

Acciones que mejoran la productividad del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

Alejandro Sandoval Medina y Elvia Nohemí Medina Barajas

Comisión Federal de Electricidad, Residencia de Los Azufres, Residencia de Estudios, Área de Ingeniería de Yacimientos, Agua Fría, Mich. Correo: alejandro.sandoval@cfegob.mx, elvia.medina@cfegob.mx.

RESUMEN

Productividad es la obtención de resultados máximos con el mínimo de recursos, en términos de eficacia y eficiencia. Para llegar a obtener un buen nivel de productividad se requieren varias acciones técnicas y operativas que en su conjunto logren beneficios cuyo efecto se vea reflejado en el mediano y largo plazo, traduciéndose en ahorros económicos y vida útil del yacimiento. A través de 30 años de aprovechamiento del recurso natural, el campo geotérmico de Los Azufres ha incrementado su capacidad de generación de 40 MW en 1982 a 225 MW en 2015. En respuesta a este régimen de aprovechamiento se han alcanzado niveles de declinación de la producción hasta de un 9% en el año 2007, resultado de la instalación de 100 MW a finales de 2003. Sin embargo, del año 2008 al 2011 se logró disminuir la declinación hasta valores menores de 6% anual. Posteriormente, se ha continuado realizando diversas acciones con lo que se ha logrado abatir más los porcentajes de declinación hasta menos del 3% anual. En este trabajo se presenta una retrospectiva de las acciones de mejora realizadas en el campo de Los Azufres a lo largo del tiempo, que han mejorado su productividad y que lo han llevado a mantener una declinación mínima y a incrementar la generación de energía eléctrica mediante un uso más eficiente del vapor.

Palabras clave: Generación de energía eléctrica, producción de vapor, declinación anual del yacimiento, acciones de mejora.

1. INTRODUCCIÓN

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha venido desarrollando el campo geotérmico de Los Azufres, Mich., de manera continua desde 1975, generando comercialmente a partir del año 1982 cuando se instalaron las primeras cuatro unidades de 5 MW.

En 1993 la capacidad aumentó a 88 MW con la integración de 28 pozos. En 2003 se incrementó la generación a 188 MW al integrarse cuatro unidades de 25 MW cada una, y en 2015 entró en operación otra unidad de 50 MW a condensación en sustitución de cuatro unidades a contrapresión de 5 MW. Así se alcanzó la capacidad operativa de generación actual de 225 MW, que emplean la producción de 46 pozos a través de cuales se extraen alrededor de 1800 t/h de vapor.

Durante más de 30 años de operación comercial continua, y de utilizar el recurso geotérmico del subsuelo, el yacimiento ha registrado una declinación que ha llegado hasta un máximo de 9% anual en el año 2007, lo que fue una consecuencia diferida de la entrada en operación de las cuatro unidades de 25 MW del proyecto Los Azufres II. Para poder cumplir la demanda de vapor adicional, se tuvieron que realizar varias acciones.

Pero después de tener niveles altos en la declinación anual del yacimiento, se realizaron diversas acciones de mejora que cuales se describirán a continuación, encaminadas a disminuir la declinación y a lograr en conjunto una administración sustentable del recurso geotérmico.

Sin embargo, la entrada en operación comercial de la U-17 de 50 MW, en 2015, hace prever que próximamente pueda presentarse un nuevo incremento en la declinación anual del yacimiento en respuesta al aumento en la extracción de vapor que esa unidad significa.

2. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La Figura 1 muestra cómo ha ido evolucionando el campo geotérmico Los Azufres en capacidad de generación desde 1982 hasta la fecha. Después de la perforación de los primeros pozos se instaló la U-1 de 5 MW en 1982, y ese mismo año se instalaron las unidades 2, 3, 4 y 5 para llegar a un total de 25 MW en cinco unidades a contrapresión. En diciembre de 1986 se puso en operación la U-6 de 5 MW a contrapresión, con lo que se llegó a 30 MW y así se mantuvo la generación hasta noviembre de 1988 cuando entró en operación la Unidad 7, que fue la primera unidad a condensación (flasheo sencillo) en el campo. La capacidad total aumentó a 80 MW.

