

REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS.

Acuerdo Ministerial No. 1311. RO/ 681 de 8 de Mayo de 1987.

CAPITULO I

Disposiciones Preliminares

Art. 1.- Definiciones

Sin perjuicio de las definiciones usualmente aceptadas en la Industria Petrolera, se adoptan las siguientes:

1. "Operaciones Hidrocarbúferas", son las actividades de exploración, explotación, transporte, industrialización y almacenamiento.
2. "Compañía Operadora", es CEPE, cuando directamente realiza operaciones hidrocarbúferas, la empresa a la cual contractualmente se le ha encargado realizar, una o más de las Operaciones Hidrocarbúferas, de acuerdo con la legislación vigente que regula estas actividades.
3. "Contratista", es la compañía que ha celebrado contratos para Operaciones Hidrocarbúferas.
4. "Estructura", es la forma espacial en que yacen las rocas; generalmente se refiere a positivos estructurales favorables para la acumulación de hidrocarburos.
5. "Formación", es el conjunto de capas estratigráficas genéticamente relacionadas entre si.
6. "Campo", es el área especialmente limitada, en la cual, en el corte geológico vertical, se tiene una o más acumulaciones de hidrocarburos.
7. "Yacimiento", es todo cuerpo de roca, en la cual se ha acumulado petróleo, gas natural o ambos y que se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción se refiere.
8. "Pozo exploratorio", es aquél que se perfora con el objeto de verificar acumulaciones de hidrocarburos en trampas estructurales y/o estratigráficas o mixtas detectadas por estudios geológicos y/o geofísicos.
9. "Pozo de Avanzada", es aquél que se perfora con el fin de delimitar un yacimiento.
10. "Pozo de Desarrollo", es aquél que se perfora en un campo hidrocarbúfero con el propósito de realizar la explotación de el o los yacimientos.

11. "Pozo de Relleno", es aquél que se perfora en un campo, entre dos o más pozos de desarrollo para recuperar los hidrocarburos remanentes.

12. "Pozo Inyector", es que a través del cual, se inyecta un fluido en procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos.

13. "Reservas Probadas", son los volúmenes de hidrocarburos a condiciones normalizadas que puedan ser extraídos como resultado de la producción económica, a partir de las condiciones originales del yacimiento y hasta las de abandono, considerando las técnicas disponibles al momento que se realiza la evaluación.

14. "Reservas Probables", son los volúmenes de hidrocarburos medidos a condiciones normalizadas, que de acuerdo con los estudios geológicos y de yacimientos, podrían estimarse como recuperables a la luz de las condiciones económicas y tecnológicas prevalecientes en el momento de realizar la estimación.

15. "Reservas Posibles", son los volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse de yacimientos que se cree pueden existir, en áreas que la información disponible al momento de hacerse la estimación no permite clasificarlas con mayor grado de seguridad.

16. "Reservas Remanentes", son los volúmenes de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento.

17. "Tasas de Producción", es el volumen de hidrocarburos producidos por unidad de tiempo.

18. "Información Primaria", es aquella obtenida inicialmente en el campo.

19. "Sistema de Transporte", es el conjunto de medios utilizados para trasladar de un lugar a otro petróleo crudo, gas natural y sus derivados.

20. "Ductos Principales", son en general las tuberías y demás equipos e instalaciones de transporte y almacenamiento necesarios para evacuar los hidrocarburos desde los Centros de Fiscalización hasta los terminales de exportación o centros de industrialización en el país, aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.

21. "Ductos Secundarios", son las tuberías y demás equipos e instalaciones de transporte y almacenamiento necesarios para evacuar los hidrocarburos desde los tanques de almacenamiento en los campos de producción, hasta los centros de fiscalización.

Cuando un ducto secundario construido con cargo a las inversiones de un contratista disponga de capacidad sobrante de transporte y sea requerido para evacuar hidrocarburos provenientes de otras áreas contratadas, CEPE y la Contratista mencionada al inicio de este párrafo, celebrarán un convenio operacional de transporte, el cual deberá ser aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

En este caso el ducto secundario en cuestión será considerado para efectos de ejecución de los contratos de Prestación de Servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos de otra u otras empresas usuarias como ducto principal.

Cuando los ductos principales o secundarios sirvan para transportar petróleo crudo recibirán el nombre de "oleoductos"; si son empleados para evacuar gas natural "gasoductos"; y si son utilizados para trasladar productos derivados "poliductos".

22. "Centro de Almacenamiento", es el conjunto de equipos e instalaciones utilizados para la recepción, almacenamiento o distribución de hidrocarburos.

23. "Centros de Fiscalización", son los sitios aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, en donde se mide la producción de hidrocarburos.

Art. 2.- Ambito de Aplicación

El presente Reglamento se aplicará a todas las operaciones hidrocarburíferas que se lleven a efecto en el territorio nacional.

Art. 3.- Organismo de Control y Fiscalización

La Dirección Nacional de Hidrocarburos es el organismo técnico - administrativo del Ministerio de Energía y Minas que controlará y fiscalizará las Operaciones Hidrocarburíferas, conforme lo dispone el art. 11 de la Ley de Hidrocarburos y más disposiciones legales y reglamentarias pertinentes.

Art. 4.- Programa Anual de Actividades y presupuesto de inversiones

De conformidad con lo que dispone el Art. 31, literal k), de la Ley de Hidrocarburos deberá presentarse hasta el 1 de diciembre de cada uno, para aprobación del Ministerio de Energía y Minas, el programa anual de actividades y el presupuesto de inversiones, el cual tendrá un plazo de 30 días para pronunciarse en torno al particular.

A CEPE, le corresponderá presentar su propio programa y presupuesto anuales, así como los de las contratistas de Prestación de Servicios para Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Este documento deberá contener:

Para Exploración:

a. El mapa planimétrico, topográfico o batimétrico del área a explorar, indicando los lotes y límites del área con señalamiento en coordenadas geográficas y coordenadas especiales para hidrocarburos, CEPHI;

b. La descripción del proyecto de prospección a realizarse sea este de geología, geofísica, geoquímica, perforación u otros, indicando su ubicación.

c. Información sobre los pozos exploratorios a ser perforados, incluyendo cronogramas estimados de ejecución y las características del objetivo exploratorio y,

d. La cuantificación y el cronograma de los trabajos a realizarse costos y presupuestos estimados.

