01

olade
ORGANIZACION LATINOAMERICANA
DE ENERGIA

BANCO INTERAMERICANO
DE DESARROLLO

GUIA PARA LA OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CAMPOS Y PLANTAS GEOTERMICAS

Quito, Ecuador
Junio de 1994

ADE

CDD OLADE
001112

ORGANIZACION LATINOAMERICANA
DE ENERGIA

BANCO INTERAMERICANO
DE DESARROLLO

GUIA PARA LA OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CAMPOS Y PLANTAS GEOTERMICAS

Quito, Ecuador
Junio de 1994

Preparada bajo el Convenio No Reembolsable BID/OLADE ATN-SF-3603-RE.

BID

Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
Av. Amazonas 477 y Roca,
Edificio Banco de los Andes, 9no. Piso.
Teléfonos: 550-011 / 562-141, Casilla 741A,
Facsímile: 593-2-564660, Quito - Ecuador.

OLADE

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)
Av. Occidental, Sector San Carlos OLADE,
Teléfonos: 598-280 / 598-122, Casilla:17-11-6413,
Télex: 2-2728 OLADE ED, Facsímile: 593-2-539684, Quito-Ecuador

ISBN 9978-70-053-6
OLADE 013-GE/94(En)

PRESENTACION

Basado en los objetivos de: a) promover acciones para el aprovechamiento y defensa de los recursos naturales de los Países Miembros y de la Región en conjunto, y b) fomentar una política para la racional explotación, transformación y comercialización de los recursos energéticos, OLADE, ante la crisis del petróleo en la década de los años setenta, inició en 1978 un programa de actividades encaminado a fomentar la investigación y el aprovechamiento de la geotermia como un recurso alterno de las fuentes convencionales de energía.

Para alcanzar tal fin, una de las primeras acciones de la Organización fue integrar una metodología para la exploración y explotación geotérmica, adaptable a las condiciones y características de los países de América Latina y el Caribe.

Contando con la colaboración de diversas instituciones y expertos tanto de la Región como de fuera de la misma, OLADE elaboró en 1978 la "Metodología de Exploración Geotérmica para las Fases de Reconocimiento y Prefactibilidad", en 1979 la "Metodología de la Exploración Geotérmica para la Fase de Factibilidad", y en 1980 la "Metodología de Exploración y Explotación Geotérmica para las Fases de Desarrollo y Explotación". Posteriormente, esta última, una vez revisada, complementada y actualizada, dio lugar a la "Metodología de la Explotación Geotérmica" que la Organización editó el año 1986.

La disponibilidad de tales metodologías, permitió a los países de la Región orientar la investigación de sus recursos geotérmicos con una herramienta útil y de fácil aplicación. Haití, Ecuador, Perú, República Dominicana, Grenada, Guatemala, Jamaica, Colombia y Panamá, entre otros países, realizaron con el apoyo de OLADE y sus metodologías, reconocimientos en sus territorios. Nicaragua, Panamá, Ecuador-Colombia, Haití y Guatemala, también con la intervención de la misma Organización, desarrollaron estudios de prefactibilidad en algunas zonas termales en las que observaron condiciones favorables para llegar a constituirse campos geotérmicos.

La aplicación de las metodologías coadyuvó a incrementar el conocimiento de los países de la Región sobre sus recursos geotérmicos, al grado que para fines de la década de los años ochenta 20 de los 26 países miembros de OLADE contaban ya con estudios de reconocimiento, 17 habían ejecutado estudios de prefactibilidad, 8 tenían estudios de factibilidad y 4 se encontraban generando electricidad mediante la explotación de algunos de sus campos geotérmicos. Sin embargo, el rápido desarrollo tecnológico de la geotermia mostró la necesidad de actualizar las metodologías.

Tomando en cuenta que en diversos foros de carácter internacional la comunidad geotérmica advirtió la necesidad de revisar, modernizar e incluso complementar los documentos de OLADE, esta Organización y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) decidieron mediante el Convenio de Cooperación Técnica ATN/SF-3603-RE, revisar las guías existentes y elaborar seis nuevas para la exploración y explotación geotérmica. Tales guías, atendiendo los requerimientos de los grupos técnicos de la Región, serían para: Estudios de Reconocimiento, Estudios de Prefactibilidad, Exploración de Factibilidad, Evaluación del Potencial Energético (con base en la información recopilada en las fases de reconocimiento y prefactibilidad), Operación y Mantenimiento de Campos y Plantas Geotérmicas, y Preparación de Proyectos de Inversión en Plantas Geotérmicas.

La elaboración de los nuevos documentos sobre geotermia, se llevó a cabo mediante la intervención de 7 consultores internacionales y 8 expertos de la Región, con amplia experiencia en geovulcanología, geoquímica, geofísica, perforación, ingeniería de yacimientos, operación y mantenimiento de campos y plantas geotérmicas, e ingeniería y diseño de plantas.

El esfuerzo de OLADE y el BID por contribuir en el desarrollo energético de América Latina y del Caribe, se presenta en este documento que contiene la Guía para la Operación y Mantenimiento de Campos y Plantas Geotérmicas, con el objetivo de poner a la disposición de los países de la Región un instrumento que les oriente en la ejecución de las actividades que deberán desarrollar durante la explotación de sus campos geotérmicos en la generación de electricidad.

OLADE y el BID manifiestan su reconocimiento a la labor de los señores: Dr. Jesús Rivera, Dr. Marcelo Lippmann, Ing. Francisco Bermejo, Ing. Mauro Cozzini, Ing. Guillermo de la Torre, Ing. Fernando Ledesma, Prof. Giorgio Pasquare, Ing. Mauricio Retana, Dr. Norman Goldstein, Fis. Salvador García, Dr. David Nieva, Dr. Alfred Truesdell e Ing. Antonio Razo, quienes con la coordinación del Dr. Paolo Liguori y el Ing. Eduardo Granados, tuvieron la responsabilidad de la elaboración del presente documento.

INDICE

Página

INTRODUCCION Y OBJETIVO 1

OPERACION DEL CAMPO 1

2.1 Monitoreo de Pozos 2
2.1.1 Pozos Productores 2
2.1.2 Pozos Inyectores 3
2.1.3 Pozos de Observación 3
2.2 Operación de Sistemas de Separación y Conducción de Fluidos 4
2.3 Integración del Pozo al Sistema de la Central 4
2.4 Salida del Pozo del Sistema de la Central 5
2.5 Pruebas y Mediciones Periódicas 5
2.6 Estudios Geocientíficos de Apoyo 7
2.6.1 Estudios Geológicos 7
2.6.2 Estudios Geoquímicos 8
2.6.3 Estudios Geofísicos 9
2.6.4 Estudios Hidrogeológicos 9

3. MANTENIMIENTO DE CAMPO 10

3.1 Objetivo y Alcances 10
3.2 Mantenimiento 10
3.2.1 Mantenimiento de Pozos 10
3.2.2 Reparación de Pozos 13
3.2.3 Instalaciones Superficiales 17

4. INTERPRETACION DE DATOS DE OPERACION Y MONITOREO 21

4.1 Estudio del Comportamiento de Pozos 21
4.1.1 Monitoreo Termodinámico 21
4.1.2 Monitoreo Químico 22
4.1.3 Patrones de Comportamiento 22
4.2 Estudio del Comportamiento del Yacimiento 25
4.3 Actualización del Modelo del Campo 28
4.4 Actualización de la Estrategia de Explotación y Operación del Campo 30
4.5 Actualización de las Estimaciones Iniciales del Potencial Probado del Campo 30

5. POZOS DE RESERVA Y DE REPOSICION 32

5.1 Objetivo y Alcances 32
5.2 Criterios de Sustitución de Pozos 32

6. ORGANIZACION, TIEMPOS Y COSTOS RELACIONADOS CON LA ETAPA DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DEL CAMPO 33

6.1 Objetivos y Alcances 33
6.2 Programación y Control 33
6.2.1 Programa de Ingeniería 34
6.2.2 Criterios de Salida de Servicio 35
6.3 Costos 35
6.4 Organización del Proyecto 36
6.4.1 Superintendencia de Pozos 37
6.4.2 Superintendencia de Instalaciones Superficiales 39
6.5 Materiales y Equipos 40
6.6 Oficinas, Laboratorios, Talleres y Transporte 40
6.7 Personal 41
6.8 Asesores 41

7. OPERACION DE LA CENTRAL 42

7.1 Objetivos y Alcances 42
7.2 Operación de los Sistemas de la Central 42
7.2.1 Sistema de Vapor 43
7.2.2 Sistema de Agua de Condensación 43
7.2.3 Sistema de Extración de Gases 44
7.2.4 Turbogenerador y Auxiliares 46
7.2.5 Sistema Eléctrico de la Central 47
7.2.6 Sistema de Supervisión, Control y Protección 49
7.2.7 Sistema contra Incendio 52
7.2.8 Sistemas Diversos 54
7.2.9 Control Ambiental 54

8. MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL 56

8.1 Objetivos y Alcances 56
8.2 Mantenimiento Preventivo 57
8.2.1 Mantenimiento Rutinario 58
8.2.2 Tratamiento Químico 68
8.2.3 Mantenimiento Mayor 71
8.3 Mantenimiento Correctivo 75
8.4 Mejoras a Instalaciones 76

9. ORGANIZACION, TIEMPOS Y COSTOS DE LA ETAPA DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL 77

9.1 Objetivos y Alcances 77
9.2 Programación y Control 77

9.2.1 Programa de Operación 79
9.2.2 Programa de Mantenimiento Mayor 79
9.2.3 Programa de Mantenimiento Preventivo 79
9.2.4 Programa de Mejoras e Instalaciones 79
9.2.5 Programa de Egresos 79
9.3 Costos 79
9.4 Organización 80
9.4.1 Superintendencia General de la Central 81
9.4.2 Superintendencia de Operación 82
9.4.3 Superintendencia de Mantenimiento 82
9.4.4 Administración 82
9.5 Materiales y Equipos 83
9.6 Oficinas , Laboratorios, Talleres y Transporte 83
9.7 Personal 85
9.7.1 Personal de Operación 85
9.7.2 Personal de Mantenimiento 86
9.8 Asesores 88
10. REFERENCIAS 89

FIGURAS

Figura No. 6.1 Organigrama para la Operación y Mantenimiento del Campo 38
Figura No. 6.2 Requerimientos para la Operación y Mantenimiento del Campo 40
Figura No. 9.1 Organigrama Genérico de una Central Geotermoeléctrica 81

TABLA

Tabla No. 6.1 Costo Aproximado de la Perforación de Pozos de Reposición 37

1. INTRODUCCION Y OBJETIVO

Una vez cubierta la etapa de desarrollo, da comienzo la etapa de explotación cuyo objetivo es mantener generando la central a su máxima capacidad y con la mayor economía posible, durante su vida útil.

En esta guía se describen las actividades que se deberán desarrollar durante la etapa de explotación, tanto en el campo como en la central, y comprende el manejo del fluido geotérmico desde su extracción del yacimiento hasta su conversión en energía eléctrica.

En la parte del campo se describen los aspectos de operación y mantenimiento que se recomienda aplicar en los pozos, los sistemas de manejo de fluidos y de sus obras complementarias, y el monitoreo continuo del campo. Se mencionan los estudios de apoyo que se deberán realizar para asegurar el funcionamiento del proyecto durante su vida útil, los criterios para la perforación de pozos de reposición y la estructura organizacional requerida para esta etapa.

En la parte de la central se tratan los aspectos de operación y mantenimiento de los distintos sistemas que la integran, indicando los criterios aplicables al respecto. Se mencionan las principales actividades a desarrollar en cada uno de los sistemas y los puntos claves a vigilar. Se hace especial énfasis en aquellos aspectos que son particulares de la explotación geotérmica y se define la estructura organizacional y la infraestructura requerida para esta etapa.

La operación y mantenimiento del campo y la central involucra actividades continuas que se desarrollan desde la puesta en operación de ésta, hasta que se decide su clausura.

Debido a las características dinámicas de los desarrollos geotérmicos, se deberá mantener un análisis y evaluación constante de los resultados obtenidos en la explotación del yacimiento, por lo que se requiere del apoyo de un grupo de ingeniería.

2. OPERACION DEL CAMPO

Durante la fase de operación de un campo geotérmico normalmente se cuenta ya con el esquema de desarrollo básico del mismo, en lo que respecta al número de pozos requeridos para suministrar suficiente vapor a la central, así como también se cuenta con el sistema de desecho. Es en esta etapa cuando se toman importantes decisiones sobre el curso de las acciones a seguir con el campo y la central, y se debe dar respuesta a preguntas tales como:

- ¿Es posible y conveniente incrementar la capacidad de generación del campo?
- ¿El espaciamiento entre los pozos del campo es adecuado o tendrá que modificarse?
- ¿La densidad de pozos es correcta o se está sobreexplotando alguna porción del campo?

— ¿Cuándo será necesario reparar o sustituir los pozos?

— ¿Cómo se deberán prorratear las producciones de los diferentes pozos para dar respuesta a la curva de demanda, sin correr el riesgo de una sobreexplotación de una porción del campo?

— ¿Es el funcionamiento de la central adecuado o será necesario introducir algunas modificaciones en su diseño?

— ¿Cuál será el comportamiento del yacimiento bajo el esquema de explotación presente y bajo esquemas diferentes?

— ¿El sistema de desecho de los fluidos es el adecuado? ¿Es conveniente inyectar en el mismo nivel productivo o es necesario contemplar otras opciones?

— ¿Será necesario construir más pozos para mantener el nivel de producción de vapor requerido por la central, o será más apropiado permitir la disminución natural del caudal de vapor que se obtiene del campo, con lo cual se tendrá un decremento en la cantidad de energía eléctrica generada por la central?

— ¿Cuál será el momento más adecuado para decidir la salida de servicio del proyecto, debido a los altos costos de mantenimiento y operación del sistema campo-central?

Las anteriores son sólo algunas de las incógnitas más importantes a las cuales se deberá dar una respuesta. Los elementos fundamentales que servirán para procurar respuestas adecuadas a todas las interrogantes, son el conjunto de datos, mediciones y estudios que se obtengan o realicen durante operación del campo; los cuales, si son recolectados en una forma sistemática y bien planificada, vendrán a reforzar y complementar la información que se haya reunido sobre el mismo en el transcurso de las etapas previas.

2.1 Monitoreo de Pozos

2.1.1 Pozos Productores.

Los criterios de evaluación y manejo de los pozos productores en la fase de operación, son los mismos ya expresados en la sección 2.4 de la Guía para la Etapa de Desarrollo de Proyectos Geotérmicos, elaborada por OLADE y el BID (1994).

A partir del desarrollo del pozo se debe llevar un registro conteniendo el historial del mismo en lo referente a los siguientes aspectos:

— Presión de cabezal.

— Grado de apertura.

— Caudales de vapor y agua.

— Evolución termodinámica (presión y entalpía) y química del pozo bajo condiciones de operación.

— Contenido de sólidos arrastrados.

— Presencia de incrustaciones.

— Perfiles de temperatura, presión, molinete y calibración.

— Resultados de las pruebas realizadas.

— Informes detallados de intervenciones y maniobras diversas.

— Comportamiento de elementos mecánicos instalados.

2.1.2 Pozos Inyectores.

Cuando se tengan pozos de inyección en operación, se deberá recopilar la siguiente información:

— Historial de la presión y temperatura de inyección.

— Caudal de inyección.

— Variaciones en la temperatura de inyección.

— Cambios en la composición química de los fluidos inyectados.

— Presencia de incrustaciones y/o corrosión, así como los problemas ya sea en la línea de conducción de fluidos, en el interior del pozo o en la formación.

— Perfiles de temperatura, presión, molinete hidráulico y calibración.

— Resultados de las pruebas realizadas.

— Informes detallados de intervenciones y maniobras diversas.

— Comportamiento de elementos mecánicos instalados.

2.1.3 Pozos de Observación.

En el caso que dentro del campo existan pozos no productores, cuya ubicación y condiciones mecánicas sean adecuadas para medir el comportamiento del sistema geotérmico, pueden ser adaptados para la función de pozos de observación. Naturalmente, sería más conveniente, aunque más costoso para el proyecto, contar con pozos perforados ex profeso para

cumplir con esta función. En estos pozos es conveniente mantener un registro tan continuo como sea posible, de las variaciones en el nivel del espejo de agua o de presión con respecto a un nivel fijo. Para este fin, puede instalarse en el interior del pozo un instrumento que envíe la señal a la superficie, donde pueda fácilmente ser medida y registrada.

2.2 Operación de Sistemas de Separación y Conducción de Fluidos.

Las maniobras de operación básicas de los sistemas de operación y transporte de fluidos, pueden resumirse en función de las siguientes necesidades:

— Integración del pozo al sistema de la central.

— Control del nivel de agua en el separador.

— Cuantificación de flujo y determinación de la calidad del vapor separado.

— Mantenimiento o reparación de las instalaciones.

— Muestreo y análisis de fluidos y sólidos arrastrados.

— Salida del pozo del sistema de la central.

2.3 Integración del Pozo al Sistema de la Central.

La secuencia de maniobras para esta operación es la siguiente:

— Soplado de tubería (cuando se requiera).

— Calentamiento del separador y tuberías por medio de flujo regulado.

— Presurización aumentando el flujo del pozo hasta llegar a las condiciones de trabajo del separador.

— Interconexión a los ramales principales o colectores que reúnen los fluidos de otros pozos.

Durante estas maniobras se recomienda prestar especial atención a los siguientes puntos:

— Nivel de agua dentro del separador.

— Presión de cabezal.

— Purgas en las tuberías de vapor.

— Presión del separador.

— Presión del colector.

— Posibles fugas.

Para cuantificar el agua separada, las maniobras consisten básicamente en enviarla hacia el silenciador, donde por medio de un vertedor se efectúa su medición, estimándose las pérdidas por evaporación.

Durante la cuantificación del vapor separado, se debe verificar que no exista pérdidas a través de la tubería de salida de agua separada. La determinación de la calidad del vapor se hace simultáneamente a esta maniobra, por medio del muestreo y análisis químico del vapor y del agua separada.

El muestreo de fluidos para análisis químicos y cuantificación de sólidos arrastrados, se realiza mediante las válvulas de muestreo instaladas en las tuberías de descarga de agua y vapor.

2.4 Salida del Pozo del Sistema de la Central.

La secuencia de maniobras que se realizan para sacar un pozo del sistema, es la siguiente:

Accionando la válvula lateral del árbol para enviar el flujo del pozo al silenciador, simultáneamente se deberá:

— Cerrar la entrada al separador, procurando mantener la presión de cabezal constante.

— Abrir la válvula de salida al silenciador.

— Cerrar la válvula de corte a las tuberías que recolectan fluidos de los otros pozos. En esta maniobra se deberán tener las mismas precauciones que las indicadas para el proceso de integración del pozo al sistema.

Las maniobras de operación requeridas para el mantenimiento o reparación de las instalaciones, muestreo químico, arrastre de sólidos y salida del pozo del sistema, dependerán del arreglo del equipo, tuberías y válvulas.

La cuantificación del flujo másico de pozos individuales cuando la producción de varios de éstos se combina en un separador central, es difícil y requiere de instalaciones especiales.

2.5 Pruebas y Mediciones Periódicas.

Como ya fue mencionado, es necesario mantener un programa de monitoreo del comportamiento de los pozos productores, inyectores y de observación. Adicionalmente, es necesario efectuar con cierta periodicidad una serie de mediciones de fondo de pozo, con

el objetivo de registrar los cambios que a nivel del yacimiento ha producido la explotación. Estas mediciones son: durante las pruebas de presión y durante el muestreo de fluidos para análisis químicos.

Las pruebas de presión se hacen con el objetivo de detectar cualquier cambio en las condiciones del yacimiento en la vecindad del pozo (cambios en permeabilidad, factor de daño del pozo, etc.), que pudieran ser atribuibles a la explotación e indiquen posibles problemas. Las técnicas de los diferentes tipos de pruebas de presión que pudieran aplicarse se discuten en la sección No. 3.2.3 de la Guía para Estudios de Factibilidad Geotérmica de OLADE y el BID (1994).

Mediciones Químicas

Desde la etapa inicial de explotación de un pozo geotérmico es importante proceder al muestreo y análisis de los fluidos, para llevar a cabo la caracterización de sus condiciones químicas en el yacimiento. Estas condiciones iniciales constituirán el punto de referencia con respecto al cual se documentarán e interpretarán las variaciones que se registren como consecuencia de la extracción masiva de fluido.

El muestreo y el análisis de los fluidos debe hacerse con los procedimientos y precauciones señalados en la sección No. 3.2.3.8 de la Guía para Estudios de Factibilidad (1994). En cada ocasión, deberá recabarse la información sobre el valor de la entalpía específica de la descarga total, así como la presión de muestreo de cada fase, con el fin de estar en posibilidad de calcular la composición de la descarga total del pozo.

Un muestreo completo deberá incluir lo necesario para calcular las condiciones químicas del fluido en el yacimiento, incluyendo los valores de potencial de hidrógeno (pH); la concentración de boro, sílice y especies iónicas principales (cloruros, sulfatos, bicarbonatos, carbonatos, sodio, potasio, calcio, magnesio, etc.); y la concentración de las principales especies volátiles (bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, metano, hidrógeno, amoníaco, nitrógeno y helio). Es importante determinar también la composición isotópica (concentración de oxígeno-18 y deuterio) del fluido. La metodología para calcular la composición del fluido geotérmico en equilibrio en el yacimiento, a partir del análisis de fluidos colectados en superficie, así como la utilidad práctica de estos cálculos, se describen en la sección No. 3.4.2 de la Guía para Estudios de Factibilidad (1994).

Un muestreo y análisis completo, como el descrito en el párrafo anterior, debe hacerse como máximo una o dos veces anuales, a menos que se esté en el proceso de caracterización inicial del yacimiento, o se desee hacer un estudio de detalle. Con mayor frecuencia, preferentemente una vez al mes, deberán hacerse muestreos y análisis parciales, con el fin de complementar el historial de producción del pozo (caudal, entalpía, presión de cabezal) con el historial de los parámetros químicos apropiados para detectar cambios en la zona de alimentación del pozo. Esto podría consistir, por ejemplo, en la determinación de las concentraciones de sílice e iones principales (sodio, potasio, calcio, cloruro, sulfato, bicarbonato/carbonato, pH) en la salmuera del vertedor, y la determinación de la fracción molar de gases incondensables

en el vapor. En estos casos también se deberá recabar información suficiente para calcular la concentración de estas especies en la descarga total. En la sección No. 3.4.2 de la Guía para Estudios de Factibilidad (1994), así como en las secciones Nos. 4.1.2 y 4.2 de esta guía, se describe con mayor detalle la utilidad de este historial.

2.6 Estudios Geocientíficos de Apoyo.

Contemporánea y consecuentemente con la explotación del campo geotérmico será necesario realizar algunas actividades geocientíficas de apoyo, especialmente relacionadas con la geología, geoquímica, geofísica e hidrogeología. En la mayoría de los casos estas actividades no serán más que la repetición o continuación de los trabajos iniciados en las etapas de factibilidad o de desarrollo del proyecto.

2.6.1 Estudios Geológicos.

En la fase de operación del campo los estudios geológicos se enfocarán a apoyar los aspectos relacionados con la selección y ubicación de los sitios de perforación de pozos de reposición, en la toma de decisiones sobre la colocación de las tuberías de ademe y en la terminación de los pozos. También servirán para auxiliar a los grupos de perforación y de ingeniería de yacimientos en la identificación y solución de problemas que se presenten durante la perforación y operación de los pozos.

El geólogo intervendrá en la elaboración de los programas de perforación de los pozos, proporcionando información sobre las condiciones geológicas del subsuelo y sobre el control geológico que se tendrá que llevar durante su construcción para identificar el intervalo productor.

Tomando en cuenta la información geológica, el régimen de explotación del yacimiento y el asentamiento del terreno, se hará una evaluación del impacto ambiental que este fenómeno pueda causar y se determinarán los riesgos naturales a los que podría estar expuesto el campo. Asimismo, de ser necesario, con base a la información geológica y el monitoreo sísmico del área, se evaluará el riesgo por vulcanismo y sismicidad.

Durante la operación del campo se podrá contar con el banco de datos sobre las características geológicas de los pozos tanto de producción como de inyección. El decremento de la producción de un pozo y la caída de presión y temperatura del campo, requerirán de una explicación que podría darse con base al estudio de las características geológicas originales del pozo, en correlación con el diseño de terminación del mismo y la información reciente del grupo de ingeniería de yacimientos.