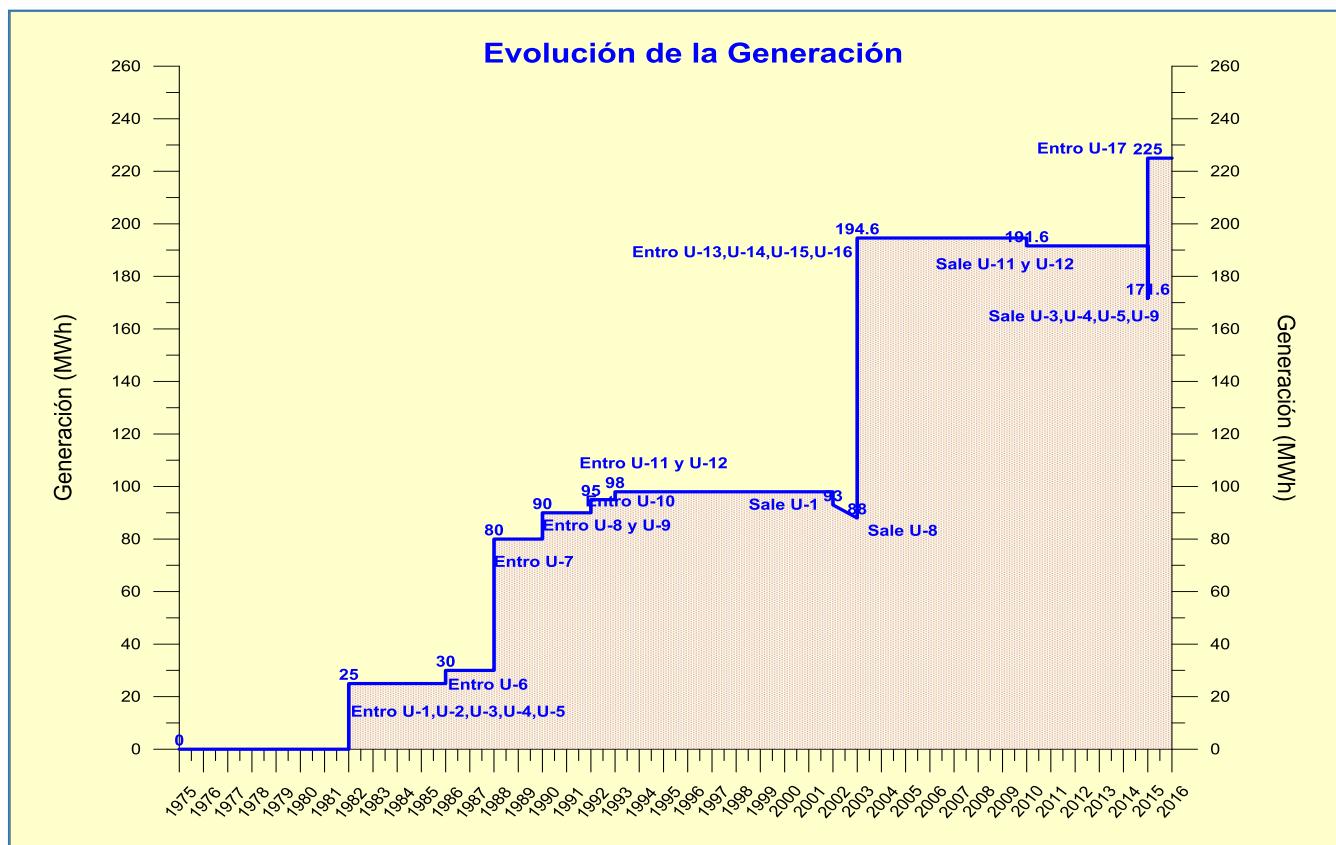


Figura 1. Evolución de la capacidad de generación eléctrica en el campo de Los Azufres.

Posteriormente, en diciembre de 1989 entró en operación la U-8 y en 1990 la U-9, ambas a contrapresión y de 5 MW de capacidad cada una, con lo que se llegó a 90 MW. En 1992 entró a generación otra unidad a contrapresión de 5 MW, la U-10, llegándose a 95 MW de capacidad instalada total.

Un año después, en 1993 entraron en operación dos unidades de ciclo binario de 1.5 MW cada una, que fueron la U-11 y la U-12, con lo que el campo alcanzó una capacidad de 98 MW. Esta se

mantuvo hasta 2002, año en que salió de operación la U-1 de 5 MW, la cual fue vendida a Guatemala para instalarse en un campo geotérmico de ese país, quedándose Los Azufres con una generación de 93 MW. En 2003 otra unidad de 5 MW, la U-8, se desmanteló para enviarse al campo de Los Humeros, Pue., con lo que Los Azufres redujo su capacidad a 88 MW. Pero ese mismo año entraron en operación cuatro unidades a condensación (flasheo sencillo) de 25 MW cada una, que son la U-13, U-14, U-15 y U-16 que fueron parte del Proyecto Los Azufres II. Con ello, la capacidad instalada ascendió a 188 MW, mientras que el aumento en la extracción de vapor provocó que cuatro años más tarde la declinación anual del yacimiento ascendiera hasta el máximo de 9% registrado en el año 2007.

En diciembre de 2010 se dieron de baja del sistema de generación las unidades de ciclo binario U-11 y U-12, mientras que a fines de 2014 entró en operación otra unidad de 50 MW netos a condensación (flasheo sencillo), que fue la U-17. Simultáneamente salieron del sistema cuatro de las unidades a condensación de 5 MW (U-3, U-4, U-5 y U-9), para llegar a la capacidad de generación efectiva actual de 225 MW.

3. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANTES DE 2007

Si no se realiza de una manera racional la extracción de los fluidos geotérmicos del yacimiento, una consecuencia natural es la declinación tanto de la producción de vapor como de la presión del yacimiento. La declinación de la producción y el abatimiento de la presión pueden ser rápidos o graduales, dependiendo del régimen de extracción.

Para determinar la tasa de declinación de la producción o el abatimiento de la presión del yacimiento, se interpretan los datos que se miden de manera rutinaria como son la producción de vapor y de agua y la presión de cabezal, y se vigilan las condiciones de integración de todos los pozos del sistema de generación. A lo largo de los años se han aplicado algunas metodologías para determinar la declinación de la producción de vapor, pero en muchos casos las metodologías han presentado limitaciones en su aplicación y validación, ya que solo son aplicables en datos obtenidos bajo las mismas condiciones de producción. Sin embargo, con esas limitantes y hasta antes del año 2000, en el campo de Los Azufres se estimaron declinaciones de producción que resultaban menores al 2% anual, de acuerdo a datos y estudios anteriores.

De 2004 a la fecha, en el campo geotérmico de Los Azufres se aplica una metodología que también se aplica en el campo de Los Géiseres, en California, y que se basa principalmente en la normalización de datos de producción. Esta metodología tiene buen grado de confiabilidad y en un periodo de seis meses ha permitido visualizar el comportamiento de la declinación de la producción del yacimiento, haciendo posible la programación y planeación de actividades que permitan controlar y en su caso minimizar esa declinación en el mediano y largo plazo.

Para satisfacer la creciente demanda de vapor que implicó el aumento en la capacidad instalada del campo mostrada en la Figura 1, se tuvieron que realizar diversas acciones en el campo. En la Figura 2 se muestra el porcentaje de declinación en la producción de vapor de las zonas norte y sur del campo entre 2001 y 2007. Como se observa en la Figura 2, en ese periodo ocurrió un fuerte aumento en la declinación anual, que llegó al mencionado máximo del 9% en 2007.