El programa anual de actividades y su correspondiente presupuesto de inversiones, aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, podrán ser reformados previa aprobación de CEPE y siempre y cuando exista causa justificada.

Mientras se trámite la reforma, la Contratista podrá realizar egresos extrapresupuestarios hasta por los montos permitidos constantes en los respectivos contratos o acuerdos previamente establecidos.

Para Explotación:

El cronograma de ejecución y la estimación de la inversión a efectuarse en el año, y, del costo total de los proyectos a desarrollarse.

En este período, conjuntamente con el programa anual de actividades, se deberá presentar, cada año, para la aprobación del Ministerio de Energía y Minas, un programa quinquenal actualizado de las actividades a desarrollarse, incluyendo su presupuesto.

Los programas de actividades y el presupuesto de inversiones anuales, así como los relativos a los tres primeros años del período de explotación (plan de desarrollo), una vez aprobados por el Ministerio de Energía y Minas podrán ser reformados, tal cual se especifica para el período de exploración.

Los programas de perforación que se proyecten realizar durante el año siguiente, deberán contener estimaciones del número de pozos a ser perforados, por Campos o por Estructuras, cronogramas de ejecución, profundidades y del monto de la inversión.

Para Transporte y Almacenamiento:

a. Los programas de ejecución y el monto de las inversiones estimadas para construcción, ampliaciones y/o modificaciones de los Sistemas de Transporte y Centros de Almacenamiento; y,

b. Los programas de operación y mantenimiento de las instalaciones destinadas al transporte de petróleo crudo, gas natural y derivados, por ductos, autotanques, buquetanque, así como para los Centros de Almacenamiento y costo aproximado de los mismos.

Para Industrialización:

- a. Los programas de ejecución y el monto de las inversiones estimadas para la construcción, ampliación y/o modificación de los complejos industriales; y,
- b. Los programas de operación y mantenimiento de las instalaciones destinadas al transporte de personal en general, volúmenes estimados de materia prima a procesarse y de productos a recuperarse.

CAPITULO II

EXPLORACION

Art. 5.- Proyectos de Exploración

La compañía Operadora antes de iniciar cualquier trabajo exploratorio de campo, excepto perforación de pozos que conste en el programa y presupuesto de inversiones anual aprobados, deberá comunicar al Ministerio de Energía y Minas el inicio de las actividades respectivas.

Para el caso de actividades, que no consten en el programa y presupuesto anual vigente, la Compañía antes de iniciar la ejecución, deberá obtener la aprobación respectiva del Ministerio de Energía y Minas.

Art. 6.- Presentación de los estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros

La compañía Operadora toda presentará, por triplicado, al Ministerio de Energía y Minas, los datos y resultados de cada uno de los trabajos de prospección, incluyendo las interpretaciones geológicas, geofísicas, geoquímicas y otros que se han obtenido.

Y, al finalizar la prospección de una área determinada, el informe respectivo con sus mapas, cortes, secciones interpretaciones, costos y demás datos, igualmente, en tres ejemplares, dentro de los 180 días siguientes a la determinación de cada levantamiento.

Art. 7.- Exploración sísmica Costa Afuera

La Compañía Operadora, para comenzar o proseguir trabajos de exploración sísmica en las playas marítimas o en la plataforma continental submarina, requerirá de los permisos del Ministerio de Energía y Minas, del Ministerio de Defensa Nacional, por intermedio del Instituto Oceanográfico de la Armada. Cuando los trabajos deban realizarse en zonas de frontera, también se requerirá el permiso del Ministerio de Relaciones Exteriores.

Si se ha previsto el empleo de explosivos, en la solicitud correspondiente se indicará las distancias mínimas de disparo en relación a obras existentes o a sitios de pesca, las cargas explosivas máximas, las profundidades de disparo, los señalamientos requeridos y demás medidas de seguridad y de protección a los recursos marinos que se estimen necesarios.

CAPITULO III

PERFORACION

Art. 8.- Solicitud de Perforación

La compañía Operadora directamente, o a través del órgano administrativo contractual correspondiente, según el caso, para perforar un pozo vertical o direccional, así como para profundizarlo o desviarlo, presentará al Ministerio de Energía y Minas, por Triplicado, la solicitud de perforación, utilizando para el efecto el formulario oficial respectivo, el cual deberá pronunciarse dentro del plazo de 15 días.

A la solicitud deberá acompañarse las siguientes justificaciones técnicas: mapa de ubicación del pozo en la estructura, una sección geológica - estructural con correlación de pozos, señalando contratos de formaciones y las zonas de interés. En el caso de pozos exploratorios los justificativos de orden geológico, geofísica y geoquímico, con las respectivas secciones, mapas estructurales en tiempo y profundidad, y estimación de gradientes de presiones de formación, de fractura y de temperatura.

La perforación de pozos cuyo objetivo se encuentre a distancias menores de doscientos metros de toda vertical bajada del límite de la respectiva área de exploración o de explotación, requerirá de la autorización especial previa del Ministerio de Energía y Minas.

Art. 9.- Estudios para perforaciones Costa Afuera

En el caso de perforaciones Costa Afuera para el posicionamiento de las plataformas de perforación que tengan que ser asentadas en el fondo marino, deberá efectuarse estudios geológicos, geofísicos y geotécnicos del suelo, así como estudios meteorológicos y batimétricos del área a fin de garantizar la estabilidad de las plataformas y evitar riesgos durante las operaciones de perforación. Estos estudios se presentarán conjuntamente con la solicitud de perforación respectiva al Ministerio de Energía y Minas.

Art. 10.- Registro y control

Durante la perforación se deberán tomar muestras del subsuelo y los registros del pozo que consten en la solicitud de perforación aprobada y aquéllos otros que en la operación se juzgare conveniente.