En el caso que se presenten emanaciones de fluidos geotérmicos en un contrapozo o el área de la plataforma, se deberá identificar si son originadas por las condiciones geológicas de

la parte superior del pozo y/o daños en las tuberías del pozo y una mala cementación. Resolver este tipo de problemas deberá requerir de información geológica en el banco de datos y la participación del personal responsable de la geología del campo.

2.6.2 Estudios Geoquímicos.

La geoquímica de superficie en la fase de operación del campo tendrá que continuar con el monitoreo periódico de pozos de agua, arroyos, ríos y manantiales (termales y fríos), para determinar la evolución del sistema geotérmico y para llevar el control ambiental. Se efectuarán mediciones de las temperaturas y caudales, y el muestreo y análisis de las aguas en períodos seleccionados del año.

Dependiendo de las características del fluido geotérmico, de la terminación y de las condiciones de operación de los pozos, en ocasiones podrán presentarse problemas de incrustación en las tuberías de los mismos o en las instalaciones superficiales. Generalmente en campos geotérmicos de alta temperatura los agentes causantes de incrustación son los carbonatos (normalmente calcita) y la sílice, y estos problemas se empezarán a detectar desde la operación de los primeros pozos exploratorios, por lo que con suficiente anticipación se deberán tomar medidas precautorias o de mitigación.

Los problemas de incrustación por sílice se presentan en campos geotérmicos de alta temperatura. La solubilidad del cuarzo en el agua aumenta monotónicamente con la temperatura en el intervalo de 5 °C a 340 °C, con una dependencia cuasi-exponencial en el intervalo de 150 °C a 250 °C (Fournier, 1989). En yacimientos de alta temperatura, el líquido geotérmico en equilibrio con la roca tiene un alto contenido de sílice disuelta; cuando este líquido pierde vapor y disminuye su temperatura (enfriamiento adiabático) al ascender a la superficie a través del pozo, queda fuertemente sobresaturado con sílice y genera depósitos de este mineral. Normalmente los sitios más afectados por esta depositación, son los segmentos de las instalaciones adyacentes a puntos de descompresión brusca del fluido, como son los cambios de diámetro en las tuberías, válvulas, placas de orificio, etc. La medida correctiva más usual para quitar las incrustaciones, consisten en la limpieza de la tubería del pozo y de las instalaciones superficiales por medios mecánicos.

El proceso de depositación de carbonato de calcio también está asociado con la descompresión adiabática del líquido geotérmico. Al ocurrir una separación de vapor, éste arrastra la mayor parte del bióxido de carbono, elevando el pH de la salmuera y, con esto, elevando también la concentración del ión carbonato. Si en la solución existe una concentración suficientemente alta de ión calcio, se depositará la calcita. Este problema ha sido resuelto mediante el uso de inhibidores que hacen muy lenta la reacción de precipitación.

Salvo raras excepciones (ver sección No. 3.2.3.9 de la Guía para Estudios de Factibilidad, 1994) un pozo bien construido y en operación normal no presentará problemas de corrosión. Se pueden presentar problemas cuando debido a una mala cementación de la tubería de ademe, ésta se encuentra expuesta a la formación por la parte exterior. Esto puede ocurrir

en los segmentos superiores del pozo, como resultado de la acción de fluidos ácidos formados por procesos de absorción de vapor del yacimiento geotérmico por agua de acuíferos suprayacientes (Bixley y Wilson, 1985).

2.6.3 Estudios Geofísicos.

Durante esta etapa se deberá continuar con el monitoreo de la actividad sísmica del campo y sus alrededores, que pudiera haberse iniciado durante la etapa de Desarrollo, para determinar con mayor seguridad el riesgo sísmico y volcánico del proyecto.

De igual forma, de contarse con una red de nivelación local, podría llevarse a cabo el monitoreo de los cambios en la superficie del terreno originados por la extracción de fluidos del yacimiento. Este monitoreo permitirá desarrollar una investigación sobre la subsidencia del terreno y su comportamiento, tomando en cuenta la geología del subsuelo, los rangos de explotación del yacimiento y la inyección de fluidos residuales.

Respecto a la geofísica de pozos, en los caso que sea posible disponer de un equipo de registros, esta disciplina será un recurso de gran utilidad aunque de alto costo para determinar las condiciones físicas de acoplamiento y cementación de las tuberías de ademe, así como los problemas de colapsos o roturas. En el caso de no existir la disponibilidad de tales equipos geofísicos, el muestreo y análisis químico de los fluidos, combinado con registros de temperatura, suele ser un recurso en la identificación de este tipo de problemas.

2.6.4 Estudios Hidrogeológicos.

Durante la explotación del campo deberá continuar la investigación hidrogeológica implementada en las etapas anteriores, atendiendo especialmente lo que respecta a la operación y mantenimiento de la red hidrometeorológica y la obtención y evaluación de datos tanto de la superficie como del subsuelo. Esta actividad tendrá como objetivo mantener actualizado el balance hidrológico de la cuenca e intentar cuantificar en forma más realista la recarga hidráulica del yacimiento.

Durante la explotación del campo se deberá mantener un registro sistemático de los parámetros hidrogeológicos (nivel estático, producción, química del agua, etc.) de cada uno de los pozos, con el fin de observar la evolución del campo como respuesta a la extracción de fluido del yacimiento y a la inyección del fluido residual.

La información deberá ser analizada en relación con las condiciones hidrogeológicas de cada pozo determinadas al inicio de la explotación del campo. Los datos de los parámetros registrados serán almacenados en el banco de datos, debiéndose emitir periódicamente o cuando las circunstancias lo requieran, reportes y gráficos que expliquen las condiciones hidrogeológicas de cada pozo y del campo en general.

La información recabada en forma sistemática, deberá ser incorporada periódicamente al modelo hidrogeológico y particularmente al modelo conceptual del campo geotérmico.

Los datos de los parámetros hidrogeológicos servirán de soporte a los estudios sistemáticos de ingeniería de yacimientos, que continuarán durante la explotación del campo.

3. MANTENIMIENTO DE CAMPO

3.1 Objetivo y Alcances

Esta actividad está destinada a mantener en las mejores condiciones posibles de trabajo tanto los pozos como las instalaciones superficiales del campo, que comprenden los equipos, las tuberías conductoras con sus accesorios y las obras civiles.

3.2 Mantenimiento

El mantenimiento comprende tres aspectos principales:

a. Mantenimiento de pozos.

b. Reparación de pozos.

c. Mantenimiento de instalaciones superficiales.

3.2.1 Mantenimiento de Pozos

Los pozos se clasifican en:

— Productores.

— De inyección.

— De observación.

3.2.1.1 Pozos Productores

Son todos los pozos que se encuentran o están listos para entrar en operación para suministrar vapor a la central geotermoeléctrica, los cuales requieren de un mantenimiento o reparación con el propósito de conservar su capacidad productiva, así como el de alargar su vida útil.

Al observarse un abatimiento apreciable en la producción de un pozo, así como cambios bruscos en la entalpía y/o en la composición química de los fluidos, además de arrastre de material sólido, es necesario programar la revisión del pozo.

Antes de intervenir un pozo es necesario efectuar un diagnóstico preliminar de su estado físico, para lo cual se requiere conocer con detalle lo siguiente:

— Diseño y antecedentes constructivos.

— Antecedentes operacionales.

— Historia productiva.

— Historia geoquímica.

— Registros de fondo.

Durante la producción de los pozos las tuberías se pueden incrustar por causa de la precipitación de minerales contenidos en los fluidos geotérmicos. Los carbonatos y la sílice tienden a depositarse en menor o mayor grado en las tuberías, obstruyendo y disminuyendo la capacidad de producción de las mismas. La localización y espesor de la incrustación se pueden detectar con registros de calibración.

Las alternativas de limpieza de la tubería de producción dependerán de las características particulares de cada pozo y del propio campo geotérmico (temperatura, presión, entalpía, componentes químicos y riesgos operacionales), siendo estas alternativas las siguientes:

a. Desincrustación del Pozo sin Fluir (Estático)

Tomada la decisión de intervenir un pozo en operación debido a su baja producción, se procede a cerrarlo. Una vez cerrado se desconectan todas las tuberías e instalaciones superficiales unidas al árbol de válvulas, con el objeto de evitar posibles daños.

A continuación se procede a bajar la presión del pozo, cerrando lentamente la descarga por la línea de calentamiento, con el objeto de que el vapor se condense dentro del mismo y se forme una columna hidrostática que iguale la presión del yacimiento. Con ello se evitarán cambios súbitos de temperatura en la tubería del pozo, que al contraerse puedan ocasionar roturas.

La operación anterior puede llevar un lapso de tiempo que varía desde unas pocas horas hasta varios días. En el caso de que no disminuya la presión, será necesario introducir en forma lenta agua, o de ser necesario lodo de perforación. Una vez lograda su despresurización, se recomienda correr registros de fondo (presión, temperatura y calibración) para investigar el estado mecánico del pozo.

Las incrustaciones en la tubería de ademe se pueden remover utilizando un equipo de perforación rotatoria. El inconveniente del procedimiento para limpieza de incrustaciones

utilizando fluidos de perforación o agua con temperaturas de 20 a 30 grados centígrados, es que se enfrían las tuberías de producción, presentando el peligro de roturas por contracción. El uso de un escariador de ademe evita este problema, pero su uso está limitado a incrustaciones suaves y de poca extensión. La temperatura del yacimiento y el grado de resistencia de la tubería al esfuerzo de tensión y compresión, son factores que juegan un papel importante en la probabilidad de que ocurran daños mecánicos.

b. Desincrustación del Pozo Fluyendo Utilizando Equipo de Perforación

También es posible desincrustar las tuberías de producción estando el pozo fluyendo. En este caso, el fluido producido sirve como medio de transporte de los recortes que se desprenden del ademe. Debe tenerse en cuenta que existe un mayor riesgo en las operaciones relacionadas con esta alternativa. El equipo utilizado es el equipo estándar de perforación, con la variante de que se requiere instalar en el cabezal del pozo un sistema de preventor rotatorio refrigerado, que permita operar las herramientas de perforación bajo presión. Este procedimiento puede utilizarse principalmente en pozos de baja presión y baja entalpía, así como en condiciones de flujo reducido.

c. Desincrustación del Pozo Fluyendo con Equipo de Inyección de Fluidos a Alta Presión

Es posible desincrustar las tuberías del pozo introduciendo una sonda continua que en su extremo final tenga toberas para inyectar agua a alta presión, pudiendo ésta mezclarse con sólidos (arena) o con un gel que ayude al desprendimiento de la incrustación por impacto. Los recortes de la incrustación que se desprenden de las paredes del ademe son extraídos por el mismo flujo del pozo.

Los sistemas de limpieza de incrustaciones con el pozo fluyendo, tienen la ventaja de minimizar el riesgo de causar roturas a las tuberías, ya que éstas no sufren deformaciones por la temperatura como sucede cuando el pozo deja de fluir y se enfría para intervenirlo. Otra ventaja no menos importante es la reducción del tiempo que el pozo queda sin suministrar vapor a la central.

d. Mantenimiento Preventivo de Pozos por Medio de Inhibidores de Incrustación

Para el caso de pozos que tengan alto potencial de incrustación de las tuberías por depósitos de carbonato de calcio, éstos puede disminuirse notablemente inyectando una substancia que inhiba la formación de los carbonatos, a través de una sonda instalada permanentemente dentro del pozo.

3.2.1.2 Pozos Inyectores.

Según el proceso de inyección que se utilice, se tendrán diferentes problemas de mantenimiento, dependiendo principalmente si el agua residual se inyecta con o sin un tratamiento previo.

El mantenimiento y la limpieza de las tuberías de pozos inyectores se efectúa utilizando los mismos métodos que se emplean en el mantenimiento de pozos productores, según se describe en la sección anterior.

3.2.1.3 Pozos de Observación.

El mantenimiento de pozos de observación es mínimo por no encontrarse en una condición dinámica. En pozos donde se presentan emanaciones de H_2S, se suele proteger utilizando un casquete de gas inerte (Nitrógeno); en este caso, el mantenimiento se limita únicamente a reponer el gas que se pierde por medio de fugas.

3.2.2 Reparación de Pozos.

Los pozos desde su perforación y/o durante su vida útil pueden sufrir daños mecánicos que afecten la producción de vapor o su inyectividad, y además pongan en riesgo el personal e instalaciones, por lo que será necesario intervenirlos para repararlos y poder continuar utilizándolos bajo condiciones seguras. En el caso contrario, cuando no puedan rehabilitarse, deberán acondicionarse para abandonarlos y dejarlos en las mejores condiciones posibles de seguridad para evitar problemas posteriores.

Los daños que sufren los pozos están relacionados en gran manera con los siguientes aspectos:

— Diseño constructivo.

— Problemas durante la perforación.

— Problemas durante la instalación de tuberías de revestimiento.

— Tipo de cemento y operación de cementación.

— Agresividad del fluido geotérmico.

— Problemas operacionales durante la inducción, calentamiento, desarrollo, despresurización, etc.

— Características químicas y termodinámicas de los fluidos.

Los tipos de daños o problemas que ocurren en los pozos son diversos, siendo los principales los que a continuación se describen:

a. Colapsos

Son aplastamientos que ocurren en la tubería productora, los cuales se originan por el calentamiento súbito y la presurización de burbujas de agua atrapadas en el espacio anular.

Los colapsos disminuyen la capacidad del pozo en forma parcial o total, dependiendo del grado de daño, pudiendo presentarse uno o varios de ellos dentro del mismo pozo.

Cuando el colapso crea una obstrucción parcial y no representa una situación de peligro, se recomienda no intervenir el pozo hasta que se presente otro evento que requiera su atención, como podría ser la incrustación o la producción de material sólido (fragmentos de la formación, metal, etc.).

b. Corrosión de Tuberías Productoras

La corrosión puede presentarse tanto en las partes internas como externas de las tuberías, pudiendo ocasionar desprendimientos en las mismas. Los ataques por corrosión pueden ser mayores cuando los pozos están en una condición estática (sin fluir), o bajo condiciones de purga que permiten la formación de condensado de vapor que forman soluciones ácidas que dañan las tuberías.

Las tuberías también pueden ser atacadas por corrosión galvánica cuando se combinan tuberías de características metalúrgicas diferentes, así como por el efecto de los distintos estratos atravesados por el pozo. Estos ataques se reducen en cierto grado cuando el pozo tiene un alto caudal de producción.

La reparación de un pozo con tuberías corroídas consiste en instalar y cementar una tubería adicional de menor diámetro que proteja la sección dañada. Debe tenerse en cuenta que esta reparación podría disminuir el índice de productividad o inyectividad.

c. Fracturas en Tuberías Productoras

En ocasiones las fracturas en tuberías se localizan en sitios donde se tiene protección externa por otra tubería de ademe, lo cual podría no afectar la producción del pozo y, por lo tanto, no amerita la instalación de una tubería adicional protectora de menor diámetro.

Cuando la fractura se presenta en una zona no protegida, es decir, contigua a la formación, se podrían desprender fragmentos de roca, los cuales pueden ingresar al pozo y erosionar las instalaciones superficiales (válvulas, tuberías conductoras y el equipo superficial). Además de que fluidos de menor temperatura podrían ingresar al pozo afectando la producción y acelerando la incrustación.

Por otra parte, en el caso de daños muy intensos, el fluido geotérmico puede avanzar por fuera de las tuberías, con el riesgo de que surja en la superficie del terreno alrededor del pozo. En el caso de presentarse esta condición, deberá procederse a realizar las maniobras necesarias para que el pozo quede totalmente abierto, con el objeto de que la presión en su interior disminuya y, por consecuencia, deje de fluir a través de la rotura.

Para controlar el pozo se acondicionan las instalaciones superficiales, con el fin de que pueda derivarse el flujo por las líneas laterales del árbol de válvulas. En la parte superior del pozo se instalan preventores con lubricadores para alta temperatura y un sistema de

enfriamiento. En la parte inferior del árbol de válvulas se instalan tuberías para la inyección de fluidos al pozo.

La despresurización del pozo se realiza introduciendo una tubería que puede ser continua o por secciones conjuntas integrales, la cual se baja por el interior hasta llegar, de preferencia, a la zona de producción o al fondo del mismo. Se procede al bombeo de agua o lodo de perforación a través de la tubería, cerrando al mismo tiempo las válvulas laterales. Se continuará inyectando agua o lodo hasta que la presión del cabezal haya alcanzado la presión atmosférica. Posteriormente, el pozo podrá ser intervenido con un equipo de reparación que permita su revisión y la colocación de una tubería adicional de menor diámetro que cubra la zona dañada.

En la mayoría de los casos en los cuales la rotura de tuberías ocurre en formaciones poco consolidadas, el pozo comienza a producir grandes cantidades de sólidos. En estos casos, se debe reducir la producción hasta un nivel donde la presencia de sólidos se reduzca al mínimo. De no poderse controlar con esta operación, será necesario intervenir el pozo.

Algunos métodos para localizar y visualizar con mayor detalle las roturas a lo largo del pozo, son los registros continuos de calibración, los de impresión con sello de hule y la utilización de cámaras de televisión o sondas sónicas especiales con las cuales es posible observar incluso las zonas dañadas de la tubería. Estos métodos tienen el inconveniente de que el pozo debe estar despresurizado y frío, con lo cual podrían dañarse aún más las tuberías.

En ocasiones la reparación de un pozo con tuberías dañadas resulta muy difícil, debido a que la sección afectada se encuentra desplazada por la presencia de cavidades que se forman con la extracción de material de la formación. En estos casos, comúnmente se opta por desviar el pozo y reperforarlo, introduciendo nuevamente tuberías de producción y dejando un nuevo intervalo productor, ya sea con tubería ranurada o simplemente en agujero descubierto.

d. Accesorios de Cementación Deficientes

Durante la cementación de las tuberías de ademe llevadas a cabo en etapas múltiples, los coples de cementación pueden quedar abiertos permitiendo la entrada de fluidos que ocasionan un comportamiento del pozo similar al del caso de una rotura de tubería. La solución, por lo tanto, puede ser similar a los casos de rotura de tubería, ya sea inyectando cemento a presión en los agujeros del cople (proceso conocido como cementación forzada) o bien, si se considera que el daño es muy extenso, instalando una tubería adicional de menor diámetro que cubra al accesorio deficiente.

La obturación con cemento de los coples cementadores abiertos, en la mayoría de los casos no es del todo exitosa, por lo que se puede repetir el problema.

e. Degradación del Cemento en Tuberías de Ademe

El cemento utilizado para cementar las tuberías de ademe se degrada con el tiempo, siendo éste una variable que depende de la calidad de la lechada de cemento, los aditivos utilizados

en la misma y del procedimiento seguido durante la cementación. El cemento degradado puede permitir que el fluido del yacimiento ascienda por el exterior de las tuberías hasta la superficie. Este riesgo se disminuye al instalar tuberías de ademe superficiales de protección, con las cuales se tiene mayor control.

Por otra parte, también se puede presentar un flujo descendente de fluidos de menor temperatura por el espacio anular, proveniente de estratos más someros que circulan por la pared externa de la tubería e invaden el intervalo productor.

Una posible solución a este problema consiste en recementar los intervalos dañados, disparando la tubería e inyectando cemento a presión. Otra alternativa, si el diseño constructivo lo permite, sería la de efectuar una desviación lateral para reperforar e instalar una nueva tubería productora.

f. Corrosión de la Tubería Productora en Superficie

Normalmente en los contrapozos se acumula agua de lluvia y de infiltración, que moja las paredes externas de la tubería de producción, lo que combinado con la presencia de oxígeno ocasiona su corrosión.

Para reducir este problema, será conveniente revisar el contrapozo periódicamente, evitando la acumulación de agua en su interior. También deberá medirse periódicamente el espesor de la tubería en esta zona, utilizando un medidor ultrasónico.

Cuando la corrosión de la tubería productora alcance niveles peligrosos, a tal grado que se ponga en riesgo al personal y a las instalaciones, se deberá cortar la sección dañada y reinstalar nuevamente el cabezal, siguiendo la secuencia de operaciones que se presenta a continuación: se despresurizará el pozo y se profundizará el contrapozo hasta localizar una sección de tubería en buenas condiciones, se procederá a cortar el tubo dañado y a instalar una nueva sección de reemplazo. De no ser posible instalar una sección roscada, se deberá soldar cuidadosamente el tubo de reemplazo, siguiendo las técnicas de liberación de esfuerzos por medio de pre y poscalentamiento de la zona a soldar; sobre esta tubería se reinstala el cabezal.

g. Obturación de la Formación por Incrustación

En ocasiones las características termodinámicas y físicas del yacimiento, junto con las de operación de un pozo, dan origen a que se forme una zona extensa de ebullición en la formación, lo que a su vez podría producir problemas de incrustación en la misma, obturándola y reduciendo su permeabilidad.

Aunque esto no constituye necesariamente un daño al pozo, sí es un problema grave que requiere reparación para lograr la recuperación de la capacidad original del mismo.

El procedimiento de rehabilitación en estos casos consiste en, como primera alternativa, reprofundizar el pozo si las características constructivas del mismo y la profundidad del yacimiento lo permiten, para explotar otro nivel de yacimiento. Una segunda alternativa, en

el caso de que la profundización no sea físicamente factible, consiste en obturar la zona originalmente productora mediante un tapón en el fondo de la tubería de producción, abrir una ventana lateral en dicho ademe a la mayor profundidad posible, perforar direccionalmente una porción del pozo que se aleje unos pocos metros del eje del pozo original, y luego continuar perforando paralelamente hasta alcanzar una zona del yacimiento no afectada por la incrustación.

Otra alternativa que se utiliza cuando las incrustaciones son carbonatos, es la de inyectar ácidos para disolverlos. Esto, sin embargo, tiene la desventaja que reduce considerablemente la vida de los pozos por el ataque de los ácidos a los ademes.

h. Abandono de Pozo

Cuando por razones de baja o nula producción, así como por el alto costo de los trabajos de mantenimiento de un pozo dañado, se decide abandonarlo, el procedimiento debe planearse debidamente para evitar que se presenten problemas posteriores.

En los pozos productores dañados que no se consideren útiles, deberá contemplarse la posibilidad de utilizarlos como inyectores o bien para observación y monitoreo del comportamiento del yacimiento. Para este fin, los pozos deberán ser reparados y acondicionados, instalando si se requiere, tuberías de menor diámetro con el objeto de sellar zonas someras que pueden haber quedado abiertas y que interfieran con la respuesta del yacimiento.

En los pozos no aprovechables para ninguno de estos fines, se recomienda colocar tapones de cemento en la parte inferior de la tubería productora, llenar con lodo de perforación el pozo y dejar instalada una válvula con el propósito de evitar descargas imprevistas.

En los pozos que se acondicionen para observación del yacimiento y que se consideren seguros, se deberá colocar una válvula maestra, un manómetro y trampas para la expulsión de gases. El monitoreo puede ser realizado por medio de equipos colocados dentro del pozo y conectados en superficie a un sistema de medición y registro continuos, o bien, por medio de medidas quincenales o mensuales del nivel de espejo de agua; en algunos casos se podrían efectuar registros de temperatura y presión, dos a cuatro veces al año.

3.2.3 Instalaciones Superficiales.

El mantenimiento de las instalaciones en un campo geotérmico en explotación, comprende todos aquellos trabajos tendientes a conservar en buen estado de funcionamiento los elementos mecánicos y las obras civiles.

El sistema que permite conducir o manejar el fluido geotérmico, se encuentra expuesto a diversos fenómenos que con el tiempo causan el deterioro de los elementos mecánicos o civiles, afectando la función para la que fueron diseñados. Los principales deterioros son

causados por incrustación, corrosión, erosión, medio ambiente húmedo y salino, temperaturas y presiones altas, reacciones químicas, asentamientos diferenciales del terreno, escurrimiento y filtración de aguas superficiales.

A continuación se mencionan los principales elementos expuestos a este tipo de deterioro en la superficie, presentándose una breve descripción de su función, problemas y mantenimiento.

a. Arbol de Válvulas

El árbol de válvulas es un dispositivo que cumple la función de controlar el flujo a la salida del pozo, por medio de un conjunto de válvulas que regulan la descarga del fluido que se envía ya sea al separador o hacia los silenciadores.

La concentración de los constituyentes químicos y las elevadas presiones y temperaturas de los fluidos geotérmicos, pueden afectar los empaques y grasas lubricantes, ocasionando fugas, corrosión, incrustaciones y problemas de operación en las válvulas. Esto dificulta su operación, pudiendo causar roturas y deformaciones en sus elementos. Si además el flujo se presenta con arrastre de sólidos, éstos pueden provocar erosión de los elementos mecánicos, favoreciendo las fugas.