En la misma figura se representan las acciones que se llevaron a cabo en cada pozo y en cada año a fin de cumplir con el aumento de más del doble de la demanda de vapor, y contrarrestar la declinación de la producción que se venía registrando. Esas acciones consistieron en la perforación de 8 nuevos

pozos en tres años, el aumento temporal en la apertura del orificio de producción de 14 pozos, y en la estimulación ácida de tres pozos y la reparación de otros dos.

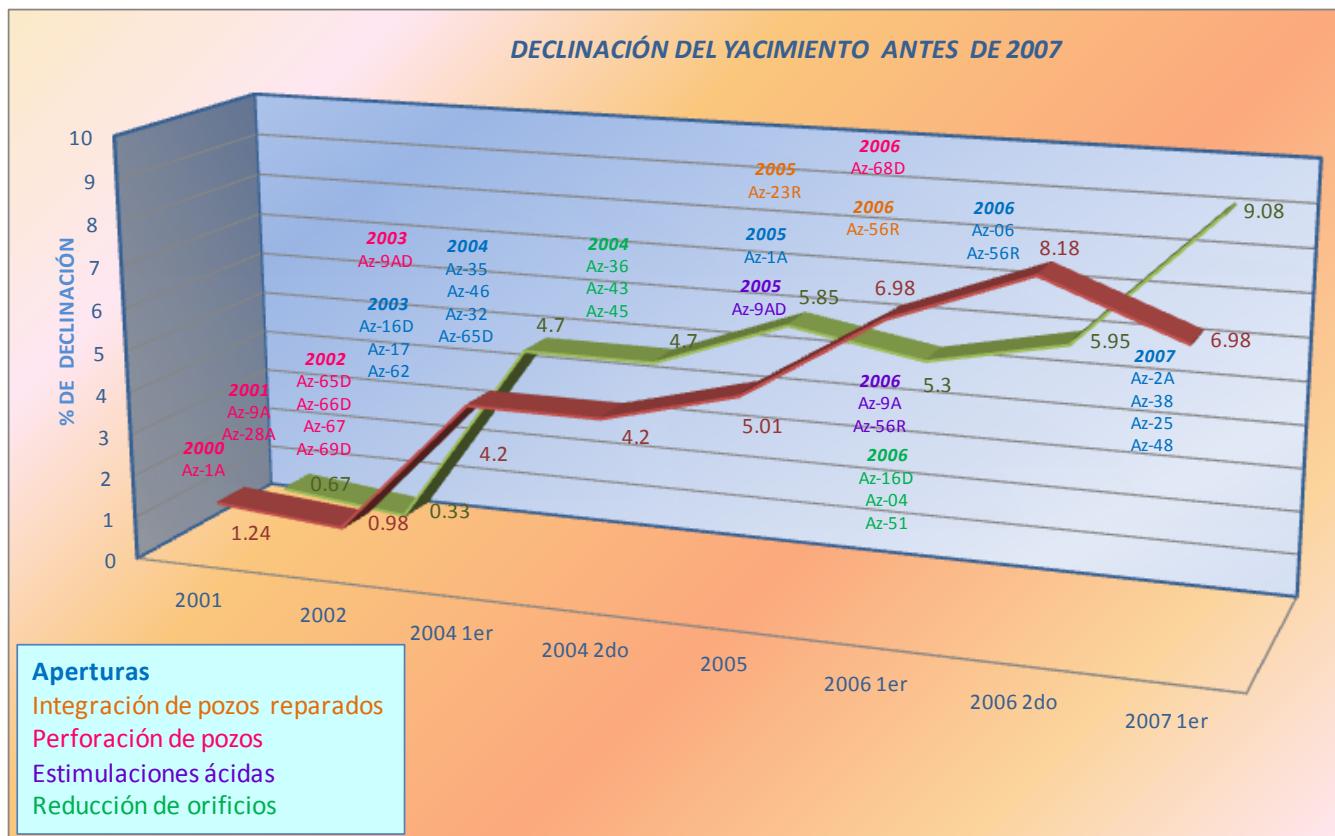


Figura 2. Declinación de la producción de vapor en porcentaje anual entre 2001 y 2007 y principales acciones adoptadas para contrarrestarla.

Las perforaciones, estimulaciones y reparaciones de pozos permitieron contar con el vapor necesario para mantener la generación de 188 MW y planear la regulación de orificios en los pozos que estaban presentando una mayor declinación. De esa manera se logró que se estabilizaran sus condiciones de producción. Sin embargo, solamente se pudieron optimizar orificios de producción en seis pozos y al mismo tiempo seguir manteniendo la producción comprometida para la generación. La Tabla 1 muestra los pozos cuyo orificio de producción se redujo, y el año en que se hizo.

Tabla 1. Reducción de orificios en pozos productores, antes de 2007.

Año	Zona	Pozo	Orificio inicial		Reducción	
			mm	(pulgadas)	mm	(pulgadas)
2004	Norte	Az-43	139.70	(5.50)	114.3	(4.50)
	Norte	Az-45	95.25	(3.75)	63.5	(2.50)
	Sur	Az-36	88.90	(3.50)	63.5	(2.50)
2006	Sur	Az-16D	82.55	(3.25)	57.15	(2.25)
	Norte	Az-04	101.60	(4.00)	57.15	(2.25)
	Norte	Az-51	114.30	(4.50)	76.2	(3.00)

En cuanto a estimulaciones ácidas, en el año 2005 se estimuló el pozo Az-9AD y en 2006 los pozos Az-9A y AZ-56R, todos ubicados en la zona norte.

4. ACCIONES TÉCNICO-OPERATIVAS REALIZADAS EN 2007-2011

Después de aproximadamente siete años de realizar diversas actividades para mantener la generación comprometida de 188 MW y observando la reacción del yacimiento a ese régimen de extracción, entre 2007 y 2011 se estuvieron analizando los datos de producción de cada uno de los pozos que presentaban las más fuertes declinaciones de forma individual y se hicieron recomendaciones para reducir orificios de producción, aun con el riesgo de que se podría sacrificar la producción de cada uno de ellos y cuidando cumplir con la generación que se tenía comprometida.