Copia de tales registros será enviada a la Dirección Nacional de Hidrocarburos en un plazo no mayor de 48 horas de efectuado el último registro, y los originales reproducibles en los 15 días subsiguientes; así mismo en un plazo no mayor de sesenta días se deberá presentar el registro compuesto en el que consten las coordenadas geográficas y elevaciones (mesa rotatoria y terreno) definitivas.

Cuando se trate de pozos exploratorios se deberá instalar el equipo necesario para realizar el control geológico del pozo, inclusive el registro continúa de lodos de perforación, obtener el registro de hidrocarburos continuo; y efectuar el análisis de las gradientes de presión, de fractura y de velocidad. Esta información será enviada a la Dirección Nacional de Hidrocarburos en un plazo no mayor de treinta días de finalizada la perforación del pozo.

En los pozos exploratorios se deberá tomar si fuere técnicamente posible testigos de corona de las zonas de interés hidrocarburífero, muestras de flúidos del yacimiento para análisis PVT, análisis químico del petróleo y del gas natural. Cuando en el pozo se hayan detectado a través de los registros eléctricos y del análisis de los ripsos de perforación, zonas con impregnaciones pobres de hidrocarburos, y/o espesores reducidos y/o altas saturaciones de agua antes de bajar tubería de revestimiento de producción, deberán realizarse evaluaciones mediante pruebas de hoyo abierto.

Art. 11.- Pozo fuera de control (BLOW OUT)

Si un pozo quedare fuera de control la Compañía Operadora independientemente de sus obligaciones contractuales deberá notificar inmediatamente, a la Dirección Nacional de Hidrocarburos. Dentro de los cinco días siguientes enviará un informe escrito preliminar indicando las causas del hecho y los pasos dados para controlar el pozo y quince días después que el pozo haya sido controlado, presentará el informe final, detallando todos los problemas ocurridos y las acciones adoptadas.

Art. 12.- Desviación del pozo de la vertical

La desviación del pozo se medirá, conforme progrese la perforación a intervalos previamente fijados en la solicitud de perforación. La Compañía Operadora evitará en lo posible, que el desvío exceda de 3 grados de la vertical. En casos especiales tales como accidentes mecánicos en la perforación en que es necesario abandonar una parte del pozo, se permitirá abrir un nuevo pozo a partir de un nivel adecuado, operación que será realizada desviándolo en cualquier dirección y en el ángulo necesario. Observando lo estipulado en el artículo 14 del presente reglamento, en su parte pertinente.

Art. 13.- Perforación direccional controlada

En el caso en que la Compañía Operadora decida perforar direccionalmente, deberá adjuntar a la solicitud de perforación la siguiente información:

1. El justificativo de la perforación direccional;
2. El programa de desviación que comprenderá profundidad vertical total, ángulo máximo de desviación, incremento angular por intervalo, rumbo, desplazamiento, profundidad de inicio de la desviación coordinada de origen, coordenadas de objetivo, intervalos productivos probables en sección vertical y horizontal; además dos secciones una vertical y otra horizontal que muestren el rumbo y desplazamiento que seguirá el pozo hasta el objetivo;
3. Para el caso del desarrollo de un campo costa afuera desde una plataforma fija u otra instalación, la Compañía Operadora presentará, antes del inicio del desarrollo del campo, los siguientes datos:
 - a) Las especificaciones de la plataforma (o unidad), ubicación de la misma y los justificativos correspondientes;
 - b) Número de conductores de la plataforma;
 - c) La distribución de los conductores con los pozos a que corresponde cada uno y su justificativo;
 - d) Diseño del programa de perforación de pozos, tanto verticales como direccionales que se perforarán desde la plataforma.

Art. 14.- Taponamiento y Abandono de Pozos

1. Taponamiento definitivo:

Si como resultado de pruebas de producción se determinare que el rendimiento del pozo de petróleo o gas natural, no es comercial o no se pudiere terminar un pozo por problemas o fallas operacionales, se procederá al taponamiento definitivo y abandono del pozo para lo cual la compañía Operadora solicitará, en el formulario correspondiente, la autorización respectiva de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, la misma que será resuelta en el plazo de 24 horas.

Una vez aceptada la solicitud, proceder a la operación ateniéndose a las siguientes normas generales:

- a. Deberá aislarse todas las zonas permeables colocándose tapones de cemento en la base de cada una de ellas, los cuales tendrán una longitud no menor de quince metros y la densidad de la techada no será inferior a 1.8 gr/cm³. Para asegurar la eficiencia de estos tapones se colocarán conforme lo aconseje el perfil de calibración del pozo.
- b. Las propiedades del lodo que quede entre los tapones de cemento serán aprobados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

c. En el caso de que se hubiere recuperado la tubería de revestimiento se debe cumplir con lo indicado en el literal a) y, desde la zapata de la tubería existente, hacia arriba debe colocarse un tapón de cemento de 15 centímetros, llenando el tramo superior con lodo hasta la boca del pozo.

Si el pozo que debe abandonarse queda con tubería de revestimiento y esta tuviere tramos perforados, se colocarán los tapones de aislación correspondientes. El resto del pozo quedará lleno de lodo hasta la boca.

d. Si se presentaren condiciones especiales que obliguen a realizar un programa de abandono que se apartare de lo establecido, la compañía operadora presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, para su aprobación el proyecto de abandono acompañado del comentario y las razones técnicas que lo justifiquen.

e. Finalmente, en la boca del pozo abandonado deberá colocarse un tapón de cemento y una placa metálica en la cual se hará constar el nombre y número del pozo, sus coordenadas, profundidad total y la fecha de abandono.

2. Abandono Temporal.

Cuando se determine que un pozo es productivo de petróleo y/o gas, pero debido a que no se ha declarado la comercialidad del campo o no se dispone de la infraestructura superficial necesaria para incorporarlo a la fase de explotación, se procederá al taponamiento y abandono temporal del pozo, para lo cual se observará el mismo procedimiento seguido para el taponamiento y abandono definitivo.

En pozos Costa Afuera, cuando la tubería de revestimiento se extienda por encima del suelo marino, se anclará un tapón mecánico (recuperable o permanente) a una profundidad adecuada por debajo del suelo marino.