Para el mantenimiento del árbol de válvulas se recomienda la limpieza y el uso de pintura especial de alta temperatura para su exterior, lubricación permanente en la parte expuesta del vástago, lubricación para alta temperatura dentro del cuerpo de la válvula, ajuste del estopero y reposición del empaque. Es deseable efectuar la operación de apertura y cierre de válvulas en forma periódica, con el objetivo de romper posibles depósitos delgados de incrustación.

Cuando por razones de operación y de seguridad algún elemento del árbol de válvulas tiene que revisarse, es preferible sustituir la parte dañada o el árbol completo, sin incluir la válvula maestra, para proceder con su mantenimiento en el taller.

Cuando sea necesario, la válvula maestra podrá ser reemplazada, para lo cual se tendrá que despresurizar el pozo. Si no se desea efectuar esta maniobra para evitar el riesgo de daños en la tubería por enfriamiento, la operación se puede realizar por medio de un equipo cambiador de válvulas, que consiste de un equipo hidráulico que introduce dentro del pozo un tapón de accionamiento mecánico, el cual contiene un empaque con cuñas que se fijan a la tubería productora, impidiendo el paso del fluido hacia afuera y disminuyendo el peligro.

b. Tuberías Conductoras de Mezcla, Vapor y Agua

Las tuberías superficiales conducen el flujo geotérmico en sus diferentes fases entre distintos puntos del sistema campo-central. En el caso de las tuberías de conducción de mezcla o de agua, los problemas más comunes que se presentan son la incrustación interna y los desplazamientos de las tuberías, que podrían ocasionar su desprendimiento de los

soportes. En las tuberías conductoras de vapor, el problema que puede presentarse es la corrosión de la pared interna.

En las tuberías de mezcla y agua separada se recomienda colocar portezuelas de control que permitan observar el grado de incrustación y efectuar la limpieza de la misma, ya sea mecánica o hidráulicamente. La parte externa debe protegerse con pintura para alta temperatura.

En las tuberías que conducen vapor se recomienda instalar purgas de condensado en número suficiente, localizadas estratégicamente.

c. Aislamiento Térmico de Tuberías Conductoras

Su función es la de minimizar la pérdida de calor del fluido geotérmico conducido por las tuberías. En los casos en los cuales se observen daños en el aislamiento térmico, se recomienda la pronta reposición o reparación de los tramos deteriorados, con el fin de evitar la formación de condensado en las líneas de vapor, o pérdidas excesivas de calor en las líneas de mezcla y conducción de agua separada.

d. Soportería y Estructuras Metálicas

Su función es la de trasmitir al terreno las cargas debidas al peso de las tuberías y los fluidos. Los principales problemas que se presentan en este caso son la corrosión, la deformación por sobresfuerzos de los elementos y las fallas en la cimentación.

Se recomienda para su mantenimiento utilizar recubrimientos anticorrosivos, la reparación o reposición, según sea el caso, y la inspección periódica de los soportes deslizantes.

e. Sistema de Drenaje

Este sistema drena el condensado que se forma en las tuberías. Los problemas observados son el taponamiento (por incrustación y/o productos de corrosión) del interior de los equipos y tuberías. Se recomienda la limpieza periódica de las purgas y la lubricación de sus válvulas.

f. Silenciador y Canal Vertedor

Este componente del sistema sirve para atenuar el ruido provocado por la descarga de fluidos a la atmósfera y permitir la medición del caudal de agua producido. Los principales problemas observados en ellos son la incrustación, erosión y corrosión. En el caso de los silenciadores metálicos predomina la corrosión. Se recomienda efectuar una limpieza periódica de la cámara del silenciador y del canal de agua.

g. Contrapozo

El contrapozo sirve de apoyo al árbol de válvulas y para evitar la entrada de aguas de infiltración superficial en la parte superior del pozo, con lo que se disminuyen los daños por corrosión de la tubería. Los principales problemas observados son la degradación del

concreto, la infiltración de lodo y fluidos por grietas y fracturas, y la acumulación del agua de lluvia. El contrapozo debe inspeccionarse y limpiarse frecuentemente, sellando las grietas y fracturas. Por otra parte, es recomendable que en el diseño se considere un sistema de drenaje para eliminar el agua y los materiales sólidos que se acumulen en el mismo.

h. Interconexión Pozo-Separador

Esta parte del sistema consiste en la conexión del sistema de separación con el árbol de válvulas; debe reunir los criterios de flexibilidad necesarios para absorber los esfuerzos debidos a la dilatación térmica y a los movimientos diferenciales entre el separador y el árbol.

El problema más común que presenta esta sección, es la erosión en los tramos donde el flujo cambia de dirección, lo cual se intensifica cuando existe arrastre de fragmentos de roca, ocasionando fugas considerables y peligrosas. Una de las soluciones a este problema es instalar una conexión en forma de "T" en lugar del codo de 90°.

i. Sistema de Protección del Equipo

Los discos de ruptura y la válvula de seguridad o de alivio constituyen el sistema de protección para evitar que se produzca una sobrepresión en el separador, mientras que una válvula esférica se utiliza para evitar la posibilidad de un arrastre considerable de agua en el vapor.

Cuando los equipos están expuestos a un medio ambiente salino y húmedo, se originan problemas de corrosión en la parte exterior del disco de ruptura, con lo que se ocasionan fugas o rupturas aún a presiones inferiores. Como práctica de mantenimiento de los discos de ruptura, se recomienda su inspección y reemplazo periódico así como ejercer el mayor cuidado en protegerlos contra la humedad. Se recomienda también que se instalen dos discos en paralelo con diferentes presiones de ruptura, colocando en el de menor rango una válvula de corte. También es recomendable efectuar una inspección ocular y una prueba hidrostática en los mismos con cierta regularidad.

La válvula esférica puede dejar de operar por incrustación del espacio entre el globo flotador y su guía, así como por deformaciones, rotura o desgaste de esta última. También es común que se produzca la inmovilidad del globo por rotura de la canastilla centradora. Dada la importancia de mantener su funcionamiento, se deben efectuar inspecciones periódicas y conservar en buen estado su aislamiento térmico.

j. Separador

La función del separador consiste en separar las fases líquida y gaseosa para su posterior conducción, aplicando los principios de la fuerza centrífuga y de su diferencia en densidades. Los principales problemas en este equipo son la erosión por arrastre de sólidos y la incrustación. Se recomienda efectuar la revisión, desincrustación y limpieza en forma periódica, utilizando los accesos instalados para tal efecto. También debe efectuarse la

revisión y verificación periódica de las tomas de presión y del indicador de nivel de agua. Externamente debe conservarse en buen estado el aislamiento térmico del separador y aplicar pintura anticorrosiva y de esmalte a la estructura metálica, tornillería y partes expuestas del mismo.

k. Válvulas de Corte

En las tuberías conductoras se requiere instalar válvulas de corte en los sitios donde se desea efectuar cambios de dirección en los flujos. Los problemas en estas válvulas son similares a los mencionados en el caso del árbol de válvulas del pozo, por lo tanto, se recomienda darles un mantenimiento similar.

4. INTERPRETACION DE DATOS DE OPERACION Y MONITOREO

4.1 Estudio del Comportamiento de Pozos.

Durante la vida productiva de los pozos es recomendable efectuar una serie de mediciones en forma periódica, que permita conocer el comportamiento y la evolución con el tiempo de las características termodinámicas y químicas de los fluidos producidos.

Este monitoreo periódico, mediante su correcta interpretación, ayudará a detectar y distinguir si el comportamiento de algún pozo en particular se debe a problemas mecánicos o constructivos, o si está experimentando un proceso normal propio de la zona productora.

4.1.1 Monitoreo Termodinámico.

Para el monitoreo desde el punto de vista termodinámico se deberá efectuar la siguiente serie de mediciones:

a. Mediciones en Superficie

— Registro continuo de la presión de cabezal y presión de separación.

— Medición de temperatura en algún punto cercano al cabezal, para verificar el estado termodinámico en el caso de pozos productores de vapor seco.

— Mediciones periódicas, tan frecuentes como sea posible, de la productividad del pozo en sus fases de agua y/o vapor, según sea el tipo de yacimiento.

— Determinación de la entalpía de producción mediante un balance de masa y energía para el caso de pozos productores de mezcla; y directamente de tablas termodinámicas para los pozos productores de vapor seco.

b. Mediciones de Fondo

— Registros de presión y temperatura cada vez que la operación del campo permita restringir el pozo a una mínima producción o sacarlo de producción, sin afectar el suministro de vapor.

— Se recomienda también efectuar registros de calibración en las oportunidades mencionadas en el punto anterior, para evaluar el grado de incrustación y/o detectar obstrucciones.

4.1.2 Monitoreo Químico.

El seguimiento de las características químicas de las descargas de un pozo es importante porque facilita la detección de cambios en las condiciones de la zona de alimentación. Por ejemplo, al ocurrir una aportación de aguas de distinta salinidad y temperatura en la sección del yacimiento que alimenta a un pozo, los cambios en los parámetros químicos (salinidad, composición isotópica) precederán a los cambios en los parámetros térmicos (temperatura, entalpía). Esto se debe a que la alteración en los parámetros químicos avanza con el frente de mezcla (frente químico), mientras que la alteración de los parámetros térmicos (frente térmico) es amortiguada y retrasada por la transferencia conductiva de calor de la roca al fluido.

Dado que la cinética del proceso de precipitación-disolución de sílice (cuarzo) es relativamente rápida a altas temperaturas, el geotermómetro de sílice (Fournier y Potter, 1982) permite calcular la temperatura de yacimiento cerca del pozo. Por otro lado, los geotermómetros de composición catiónica (entre otros, los descritos por Nieva y Nieva, 1987; Fournier, 1979; Fournier y Truesdell, 1973), permiten estimar la temperatura lejos del pozo. La comparación entre los valores de temperatura de yacimiento calculados con estos dos tipos de geotermómetros, permite detectar algunos procesos que ocurren en la zona de alimentación del pozo (Truesdell y otros, 1985; Lippmann y Truesdell, 1990).

Las historias de los parámetros químicos y físicos de un pozo deben considerarse de manera conjunta para la predicción o diagnóstico de los problemas de producción. Un procedimiento estructurado, que ha permitido identificar problemas de obstrucción de tuberías superficiales, daño mecánico de la tubería del pozo, invasión por aguas frías e incrustación con sílice en la zona de alimentación, para casos de pozos del campo geotérmico de Cerro Prieto, México, ha sido descrito por Arellano y otros (1991) y CFE-IIE (1990). En el mismo estudio se definió un parámetro de rapidez de depositación de sílice en el yacimiento, que permite pronosticar problemas de producción derivados del posible daño a la formación ocasionado por la incrustación por sílice.

4.1.3 Patrones de Comportamiento.

Mediante un análisis integral de la información que se va obteniendo con el conjunto de mediciones y determinaciones que se describieron anteriormente, en el que se toma en

cuenta los antecedentes constructivos y preoperativos (puesta en servicio) del pozo, se puede inferir o diagnosticar el tipo de comportamiento que éste manifestará. A continuación se describen algunos de los patrones de comportamiento que han sido observados en varios campos geotérmicos.

a. Incrustación

Cuando un pozo se va incrustando sin presentar algún problema mecánico, la producción del pozo y/o su presión de cabezal van disminuyendo paralelamente a un ritmo de abatimiento que depende de la rapidez con que se deposita el elemento incrustante (sílice, carbonato, sulfuro). Durante este período, la entalpía de producción y la concentración de constituyentes químicos pueden variar dependiendo del tipo de recarga. Cuando la incrustación se extiende mas allá de la tubería ranurada, o sea dentro de la formación, el abatimiento en los parámetros productivos se hace aún más evidente y pronunciado.

b. Obstrucción en la Parte Superior del Cabezal

Cuando por incrustación o algún material arrojado se obstruye parcialmente el orificio de producción y/o la curva que conecta el árbol de válvulas con el separador, la presión de cabezal se incrementa mientras que la presión en la línea de producción decrece.

La entalpía y condiciones químicas por lo general permanecen constantes.

Este evento en ocasiones se elimina en forma natural por destaponamiento o la erosión propia de los fluidos; pero en la mayoría de los casos se requiere derivar el flujo hacia los silenciadores para poder limpiar o reemplazar los elementos obstruidos y con ello restablecer las condiciones de producción.

c. Obstrucción Súbita por Debajo del Cabezal

En ocasiones la tubería del pozo puede sufrir uno o varios colapsos sin llegar a presentar manifestaciones de rotura o entrada de agua, produciéndose una caída súbita tanto en la presión de cabezal como en los volúmenes de producción, sin llegar a presentarse variaciones en la entalpía y/o composición química.

A partir de la ocurrencia del colapso, es común que el grado de abatimiento en sus características productivas se acentúe, debido a que la caída de presión adicional producida por la obstrucción, propicia la incrustación.

Comportamientos similares se pueden observar cuando el pozo arroja material de la formación, tiene desprendimientos de la incrustación o levanta elementos mecánicos dejados en el fondo (por ejemplo, alambre) y éstos se alojan en alguna parte de la tubería.

d. Entrada de Agua de Menor Temperatura

Al presentarse daños mecánicos como fracturas o desprendimientos de la tubería de producción, así como deficiencias en los accesorios como son los colgadores o coples cementadores, es posible que se origine una aportación de fluidos al pozo por esos puntos.

Dado que estos eventos ocurren por lo general a profundidades menores que la del intervalo productor, es común que el fluido aportado sea de menor temperatura y de diferente composición química, evidenciándose rápidamente el problema al producirse una disminución repentina de la entalpía de producción y un cambio de la composición química (por ejemplo, en cloruros), dependiendo la magnitud de este cambio de la cantidad y características del fluido que se está infiltrando. Debido a que ocurre una mezcla de fluidos de diferentes entalpías, es posible que también se observe una variación en el vapor producido y/o un aumento en la producción de agua, además de variaciones en la presión de cabezal.

En otras ocasiones es común observar variaciones fuertes (altibajos) de los parámetros termodinámicos (entalpía y caudal de vapor) y químicos (cloruros), debido a que el pozo es alimentado cíclicamente por los diferentes puntos de aportación. Los registros de fondo (presión, temperatura y molinete) pueden aportar información valiosa para definir y entender estas situaciones.

Una variante del problema que ocasiona este patrón de comportamiento, es aquel en el cual en vez de presentarse un punto de aportación secundaria hacia el interior del pozo por una rotura de tubería o un accesorio deficiente, se presenta un flujo que baja por el espacio anular entre la tubería de revestimiento de producción y la formación, lo cual se debe a una cementación deficiente que permite el descenso de fluidos provenientes de estratos más someros y de menor entalpía, con la consecuente mezcla con fluidos del fondo del pozo de mayor temperatura.

El problema aquí descrito puede verse agravado por una fuerte incrustación, que se acelera con la mezcla de fluidos del fondo con fluidos someros.

e. Recarga de Agua Fría

Uno de los procesos que puede experimentar un pozo y que se relaciona con el yacimiento y no con el pozo mismo, es la mezcla de fluidos por una recarga natural del yacimiento con agua de menor temperatura y de diferente composición química.

En estos casos se observa a través del tiempo, un abatimiento gradual en las características productivas del pozo, siendo la entalpía, los cloruros y los geotermómetros, los parámetros clásicos para detectarlo. Por lo general, este proceso ocurre en los pozos localizados en las cercanías de las fronteras del campo, observándose más tarde en los pozos localizados hacia el interior del mismo, conforme avanza el frente de recarga.

Cabe mencionar que este fenómeno se ha observado en algunos pozos localizados en la parte central de campos geotérmicos, pudiendo deberse a una recarga vertical de fluidos someros mas fríos a través de fracturas o fallas que afectan la permeabilidad vertical de la capa sello.

f. Ebullición Local

En un campo geotérmico o en ciertas zonas del mismo, puede presentarse el proceso conocido como ebullición local que se manifiesta por la aparición de una zona de fluidos

de dos fases (agua-vapor) alrededor del pozo, la cual tiende a extenderse con el tiempo hasta el grado de convertirse en una zona de ebullición general.

Este proceso ocurre en pozos donde el yacimiento inicialmente tiene una temperatura muy cercana al punto de saturación, con respecto a la presión del yacimiento, de tal forma que al ocurrir el abatimiento de presión por la propia explotación del campo, la ebullición ocurre en la formación alrededor del pozo, alejándose del mismo conforme se incrementa el abatimiento de presión.

Es común también que las zonas en ebullición tengan una pobre recarga natural, que da como resultado un mayor abatimiento de presión. Este proceso ocurre en pozos localizados donde su comunicación con el resto del yacimiento es deficiente, produciéndose una transferencia de calor de la roca a los fluidos que se encuentran almacenados en los espacios permeables, de tal forma que al ocurrir el abatimiento de presión por la propia producción, la ebullición ocurre en la formación alrededor del pozo.

En estos casos, el patrón de comportamiento característico consiste en un incremento notorio de la entalpía de producción, pudiendo llegar al grado de corresponder con la entalpía de vapor. La concentración de sales también se incrementa y los geotermómetros presentan un patrón característico que se detalla en la literatura técnica especializada.

g. Efectos Combinados

Los patrones anteriormente descritos representan casos independientes, pero también es frecuente que en un pozo se presenten dos o más de los eventos mencionados, ya sea en forma simultánea o consecutivamente. Esto dificulta la interpretación de los datos observados.

4.2 Estudio del Comportamiento del Yacimiento.

Con la explotación del campo cambian las condiciones prevalecientes en el yacimiento, lo que se refleja en el comportamiento de los pozos.

La extracción de fluidos produce una reducción en la presión del yacimiento que tiende a incrementar (o iniciar) la ebullición en la formación y/o a permitir la entrada de aguas subterráneas más frías al sistema.

El inicio o el crecimiento de la zona de ebullición depende de la magnitud de la disminución de la presión en el yacimiento. Este decremento es una función del volumen de fluido extraído, de la permeabilidad y coeficiente de almacenamiento de la formación y de la cantidad de fluidos de la recargada natural o de la inyección.

La ebullición en el yacimiento puede producir la precipitación de minerales (sílice, carbonatos, sulfuros u óxidos) en los poros o fracturas de la formación, reduciendo su porosidad y permeabilidad y afectando la productividad del yacimiento y de los pozos. Esta

productividad también puede reducirse por efectos de la existencia de dos fases, al disminuir la permeabilidad efectiva de la formación debido a la presencia conjunta de vapor y líquido en los poros o fracturas.

Si el yacimiento está abierto, o sea que permite la entrada de aguas subterráneas más frías en forma lateral o vertical, en las zonas cercanas a las áreas de recarga con el paso del tiempo se observan cambios en las características químicas de los fluidos producidos. Otros cambios químicos están relacionados a la ebullición dentro de la formación o a la inyección de líquidos que son más fríos y con distintas características químicas.

Los cambios que ocurren en el yacimiento como resultado de la explotación del campo, generalmente se determinan en los pozos corriendo registros, haciendo pruebas o infiriéndolos de su comportamiento. Solamente cuando los cambios son muy grandes es posible detectarlos utilizando métodos geofísicos de superficie. Un ejemplo, es el estudio de los cambios de resistividad asociados con el avance de aguas más frías desde las áreas de recarga natural o de inyección hacia los pozos productores.

Las variaciones de presión y temperatura medias en el yacimiento, se pueden registrar directamente si se tienen pozos de observación que estén abiertos en la formación productora. Registros de temperatura y presión en pozos estáticos podrían suministrar datos sobre el yacimiento, pero muchas veces por falta de pozos de observación adecuados o por razones de operación del campo, no se obtienen estos tipos de registros.

Si los pozos de observación presentan un espejo de agua, se deben registrar los cambios de nivel. Si hay presión en el cabezal, la variación de la presión en el yacimiento puede ser medida utilizando un sistema de tubo capilar introducido por debajo del nivel del agua.

Si se pudieran realizar pruebas periódicas de productividad o inyectividad, se podrían registrar los cambios en las propiedades físicas del yacimiento debido a su explotación. En general estas pruebas raramente se hacen durante la fase de operación del campo, por la necesidad de mantener suministrando fluidos a la central y de eliminar los fluidos de desecho.

Adicionalmente, durante la operación del campo es fundamental establecer el comportamiento de los pozos, ya que reflejan cambios que están ocurriendo en el yacimiento o en los mismos pozos. No sólo se deben medir periódicamente (por lo menos una vez por mes) las presiones de cabezal, producciones y entalpías, sino también las características químicas de los fluidos producidos. En el caso de los pozos de inyección deberá registrarse el volumen, temperatura y características químicas de los fluidos inyectados.

Una reducción en la productividad másica de un pozo puede deberse a una disminución en la presión o en la permeabilidad del yacimiento, a un aumento en la saturación de vapor en el mismo (efectos de permeabilidad relativa) y/o a la presencia de incrustaciones o problemas mecánicos. Un análisis de la evolución de las características físicas y químicas del pozo y un registro de calibración, podría determinar si se debe a problemas en el pozo o no. Si así fuera y si se quiere mantenerlo produciendo, se tendrá que tomar la decisión de

limpiar o reparar el pozo. La incrustación de carbonatos se podría eliminar o disminuir significativamente si se usan inhibidores químicos, se aumenta la presión de cabezal o se instala un bomba sumergible (en pozos de mediana temperatura) para evitar la ebullición dentro del pozo.

En algunos pozos la incrustación se debe a la mezcla de fluidos con distintas características químicas provenientes de diferentes zonas productoras. En este caso, será necesario cementar una o más de las zonas con el fin de evitar que dentro del pozo se mezclen diferentes tipos de fluidos y reaccionen entre sí.

En el caso de un pozo de inyección, una disminución en su capacidad muy posiblemente se deba a la precipitación de minerales en el pozo o en la formación vecina al mismo. Un registro de calibración podría determinar donde se encuentra la incrustación o si hubo un problema mecánico. Si la inyectividad se redujo debido a incrustaciones, se deberá limpiar el pozo y considerar un tratamiento de los fluidos antes de su inyección para evitar o reducir la precipitación de minerales.

Un aumento de entalpía en pozos productores indica un incremento en la ebullición del yacimiento o un posible flujo preferencial de vapor hacia el pozo dentro de la formación. Si la entalpía continúa aumentando, alcanzando valores correspondientes a vapor sobrecalentado, se han observado casos donde los pozos comienzan a presentar problemas, como son por ejemplo: incrustaciones en la formación, en los pozos o en las instalaciones superficiales; generación de vapor corrosivo; o la disminución en la capacidad de aporte de la zona productora en la vencidad del pozo debida a una reducción en su permeabilidad.

Por otro lado, una reducción en la entalpía de los fluidos producidos puede deberse a una entrada de agua de menor temperatura al pozo. Esto puede estar relacionado con un problema mecánico en el pozo o la llegada de un frente de fluidos más fríos asociados con la recarga natural del yacimiento, con la inyección o con un cambio en la productividad relativa de distintas zonas que aportan fluidos al pozo. En este último caso, debido a los cambios de presión que ocurren en el yacimiento, una zona de menor temperatura e inicialmente menor potencial hidráulico puede, en cierto momento, comenzar a dominar sobre una zona de mayor temperatura que originalmente contribuía la mayor parte del fluido producido.

La observación de cambios en las condiciones químicas de yacimiento, detectadas a través del comportamiento de pozos individuales, permite caracterizar algunos de los procesos que tienen lugar como resultado de la extracción masiva de fluido y de energía térmica. La detección de dichos cambios después de los primeros años de extracción en algunos campos en explotación, revela un proceso de invasión del yacimiento por aguas de distinta composición química e isotópica que la del fluido geotérmico original (Truesdell y otros, 1982).

La detección de estos cambios en el comportamiento del yacimiento, es de suma importancia para revisar las estrategias de explotación del campo y tratar de prolongar al máximo su vida útil.

Un ejemplo de la forma de detectar dichos cambios, es el análisis de las variaciones en los contenidos de cloruros, sílice, isótopos estables; así como la obtención de las temperaturas basadas en los geotermómetros de sílice y Na-K-Ca (Truesdell y otros, 1989 y 1992).

Un aumento en el contenido de cloruros y de isótopos estables pesados (O^{18} y deuterio) indican mayores temperaturas. Un mapa mostrando la distribución de estos parámetros con el tiempo permite determinar el avance de un frente de aguas frías en el yacimiento.

Debido a una diferencia entre los tiempos de equilibrio para los distintos geotermómetros, un análisis de la variación de las temperaturas indicadas por ellos permite inferir los procesos que están ocurriendo en el yacimiento.