Gracias a las características geológicas, químicas y termodinámicas del yacimiento, lo que incluye su buena permeabilidad y comunicación entre estructuras, este ha respondido positivamente a las acciones encaminadas a estabilizar la producción, la declinación y el abatimiento de la presión. Así, por ejemplo, en la mayoría de los pozos que presentaban fuertes declinaciones, se observó que se ganaba presión de cabezal y la producción de vapor se mantenía prácticamente igual con la recomendación de reducir el orificio de producción de $\frac{1}{2}$ ", lo que permitió seguir cumpliendo con la entrega del vapor comprometido.

La Figura 3 presenta la declinación en la producción del campo entre 2007 y 2011, así como las principales acciones que se tomaron en cada pozo y el año en que se realizaron.

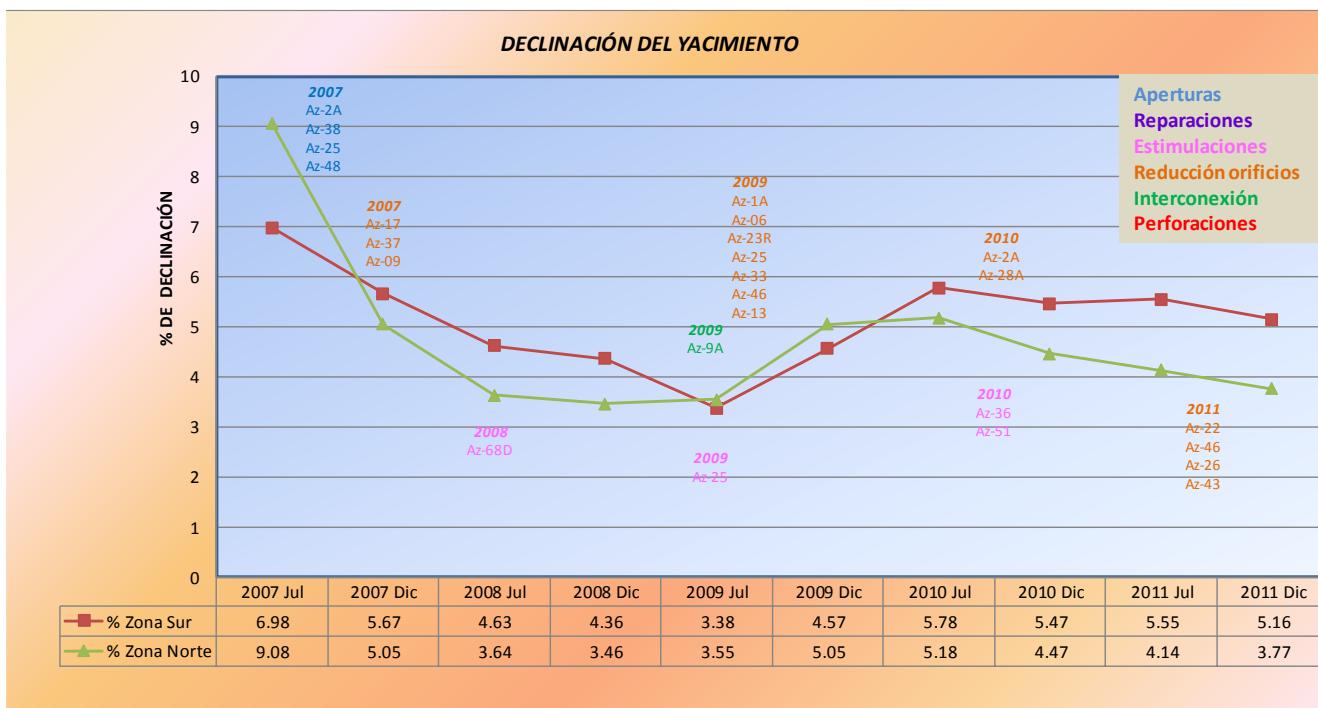


Figura 3. Declinación de la producción de vapor en porcentaje anual entre 2007 y 2011 y principales acciones adoptadas para contrarrestarla.

El máximo porcentaje de declinación anual se registró en julio de 2007, como ya se había presentado en la Figura 2. Posteriormente a ese año, se observa en la Figura 3 que durante los siguientes años

solamente se llevó a cabo la reducción de orificios de producción y la estimulación ácida de los cuatro pozos que se indican en la Figura 3: el Az-68D en 2008 (zona norte), el Az-25 (zona sur) en 2009 y los pozos Az-36 y Az-51 en 2010. Particularmente, con la estimulación de estos cuatro pozos, se lograron ganancias de vapor en cada uno de ellos lo cual posibilitó que se regularan orificios de producción. Con la reducción de orificios de producción en los 14 pozos que aparecen señalados en la Figura 3, que eran los que en ese entonces presentaban las más fuertes declinaciones individuales, y con la estimulación de los cuatro pozos, se pudo seguir generando los mismos 188 MW.

Para contar con un mejor manejo operativo del vapor de las zonas norte y sur, en 2009 se puso en operación el vaporducto de interconexión entre ambas, lo que permitió enviar vapor de respaldo de la zona norte a la sur que era la zona que en ese momento tenía los pozos con las declinaciones más altas. El vaporducto tiene una longitud total de 3200 metros y un diámetro de 20" (502 mm).

La entrada en operación de vaporducto permitió seguir reduciendo orificios de producción y lograr con ello recuperar parámetros de producción de los pozos. La Tabla 2 muestra los pozos cuyo orificio de producción se redujo entre los años 2007 y 2011.

Tabla 2. Reducción de orificios en pozos productores entre los años 2007 y 2011.