3. La Compañía Operadora deberá enviar a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, el informe de taponamiento del pozo, dentro de los treinta días siguientes de realizada tal operación, detallando el método y los materiales empleados.

Art. 15.- Utilización de un pozo para abastecimiento de agua

Si un pozo que va a taponarse, puede ser utilizado para el abastecimiento de agua dulce de la región, a criterio del Ministerio de Energía y Minas se harán las instalaciones necesarias en el pozo por cuenta del Operador.

Art. 16.- Cambios de programa y operaciones especiales

Cuando deba realizarse cambios del programa de perforación o cuando se trate de operaciones especiales, la Compañía Operadora deberá presentar a la Dirección

Nacional de Hidrocarburos, los justificativos técnico económicos y alternativas, para su aprobación. Sin embargo, si los cambios del programa, responden a situaciones de operación, la compañía Operadora notificará al representante de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, presente en la perforación del pozo sobre tales cambios a programas, o sobre las operaciones especiales que tengan que llevarse a efecto. Posteriormente, deberá justificar la acción tomada ante los organismos correspondientes.

Art. 17.- Reporte de Perforación e Informe Final del Pozo

La Compañía Operadora enviará diariamente el reporte de perforación a la correspondiente Oficina Regional de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, y una vez terminado el pozo, presentará directamente a dicha Dirección Nacional en los formularios respectivos la siguiente información:

a. En el plazo de quince días, el reporte diario de perforación (Drilling Recorder) y los registros de perforación (Grapho - log);

b. Dentro del plazo de sesenta días, el Sumario de Perforación, incluyendo el estado mecánico del pozo y los resultados obtenidos; y,

c. En el plazo de ciento ochenta días, el reporte final del pozo, que contendrá la historia de la perforación y los costos incurridos en su perforación y terminación.

CAPITULO IV

EXPLOTACION

Art. 18.- Solicitud de Terminación de Pozos

En base a la interpretación de los registros corridos y más información obtenida durante la perforación, la Compañía Operadora deberá solicitar en el formulario denominado "Solicitud de Terminación y Prueba de Pozos", la autorización respectiva para completar y probar un pozo.

La Compañía Operadora presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos el programa correspondiente con anticipación de por lo menos veinticuatro horas del inicio de las operaciones, conjuntamente con la interpretación preliminar cuantitativa de los intervalos de interés.

Art. 19.- Terminación Múltiple

En caso de haber más de un yacimiento productivo y que sea conveniente explotarlo simultáneamente, los pozos deberán tener terminación múltiple y equiparse de manera que garanticen la producción separada e independiente de los yacimientos, y la realización de los trabajos de mantenimiento. En determinadas circunstancias técnicamente justificadas y solamente con la aprobación previa de la

Dirección Nacional de Hidrocarburos, se permitirá la explotación conjunta de dos o más yacimientos.

La Compañía Operadora deberá realizar pruebas preliminares de producción de los yacimientos por separado, y verificar el buen asentamiento de las empacaduras utilizadas. Estas pruebas deberán efectuarse con la presencia del representante de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, a quien se le notificará con veinticuatro horas de anticipación y se realizarán cada vez que existan indicios de una deficiente aislación entre zonas.

En un plazo de no mayor de treinta días posteriores a la fecha de terminación del pozo, la Compañía Operadora presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos el esquema fiel de instalación de tuberías empacaduras y accesorios, sea para completación simple o múltiple.

Art. 20.- Equipo de Terminación

La Compañía Operadora deberá equipar, adecuadamente los pozos que deben ser terminados como productivos o de inyección de acuerdo con las modernas prácticas de ingeniería, a fin de:

- a) Controlar eficientemente la producción o inyección de flúidos; b) Impedir el escape y el desperdicio de hidrocarburos, para evitar pérdidas, daños y contaminación;
- c) Evitar la comunicación de flúidos de un yacimiento a otro; y,
- d) Poder correr registros de producción y de temperatura, tomar presiones independientes en los diferentes yacimientos, efectuar trabajos de reacondicionamiento y controlar la producción individual de cada uno de los yacimientos.

Art. 21.- Explotación de Yacimientos

Todo yacimiento de petróleo o gas natural, se explotará individualmente y sus pozos deberán ser terminados mantenidos y operados de acuerdo con las características de cada yacimiento en particular. En el caso de existir dos o más yacimientos con características diferentes y si su explotación separada resultare antieconómica, deberá contarse con la autorización de la Dirección Nacional de Hidrocarburos para su explotación conjunta.

Cualquier cambio de yacimiento productor de un pozo será autorizado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Art. 22.- Daños a Formaciones

Para evitar daños a formaciones en zonas productivas, la compañía Operadora realizará los operaciones de terminación, reparación y estimulación de acuerdo con las

características del yacimiento principalmente en función de las presiones del yacimiento y fractura y de la composición mineralógica, permeabilidad y porosidad de la formación.

Art. 23.- Informe de las Pruebas de Producción

La Compañía Operadora deberá remitir a la Dirección Nacional de Hidrocarburos un informe sobre los resultados de las pruebas iniciales de producción del pozo dentro de los quince días de terminadas tales pruebas en el formulario "Resultados de pruebas de pozos".

Art. 24.- Espaciamiento entre pozos

Para el desarrollo de un campo la compañía Operadora deberá presentar a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, para su aprobación una propuesta del modelo de espaciamiento para el desarrollo del campo.

El espaciamiento aprobado solo podrá variarse cuando las condiciones geológicas o del comportamiento del yacimiento lo justifiquen, previa autorización de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Art. 25.- Estimación de reservas

Con el objeto de que la Dirección Nacional de Hidrocarburos, establezca las cifras oficiales de reservas durante el mes de diciembre de cada año, la compañía Operadora, presentará el cálculo actualizado del volumen original de petróleo en el sitio ("in situ") y una estimación de Reservas Probadas y Probables Recuperables que estima existen en su área de operación.