Por ejemplo, el geotermómetro de Na-K-Ca cambia muy lentamente e indica la temperatura de la zona de donde proviene el fluido. Por otro lado, el geotermómetro de sílice cambia rápidamente y refleja la temperatura del yacimiento en la vecindad de los pozos productores. Comparando las temperaturas (o entalpías correspondientes) medidas a boca de pozo con las indicadas por los geotermómetros de sílice y Na-K-Ca, Truesdell y otros investigadores pudieron determinar la importancia de la ebullición y de la recarga natural en diferentes zonas del campo de Cerro Prieto, así como identificar procesos de ebullición y condensación que controlan las características químicas de los fluidos producidos por los diferentes pozos.

4.3 Actualización del Modelo del Campo.

Durante la fase de operación del sistema campo-central se recogen periódicamente datos de los pozos de producción, inyección y observación. Además, se obtiene información adicional sobre el yacimiento durante las operaciones de limpieza, reparación y revaluación de pozos existentes y cuando se perforan y evalúan los pozos de reposición. Es posible también que otros datos provengan de estudios geocientíficos que se realicen durante esta fase del proyecto.

Toda esta información deberá ser utilizada en la actualización del modelo del yacimiento. La metodología a seguir es similar a la que se describe en las secciones Nos. 3.4 y 3.5 de la Guía para Estudios de Factibilidad (1994). Sin embargo, en esta fase del proyecto se tiene una base de datos adicional de mucha importancia para el proceso de actualización del modelo. Se trata de los datos de producción e inyección obtenidos en todos los pozos relacionados con la operación del sistema campo-central.

Dentro de la operación del campo se deberá obtener la siguiente información por lo menos una vez al mes:

En Pozos Productores

— Presión de cabezal.

— Presión de separación.

— Producción de vapor y líquido.

— Entalpía del fluido producido.

— Características químicas del fluido producido.

En Pozos Inyectores

— Presión de cabezal.

— Caudal inyectado.

— Temperatura del fluido inyectado.

— Características químicas del fluido inyectado.

Estos datos operacionales son de suma importancia en la revaluación del modelo de explotación del yacimiento. Los valores calculados por el modelo deberían concordar con los datos medidos en los pozos, sin embargo, generalmente se observan discrepancias en el comportamiento de uno o más pozos, lo que requiere hacer cambios en algunos parámetros del modelo de explotación que se está utilizando.

Los cambios que deberán realizarse en el modelo para mejorar la correspondencia entre los datos medidos en los pozos de producción, inyección y observación, y los calculados por el modelo, pueden ser varios dependiendo de la magnitud de las discrepancias. Quizás se necesite cambiar la distribución de permeabilidades en parte del modelo, los índices de productividad supuestos en algunos de los pozos, las características de las fuentes y sumideros, u otros parámetros.

Este proceso de revisión requiere cierta experiencia en el uso de modelos numéricos y de datos geocientíficos. Por ejemplo, es necesario entender cómo un cambio en la permeabilidad afecta la productividad calculada de un pozo. También hay que tener en cuenta las características conocidas del yacimiento cuando se modifica alguna propiedad de la malla utilizada en el modelo. Por ejemplo, no sería razonable incorporar una zona de alta permeabilidad si ésta no corresponde con la información obtenida de los pozos perforados. Sin embargo, se podría incluir dicha zona en una parte modelada del sistema que no sido explorada o perforada, siempre y cuando mejore la correspondencia entre los valores observados y calculados.

Después de obtener una correlación razonable (una que sea exacta es muy improbable) entre los resultados del modelo de explotación y los datos de producción y demás información obtenida en el campo, también hay que incorporar los cambios que se han hecho al modelo del estado natural.

El propósito es de comprobar que los cambios realizados no afectan significativamente a los resultados del modelo del estado natural. Si los efectos de dichos cambios son importantes, se debe iterar entre los modelos del estado natural y de explotación hasta que los ajustes que

se hagan permitan obtener una correspondencia razonable entre lo medido en el campo antes y después de comenzar su explotación y los datos de salida de ambos modelos.

Este proceso de actualizar el modelo deberá hacerse periódicamente (cada uno o dos años) a medida que se adquiere nueva información sobre los pozos y el campo en general. Esto permitirá modificar, si es necesario, la estrategia de explotación del yacimiento (Sección No. 4.4) y revisar la estimación del potencial del campo (Sección No. 4.5).

4.4 Actualización de la Estrategia de Explotación y Operación del Campo.

Cuando se haya actualizado el modelo de explotación con base en los datos que se hayan recogido durante la fase de operación del campo (ver sección anterior), será necesario actualizar los planes de manejo del mismo. Los puntos que se volverán a analizar son:

— Espaciamiento a utilizarse entre pozos para minimizar la interferencia entre los mismos.

— Declinación de los pozos productores.

— Cambios de entalpía promedio en los fluidos producidos debido a la ebullición o entrada de agua fría.

— Número de pozos de reposición que tendrá que perforarse durante la vida del proyecto a fin de mantener el nivel de generación de la central.

— Posibles efectos de la inyección sobre el comportamiento de los pozos productores.

— Localización y diseño de los pozos de inyección con el fin de reducir los posibles efectos de interferencia térmica en los pozos productores y optimizar el barrido del calor almacenado en las rocas del yacimiento.

Si se han hecho modificaciones en el modelo de explotación desde la última vez que se evaluó, será necesario realizar estudios de sensibilidad y utilizar en la predicción del comportamiento futuro un enfoque conservador y evitar el uso de estimaciones demasiado optimistas que pudieran afectar la operación futura del sistema campo-central (Sección No. 3.5.2 de la Guía para Estudios de Factibilidad, 1994).

4.5 Actualización de las Estimaciones Iniciales del Potencial Probado del Campo.

En esta fase de operación del proyecto se tiene un mejor conocimiento de las características del yacimiento y del sistema geotérmico en general.

Utilizando el modelo de explotación que se ha actualizado (Sección No. 4.3) será posible revisar las estimaciones anteriores que se tengan del potencial del campo.

Durante la evaluación de diversas estrategias de explotación (ver sección No. 4.4) se supone que la cantidad de energía a extraerse del yacimiento durante la vida del proyecto, o sea durante un período de 20 años, corresponde a la capacidad total instalada en la central. Por otro lado, cuando se estima el potencial del campo se trata de determinar la mayor cantidad de energía geotérmica que se puede producir del mismo a un costo comparable o menor al de otros tipos de energía.

El modelo de explotación permite calcular los efectos físicos (y químicos) que tiene sobre el yacimiento y los pozos un proyecto de cierta cantidad de megavatios-años (o megajulios), dado un determinado esquema de producción/inyección. Considerando estas condiciones el modelo predice, entre otras cosas, las características futuras de los pozos productores y el número total de pozos (incluyendo los de reposición) que será necesario perforar durante la vida del proyecto.

Con la ayuda del modelo de explotación actualizado y de un análisis de los costos asociados con el proyecto, se podrán estudiar nuevamente diferentes niveles de generación eléctrica (o de extracción de energía térmica), así como también distintos planes de manejo para el campo. Un estudio de los resultados del modelo y del análisis económico podrá indicar cual es la máxima energía geotérmica que se podrá extraer del yacimiento durante la vida del proyecto, a un costo que sea competitivo con otras fuentes de energía.

Esta nueva estimación del potencial del campo podrá indicar que:

a. Hay un exceso de capacidad instalada en la central.

b. La estimación inicial de la capacidad del campo era correcta.

c. El campo tiene un mayor potencial que el inicialmente estimado y que durante un período de cierta cantidad de años podrá suministrar suficientes fluidos geotérmicos para generar una cantidad determinada de MW de electricidad, o mantener funcionando un proyecto de uso directo para una capacidad dada de MJ/hora.

Si se sobreestimó el potencial del campo habrá que determinar si se pueden hacer cambios en el sistema campo-central, que permitan minimizar el impacto económico que pudiera tener esta sobreestimación. Por ejemplo, se podría decidir operar el sistema a su capacidad máxima posible por un período de tiempo menor, o reducir el suministro de vapor a la central para extender al máximo la vida comercial del proyecto. Estas decisiones habrá que tomarlas después de hacer un cuidadoso análisis técnico y económico que dependerá de las condiciones que imperen en ese momento.

Si el estudio indica que el potencial del campo es superior al estimado originalmente, se podrá considerar la instalación de una o más centrales adicionales. Al tomar la decisión de aumentar la capacidad del proyecto hay que tener siempre en cuenta que las predicciones dadas por el modelo de explotación están basadas en muchos datos inferidos. Esta incertidumbre innata en los resultados del modelo exige que la capacidad total actualizada del proyecto sea menor a la indicada por el mismo.

5. POZOS DE RESERVA Y DE REPOSICION

5.1 Objetivo y Alcances.

En todo proyecto geotérmico se necesita tener pozos de reserva si se desea mantener relativamente constante el nivel de generación de la central. Estos pozos, algunos de producción otros de inyección, entran en servicio cuando se tiene que intervenir algunos de los que están en línea, o cuando la capacidad de los existentes es menor de la que se requiere para operar óptimamente o al máximo el sistema pozo-central. Considerando como potencia promedio por pozo 3 MWe, idealmente se debería tener un pozo de reserva por cada 4 de producción y uno por cada 3 de inyección.

Con el tiempo los pozos tienden a tener problemas de tipo constructivo, de corrosión o de incrustación. En muchos casos se los puede volver a poner en línea luego de repararlos o limpiarlos. En otros casos, sin embargo, esto es técnicamente imposible o antieconómico y se los tiene que abandonar, necesitándose su reemplazo. En ciertos casos se pueden convertir en pozos de observación.

Un estudio de modelado del campo solamente puede estimar el número mínimo de pozos de reposición que tendrán que ser construídos durante la vida de un proyecto. Este número corresponde a los que hay que adicionar a los pozos existentes a fin de mantener el suministro de vapor requerido por la central y continuar con la inyección de los fluidos de desecho.

El número de pozos de reposición (de producción e inyección) que se necesitará construir en un campo debido a daños en sus tuberías como resultado de problemas de construcción, corrosión o incrustación, sólo se puede estimar en forma aproximada. La vida media de un pozo productor e inyector depende mucho de los procedimientos y materiales utilizados en su construcción, desarrollo y mantenimiento, así como de la geología del área y de las características de los fluidos geotérmicos, factores varían de un campo a otro.

5.2 Criterios de Sustitución de Pozos.

Un pozo productor deja de ser económico cuando disminuye demasiado su productividad, temperatura, relación vapor/agua, o cuando tiene cambios en las características químicas del fluido producido que lo hacen corrosivo o muy incrustante. En el caso de pozos de inyección el costo de operación puede aumentar excesivamente si precipitan dentro del pozo o de la formación algunas de las sales disueltas en la salmuera inyectada.

En muchos casos es posible limpiar o reparar las tuberías de un pozo o reperforarlo, permitiendo volver a ponerlo en línea. En otros, por otro lado, no pueden ser reparados debido al costo involucrado o a dificultades técnicas. La decisión de abandonar o no un pozo está basada generalmente en el costo involucrado, suponiendo que la reparación del mismo

sea técnicamente factible. Será necesario decidir qué es más económico, reparar o limpiar el pozo y volver a ponerlo en operación con una capacidad menor que la original, o reemplazarlo con un pozo de reposición localizado en la misma área.

La productividad o inyectividad del pozo de reposición podrá estimarse con base a la experiencia que se tenga o los modelos de simulación. Estos modelos podrán predecir aproximadamente la productividad del pozo con base en su diseño y localización.

Por otro lado, el análisis económico de las diferentes opciones que se tienen, depende de los costos involucrados y del precio que se puede obtener por cada unidad másica de vapor producido (MWe-hora generado o megajulio producido), valores que dependen de la región o del país considerado.

6. ORGANIZACION, TIEMPOS Y COSTOS RELACIONADOS CON LA ETAPA DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DEL CAMPO

6.1 Objetivos y Alcances.

La etapa de operación y mantenimiento del campo tiene por objetivo proporcionar vapor a la central para mantener la potencia nominal, hasta que esto sea considerado económicamente conveniente; esta etapa, por lo tanto, sólo termina cuando se decida sacar de servicio la central.

La programación de las intervenciones no puede ser rígida, puesto que ésta depende también de la evolución general del yacimiento, pero sí debe hacerse con claridad y anticipación, como se requiere en todo proyecto de ingeniería. Hay, por lo tanto, que seguir recolectando e interpretando los datos procedentes de la operación del campo, así como los parámetros económicos del sistema eléctrico, para decidir y respaldar el programa de intervención de pozos.

6.2 Programación y Control.

La programación y control de cualquier proyecto, sin importar tipo, tamaño o localización, deberá basarse en decisiones acertadas sobre lo que hay que hacer y, una vez tomada la decisión de proceder con las actividades, se basará en programas elaborados para tal efecto, en donde se muestren en forma gráfica los diferentes eventos por realizar y sus alcances, así como la secuencia y duración acordados por los responsables de los diferentes grupos que participan en el desarrollo del proyecto.

El objetivo de los programas de operación y mantenimiento del campo, es proporcionar una herramienta básica para la planeación y coordinación de las actividades, servir como medio

de comunicación y permitir el seguimiento y la elaboración de los reportes de avance, facilitando el control del proyecto y la toma de decisiones para establecer las medidas correctivas en el caso de una desviación.

En términos generales, para programar la operación y el mantenimiento del campo se deberán desarrollar los dos tipos de actividades siguientes:

a. Programa de ingeniería.

b. Decisión sobre la salida de servicio de la central.

6.2.1 Programa de Ingeniería.

El objetivo del programa de ingeniería del campo es el de diseñar las obras y de programar las actividades clave dentro de todo el alcance de los trabajos, determinando las actividades principales y críticas, así como las interrelaciones con las diferentes disciplinas de ingeniería y entre otros grupos del proyecto con sus restricciones e interdependencias.

El programa de ingeniería tiene que desarrollar un cronograma, estudios y cálculos, la elaboración de especificaciones, la evaluación de ofertas, revisión de información de fabricantes, elaboración de planos, el envío de información a la obra, etc.

Durante la ejecución de los trabajos se indicarán en forma paralela los eventos reales y los previstos del proyecto, para poder determinar los atrasos o adelantos al programa y efectuar las acciones correctivas que se requieran, para lo cual se deberá actualizar periódicamente.

Se preparará un cronograma con las fechas clave de las intervenciones previstas, incluyendo recursos humanos y materiales necesarios. La evaluación de estos recursos constituirá la base para elaborar el presupuesto de las actividades.

El diseño de las obras y el cronograma previsto podrán ser revisados conforme se vayan obteniendo resultados sobre la evolución de la producción de los pozos en operación, la producción de los pozos nuevos, áreas de producción descubiertas por medio de la exploración del yacimiento, comportamiento de la inyección, etc.

El primer borrador del programa de intervenciones se inicia tomando en cuenta los resultados de la etapa de desarrollo, para evaluar el comportamiento futuro de los pozos. En cada caso, para la determinación de tiempos, mano de obra y equipos de intervención, deberá tomarse en cuenta la información del proyecto y de otros proyectos similares.

Se sugiere preparar un programa general para cinco años de operación, iniciando con esta base los trámites necesarios para la obtención de fondos para cubrir lo presupuestado, y un programa de detalle anual, al inicio de cada año administrativo.

El cronograma se basará en los tiempos necesarios para dar mantenimiento a los pozos, los cuales varían mucho dependiendo del tipo de intervención, rebasando a veces el tiempo

necesario para una perforación nueva. Para pozos nuevos los tiempos dependen de la organización de la perforación (con equipo propio o por contrato), del tipo de yacimiento (profundidad, tipo de formación), del tipo de equipo de perforación y del perfil del pozo. Se estima que, con el equipo en el sitio, el tiempo requerido para el diseño final, el montaje y las pruebas del pozo con el equipo, el mantenimiento se podrá realizar en 2 ó 3 meses.

6.2.2 Criterios de Salida de Servicio.

Durante la operación de la central se pueden originar cambios en el sistema campo-central (calidad y cantidad del vapor generado, daños de pozos o de equipos importantes) o en las condiciones externas (mercado de la energía, entrada en operación de otras centrales), que modifiquen el marco de referencia económica considerado durante las etapas de factibilidad y de desarrollo del proyecto.

Este marco de referencia económica evidentemente indicaba que la central geotérmica era conveniente y por eso se procedió con las fases de desarrollo del campo y de construcción de la central.

Sin embargo, cuando por razones técnicas o económicas no es factible intervenir los pozos existentes o incrementar el número de pozos para mantener la producción de energía eléctrica a los niveles adecuados, podría llegarse a la decisión de poner fuera de servicio el sistema campo-central.

Esta evaluación económica es la base para justificar la intervención de los pozos (mantenimiento o perforación). Se debe comparar el costo de las intervenciones mismas con los beneficios alcanzados por la venta de la energía producida, tomando en consideración la información proporcionada por los diferentes grupos de trabajo.

En caso de que se llegara a la decisión de abandono, generalmente éste no será inmediato, sino requerirá bastante tiempo (del orden de años), durante el cual se dejará en operación la central, con potencia paulatinamente decreciente, siempre dando a ésta y al campo el mantenimiento rutinario.

En este tiempo se tendrán que tomar medidas de seguridad para posteriormente cerrar los pozos y desensamblar las instalaciones superficiales, siguiendo procedimientos que reduzcan al mínimo el impacto ambiental residual y que permitan retornar el sitio del proyecto, en lo posible, a su condición inicial.

6.3 Costos.

Los costos asociados con un campo geotérmico, se dividen en:

— Costos de inversión: incluye todas las erogaciones realizadas antes y durante la operación comercial del campo.

— Costos de generación: incluye las erogaciones hechas después del inicio de la operación comercial.

Esta división permite distinguir con claridad lo que es la operación y el mantenimiento de los pozos (la reparación o reposición de pozos y su conexión con el sistema de transporte de fluidos), de la perforación de los pozos productores que se requieren para la entrada en operación de la central (etapa de desarrollo).

Para los costos de generación, los conceptos se agrupan en:

— Operación y mantenimiento de los sistemas de superficie, que incluye todos los costos de reparación de vaporductos, caminos, tratamientos de agua de desecho, etc. En general todo gasto que no sea directamente imputable a la central ni a los pozos.

— Reparación de pozos, correspondiente a los costos por reparación en caso de corrosión de tuberías, incrustaciones, fallas mecánicas, etc.

— Reposición de pozos, que involucra los costos por perforar nuevos pozos ya sea para reponer los que definitivamente hayan fallado y no admitan reparación, o para completar la producción de vapor o la capacidad de inyección debido al abatimiento propio del yacimiento. Se incluyen aquí los gastos de perforación que se tengan que realizar bajo el concepto de estudios de exploración, para determinar una extensión del campo y asegurar la operación de la central a plena capacidad de carga.

— Operación y mantenimiento de los pozos, que incluye mano de obra, repuestos, equipo especial, etc.

— Indirectos por administración, que generalmente agrupan varios conceptos administrativos y su promedio es del orden del 11% de los gastos directos.

Los costos típicos aproximados para pozos de reposición se indican en la tabla No. 6.1. Esta tabla fue creada con costos de 1992, para proyectos en zonas alejadas de los centros de suministro de materiales para la perforación. Muy poco se puede decir sobre los costos de reparaciones de pozos, por ser éstos muy variables, hasta rebasar el costo de un pozo nuevo. Dichos costos requieren una cuidadosa evaluación para no incurrir en gastos innecesarios.

6.4 Organización del Proyecto.

Para la etapa de operación y mantenimiento de un campo geotérmico de 35 MW con 20 pozos, se recomienda una estructura de organización como la que se muestra en el organigrama de la figura No. 6.1, cuyos niveles principales de responsabilidad se describen a continuación.

COSTO APROXIMADO DE LA PERFORACION DE POZOS DE REPOSICION

(Valores de 1992)

PROFUNDIDAD (m)	1000	1500	2000	2500	3000
COSTO POR METRO (US$)	500-650	500-650	600-800	700-950	750-1000

Tabla Nº 6.1

Superintendencia General de Campo

Se define como el área responsable de todas las actividades relacionadas con la operación y mantenimiento del campo, las cuales incluyen los pozos y sus instalaciones superficiales tanto mecánicas como civiles, sin considerar las concernientes a la central geotermoeléctrica.

La Superintendencia General de Campo se subdivide para su mejor desempeño en dos áreas, siendo éstas: la Superintendencia de Pozos y la Superintendencia de Instalaciones Superficiales.

6.4.1 Superintendencia de Pozos.

Es la encargada de todas las actividades referentes a la construcción, reparación, mantenimiento o control en el subsuelo de los pozos, subdividiéndose en el Grupo de Perforación y el Grupo de Reparación.

Grupo de Perforación

Tiene la responsabilidad de elaborar los programas, diseño y especificaciones para la construcción de pozos tanto productores como inyectores o de observación, así como de las bases de los contratos de perforación, en el caso de que su ejecución no sea por administración directa; siendo, por lo tanto, responsable de la ejecución o supervisión de la construcción del pozo, de acuerdo a lo establecido en la Guía para Estudios de Factibilidad en su sección No. 3.2.1.5.

Grupo de Reparación

Tiene la responsabilidad de las intervenciones en el mantenimiento, reparación y abandono de todos los pozos de producción, inyección u observación, así como de las maniobras en los pozos fuera de control.

ORGANIGRAMA PARA LA OPERACION Y MANTENIMIENTO DEL CAMPO

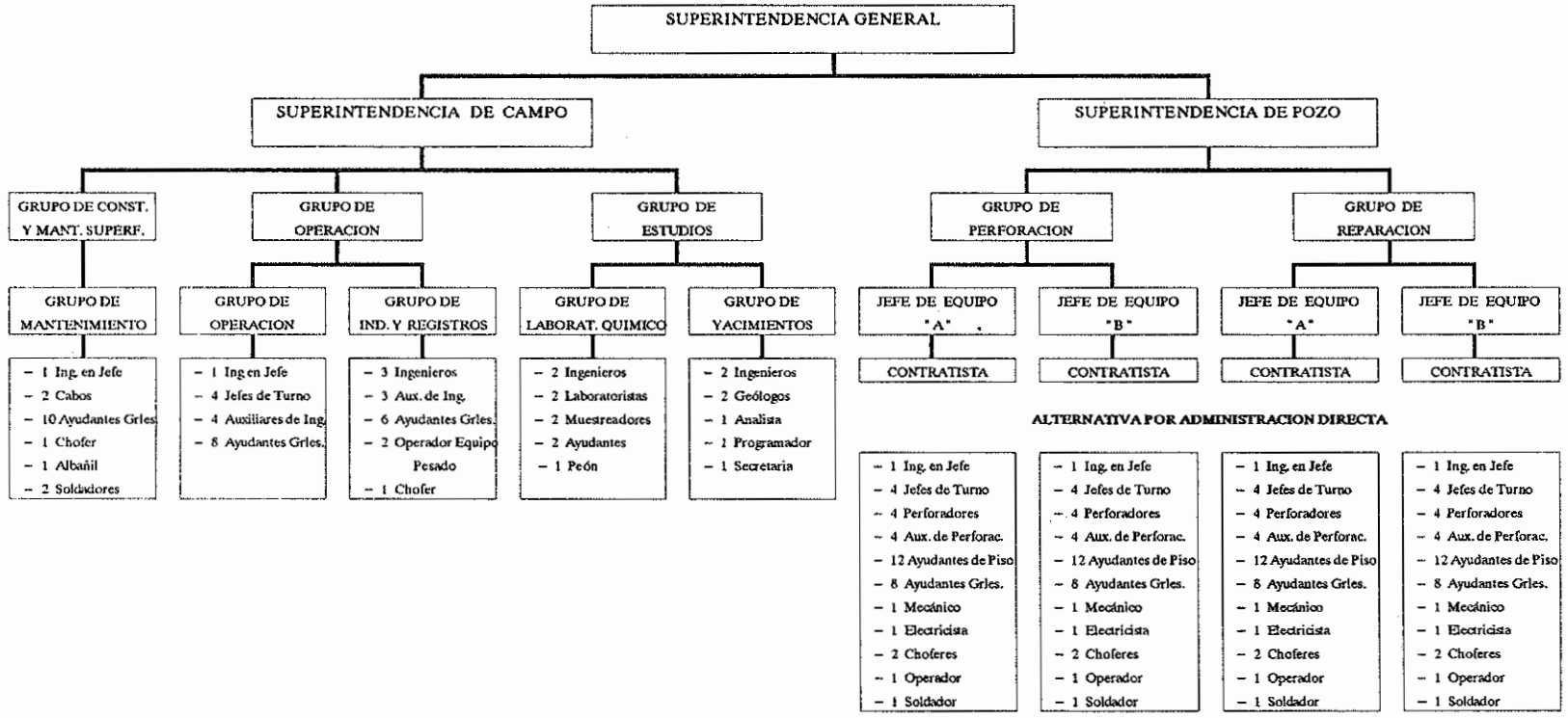

Figura N° 6.1

Es responsable de la elaboración de los programas, diseño y especificaciones para la reparación de pozos, así como de las bases para un contrato en el caso de que esta operación no sea por administración directa, debiendo independientemente llevar la supervisión.