Año	Zona	Pozo	Orificio inicial		Reducción	
			mm	(pulgadas)	mm	(pulgadas)
2007	Sur	Az-17	114.30	(4.50)	101.6	(4.00)
	Sur	Az-37	101.60	(4.00)	88.9	(3.50)
	Norte	Az-09	76.20	(3.00)	50.8	(2.00)
2009	Sur	Az-1A	114.30	(4.50)	88.9	(3.50)
	Sur	Az-06	101.60	(4.00)	63.5	(2.50)
	Sur	Az-23R	88.90	(3.50)	76.2	(3.00)
	Sur	Az-33	114.30	(4.50)	88.9	(3.50)
	Norte	Az-13	101.60	(4.00)	95.25	(3.75)
2010	Sur	Az-2A	114.30	(4.50)	101.6	(4.00)
	Norte	Az-28A	88.90	(3.50)	76.2	(3.00)
2011	Sur	Az-22	165.10	(6.50)	127.0	(5.00)
	Sur	Az-46	101.60	(4.00)	88.9	(3.50)
	Sur	Az-26	165.10	(6.50)	152.4	(6.00)
	Norte	Az-43	114.30	(4.50)	101.60	(4.00)

La respuesta del yacimiento a las medidas adoptadas en esos cuatro años fue positiva, y de manera rápida se consiguió disminuir la declinación a niveles menores del 6%, como se puede ver en la Figura 3.

5. ACCIONES TÉCNICO-OPERATIVAS ENTRE 2011 Y 2015

A fin de continuar la optimización en la administración del recurso geotérmico y una vez que se logró la disponibilidad de vapor necesaria para mantener la capacidad instalada de 188 MW gracias a las acciones ya mencionadas, realizadas hasta el año 2011 se determinó que era necesario reemplazar algunas de las unidades a contrapresión más antiguas, de 5 MW de capacidad. Estas unidades ya contaban entonces con más de 25 años de operación continua, pero además su consumo unitario de

vapor resultaba mucho mayor que el de las nuevas unidades a condensación de 25 MW que ya se habían instalado. Como se indica en la Tabla 3, el promedio de vapor requerido por diseño por cada una de las unidades a contrapresión para generar un megawatt era de 13 toneladas, mientras que las unidades a condensación más reciente requieren del orden de 7 toneladas. Esto implica que con la misma cantidad de vapor una unidad a contrapresión antigua genera apenas el 53% de la energía eléctrica que generar una planta nueva a condensación. En la realidad, la diferencia en el consumo unitario de vapor llegaba a ser mayor (ver Tabla 3).

Tabla 3. Capacidad instalada y consumo total y unitario de vapor por cada unidad en Los Azufres.

Unidad	Capacidad de placa neta (MW)	Vapor Requerido (t/h)	Consumo de Vapor (t/h-MW)		Estado operativo hasta 2014
			Dato de Diseño	Real	
2	5	66.9	13	13.4	Generando
3	5	65.0	13	13.0	Generando
4	5	65.0	13	13.0	Generando
5	5	68.8	13	13.8	Generando
6	5	77.6	13	15.5	Generando
7	50	440	8	8.8	Generando
9	5	68.7	13	13.7	Generando
10	5	73.3	13	14.7	Generando
11*	1.5	0	0	0.0	F/S***
12*	1.5	0	0	0.0	F/S***
13	25	187.0	7	7.5	Generando
14	25	189.0	7	7.6	Generando
15	25	187.2	7	7.5	Generando
16	25	183.5	7	7.3	Generando
Subtotal**	185	1,672.0		8.9	
17	50	383.0	7	7.7	Generando
Total***	215	1,787.5		8.3	

* Unidades de Ciclo Binario, fuera de servicio desde el año 2010 (ver Figura 1).

** Total en el año 2014, sin contar a las unidades 11 y 12.

*** Total actual, descontando las unidades a contrapresión 3, 4, 5 y 9, retiradas a principios de 2015.

De acuerdo con los datos de la Tabla 3, se concluyó que con el consumo de vapor de cuatro de las unidades de 5 MW, que equivale a unas 268 t/h, se podría instalar una unidad a condensación de 25 MW y contar una cantidad de vapor de respaldo. Sin embargo, se determinó que el campo tenía suficientes recursos como para disponer del vapor suficiente para una unidad de 50 MW. Con base en ello, se decidió la construcción de la U-17, de 50 MW netos.

Así, se decidió que cuando la nueva unidad entrara en operación se retirarían de operación las unidades a contrapresión números 3, 4, 5 y 9. Aunque de acuerdo con lo mostrado en la Tabla 3 hubiese sido más conveniente retirar a las unidades 6 y 10, que tienen consumos unitarios más elevados (de 15.5 y 15.7 toneladas por megawatt generado, respectivamente), estas dos unidades están en la zona sur. Como la U-17 se emplazaría en la zona norte, resultó más costeable retirar de

operación a las unidades menos eficientes de esta misma zona norte.

Por lo tanto, mientras se licitaba y construía esa nueva unidad, se llevó a cabo un programa de perforación de pozos nuevos en las zonas norte y sur. Con el vapor producido por esos nuevos pozos, y con el que sobró al retirar a las unidades a contrapresión mencionadas de la zona norte, se logró satisfacer el consumo de la nueva capacidad instalada neta de 215 MW.

Es importante aclarar que la capacidad neta del campo de Los Azufres es efectivamente de 215 MW: esta es la energía eléctrica que se entrega a la red de distribución. Pero la capacidad bruta del campo, es decir tomando en cuenta también lo que cada unidad consume para su propio uso, es un poco más alta. En el caso de las unidades a contrapresión la diferencia es muy pequeña y no se suele contabilizar, pero la capacidad bruta de cada una de las unidades 13 a 16 es de 26.6 MW, mientras que la de la U-17 es realmente de 53.4 MW. Así, aunque la capacidad neta es de 215 MW la bruta es de 224.8 MW, o aproximadamente 225 MW. Esta es la cifra que se menciona usualmente, y la que aparece en la Figura 1, porque de cualquier modo es necesario suministrar todo el vapor que cada unidad requiere, y no sólo el requerido para generar la energía eléctrica que entrega a la red.