Art. 26.- Estudio y Comportamiento Inicial de Yacimientos

Después de un período razonable a partir del desarrollo de un yacimiento, la compañía Operadora presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, el estudio de comportamiento actual y futuro del mismo, el cual deberá contener entre otros los siguientes datos: Análisis de rocas y flúidos; registro de presión y producción; interpretación de registros eléctricos y otros; mapas estructurales, isobaricos e isopacos; naturaleza del mecanismo o mecanismos de producción del yacimiento en relación del tiempo, que muestre el efecto de las tasas de producción de flúidos sobre la recuperación final, y otros datos similares.

Art. 27.- Programa de Producción

La compañía Operadora presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en los meses de enero y julio de cada año, el programa de producción mensual por yacimiento y por campo, para su aprobación.

Art. 28.- Tasas de producción

El Ministerio de Energía y Minas, fijará la tasa de producción de máxima eficiencia a nivel de pozo y/o yacimiento y/o campo que permita técnica y económicamente su racional explotación de acuerdo con las regulaciones vigentes.

Art. 29.- Informe Anual de Comportamiento de Campos

Durante el mes de enero de cada año, la compañía Operadora presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos un informe actualizado del comportamiento de cada yacimiento en producción.

Art. 30.- Medición de la Producción

La compañía Operadora medirá la producción de petróleo, agua y gas natural de cada pozo productivo, por lo menos una vez al mes. Estas mediciones se realizarán utilizando métodos y procedimientos que estén acordes con las prácticas de la industria petrolera. La información obtenida, que se registrará en el formulario correspondiente y se incluirá en los reportes mensuales de producción, por pozo, yacimiento y campo será presentada a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, dentro de los diez primeros días del siguiente mes.

Art. 31.- Instalaciones de Control

Toda estación de producción deberá disponer de instalaciones para el control de flujo y fiscalización de producción. La compañía Operadora instalará medidores de petróleo, agua y gas natural que permitan controlar la producción por pozo y grupos de pozos, y estará obligada a mantener sus instalaciones en buen estado para garantizar una eficiente operación.

Art. 32.- Relación gas - petróleo

Los pozos productores de petróleo no deberán superar la relación gas - petróleo previamente fijada por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, salvo el caso en que por razones específicas lo autorice.

Art. 33.- Presiones de Fondo de los yacimientos

La compañía Operadora, deberá obligatoriamente, obtener datos de la presión de fondo de los pozos de un yacimiento y presentar esta información a la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Cada seis meses, la compañía Operadora efectuará pruebas de restauración de presión en un número suficiente de pozos, previamente seleccionados.

Los informes relativos a dichas pruebas deberán presentarse a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, a más tardar, treinta días después de concluídas las operaciones.

La Dirección Nacional de Hidrocarburos, podrá ordenar que se tomen las medidas de presión de fondo en los pozos que lo crea conveniente y podrá disponer el cierre de aquéllos que presentan serias anomalías en el caso de que estas no puedan ser corregidas.

Art. 34.- Instalaciones para el Levantamiento Artificial

La Compañía Operadora que requiera iniciar la instalación de cualquier sistema de levantamiento artificial constante en el respectivo programa y presupuesto anual, presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos el estudio técnico - económico del proyecto justificando y describiendo el método. La Dirección Nacional de Hidrocarburos se pronunciará sobre la ejecución del proyecto dentro del plazo de los treinta días laborables siguientes a la prestación del estudio.

Art. 35.- Recuperación Mejorada

a. La Compañía Operadora está obligada a realizar los trabajos necesarios a fin de aumentar la recuperación primaria en aquéllos yacimientos en los que técnica y económicamente sea posible, para el efecto en los respectivos programas y presupuestos anuales hará constar el proyecto y el presupuesto correspondiente.

b. La compañía Operadora, previo a la implementación de cualquier sistema de recuperación mejorada, presentará para aprobación de la Dirección Nacional de Hidrocarburos el estudio técnico - económico del proyecto, el cual contendrá por lo menos: la interpretación geológico - estructural, mecanismos de producción, comportamiento de presión, producción, proyectos de ingeniería que incluya instalaciones y equipos necesarios; evaluación en cuanto al incremento esperado en la recuperación de reservas y predicción del comportamiento productivo y resultados económicos que se desea obtener. La Dirección Nacional de Hidrocarburos se pronunciará dentro del plazo de sesenta días de su presentación.

c. Una vez puesto en marcha el sistema de recuperación mejorada la compañía Operadora presentará a requerimiento de la Dirección Nacional de Hidrocarburos informes referentes al desarrollo del proyecto.

Art. 36.- Fiscalización de la producción

La fiscalización de la producción se realizará en los centros de fiscalización y con la frecuencia que la Dirección Nacional de Hidrocarburos determine, ya sea a través de

medidores o en tanques de almacenamiento autorizados y debidamente calibrados conforme a las prácticas de la industria petrolera.

Los medidores de flujo será calibrados por lo menos una vez al mes o cuando la Dirección nacional de Hidrocarburos lo determine. En los casos en que la compañía Operadora solicite tal calibración esta deberá notificar a la respectiva oficina regional de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, con una anticipación no menor de veinticuatro horas.

Art. 37.- Solicitud de reacondicionamiento de Pozos

Para cualquier trabajo de reacondicionamiento de pozos la compañía Operadora, presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, la respectiva solicitud en el formulario correspondiente, por lo menos con ocho días de anticipación.

La Dirección Nacional de Hidrocarburos, se pronunciará respecto de tal solicitud en el plazo de ocho días de su presentación. De pronunciarse favorablemente, la autorización correspondiente tendrá un período de validez de un año.

Dentro de los treinta días posteriores a la terminación de los trabajos, la compañía Operadora deberá informar sobre los resultados obtenidos.

Los trabajos que no afecten a los yacimientos, o a la completación del pozo, tales como limpieza, servicios, y otros similares no se considerarán reacondicionamientos.

Art. 38.- Trabajos de limpieza servicios y otros similares

Previo al inicio de cualquier trabajo de limpieza, servicio y otros similares, cuyo costo sea inferior a la capacidad de gasto legalmente autorizada al principal ejecutivo de la compañía operadora, esta notificará a la respectiva Oficina Regional de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, especificando el detalle del trabajo a realizarse.