6.4.2 Superintendencia de Instalaciones Superficiales

Tiene la responsabilidad de todas las actividades correspondientes a la operación y mantenimiento de las instalaciones superficiales de los pozos, así como de los análisis o estudios sobre el comportamiento de los mismos y del campo, para lo cual se subdivide en: Grupo de Construcción y Mantenimiento Superficiales, Grupo de Operación y Grupo de Estudios.

Grupo de Construcción y Mantenimiento Superficiales

Construida la central y todas las instalaciones en el campo, es necesario efectuar algunas construcciones subsecuentes para los pozos de reposición y pozos reparados, debiéndose contar con un grupo de construcción con su personal de apoyo para elaborar los diseños y bases para contrato de obra, así como para realizar la supervisión de los trabajos durante su construcción y puesta en servicio.

Desde la terminación de las instalaciones del pozo se requiere dar un mantenimiento a las obras civiles y mecánicas del campo, para evitar la inoperancia de las mismas, siendo mayor su intervención durante la puesta en servicio de los pozos y durante el suministro continuo de vapor a la central geotermoeléctrica.

Este grupo debe elaborar las bases de contrato y efectuar la supervisión correspondiente durante la ejecución de los trabajos cuando el mantenimiento adicional no sea por administración directa.

Grupo de Operación

Es el encargado de todas las operaciones que se realizan en los pozos una vez terminada la construcción o reparación de los mismos, abarcando las etapas de observación, inducción, calentamiento, desarrollo, evaluación y puesta en servicio, así como la despresurización de los pozos. Su actividad incluye la operación de todas las instalaciones para pozos de producción, inyección y observación. Es también responsable de la vigilancia en el campo las 24 horas del día y del monitoreo termodinámico mediante mediciones en superficie y de fondo de pozo.

Grupo de Estudios

Tiene la responsabilidad de llevar el seguimiento de las características físico-químicas de los pozos, elaborando las predicciones de sus comportamientos a futuro, así como las políticas de explotación y los programas de intervención en los mismos, apoyándose con estudios geocientíficos y estadísticos. Además, debe dar apoyo con un laboratorio químico

a las actividades de campo y de monitoreo químico, y con un laboratorio petrográfico a las actividades de perforación. Deberá también prestar apoyo en las operaciones propias de los grupos de reparación y operación de pozos.

6.5 Materiales y Equipos

Las necesidades de espacio y equipos para el desarrollo de las actividades correspondientes a la operación y mantenimiento de campo, se presentan en la figura No. 6.2 considerando una central geotermoeléctrica de 35 MW y unos 20 pozos, debiéndose incrementar un 10% por cada 35 MW adicionales.

6.6 Oficinas, Laboratorios, Talleres y Transporte

Tomando en consideración una central geotermoeléctrica de 35 MW, los requerimientos de equipos de transporte, computación, comunicación, etc., y de espacio para oficinas,

REQUERIMIENTOS PARA LA OPERACION Y MANTENIMIENTO DEL CAMPO

	SUPERINTENDENC. GENERAL	SUPERINTENDENC. DE CAMPO	GRUPO DE CONST. Y MANT.	GRUPO DE OPERACION	GRUPO DE ESTUDIOS
AREA PARA OFICINAS (m2)	60	50	30	30	30
EUIPO DE COMUNICACION					
Teléfono	2	1	1	1	1
Radio	1	1	1	1	1
EQUIPO DE TRANSPORTE					
Camioneta	1	1	1	1	1

	GRUPO DE PERFORACION	GRUPO DE CONST.	GRUPO DE MANT.	GRUPO DE OPERACION	GRUPO DE INDUC. Y REG.	GRUPO DE LAB. QUIMICO	GRUPO DE YACIMIENTOS
AREA PARA OFICINAS (m2)	60	60	30	60	60	60	60
AREA PARA TALLERES (m2)			250	100	100	50	50
AREA PARA LABORATORIOS (m2)						150	
EQUIPO DE COMUNICACION							
Teléfono	1	1	1	1	1	1	1
Radio	1	1	1	5	3	2	1
EQUIPO DE TRANSPORTE							
Camioneta	2	2	2	3	2	2	2
Camión de 3 Ton.			2	1	2		
Camión de 8 Ton.			1				
Camión Grúa			1	1	1		
EQUIPO DE COMPUTACION							
Computadora Personal	1	1			1	1	1
Inipresora	1	1			1	1	1
Graficador					1	1	1
EQUIPO DIVERSO			1 Grúa 30 Ton. 1 Compresor de Aire 2 Soldadoras 1 Eq. Chorro de Arena 1 Motoconformador 1 Draga		1 Eq. de Ahogamiento 1 Compresor de Aire 1 Equipo de Registros 1 Grúa de 15 a 30 Ton. 1 Preventor Empaque y Cuñas Tubería de Inyección Bomba para Lodos	1 Cromatógrafo de Gases 1 Espectrofotómetro 1 Horno y Estufa 2 Balanzas 2 Conductímetros Equipo Vario	

Figura N° 6.2

laboratorios y talleres, necesarios para llevar a cabo el desarrollo de actividades encomendadas en cada una de las secciones del organigrama de operación y mantenimiento de campo, se presentan en la figura No. 6.2, los cuales deberán incrementarse en un 10% por cada 35 MW adicionales que se instalen en el campo.

6.7 Personal

Considerando una central geotérmica de 35 MW, el personal mínimo necesario para realizar las distintas actividades de acuerdo a la organización del proyecto geotermoeléctrico, se de describe en la sección No. 6.4 de esta guía, siendo necesaria su capacitación práctica en diversos campos geotérmicos en explotación con el objetivo de reducir la incidencia de accidentes y/o daños tanto en el mismo personal como en los pozos y sus instalaciones. Se estima que el número de personas se deberá incrementar en un 10% por cada 35 MW adicionales.

Se considera necesaria una capacitación mínima de tres meses para el personal indicado en los niveles de dirigencia y supervisión. La capacitación de personal en otros niveles también es necesaria, pudiéndose dar ésta en el mismo campo geotérmico a desarrollar, por un lapso inicial de un mes como mínimo.

La capacitación del personal en todos los niveles deberá continuar durante toda la vida operativa del campo geotérmico, siendo apoyada por asesores externos.

6.8 Asesores

Para un mejor resultado de las actividades del personal de campo y con el objeto de poder complementar su entrenamiento y capacitación, es recomendable y deseable obtener un apoyo con asesores externos en la mayoría de las actividades más complicadas, como son: perforación, reparación, construcción, mantenimiento y operación de pozos, así como en diversos estudios geocientíficos.

Los asesores, conjuntamente con el personal de campo, deben elaborar los procedimientos de ejecución para las diferentes actividades principales que se desarrollan en el proyecto.

7. OPERACION DE LA CENTRAL

7.1 Objetivos y Alcances

La función de una central geotermoeléctrica es la de producir energía eléctrica en forma continua, eficiente, confiable, segura y económica, a partir de la energía del vapor geotérmico.

Son requisitos indispensables para lograr este fin:

— Una instalación funcional, con equipo apropiado y de buena calidad.

— El mantenimiento adecuado de las instalaciones.

— La correcta operación de la central.

Para lograr una buena operación de la central, se necesita contar con:

— Personal debidamente capacitado.

— Políticas de operación sustentadas en consideraciones técnicas.

— Procedimientos de operación basados en los mejores criterios de ingeniería y en las recomendaciones de los fabricantes de los equipos.

— Supervisión y coordinación efectiva de la operación.

El registro continuo de las condiciones de operación de la central, permite conocer el comportamiento de los equipos a través del tiempo y aporta información para evaluar los resultados de la operación.

Normalmente la central forma parte de un sistema eléctrico con generación de distintas fuentes de energía. La producción de la central va a estar regida por el centro de control de energía del sistema, de acuerdo con la demanda y la economía del sistema.

En un sistema interconectado, se recomienda que las centrales geotermoeléctricas se operen como centrales de carga base, ya que por un lado, no consumen combustible y, por el otro, al no tener regulación en la producción de los pozos, si no se genera, el vapor no se puede almacenar y se tiene que tirar a la atmósfera.

7.2 Operación de los Sistemas de la Central

Los sistemas que intervienen para llevar a cabo los distintos procesos del ciclo de generación de energía de la central, se describen a continuación:

7.2.1 Sistema de Vapor

Este sistema comprende desde el sitio de entrega del vapor de los pozos hasta el de entrada a la turbina y a los eyectores o turbocompresores. De ahí que la operación de este sistema tenga que estar coordinada con el área de pozos.

Antes de poner en servicio por primera vez este sistema o después de un mantenimiento mayor a la unidad, se debe hacer un soplado con vapor para limpiar las tuberías y evitar que lleguen materiales extraños a la turbina.

Al poner en servicio este sistema, se deben vigilar los siguientes puntos clave:

— Verificar que no exista limitaciones o licencias para realizar trabajos en el sistema.

— Verificar que todos los equipos estén instalados correctamente y no haya registros abiertos.

— Verificar que todas las válvulas estén en su posición correcta.

— Verificar que todas las purgas de condensado estén abiertas.

— Verificar que la instrumentación esté en la condición de operación.

— Verificar que el sistema de regulación de presión y las válvulas de seguridad estén en condiciones de operación.

Una vez hechas todas las verificaciones, se procede a calentar gradualmente la tubería, presurizándola hasta las válvulas de corte de la turbina, vigilando en todo momento que las purgas y trampas de vapor estén drenando el condensado y que no haya ninguna anomalía en el sistema. Cuando se alcanzan las condiciones normales de operación, se está en posibilidad de iniciar las maniobras de arranque de la turbina.

Durante la operación normal, se debe vigilar que todos los parámetros de operación estén dentro de los límites establecidos; cualquier desviación requiere de una acción correctiva.

Para poner fuera de servicio este sistema, se cierran las válvulas de corte, descargando el vapor a través del sistema de regulación de presión, cuidando que la presión no rebase los límites establecidos. Se debe tomar la precaución de drenar todo el condensado para evitar problemas de corrosión en los equipos y tuberías.

7.2.2 Sistema de Agua de Condensación

Previo al arranque de la turbina se debe poner en servicio el sistema de agua de condensación. Pero antes de proceder a efectuar las maniobras de arranque de este sistema, se deben efectuar las siguientes verificaciones:

— Verificar que no haya ninguna licencia de trabajo en aquellos equipos que se van a poner en servicio y que no haya gente laborando en ellos.

— Verificar que todos los equipos estén instalados correctamente.

— Verificar que la torre de enfriamiento esté lista para su operación y se tenga el nivel de agua normal.

— Verificar que el condensador esté listo y con sus registros de hombre cerrados.

— Verificar que toda la instrumentación esté en la condición de operación.

— Verificar que todos los tableros eléctricos estén energizados.

— Verificar que los controles y protecciones estén en operación.

Una vez hechas todas las verificaciones previas al arranque, se procede a efectuar las maniobras de acuerdo con el procedimiento de arranque de este sistema, tomando en cuenta las recomendaciones de los fabricantes y los puntos clave a vigilar para detectar cualquier anormalidad.

Durante la operación normal se debe vigilar que los parámetros de operación se mantengan dentro de los límites establecidos. Los aspectos que requieren mayor atención son:

— Supervisión de la operación de las bombas, vigilando su corriente de carga, lubricación, enfriamiento, vibraciones; así como la operación de las válvulas de succión y descarga de las bombas.

— Supervisión de la torre de enfriamiento, manteniendo una adecuada distribución del agua y vigilando la correcta operación de los ventiladores.

— La aplicación del tratamiento químico.

7.2.3 Sistema de Extracción de Gases

Para mantener el vacío en el condensador se emplean dos tipos de sistemas de extracción de gases:

— Con eyectores de vapor.

— Con equipo mecánico: compresores o bombas de vacío.

Los sistemas a base de eyectores tienen una operación muy simple, segura y confiable, y requieren poco mantenimiento pero tienen un alto consumo de vapor. Por otra parte, los sistemas a base de equipo mecánico consumen menos energía pero requieren una mayor atención en su operación y mantenimiento.

Es importante que este sistema opere correctamente ya que cualquier deficiencia del mismo va a afectar el vacío en el condensador y éste a su vez va a provocar una disminución en la capacidad de la turbina.

Antes de poner en servicio un sistema de extracción de gases con eyectores de vapor, se deben hacer las siguientes verificaciones:

— Que no exista ninguna licencia de trabajo sobre equipos.

— Que los condensadores de eyectores estén cerrados.

— Que las válvulas estén en la posición correcta.

— Que el sistema de control de contaminación esté listo para operar.

— Que la instrumentación esté en posición de operación.

— Que el sistema de agua de condensación esté en operación.

— Que esté presurizada la línea de vapor.

Después de hacer las verificaciones se procede a poner en servicio los eyectores, siguiendo el procedimiento de arranque para este sistema. Se empieza por poner en servicio el segundo paso de eyectores y después el primero.

Una vez que se ha levantado el vacío en el condensador a plena carga, este sistema demanda muy poca atención, debido a que sólo necesita ajustes en el flujo de agua a los condensadores de los eyectores, para controlar su temperatura.

Los sistemas de extracción de gases por medio de equipo mecánico pueden ser impulsados con motores eléctricos o con turbinas de vapor. Antes de poner en operación un sistema de éstos, se deben hacer todas las verificaciones pertinentes acordes al arreglo del equipo, comprobando que tanto este sistema como los sistemas relacionados: condensador, vapor, eléctrico, etc., estén listos para operar.

Las maniobras de arranque de este sistema deben hacerse según la secuencia dada en el instructivo del fabricante, poniendo especial atención a los cuidados que se deben tener durante este proceso, vigilando los puntos clave.

Durante la operación normal estos equipos requieren de una supervisión continua. En la actualidad se fabrican con sistemas de control automático, lo que permite hacer más eficiente su operación y darles una mayor protección contra fallas.

Con el fin de evitar que se lleguen a presentar problemas serios de contaminación en la atmósfera, debido a la descarga del ácido sulfhídrico, se debe mantener una supervisión continua sobre el equipo de control de contaminación.

El sistema de extracción de gases debe ponerse fuera de servicio después que se haya parado la turbina, siguiendo para ello el procedimiento de paro establecido.

7.2.4 Turbogenerador y Auxiliares.

Siendo éste el equipo parte principal de la central, amerita la mayor atención en cuanto a su operación y mantenimiento, de ahí que deba estar dotado con los mejores sistemas de control y protección. En términos generales, los turbogeneradores usados en centrales geotermoeléctricas no difieren sustancialmente de los empleados en centrales convencionales, por lo que son aplicables los mismos criterios de operación.

Previo al arranque de un turbogenerador se deben hacer las siguientes operaciones:

— Verificar que no haya ninguna licencia de trabajo sobre los equipos y que éstos estén instalados correctamente.

— Verificar el sistema de lubricación del turbogenerador.

— Verificar el sistema de control de la turbina.

— Verificar el sistema de aceite de sellos del generador.

— Verificar el sistema de excitación del generador.

— Verificar los equipos de la subestación.

— Verificar que la instrumentación esté en servicio.

— Verificar el equipo de servicios auxiliares de la unidad.

— Verificar que el equipo de protección esté en servicio.

Para poder iniciar la secuencia de arranque del turbogenerador se requiere:

— Poner en servicio el sistema de lubricación.

— Que el turbogenerador haya estado girando en tornaflecha por un tiempo suficiente que garantice que la flecha esta derecha.

— Poner en servicio el sistema de aceite de sellos del generador.

— Poner en servicio el sistema de H_2 y CO_2 y haber hecho el barrido del aire del generador con CO_2 y de éste con el H_2.

— Que el sistema de vapor esté en servicio.

— Poner en servicio el sistema de sellos de la turbina.

— Poner en servicio el sistema de agua de circulación.

— Poner en servicio el sistema de extracción de gases.

— Restablecer las protecciones del turbogenerador.

— Poner en servicio el sistema de control.

El arranque de la turbina se debe hacer siguiendo la secuencia de operaciones del procedimiento de puesta en servicio del fabricante, manteniendo una supervisión continua de los siguientes parámetros:

— Presión y temperatura del aceite de lubricación.

— Temperatura del metal y del aceite de lubricación a la entrada y a la descarga de los cojinetes.

— Velocidad.

— Expansión diferencial y expansión de la carcasa.

— Excentricidad y vibración de la flecha.

— Vacío y temperatura en la descarga de la turbina.

Una vez que se ha alcanzado la velocidad de régimen y se tienen condiciones estabilizadas, se debe probar la operación real de las protecciones del turbogenerador. Después de esto, se procede a efectuar las operaciones de excitación y toma de carga del generador, de conformidad con las instrucciones del fabricante, teniendo especial cuidado de vigilar las condiciones de operación del generador y de los transformadores principal y de servicios auxiliares.

Durante la operación normal se debe procurar que la unidad trabaje siempre con la mayor eficiencia. Como norma general, es recomendable que las unidades trabajen a su máxima capacidad.

Para poner fuera de servicio el turbogenerador, en condiciones normales se debe proceder primero a bajar la carga hasta un valor mínimo, hacer el cambio de auxiliares, abrir el interruptor de máquina y después disparar la turbina. Durante esta operación, se debe seguir el procedimiento de paro del turbogenerador recomendado por el fabricante, vigilando las condiciones de operación hasta llevarlo a la condición de rodado en tornaflecha.

7.2.5 Sistema Eléctrico de la Central.

Este sistema está constituido por:

— Generador.

— Subestación.

— Equipo de servicios auxiliares.

La operación del generador fue descrita en la sección No. 7.2.4.

La subestación aloja al equipo de transformación de voltaje, equipo para conexión y desconexión de la central a la red eléctrica, barras colectoras (buses), transformadores de corriente y de potencial, apartarrayos y otros elementos asociados al equipo instalado.

Para conectar la unidad al bus o el bus a la línea de transmisión, se necesitan hacer las maniobras de sincronización antes de cerrar cualquier interruptor de la subestación. Los cuidados de operación de esta área no difieren de los de una central convencional, sino que dependen del equipo instalado.

El equipo de servicios auxiliares comprende a todo el equipo eléctrico de la unidad, como son:

— Transformadores.

— Tableros de potencia de alto y bajo voltaje.

— Tableros de control.

— Centros de control de motores.

— Motores eléctricos.

— Sistema de corriente directa.

— Equipos de medición y protecciones eléctricas.

— Alumbrado.

— Generador de emergencia.

Para el arranque de la unidad, los servicios auxiliares se alimentan por medio de una planta de arranque, o tomando energía de la subestación por medio de un transformador de arranque el cual reduce el voltaje de la red eléctrica al valor de operación de los auxiliares.

La alimentación normal de los servicios auxiliares la suministra el transformador de auxiliares de la unidad, que está conectado directamente al generador.

La puesta en servicio de las alimentaciones eléctricas se hace de mayor a menor voltaje. La secuencia de puesta en servicio del equipo eléctrico debe corresponder a las necesidades de puesta en servicio de la unidad.

Los interruptores pueden tener mando local y/o remoto y ser de operación manual o automática. Se deben vigilar los voltajes y corrientes de operación, temperatura y nivel de aceite de los transformadores y la operación de las protecciones.

Periódicamente debe probarse el generador de emergencia para asegurar que está en condiciones de operar automáticamente en caso de una interrupción de energía del bus de emergencia.

El sistema de corriente directa que alimenta los circuitos de disparo, instrumentación, control, alumbrado de emergencia, bomba de aceite de sellos, computador, etc., se debe mantener operando siempre con un cargador de baterías en servicio y otro de respaldo con su interruptor en posición de arranque automático. Este sistema requiere de una supervisión constante y cuidadosa, monitoreando el voltaje y la corriente de salida del cargador de baterías, las condiciones del banco de baterías y el funcionamiento de las alarmas.

Comunicaciones

Se emplean los siguientes sistemas de comunicación:

— Comunicación interna por medio de bocinas y amplificadores.

— Teléfono privado (interno).

— Teléfono público.

— Intercomunicación (carrier, radio).

7.2.6 Sistema de Supervisión, Control y Protección.

Supervisión y Control

El control sirve para coordinar el funcionamiento de los distintos equipos de la central, con el objetivo de suministrar la energía que demanda el sistema, con las características deseadas.

El control de una central geotermoeléctrica es mucho más sencillo que el de una central termoeléctrica convencional, debido a que no tiene los sofisticados sistemas de control del generador de vapor y sus auxiliares. El suministro de vapor de los pozos se mantiene en una condición de presión estable, mediante un sistema de control de presión sencilla.

La central puede ser de operación manual o tener cierto grado de automatización. Existe una tendencia general a concentrar en una sala de mando todos los dispositivos de medición, protección, regulación y mando, necesarios para el funcionamiento de la central.

En una operación manual las acciones de mando se ejecutan manualmente, pero los mecanismos de accionamientos pueden ser eléctricos, neumáticos o hidráulicos.

Los niveles de automatización más empleados en las centrales son:

— Unidad de generación con control centralizado y controles automáticos que operan en forma independiente.

— Central con detección automática que emplea un computador para registrar los valores de los parámetros de operación, detectar desviaciones y ejecutar cálculos de rutina para presentación inmediata al personal de operación.

— Central automática, el computador y controles asociados desarrollan en forma automática las operaciones de verificación, arranque, toma de carga, monitoreo, ajuste del equipo y paro.

Los principales beneficios que se obtienen al emplear controles automáticos son:

— Mejora la supervisión de operación.

— Incrementa la eficiencia de operación de la central.

— Disminuye la probabilidad de salidas de equipo.

— Mejora la confiabilidad y precisión de los datos.

— Requiere menos personal de operación.

Un sistema automático requiere de una inversión mayor y un mantenimiento más especializado.

Las necesidades de operación de la central van a estar determinadas en gran medida por el tipo de control empleado.

Protección

La protección tiene como fin determinar las desviaciones de los valores normales de operación e intervenir de manera independiente para proteger a la instalación de posibles averías como consecuencia de estas desviaciones.

La protección de una instalación se puede realizar de la siguiente forma:

— Por señalización (alarma), si se sobrepasan parámetros que no representan un peligro inminente de avería.

— Por reducción de carga, si se puede corregir la desviación de un parámetro disminuyendo la carga.

— Por desconexión, si el peligro de avería es inminente.

Un buen sistema de protección se logra si reúne las siguientes características:

— Buena coordinación de las diferentes protecciones.

— Utilización de esquemas de mayor redundancia.

— Señalización selectiva del funcionamiento de las diferentes protecciones.

Protecciones de la turbina:

— Disparo por sobrevelocidad.

— Disparo por solenoide.

— Disparo por bajo vacío.

— Disparo por baja presión de aceite a cojinetes.

— Disparo por falla de cojinete de empuje.

— Disparo por alto arrastre de agua en el vapor.

— Disparo manual.

— Dispositivo de descarga por bajo vacío.

El equipo eléctrico está expuesto a sufrir daños de consideración, al presentarse una condición de operación anormal durante un período suficientemente largo para provocar una falla en su aislamiento.

Independientemente de las causas que la originan, una situación de falla se presenta por cualquiera de las siguientes condiciones:

— Cortocircuito.

— Sobrecarga.

— Retorno de corriente.

— Subtensión.

— Sobretensión.

Cuando se presenta una condición de falla en un equipo, se produce un disturbio en el sistema, el cual afecta también al resto de los equipos y puede llegar a ocasionar otras fallas si no se aisla oportunamente.

Para proteger adecuadamente los equipos principales como son: generador, transformador principal, transformador de auxiliares, transformador de arranque, bus y línea de transmisión, se instalan sistemas de protección aislados e independientes para cada equipo.

Un relevador es un dispositivo de protección de operación automática, que tiene la función de detectar una condición de falla en un circuito y producir su desconexión rápida del sistema, con el objetivo de aislar la zona de falla y evitar daños mayores. La operación de un relevador también acciona el sistema de alarmas para señalarle al operador que la protección ha operado.

Siempre que opere un relevador de disparo se deben investigar las causas que lo hicieron operar y no tratar de restablecer el sistema hasta estar seguro que ya no existe la falla y que el equipo no sufrió daños. Se emplean relevadores con bloqueo de reposición manual, para evitar que el circuito protegido se pueda restablecer solo.

Una avería en un equipo principal resulta muy costosa, no tan sólo por el costo de la reparación misma sino aún más por la pérdida de energía que se deja de generar durante el tiempo que el equipo está fuera de servicio.