Las últimas acciones técnico-operativas adoptadas en el campo han permitido mantener la generación de energía eléctrica ya con la nueva U-17 en plena operación. Esto ha hecho posible disminuir el porcentaje de declinación promedio anual del campo, como se puede ver en la Figura 4.

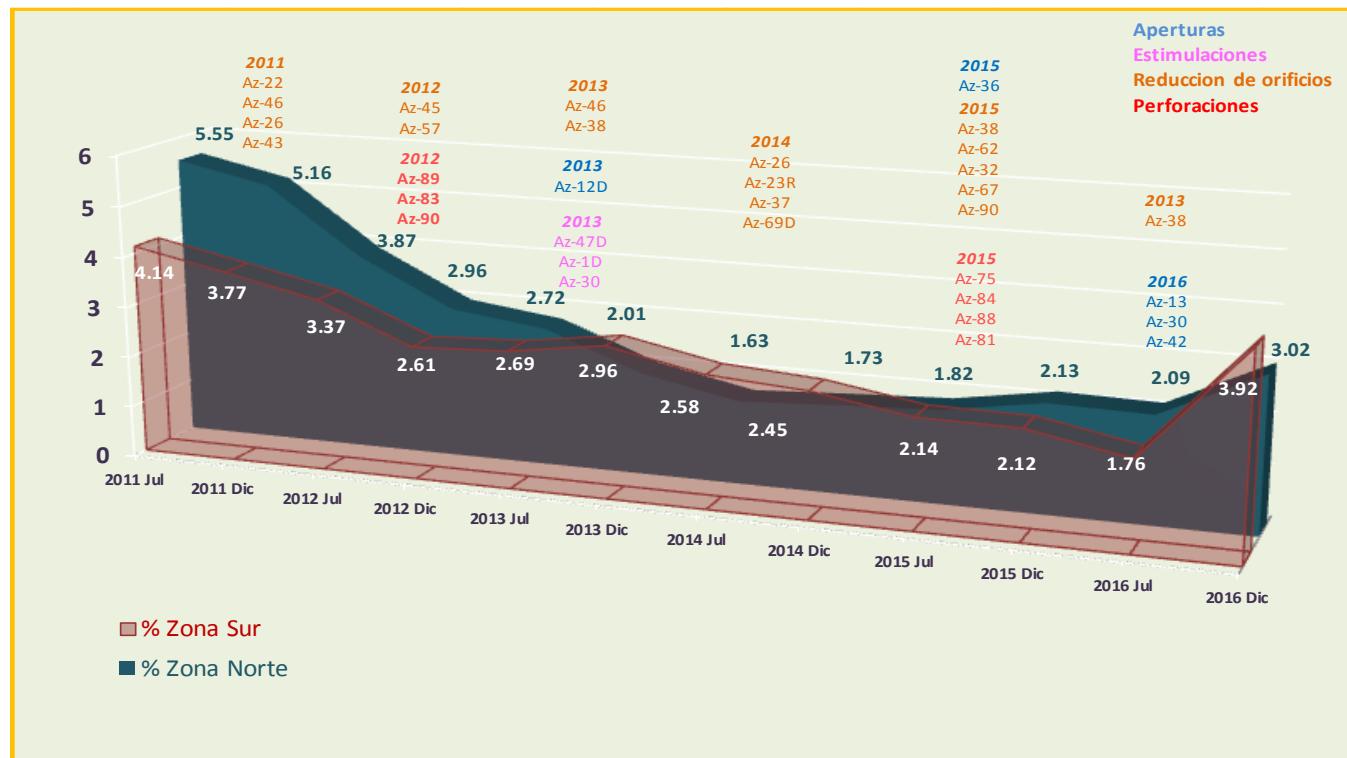


Figura 4. Declinación de la producción de vapor en porcentaje anual entre 2011 y 2016 y principales acciones adoptadas para contrarrestarla.

En la misma Figura 4 se muestran las acciones realizadas en cada año, incluyendo la reducción del orificio de producción en 18 pozos que presentaban alta declinación individual, tres intervenciones por estimulación ácida y la perforación de siete pozos, con los que se obtuvo buena producción.

Actualmente y gracias a esas acciones, el promedio de declinación porcentual anual se ha reducido hasta niveles menores de 3%, aunque hacia fines de 2016 la declinación volvió a incrementarse a consecuencia del incremento de generación. Esto significa que seguir trabajando para continuar manteniendo la declinación en niveles realmente sustentables.

En la Tabla 4 se presentan resumidas las acciones técnico-operativas realizadas entre 2011 y 2016, indicando el año y los pozos en los que se aplicaron.