CAPITULO V

CONSERVACION

Art. 39.- Conservación

La compañía Operadora, deberá realizar la explotación de los hidrocarburos, en tal forma que se evite el uso excesivo e impropio de la energía natural del yacimiento, para lo cual producirá con las tasas aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas; dispondrá en cada pozo de las respectivas instalaciones para el control de flujo; y controlará las

presiones y relaciones gas - petróleo - agua, de manera que se obtenga técnica y económicamente la máxima recuperación final.

Art. 40.- Reposición de energía

La Compañía Operadora, repondrá la energía de todos aquellos yacimientos en los cuales técnica y económicamente sea posible, para cuyo efecto deberá proponer los métodos a utilizarse y la oportunidad de su aplicación a los órganos administrativos correspondientes y al Ministerio de Energía y Minas.

Art. 41.- Corrección de anomalías en pozos

La Compañía Operadora informará al Ministerio de Energía y Minas, sobre los pozos cuya producción y comportamiento considere anormal y propondrá las correcciones que estime aconsejables. Si se comprobare anomalías no corregidas que dañen el yacimiento, la Dirección Nacional de Hidrocarburos podrá disponer el cierre del pozo.

CAPITULO VI

TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

Art. 42.- Solicitud para la ejecución de Sistemas de Transporte y Centros de Almacenamiento

Antes de iniciar la construcción de los diferentes Sistemas de Transporte y Centros de Almacenamiento de petróleo gas natural y derivados constantes en los programas y presupuestos anuales, la Compañía Operadora presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, las especificaciones técnicas, análisis económicos del proyecto y demás información básica, para su aprobación;

La Dirección Nacional de Hidrocarburos deberá pronunciarse en un plazo máximo de treinta días.

La documentación básica incluirá:

a. Sistema de Transporte por ductos:

- Análisis de ruta;
- Planos y diseños de ingeniería básica;
- Presupuesto detallado del proyecto;
- Cálculo de rentabilidad, en los casos de ductos calificados de principales.

b. Centros de Almacenamiento;

- Localización;
- Presupuesto detallado del proyecto;
- Planos y diseños de ingeniería básica;
- Cálculo de rentabilidad; cuando se trate de sistemas de almacenamiento independiente a los relacionados con áreas contratadas. - Posteriormente presentará los planos y documentos de expropiación debidamente legalizados, incluyendo las áreas de seguridad.

Art. 43.- Informe de terminación de la obra

En el plazo de sesenta días contados a partir de la fecha de terminación de la obra, la Compañía Operadora presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos el informe técnico - económico correspondiente.

Art. 44.- Operación y mantenimiento

La Compañía Operadora presentará, trimestralmente a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, los resultados de la operación y mantenimiento de los diferentes Sistemas de Transporte por ductos, así como de los Centros de Almacenamiento de petróleo, gas natural y derivados, de acuerdo con los manuales previamente establecidos. Los volúmenes transportados, pérdidas, ganancias y contingencias serán reportados mensualmente.

Art. 45.- Transporte por ductos

De acuerdo con el artículo 64 de la Ley de Hidrocarburos, CEPE tendrá preferencia para el transporte de sus hidrocarburos por los Ductos Principales. Las empresas petroleras privadas tendrá derecho a transportar sus hidrocarburos por tales ductos en forma proporcional al volumen que produzcan.

Art. 46.- Transporte Terrestre

La Dirección Nacional de Hidrocarburos regulará y controlará el transporte de hidrocarburos y sus derivados por autotankers.

Art. 47.- Iniciación de las operaciones

Todas las pruebas "en banco", de eficiencia y seguridad de funcionamiento, previas al arranque y durante el proceso de iniciación de operaciones de los Sistemas de

Transporte y Centros de almacenamiento, serán aprobadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

CAPITULO VII

INDUSTRIALIZACION

Art. 48.- Ejecución de un proyecto

La Compañía Operadora, en cuanto le corresponda, previamente a la ejecución de un proyecto industrial, deberá presentar al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación la solicitud correspondiente acompañando los siguientes documentos básicos;

- Los estudios de prefactibilidad y de factibilidad realizados; y,
- La inversión estimada del proyecto.

Art. 49.- Supervisión y cambios de obra

La Compañía Operadora, esta obligada a supervisar la ejecución de las obras subcontratadas. Los cambios de obra serán puestos en conocimiento de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Art. 50.- Informes de terminación de la obra

La Compañía Operadora, en el plazo de sesenta días contados desde la fecha de terminación mecánica de la obra, enviarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos un informe sobre la ejecución del proyecto con indicación de los principales problemas ocurridos durante la construcción, y las novedades y problemas presentados durante las pruebas de operación y su puesta en marcha.

Dentro de los sesenta días contados a partir de la fecha de entrega- recepción definitiva de la obra informará sobre el cumplimiento del contrato de construcción y el costo real de la misma.

Art. 51.- Operación de Plantas

Las Compañías Operadoras, están obligadas a mantener las plantas en buenas condiciones de operación, a fin de garantizar los rendimientos y calidad de los productos, en sujeción a las normas y especificaciones técnicas aprobadas.

Art. 52.- Paralización de Plantas

La compañía Operadora presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, quince días antes del inicio de un paro programado, de mantenimiento el programa del mismo, y posteriormente un informe final sobre los trabajos realizados, luego de treinta días de terminado el paro.

La Compañía Operadora deberá notificar inmediatamente a la Dirección Nacional de Hidrocarburos respecto de los paros de emergencia que se produzcan o cuando funcione en forma anormal cualquier unidad de proceso en una planta industrial. La compañía presentará el informe final, quince días después que la emergencia haya sido superada, indicando las causas y las acciones tomadas para su control.

Art. 53.- Control de calidad

Las Compañías Operadoras, para efectuar el control de calidad de los productos elaborados deberán disponer de un laboratorio suficientemente equipado, el cual estará a disposición de la Dirección Nacional de Hidrocarburos en el momento que su actividad de control lo requiera.