Es importante que el personal de operación se familiarice con el equipo de protección instalado en la central y que conozca la función de cada dispositivo, para que cuando opere una protección sepa interpretar cuales fueron las causas que originaron esa operación y qué hacer para restablecer el sistema en condiciones seguras y en el menor tiempo posible.

Protecciones del equipo eléctrico principal:

— Relevador diferencial del generador.

— Relevador diferencial del transformador principal.

— Relevador diferencial del transformador auxiliar.

— Relevador diferencial de bus.

— Relevador de tierra del generador.

— Relevador de potencia inversa.

— Relevador de perdida de campo del generador.

— Relevador de sobrecorriente del generador.

— Relevador de detección de tierra del campo del generador.

— Relevador de distancia de la línea de transmisión.

— Relevador de presión súbita del transformador

7.2.7 Sistema contra Incendio

El sistema contra incendio tiene la finalidad de proteger del fuego vidas humanas y propiedades.

Un incendio en una central puede dañar equipos vitales y llegar a afectar gravemente al sistema de generación y la economía de la central.

Las áreas de mayor peligro de incendio son:

— Torres de enfriamiento.

— Sistema de hidrógeno.

— Cuarto de baterías.

— Sistema de lubricación del turbogenerador.

— Tableros eléctricos y subestaciones interiores.

— Sala de mando.

— Red de cables.

— Transformadores.

Las causas principales de incendio son:

— Autoignición de los depósitos de azufre.

— Cortocircuito eléctrico.

— Realizar trabajos de soldadura o de oxicorte sin la debida protección.

— Encender fuego o fumar.

— Causas externas como rayos, etc.

Medios de extinción:

— Chorro de agua a presión.

— Agua pulverizada.

— Extinguidores de agua, polvo químico y CO_2.

Se debe emplear el medio de extinción adecuado para cada tipo de fuego. La mejor forma de combatir un incendio es evitándolo, para lo cual se deben implementar medidas preventivas eficaces. El empleo de sistemas de detección permite combatir un incendio desde su fase inicial, lo cual da una mayor posibilidad de tener éxito en su control.

El sistema de bombeo debe estar respaldado por una bomba con motor de combustión interna, de 100% de capacidad, para que pueda operar en caso de falla de la alimentación eléctrica.

Se requiere que el personal de operación esté bien entrenado en el manejo del equipo contra incendio, para que pueda hacer frente a una emergencia. Se debe establecer un programa de inspecciones y pruebas rutinarias para asegurar que el sistema esté en condiciones de uso todo el tiempo.

7.2.8 Sistemas Diversos

Compresores de aire

El aire comprimido se utiliza para la instrumentación neumática y para servicios en general. Normalmente se emplean compresores del tipo reciprocante con equipo doble de 100% de capacidad, con la finalidad de mantener un equipo en operación y el otro de respaldo.

Para los instrumentos se requiere que el aire esté libre de humedad y de H_2S, por lo que se hace pasar a través de filtros absorbentes de H_2S y secadores de aire.

Cuando se emplean interruptores neumáticos en la subestación, se requiere de otro sistema de compresores para suministrar el aire para su operación.

Los cuidados de operación para estos equipos son de tipo convencional; se deben vigilar presiones y temperaturas del aire, trampas de condensado, lubricación, filtros, sistema de enfriamiento, etc.

Agua de Servicio

El agua para los baños, comedores y servicios en general, debe ser de buena cálida y estar libre de microorganismos. Dependiendo de la calidad del agua disponible, será el tratamiento necesario para su acondicionamiento.

7.2.9 Control Ambiental

Las principales fuentes de contaminación presentes en una central geotermoeléctrica son:

— Aguas residuales.

— Sólidos.

— Gases.

— Ruido.

Aguas Residuales

La aguas residuales provienen de los excedentes del sistema de agua de circulación y de los drenajes de la central.

Los sistemas de circulación con torre de enfriamiento son los que presentan mayores problemas de contaminación, debido a la concentración de sólidos por efecto de la evaporación. Los principales contaminantes en el agua excedente de las torres son: ácidos minerales, sulfatos, azufre, sulfuros y óxidos de hierro. Estos contaminantes se encuentran en forma de sólidos disueltos y en suspensión y provienen tanto de los contaminantes que trae el vapor como del tratamiento químico, del ambiente y de las reacciones químicas desarrolladas en el sistema de agua de circulación.

Los contaminantes más comunes en el drenaje de la central son: la materia orgánica proveniente de los drenajes sanitarios y los residuos industriales que son colectados por este sistema, como son el aceite, detergentes, productos químicos, etc.

Para controlar la contaminación por el agua de desecho se debe reinyectarla, o someterla a un proceso de tratamiento de sedimentación o clarificación y de eliminación de otros contaminantes antes de que pueda ser descargada a la red de drenaje de la zona.

Con objeto de asegurar que el agua tenga una calidad aceptable, se necesitará establecer un monitoreo constante de la misma.

Sólidos

El arrastre por el aire de sales de las descargas de los pozos y de polvo salino del ambiente, puede provocar fallas en el aislamiento eléctrico de la subestación y de la línea de transmisión, así como problemas de corrosión en las instalaciones.

Como producto de esta contaminación, se presentan interrupciones por fallas de aislamiento y se incrementa el mantenimiento. Para evitar o disminuir esta contaminación se debe buscar la solución atacando los factores que la originan.

Gases

Una parte de los gases incondensables que trae el vapor geotérmico es removida del condensador por el sistema de extracción de gases, y la otra se disuelve en el agua de circulación y es liberada parcialmente en la torre de enfriamiento. Una porción de los gases continúa disuelta en el agua formando compuestos, como consecuencia de las reacciones químicas generadas.

Aún cuando no es factible tener un control de la calidad de los gases descargados en la torre de enfriamiento, debido al empleo de condensadores de mezcla, los niveles de contaminación por esta causa normalmente se mantienen dentro de valores tolerables, debido a que son diluidos en el aire que circula por la torre.

Por sus características altamente tóxicas y corrosivas, el ácido sulfhídrico es el principal contaminante de los gases extraídos del condensador. Para evitar problemas de contaminación en la atmósfera, es muy importante disponer y mantener operando adecuadamente el sistema de control de contaminación.

Para proteger al personal contra el efecto tóxico del ácido sulfhídrico, se recomienda que los niveles de concentración de este gas en el aire no rebasen las 10 ppm. Como medida de seguridad, se debe dotar a los trabajadores con equipos de protección personal y equipo de emergencia, además de instalar un sistema de monitoreo con alarmas para prevenirlo contra una concentración que pueda poner en peligro su vida.

Ruido

El ruido está considerado como un contaminante que afecta la salud de las personas, produce daños irreversibles al oído, altera su comportamiento y contribuye a tener accidentes al interferir la comunicación de voz y sonidos de alarma.

Las principales fuentes de ruido en una central geotermoeléctrica son: descargas de vapor y aire comprimido a la atmósfera, eyectores de vapor y el equipo rotatorio.

Muchos ruidos pueden ser controlados desde la fuente que los origina, otros tienen que ser controlados instalando barreras aislantes de ruido entre la fuente y el receptor. Cuando el nivel de ruido es alto, se debe dotar a los trabajadores de equipo de protección personal para que puedan desarrollar labores en esas condiciones.

8. MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL

8.1 Objetivos y Alcances

El mantenimiento en una central geotermoeléctrica tiene como objetivo conservar en buen estado de operación la maquinaria, equipos, edificios y, en general, todas las instalaciones y servicios inherentes, comprendidos entre los límites que fije la entidad que suministra el fluido geotérmico y el punto de entrega de la energía eléctrica a la red de transmisión, con la finalidad de garantizar la operación segura y eficiente de la central.

El concepto de mantenimiento incluye todos los trabajos relativos a la conservación de instalaciones y equipos en un nivel satisfactorio, para que puedan desarrollar su función en condiciones económicas.

Desde la fase de planeación de la central se deben tomar en cuenta los requerimientos para el mantenimiento de cada instalación. Un buen diseño debe satisfacer, entre otros, los siguientes requisitos: a) que la instalación sea funcional y b) que requiera el menor mantenimiento.

Una vez que la central se ha construido, los requerimientos de mantenimiento van a ser determinados por los siguientes factores:

— El tamaño y tipo de la instalación.

— El equipo seleccionado.

— Las características de los fluidos manejados.

— Las condiciones ambientales.

— Las características de la red eléctrica a la que esté conectada.

— Las políticas de operación y mantenimiento de la empresa.

— El medio social y tecnológico de la empresa.

— La edad de las instalaciones.

— La disponibilidad de partes de repuesto.

Las políticas de mantenimiento son todas aquellas directríces que establece la empresa para el logro de este objetivo. Como ejemplo, se tienen las siguientes:

— Mantener el equipo de la central en condiciones óptimas de operación.

— Reducir las posibilidades de falla del equipo y las innecesarias de mantenimiento.

— Establecer criterios sobre técnicas, métodos y procedimientos de mantenimiento.

— Optimizar el uso de los recursos disponibles, sobre todo los materiales.

Las políticas de mantenimiento deberán estar sustentadas en los mejores criterios técnicos aplicables en la materia.

En términos generales, el mantenimiento se clasifica en:

— Mantenimiento preventivo.

— Mantenimiento correctivo.

— Mejoras a instalaciones.

El mantenimiento de una central geotermoeléctrica fundamentalmente debe planearse sobre la base de la modalidad del mantenimiento preventivo.

Para su ejecución, las actividades de mantenimiento se clasificarán de acuerdo a su especialidad en las áreas civil, mecánica, eléctrica, química e instrumentación y control.

8.2 Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo se define como el trabajo que se hace a un equipo o instalación con el fin de evitar fallas e interrupciones, o para mantener éstas dentro de límites

económicos predeterminados durante el período de su vida útil. En gran medida este tipo de mantenimiento se da al equipo cuando éste está operando.

Al establecerse un programa de mantenimiento debe hacerse sobre la base de una análisis de costo-beneficio, balanceando el costo total de un mantenimiento preventivo sin interrupciones contra el costo total de un mantenimiento preventivo con cierto grado de interrupciones. Es importante que el costo del mantenimiento preventivo no exceda la probable pérdida por las interrupciones.

El mantenimiento preventivo se apoyará en la observación del comportamiento del equipo a lo largo de su vida y desde su puesta en servicio. Se sabe que el equipo está más propenso a fallar cuando se encuentra en el período inicial de operación y cuando se acerca el final de su vida útil.

El mantenimiento preventivo se subdivide en:

— Mantenimiento rutinario.

— Tratamiento químico.

— Mantenimiento mayor.

8.2.1 Mantenimiento Rutinario

El mantenimiento rutinario comprende todas aquellas actividades del mantenimiento preventivo que se repiten a intervalos de tiempo regulares, siguiendo una rutina de trabajo con la finalidad de evitar que el equipo falle durante el período de su vida útil.

Conocidos los requerimiento de mantenimiento para cada equipo, se determinan las rutinas de trabajo y sus periodicidades y con ellas se integra el programa anual de mantenimiento rutinario.

Las condiciones de campo y de operación son determinantes para establecer las rutinas con sus periodicidades.

Para establecer los requerimientos de mantenimiento deberán considerarse los siguientes conceptos:

— **Criterios de Crítico y No Crítico.** Establece las condiciones de cada equipo con el proceso completo y las consecuencias de falla en la operación del sistema. El equipo que provoque serias consecuencias en la operación del sistema, como son seguridad, producción, costos, etc., es considerado "Crítico". Aquél equipo que su falla no tenga serias consecuencias sobre el sistema, es considerado como "No Crítico".

— **Criterio de límites Permisibles.** Establece valores, generalmente resultados de pruebas, que indican cuando el equipo se acerca a una condición límite de peligro y que hace necesaria una reparación o reposición del mismo.

— **Criterio de Datos de Fabricante**. Archivo de Resultados. Aporta información sobre límites de vida esperada y sugiere intervalos de tiempo para efectuar pruebas y proporcionar mantenimiento en función del servicio del equipo.

— **Inspección**. Consiste en someter al equipo en particular a una serie de observaciones detalladas y obtener sus datos característicos a fin de tener una información general del estado y operación del mismo.

— **Revisión**. Se refiere a un examen físico detallado que deberá efectuarse al equipo o parte del mismo, así como a los elementos que los condicionan a operar, con la finalidad de detectar y corregir daños, anomalías y/o deficiencias.

— **Verificación**. Establece someter al equipo a exámenes y pruebas detalladas que permiten detectar anomalías y comprobar que está apto para seguir operando.

Los trabajos generalmente aceptados como parte del mantenimiento rutinario, incluyen la conservación y las reparaciones menores a la maquinaria, equipos, edificios, estructuras, etc.

De manera enunciativa y no limitativa, a continuación se enlistan las actividades de mantenimiento rutinario más comunes en una central geotermoeléctrica:

Mantenimiento Mecánico

a. Sistema de Vapor Principal

El contenido de contaminantes sólidos, humedad o arrastre de agua y gases incondensables en el vapor geotérmico, puede originar en mayor o menor medida problemas de incrustación, corrosión y erosión en este sistema, los cuales van a requerir de un programa de mantenimiento específico en cada central.

La acción del mantenimiento debe estar dirigida, además de a la conservación propia, a evitar lo siguiente:

— Llegada de agua y sólidos a la turbina.

— Que los equipos se atoren.

— Que haya fugas de vapor.

— Que haya acumulamiento de agua en las tuberías.

Como actividades de mantenimiento a este sistema se tienen:

— Revisión y prueba de válvulas de seguridad.

— Revisión del sistema de regulación de presión.

— Revisión del separador de humedad.

— Revisión de filtros y trampas de vapor.

— Revisión de empaquetaduras y lubricación de válvulas de corte.

— Revisión de tuberías, soportes y aislamiento.

b. Turbogenerador y Auxiliares

Este módulo está integrado por:

— Turbogenerador.

— Sistema de aceite de lubricación y control.

— Sistema de aceite de sellos del generador.

— Sistema de H_2 y CO_2 del generador.

— Sistema de sellos de vapor de la turbina.

Con algunas variantes, el equipo de este módulo corresponde al de una central convencional y su mantenimiento debe ejecutarse siguiendo las recomendaciones del fabricante.

Como problemas particulares de este sistema, se tienen los siguientes:

— Tendencia a pegarse las válvulas de control y de paro de emergencia de la turbina, ocasionada por la acción incrustante y corrosiva del vapor contaminado. Se requiere hacer revisiones frecuentes a estos elementos y hacer las correcciones necesarias.

— Se presenta incrustación sobre todo en la primera rueda de toberas, la cual reduce el área de paso del vapor y, en consecuencia, la capacidad de la turbina, obligando en algunos casos a pararla anticipadamente para dar un mantenimiento no programado para recuperar la capacidad perdida. En ocasiones es posible emplear alguna técnica de lavado con la turbina rodando, para remover dicha incrustación y evitar un paro costoso.

— Cuando se emplea el agua del sistema de circulación con torre de enfriamiento para enfriar el aceite de lubricación y de control del turbogenerador y el hidrógeno del generador, se pueden presentar problemas de incrustación y corrosión que requieren de una mayor atención.

— Por las características corrosivas del vapor en presencia de oxígeno, es importante que el sistema de sellos de la turbina se encuentre en buen estado de operación con el fin de evitar ataque en estas partes.

c. Condensadores

Los condensadores de mezcla empleados en centrales geotermoeléctricas, ya sean del tipo barométrico o de bajo nivel, normalmente requieren de poca atención especial cuando son bien seleccionados los materiales de sus elementos internos y se les da un adecuado mantenimiento mayor.

d. Sistema de Extracción de Gases Incondesables

En unidades con extracción de gases a base de eyectores de vapor, se tienen los siguientes elementos:

— Eyectores de vapor.

— Condensadores de eyectores.

— Tuberías, válvulas y filtros de vapor.

— Tuberías y válvulas de agua de condensación.

— Tuberías y válvulas de gases incondensables.

— Equipo de control de contaminación.

Por las características altamente corrosivas de los gases y del condensado, se debe poner especial cuidado al dar mantenimiento a las partes que están en contacto con estos fluidos.

Cuando la extracción de gases se hace por medio de compresores (bombas de vacío), el mantenimiento a estos equipos es más delicado y debe ejecutarse siguiendo las recomendaciones del fabricante. Especial énfasis se debe poner a la lubricación, el mantenimiento de los sellos y a los problemas dinámicos tanto del compresor como de la máquina motriz.

Debido a que el ácido sulfhídrico es un gas altamente tóxico, las acciones del mantenimiento deben evitar cualquier posibilidad de fuga de este gas o de falla del equipo de control de contaminación.

e. Sistema de Agua de Circulación

Cuando el agua proviene de una fuente externa normalmente se tienen pocos problemas de mantenimiento. En un sistema que emplea el mismo vapor condensado como fuente de suministro de agua para el sistema de circulación, se pueden presentar problemas más o menos serios con los depósitos de sólidos y el ataque corrosivo en algunos elementos del sistema.

El mantenimiento típico de este sistema es a:

— Bombas de agua de circulación: con la lubricación, revisión de sellos y líneas de enfriamiento de la bomba, limpieza de enfriadores del motor, prevención de problemas dinámicos.

— Válvulas de succión y descarga: con la revisión de operadores, revisión y ajuste de empaquetaduras.

— Tuberías y ducto de agua: realizando la revisión de tuberías, accesorios y soportería.

f. Torre de Enfriamiento

En esta instalación se presentan problemas de depositación de sólidos, corrosión y degradación de la madera, que se describen con más detalle en el capítulo de tratamiento químico.

Como acciones de mantenimiento se tienen:

— Revisión y lubricación de ventiladores.

— Revisión de empaquetaduras y lubricación de válvulas de distribución de agua.

— Limpieza de piletas de distribución de agua.

— Revisión de persianas, relleno y cubiertas de la torre.

g. Sistema de Agua de Enfriamiento

Si se emplea agua del sistema de circulación para el enfriamiento directo, se pueden presentar problemas en los enfriadores de aceite e hidrógeno, como se mencionó antes.

Si se tiene un sistema cerrado de agua de enfriamiento y se emplea agua del sistema de circulación con torre, los problemas de incrustación y corrosión se pueden presentar en el cambiador de calor.

h. Sistema contra Incendio

Si se emplea agua cruda de buena calidad los problemas en este sistema son los normales a los de cualquier sistema similar; teniéndose como problemas adicionales la acción del medio corrosivo como lo es el área de la torre de enfriamiento. Si se emplea agua del sistema de circulación, se pueden presentar problemas en los equipos, similares a los que se dan en dicho sistema.

Como trabajos normales se tienen:

— Revisión y lubricación de motobombas.

— Servicio de lubricación y afinación al motor de combustión interna.

— Revisión de la red de tuberías, válvulas, hidrantes, mangueras, sistemas de aspersión, etc.

— Revisión y recarga de extinguidores de fuego.

i. Sistema de Agua de Servicios

El mantenimiento a este sistema se concreta a la revisión normal de bombas y de la red de tuberías y accesorios.

j. Sistema de aire Comprimido para Servicios y/o Instrumentos

En términos generales el mantenimiento a este sistema es convencional, dependiendo únicamente del tipo de equipo empleado.

Con el objetivo de evitar problemas, sobre todo en la instrumentación neumática, se emplean filtros de aire de carbón activado o productos similares que absorban el ácido sulfhídrico.

k. Aire Acondicionado y Ventilación

El equipo de aire acondicionado, además de servir para mantener una temperatura controlada, se emplea para tener ambientes libres de contaminación, mediante el empleo de filtros absorbentes. Esto es de gran importancia, sobre todo para la protección del equipo eléctrico vital contra la acción del ácido sulfhídrico.

Además del mantenimiento recomendado para el tipo de equipo usado, se debe desarrollar un programa de mantenimiento para los filtros, así como para los condensadores enfriados por aire los cuales son susceptibles al ataque del ácido sulfhídrico.

El equipo de ventilación utilizado para remover calor, sirve también para remover gases indeseables en el ambiente, para proteger al equipo y la salud del personal.

l. Equipo Diverso

— Planta eléctrica de emergencia: servicio de lubricación y afinación.

— Grúas y malacates: revisión y lubricación

— Equipo de mantenimiento: según se requiera.

— Otros equipos: según recomendaciones del fabricante.

m. Pintura

En un ambiente corrosivo como el que se presenta en una central geotermoeléctrica, la pintura es una parte muy importante del mantenimiento en general. La aplicación apropiada y en forma sistemática de la pintura, sirve para prevenir el deterioro de los equipos y estructuras metálicas por efecto de las condiciones ambientales presentes.

Mantenimiento Eléctrico

Los requerimientos de mantenimiento al equipo eléctrico son determinados por el tipo de equipo instalado y por las condiciones a las que éste estará sujeto. Al establecerse el

programa de mantenimiento, se debe apoyar tanto en las recomendaciones del fabricante como en las que dicte la experiencia de operación. El programa se conformará con todas aquellas actividades de inspección, revisión y verificación que requiera cada equipo.

La inspección sirve para recabar la mayor cantidad de información de cada equipo en particular, tanto del fabricante como de campo, con la finalidad de establecer sus datos característicos y sus condiciones de operación inicial, ya que éstos son el punto de referencia para análisis posteriores y toma de decisiones.

Las revisiones al equipo eléctrico tienen como objeto comprobar el funcionamiento de los elementos de cada equipo en particular. Las revisiones en forma regular, acompañadas de un mantenimiento adecuado, dan como resultado una mayor seguridad, confiabilidad y economía en su operación.

Como actividades de una rutina de revisión se tienen:

— Revisión de conexiones, fusibles, cableado, contactos, etc.

— Revisión de aislamientos.

— Revisión mecánica.

— Lubricación de mecanismos.

— Revisión de ajustes mecánicos y eléctricos.

— Limpieza de partes.

— Reposición y reparación de partes.

Las pruebas eléctricas son la base para verificar con mayor certeza las condiciones de diseño, fabricación y operación de equipos y materiales, que permiten determinar qué clase de mantenimiento está requiriendo cada equipo en particular. Las pruebas deben hacerse periódicamente y por, lo tanto, deben considerarse dentro de los programas de mantenimiento preventivo.

Las pruebas más comunes son:

a. Equipo rotativo:

— Resistencia de aislamiento.

— Factor de potencia.

— Resistencia óhmica.

b. Equipo de transformación:

— Resistencia de aislamiento.

— Factor de potencia.

— Corriente de excitación.

— Relación de transformación y polaridad.

— Resistencia óhmica.

c. Equipo de seccionalización:

— Resistencia de aislamiento.

— Factor de potencia.

— Resistencia óhmica.

— Sincronismo y tiempo de operación de interruptores.

d. Reguladores de voltaje:

— Relación de transformación y polaridad.

e. Cables de potencia, buses, apartarrayos y boquillas:

— Resistencia de aislamiento.

— Factor de potencia.

f. Sistemas aislantes:

— Resistencia óhmica.

g. Aceites aislantes:

— Factor de potencia.

— Alto potencial de C.A. o rigidez dieléctrica.

— Resistividad del aceite.

— Número de neutralización (acidez).

— Tensión interfacial.

h. Puntos de contacto eléctrico:

— Determinación de puntos calientes y determinación de temperatura en conexiones.

i. Banco de baterías:

— Prueba de densidad del electrólito.

— Prueba de voltaje.

— Prueba de capacidad.

j. Cargador de baterías:

— Verificación del voltaje de flotación y de igualación.

— Pruebas de polaridad.

k. Tableros de medición, control y protección:

— Resistencia de aislamiento de la base aislante.

— Aplicación de potencial a todos los circuitos que reciben señalización de voltaje.

— Calibración y verificación de operación de relevadores.

— Verificación de operación de alarmas.

— Verificación de operación de lámparas de señalización.

— Verificación y calibración de la instrumentación eléctrica.

Instrumentación y Control

Los instrumentos sirven de guía para la operación y conservación del equipo; son la base para lograr una operación segura, continua y eficiente.

La instrumentación instalada en la central depende del nivel de automatismo considerado en el diseño; a mayor automatismo corresponde una mayor cantidad de instrumentación y mayor grado de especialización. Los instrumentos para medir cantidades mecánicas pueden ser de operación mecánica, neumática, eléctrica o electrónica.

Por su función, los instrumentos pueden ser de medición, protección o control.

a. Medición

El equipo de medición sirve para medir las condiciones variables del proceso, tales como temperatura, presión, nivel, flujo, velocidad, vibraciones, excentricidad, expansión diferencial, etc.

La medición puede ser local o remota. Los instrumentos pueden ser indicadores, registradores o totalizadores. Para la medición remota se emplean transmisores o transductores.