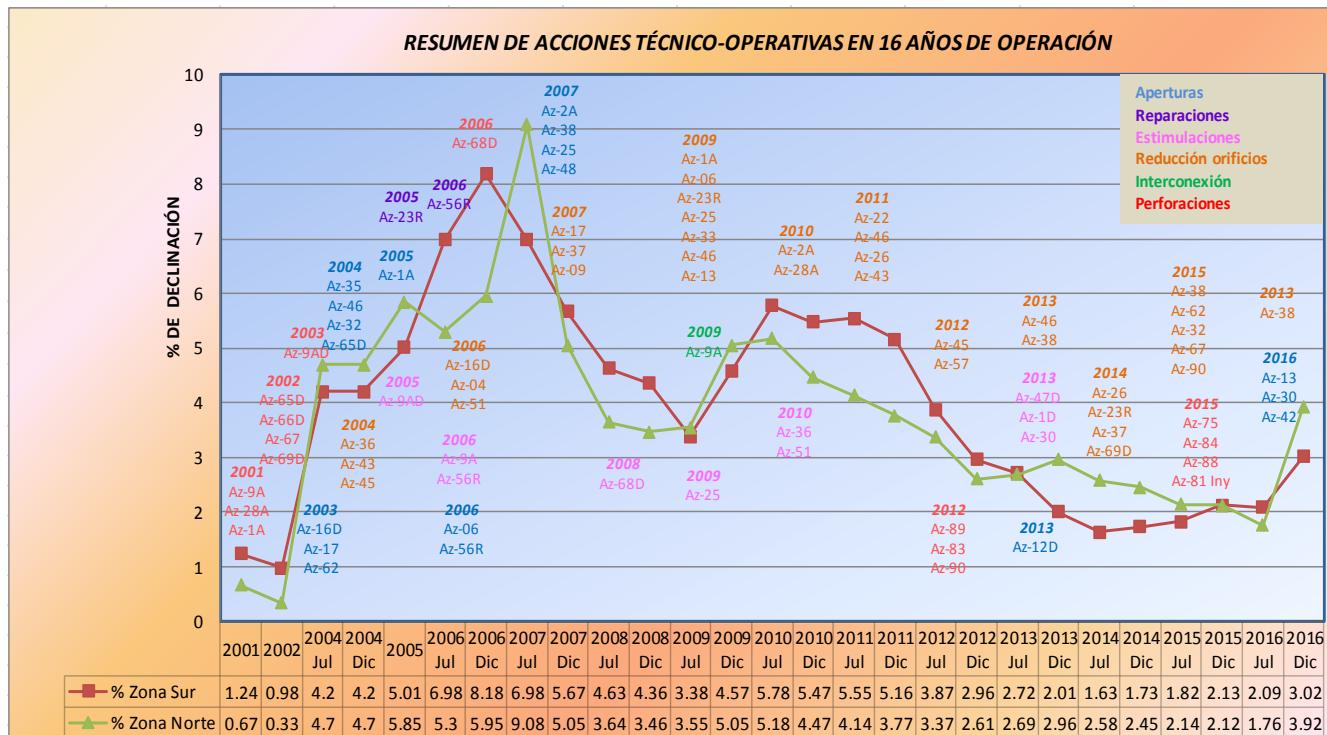
Tabla 4. Acciones realizadas del 2011 al 2016 para disminuir la declinación anual en la producción del campo de Los Azufres.

Año	Acción Técnica-Operativa	Pozo	Zona
2011	Reducción de orificios	Az-22 AZ-46 Az-26 Az-47	Sur Sur Sur Norte
2012	Perforación	Az-89 Az-83	Sur Sur
	Reducción de orificios	Az-90 Az-45 Az-57	Norte Norte Norte
2013	Fracturamiento Ácido	Az-47D Az-1D	Sur Sur
	Estimulación Acida Reducción de Orificios	Az-30 Az-38 Az-46	Norte Sur Sur
2014	Reducción de Orificios	Az-26 Az-23R AZ-37 Az-69D	Sur Sur Sur Norte
2015	Perforación	Az-75 Az-84	Sur Norte
	Reducción de Orificios	Az-88 Az-81 Az-38 Az-62 Az-32 Az-67	Norte Norte Sur Sur Sur Norte Norte
2016	Reducción de Orificios Aperturas	Az-38 Az-13 Az-30 Az-42 Az-89	Sur Norte Norte Norte Sur

6. BENEFICIOS OBTENIDOS

La perforación de nuevos pozos, los programas de intervención de pozos (limpieza mecánica, estimulación ácida) y la optimización de los orificios de producción, son solamente algunas de las acciones técnico-operativas que han permitido que el campo geotérmico Los Azufres haya

incrementado su capacidad de generación de 88 MW en 2002 a 225 MW en 2015. En la Figura 5 se presenta un resumen de todas esas acciones en los últimos 16 años, así como el comportamiento de la declinación anual en la producción promedio de las zonas norte y sur del campo. Gracias a esas acciones se ha logrado mantener la declinación actual por debajo del 3% anual, lo que se considera una tasa sustentable.



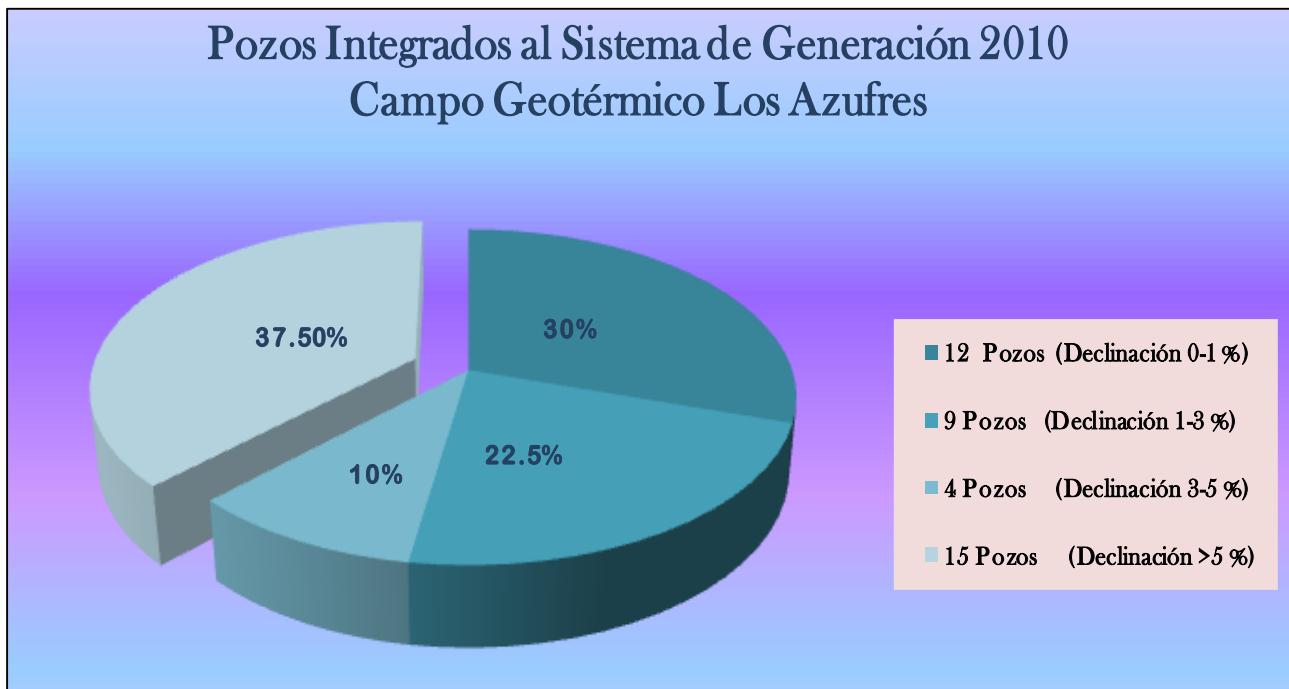


Figura 6. Clasificación de declinación en la producción anual de cada pozo integrado al sistema en 2010 (total: 40 pozos).