CAPITULO VIII

DISPOSICIONES GENERALES

Art. 54.- Informes Técnicos Anuales

Las Compañías Operadoras presentarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, durante el mes de enero de cada año, un informe correspondiente al año calendario anterior, en el cual se consignarán todas las actividades desarrolladas, señalando los resultados obtenidos en comparación con el programa anual de actividades y el presupuesto de inversiones aprobados.

Art. 55.- Contabilidad general y de costos

Las Compañías Operadoras presentarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, hasta el 31 de marzo de cada año, el Balance de Situación y el de Pérdidas y Ganancias, así como la contabilidad de Costos del ejercicio económico del año anterior.

Art. 56.- Avance de proyectos en construcción

Mientras un proyecto este en construcción, la Compañía Operadora presentará trimestralmente a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, informes del avance del proyecto incluyendo los aspectos económicos.

Art. 57.- Repuestos y mantenimiento

La Compañía Operadora está obligada a mantener en bodega una cantidad de repuestos (stock) no inferior a la que corresponde a las normas específicas de los diferentes equipos y maquinarias y a efectuar el mantenimiento en forma sistemática, de todas las obras de infraestructura equipos e instalaciones requeridos en la industria hidrocarburífera, con la finalidad de asegurar la eficiencia del servicio y su operabilidad continúa a la finalización del contrato.

A requerimiento de la Dirección Nacional de Hidrocarburos la Compañía Operadora presentará sus programas de máximos y mínimos.

Sin perjuicio de lo anterior, durante los dos últimos años del período contractual de explotación o industrialización la contratista está obligada a presentar a la Dirección Nacional de Hidrocarburos los programas de stock mínimos de repuestos para su aprobación.

Art. 58.- Explotación unificada

La Explotación de yacimientos comunes a dos o más áreas de contrato, hará obligatorio para las contratistas en las áreas de contrato afectadas, o CEPE si actuare por si misma en un área afectada, celebrar convenios operacionales de explotación unificada, con el objeto de lograr mayor eficiencia y economía en la operación. Tales convenios deberán ser aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.

Cuando por razones técnico - económicas operacionales las partes involucradas no llegaren a un acuerdo definitivo sobre el convenio, podrá celebrarse un convenio operacional provisional, el mismo que igualmente será aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

Si por las razones antes indicadas las partes involucradas no acordaren un convenio operacional provisional, el Ministerio de Energía y Minas, establecerá los parámetros básicos con el objeto de permitir la explotación oportuna de un determinado campo hidrocarburífero descubierto.

Serán considerados comunes y por lo tanto sujetos a régimen de explotación unificada, los yacimientos calificados sobre las bases técnicas como tales por el Ministerio de Energía y Minas, a solicitud de CEPE o de las contratistas involucradas.

Art. 59.- Equipos fuera de servicio

Si algún equipo, maquinaria o herramienta utilizados en las operaciones hidrocarburífera que, por razones técnicas o de seguridad industrial, deba ser dado de baja, la compañía Operadora presentará la solicitud de baja con los correspondientes justificativos a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, la cual deberá pronunciarse obligatoriamente, dentro de los quince (15) días subsiguientes a la presentación de dicha solicitud. En el caso de CEPE, se atenderá a lo dispuesto en el Reglamento de bienes del Sector Público.

Art. 60.- Disponibilidad y contenido de la Información Primaria

La Compañía Operadora es depositaria de toda la información obtenida por ella o por sus subcontratistas, la misma que estará a disposición en todo momento, de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

La información primaria comprende pero no se limita a:

- Libretas topográficas de campo (geológicas y geofísicas), libretas geológicas, planchetas, fotografías aéreas, radar lateral, registros de pozos, ripsios de perforación y testigos de corona.
- Monitores de campo mapas de punto de disparo, cintas magnéticas de campo, datos de navegación, líneas sísmicas, gravimétricas y magnetométricas secciones sísmicas procesadas, reportes del observados y estática de campo.
- Estudios de suelos diseños y planos de instalaciones.
- Selección de rutas o carreteras y transporte por ductos.
- Ingeniería básica y de detalle y especificaciones técnicas de equipos.

Art. 61.- Seguridad e Higiene Industrial

La compañía Operadora al igual que las empresas subcontratistas dedicadas a las actividades hidrocarburíferas están obligadas a proteger la vida y salud humana, a prevenir accidentes de trabajo, a dotar de las comodidades necesarias en los campamentos y sitios de trabajo y a mantener en buen estado los equipos, instalaciones y materias primas, para lo cual se sujetarán a las normas de seguridad e higiene industrial.

Art. 62.- Contaminación ambiental y preservación del patrimonio nacional

La Compañía Operadora al igual que las empresas subcontratistas dedicadas a las actividades hidrocarburíferas, de acuerdo a las leyes y reglamentos de protección del medio ambiente y según las prácticas internacionales en materia de preservación de la riqueza ictiológica y de la industria agropecuaria, deberán evitar cualquier tipo de contaminación ambiental proveniente de sus operaciones que puedan causar perjuicios a la vida y salud humana, flora y fauna. Así mismo, deberán evitar cualquier tipo de alteración que pudiera causar sus operaciones de los sitios de interés arqueológicos religiosos y turísticos.

Art. 63.- Servidumbres y Limitaciones de Dominio

La Dirección Nacional de Hidrocarburos controlarán que se cumplan las disposiciones referentes al establecimiento de servidumbres u otras limitaciones de dominio que fuesen indispensables para el desarrollo de las operaciones hidrocarburíferas.

Art. 64.- Facilidades para el control y fiscalización

La Compañía Operadora deberá prestar todo tipo de facilidades disponibles a los funcionarios del Ministerio de Energía y Minas, encargados del control y fiscalización de las operaciones hidrocarburíferas, para el eficaz cumplimiento de sus funciones. En los campamentos de trabajo proporcionarán, además alojamiento, alimentación y transporte.

Art. 65.- Oficinas Regionales

Para la aplicación y cumplimiento del presente Reglamento, el Ministerio de Energía y Minas podrá establecer las Oficinas Regionales que estimare conveniente.