Debido a la gran diversidad de instrumentos en el mercado, el mantenimiento específico de estos equipos se debe efectuar siguiendo las recomendaciones del fabricante y tomando en

cuenta las condiciones a las que estarán expuestos. Las revisiones periódicas y la verificación de su calibración deben garantizar en todo momento que el equipo esté en las mejores condiciones de operación y con un grado de precisión aceptable.

b. Protección

Los dispositivos de protección tienen la finalidad de proteger los equipos contra un posible daño al presentarse una condición anormal. Estos dispositivos pueden indicar una condición de riesgo, mediante una señal de alarma, o producir una desconexión del equipo cuando se presente una condición de peligro.

Debido a las repercusiones tan serias que puede llegar a ocasionar la falla de un equipo, los dispositivos de protección requieren de una atención especial en su mantenimiento para darles la mayor confiabilidad posible. Periódicamente debe verificarse la operación, los ajustes y la coordinación de los sistemas de protección en su conjunto, de conformidad con la lógica de protección.

c. Control

El control sirve para coordinar el funcionamiento de los distintos equipos de la central con las necesidades del sistema eléctrico. El control puede ser manual o automático. En la actualidad hay la tendencia a utilizar cada vez más los sistemas automáticos computarizados; sin embargo, se siguen empleando sistemas con control neumático, hidráulico o electrohidráulico.

A su vez, los dispositivos de accionamiento del control pueden ser de operación neumática, hidráulica, eléctrica o electromagnética.

Periódicamente se debe hacer una verificación de la calibración de los sensores, las señales de mando y los dispositivos de accionamiento, haciendo los ajustes necesarios de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes.

Mantenimiento Civil

El deterioro acelerado de las obras civiles por falta de un mantenimiento adecuado, además de resultar costoso puede originar daños a las instalaciones o provocar condiciones inseguras para el personal.

Con la finalidad de conservar en buen estado estas obras, es necesario establecer un programa para su mantenimiento preventivo. Se deben identificar la áreas críticas que de acuerdo a las condiciones particulares de cada central van a requerir una mayor atención.

Los trabajos más comunes en esta área son:

— Limpieza de oficinas, casa de máquinas, cuarto de control, talleres, patios, caminos, etc.

— Conservación de edificios: pisos, techos, muros y paredes.

— Mantenimiento de estructuras metálicas y de concreto, rampas, plataformas, escaleras, pasamanos, etc.

— Resane y aplicación de pintura y recubrimientos.

— Limpieza y mantenimiento a sistemas de drenaje.

— Conservación de caminos, áreas verdes, cercos y obras complementarias.

8.2.2 Tratamiento Químico

El propósito de un tratamiento químico es el de eliminar o minimizar las características indeseables de un fluido, mediante la dosificación de productos químicos que le agregan propiedades deseables.

En centrales geotermoeléctricas sin condensación y en las de condensación que emplean para enfriamiento agua de una fuente externa, como es un río o un lago, prácticamente no se requiere de tratamiento químico.

En centrales geotermoeléctricas de condensación que utilizan el vapor condensado como fuente de suministro del agua de enfriamiento, empleando condensadores de contacto directo y torres de enfriamiento, el control químico de esta agua llega a revestir una gran importancia por las características agresivas que le dan los contaminantes del vapor, como son: anhídrido carbónico, ácido sulfhídrico, amoníaco, sales, etc., aunadas a las impurezas que contaminan el agua en circulación y aeración, como son microorganismos, polvo y oxígeno, además de las impurezas que se agregan con el tratamiento químico.

Las impurezas que se producen durante la circulación del agua son: ácidos minerales, sulfatos, azufre, sulfuros y óxidos de hierro. Como consecuencia de estos contaminantes se producen en el agua las siguientes condiciones: alta conductividad, sólidos disueltos y en suspensión, y pH bajo.

Además de estos contaminantes e impurezas, se desarrollan en el agua gran cantidad de microorganismos y bacterias que constituyen todo un problema de orden biológico.

A continuación se mencionan los principales problemas presentes en un sistema de agua de enfriamiento, sus causas y principios de control.

a. Corrosión

La corrosión en los sistemas de enfriamiento es un problema serio ya que provoca altos costos de reparación y reemplazo. Las principales variables que dan al agua las características corrosivas son: las concentraciones de CO_2, H_2S y O_2 disueltos en el agua, el pH y los sólidos disueltos.

Se calcula que una tercera parte del ácido sulfhídrico presente en el vapor se disuelve en el agua de circulación, lo que le da una característica agresiva contra el hierro, el acero y sus aleaciones, aún en ausencia de oxígeno.

Un pH bajo aumenta la velocidad de corrosión del acero. Es deseable mantener un pH en el rango de 6 a 8, mediante la dosificación de productos químicos.

Altas concentraciones de sólidos en el agua aumentan su conductividad favoreciendo la corrosión. En especial los cloruros son peligrosos para el aluminio y los aceros inoxidables.

El aumento en la temperatura y la velocidad del agua incrementan la corrosión.

También se puede presentar la corrosión galvánica producida por el contacto entre metales o aleaciones diferentes.

El ácido sulfhídrico gaseoso en un ambiente húmedo, aún en ausencia de oxígeno, ataca al concreto y los metales.

Para prevenir la corrosión, el factor más importante debe ser el hacer una buena selección de materiales que sean resistentes al ataque del medio al cual estarán expuestos. Para esto, se requiere que la selección esté respaldada por resultados de pruebas de corrosión de una gama amplia de materiales sujetos a las condiciones reales de operación.

El empleo de algunos tipos de aceros inoxidables, aleaciones especiales, recubrimientos y materiales plásticos, dan buenos resultados en medios agresivos por la corrosión. Se debe evitar el empleo de acero al carbón en contacto directo con el fluido.

b. Problemas de Orden Biológico

En el sistema de agua de circulación y enfriamiento se presentan las condiciones más propicias para el desarrollo de microorganismos, ya que contiene los nutrientes propios para su alimentación, como son: el ácido sulfhídrico, amonio, azufre, hierro y carbono. También encuentran una atmósfera propicia, pues algunos dependen del consumo de oxígeno y otros del anhídrido carbónico. Por último, las temperaturas del agua son ideales para su desarrollo.

Aunque la mayor parte de los microorganismos presentes en el agua del sistema de enfriamiento no atacan directamente a éste, sí pueden llegar a formar grandes colonias que depositadas en el sistema ocasionen problemas en las tuberías y provoquen una deficiente transferencia de calor en los cambiadores de calor. Bajo estos depósitos pueden desarrollarse bacterias corrosivas de los metales al quedar protegidas de la acción de los bactericidas.

Entre los microorganismos que se desarrollan fácilmente en el sistema de agua de circulación, se tienen los siguientes:

— Bacterias depositadoras de azufre. Producen depósitos corrosivos para los metales.

— Bacterias depositadoras de hierro. Provocan picaduras en el aluminio.

— Ferrobacterias. Depositan hidróxido férrico que forma celdas de corrosión.

— Bacterias corrosivas. Como la de sulfovibrio que reduce los sulfatos a ácido sulfhídrico gaseoso, que provoca picaduras profundas en los elementos metálicos.

— Tiobacilos. Producen ácido sulfúrico a partir del azufre o de los sulfuros.

— Bacterias nitrosas. Elaboran óxidos nitrosos a partir del amoníaco y con el agua pasa a ácido nítrico.

— Bacterias que forman colonias gelatinosas que se depositan produciendo obstrucciones y sirven de protección a las anteriores.

Para el control de microorganismos se emplean bactericidas, pero debido a su capacidad de inmunización se hace necesario estar cambiando el tipo de bactericida.

c. Depósitos

Los depósitos de sólidos en el sistema de enfriamiento provocan, en general, obstrucciones y reducciones del área de paso en las tuberías y una baja de eficiencia en los intercambiadores de calor. En particular, el azufre y los sulfuros producen corrosión y sirven de alimento a las bacterias; las sales de calcio y magnesio insolubles pueden provocar incrustaciones; y los polvos y materia orgánica producen incrustaciones y sirven de alimento a los microrganismos.

Para evitar que los sólidos disueltos en el agua se depositen, se emplean dispersantes; éstos hacen que se mantengan en suspensión y de esta manera se drenan con las aguas de desecho de excedentes.

d. Problemas en la Torre de Enfriamiento

La madera en la torre de enfriamiento está sujeta a tres tipos de ataques: químico, físico y biológico. En la mayoría de los casos estos tres tipos de ataques ocurren simultáneamente.

— Ataque químico. El deterioro químico se manifiesta en la madera en forma de deslignificación. Las sustancias químicas más comunes de este ataque son los agentes oxidantes como el cloro, o materias alcalinas como el carbonato y el hidróxido de sodio.

— Ataque biológico. La madera puede ser dañada por el ataque de microorganismos como los hongos y bacterias que se alimentan de ella y provocan su destrucción.

— Ataque físico. Uno de los factores físicos que más afecta a la madera son las altas temperaturas que provocan cambios estructurales y la hacen más susceptible al ataque biológico.

Análisis Químicos

Los procesos de corrosión, incrustación, biológicos, etc., son procesos dinámicos y, por lo tanto, las medidas tomadas para su control deben ajustarse frecuentemente sobre la base de los análisis químicos de control.

Con los resultados de los análisis químicos y bacteriológicos del agua de circulación se determinan las condiciones del agua y se puede aplicar un tratamiento químico adecuado.

8.2.3 Mantenimiento Mayor.

El mantenimiento mayor a una unidad generadora tiene como propósito restaurar las condiciones originales de funcionamiento de todos los equipos e instalaciones que la integran, con la finalidad de que la unidad recupere plenamente su capacidad, eficiencia, nivel de seguridad y grado de confiabilidad.

Para dar un mantenimiento mayor se pone fuera de servicio la unidad, el equipo completo se somete a una revisión detallada de todas sus partes internas para conocer el estado que guardan y, en su caso, hacer las reparaciones o reposiciones necesarias. Complementariamente, se hacen todas las verificaciones que requiera cada equipo en particular, como son: ajustes, huelgos, calibraciones, pruebas, etc.

La periodicidad de este mantenimiento va a depender de las condiciones particulares de cada central, pero puede fluctuar entre uno y dos años. Hay ciertos trabajos que se deben desarrollar a intervalos de tiempo mayores.

El mantenimiento mayor se debe programar para ejecutarse durante la época de menor demanda del sistema eléctrico al cual está interconectada la central.

Para estar en condiciones de poder dar un buen mantenimiento, además de disponer en el almacén de una existencia suficiente de refacciones y materiales, se necesita contar con el personal y con la herramienta y equipo apropiados para las labores a desarrollar.

La elaboración del programa de mantenimiento mediante la técnica de Ruta Crítica o el PERT (Program Evaluation Review Technique), permite acortar el tiempo de ejecución al mínimo, aprovechar mejor la fuerza de trabajo y, en consecuencia, obtener el mejor costo del mantenimiento. A su vez, la gráfica de barras es un valioso auxiliar para llevar el control de avance del mantenimiento.

La acciones más comunes en un mantenimiento mayor son:

a. Sistema de Vapor Principal

En este sistema se pueden presentar problemas de corrosión e incrustación, los cuales afectan la vida del equipo así como su funcionamiento. El mantenimiento consiste en

remover la incrustación formada y corregir el desgaste mediante una reparación o un reemplazo de la parte afectada.

Especial cuidado requieren las válvulas de seguridad, las válvulas de regulación de presión, los separadores de humedad, los filtros de vapor y las purgas.

b. Turbogenerador y Sistemas Auxiliares

Los principales problemas que se pueden presentar en la turbina por efecto del vapor geotérmico, son:

— Incrustación en los álabes y toberas, así como en las válvulas de paro de emergencia y de control, como consecuencia de los sólidos arrastrados por el vapor. Esta incrustación va a originar una disminución en la capacidad y eficiencia de la turbina.

— Erosión, sobre todo en las últimas etapas de álabes, originada por la humedad del vapor.

— Corrosión en las partes donde hay contacto del vapor con el aire, como son los sellos de la turbina y las flechas de las válvulas.

En términos generales el mantenimiento de la turbina consiste en:

— Desarmado y rearmado completo.

— Limpieza del rotor y los diafragmas de toberas.

— Pruebas no destructivas, para detectar fallas incipientes en el rotor y las toberas.

— Revisión de cojinetes, bomba de aceite principal, gobernador, tornaflecha, etc.

— Verificación del alineamiento de los rotores.

— Verificación de los huelgos entre partes móviles y fijas.

— Revisión de las válvulas de control y de paro y de los filtros de vapor.

— Verificación de la instrumentación y de los sistemas de control y protección de la turbina.

— Revisión del sistema de lubricación.

— Revisión y limpieza de los enfriadores de aceite.

— Revisión del sistema de sellos de la turbina.

Al generador se le hacen los siguientes trabajos:

— Revisión del rotor, estator y sistemas de excitación.

— Revisión de cojinetes y sellos.

— Pruebas eléctricas.

— Verificación de la instrumentación y de los sistemas de control y protección eléctricos del turbogenerador.

— Revisión del sistema de aceite de sellos del generador.

— Revisión del sistema de H_2 y CO_2 del generador.

— Revisión y limpieza de los enfriadores de hidrógeno.

c. Condensador

En este equipo se presentan problemas de corrosión y de depositación de sólidos. Para su mantenimiento se abren los registros y se revisan todos los elementos internos, como son: charolas, aspersores, tuberías, recubrimientos, etc., y se procede a hacer las correcciones necesarias.

d. Sistema de Extracción de Gases Incondensables

Debido a las características agresivas de los fluidos manejados en este sistema, los requerimientos de mantenimiento van a depender en primera instancia del tipo de materiales empleados en los equipos instalados.

En unidades con eyectores de vapor, las labores de mantenimiento se pueden resumir como sigue:

— Revisión de elementos internos de los condensadores de eyectores.

— Revisión de eyectores, filtros, válvulas y tuberías de vapor.

— Revisión de válvulas y tuberías de agua.

— Revisión de válvulas y tuberías de gases.

— Revisión general al equipo de control de contaminación.

— Calibración de la instrumentación.

En unidades con extracción de gases por medio de compresores:

— Desarmado, revisión y limpieza general de la tubería y el compresor.

— Revisión del sistema de lubricación, sellos, válvulas, tuberías, etc.

— Verificación de huelgos, alineamiento, desgastes, balanceo.

— Verificación del control, de las protecciones y la medición.

— Revisión general del equipo de control de contaminación.

e. Sistema de Agua de Circulación

Como aspectos generales del mantenimiento a este sistema se tienen:

— Desarmado de las bombas para revisar desgastes en cojinetes, flechas, etc.

— Revisión de cojinetes y sistemas de lubricación y enfriamiento de los motores.

— Revisión del alineamiento motor-bomba.

— Pruebas eléctricas a los motores.

— Revisión de válvulas y operadores.

— Revisión y limpieza de las tuberías.

— Verificación de controles, protecciones e instrumentación.

f. Torre de Enfriamiento

Dependiendo del tipo y características de la torre instalada van a ser los requerimientos de mantenimiento. Una torre de tiro mecánico demanda bastante atención para su conservación. En la medida que tiene más tiempo de operación, los requerimientos de mantenimiento van siendo mayores, hasta llegar a tener que hacer reemplazos importantes a fin de poder mantener su capacidad, eficiencia y condiciones de seguridad.

Especial cuidado debe tenerse con el tratamiento químico al agua de circulación, ya que de éste va a depender la vida de la torre.

Los trabajos que se realizan a una torre son:

— Extracción de lodos de la pileta.

— Revisión de las válvulas de distribución de agua.

— Revisión de los ventiladores y sus motores.

— Revisión de la estructura, relleno, eliminadores de humedad, persianas, piletas de distribución de agua, cubiertas, etc.

— Pruebas eléctricas a los motores y verificación de sus controles y protecciones.

Debido a que los depósitos de azufre que se acumulan en la torre tienen un punto de ignición muy bajo, es necesario mantenerla húmeda todo el tiempo que esté fuera de servicio para prevenir un incendio.

g. Sistema de Agua de Enfriamiento

Se deben revisar todos los equipos de este sistema: bombas, cambiadores de calor, filtros, válvulas, etc.

h. Sistema contra Incendio

Como medida de seguridad, no es recomendable dar mantenimiento mayor a este sistema cuando una unidad se encuentra fuera de servicio. Su mantenimiento debe programarse cuando todas las unidades de la central estén en servicio y siempre tomando la precaución de que uno de los equipos de bombeo esté disponible.

i. Sistema Eléctrico de la Unidad

Los equipos de este sistema reciben el siguiente mantenimiento:

— Transformador principal: pruebas eléctricas a los bobinados y pruebas completas al aceite aislante; en caso necesario se le da un tratamiento para regenerarlo.

— Interruptores de máquina: mantenimiento según el tipo de interruptor, pruebas eléctricas, revisión mecánica y verificación de su control y protecciones.

— Cuchillas: pruebas eléctricas y mecánicas, según su tipo.

— Transformadores de corriente y de potencial: pruebas eléctricas y verificación de la medición.

— Tableros de distribución y centros de control de motores de baja tensión: pruebas eléctricas y mecánicas, verificación de controles, protecciones y medición.

— Tablero de control central: calibración de la instrumentación, verificación de los controles remotos y de las protecciones.

— Aislamiento: revisión y limpieza.

8.3 Mantenimiento Correctivo.

Mantenimiento correctivo es aquel que se tiene que dar a un equipo para rehabilitarle sus condiciones de funcionamiento, cuando éste ha fallado.

En una central geotermoeléctrica, al igual que en toda central de generación que presta un servicio público, las interrupciones del servicio, además de resultar muy costosas a la empresa, tienen un alto impacto social y económico en el área servida.

Para la empresa, el costo de una falla va ser el resultado de sumarle al costo implícito del mantenimiento, el costo de la energía que se deja de vender o el costo adicional al generar

esa energía por otro medio de generación. Normalmente, cuando es un equipo crítico el que falla, este último costo llega a ser varias veces mayor que el costo del mantenimiento. Por esta razón, en una central geotermoeléctrica no es aplicable una política de mantenimiento basada en dar únicamente mantenimiento correctivo.

Aun cuando es deseable no tener que realizar mantenimiento correctivo, prácticamente no hay central en la que no se tenga que realizar en mayor o menor medida. Una de las responsabilidades del grupo de mantenimiento, es la de proceder en forma rápida y económica a hacer las reparaciones necesarias del equipo que falle.

Siempre que se presenta una falla debe hacerse una investigación de la misma, con objeto de determinar en primer lugar las causas que la originaron y en segundo lugar tomar las medidas correctivas a fin de evitar que se vuelvan a repetir.

La evaluación del mantenimiento correctivo debe servir de referencia para medir el grado de efectividad del programa de mantenimiento preventivo y, a la vez, servir como elemento de ponderación al hacer adecuaciones al programa o al decidir modificaciones a la instalación.

Cuando el costo del mantenimiento correctivo, incluyendo el mantenimiento forzado, es menor del 10% del costo del mantenimiento preventivo, se considera que el programa de mantenimiento preventivo es razonablemente aceptable.

8.4 Mejoras a Instalaciones.

No se puede realizar una buena labor de mantenimiento si se tiene una instalación con equipos inadecuados o si éstos han sido instalados sin tomar en cuenta las necesidades futuras de mantenimiento. Si se presenta cualquiera de estas condiciones, se debe hacer un análisis del problema buscando una solucción técnica económica. En ocasiones es preferible hacer algunas modificaciones a la instalación, que tratar de establecer un programa de mantenimiento en condiciones adversas.

Las modificaciones a una instalación deben tener como finalidad algunos de los siguientes aspectos:

— Reducir costos.

— Mejorar las condiciones de seguridad.

— Incrementar la capacidad, eficiencia o confiabilidad del equipo.

— Simplificar la operación.

— Mejorar las condiciones para dar mantenimiento.

— Reducir el mantenimiento.

— Disminuir fallas.

— Mejorar las condiciones de operación del equipo.

— Aumentar la vida del equipo.

Las mejoras pueden consistir en hacer algunas modificaciones a la instalación o sustituir un equipo por otro que ofrezca ciertas ventajas.

Usualmente el costo de estas mejoras se considera como una inversión y no como gasto de producción. Es obvio que su monto va a depender de la magnitud de dichas mejoras, pero se puede establecer que un proyecto de buena calidad no debe requerir más de un 5% de la inversión total para hacer modificaciones.

9. ORGANIZACION, TIEMPOS Y COSTOS DE LA ETAPA DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL

9.1 Objetivos y Alcances.

La etapa de operación y mantenimiento de la central tiene por objetivo mantener funcionando las unidades generadoras en forma eficiente y económica durante su vida útil, con la finalidad de tener un suministro de energía seguro y confiable que permita obtener los beneficios deseados.

En términos generales, en un proyecto geotermoeléctrico se consideran períodos de amortización que varían entre 20 y 30 años, dependiendo entre otros factores, del conocimiento que se tenga del yacimiento y del factor de riesgo tomado para la recuperación de la inversión.

La vida útil de la central puede ser diferente al periódo de amortización. Consecuentemente, la etapa de operación y mantenimiento debe cubrir la vida útil de la central, desde el período de puesta en servicio.

Debido a las características dinámicas de los campos geotérmicos, los objetivos de esta etapa deberán adecuarse a los cambios que surjan, manteniendo en todo tiempo un análisis y evaluación de los resultados obtenidos.

9.2 Programación y Control.

Con la finalidad de obtener los mejores resultados, se debe hacer una planeación cuidadosa de la forma de operar y dar mantenimiento a la central.

Siguiendo las políticas de cada empresa y tomando como referencia experiencias de proyectos similares, se fijan los objetivos generales y particulares y se establecen los programas de trabajo a corto, mediano y largo plazo.

Los programas son una herramienta valiosa del proceso de planeación y sirven para:

— Fijar la secuencia y duración a cada actividad.

— Determinar los recursos necesarios para su ejecución.

— Optimizar el uso de los recursos disponibles.

— Elaborar los presupuestos de gastos.

— Coordinar las acciones de los distintos departamentos de la central.

— Dar seguimiento a la ejecución de los trabajos y detectar a tiempo cualquier desviación.

— Evaluar la gestión de la central.

El control es la función de la administración, que implica la evaluación y la corrección de las actividades para asegurar que éstas se realicen de acuerdo a los programas establecidos. El proceso básico del control incluye tres pasos:

— Establecimiento de patrones.

— Medición del desempeño contra estos patrones.

— Corrección de las desviaciones.

Los programas iniciales se elaboran tomando como base las instrucciones de operación y mantenimiento de los fabricantes de los equipos, la información del proyecto y la experiencia que se tenga de instalaciones similares. Las experiencias propias de cada central en particular, deben servir de retroalimentación para mejorar los programas de trabajo subsecuentes.

Los programas de trabajo se elaboran empleando las técnicas de ruta crítica, el PERT y la gráfica de barras.

Se deberán elaborar como mínimo los siguientes programas:

— Programa de operación.

— Programa de mantenimiento mayor de las unidades.

— Programa de mantenimiento preventivo.

— Programa de mejoras a las instalaciones.

— Programa de egresos.

Se sugiere preparar un programa general para cinco años de operación, iniciando con esta base los trámites necesarios a la obtención de los fondos para cubrir el presupuesto, y un programa de detalle anual, al inicio de cada año administrativo.

9.2.1 Programa de Operación.

El programa de operación va a estar regido por la disponibilidad que se estima tendrán los equipos (con base en los programas de mantenimiento), por el pronóstico de demandas del centro de control de energía del sistema y la experiencia de los años anteriores.

9.2.2 Programa de Mantenimiento Mayor.

Se recomienda preparar un programa general de mantenimiento mayor de las unidades para un período de 5 a 6 años (que se esté actualizando cada año) y la elaboración de un programa de detalle para cada uno de estos mantenimientos.

9.2.3 Programa de Mantenimiento Preventivo.

Debe establecerse un programa anual de mantenimiento preventivo mediante la integración de los programas mensuales de cada uno de los departamentos de mantenimento de la central.

9.2.4 Programa de Mejoras a Instalaciones.

Siempre que se decida hacer alguna mejora a las instalaciones existentes, se debe hacer un programa específico para cada caso.

9.2.5 Programa de Egresos.

El programa de egresos se integra calendarizando las erogaciones mensuales que resulten del análisis de costos por mano de obra, materiales, equipos, etc., para llevar a cabo los programas de operación y mantenimiento de la central.

9.3 Costos.

Los costos de una central de generación geotermoeléctrica se dividen en:

— Costos de inversión.

— Costos de generación.

Los costos de inversión o cargos fijos, corresponden a la amortización anual de todas las erogaciones realizadas antes de la puesta en servicio comercial de la central, así como de las inversiones posteriores que se hagan para ampliar la capacidad de la central o realizar mejoras en sus instalaciones.