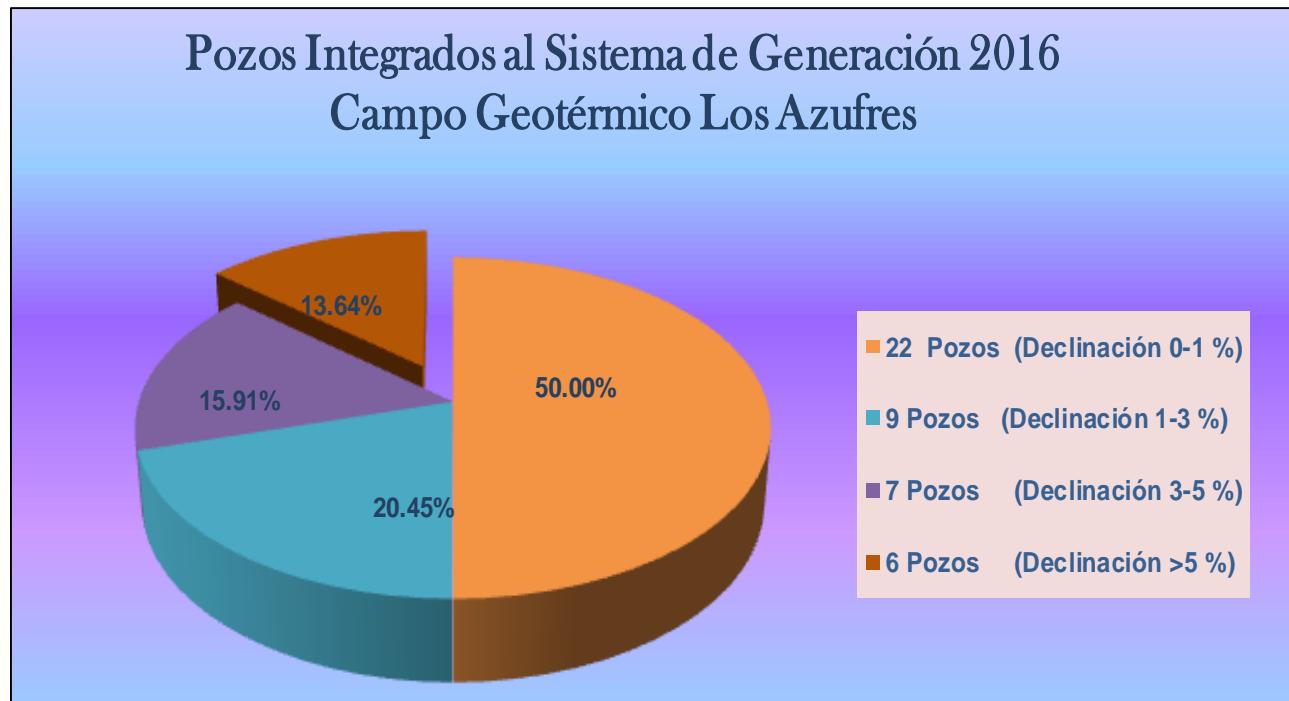


Figura 7. Clasificación de declinación en la producción anual de cada pozo integrado al sistema en 2016 (total: 44 pozos).

7. CONCLUSIONES

En 2003 la puesta en marcha de las cuatro unidades a condensación de 25 MW cada una, fue un parteaguas importante en la operación del campo geotérmico Los Azufres, ya que los pozos productores tuvieron que abrirse a su máxima capacidad, además de que fue necesario perforar pozos nuevos para suministrar el vapor que requerían las unidades. La capacidad del campo aumentó a más del doble en un solo año, pasando de 88 a 188 MW. En consecuencia, la declinación en la producción de los pozos tendió a aumentar, lo que resultó evidente cuatro años después cuando está llegó al 9% anual.

Eso volvió necesario adoptar acciones diversas, algunas planificadas como la perforación de nuevos pozos o la intervención de pozos ya existentes, y otras acciones no planificadas como la reducción de los orificios de producción de acuerdo al comportamiento que cada pozo estaba presentando en ese momento. En conjunto, esas acciones han permitido una recuperación gradual del yacimiento y consecuentemente se ha reducido también su declinación hasta niveles menores al 3% anual.

De esa manera, en los últimos 16 años se ha logrado optimizar la explotación del recurso natural, pues aunque sigue habiendo declinación en la producción, esta se mantiene en porcentajes menores al 3%, lo cual se considera un manejo sustentable del yacimiento geotérmico.

Todas las acciones de mejora se debieron al aporte de ideas y al apoyo del personal técnico y directivos.

De cualquier modo, se espera la respuesta del yacimiento a la entrada en operación de la más reciente U-17, de 50 MW, en 2015, que probablemente se expresará en un nuevo aumento en la declinación anual de la producción de los pozos. Adicionalmente, actualmente se encuentra en construcción una nueva unidad de 25 MW, la U-18, programada para entrar en operación en 2018, lo cual también repercutirá en un aumento de la declinación de la producción de vapor. Sin embargo, se continuarán realizando las acciones pertinentes, y se diseñarán nuevas estrategias de operación que permitan continuar con la extracción sustentable del recurso geotérmico, de tal manera que la declinación anual se sitúe por debajo del 3%.