Art. 66.- Autoridad del Personal del Ministerio de Energía y Minas

Los funcionarios de la Dirección Nacional de Hidrocarburos debidamente facultados tienen autoridad para hacer cumplir el presente Reglamento.

Art. 67.- Firma de responsabilidad en la información

Las comunicaciones, los informes, estudios, balances, inventarios y más documentos que los contratistas al igual que las Compañías Operadoras presenten al Ministerio de Energía y Minas, se considerarán como declaración jurada, llevarán las firmas de sus representantes legales y se sujetarán a lo dispuesto en las leyes pertinentes en los casos de falsedad intencional.

La información que de modo permanente requiera la Dirección Nacional de Hidrocarburos, para el cumplimiento de sus labores deberá ser proporcionada por el personal debidamente autorizado por tales compañías.

Art. 68.- Contratación de personal, capacitación y transferencia de tecnología

La Compañía Operadora, los contratistas y los subcontratistas de acuerdo con el Art. 31 literal a) de la Ley de Hidrocarburos, cumplirá en cuanto les corresponda con lo referente a contratación de personal, capacitación y transferencia de tecnología.

La Dirección Nacional de Hidrocarburos realizará el control correspondiente.

Art. 69.- Reuniones Técnicas

La Dirección Nacional de Hidrocarburos podrá convocar, cuando lo estime conveniente, a reuniones técnicas para discutir asuntos relacionados con cualquier aspecto de las actividades de la Compañía Operadora, a las cuales deberán concurrir técnicos especializados en la materia correspondiente.

Art. 70.- Presentación de Contratos

La Compañía Operadora a pedido expreso de la Dirección Nacional de Hidrocarburos presentará copias de los contratos celebrados con firmas nacionales o extranjeras, que requiera para el cumplimiento de sus funciones.

Art. 71.- Sanciones por incumplimiento o infracción a este Reglamento

En caso de incumplimiento o infracción del presente Reglamento, sin perjuicio de las acciones civiles y penales, el Director Nacional de Hidrocarburos impondrá las sanciones previstas en el Art. 77 de la Ley de Hidrocarburos. Las Compañías afectadas por estas sanciones podrán apelar, si las creyeren injusta o improcedente, para ante el Ministro de Energía y Minas, dentro del término de cinco días de recibida la notificación. En todo caso, los egresos, que las compañías afectadas tengan que realizar por efecto de la imposición de multas no podrán ser imputables a costos de operación o gastos generales. Igualmente la indemnización de perjuicios o reparación de daños, no serán imputables a los costos de operación ni a los gastos generales.

Art. 72.- Terminación de Contratos

Las compañías operadoras que se encuentran tanto en el período de exploración como en el período de explotación, por lo menos con sesenta (60) días las primeras y ciento ochenta (180) días las segundas, antes de la terminación del contrato, por vencimiento del plazo, entregarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos la siguiente información según sea del caso:

Nota: Inciso reformado por Acuerdo Ministerial No. 189 ,publicado en Registro Oficial 123 de 3 de febrero de 1989.

- a. La información primaria y planos de las áreas asignadas;
- b. Los listados de las maquinarias, instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para los fines del contrato.
- c. Las especificaciones de los equipos, manuales de operación y diagramas "Como está construído" ("As Built);
- d. Las copias de todos los contratos que estén vigentes con terceros;

e. Los reportes de mantenimiento, registros de inscripción y evaluación de equipos, correspondientes a los últimos cinco años; así como, el programa de mantenimiento del año siguiente a la fecha de traspaso;

f. El inventario de repuestos y materiales para la operación de plantas, equipo y pozos.

g. Los libros actualizados de contabilidad; y,

h. El cronograma de entrega de todas las instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para fines del contrato.

Un año antes de la terminación del contrato, si es que esta ocurra en el período de explotación, o 90 (noventa) días después de la vigencia del contrato si esta ocurre en el período de exploración, se conformará una comisión integrada por funcionarios de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, nombrados por el Ministro de Energía y Minas; funcionarios de CEPE, nombrados por el Gerente General; y, representantes de las Compañías Operadoras para la entrega- recepción de los bienes a los que se refiere el artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos, de acuerdo con las disposiciones legales y reglamentarios pertinentes.

Nota: Inciso reformado por Acuerdo Ministerial No. 189, publicado en Registro Oficial 123 de 3 de febrero de 1989.

Esta comisión estará presidida por un funcionario de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, y deberá suscribir la respectiva acta de entrega - recepción.

Al término de un contrato por otras causas y entre ellas las del artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos, las Compañías Operadoras entregarán la información señalada en este artículo a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en un plazo no mayor de sesenta días contados desde la fecha de notificación. Para la entrega - recepción de los bienes respectivos, se conformará igualmente una comisión integrada en la forma señalada en el inciso anterior.

Art. 73.- Idioma y unidades de medida

Toda la información suministrada por las Compañías Operadoras será en idioma castellano; sin embargo, aquella información estrictamente técnica podrá ser presentada en idioma inglés, acompañando una versión en español.

Las unidades de medida serán expresadas de conformidad con el Sistema Internacional de Medidas adoptadas por el INEN y de acuerdo con los usos y prácticas internacionales de la industrial hidrocarburiífera.

Art. 74.- El Ministerio de Energía y Minas, la Dirección Nacional de Hidrocarburos y sus respectivas Oficinas Regionales deberán pronunciarse respecto de los programas, estudios, pedidos, propuestas, autorizaciones o solicitudes, presentados dentro de los plazos establecidos, para cada caso en este Reglamento; de no hacerlo, los mismos se considerarán aprobados.

Art. 75.- En los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, CEPE y las contratistas actuarán en cuanto les corresponda, por intermedio de los respectivos Comités de Administración.

Art. 76.- Los aspectos no contemplados en este Reglamento serán resueltos por el Ministro de Energía y Minas, conforme a las Leyes pertinentes.

Art. 77.- Déjase sin efecto el Acuerdo Ministerial 817 del 21 de enero de 1986, publicado en el Registro Oficial 365 del 29 de los mismos mes y año.