El importe de este costo es función del monto de la inversión, de la tasa de interés y del período de amortización de la misma.

Los costos de generación de electricidad en una central geotermoeléctrica, se integran con todas las erogaciones hechas después del inicio de la operación comercial y tienen la siguiente estructura general:

a. Costo del suministro del fluido geotérmico o costo de operación y mantenimiento del campo, según sea el caso, que incluye: la reparación y reposición de pozos, y la operación y mantenimiento de sistemas de conducción de fluidos, caminos, etc., con sus costos indirectos.

b. Costo de operación y mantenimiento de la central, que incluye: materiales de operación; materiales, refacciones y equipos de mantenimiento; y salarios y prestaciones sociales.

c. Costo indirecto de la central, compuesto por la suma de los gastos técnico-administrativos de la central y el pago de impuestos, derechos, seguros, etc.

d. Costo indirecto de la administración general de la empresa eléctrica, resultante de los cargos prorrateables de la administración regional y/o nacional que le correspondan a la central.

9.4 Organización.

El personal requerido para mantener en funcionamiento una central geotermoeléctrica se puede agrupar de la siguiente forma:

— Dirección técnica.

— Operación.

— Mantenimiento y reparación.

— Servicios administrativos y auxiliares.

La estructura organizacional debe basarse en la determinación y división de las funciones de sus miembros y en la fijación de los niveles jerárquicos, o sea, en la definición de la autoridad y responsabilidad correspondiente a cada nivel.

Para la etapa de operación y mantenimiento de una central geotermoeléctrica de tamaño mediano, se recomienda una estructura organizacional como la que se muestra en la figura No. 9.1, cuyos niveles se describen a continuación.

9.4.1 Superintendencia General de la Central.

Tiene la función de dirección y coordinación de las actividades técnico-administrativas y es la responsable de los resultados y el buen funcionamiento de la central en su conjunto. Es la máxima autoridad de la central y la encargada de reportar y/o mantener las relaciones de trabajo con entidades externas.

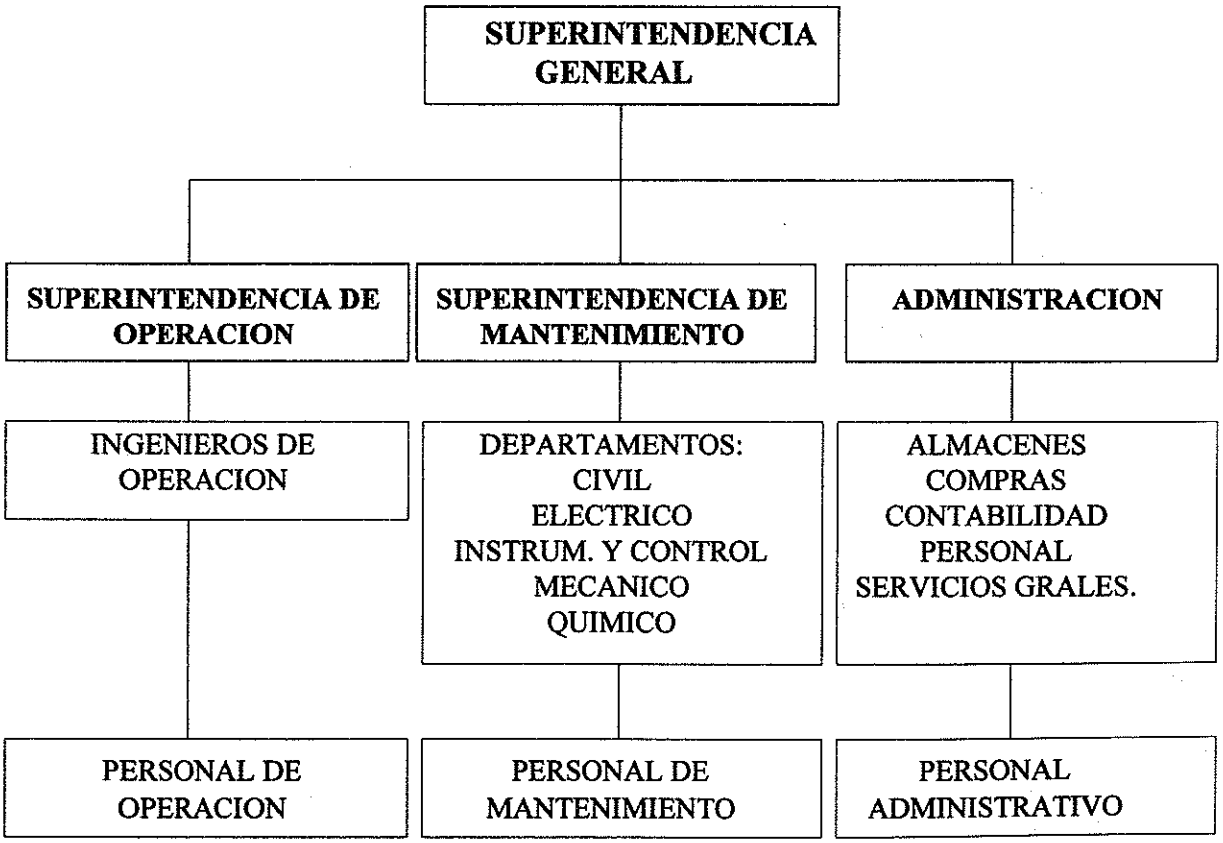

Figura No. 9.1. Organigrama Genérico de una Central Geotermoeléctrica.

Para un mejor desempeño, esta superintendencia se subdivide en dos áreas técnicas (operación y mantenimiento) y una administrativa.

9.4.2 Superintendencia de Operación.

Sus funciones principales son:

— Planear las acciones de esta área.

— Establecer los programas y procedimientos de operación.

— Establecer los registros y controles de operación.

— Coordinar y supervisar la operación de la central.

— Evaluar los resultados de la operación y establecer las acciones correctivas.

Esta superintendencia tiene la responsabilidad de mantener operando la central en forma constante, eficiente y segura.

9.4.3 Superintendencia de Mantenimiento

Son funciones de esta superintendencia las siguientes:

— Planear las acciones de esta área.

— Establecer los programas y procedimientos de mantenimiento.

— Establecer los registros y controles de mantenimiento.

— Coordinar y supervisar los trabajos de mantenimiento y reparación de la central.

— Evaluar los resultados del mantenimiento y establecer las acciones correctivas.

Esta superintendencia tiene la responsabilidad de mantener las instalaciones de la central en buenas condiciones de operación, mediante acciones de mantenimiento preventivo y correctivo oportunas y suficientes, de tal manera que aseguren la conservación de sus características operativas.

Debe contar con especialistas en las ramas de la ingeniería civil, eléctrica, instrumentación y control, mecánica y química, para cubrir las necesidades de mantenimiento en cada uno de estos campos.

En casos importantes puede tener consultas con los fabricantes y llegar a programar y diseñar conjuntamente mejoras a las instalaciones.

9.4.4 Administración.

Esta área tiene por objetivo proporcionar el apoyo administrativo a las áreas técnicas en lo referente a almacenes, compras, contabilidad y costos, personal y servicios generales.

9.5 Materiales y Equipos.

Es de vital importancia que la central disponga de una existencia de materiales y refacciones suficiente para cubrir en forma oportuna las necesidades de operación y mantenimiento.

La existencia de refacciones y partes de repuesto se determina, en principio, siguiendo las recomendaciones de los fabricantes de los equipos y, en segundo lugar, tomando en cuenta las condiciones particulares de la central en lo referente a las condiciones de operación y a las dificultades para su adquisición.

En una central geotermoeléctrica se utiliza una gran variedad de materiales, los cuales deben ser clasificados y almacenados en forma tal que puedan ser localizados fácilmente. Mediante la implementación de un sistema de control de almacenes por computador, se puede tener una información actualizada de existencias, consumos, costos, etc.

Con objeto de optimizar el uso de los recursos, se debe establecer un sistema de control de existencias máximas y mínimas, basado en una detección de necesidades de los usuarios, los tiempos de adquisición y su repercusión económica. Este sistema debe estar apoyado por el departamento de compras para la reposición de existencias.

Tanto refacciones como materiales se deben almacenar bajo condiciones adecuadas para evitar su deterioro y posibles accidentes.

Los equipos que se requieren para realizar las actividades de esta etapa son:

- Mobiliario y equipo de oficina.
- Equipo de cómputo.
- Equipo de comunicación.
- Equipo de laboratorio.
- Equipo de pruebas.
- Equipo de taller.
- Equipo de carga y maniobras.
- Herramientas especiales.
- Herramienta de mantenimiento.
- Equipo de transporte.

9.6 Oficinas, Laboratorios, Talleres y Transporte.

La infraestructura requerida para la etapa de operación y mantenimiento de la central debe estar prevista en el proyecto para la capacidad final de la central, ya sea que se complete desde el principio o se desarrolle en etapas.

Se recomienda que el personal de operación participe con el personal del proyecto para definir las necesidades de espacios para oficinas, laboratorios, talleres, etc., con su equipamiento respectivo, partiendo del diseño conceptual del proyecto, el equipo seleccionado y de la experiencia de ambas partes, para lograr su mayor funcionalidad.

Las áreas de oficinas y servicios de apoyo que se deben considerar son:

— Oficinas para el personal de operación.

— Oficinas administrativas.

— Baños y vestidores.

— Comedores.

— Sala de reuniones.

— Almacén de materiales y refacciones.

— Bodega para herramienta y equipo de mantenimiento.

— Bodega para papelería y archivo.

— Bodega para útiles de aseo y limpieza.

— Aulas de capacitación.

— Oficina de seguridad e higiene.

— Servicios médicos y de enfermería.

— Area de vigilancia.

— Estacionamientos.

Por lo que respecta a laboratorios y talleres, se deben considerar los siguientes:

— Laboratorio químico.

— Laboratorio de instrumentación.

— Laboratorio de protecciones.

— Taller eléctrico.

— Taller de máquinas y herramientas.

— Taller mecánico para equipo menor y mayor.

— Taller de soldadura.

— Taller para mantenimiento de maquinaria y vehículos.

— Area de limpieza con chorro de arena.

Los requerimientos de transportación para el personal van a estar condicionados por la distancia de la central a los centros de población y las políticas al respecto de la empresa .

9.7 Personal.

9.7.1 Personal de Operación.

La construcción de una central geotermoeléctrica da origen a la necesidad de contar con personal capacitado para operar y dar mantenimiento a los equipos que la integran. El personal de operación en especial, debe tener una preparación técnica específica acorde a las actividades que va a desarrollar y al equipo particular que se instale.

Para poder determinar las necesidades de personal para la operación, se debe hacer un análisis detallado del trabajo a desarrollar, identificando cada una de las actividades, ordenándolas y jerarquizándolas y estableciendo la frecuencia con que deben realizarse así como la forma más adecuada para su ejecución.

La unidad de trabajo o puesto está definida por todas aquellas actividades que deben ser ejecutadas por una persona. Se requieren tantos trabajadores como puestos se determinen.

Una vez identificados todos los factores que el puesto exige, se podrá elaborar el perfil del puesto, o sea, la definición de las características que deberá reunir la persona que deba ocuparlo. El perfil del puesto define las funciones y responsabilidades del trabajador y como mínimo debe establecer: nivel de conocimientos; prácticas; naturaleza de las decisiones en el trabajo; esfuerzos físicos, visuales y mentales; responsabilidades por daños, por manejo de materiales, por seguridad de terceros y por el trabajo propio; ambiente, condiciones especiales y contingencias.

La función básica del personal de operación es la vigilancia y operación de los equipos que intervienen en el proceso de generación hasta la entrega de la energía eléctrica a la red de transmisión. Por la naturaleza misma de la función de operación, este personal debe laborar en turnos continuos cuando la central no está automatizada.

Como responsabilidades principales de este personal se tiene:

— Verificar que operen normalmente y efectuar las maniobras ordinarias y de emergencia de los sistemas y equipos bajo su cargo.

— Verificar que estén dentro de límites establecidos los parámetros de operación.

— Llevar los registros de operación.

— Comunicar las condiciones de operación del equipo a su cargo y las novedades ocurridas durante el turno.

— Acatar y vigilar que se acaten las instrucciones y reglamentos para la seguridad del personal y equipo.

Por seguridad, el personal de operación es el único autorizado para operar los equipos; cualquier otro personal que requiera trabajar en un equipo de la central, debe obtener una licencia, o sea una autorización expresa, expedida por el responsable del turno de operación.

Dadas las características especiales que debe reunir el personal de operación, es importante hacer una selección cuidadosa de los candidatos a ocupar cada puesto.

Para que un trabajador pueda cumplir satisfactoriamente sus responsabilidades, necesita tener los conocimiento, habilidades y destrezas que le demanda el perfil del puesto. Debido a que la instrucción específica que se requiere no se imparte en los planes de estudio del sistema educativo normal, se hace necesario que la empresa desarrolle su propio programa para capacitar este personal.

Puesto que este personal será el encargado de la vigilancia del equipo y de efectuar las maniobras desde la puesta en servicio, se debe programar su contratación con la debida anticipación para que esté listo cuando se inicie esta etapa.

Dependiendo del tamaño de las unidades, de la capacidad total de la central y de su nivel de automatización, será la cantidad de personal requerido para su operación. En promedio, se requiere un trabajador por cada 4 a 8 MW de capacidad instalada, en centrales de mediana capacidad y con cierto grado de automatismo.

La capacitación del personal en todos los niveles deberá continuar durante toda la vida operativa del campo geotérmico, siendo apoyada por asesores externos.

9.7.2 Personal de Mantenimiento.

Es función del departamento de mantenimiento de la central el llevar a cabo todos aquellos trabajos de conservación que se requieren para mantener el equipo en las mejores condiciones de funcionamiento. El mantenimiento apropiado de cualquier equipo es la clave para alargar su vida útil y evitar que éste falle.

Son responsabilidades de un grupo de mantenimiento:

— La planeación del mantenimiento.

— La programación de los trabajos.

— Elaborar los presupuestos por materiales y mano de obra.

— La ejecución y supervisón de los trabajos.

— Llevar el registro del mantenimiento y la evaluación del mismo.

Para lograr la máxima eficiencia de cada trabajador, se necesita establecer:

— La carga de trabajo generada por cada instalación.

— El método de ejecución más económico.

La carga de trabajo de mantenimiento estará dada por:

— Trabajos repetitivos.

— Trabajos no repetitivos.

La carga de los trabajos repetitivos se puede establecer con base en el programa de mantenimiento preventivo, mientras que la carga de trabajo no repetitivo sólo podrá ser estimada con base en la historia de los mantenimientos anteriores, o por una evaluación de ingeniería.

Una vez que se ha identificado la carga de trabajo tanto repetitivo como no repetitivo, se pueden estimar las horas-hombre requeridas por cada oficio.

Es importante que el mantenimiento se desarrolle con personal competente que, además de tener los conocimientos específicos de la especialidad, conozca el funcionamiento del equipo y su interrelación con el sistema, sus requerimientos de mantenimiento y la forma correcta de ejecución.

Para estar en condiciones de poder realizar un buen trabajo de mantenimiento, es indispensable contar con la información del proyecto como son los planos y especificaciones, así como con los instructivos de instalación, operación y mantenimiento de los equipos.

Para que el trabajo resulte de buena calidad se requiere contar con una buena supervisión.

Al hacer la conformación del grupo de mantenimiento se debe analizar la posibilidad de dar a contrato parte de los trabajos.

En instalaciones nuevas, es recomendable iniciar con un grupo de trabajo reducido e irlo aumentando conforme se vaya justificando con actividades permanentes, tomando en cuenta que la carga de trabajo va a ser mayor al inicio de la operación y debe ir disminuyendo conforme se vayan haciendo los ajustes de los sistemas hasta lograr una operación estable. En promedio se va a requerir un trabajador de mantenimiento por cada 6 a 10 MW de capacidad instalada.

La capacitación del personal en todos los niveles deberá continuar durante toda la vida operativa del campo geotérmico, siendo apoyada por asesores externos.

9.8 Asesores

Para un mejor resultado de las actividades del personal y con el objeto de poder complementar su entrenamiento y capacitación, es recomendable y deseable obtener un apoyo con asesores externos en la mayoría de las actividades más complicadas, como son: las pruebas de eficiencia y de aceptación; mejoras a instalaciones; reparaciones, mantenimiento y operación de equipos; así como los estudios de adecuación de la central a las variaciones del yacimiento. Se sugiriere un lapso de asesoría de un año después de la puesta en servicio de la central.

Los asesores, conjuntamente con el personal de la central, deben elaborar los procedimientos de ejecución para las diferentes actividades principales.

10. REFERENCIAS

Arnorsson, S., Sigurdsson, S. y Svavarsson, H., 1982. The chemistry of geothermal waters in Iceland. I. Calculation of aqueous speciation from 0 °C to 370 °C. Geochim. Cosmochim. Acta 46, 1513-1532.

Barragán, R. M. y Nieva, D., 1989. EQQYAC: Program for determining geothermal reservoir chemical equilibrium. Computers & Geosciences 15, 1221-1240.

Bixley, P. F. y Wilson, D. M, 1985. Rapid casing corrosion in high temperature liquid dominated geothermal fields. Proceedings, Tenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, pp. 189-193.

CFE-IIE, 1989. Caracterización del fenómeno de corrosión-obturación de pozos de Los Humeros. Informe Final. Informe IIE/11/3753/I, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, México, 15p.

CFE-IIE, 1989. Evaluación de daños en ademes y herramientas de perforación en campos geotérmicos nacionales y su posible control. Informe Final. Informe IIE/11/2053/I/F, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, México, 87p.

CFE-IIE, 1990. Desarrollo de criterios de operación para minimizar problemas de obturación de la zona de alimentación de pozos de Cerro Prieto. Informe Final. Informe IIE/11/2730/I 02/F, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, México, 239p.

CFE-IIE, 1987. Estudio de la estructura hidrológica y de la distribución de parámetros físico-químicos en el yacimiento de Los Azufres. Fase II. Informe Final. Informe IIE/11/2011/I 04/F, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, México, 159p.

Fournier, R. O. y Potter, R. W. II. 1982. A revised and expanded silica (quartz) geothermometer. Geothermal Resources Council Bull. 11 (10), 3-12.

Fournier, R. O., 1979. A revised equation for the Na/K geothermometer for natural waters. Geothermal Resources Council Trans. 3, 221-224.

Fournier, R. O. y Truesdell A. H., 1973. An empirical Na-K-Ca geothermometer for natural waters. Geochim. Cosmochim. Acta 37, 515-525.

Fournier, R. O., 1989. Lectures on geochemical interpretation of hydrothermal waters. UNU Geothermal Training Programme, Reikiavik, Islandia, Reporte 10.

Fournier, R. O., 1992. Water geothermometers applied to geothermal energy, en applications of geochemistry in geothermal reservoir development (F. D'Amore, ed.), UNITAR, Nueva York, N.Y., EE.UU.

Giggenbach, W. F., 1980. Geothermal gas equilibria. Geochim. Cosmochim. Acta 44, 2021-2032.

Grant, M. A., Donaldson, I. G. y Bixley, P. F., 1982. Geothermal reservoir engineering. Energy Science and Engineering: Resources, Technology, Management/An International Series (Denton, J., ed.), Academic Press, 1982, 369p.

Henley, R. W., Truesdell, A. H., Barton Jr., P. B. y Whitney, J.A., 1984. Fluid-mineral equilibria in hydrothermal systems. Reviews in Economic Geology, Vol. 1, Society of Economic Geologists, 267 p.

Hirn, A., Sachpazi, M. and Nercessian, A., 1989. Elements for a model of the geothermal field of Milos from sismological data. Geothermics. Vol 18, No 4.

IASPEI, 1992. Software for seismic data adquisition, Procesing and Analysis. Vol 1-5. Edited by W.H.K. Lee.

Ishido, T., Kituchi, T., Yano, Y., Sugihara, M., y Nakao, S., 1990. Hydrogeology inferred from the self potential distribution, Kirishima Geothermal Field, Japan. Geothermal Resources Council. Trans, v-14, Part II, 919-926

Lee, W. and Váldez, C., 1985. Hypo71PC: A personal computer version of the Hypo71 eartquake location program. U.S. Geological Survey.

Lippmann, M. J. y Truesdell, A. H., 1990. Reservoir simulation and geochemical study of Cerro Prieto I wells. Proceedings, Fifteenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University. pp. 211-220.

Mercado, S., 1975. Migración de fluidos geotérmicos y distribución de temperaturas en el subsuelo del campo geotérmico de Cerro Prieto, Baja California. Actas 3er. Simposio de la Organización de Naciones Unidas sobre el Desarrollo y la Utilización de Recursos Geotérmicos, San Francisco, Cal., EE. UU.

Mercado, S., 1968. Localización de zonas de máxima actividad hidrotermal por medio de proporciones químicas. Campo geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, México. Memorias III Congreso Mexicano de Química Pura y Aplicada, Guadalajara, Jalisco, México, 21-23 de marzo de 1968.

Nieva, D. y Nieva, R., 1987. Developments in geothermal energy in Mexico: Part Twelve. A cationic composition geothermometer for prospection of geothermal resources. Heat Recovery Systems & CHP 7, 243-258.

Nieva, D., Verma, M., Santoyo, E., Barragán, R. M., Portugal, E., Ortíz, J. y Quijano, J. L., 1987. Chemical and isotopic evidence of steam upflow and partial condensation in Los Azufres reservoir. Proceedings, Twelfth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, pp. 253-259.

Nieva, D., Iglesias, E., Arellano, V., Contreras, E., Cathelineau, M. y Quijano, L., 1986. Developments in geothermal energy in Mexico: Part Four; Evaluation of geothermal resources. Multidiseiplinary Studies of the Los Azufres Field, Mexico. Heat Recovery Systems 6, 201-207.

Nieva, D. y Nieva, R., 1987. Developments in geothermal energy in Mexico: Part Twelve-A cationic composition geothermometer for prospection of geothermal resources. Heat Recovery Systems & CHP 7, 243-258.

Nieva, D., Fausto, J., González, J. y Garibaldi, F., 1982. Afluencia de vapor a la zona de alimentación de pozos de Cerro Prieto. Actas Cuarto Simposio sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, México, Vol.2, pp. 455-461.

Nieva, D. y Quijano León, J. L., 1991. Applications of geochemistry to the study of geothermal resources in Mexico: case study of Los Azufres Field, on Applications of Geochemistry in Geothermal Reservoir Development (F. D'Amore, ed.), UNITAR, Nueva York, N.Y., EE. UU.

Nieva, D. y Nieva, R., 1987. Developments in geothermal energy in Mexico: Part Twelve-A cationic composition geothermometer for prospection of geothermal resources. Heat Recovery Systems & CHP 7, 243-258.

Stark, M.A., 1990. Imaging injected water in The Geysers reservoir using microearthquakes data. Geothermal Resources Council. Trans, v-14, Part II, 1697-1704.

Truesdell, A. H., Haizlip J. R., Armannsson, H. y D'Amore, F., 1989. Origin and transport of chloride in superheated steam. Geothermics 18, 295-304.

Truesdell, A. H., D'Amore, F. y Nieva, D., 1985. The effect of localized aquifer boiling on fluid production at Cerro Prieto. Geothermal Resources Council. Trans. 8, 223-229.

Truesdell, A. H. y Singers, W., 1974. The calculation of aquifer chemistry in hot water geothermal systems. U. S. Geological Survey Jour. Research 2, 271-278.

Truesdell, A. H., Nehring, N. L., Thompson, J. M., Janik, C. J. y Coplen, T. B., 1982. A review of progress in understanding the fluid geochemistry of the Cerro Prieto geothermal field. Actas Cuarto Simposio Internacional sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, México. Guadalajara, Jal., Agosto 10-12, 1982, pp. 487-493.

Truesdell, A. H., 1990. Origins of acid fluids in geothermal reservoirs. Actas Reunión Final de Coordinación de Estudios Geotérmicos con Técnicas Isotópicas y Geoquímicas en América Latina, San José, Costa Rica, 12-16 de noviembre de 1990, Documento IAEA-TECDOC-641, Organismo Internacional de Energía Atómica, marzo de 1992, Viena, Austria, pp 423-438.

Truesdell, A. H., D'Amore, F. y Nieva, D., 1985. The effect of localized aquifer boiling on fluid production at Cerro Prieto. Geothermal Resources Council. Trans. 8, 223-229.

Wolery, T. J., 1983. EQ3NR: A computer program for geochemical aqueous speciation solubility calculations. Report UCRL 53414, Laboratorio Nacional Lawrence Livermore, 191 p.

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA
LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION