

014.224

R15

C.F.I.

41968

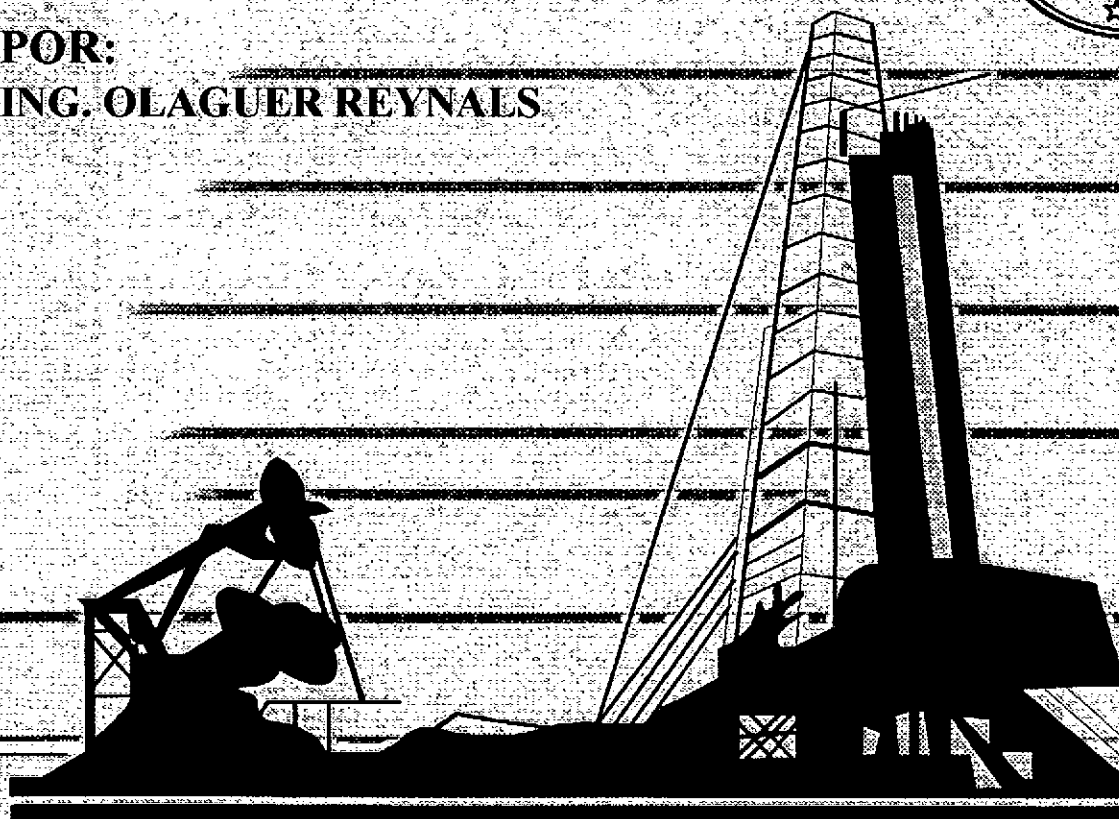
I

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

**INFORME NUMERO 1
CONTROL DEL MEDIO
AMBIENTE
YACIMIENTOS PETROLEROS
PROVINCIA DE FORMOSA**

OCTUBRE 1.999

**POR:
ING. OLAGUER REYNALS**



PROVINCIA DE FORMOSA

CONTRATO DE LOCACION DE OBRAS

**INFORME Y CONTROL DEL MEDIO AMBIENTE EN LOS SECTORES
HIDROCARBURIFEROS Y MINEROS**

INFORME NRO 1

ING. OLAGUER REYNALS

OCTUBRE DE 1.999

INFORME NRO 1

LEGISLACION MEDIO AMBIENTE EN HIDROCARBUROS

TAREA NR0 1

OCTUBRE DE 1.999



TAREA N°1

LEGISLACIÓN: MEDIO AMBIENTE P/ACTIVIDAD HIDROCARBURIFERA

INDICE:

RES. 105/92 S.E.....	PAGS. 02 - 32
RES.252/93 S.E.....	PAGS. 33 - 37
RES.340/93 S.....	PAGS. 38 - 41
RES.341/93 S.E.....	PAGS. 42 - 46
RES.342/93 S.E.....	PAGS. 47 - 53
RES. SETyC 201/96.....	PAGS. 54 - 55
RES. SETyC 5/96.....	PAGS. 56 - 67
NOTA SSC 390/97.....	PAGS. 68 - 69
DISP.SSC.Nº 56/97.....	PAGS. 70 - 86
LEY PROV.FSA Nº 1.092.....	PAGS. 87 -89

NORMA : RESOLUCIÓN N° 105/92

TEMA: “ESTABLECE LAS NORMAS Y PROCEDIMIENTOS QUE REGULAN LA PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE DURANTE LA ETAPAS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS”.-

CONSTA DE:

1. INTRODUCCION

1.2 Procedimientos: a) Estudios ambientales Previos
b) Monitoreo de Obras y Tareas

1.2.1 Etapa de Exploración:a) Estudios ambientales Previos (previos a la perforación del pozo exploratorio, deberá reducirse sólo al área de influencia de la zona elegida)
b) Monitoreo de Obras y Tareas

1.2.2 Etapa de Explotación: a) Estudios Ambientales Previos (se realiza para elaborar un diagnóstico ambiental y formular recomendaciones a seguir durante la etapa de explotación con la finalidad de evitar o minimizar el impacto que sobre el medio ambiente puedan provocar las obras correspondientes al desarrollo del yacimiento).

2 . ETAPA DE EXPLORACION: Se establecen las normas y procedimientos a seguir de modo de evitar o reducir los impactos ambientales

- | | |
|-----------------------------------|------------------------------------|
| - Topografía, Geología, Geofísica | - Pozos Sísmicos Someros |
| - Los campamentos | - Fuentes de Energía no Explosivas |
| - Accesos y Picadas | - Registración |
| - Explosivos | |

3. ETAPA DE PERFORACION Y EXPLORACION: Se establecen las normas y procedimientos a seguir de modo de evitar o reducir los impactos ambientales .

3.1 Introducción

3.2 Recomendaciones a seguir

- | | |
|--|--|
| - Selección de la locación | - Manejo de los desechos, fluidos de perforación y terminación |
| - Acceso a la locación | - Manejo de desechos de equipos y motores |
| - Ubicación de equipos, materiales, y desechos de la explanación | - Almacenaje de combustibles e hidrocarburos líquidos de ensayo. |
| - Provisión de agua dulce | .Manejo de gases de ensayo y agua salada |
| - Campamento del personal, manejo de aguas servidas y desechos | |
| - Programa de cañerías de entubación y cabezal de control | |

- Manejo de fluidos especiales de terminación, soluciones salinas e hidrocarburos
- Manejo de hidrocarburos de ensayo

4. ETAPA DE DESARROLLO Y EXPLOTACION:

4.1 Introducción

4.2 Desarrollo:

Recomendaciones a seguir en la ubicación de los pozos, desarrollo y su acceso y explanación:

- Perforación de pozos de desarrollo
- Baterías colectoras y de medición
- Plantas de tratamiento y servicios auxiliares
- Agua de producción
- Oleoductos de interconexión
- Plantas de almacenaje y embarque
- Plantas de recuperación secundaria y asistida
- Campamentos

4.3 Modalidades operativas:

- Para las líneas de conducción
- Para las baterías colectoras
- Para los oleoductos de interconexión de batería a planta de tratamiento
- Para las plantas de tratamiento de petróleo y servicios auxiliares
- Manejo de sedimentos de fondos de tanques, emulsiones y petróleo pesado.

- **4.4.Captación de agua para recuperación secundaria**

Secretaría de Energía

HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN 105/92

Apruébase las normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos.

Bs. As., 11/11/92

Visto el Expediente N° 752.200/92 del Registro de la Secretaría de Energía, y

CONSIDERANDO:

Que la ley N° 17.319 contempla en su Artículo 60 el cuidado de los suelos y agua dulce, dos de los elementos naturales considerados básicos que deben ser incluidos en la dimensión ambiental.

Que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos están comprendidas dentro del contexto industrial que afectan el equilibrio ambiental.

(.....resulta necesario seguir normas y procedimientos para corregir, mitigar y prevenir impactos sobre el medio ambiente durante las tareas de exploración y explotación de hidrocarburos.

Que en función de ello, la SECRETARIA DE ENERGIA elaboró las normas y procedimientos para tal fin, basados en la Guía de Recomendaciones para proteger el ambiente natural durante las tareas de exploración y explotación de hidrocarburos, preparada por el INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO (I.A.P)

Que la misma se encuentra facultada para el dictado de la presente , en virtud de lo dispuesto por el Artículo 97 de la Ley N° 17.319.

Por ello.

EL SECRETARIO DE ENERGIA RESUELVE:

Artículo 1° - Apruébase las normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos, incorporándose como ANEXO 1 a la presente Resolución.

Artículo 2° - Las mismas, serán de aplicación obligatoria para toda Empresa o grupo de empresas, concesionarios, permisionarios, operadores, sea cual fuere su naturaleza jurídica, cuya actividad se encuentra sujeta a jurisdicción nacional y tenga a su cargo la exploración y explotación de hidrocarburos o la realización de proyectos y/o ejecución de obras en relación con dicha exploración o explotación.

Artículo 3° - Las empresas y/o grupo de empresas concesionarias , permisionarias y operadores a que se refiere el artículo anterior deberán elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA- en las condiciones y oportunidades que se establecen en las normas y procedimientos- la información necesaria para un adecuado seguimiento de la protección al medio ambiente natural, derivadas de las actividades antes mencionadas.

Artículo 4° - Las presentes normas y procedimientos comenzarán a tener vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Sin perjuicio de ello, no serán utilizados para la revisión de acciones ya producidas y aceptadas.

Artículo 5º - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Carlos M. Bastos.

ANEXO 1

SECRETARIA DE ENERGIA

DIRECCION NACIONAL DE RECURSOS

“NORMAS Y PROCEDIMIENTOS QUE REGULAN LA PROTECCION AMBIENTAL DURANTE LAS OPERACIONES DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS”.

INDICE

1. INTRODUCCION

1.2 Procedimientos

1.2.1 Etapa de Exploración

1.2.2 Etapa de Explotación

2. ETAPA DE EXPLORACION

2.1 Topografía, Geología, Geofísica

2.1.1 Los campamentos

2.1.2 Accesos y Picadas

2.1.3 Explosivos

2.1.4 Pozos Sísmicos Someros

2.1.5 Fuentes de Energía no Explosivas

2.1.6 Registración

3. ETAPA DE PERFORACION Y EXPLORACION

3.1 Introducción

3.2 Recomendaciones a seguir

3.2.1 Selección de la locación

3.2.2 Acceso a la locación

3.2.3 Ubicación de equipos, materiales, y desechos de la explanación

3.2.4 Provisión de agua dulce

3.2.5 Campamento del personal, manejo de aguas servidas y desechos

3.2.6 Programa de cañerías de entubación y cabezal de control

3.2.7 Manejo de los desechos, fluidos de perforación y terminación

3.2.8 Manejo de desechos de equipos y motores

3.2.9 Almacenaje de combustibles e hidrocarburos líquidos de ensayo.

Manejo de gases de ensayo y agua salada

3.2.10 Manejo de fluidos especiales de terminación, soluciones salinas e hidrocarburos

3.2.11 Manejo de hidrocarburos de ensayo

4. ETAPA DE DESARROLLO Y EXPLOTACION

4.1 Introducción

4.2 Desarrollo

4.2.1 Recomendaciones a seguir en la ubicación de los pozos, desarrollo y su acceso y explanación

4.2.2 Perforación de pozos de desarrollo

4.2.3 Baterías colectoras y de medición

4.2.4 Plantas de tratamiento y servicios auxiliares

4.2.5 Agua de producción

4.2.6 Oleoductos de interconexión

4.2.7 Plantas de almacenaje y embarque

4.2.8 Plantas de recuperación secundaria y asistida

4.2.9 Campamentos

4.3.1 Modalidades operativas

4.3.1.1 Para las líneas de conducción

4.3.1.2 Para las baterías colectoras

4.3.1.3 Para los oleoductos de interconexión de batería a planta de tratamiento

4.3.1.4 Para las plantas de tratamiento de petróleo y servicios auxiliares

4.3.1.5 Manejo de sedimentos de fondos de tanques, emulsiones y petróleo pesado.

4.4.1 Captación de agua para recuperación secundaria

1 - INTRODUCCION

La SECRETARIA DE ENERGIA por intermedio de la Dirección Nacional de Recursos, debe controlar el cumplimiento de la Conservación del Medio Ambiente durante las operaciones de Exploración y explotación de hidrocarburos, tanto en las Areas Continentales como en la Plataforma Maritima de todo el territorio de la República Argentina, ejerciendo las funciones de Autoridad de Aplicación para esos fines.

Con éste objetivo, la Secretaría de Energía dicta las Normas y Procedimientos que regulan la protección ambiental, durante las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos, que son detalladas a continuación y que deberán ser cumplidas por todas las empresas petroleras permisionarias, concesionarias, operadoras de áreas, sean de origen nacional o extranjero o unión transitoria de empresas que actúen en las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos.

Estas Normas se basan en los estudios realizados por el Instituto Argentino del Petróleo y contenidos en la "Guía de Recomendaciones para proteger el Ambiente Natural durante el desarrollo de la Exploración y explotación de hidrocarburos", preparado por dicha institución a solicitud de ésta Secretaría.

Las Normas más adelante detalladas, deberán cumplirse en términos razonablemente perentorios de acuerdo al buen criterio de la Autoridad de Aplicación en beneficio de la protección ambiental, dado el mérito y oportunidad de implementación de cada una de éstas

éstas medidas que deberá se acorde con el resultado del análisis y relevamiento de cada área , tanto en la etapa de exploración como la de explotación de hidrocarburos, cuya responsabilidad le compete a la Autoridad de Aplicación para su cumplimiento.

1.2.PROCEDIMIENTOS

Por lo tanto, además de la observancia surgida de éstas Normas para proteger el Medio Ambiente, cada grupo de operadores petroleros antes mencionado, deberá cumplir con los siguientes procedimientos básicos para proteger el medio natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

A) Estudios Ambientales Previos

B) Monitoreo de Obras y Tareas

1.2.1 Etapa de Exploración

El Estudio Ambiental Previo, en la etapa de exploración, será preparado antes de que se perfore el primer pozo exploratorio en el área asignada. Tiene como objeto dar recomendaciones para prevenir y reducir el impacto ambiental que puede generarse con la perforación exploratoria.

Dicho Estudio Ambiental Previo a la perforación del pozo exploratorio, será preparado por profesionales que acrediten comprobada idoneidad en la materia. La Dirección Nacional de Recursos abrirá un Registro de Consultores con el objeto de darle al operador un listado de los posibles responsables de la ejecución del Estudio Ambiental Previo.

Los alcances del Estudio Ambiental Previo a la perforación del pozo exploratorio, deberá reducirse sólo al área

de influencia de la zona elegida para la ubicación del pozo exploratorio y deberá contemplar principalmente las condiciones naturales superficiales y las del subsuelo inmediato para prevenir o reducir el impacto ambiental, siguiendo el contenido de las "Normas dadas en el capítulo 3 de éstas regulaciones".

Una vez finalizado el Estudio Ambiental Previo a la perforación del pozo exploratorio, el operador del área de exploración deberá enviar una copia del trabajo a la Dirección Nacional de Recursos para su evaluación y posterior archivo. Los gastos originados por éste Estudio Ambiental Previo serán por cuenta del operador del área de exploración.

Al comenzar la perforación y hasta el abandono del pozo si es que resultara estéril, se procederá al Monitoreo de las Obras y Tareas tendientes al cuidado ambiental, siguiendo las Normas del capítulo 3 (Etapa de perforación de exploración)

La Autoridad de Aplicación coordinará con los organismos provinciales, el Monitoreo de Obras y Tareas durante la perforación del pozo exploratorio, para lo cual deberá comunicar al operador, el nombre de la o las personas designadas quienes llevarán a cabo dicho monitoreo.

En caso que no exista un organismo provincial con personal idóneo para éstas tareas, el operador del área deberá contratar éstos servicios a terceros, previa comunicación de la Autoridad de Aplicación para así, proceder a contratarlo.

El informe sobre el Monitoreo de Obras y Tareas durante la perforación del pozo exploratorio, deberá ser presentado por el operador a la Autoridad de Aplicación (Secretaría de Energía, a través de la Dirección Nacional de Recursos) a los

treinta días (30) de finalizadas las operaciones de perforación y ensayos.

En los casos que el Monitoreo se lleve a cabo por cuenta de la Autoridad de Aplicación, directamente o a través de las provincias, le será remitido al propio operador, una copia del informe correspondiente, inmediatamente después de los treinta (30) días de finalizadas las tareas de perforación y ensayo.

Los gastos que originen el Monitoreo de Obras y Tareas durante la perforación de exploración, serán por cuenta de la Autoridad de Aplicación, las provincias, o el propio operador, según fuese el caso.

Las provincias, podrán por su cuenta, monitorear las obras derivadas de la actividad de registración sísmica, con aviso previo al contratista del operador responsable del área de exploración que cumpla con éstas tareas. Para ello, se deberá seguir con el contenido de las normas dadas en el Capítulo 2 de éstas regulaciones.

1.2.2 Etapa de Explotación

Se deberá preparar un Estudio Ambiental Previo del área donde se verificó el hallazgo de hidrocarburos mediante el pozo o los pozos exploratorios en una determinada zona, para indicar un diagnóstico ambiental y formular recomendaciones a seguir durante la etapa de explotación con la finalidad de evitar o minimizar el impacto que sobre el medio ambiente puedan provocar las obras correspondientes al desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos.

El Estudio Ambiental Previo al desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos deberá ser de mayor envergadura de aquel correspondiente al pozo exploratorio y deberá seguir con el contenido del capítulo 4 de las presentes normas.

El momento de iniciar el Estudio Ambiental Previo será dentro de los tres (3) meses a partir de producido el hallazgo y la evaluación del descubrimiento y deberá ser presentado a la Autoridad de Aplicación a los seis (6) meses de iniciado el mismo para su evaluación.

Para la ejecución del Estudio Ambiental Previo, el operador del área a explotar deberá contratar -a su exclusivo costo- los servicios de grupos consultores de reconocida idoneidad sobre el tema, sean éstos argentinos o extranjeros, pero siempre ajustándose a las normas que aquí se dan.

En aquellos yacimientos descubiertos antes de la promulgación de éstas normas, el operador del área de explotación, cualesquiera fuese la situación contractual, deberá presentar dentro del año de promulgadas, un Estudio Ambiental de la zona en explotación para dar un diagnóstico ambiental y la recomendación de las obras que corrijan eventuales impactos al medio ambiente en el área del yacimiento.

Para éste último caso, el operador deberá presentar copia del Estudio Ambiental al término del plazo indicado más arriba, o en caso de haber ya realizado estudios similares, el operador del área en desarrollo podrá presentar copia de los estudios ambientales dentro de los (3) meses de promulgadas éstas normas para que la Autoridad de Aplicación evalúe dichos estudios y participe en el análisis de las obras que pueden mejorar el medio ambiente o corrijan eventuales daños ambientales por prácticas no consideradas en el pasado.

Tanto para el caso de futuros yacimientos como para los que actualmente se

encuentren en explotación, se deberá cumplir con un Monitoreo anual de Obras y Tareas que tenga como finalidad proteger el medio natural del área y zonas de influencia a raíz del desarrollo del yacimiento.

El Monitoreo anual de Obras y Tareas, deberá ser realizado por consultores que hayan demostrado experiencia sobre la protección ambiental durante la etapa de la explotación de hidrocarburos y deberán ser contratados por los operadores responsables de la explotación de hidrocarburos.

El informe correspondiente al Monitoreo anual de obras y tareas durante la etapa de explotación de hidrocarburos, deberá ser presentado a la Autoridad de Aplicación al año de promulgadas éstas normas y deberá seguir los términos del Capítulo 4 de las presentes regulaciones. La Autoridad de Aplicación evaluará dicho informe haciendo conocer al operador del área en explotación, sus comentarios al respecto.

2 - ETAPA DE EXPLORACION

2.1. Topografía. Geología. Geofísica

La ubicación de campamentos provisorios, apertura de caminos de acceso, las picadas, uso de explosivos, la perforación de pozos someros, las fuentes de energía no explosivas y su registración pueden causar deterioros en ecosistemas, por lo que se normaliza la forma de evitarlos, o por lo menos, disminuirlos al mínimo.

2.1.1. Los campamentos

Los campamentos pueden estar formados por "trailers", casillas o carpas y son de emplazamiento provisorio. La acumulación de desperdicios, los

desagües sanitarios y , sobre todo derrames de aceites, grasas y combustibles pueden ocasionar trastornos varios, por ejemplo, en la contaminación de corrientes de aguas (ríos, arroyos etc) contaminación del ambiente.etc.

Los cuidados elementales que habrá que tomar son:

- Controlar la acumulación de desperdicios.
- Hacer pozos sépticos para líquidos cloacales.

Pozos impermeabilizados para acumulación de derrames de aceites, grasas y combustibles.

Deberán taparse con tierra al moverse el campamento. Además se prohíbe la tenencia de perros en campamentos ubicados en una zona de densa población ovina.

2.1.2 Accesos y picadas

Utilizar dentro de lo posible, los caminos existentes para el acceso a los campamentos para el acceso a los campamentos y picadas. En el caso de aperturas de algunos tomar precauciones para no contribuir a afectar la erosión del terreno, tratando de ubicarlos sobre las curvas de nivel, no abriéndose normalmente a ellas, pues el riesgo de erosión aumenta. No se deberá abrir una picada sísmica en afloramientos de rocas con alto contenido de sales cuando un río con agua permanente se encuentre pendiente abajo.

Minimizar la destrucción de las plantaciones existentes y preservar el medio ambiente con desvíos adecuados.

En áreas montañosas con densa vegetación, se deberá realizar la registración sísmica con elementos portátiles, no permitiéndose la apertura de picadas. En áreas de llanura densamente arboladas ,no se permite derribar árboles de diámetro mayor a 50 centímetro durante la apertura de las picadas sísmicas.

Los emplazamientos de helipuertos pueden ubicarse en lugares adecuados sin dañar mayormente el medio ambiente. En áreas como la puna, donde la apertura de picadas rompe la armonía paisajística, no se deben abrir picadas en zonas de salares. Resulta más costoso para las compañías operadoras y se promueve la erosión de la región.

2.1.3 Explosivos

Se deberá operar con cargas enterradas a profundidades tales que la explosión no afecte a la superficie del terreno salvo en el caso de cargas múltiples o cordón detonante.

Se deberá juntar y enterrar o quemar los restos de papeles o elementos que hayan formado parte del embalaje de los explosivos. La impregnación de éstos elementos con la masa del explosivo es venenosa y afecta a personas o animales de la zona. En zonas boscosas o de monte, el operador deberá extremar las precauciones tendientes a prevenir incendios.

2.1.4 Pozos sísmicos someros.

Los pozos sísmicos someros son perforaciones donde se ubican las cargas generadoras de energía que recogen los geófonos del equipo registrador. Luego de efectuarse la detonación deben taparse debidamente.

En los pozos no deben dejarse cargas armadas, con detonadores y cables que queden al alcance de personas o animales. Una inspección adecuada luego de cada explosión evitará que posteriormente, se produzcan accidentes.

2.1.5 Fuentes de energía no explosivas

La fuente de energía no explosiva más común la constituye un grupo de vibradores; éstos son equipos móviles con un sistema de placa vibradora que envía señales al subsuelo al percusionar con el suelo.

Los vibradores van montados en camiones de tamaño considerables; que pueden ocasionar deterioros en las sendas o picadas y en la compactación del suelo en la zona de influencia de la placa vibradora.

Las compañías geofísicas, una vez finalizado el registro, deberán condicionar el terreno para promover su recuperación natural en aquellas áreas en que ello resulte posible.

2.1.6 Registración

Los sismógrafos usan las picadas o sendas ya abiertas. No ocasionan deterioro al medio ambiente.

Únicamente debe evitarse que se esparzan los restos de papeles sensibles ya revelados pues contienen sustancias nocivas que pueden causar trastornos a los animales que los ingieran.

Para prevenir la depredación de la fauna deberá prohibirse el uso de armas en los grupos de exploración.

Todas estas normas serán tenidas en cuenta durante el monitoreo correspondiente a las actividades de

registración sísmica, mencionadas en el punto 1 (introducción).

3 ETAPA DE PEFORACION DE ESPLORACIÓN

3.1. Introducción

Los estudios que se hayan efectuado en un área ubicada en la cuenca sedimentaria, con respecto a la estratigrafía de los sedimentos que la colmatan (en esa determinada área), su geología de superficie, su topografía, su fisiografía, su fitografía y su hidrología, así como la experiencia que se haya registrado, al respecto, durante las tareas de prospección, servirán de base para afrontar el cuidado del medio ambiente en la planificación de la o las perforaciones exploratorias que definirán la existencia o no, de acumulaciones de hidrocarburos comercialmente productivas.

En relación con lo anterior, el operador deberá presentar a la Autoridad de Aplicación, un estudio abreviado sobre las condiciones naturales de la zona elegida para la o las perforaciones de exploración, previo a las tareas correspondientes, tal como lo indicado en el punto 1, (introducción)

3.2 Operaciones a seguir:

3.2.1 Selección del lugar o locación

3.2.2 Acceso - Caminos

3.2.3 Ubicación de equipos o materiales en la explanación

3.2.4 Provisión de agua dulce

3.2.5 Campamentos del personal. Manejo de aguas servidas y desechos.

3.2.6 Programa de cañerías de entubación y cabezal de control.

3.2.7 Manejo de los desechos, fluidos de perforación y terminación.

3.2.8 Manejo de desechos de equipos y motores.

3.2.9 Almacenaje de combustibles e hidrocarburos, líquidos de ensayos : Manejo de gas de ensayo y agua salada.

3.2.10 Manejo de los fluidos especiales de terminación, soluciones salinas e hidrocarburos.

3.2.11 Manejo de hidrocarburos de ensayos.

3.2.1 Selección de la locación.

Dentro de las márgenes topográficos que permita la ubicación geológica del sondeo; el operador deberá:

- Seleccionar la ubicación que origine el menor movimiento de tierra posible, sobre todo en terrenos blandos y fácilmente erosionables , evitando el cruce innecesario de las vías de drenaje de las aguas.

- Aprovechar caminos existentes o picadas sísmicas, para el traslado de los equipos pesados.

- En las zonas arboladas, evitar el corte de árboles o reducirlo al mínimo.

3.2.2 Acceso a la locación.

Caminos: en el desarrollo de éstas tareas se deberá contemplar las siguientes prácticas:

- Aprovechar en lo posible los caminos y/o picadas existentes adecuándolas a las condiciones climáticas y requerimientos de la operación.

- En el cruce de ríos, arroyos o cruces del desagüe natural de las aguas de lluvias, deben contemplarse instalaciones acorde con los regímenes naturales de esos cursos para evitar la erosión de sus lechos y bordes o costas producidos por desbordes o aceleración del pasaje de agua. En éste , como en el caso de la

existencia de fauna ictícola, deben consultarse a los especialistas para evitar que las obras a ejecutar interfieran en su "habitat".

- En el desarrollo de la traza del camino, con especial atención en las regiones de frecuentes precipitaciones pluviales, tener en consideración no alterar ni interferir en los drenajes naturales de las aguas. En el caso obligatorio de tener que concentrar la descarga de agua en sus bordes para evitar la erosión y canalización del mismo.

- En zonas muy ventosas con terrenos de pobre consolidación, se puede aplicar la compactación y/o agregado de materiales que mejoren esas características para evitar la erosión eólica. Este tratamiento podrá ser la base de un futuro camino definitivo.

- Tanto en los desmontes como en los rellenos de las laderas que se produzcan por aplicación de las buenas técnicas de construcción de caminos, se deberá aplicar relaciones de pendientes acordes con las características de los terrenos encontrados en su vinculación con los riesgos de erosión de la zona, lluvias y/o vientos.

- En los terrenos de muy baja consolidación se deberá facilitar el drenaje de las precipitaciones pluviales, orientándolas a alcantarillas debidamente ubicadas, reforzando el zanjeo, tanto en la entrada como en la salida , con bordes y distribuidores. En el alcantarillado a construir se deberá tener en cuenta las lluvias máximas registradas en la estación durante la época de desarrollo de las operaciones.

3.2.3 Ubicación de equipos , materiales y desechos en la explanación

La profundidad del pozo que determine el objetivo de la exploración, definirá la dimensión del equipo perforador, la cantidad de materiales y los servicios de apoyo requeridos. Para ello , el operador deberá seguir las siguientes prácticas:

- Alterar con la nivelación la menor superficie posible para ubicar el equipo, las piletas de lodo y sus sistemas de purificación y tratamiento y la represa de drenaje de los desechos de la perforación.
- En la construcción por excavación de la represa de drenaje de lodo y "cuttings" se deberá:
- Ubicar la represa en área de desmonte y no de relleno.
- En el cálculo de su profundidad y superficie debe dejarse un margen de capacidad que supere con holgura el volumen máximo del lodo contenido en el pozo en su profundidad total.
- En la temporada y zona de lluvias intensas, proteger con un adecuado zanjeado de drenaje la parte de la explanación donde fue ubicada la represa evitando los riesgos de su llenado y desborde.
- Si las características de los terrenos encontrados, posibilitan el riesgo de filtraciones que pueden contaminar la calidad de las aguas subterráneas de los estratos más superficiales es conveniente impermeabilizar el fondo y bordes ya sea con una cobertura de arcillas impermeables o láminas plásticas removibles.
- Ubicar los terrenos removidos lo más cerca posible de la represa para

facilitar su posterior relleno. En zonas ventosas y ante terrenos friables es conveniente impermeabilizar proteger su terraplenado con láminas plásticas removibles. La represa de drenaje de lodo, deberá ser impermeabilizada con láminas plásticas , en caso de que por debajo, existan acuíferos de agua dulce. Esta determinación deberá ser uno de los resultados obtenidos del estudio ambiental previo, mencionado en 3.1.

- La ubicación de los tanques de combustibles y almacenaje de petróleo debe cumplimentarse con las reglas de máxima seguridad ,deben poseer un recinto de contención adicional a la capacidad requerida. Es conveniente la impermeabilización de su piso y bordes para evitar que cualquier posible derrame contamine el suelo. Las cañerías de alimentación y retorno colocadas en emparrillados a la vista (con pasarelas debidamente protegidas en los lugares de tránsito) facilitarán el control de pérdidas.
- Se deberá tener en cuenta la preparación de un trincheras con terraplén de protección para la terminal de descarga de gases combustibles. Su ubicación estará a la distancia mínima de 50 metros del pozo, en la dirección de los vientos predominantes y en el área no transitable dentro de la explanación.
- La zona recomendada para ubicar la entrada ,estacionamiento, casillas de laboratorio, servicios auxiliares, alojamiento de emergencia, etc, es el extremo opuesto de la explanación con respecto a la represa y almacenaje de combustible. En ésta misma área

puede construirse el foso para la quema de basura combustible y el depósito de residuos sólidos no combustibles, cable trozado, guardaroscas, etc.

3.2.4 Provisión de agua dulce

Cuando las fuentes de provisión seleccionada sean las provenientes de acumulaciones subterráneas, se deberán seguir las siguientes prácticas:

- En zonas donde exista el control de la explotación de éstas aguas, se coordinará con las autoridades correspondientes los volúmenes a extraer y los horizontes a explotar, perforando los pozos conforme a las normas existentes.
- En las zonas alejadas y una vez definida por los estudios geológicos la ubicación y el horizonte a explotar, la programación del pozo tendrá que contemplar la cementación de la cañería de protección hasta la superficie para asegurar que no exista riesgo de contaminación con aguas salobres o de superficie. La locación tendrá drenajes adecuados a los regímenes de lluvias sobre todo en zonas inundables y los cabezales de producción asegurarán su hermeticidad.
- En cada pozo para la obtención de agua subterránea dulce, se deberá registrar un perfil eléctrico - curvas de ρ_p y Resistividad - con equipos portátiles. Además se deberá controlar los estratos atravesados por el sondeo mediante una detallada descripción de las muestras rocosas obtenidas.

- El régimen de producción acorde con el potencial del pozo de agua determinado por ensayos, mantendrá una relación que asegure que no se producirá el aumento de la concentración salina del acuífero explotado.

Completados los trabajos de perforación exploratoria, los pozos de agua serán abandonados cementando el intervalo de explotación y reemplazando el cabezal de producción con una tapa soldada sobre la cañería, cuando la provisión de agua se realice aprovechando fuentes naturales superficiales como lagos, lagunas, ríos o arroyos se deberán tomar las siguientes prevenciones:

- Ubicar la planta de captación y bombeo alejada de los vados o senda de acceso de la fauna silvestre o animales domésticos, hacia sus abrevaderos naturales.
- Las citadas instalaciones se ubicarán en un recinto convenientemente cercados cuando exista vida animal en el área.
- Los límites del recinto estarán convenientemente protegidos con bordes o zanjales de contención de manera de asegurar que derrames de combustibles o aceite de los motores y bombas no puedan ser arrastrados hasta las fuentes de agua.
- En el tendido de acueductos y cuando lo permita las condiciones técnicas de operación es recomendable el uso de cañerías plásticas tendidas en la superficie del terreno. El menor peso de éstas cañerías que facilitan su transporte y su montaje disminuye los requerimientos de picadas, desmontes

o zanjeado de los terrenos por donde deberá pasar.

2.3.5 Campamento del personal ,manejo de aguas servidas y desechos.

Cuando sean necesarios, por no haber poblaciones cercanas a la locación:

Ubicación: Las características de móvil que tienen éstos campamentos facilita la selección de sitios que ayudan a reducir la alteración del medio ambiente por medio de las siguientes prácticas:

- En zonas llanas y/o montañosas sin vegetación mayor (montes altos o bosques), pueden ubicarse adyacente a la explanación u opuesta con respecto al pozo, opuesta a la dirección de los vientos frecuentes.
- En zonas de monte alto y/o boscosa, es recomendable ubicarlo próximo al camino de acceso, en el claro más cercano que se encuentre o que exija un mínimo de desmonte. En las áreas designadas, como parques naturales o de conservación de suelos, la ubicación será acorde a las reglamentaciones y coordinada con las autoridades correspondientes.

Instalaciones complementarias.

- Cuando la ubicación del campamento es adyacente al pozo sólo se requiere la cámara séptica y sumidero para las aguas servidas . Los demás desechos sólidos, tanto los incinerables como los metálicos pueden ser dispuestos en instalaciones correspondientes a la locación del pozo.
- Cuando la ubicación del campamento esté alejada deben construirse, además de las cámaras sépticas y sumidero de

efluentes líquidos correspondientes a los desechos incinerables ,a los de vidrios y metálicos para los que, salvo en los casos de terrenos muy áridos en los que pueden ser enterrados, es recomendable su acopio en tambores, y al final de la operación transportarlos a centros a centros de reprocesamiento de acopio y clasificación.

Abandono de la locación

Completadas las operaciones exploratoria al desalojar las tierras afectadas se debe seguir las siguientes prácticas:

- Remover toda instalación fija no recuperable que se haya construido como escalones, senderos, así como los suelos con residuos de combustibles y aceites de derrames de la casilla de usina ,etc, y esparcirlos triturado, tarea que se puede hacer con los tractores operados a orugas , máquinas que siempre se disponen para éstas operaciones.
- En el caso que la ubicación se hubiera hecho sobre tierras muy compactables, el nivelado se hará en conjunto con un escariado con el peine que poseen las máquinas motoniveladoras.
- Las cámaras sépticas, como los pozos sumideros y canaletas de drenaje, será rellenados para evitar caídas o entrapamientos de animales.

3.2.6. Programa de cañerías de entubación

Adicionalmente a la aplicación de las normas que relacionan la buena técnica con el objetivo de la investigación de la perforación exploratoria, existen prácticas que se deberán seguir para reducir el impacto que el pozo de exploración pueda producir en el medio ambiente en

que se ubica, minimizando los riesgos que puedan ocasionarse por accidentes tales como surgencias y reventones no controlados de gas, petróleo o agua salada. También esas prácticas deberán promover la protección de los recursos hídricos existentes en el subsuelo atravesado por la perforación. Entre estas prácticas la siguiente enumeración indicará su orientación:

En diseño del programa de cañerías se deberá tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La cañería de superficie o de seguridad alcanzará no sólo la profundidad adecuada por los requisitos de control de presión, sino que también se extenderá hasta cubrir el total de los horizontes acuíferos de baja salinidad, considerando como tal un máximo de 2000 micromho por centímetro cuadrado de conductividad específica.
- Si el programa técnico contempla la entubación de una cañería intermedia, los estratos de agua de baja salinidad pueden ser protegidos por una cañería, que se cementará, entonces, desde el zapato hasta la de superficie.

3.2.7. Manejo de los desechos, fluidos de perforación y de terminación.

se define como tales a los originados por la trituración de las rocas atravesadas por el trépano. Los residuos de los ciclones controladores del contenido de sólidos en el lodo utilizado. Los excedentes de las lechadas de cemento utilizadas en la fijación de las cañerías y el sellado de sus perforaciones. Los excedentes de los fluidos de perforación y terminación.

Lista de desechos considerados no peligrosos involucrados en 3.2.7.

- 1- Estearatos de aluminio (triestearato)
- 2- Arcilla atapulgita
- 3- Bagazo
- 4- Sulfato de bario
- 5- Bentonita
- 6- Carbonato de calcio
- 7- Lignito sódico
- 8- Celofán
- 9- Lignosulfonatos sin cromo
- 10- Semillas de algodón peletizadas
- 11- Diaminas y amidas de ácidos grasos
- 12- Detergentes
- 13- Aductos de óxidos de etileno de fenol y molifenol
- 14- Goma-guara
- 15- Hidroxietil celulosa
- 16- Lecitina
- 17- Lignito
- 18- Óxido de magnesio
- 19- Metanol
- 20- Mica
- 21- Polioxietanol morfolina
- 22- Cáscara de nuez
- 23- Paraformaldehído
- 24- Bentonina peptizada
- 25- Ácido fosfórico
- 26- Resina poliacrilamida
- 27- Polímero celulósico polianiónico
- 28- Polisacáridos
- 29- Cloruro de potasio
- 30- Hidróxido de potasio- potasa cáustica
- 31- Sulfato de potasio
- 32- Almidón de maíz pregelatinizado
- 33- Cristobalita o cuarzo
- 34- Cáscara de arroz
- 35- Papel picado
- 36- Aserrín
- 37- Pirofosfato ÁCIDO DE SODIO
- 38- Bicarbonato de sodio
- 39- Carbonato de sodio
- 40- Carboximetilcelulosa sódica
- 41- Cloruro de sodio
- 42- Exametafosfato de sodio
- 43- Hidróxido de sodio
- 44- Arcilla montmorillonita sódica

- 45- Poliacrilato de sodio
- 46- Tretafosfato de sodio
- 47- Almidón
- 48- Pirofosfato de sodio
- 49- Fosfato tributilico
- 50- Tiras, fibras, y granulados de vegetales y polímeros
- 51- Acetatovinílico (Copolímero) (anhídridomaleico)
- 52- Goma Xanthan (polímero XC)

Antes de abrir una pileta de lodo y residuos de perforación y terminación, el operador deberá demostrar que no existe agua subterránea dulce en el subsuelo. Se considera agua dulce aquella agua subterránea cuyos contenidos en sales totales no supere las 1.500 partes por millón, o que su conductividad específica no sea mayor de 2000 microhm por centímetro.

Una vez comprobada la ausencia de acuíferos subterráneos con agua dulce, el operador podrá construir una pileta de lodo sin necesidad de revestir su fondo y laterales con láminas plásticas y podrá usarla como elemento filtrante de los líquidos residuales.

En caso de que se compruebe la presencia de acuíferos dulces en el subsuelo, las piletas de lodo y residuos deberán ser revestidas con láminas plásticas removibles.

Al término de la perforación, y una vez infiltrado o evaporado el líquido residual, se deberán enterrar los cuttings, restos de cemento, bentonita y demás residuos sólidos con el mismo material extraído de las piletas durante su construcción.

Cuando los desechos se consideran "peligrosos", situación en que están comprendidos los originados en la perforación con lodo a base de petróleo y los lodos con aditivos a base de cromo,

fluidos de terminación con sales de bromo o cualquier otro producto que, acorde con las recomendaciones de uso de sus fabricantes, sea considerado como tal, deberán seguir las siguientes prácticas:

- En áreas donde por razones técnicas sea requerido el lodo a base de petróleo en la totalidad o gran parte de la operación se hace necesario tener como adicional a la represa de desechos, un tanque metálico a instalar en el recinto de los tanques de combustibles y ensayos, para contener los excedentes no contaminados.
- Además de evitar al máximo las posibilidades de contaminación y derrame, facilitan su reciclo para otras operaciones de perforación o a las plantas de preparado y mezclado de los proveedores de éstos lodos.
- En áreas donde el lodo a base de petróleo es de uso circunstancial o para sólo una fracción del intervalo a perforar -capas de sal hasta haber sido atravesadas y protegidas por una entubación, por ejemplo- puede excavar en tierra una represa adicional debidamente impermeabilizada. En ella se volcará el "cutting" y los excedentes
- En la operación con represas o piletas impermeabilizadas con láminas plásticas se requiere se indique al personal de operación tener la precaución de no romper la lámina con herramientas y protegerla debidamente en los bordes donde se tenga que accionar o transitar.
- Los excedentes líquidos no reciclables tanto de los lodos como de los fluidos de terminación que fueron clasificados como "peligrosos" se

dispondrán por inyección o confinado ya sea en estratos superficiales permeables secos y aislados por capas impermeables, o inyectados en estratos profundos estériles que se encuentren en el espacio anular de la entubación intermedia y por debajo del zapato de la cañería de seguridad o superficie. Como en el caso de los lodos excedentes de alta salinidad la recomendación es que durante el bombeo no se sobrepase la presión límite fijada en el 50% de las dadas para operaciones normales de las cañerías entubadas.

3.2.8. Manejo de los desechos de equipos y motores durante la operación.

Son los desechos que se producen en el mantenimiento, reparación, y limpieza de motores, bombas, motogeneradores, cuadro de maniobras, etc, que componen el equipamiento de operación permanente requerido, así como también los equipos de laboratorio y servicios especiales transitorios que operarán dentro del área de explanación, como lo de control geológico, perfilajes eléctricos, cementaciones, etc.

Para su manejo, se los dividirá en dos grandes grupos: los que pueden ser reducidos por combustión y los que no pueden disponerse de esa manera.

Desechos destruibles por incineración:

En todas las locaciones alejadas de centros poblados, como se presentan la generalidad de los trabajos de exploración todos los desechos que sean combustibles tales como papeles, cajas de cartón, empaquetaduras, cajones de madera, etc, se deberán destruirlos por incineración, ya sea en hornos o excavaciones preparadas para ese objeto, los que deberán estar ubicado en un

extremo de explanación, opuesto a las de los tanques de combustible, de las piletas y/o represas de lodo y de los tanques de petróleo.

- En áreas muy lluviosas y/o ventosas, las fosas incineradoras deben estar protegidas con bordes y zanjas de desagüe para evitar que el viento o el agua de lluvia disperse los desechos allí acumulados.
- Los residuos de grasas, filtros de aceite y gas oil, filtros de aire impregnados en aceite, etc, deben ser incinerados con los otros residuos combustibles y los restos metálicos que queden en las cenizas, acumulados junto con los otros restos no destruibles por combustión.

Desechos metálicos no incinerables (chatarra)

Están comprendidos en éste tipo de desechos :

Las partes menores reemplazadas en motores, generadores, cuadro de maniobra, aparejos, etc, los cables desgastados del aparato, los guardaroscas y las cañerías usadas en la entubación, latas de grasas y aceites, etc. Se deberá:

- Acumular para facilitar su transporte en recipientes metálicos. Los tambores de 200 litros de aceite o fluidos hidráulicos que son descartables , son aplicables para éste fin.
- Los cables de acero y los caños hasta 1" (25 mm) de diámetro , es conveniente trozarlos con cortes a soplete, de un largo tal que facilite su acumulado en los recipientes disponibles a ese fin. Estos recipientes con los desechos metálicos no incinerables, deberán ser

enterrados en lugares apropiados para tal fin, o en las piletas de lodo de pozos abandonados para promover su biodegradación y/o degradación química natural.

- Las barras de perforación y los caños de diámetro mayor de 1" (25 mm) de diámetro, con daños tales que lo hagan reparables, se acumularán en una estiba accesible para facilitar su carga ubicada junto al espacio en que se colocarán los recipientes metálicos.

3.2.9. Almacenaje de combustible e hidrocarburos líquidos de ensayo. Manejo de gases de ensayo y agua salada.

Recinto de líquidos combustibles

Ya sea desde el punto de vista de seguridad, minimizar los riesgos de contaminación del medio ambiente, se deberá ubicar en la explanación un recinto protegido con bordes de tierra, en zona de desmonte y opuesto al de combustión de gases.

Dicho recinto estará destinado a contener los tanques de reservas de combustibles líquidos de los motores y por lo menos un tanque de 1.200 bbls (16 m³) para acumular los hidrocarburos líquidos que se pudieran producir durante los ensayos de formación durante la perforación.

Si el recinto está excavado en terrenos permeables y/o absorbentes, se impermeabilizará con una capa de arcilla el fondo y bordes. De existir napas de agua dulce en el subsuelo que corran el riesgo de ser contaminadas por filtración de una posible pérdida, se lo impermeabilizará con una lámina plástica.

Las respectivas conexiones de carga, descarga y alimentación de los tanques de combustibles y de almacenaje de hidrocarburos líquidos de ensayo, se harán en superficie de manera de poder visualizar en forma inmediata pérdidas o filtraciones.

Estos tanques serán soldados y no abulonados, serán provistos de base o patin de perfiles o de caños de hierro para facilitar su movimiento.

Se deberá instalar en éste recinto el separador de gas – petróleo - agua indispensables en la realización de ensayo de capas, ya sean a pozo abierto o entubado.

Manejo de gases de ensayo de pozos

Se conectará la salida del separador con una línea de descarga a un punto ubicado corriente abajo de los vientos predominantes y distanciado por lo menos 50 metros del cabezal del pozo. Estará comprendido dentro de la explanación si se operara si se operara en una zona boscosa o de vegetación, pudiendo quedar afuera en el caso de zonas áridas o desérticas.

La línea de descarga tendrá en su terminal una pluma de venteo de 8 a 10 metros de alto y una terminal de quemado con su correspondiente juego de válvulas para disponer opcionalmente una u otra.

Cuando las condiciones climáticas lo permitan se utilizará la pluma de venteo, la que deberá estar firmemente asegurada, por lo menos con cuatro contravientos.

La terminal de quemado tendrá como mínimo las siguientes dimensiones: zanja de 1 m de ancho y 4 m de largo, rodeada por bordes de tierra de protección del fuego, con una altura de 1 m por el

extremo final y dos laterales. En su extremo contra el borde más alto (1,50 m) estará firmemente anclada, y tendrá una llama de piloto que se conectará con 10 m de caño ½ " de diámetro, por una garrafa de GLP con capacidad adecuada a la duración del ensayo.

- A la salida de los gases del separador se dispondrá de una toma de muestra, para determinar con un analizador portátil de gases el contenido de CO₂ (dióxido de carbono), CO (monóxido de carbono), H₂S (sulfuro de hidrógeno) y SO₂ (dióxido de azufre).
- Si el gas producido es de hidrocarburos, asociados con CO, SO₂, o H₂S, se pasarán y quemarán en la terminal correspondiente.
- Si el gas producido es incombustible (CO₂) se lo venteará por la pluma de venteo.
- Si el gas no combustible tuviera vestigios de CO (monóxido de carbono), no permitirá la presencia de personas o animales en un área de seguridad, que se fijará y controlará midiendo el contenido de CO en el aire, con el medidor portátil.

Manejo de agua salada:

Normalmente en los ensayos de formación a pozo abierto; los volúmenes producidos son reducidos y se descargan a la represa de desechos de lodo, para confinarlos junto con éstos a la terminación del pozo.-

- Si se tomó la decisión de entubar el pozo la cañería de producción y definir el potencial de las capas productoras de agua y petróleo con ensayos prolongados, no se rellenará

la represa de lodo quedando la misma debidamente cercada.

3.2.10. Manejo de los fluidos especiales de terminación, soluciones salinas o hidrocarburos.

Soluciones salinas:

Cuando éstas son de bajo costo o no resulta conveniente su recuperación por reciclado, se deberá proceder como en el caso 3.2.9 para agua salada cuando sea necesario vaciar las piletas metálicas por haberse completado los trabajos o se desee cambiar el fluido.

Fluidos con base de petróleo o destilados

Generalmente no resulta conveniente la confinación en formaciones que admiten fluidos, salvo en el caso de locaciones en la selva o en zonas de montañas aisladas, en cuyo caso se procederá a su reciclado o mezclado con el petróleo de producción para ser procesados en las plantas de tratamiento. Su vertido en superficie o confinamiento en pozos o piletas de tierra puede afectar la vida animal.

Fluidos a base de agua o polímeros biodegradables:

Pueden ser esparcidos en la explanación, caminos o terrenos sin vegetación.

3.2.11. Manejo de hidrocarburos de ensayo.

Cuando la expectativa es de encontrar capas productivas de petróleo, o de gas y condensado (gasolinas), se debe aprovechar el recinto indicado en 3.2.9(primer párrafo) reemplazando los tanques de reserva de combustibles de equipo de perforación con tanques de almacenaje de mayor capacidad ampliando el recinto si así se lo requiriera.

4. ETAPA DE DESARROLLO Y PRODUCCION

4.1.Introducción

En los casos en que los trabajos de exploración definieran la existencia de un yacimiento que debe ser evaluado por pozos de extensión, éstos deberán ajustarse a las mismas normas de exploración. Se deberá presentar a la Autoridad de Aplicación un estudio de evaluación ambiental más detallado que el mencionado 3.1, incluyendo programas alternativos para el manejo, control y monitoreo del agua de producción. En caso de programas de recuperación secundaria inmediata, deberá establecer en éste mismo trabajo, las fuentes de agua a disponer para tales fines.

4.2. Desarrollo

Se hará de acuerdo a las siguientes pautas.

- 1 - Ubicación de pozos de desarrollo y su acceso.
- 2 - Perforación de pozos de desarrollo.
- 3 - Baterías colectoras.
- 4 - Plantas de tratamiento y servicios auxiliares.
- 5 - Oleoductos de interconexión.
- 6 - Planta de almacenaje y despacho de crudo.
- 7 - Plantas de recuperación asistida.
- 8 - Campamentos.
- 9 - Modalidades operativas.

4.2.1 Normas a seguir en la ubicación de los pozos de desarrollo y su acceso y explanación.

Son válidas todas las operaciones establecidas en el capítulo 3, bajo los títulos 3.2.1 y 3.2.2.

En lo referente al capítulo 3.2.3 sobre explanaciones se deberá seleccionar el equipo e instalaciones auxiliares que se ajuste en su capacidad a la profundidad requerida, de manera de reducir al mínimo su superficie. Contribuye con el mismo objetivo el tendido anticipado de la línea de conducción del fluido de pozo a la futura "batería", de manera de concentrar la reserva y bombeo de agua para la perforación de ese punto a cada ubicación, así como enviar a la misma los fluidos de ensayos. El almacenaje de cañerías y productos de lodo en un centro de distribución hace posible reducir el espacio requerido en la ubicación.

Todas las normas dadas en el citado capítulo con referencia a la nivelación, drenajes, accesos, etc, son válidas salvo el caso de la represa de desecho cuya capacidad deber ser ajustada al caso. No es necesario contemplar posibles emergencias como en la perforación de exploración.

4.2.2. Perforación de pozos de desarrollo.

Toda la información obtenida en la perforación de los pozos de exploración y de avanzada con respecto a las características y contenido de los estratos atravesados, la configuración de los reservorios definidos como productivos y la topografía de la superficie, constituyen antecedentes básicos que se deben analizar e interpretar en la planificación de la perforación de los pozos de desarrollo. Ello permitirá reducir al mínimo la alteración que esa operación pueda producir en el medio ambiente, teniendo en cuenta las normas dadas en el capítulo anterior, punto 3.2.6 "Programa de cañerías de entubación y cabezal de control".

Una planificación adecuada del desarrollo, permitirá reducir al mínimo la superficie de los terrenos utilizados para caminos, tendidos de cañerías, instalaciones auxiliares ,etc al poder concentrar en el punto de ubicación de las baterías colectoras, las instalaciones de provisión de agua, lodos, ensayos, materiales, etc.

El ancho máximo de los caminos troncales será de hasta 20 metros y de 10 metros el de los caminos que interconecten pozos. En ambos casos incluyendo banquetas y desagües (Artículo 17 Decreto N° 287/88).

Será también de gran utilidad, al seleccionar la metodología más apropiada para el manejo de los desechos de perforación y terminación de los pozos, contemplar la aplicación rigurosa de las normas que fueran enunciadas en el punto 3.2.7. del capítulo anterior.

En el caso de manejo de desechos de equipos y motores, punto 3.2.8. del capítulo anterior, se facilitará y simplificará el cumplimiento de las normas allí explicitadas , centralizando esa operación en una ubicación seleccionada en el punto o los puntos donde se logren atenuar los daños al medio ambiente.

También se recomienda disponer de un servicio de recolección periódica para que retire tanto los desechos como los materiales y/o equipos sobrantes de la locación, manteniendo a ésta siempre limpia.

Al finalizar las operaciones de perforación y terminación ,debe dejarse toda el área ocupada por la explanación de perforación , correctamente nivelada, limpia de desechos contaminantes.

Solamente debe quedar compactada el área requerida para los equipos de producción y servicios. Todas las cañerías serán enterradas y el área no utilizable restituida lo más aproximado posible a las condiciones originales. Se realizarán los drenajes para las aguas de lluvias, de manera que no corran por el área de trabajo.

De la información obtenida durante la perforación de exploración y de los pozos que delimiten el yacimiento descubierto, el operador deberá estudiar y analizar los estratos atravesados para confinar en ellos , ya sea por inyección o directamente por piletas de infiltración, el agua de producción que se obtenga. Para ello es indispensable que un perfil de inducción, sea registrado desde la superficie , o desde lo más cercano a la superficie, hasta los primeros 200 metros , en pozos seleccionados por el operador, que no superen el 10% de los pozos a perforar. Además deberá tomara muestras de los terrenos atravesados, en éstos pozos seleccionados, desde la superficie.

Quedarán exceptuados de esta obligación aquellos operadores en cuyos yacimientos ya existiesen pozos petrolíferos perfilados desde la superficie, o lo más cercano a la superficie, en un porcentaje idéntico al señalado anteriormente. Para ello deberán presentar a la Autoridad de Aplicación los perfiles eléctricos registrados en su oportunidad, hasta los 200 metros, en un informe explicativo sobre la presencia o no de agua dulce subterránea . Quedan además exceptuados de ésta obligación, los yacimientos donde se confirme la ausencia de agua dulce, sea por pozo ya perforado en búsqueda de agua y que resultaron secos, por pozos perforados para protección catódica o estudios hidrogeológicos regionales .También en éste caso el operador deberá presentar a

Autoridad de Aplicación un informe explicativo sobre la presencia o no de agua dulce subterránea. Toda esta información deberá acompañar al Estudio Ambiental del área de exploración tal como se detalla en el punto 1 (Introducción).

4.2.3. Baterías colectoras y de medición.

Con el objeto de reducir la superficie de los terrenos afectados a los caminos de acceso y tendido de cañerías de conducción, se deberá ubicar las baterías colectoras y de medición en los centro intermedios de operación que fueran seleccionados acorde a la topografía del terreno.

Los diseños de las baterías, deben permitir el control y medición de los hidrocarburos líquidos gaseosos y el agua producidos y reunirlos para su separación en la planta central de tratamiento, al que llegará por medio de los conductos correspondientes.

Cuando las bajas producciones no justifiquen la conveniencia económico - operativa de colocar detectores de agua y sedimentos para el caso de los líquidos producidos y sea necesario separar el agua libre en el control por pozo, la batería deberá tener una pileta colectora de agua salada, debidamente impermeabilizada y subterránea. Ésta pileta deberá estar debidamente cerrada y tener una succión de fondo conectada al sistema de bombeo al oleoducto.

Cuando las bajas relaciones gas- petróleo de los pozos a controlar, no justifique la conveniencia económico- operativa de captar el gas producido, y esa relación esté por debajo del valor reglamentado por la Resolución 415/79 de la Secretaría de Energía, la salida del gas del separador

de control, después del medidor, deberá estar conectada a una pluma de venteo, siguiendo las normas dadas en el capítulo 3 bajo el título 3.2.9 Manejo de gases de ensayo, igualmente deberá procederse cuando el gas está contaminado, tal como se detalla bajo el correspondiente título y siguiendo las prácticas descriptas en la citada resolución reglamentaria del venteo de gas.

Cuando las baterías deban tratar petróleos livianos con una alta tensión de vapor, o sea de alto grado de evaporación, los tanques de control y almacenaje deberán estar conectados por su boca de respiración a un sistema de captación de gases. Si los volúmenes de gasee justifican la conveniencia económico - operativa, situación que normalmente se produce en éste caso, se deberán procesar en una planta recuperadora de gasolina.

Solo en el caso de petróleos pesados o intermedios con baja cantidad de gas en solución, el sistema de captación de gases de respiración de los tanques será provisto de una válvula de presión y vacío y su descarga conectada a una pluma de venteo.

El sistema de los tanques de medición y colección de las baterías, deberá estar ubicado dentro de un recinto protegido con bordes de contención de por lo menos 0,80 m de altura.

El recinto así formado, deberá duplicar la capacidad de los tanques allí colocados y su piso y paredes interiores estarán debidamente impermeabilizadas. El recinto no será necesario en caso de que los tanques de la batería posean conductos de rebase a pileta de emergencia u otro sistema alternativo diseñado para garantizar el seguro alojamiento de los fluidos eventualmente

derramados, cumpliendo como mínimo con las mismas exigencias establecidas sobre el particular en la reglamentación de la Ley N° 13.660.

Las purgas de los separadores gas-agua-petróleo estarán conectadas con un sistema colector a pileta de agua.

Las bombas del sistema de bombeo de líquidos deberán estar dentro de un recinto con piso impermeabilizado que abarque todas las bases y su colector de derrames conectado al sistema de drenaje de la batería que le permita captar cualquier derrame que se produzca en su operación y/o sus reparaciones.

Dentro del recinto de tanques, se debe construir una pileta colectora con techo y conexiones a los canales de colección de derrames alrededor de los tanques. En ésta pileta entrarán también los conductos de descarga de seguridad de los separadores y de los calentadores. Las bocas de esas líneas de descarga, dentro de la pileta, deberán estar provistas de deflectores que eviten la formación de niebla de gas y petróleo. Esta pileta deberá estar próxima a uno de los esquineros que formen los bordes del recinto de tanques y que contenga mayor protección. Estará conectada al sistema de succión de bombas y se le proveerá de un sistema de apertura y bombeo automático que mantenga un nivel máximo, desplazando al oleoducto los líquidos que reciba.

En caso de estar próximas a poblaciones, rutas y/o caminos de alto tránsito, así como también en áreas donde exista abundante fauna silvestre, deben estar cercadas en todo su perímetro con alambrada de malla de dimensión adecuada para contenerla y evitar su entrada.

4.2.4 Plantas de tratamiento y servicios auxiliares.

La planificación de la ubicación de la baterías colectoras y de control de producción de los pozos, que se hizo en concordancia con la topografía, la vegetación existente, la presencia de fuentes naturales de agua dulce, las poblaciones, etc., definirá el emplazamiento de ésta planta, armonizando los aspectos económicos con el menor impacto ambiental.

Un buen diseño de éstas plantas debe adecuarse a las características de los fluidos producidos, de manera que la separación de los desechos, ya sean éstos sólidos, líquidos o gaseosos, permita su captación y confinamiento, teniendo en cuenta el medio ambiente donde fueran emplazadas.

De acuerdo con las características de los productos, las plantas de tratamiento tendrán:

- Separadores bi y /o trifásicos (gas-petróleo, o gas- petróleo- agua).
- Tratadores de emulsiones.
- Calentadores.
- Deshidratadores de gas. Purificadores de gas (H₂S, SO₂, CO₂).
- Purificadores de agua de purga.
- Tanques de proceso y/o almacenaje.
- Bombas de proceso.
- Bombas de despacho.
- Sistema de medición y control de calidad de petróleo y gas.
- Sistema de medición de gasolinas y/o LPG.
- Compresores de gas.

Junto a las plantas de tratamiento se deberán construir las instalaciones auxiliares requeridas, tanto en su operación como en la de la totalidad del yacimiento, manteniendo las distancias

mínimas exigidas por las reglas de seguridad, de manera que permitan concentrar las instalaciones sanitarias y la recolección de residuos. Estas instalaciones auxiliares comprenden las oficinas, laboratorios, depósitos de materiales y repuestos, así como, para los casos en que se requieran, las plantas generadoras de energía eléctrica y vapor.

- Cuando la producción a procesar venga acompañada de una elevada cantidad de sólidos, es indispensable que se contemple esa circunstancia, especialmente en el diseño de los separadores, calentadores, tratadores de emulsiones y piletas API. En todos éstos equipos, los cambios de velocidad de la vena de los fluidos al ingresar, la reducción de la viscosidad (como en los calentadores), originan la decantación de sólidos, por lo que su diseño deberá contemplar las características especiales de los fondos, así como un sistema de eyectores lavadores y salida de los barros, conectados al sistema de drenaje de la planta. Los sistemas de drenaje descargarán en la piletta API y estarán provistos de picos inyectoros de lavado en todos sus cambios de dirección.
- La piletta API tendrá en todos los casos el fondo tipo tolva acumuladora de barros y sistema de eyectores para evacuar los mismos a un cargadero de tanques para su transporte a los puntos de disposición.
- Si los volúmenes de éstos barros son elevados y contienen una cantidad apreciable de petróleo, antes de su disposición deberán ser procesados en una planta de lavado con solventes y el petróleo separado reciclado en el proceso; esto facilita la disposición de

los sólidos ya que quedan con menos cantidad de petróleo.

- Los fluidos producidos por los pozos y bombeados por las baterías colectoras, que contienen el gas separado de éstas provocando un flujo trifásico en los oleoductos colectores, deben llegar a la planta con una presión tal que permita superar las pérdidas de carga dentro de los separadores, calentadores, tratadores de emulsiones y lavadores de sales.
- Las plantas de tratamiento, salvo en el caso que estén combinadas con las de embarque y deben estar equipadas con tanques de petróleo en cantidad no mayor de dos y de capacidad necesaria para reprocesarlo, en caso que el tratamiento hubiere sufrido falencias en alcanzar la especificación de comercialización fijada.
- En yacimientos de petróleo pesado y una baja relación gas - petróleo que pueda ser inoperable la técnica recomendada de reinyectar a oleoductos el gas separado en batería y no consumido en ellas, se deberá operar con un circuito cerrado de gas a baja presión, conectando a las baterías y la planta de tratamiento, donde se volcará la totalidad del gas separado y donde se extraerán los consumos industriales requeridos. Si existieran excedentes no comerciales y la reglamentación oficial autoriza el venteo, éste se hará, por medio de antorchas también deben cumplir los requisitos locales, si están dentro de zonas pobladas. Esta práctica permitirá el venteo y quemado de los excedentes en un solo punto de la operación, que fuera seleccionado al ubicar la planta dentro de la zona más vigilada del yacimiento.

- En yacimientos de petróleo medios a livianos con RGP (relación gas-petróleo) del orden de los 300m³/m³ hasta los 1000 m³/m³, es recomendable que adicionalmente tengan equipamiento para procesar este gas, debiendo complementar los equipos existentes con plantas de secado y de recuperado del LPG (propano-butano) y las gasolinas. Estos hidrocarburos son muy volátiles y deben ser almacenados en tanques a presión (cilindricos, horizontales, esféricos), pues evaporan en forma de gases pesados, altamente contaminantes y explosivos. Los vapores deben ser confinados en un sistema de captación y reprocesados en la planta respectiva. También es recomendable en estos casos el equipamiento con elementos para captar los gases de venteo de los tanques de petróleo y de los tratadores de emulsiones.
- En yacimientos de petróleos muy livianos y/o gas y condensado, con RGP por arriba de los 1000 m³/m³, el fluido principal a procesar es el gas y las instalaciones requeridas serán para tratamiento, quedando el petróleo como producto secundario que generalmente se comercializa junto con la gasolina y requieren como principal proceso su estabilizado para reducir la tensión de vapor a la convenida en su comercialización. Normalmente estos yacimientos producen con presiones en boca de pozo elevadas que permiten líneas de producción de gran longitud, no requiriendo en este caso las baterías colectoras y la separación y medición se concentra en la planta de tratamiento.
- Las instalaciones de servicios auxiliares, la operación total,

almacenes de materiales, repuestos, combustibles y lubricantes, los talleres de mantenimiento de equipos especiales, laboratorios y oficinas, etc, deben ocupar el menor espacio posible, sus predios deben estar debidamente cercados y la totalidad de las instalaciones provistas de un sistema de pozos con sumidero para todos los desechos líquidos industriales. Los desechos humanos deben procesarse en cámaras sépticas, para evitar contaminación de las aguas subterráneas.

4.2.5. Agua de producción.

El agua de producción, comúnmente denominada agua de purga constituye en la etapa de producción y desarrollo el residuo contaminante de mayor incidencia . Además de contener altos tenores de sales disueltas, retiene parte de los hidrocarburos solubles durante el tratamiento y separación del petróleo, como así también puede estar acompañada por gases peligrosos como SO₂ o SH₂. Por lo tanto su confinamiento en reservorios que no contaminen el agua dulce, sea ésta superficial o subterránea, debe considerarse prioritaria.

Los antecedentes . obtenidos de los estudios mencionados en 3.1, 3.2.7, 4.1 y 4.2.2.deben ser usados para seleccionar el método de confinamiento del agua de producción, sea ésta por reinyección al estrato de proveniencia, inyección a estratos superiores lo por infiltración en superficie, usando piletas de percolación.

El operador deberá reinyectar el agua de producción al nivel de proveniencia siempre que no tenga otra alternativa de confinamiento.

El operador podrá inyectar el agua de producción en otros niveles estratigráficos, cuando verifique la existencia de agua subterránea dulce, ya sea en terrenos superficiales o por debajo de ellos, en zona de producción y vecindades. En este caso, los estratos elegidos para el confinamiento del agua de producción deben estar alejados de los primeros y contener agua que no sea dulce.

El operador podrá usar piletas de infiltración cuando verifique que no existe verifique que no existe agua dulce subterránea en las inmediaciones de las mismas y que tampoco existan fuentes de agua superficial en las cercanías.

La ubicación de las piletas de infiltración cuando verifique que no existe agua dulce subterránea en las inmediaciones de las mismas y que tampoco existan fuentes de agua superficial en las cercanías.

La ubicación de las piletas de infiltración deber ser seleccionada de tal forma que las mismas no queden expuestas a aluviones; por lo tanto deben estar alejadas de ríos secos y cuencas imbríferas locales.

El destino final del agua de producción usando piletas de infiltración, deber ser un grupo de estratos preferentemente secos naturalmente contaminados con sales, sean de origen marino o continental. Se deberá minitorear periódicamente el destino de las aguas así infiltradas.

El material extraído durante la construcción de las piletas debe ser compactado en los bordes laterales para evitar que la fracción arcilla caiga al fondo de las mismas reduciendo su eficiencia o revestir los bordes con láminas plásticas. Los taludes de las

piletas no deben superar los 45° y deberán ser cercadas con vallas de hilos de alambres para evitar el acercamiento del ganado.

En el lugar donde se hayan construido piletas de infiltración que fueron abandonadas por cualquier motivo, se debe promover la restitución de la vegetación propia de la zona, usando los laboreos agrícolas que el operador encuentre necesario llevar a cabo.

4.2.6 Oleoductos de interconexión.

Bajo este título se consideran los ductos que conectan las “Baterías Colectoras”, con la “Planta de Tratamiento”, o estas con las “Plantas de Almacenaje o Embarque”, o con los oleoductos troncales de comercialización o distribución a refinerías de una cuenca o zona productora.

- En los casos de los oleoductos que conectan baterías con la planta de tratamiento y que tienen la función de trasladar todos los fluidos y aún sólidos producidos por los pozos y medidos en las baterías, se debe tener muy en cuenta el tipo de esos fluidos y sólidos para calcular sus características constructivas y régimen de operación. Una buena planificación en éste sentido evitará tener que disponer de algún tipo de desecho en las baterías. Salvo en zonas completamente desérticas, en que los oleoductos podrán instalarse en la superficie, en la mayoría de los casos deben estar enterrados, buscando que su recorrido sea transitable en superficie para poder evitar pérdidas. Para la apertura de las zanjas, se deberá cuidar de preservar la secuencia normal de los horizontes del suelo de tal forma que lo extraído de la parte superior, sea utilizado para

cubrir la cañería y el material extraído de la parte inferior para la construcción de caminos laterales. Las posibilidades o riesgos de corrosión, tanto externa como interna, deben estar cubiertas para disminuir los riesgos de roturas mediante el revestimiento de la cañería y su protección catódica. Los regímenes de operación serán adecuados a los fluidos que transportan para evitar las precipitaciones de barros corrosivos y/o desprendimiento de gases disminuyendo el riesgo de roturas. Una periodicidad adecuada en el uso de elementos limpiadores (rascadores) es de vital importancia en la prevención de esos problemas. En los casos en que el volumen de desechos arrastrados sean importantes, los puntos en donde están ubicadas las trampas recuperadoras de los mismos deberán tener piletas para su recolección y posterior evacuación. Es siempre recomendable que éstas instalaciones cuenten con cercos de protección y bordes de contención para prevenir la posible dispersión de fluidos por fuentes vientos y/o lluvias.

- En el cruce de cursos de agua, ríos arroyos, los oleoductos deben estar enterados a buena profundidad por debajo de los lechos. Las cañerías estarán encamisadas y con las cabeceras debidamente protegidas. El mismo procedimiento debe usarse para el cruce de carreteras.
- En los cursos de descarga de aguas pluviales temporarias y/o cañadones o quebradas, los cruces pueden hacerse aéreos, debiendo estar el tramo de cruce debidamente reforzado y anclado con cabeceras de resistencia adecuadas a las condiciones más adversas previsibles.

4.2.7. Plantas de almacenaje y embarque

Bajo éste título se está incluyendo todos los tipos de plantas destinadas a hacer llegar al sector industrial (refinerías) o al sector comercial (exportaciones), la producción de los hidrocarburos líquidos que han alcanzado las especificaciones requeridas. Estas plantas tienen el equipamiento necesario para almacenar, medir, efectuar el control de calidad y despacho por bombeo a propanoductos, oleoductos, boyas de embarque a buques tanques y cargadores de tanque ferroviarios y camiones, debiendo cumplimentar lo establecido en la reglamentación de la Ley 13.660.

Las siguientes prácticas contribuyen a prevenir la contaminación del medio ambiente en que operan:

- En los casos en que la venta o despacho se produce por bombeo a oleoductos troncales, los elementos que constituyen estas plantas, como los tanques de almacenaje, estación de bombeo, elementos de control de calidad y de medición se adicionen y complementen con la "Planta de Tratamiento de Petróleo y Servicios Auxiliares", de manera de reducir las tierras ocupadas y de hecho disminuir las posibilidades de contaminación del medio ambiente. Al unificarse, son aprovechables todas las normas de protección dadas para éstas últimas, como recintos de tanque, captación de gases, recolección de residuos, etc.
- En las plantas de almacenaje de propano, butano o sus mezclas (LPG) donde se utilizan tanques a presión, los mismos deberán estar provistos de sistemas cerrados de captación de los gases de evaporación y de sistemas de inertización para los casos de

emergencia, ya sea con reservas de nitrógeno líquido o con equipos generadores de gas inerte (8% de dióxido de carbono y 92 %de nitrógeno)

- Las plantas de embarque en buques tanque deben tener, además de las instalaciones normales de almacenaje, bombeo, medición, control de calidad y las especiales de : oleoductos subacuático, boyas y mangas de carga, un sistema de recuperación y purificación para el agua y de alije de las cisternas de los barcos. En los casos de embarque de petróleos livianos, gasolinas o propano butano, es recomendable que están provistas de sistemas de gas inerte.
- El equipamiento especial que requieren las plantas de despacho por tanques de ferrocarril son las mangas de embarque, correspondiendo una para cada tanque. Para estos casos se deberá:
 - Las mangas deben estar equipadas con válvulas de cierre rápido en su extremo, además de la correspondiente a la línea de alimentación.
 - Además de la colectora general de alimentación a las mangas, deben estar equipadas de una colectora de descarga de posibles pérdidas de las válvulas de las mangas las que al dejar de operar quedarán conectadas a ésta colectora.

4.2.8. Planta para recuperación secundaria y asistida

Se considera en éste capítulo, todas las plantas que se requieran en la aplicación de técnicas para mejorar el porcentaje de recuperación final de los yacimientos de hidrocarburos líquidos.

Las operaciones más comunes a desarrollar con ese fin son:

- Mantenimiento de presión por inyección de agua.
- Barrido por inyección de agua (water flooding)
- Inyección de:
 - Aguas combinadas con inyección frontal de gas.
 - polímeros
 - dióxido de carbono
 - vapor
 - vapor desplazado con agua
 - agua de químicos reductores de tensión superficial
 - microemulsiones desplazadas con agua,etc.

En los casos en que se utilice el agua de producción, que requiere tratamientos especiales de purificación, con plantas desoxigenadoras y de retención de sólidos, hidrocarburos,etc, dan origen en casi todos los casos a desechos contaminantes.

Para facilitar la disposición de esos desechos contribuyendo a la protección del medio ambiente se deberá seguir con las siguientes prácticas:

- La concentración de todos los fluidos en la planta de tratamiento de petróleo ayuda también a disponer del agua y del gas en un solo punto, lo que permitirá obtener una alta eficiencia de recuperación, reciclado y disposición de los desechos en las mismas instalaciones.
- Los hidrocarburos líquidos o semisólidos de los equipos flotadores y desnatadores, pueden ser reprocesados con la producción entrante.
- Las plantas de bombeo, almacenaje del agua purificada ,etc, deberán ser

ubicadas en conjunto o adosadas a las existentes.

- Las nuevas instalaciones auxiliares (oficinas, almacenes, laboratorios) deberán ser lo posible, en coincidencia con la ya existente y en caso de ser ampliadas anexarlas a las mismas, ocupando el menor espacio posible (pero siempre a la distancia adecuada de los almacenamientos).
- El mismo beneficio se produce al poder aprovechar las picadas y puntos de distribución y regulación de canales, para tender las líneas troncales de inyección y de los pozos, los que coincidirán con las de los oleoductos, baterías y líneas de los pozos de producción.

4.2.9 Campamentos

Se considera como tales a los conjuntos de viviendas y servicios auxiliares requeridos para el alojamiento del personal que tendrá a cargo los trabajos de desarrollo y operación del yacimiento.

No obstante que hoy en día se abandonó la práctica de construir un campamento en el lugar del yacimiento, podrían existir áreas muy alejadas que lo justifique, en cuyo caso son válidas las normas dadas en el punto 3.2.5 del Capítulo 3.

4.3.1 Modalidades operativas

Las siguientes normas cubren los puntos más importantes de las mismas.

4.3.1.1. Para los pozos en producción

- Efectuar un adecuado mantenimiento del lee prensa, ajuste periódico y recambio de empaquetaduras. Si los problemas son reiterados se deben aplicar soluciones especiales para el caso.

- Exigir condiciones de trabajo y equipamiento adecuados durante operaciones de "work over", "pulling", etc, para evitar derrames de petróleo. También se debe asegurar un correcto armado del puente de producción después de cada operación en el pozo, el retiro de todos los materiales de desecho hasta dejarla en buenas condiciones.
- Mantener limpias y pintadas las instalaciones de boca de pozo, lo que permitirá una detección precoz de pérdidas.
- Asegurar que la salida lateral del cabezal de producción conectado con el espacio anular, está siempre abierta y vinculada a través del puente de producción a la línea del pozo a batería.

4.3.12. Para las líneas de conducción

Las líneas de conducción son tuberías sometidas frecuentemente a presiones elevadas especialmente cuando se produce petróleo viscoso, cuando se desplaza petróleo caliente en trabajos de desparafinación o cuando están obstruidas por incrustaciones.

Por lo tanto se debe proceder a desplazamientos periódicos preventivos de la cañería para evitar su taponamiento.

- Cuando se realiza una operación de desparafinación, el material desplazado, que no se disuelve totalmente con el líquido bombeado, debe ser recuperado en una pileta.
- La parafina sólida recuperada podrá ser almacenada para su aprovechamiento en tambores o recipientes cerrados.

- Las líneas de conducción deben ser convenientemente protegidas contra la corrosión para evitar roturas que provocarán derrames de petróleo y agua. Para el caso de hidrocarburos contaminados con fluidos corrosivos, la protección debe ser tanto interna como externa.
- Cuando se produzcan derrames de petróleo de poco volumen, se debe: a) Mezclar los derrames con suelos agrícolas para provocar su biodegradación ; b) Directamente laboreo agrícola con agregado de Nitratos ; c) Mezclarlos con gravilla para el asfaltado de caminos internos del yacimiento. Para todos éstos procedimientos se deberá levantar el petróleo residual y concentrarlo en un solo lugar para proceder a cualesquiera de los métodos mencionados.

4.3.1.3. Para las baterías colectoras.

Las colectoras son el nexo de unión entre los pozos y las baterías, cualquier falla en su diseño y construcción es origen de frecuentes pérdidas.

Se debe seguir un diseño adecuado a las condiciones de operación y el mantenimiento permanente de sus válvulas.

Las estaciones de rebombeo, si las hubiera deberán observar las mismas normas que las baterías.

- Durante la limpieza de separadores y calentadores se extrae arena, barro e incrustaciones depositadas en los mismos. Dichos sedimentos deberán ser convenientemente eliminados.
- El petróleo y el agua producidos por los pozos se almacenan en tanques; al reposar precipitan sustancias sólidas

(arena, arcilla, parafina e incrustaciones), por lo tanto se debe hacer limpieza en forma periódica para evitar el taponamiento de las cañerías y/u oleoductos.

- No se deberá conectar directamente a tanque un pozo con elevada relación gas-petróleo, debiendo hacerlo siempre a través de un separador. Ello evitará las peligrosas emanaciones de gas y el rociado de petróleo por las bocas del tanque. El petróleo muy viscoso y con baja relación gas-petróleo debe pasarse por calentador antes del separador para evitar que éste se colmate.
- Las piletas de emergencia de las baterías que recogen los fluidos liberados por los sistemas de seguridad de separadores, bombas y tanques en operación, bajo ningún concepto deben usarse para almacenar fluidos, debiendo evacuarse los que se acumularan durante la emergencia en forma inmediata. Esta práctica es muy importante sobre todo cuando no se dispone de un sistema automático de bombeo.

4.3.1.4. Para los oleoductos de interconexión de batería a planta de tratamiento.

Estas tuberías que permiten transportar agua, petróleo y gas desde las baterías hasta las plantas de tratamiento, movilizan en general grandes caudales. Por esta razón tanto la operación como el mantenimiento, deberán ser cuidadosamente ajustados a las condiciones operativas calculadas.

En primer lugar, se deben tomar todas las medidas que eviten su deterioro por corrosión con el mantenimiento de los revestimientos y protección catódica y

con el uso de inhibidores de corrosión, si se bombean fluidos corrosivos.

En los casos que se produzca un derrame, el mismo deberá ser circunscripto de inmediato al área de falla del oleoducto y proceder a su limpieza por los procedimientos indicados en 4.3.2.1.

4.3.1.5. Para las plantas de tratamiento de petróleo y servicios auxiliares

Las plantas de tratamiento reciben la totalidad de los fluidos producidos en la operación y tienen la función de separarlos y ajustar el contenido de agua y sales del petróleo, a la condición de comercialización. Durante este proceso, los fluidos producidos pasan a través de separadores de agua libre, tratadores, desaladores, tanques de almacenaje y piletas de tierra. En todos ellos se decantan partículas sólidas, emulsiones de petróleo y agua, restos de parafina y petróleo viscoso. La remoción de dichas sustancias, en algunos casos por drenaje y en otros por limpieza mecánica del fondo, debe realizarse procurando almacenarlas en piletas portátiles de emergencia, para luego proceder a su confinación en sumideros.

4.3.1.6 Manejo de sedimentos de fondos de tanques, emulsiones y petróleo pesado

Los sedimentos de fondos de tanques son mezclas de hidrocarburos pesados, sólidos, arena, parafina y emulsiones que se precipitan en los recipientes de recepción, de tratamiento y almacenaje de petróleo y agua tales como separadores de gas, de agua libre, tratadores, tanques y piletas.

La primera consideración en el manejo de fondos de tanques, debería ser maximizar la recuperación de hidrocarburos. Se

deberá investigar la adición de calor para disolver los hidrocarburos pesados e incorporarlos al petróleo de entrada a planta para su proceso.

Para aquellos hidrocarburos pesados que no pueden ser reciclados en el lugar, queda la alternativa de eliminarlos utilizándose para la consolidación de caminos, esparcirlos en el campo bajo ciertas condiciones o comercializarlo como petróleo pesado.

Las emulsiones que no pueden ser separadas por reproceso en el sistema de tratamiento pueden ser reinyectadas cuando las características de reservorio lo permitan.

4.4.1 Captación de agua para recuperación primaria

En las operaciones de explotaciones de petróleo, la industria requiere grandes volúmenes de agua para las tareas de recuperación secundaria, que consisten en inyectar agua a las formaciones productivas para mantener la presión del yacimiento y lograr un empuje de agua artificial que arrastre la mayor cantidad de petróleo hacia los pozos productores.

El operador deberá usar preferentemente la misma agua de producción y una vez tratada, reinyectarla al estrato de proveniencia, siempre que el yacimiento no tenga un empuje natural de agua de formación.

Sin embargo, y en función de la comercialidad de la explotación petrolífera, el operador podrá usar agua dulce subterránea donde se perforen los pozos de agua. Ello significa que el operador deberá elegir las zonas de descarga del agua subterránea para lograr el agua de peor calidad que favorecerá a

la cuenca hídrica y que no afectará a los planes de recuperación secundaria.

El agua superficial de ríos, lagunas o lagos no debe ser inyectada a las formaciones geológicas productivas de petróleo, en las prácticas de recuperación secundaria, por tratarse de un recurso de vital importancia.

Sin embargo, el agua de éstas fuentes fueron utilizadas y aún se utilizan en algunos yacimientos por lo que reemplazarlas por otro tipo de agua en forma inmediata podría provocar daños en las formaciones productivas. Por lo tanto, el operador deberá paulatinamente cambiar el agua dulce de ríos, lagos o lagunas que se está utilizando para recuperación secundaria por aguas de otras fuentes. La fecha de iniciación de tareas para comenzar este reemplazo será a partir del primer año de promulgadas éstas regulaciones.

NORMA RES. S.E N° 252/ 93

FECHA DE PUBLICACION: 10- 09 -93

**TEMA: “APRUEBA GUÍA Y RECOMENDACIONES PARA
EJECUCIÓN DE ESTUDIOS AMBIENTALES DE LA RES. S.E
105/92”**

HIDROCARBUROS

Resolución 252/93

Apruébase las guías y recomendaciones para la ejecución de los Estudios Ambientales y Monitoreo de Obras y Tareas exigidos por la Resolución N° 105/92.

Bs. As. 31/08/93

Visto el Expediente N° 752.200/92 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, Y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución del S.E N° 105/92 establece la obligatoriedad de la realización y la presentación de estudios ambientales, tanto previos a la perforación de un pozo de exploración como el desarrollo de un yacimiento.

Que la Resolución S.E. 27/93 crea el Registro de Consultores en Control y Evaluación Ambiental.

Que es recomendable que, tanto las compañías petroleras que realicen sus propios estudios como las que contraten su realización con profesionales y consultores, estructuren dichos estudio de una manera homogénea y coherente, para facilitar su evaluación y control.

Que al mismo tiempo es necesario establecer los alcances que los referidos estudios deben tener.

Que el artículo 97 de la Ley N° 17.319 otorga facultades para el dictado de la presente .

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA
RESUELVE:

Artículo 1° - Apruébanse las guías y recomendaciones para ejecución de los Estudios Ambientales y Monitoreo y Tareas exigidos por la Resolución S.E N° 105/92, descriptas en el Anexo 1 que forma parte de la presente Resolución.

Artículo 2° - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Carlos M. Bastos

ANEXO 1

ESTRUCTURA DEL ESTUDIO AMBIENTAL PARA AREAS TERRESTRES

A continuación se describen las guías recomendables que servirán de orientación para la preparación de los estudios ambientales exigidos por la Resolución N° 105/92.

El desarrollo del Estudio Ambiental se ha dividido en cuatro fases consecutivas y progresivas, correspondiendo con las etapas de ejecución de las obras de la siguiente manera:

- Etapa de Exploración : Cumplir fases 1 y 2

- Etapa de Desarrollo y Explotación : Ampliar fases 1 y 2 y Cumplir las Fases 3 y 4.

1. OBJETIVOS DEL ESTUDIO AMBIENTAL EN GENERAL, Y POR FASE.

1.1 En General; comparar la calidad deseada de un recurso dado con la calidad que resultaría de sumarle, a un estado contaminante de base, los impactos potencialmente contaminantes que sean

consecuencia de las actividades que se proyectan.

Para lograr que el Estudio Ambiental sea una herramienta dinámica de gestión ambiental, corresponde establecer medidas de mitigación y un plan de seguimiento y control.

1.2. Fase 1 : Evaluar las condiciones de base de los recursos existentes en el área a afectar, tanto naturales como de valor socio - económico sean éstas condiciones las naturales o modificada por operaciones previas, para determinar su calidad.

1.3. Fase 2 : Identificar y cuantificar los impactos ambientales producidos durante el desarrollo del yacimiento y los que se producirán cuando a posteriori se realicen nuevas etapas de la explotación.

1.4. Fase 3 : Proponer los aspectos a cubrir en la planificación de la operación o las acciones a implementar para eliminar o atenuar los impactos ambientales identificados.

1.5. Fase 4 : Control de gestión ambiental.

2. DESCRIPCION DE LOS ASPECTOS A TRATAR

Los aspectos a evaluar y las tareas generales a desarrollar son las que resultan del Anexo 1 de la Resolución S.E N° 105/92 y de las descripciones que a continuación se detallan.

La información necesaria quedará circunscripta a la zona que puede verse afectada por las tareas concretas a realizar, tanto de exploración como de explotación.

2.1. Geología de Superficie: Presentar un mapa de geología de superficie a escala adecuada.

2.2. Geomorfología del Area : Presentar un mapa geomorfológico, a partir de imágenes satelitarias o fotográficas aéreas convencionales, para estudiar los aspectos fisiográficos observables, destacando los drenajes y los escurrimientos superficiales.

2.3. Topografía: Realizar un relevamiento topográfico expeditivo (en áreas de exploración, en la zona de influencia de la locación elegida; en áreas de explotación, en la zona de desarrollo).

No es necesario que la escala sea muy detallada y para su preparación podrán usarse puntos ya acotados, usado en los estudios sísmicos, cotas de pozos o de cualquier otra actividad previa u otra información igualmente aplicable, citando las fuentes.

2.4. Hidrogeología: Presentar una evaluación de los recursos hídricos subterráneos del área afectada.

El aspecto 2.1 Geología de Superficie dará el sustento necesario para caracterizar los posibles acuíferos. Se debe recopilar todo dato existente relacionado tanto con su ubicación como con su calidad.

En el caso de perforarse pozos para agua dulce, éstos deben perfilarse hasta la superficie, correlacionando los datos obtenidos con los logrados por los pozos de exploración, y de avanzada que se hubieran perforado en el área.

Si la información existente lo permitiera, se deberá intentar establecer las curvas equipolentes para definir la dirección de escurrimiento del agua, la zona de recarga y la de descarga de la cuenca

hídrica, así como sus características hidroquímicas.

En el caso de existencia de agua subterránea con una salinidad total menor a 1.500 mg/litro, se proveerán todos los estudio y análisis posibles y necesarios para garantizar la preservación de los recursos acuíferos, incluyendo el diagnóstico de situación previo a la intervención operativa, así como el monitoreo durante y posterior a las operaciones ejecutadas. El estudio indicará:

- a) Conveniencia de revestir las piletas de lodo.
- b) Cómo programar y diseñar el uso de piletas de infiltración para disponer del agua de producción, si bien éste método no sería el más recomendable.
- c) Caudales a infiltrar, el tipo y la calidad del agua a usar en relación con el recurso hídrico.

En el caso de optarse por el método de inyección de agua, el estudio deberá indicar los caudales a inyectar, el tipo y la calidad del agua a usar en relación con la cuenca hídrica, según lo indicado por la resolución N° 105/92.

2.5. Suelos: Presentar un mapa de suelos, basándose en la información existente, completada con observaciones de campo.

2.6. Meteorología: El estudio incluirá mapas regionales o locales, según la información de la que se disponga, indicando:

2.6.1. Precipitaciones.

2.6.2. Temperaturas máximas, mínimas y promedios.

2.6.3. Heliofania.

2.6.4. Heladas.

2.6.5. Tormentas.

2.6.6. Regímenes de vientos, direcciones, intensidades y frecuencias.

2.7. Sismicidad: Presentar mapas o datos regionales o locales de sismicidad, según la información disponible.

2.8. Flora y Fauna: Presentar un inventario de flora y fauna, el cual podrá incluir un mapa que lo sintetice. Las reservas ecológicas declarada por la autoridad competente, o por las leyes nacionales o provinciales, serán claramente identificadas.

2.9. Otros Aspectos: De una manera coherente con las tareas descriptas en el Anexo 1 de la Resolución S.E. N° 105/92, los siguientes aspectos serán estudiados con iguales fines:

- Medio costero y marino, afectados por las instalaciones costeras y por las operaciones de transporte, carga, descarga y suministros.

- Calidad del aire ambiente, detallando fuentes de emisión existentes.

- Aspectos socioeconómico. Población, salud, ocupación.

- Areas urbanas, de uso agrícola y de radicación industrial.

- Ecosistema y paisaje. Parques nacionales o provinciales. Poblaciones indígenas. Monumentos.

2.10. Contingencias: En función del estudio ambiental, presentar un informe de contingencias que identifique y, de ser posible, evalúe la magnitud de las emergencias ambientales probables, tales

como derrames de crudo, de piletas, emisiones de ácido sulfhídrico u otras que pudieran afectar la vida o salud humana o recursos de especial sensibilidad, evaluando los daños potenciales y detallando las medidas preventivas, la organización de respuesta prevista y los medio de control a proveer.

Para éste rubro específico, no será exigible la participación de las compañías consultoras inscriptas en el Registro establecido por la Resolución S.E Nº 27/93. Los planes de contingencia podrán ser preparados por las compañías operadoras de las áreas de explotación o exploración.

3. GUIAS VARIAS

Las siguientes guías facilitarán el desarrollo del estudio:

3.1. Maximizar el uso de la información válida existente, tanto de fuentes privadas como de los gobiernos provincial y nacional o de organismos internacionales.

3.2 Cuando existan límites permisibles de calidad de un recurso o de emisiones y existieran diferencias entre lo legislado a nivel nacional y a nivel provincial, adoptar los valores más exigentes.

3.3. Maximizar el uso de matrices que correlacionen el tipo de contaminación y el nivel de impacto ambiental, por

ejemplo distinguiendo a las de efecto local de aquellas cuyos efectos trascienden límites geográficos especialmente si el impacto es controlable/reversible.

3.4. En algunas ocasiones, es difícil o muy costoso cuantificar el nivel del impacto ambiental. En estos casos, es recomendable normalizar la siguiente simbología para identificar el grado de afectación de cada variable en el medio ambiente:

(+) Nivel de impacto positivo (caso típico ocupación de mano de obra)

(0) Nivel de impacto NULO.

(1) Nivel de impacto LEVE negativo.

(2) Nivel de impacto MEDIO negativo.

(3) Nivel de impacto ALTO negativo.

3.5. Fuentes de información, bibliografía y documentación: Al final del Estudio se agregarán índices de las fuentes de información así como de la bibliografía que hayan sido usadas como base. Además, las visitas de campo se documentarán con fotografías que faciliten la comprensión de lo que se haya expuesto.

NORMA: RES. S.E 340/93

FECHA DE PUBLICACION: 4 – 11-93

TEMA : “PRORROGA PLAZO ESTABLECIDO POR RES. S.E. 105/92.
ORDENA PRESENTAR ESTADOS DE SITUACIÓN DE AVANCE DE
ESTUDIOS AMBIENTALES, PLANES DE CONTINGENCIA Y TAREAS
DE RESTAURACIÓN DE PILETAS”.

Secretaría de Energía

HIDROCARBUROS

Resolución 340/93

Prorrógase el plazo establecido por Resolución S.E N° 105/92 para la presentación de los Estudios Ambientales de las áreas de explotación por parte de las empresas y/o consorcios concesionarios de dichas áreas.

Bs As. 1/11/93

Visto el Expediente N° 752.200/92 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, Y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución S.E N° 105/92 las empresas operadoras de áreas de explotación deben realizar los Estudios Ambientales de base en las mencionadas áreas, siendo el vencimiento del plazo de presentación de dichos estudios el 18 de Noviembre del corriente año.

Que la elaboración de los estudios de referencia requiere el análisis de muestras cuya obtención depende de las condiciones climáticas reinantes en cada estación.

Que el tratamiento sistemático y estructurado del factor ambiental, en las operaciones petroleras, es novedoso, por lo tanto las definiciones surgen de intensas colaboraciones entre los distintos estamentos involucrados.

Que el lapso desde la vigencia de la Resolución S.E N° 105/92, se han incorporado nuevos conceptos para la estructuración de los Estudios Ambientales, dando lugar al dictado de la Resolución S.E N° 252/93 la cual establece la necesidad de la realización de planes de contingencia.

Que por todo lo antedicho es conveniente prorrogar el plazo establecido por la Resolución S.E N° 105/92 a fin de facilitar la preparación de los Estudios Ambientales y los Planes de Contingencia, con mayor efectividad en cuanto a resultados y recomendaciones, que la que se lograría al no disponer del tiempo suficiente.

Que el Artículo 97 de la Ley N° 17.319 otorga facultades para el dictado de la presente .

Por ello.

EL SECRETARIO DE ENERGIA RESUELVE:

Artículo 1° - Prorrógase hasta el 31 de marzo de 1.994 el plazo establecido por Resolución S.E N° 105/92 para la presentación de los Estudios Ambientales de las áreas de explotación por parte de las empresas y/o consorcios concesionarios de dichas áreas. Consecuentemente el Monitoreo de Obras y Tareas dispuesto por la Resolución mencionada, será presentado anualmente a partir del 31 de marzo de 1.995.

Artículo 2º - Sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 1º, las empresas y/o consorcios concesionarios de áreas de explotación deberán presentar a la SECRETARIA DE ENERGIA un estado de situación para cada área operada, respecto al avance de los mencionados Estudios Ambientales. Planes de Contingencia y de las tareas de restauración de suelos y piletas, antes del 18 de noviembre de 1.993. El informe deberá contener los datos que se detallan en el Anexo 1 adjunto, que forma parte de la presente.

Artículo 3º - Comuníquese , publíquese , dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Carlos M. Bastos

ANEXO 1

ESTADO DE SITUACION DE LOS ESTUDIOS AMBIENTALES

1. ESTADO DE DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS AMBIENTALES

FASE	DESCRIPCION	DESARROLLO - 96
1	Condiciones de base	
2	Evaluación de los impactos	
3	Definición de las medidas de mitigación	
4	Definición del Plan de Monitoreo	

OBSERVACIONES:

2. ESTADO DE DESARROLLO DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA

ETAPA - 96	DESCRIPCION	DESARROLLO
1	Consideraciones y objetivos	
2	Contenidos de los Planes	

OBSERVACIONES:

3. ESTADO DE RECUPERACION DE PILETAS

NIVEL DE RIESGO	CANTIDAD	RESTAURADAS - 96
Acción inmediata		
Riesgo Alto		
Riesgo Medio		
Riesgo Bajo o Nulo		
Total		

OBSERVACIONES:

NORMA: RES. S.E 341/93

FECHA DE PUBLICACION: 4 -11 -93

TEMA : “APRUEBA “CRONOGRAMA Y NORMAS PARA EL REACONDICIONAMIENTO DE PILETAS Y DE RESTAURACIÓN DE SUELOS”

Secretaría de Energía

HIDROCARBUROS

Resolución 341/93

Apruébase el “Cronograma y Normas para el reacondicionamiento de Piletas y de Restauración de Suelos”.

BS. AS. 01/11/93

VISTO el Expediente N° 752.200/92 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, Y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución S.E N° 252/93 aprueba la estructura de los Estudios Ambientales, los que priorizan los aspectos referentes a la hidrología y flora y fauna.

Que la ocurrencia de incidentes contaminantes que afectaron a las aves migratorias, de amplia difusión pública, cuyas causas fueron las piletas con petróleo en superficie, obligó a tomar medidas correctivas urgentes, anticipando las que hubieran resultado de los estudios ambientales a presentar según lo dispuesto por Resolución S.E N° 105/92.

Que dichas medidas correctivas, en vías de implementación, deben ser incorporadas dentro del marco regulatorio de la mencionada Resolución, con un tratamiento específico propio, extensivo y aplicable a todas las áreas del País.

Que el Artículo 97 de la Ley N° 17.319 otorga facultades para el dictado de la presente.

Por ello.

EL SECRETARIO DE ENERGIA RESUELVE:

Artículo 1° - Apruébase el “Cronograma y Normas para Reacondicionamiento de Piletas y de Restauración de Suelos” descriptos en el Anexo 1, que forma parte de la presente.

Artículo 2° - Comuníquese , publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Carlos M. Bastos.

ANEXO I

CRONOGRAMA Y NORMAS PARA EL REACONDICIONAMIENTO DE PILETAS Y DE RESTAURACION DE SUELOS.

Las presentes normas establecen criterios de prioridad y plazos para proceder al reacondicionamiento de piletas y a la restauración de suelos contaminados con petróleo como resultado de exploración y explotación de hidrocarburos.

Se distinguen cuatro tipos de piletas:

1. Las que han sido usadas durante la perforación para disposición de la inyección. Tienen restos de barros en sus fondos y debido a una anterior práctica en las posteriores intervenciones, contienen petróleo en la superficie, incluyendo residuos que también se disponían en éstas piletas.

2. De emergencia, las preparadas para contener derrames accidentales.

3. Usadas para el tratamiento primario por gravedad de agua de producción, luego de la separación del crudo en baterías o plantas.

Este tipo de piletas incluyen las llamadas de infiltración, cuando sea éste el método aceptado en uso para la disposición del agua de producción.

4. Piletas que alguna vez fueron usadas para el almacenaje temporario de crudo. Este tipo de uso está prohibido por el Artículo 346 del Decreto 10.877, reglamentario de la Ley 13.660, de Seguridad en las Instalaciones de Elaboración, Transformación y Almacenamiento de Combustibles Sólidos, Minerales, Líquidos y Gaseosos.

Las presentes normas se refieren a la recuperación y saneamiento de los cuatro tipos de piletas nombrados, aplicando el criterio de minimizar la exposición al riesgo de los siguientes recursos:

- Aves migratorias
- Aves con habitats fijos
- Animales agrestes
- Animales de cría
- Suelos
- Acuíferos de superficie y subterráneos
- Otros recursos cercanos

La exposición al riesgo será usada como patrón de calificación en cuatro niveles, cuyo objeto es permitir establecer prioridades para maximizar la eficiencia en el uso de los recursos materiales y humanos disponibles.

- ACCION INMEDIATA
- ALTO RIESGO
- RIESGO MEDIO

- RIESGO MÍNIMO O NULO

Los plazos que se establecen son válidos ya sea para adecuar las piletas de uso habitual a las condiciones que se detallan más adelante, así como para eliminar las piletas en desuso o con usos prohibidos.

Antes del 31. 03. 94. las piletas calificadas como de ACCION INMEDIATA, que son aquellas que han sido causa de mortandad de aves o de alto impacto a los recursos naturales.

Antes del 31.08.94 las piletas calificadas como de ALTO RIESGO.

Antes del 31.03.95 las piletas calificadas como de RIESGO MEDIO.

Antes del 31.12.95 las piletas calificadas como de RIESGO MINIMO O NULO.

La calificación , según los niveles de riesgo será hecha por los operadores de cada área, considerando factores tales como la ocurrencia de daños en el corriente año o anteriores, rutas de migración de aves en Setiembre/Octubre y en Marzo/Abril, habitats de especies locales, contaminación de acuíferos y otros factores a definir por el operador, en cada caso.

La calificación, identificación y el número de piletas afectadas serán detalladas en la presentación de los Estudios Ambientales exigidos por la Resolución S.E Nº 105/92. Aquellos estudios ya presentados, deberán ser completados de acuerdo a lo expuesto.

Cuando las compañías operadoras no logren cumplir con los plazos establecidos en la presente, por causas debidamente justificadas deberán solicitar una extensión de dichos plazos en la Dirección Nacional de Recursos de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Al vencimiento de cada plazo o al completar los trabajos, lo que ocurra primero, las Compañías Operadoras deberán actualizar el estado de cumplimiento del programa previsto por la presente, a fin de poder verificarlos.

Las piletas que permanezcan, por ser de uso habitual y necesario, cumplirán las siguientes condiciones:

PRIMERA: Piletas de emergencia, para contener derrames. Deben estar libres de hidrocarburos y totalmente limpias y vacías. Pueden tener sólo un fondo de agua limpia. Deben estar cercadas con alambrados en buenas condiciones y se instalarán letreros de advertencia, de acuerdo a las normas de la compañía operadora. Su ubicación y su volumen estarán descriptos en el plan de contingencia.

SEGUNDA: Piletas de tratamiento de agua de producción. Estas piletas deben recibir agua pretratada en separadores tipo API, los que deben operar limpios con extracción permanente de hidrocarburos de superficie y extracción de barros de fondos y foso, con la debida frecuencia. Su diseño debe permitir descargar, por medio de conductos cerrados con 50 ppm de hidrocarburos como máximo, a las piletas de tratamiento final. Las piletas deberán tener una capacidad que asegure una residencia de 24 horas como mínimo antes

de su vuelco al cuerpo receptor. Sus costados y fondos estarán impermeabilizados con láminas plásticas (polietileno u otros) de 4 mm de espesor mínimo. Tendrán skimmers de extracción continua, viento abajo de los vientos predominantes, con descarga a tanques adosados con tapa que deben vaciarse regularmente. Se debe lograr minimizar la superficie contaminada, para hacer mínimo el riesgo de afectar a aves o animales. Estas piletas también estarán dotadas de cercos y de letreros de advertencia.

Se aclara que éste tipo de tratamiento primario es aceptable mientras se proyectan y ejecutan las obras necesarias para lograr alguna de las formas de disposición final aprobadas por la Resolución N° 105/92.-

TERCERA: Las piletas de infiltración no estarán revestidas de plásticos y su superficie estará libre de hidrocarburos.

CUARTA Condiciones varias.

1. En los casos en que las compañías operadoras prevean que no podrán cumplir con los plazos establecido podrán hacer uso de coberturas u otros medios de protección aceptables para las piletas riesgosas, sólo con carácter transitorio, es decir dichas piletas deben luego ser recuperadas y saneadas como corresponde.

2. Cuando los superficiarios deseen hacer uso permanente de alguna piletta existente, la misma les será entregada totalmente limpia y la transferencia de la responsabilidad del operador al superficiario será establecido por escritura pública.

3. Los suelos que hayan sido afectados por operaciones incorrectas, serán restaurado siguiendo las normas descriptas para las piletas, siempre con el criterio de minimizar riesgos.

En los casos de los suelos contaminados que no presenten riesgos de afectar los recursos naturales ya definido , en el plazo para su restauración se amplía hasta el 31.12.96

4. La disposición de residuos y desechos será hecha siguiendo las prácticas aceptadas en la industria del petróleo.

5. Las instalaciones para el tratamiento del agua de producción, dispondrán de cámaras de muestreo tales que permitan juzgar tanto la correcta operación del sistema como la calidad del efluente. Las cámaras estarán ubicadas a la salida de los separadores de baterías a la salida de los separadores API y antes de su vuelco final.

6. Para el control del tratamiento del agua de producción, los muestreos y análisis del contenido del hidrocarburos totales en mg/litro, serán hechos tres veces por semana como mínimo, registrando los resultados en cuadernos o libros foliados. Estos registros estarán al día en las oficinas de cada yacimiento, a disposición de la autoridad competente.

NORMA: RES. S.E 342/93

FECHA DE PUBLICACIÓN: 10 - 9 - 93

TEMA : “APRUEBA LA ESTRUCTURA DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA. ESTABLECE LA OBLIGACIÓN DE INFORMAR OCURRENCIA DE INCIDENTES QUE AFECTEN O PUEDAN AFECTAR RECURSOS NATURALES Y/O DE VALOR SOCIOECONÓMICO”.

NORMA: RES. S.E 342/93

FECHA DE PUBLICACIÓN: 10 - 9 - 93

TEMA : “APRUEBA LA ESTRUCTURA DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA. ESTABLECE LA OBLIGACIÓN DE INFORMAR OCURRENCIA DE INCIDENTES QUE AFECTEN O PUEDAN AFECTAR RECURSOS NATURALES Y/O DE VALOR SOCIOECONÓMICO”.

Secretaría de Energía

HIDROCARBUROS

Resolución 342/93

Apruébase la “Estructura de los Planes de Contingencia”

Bs. As. 1/11/93

VISTO el Expediente N° 752.000/92 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución S.E N° 252/93 las empresas operadoras de áreas de exploración y explotación, en función de los Estudios Ambientales, deben presentar Planes de Contingencia que evalúen los daños potenciales, detallen las medidas preventivas y la organización de respuesta prevista, así como los medios de control a proveer.

Que, como parte de los Estudios Ambientales, es necesario lograr que dichos Planes sean herramientas de control de gestión ambiental, para lo cual es conveniente definir la estructura que dichos planes deben tener.

Que la estructura mencionada proveerá además base suficiente para promover acuerdos interindustriales y regionales.

Que el Artículo 97 de la Ley N° 17.319 otorga facultades para el dictado de la presente.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA RESUELVE:

Artículo 1° - Apruébase la “ Estructura de los Planes de Contingencia” que se describe en el Anexo 1 adjunto, el cual forma parte de la presente resolución. La presentación de los mencionados Planes, de acuerdo con el punto 2.10 del Anexo 1 de la Resolución S.E N° 252/93, seguirá el mismo cronograma previsto para los Estudios Ambientales.

Artículo 2° - A partir de la fecha de publicación de esta Resolución en el Boletín Oficial, las compañías operadoras de áreas de exploración y explotación, deberán informar a la Dirección Nacional de Recursos, dentro de las veinticuatro (24) horas, la ocurrencia de incidentes que afecten o puedan afectar recursos naturales y/o de valor socio-económico. El informe incluirá mención específica del Plan de Contingencia que se éste aplicando, así como las medidas programadas de mitigación y de prevención de mayores daños.

Artículo 3° - Las compañías operadoras deberán presentar, a la SECRETARIA DE ENERGIA, un informe final del incidente que deberá incluir la información descripta en el Anexo II, dentro de los TREINTA (30) días de finalizadas las tareas de control de contingencia.

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Carlos M. Bastos.

ANEXO I

ESTRUCTURA DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA

La elaboración de los Planes de Contingencia se divide en dos etapas:

1.- Establecer las consideraciones y objetivos de los Planes.

2.- Definir el contenido de los Planes.

1.CONSIDERACIONES

1.1 Todo Plan tienen como primordial consideración la salvaguardia de la vida y su ambiente natural. Este concepto no debe estar afectado por ningún factor especulativo.

1.2. Todo Plan presupone la ocurrencia de una contingencia.

El **objetivo** común de todo Plan de Contingencia es minimizar los efectos nocivos de la misma.

1.3. La **Tarea Global** de todo Plan es constituir un organismo idóneo, deficiente y permanente adiestrado, que es el Grupo de Respuesta, el que permite lograr el correcto uso de los medios humanos y materiales de que dispone para el logro del objetivo.

1.4. Las **Tareas Concurrentes** son diversas, dado que dependen del elemento causante de la contingencia, del escenario, de las condiciones meteorológicas, geológicas, geográficas, topográficas y otras. Por tal motivo, en la parte **CONTENIDO** se incluirán las que se consideran comunes para toda contingencia. Las Tareas Concurrentes se agruparán, genéricamente, en tareas de:

- Contención
- Confinamiento
- Recolección
- Limpieza
- Restauración

1.6. Previa a la elaboración del Plan es imprescindible una adecuada Determinación de los Riesgos, dado que la correcta y precisa Evaluación y Administración de los mismos permitirá la óptima decisión gerencia con respecto al nivel de riesgo a asumir y a los medios humanos y materiales a proveer.

1.7 El Plan debe constituir una guía de las principales acciones que deben tomarse en una contingencia, ya que la decisión apriorística maximiza la eficiencia en las acciones.

1.8 El ámbito geográfico de un Plan es el área que puede ser afectada por la mayor contingencia probable.

1.9 Debe efectuarse un exhaustivo estudio del entorno a fin de determinar, sin exclusiones, los recursos y lugares de particular interés o valor que pudieran recibir el impacto de una contingencia:

- Centros habitacionales
- Plantas Industriales
- Cursos y masas de agua, naturales o artificiales
- Acuíferos subterráneos
- Establecimientos agropecuarios
- Fauna y flora autóctona
- Especies en extinción} Areas de turismo
- Reservas, parques nacionales, provinciales o municipales.
- Otras áreas de particular sensibilidad.

1.10. Debe procurarse el conocimiento temprano de las características de cada uno de los factores de riesgo probables.

1.11. Debe obtenerse el menor tiempo de respuesta posible. Esto es de particular importancia en la previsión de la Alarma, del Plan de Llamada, de la planificación del Rol de Funciones y del Adiestramiento.

1.12. El adiestramiento debe ser periódico y actualizado, particularmente ante la incorporación de nuevas técnicas y/o equipos.

1.13. La contingencia puede producirse fuera del horario de trabajo normal, con dotación reducida. Esta consideración es de fundamental importancia en la elaboración del Rol de Funciones.

1.14. Se usarán diagramas secuenciales de decisión para acelerar la implementación rápida y eficaz de las acciones correspondientes.

1.15 El Plan debe ser completo en sí mismo a fin de evitar al máximo las pérdidas de tiempo que ocasionan las consultas a personas, organismos o instituciones, lo cual puede llegar a demorar la toma de decisiones y, consecuentemente, la implementación de las acciones de control.

2 CONTENIDO

Los Planes de Contribuyentes al Plan de Contingencia serán agregados al mismo en calidad de Anexos.

Este criterio no es limitativo, tanto en lo referido a los Anexos como a su contenido quedando a criterio de las compañías la incorporación de los Anexos que consideren necesarios para la mayor efectividad del Plan. Se tendrán en cuenta lo indicado en 2.15 (Marco legal y de Referencia).

Se sugiere la siguiente estructura:

2.1 Puesta en vigencia del plan

El plan será puesto en vigencia con fecha cierta y consensado con la autoridad empresaria competente.

2.2 Introducción

De acuerdo con su propia política, la autoridad empresaria responsable establecerá los objetivos y los alcances del plan.

2.3. Plan de llamada de Emergencia (en Anexo)

Con la prioridad secuencial de llamada a autoridades empresarias e institucionales.

Con indicación del responsable de su ejecución.

Con listado telefónico de las autoridades empresarias en el orden secuencial de llamado. A continuación el de las autoridades institucionales (Provinciales, Municipales, Policía, Bomberos, Hospitales, etc.)

2.4 Funciones del Grupo de Respuesta (G.R) (en Anexo)

El GR deberá cubrir las siguientes funciones:

Jefe de grupo de respuesta

Jefe de Operaciones del GR

Supervisor de seguridad e higiene industrial y medio ambiente

Superintendente de Tareas

Supervisor de Contención

Supervisor de Recuperación

Supervisor de Disposición de Residuos

Supervisor de Comunicaciones

Administrativo Contable

Historiador

Experto en control de pozos

2.5 Funciones del Grupo Asesor (GA) (en Anexo)

El Grupo Asesor deberá cubrir las siguientes funciones:

Asesor de RR.PP y Medios de Comunicación Social

Asesor Legal de Reclamos y Seguros

Asesor de Productos Químicos

Asesor de Seguridad e Higiene Industrial y Medio Ambiente

2.6 Medios y Equipos (en Anexo)

Relación de equipos y medios disponibles propios y/o contratados de carácter permanente, con información de sus capacidades operativas y su ubicación.

Se lo clasificará en :

Medios y Equipos de Contención

Medios y Equipos de Confinamiento

Medios y Equipos de Recolección

Medios y Equipos de Limpieza y Restauración

Registro de Contratistas

Compañías especialistas en control de pozos

2.7 Plan de Recursos Externos (en Anexo)

Este Plan es una guía de la información de base requerida y contendrá el mayor detalle posible sobre:

Medios y equipos disponibles de propiedad de terceros a contratar

Servicios asistenciales, generales y/u otros eventuales

Recursos de especial sensibilidad (con prioridad en su atención)

Entorno natural

Entorno Institucional

2.8 Plan de Evacuación (en Anexo)

Contemplará en la evacuación terrestre y/o aéreas será completo en sí mismo conteniendo la totalidad de la información necesaria para su ejecución. De este plan contribuyente formará parte el procedimiento para la atención primaria, evacuación y asistencia final de heridos.

2.9 Plan de Comunicaciones Externas (en Anexo)

Se recomienda contenga el listado de correspondientes periodísticos y medios de prensa, frecuencia y horarios. Contará con alternativas en previsión de inconvenientes de los medios. También debe haber un Plan de Comunicaciones para la G.R.

2.10 Planes de Contingencias Específicas (en Anexo)

Se confeccionarán Planes para cada una de las contingencias probables, como ser:

-Derrames de agua de producción

-Derrames de hidrocarburos

-Incendios

-Emisiones a la atmósfera

-Descontrol del pozo

La surgencia descontrolada de un pozo requiere además del Plan de Contingencia específico disponer de expertos, propios o contratados, especialmente entrenados para estas tareas, que se dedicarán exclusivamente al control del pozo.

2.11 Hidrocarburos presentes (en Anexo)

Se deberán agregar planillas con las características de cada uno de los hidrocarburos extraídos, producidos, almacenados y transportados en el área

2.12 Plan de Adiestramiento (en Anexo)

Se deberán agregar los planes detallados y actualizados de instrucción y adiestramiento del Grupo de Respuesta. Se dará especial importancia a los simulacros de campo y a las simulaciones de aula. Se preverá la evaluación periódica de la instrucción y del adiestramiento.

Los simulacros, así como sus resultados y sus recomendaciones deben ser registrados.

2.13 Elementos de consulta (en Anexo)

Listado detallado de los elementos de consulta necesarios en caso de ocurrencia de cualquier contingencia probable (Estudio Ambiental), manuales y/o publicaciones, planos, legislación. Deberá preverse la ubicación física de los mismo en el lugar en que operará el Grupo de Respuesta.

2.14 Actualización y Revisión del Plan (en Anexo)

Se incorpora una planilla que registre, con fechas ciertas las correcciones y actualizaciones que se efectúen al Plan, incluyendo el listado de su distribución.

1.14. Se usarán diagramas secuenciales de decisión para acelerar la implementación rápida y eficaz de las acciones correspondientes.

1.15. El Plan debe ser completo en sí mismo a fin de evitar al máximo las pérdidas de tiempo que ocasionadas consultas a personas, organismos o instituciones, lo cual puede llegar a demorar la toma de decisiones y, consecuentemente, la implementación de las acciones de control.

La revisión del Plan se hará, por lo menos una vez al año y estará a cargo de un coordinador designado a tal efecto.

2.15 Marco Legal y de Referencia

Legislación nacional, provincial y municipal aplicable.

ANEXO II

INFORME FINAL DE INCIDENTES

COMPAÑÍA OPERADOR:

AREA

Detalle de las instalaciones involucradas

Descripción

Tipo

Ubicación

Tipo de incidente (marcar los que correspondan):

1.- Descontrol de pozo

2.- Derrame de petróleo (agregar planilla de propiedades físicas)

3.- Derrame de agua de producción (indicar salinidad)

4.- Incendio

5.- Emisiones de vapores tóxicos/peligrosos (indicar comp. Química)

Detalles del incidente:

Fecha: Hora:

Ubicación (describir y agregar plano)

(1) Evento causante

Causas operativas

Falla de material

Falla humana

Accidente

Factores externos a la operación (sísmos, aluviones, etc.)

(2) Circunstancias (Descripción del modo en que ocurrió el incidente)

(3) Evolución del Incidente

(4) Metodología, equipamiento y recursos humanos de control.

(5) Recursos naturales afectados

(6) Recursos socio- económicos afectados.

(7) Tiempo estimado de restauración de recursos.

Indicar las formas de disposición y destino final de residuos y desechos

(8) Plan de Contingencia

Jefe del Grupo de Respuesta

Defectos observados

Medidas correctivas necesarias

NORMA: DISPOSICIÓN SETYC 201/96

FECHA DE PUBLICACION: 13 - 3 - 96

TEMA : “EXTIENDE PLAZO PARA EL SANEAMIENTO DE PILETAS DE TIERRA REMANENTES, UTILIZADAS PARA PERFORACIÓN DE POZOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS. ESTABLECE PLAZO DE 90 DÍAS PARA SANEAR NUEVAS PILETAS, DESDE LA TERMINACIÓN O ABANDONO DEL POZO”.

Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones.

HIDROCARBUROS

Resolución 201/96

Extiéndese el plazo para el saneamiento de las piletas de tierra remanentes, que fueran utilizadas para la perforación de pozos de exploración y explotación de hidrocarburos, fijado por el Anexo 1 de la Resolución N° 341/93 – ex SE.

Bs. As. , 8/3/96

VISTO el Expediente N° 750-003250/95 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA N° 341, del 1° de noviembre de 1.993 establece los plazos para el reacondicionamiento de piletas que fueron utilizadas para la perforación de pozos de exploración o explotación de hidrocarburos.

Que el objetivo primordial es lograr el saneamiento total de las mencionadas piletas antes de la próxima migración de aves, maximizando la recuperación de petróleo a fin de disminuir los costos de las tareas requeridas.

Que las condiciones climáticas del invierno de 1.995 fueron excepcionalmente rigurosas para la Región Patagónica, afectando con intensas precipitaciones de nieve y muy bajas temperaturas a las cuencas del Golfo San Jorge y Austral, donde se

encuentran la mayor cantidad de piletas remanentes.

Que el grado de avance de las tareas emprendidas por las empresas, en cumplimiento de lo dispuesto por la mencionada resolución, ha disminuído drásticamente el riesgo que éstas piletas presentaban, restando sólo piletas de riesgo mínimo o nulo.

Que el desarrollo y puesta a punto de nuevas tecnologías de tratamiento redundará en la optimización de los procesos de saneamiento y restauración.

Que el artículo 97 de la Ley N° 17.319 otorga facultades para el dictado de la presente.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES RESUELVE:

Artículo 1° - Extiédese hasta el 31 de marzo de 1.996 el plazo fijado por el Anexo 1 de la Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA N° 341, del 1° de noviembre de 1.993, para el saneamiento de las piletas de tierra remanentes, que fueran utilizadas para la perforación de pozos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Artículo 2° -Establécese en NOVENTA (90) días corridos, a partir de la culminación de los trabajos de terminación y/o abandono de los pozos que se perforen a partir del 1° de enero de 1.996, el plazo para el saneamiento de las piletas de tierra utilizadas para la perforación de dichos pozos.

Artículo 3° -Comuníquese, publíquese, desé a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Carlos M. Bastos.

NORMA: DISP. SETYC 5/96

FECHA DE PUBLICACIÓN: 9 - 1 - 96

**TEMA: "APRUEBA NORMAS Y PROCEDIMIENTOS PARA EL
ABANDONO DE POZOS DE HIDROCARBUROS".**

Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones

HIDROCARBUROS

Resolución 5/96

Apruébanse Normas y Procedimientos para el abandono de pozos de hidrocarburos.

Bs. As. 3/1/96

VISTO el Expediente N° 750-002570/95 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, Y

CONSIDERANDO:

Que la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos requiere que se adopten las más racionales y eficientes técnicas para el cuidado de los yacimientos y el medio ambiente en que se desarrolla la actividad.

Que dentro de esa actividad resulta de fundamental importancia para el cuidado de los terrenos superficiales, el adecuado abandono de los pozos de hidrocarburos.

Que los procedimientos diseñados para tal fin prevén la gradualidad necesaria en la aplicación de las técnicas de abandono, habida cuenta de la cantidad de pozos a abandonar y de las diversas características y circunstancias propias de su localización.

Que a la fecha la normativa referida al abandono de pozos es el Reglamento para Exploraciones y Explotaciones de Yacimientos Petrolíferos, aprobado por Decreto N° 33.598 de fecha 28 de diciembre de 1933, con las variaciones que resultan de las modificaciones introducidas en las técnicas de la actividad considerada.

Que resulta necesario actualizar las normas aplicables a las acciones a desarrollar por las empresas para el abandono de los pozos de hidrocarburos y de la propia Autoridad de Aplicación en la fiscalización de tales actividades (Artículo 75 de la Ley N° 17.319).

Que a la fecha la competencia para la aprobación de esa normativa ha sido atribuida a la SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES en cuanto Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319, conforme lo establece el Artículo 97.

Que la misma se encuentra facultada para el dictado de la presente, en virtud de lo dispuesto por dicha norma.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES
RESUELVE:

Artículo 1º - Apruébanse las Normas y Procedimientos para el abandono de pozos de hidrocarburos que se agrega como Anexo 1 a la presente, que deberán ser cumplimentadas por los permisionarios de Exploración y Concesionarios de Explotación..

Artículo 2º - Las Normas y Procedimientos que se aprueban en la presente Resolución tendrán vigencia a partir de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 3º - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Carlos M. Bastos.

ANEXO 1

CAPITULO 1 – DISPOSICIONES GENERALES

- 1- Se establecen DOS (2) tipos de abandono de pozos, de hidrocarburos (líquidos y/o gaseosos o estériles): el TEMPORARIO y el DEFINITIVO, correspondiendo al concesionario de explotación y/o permisionario de exploración, en base a razones técnicas, comerciales y/u operativas, determinar el tipo de abandono a efectuar.
- 2- Un pozo podrá ser abandonado en forma temporaria, cuando a juicio del concesionario de explotación o permisionario de exploración, existan razones fundamentadas, que hagan previsible su reutilización en el tiempo.
- 3- El abandono de pozos en ejidos urbanos, será siempre de carácter definitivo.
- 4- CUATRO (4) años antes de expirar una concesión de explotación, o al momento de producirse la reversión total o parcial de un área de exploración, el concesionario o permisionario presentará a la Autoridad de Aplicación, un estudio técnico-económico donde fundamente las razones por las cuales no resulta conveniente el abandono definitivo o temporario, de cada uno de los pozos inactivos existentes en el área a entregar. En caso de existir objeciones de la Autoridad de Aplicación al estudio técnico-económico presentado, sobre alguno o sobre todos los pozos, el concesionario o permisionario realizará el abandono temporario o definitivo de todos los pozos objetados antes de la devolución del área.
- 5- Sin perjuicio de las recomendaciones sobre Técnicas de Abandono de Pozos detalladas en el Capítulo V de la presente Resolución, las empresas concesionarias o permisionarias, responsables de los abandonos, podrán adoptar otras metodologías que pudieran adaptarse mejor técnica y económicamente a las características de cada pozo y/o zona, en la medida que éstas cumplan con los requerimientos respecto a normas de seguridad y protección del ambiente y no merezcan objeción de la Autoridad de Aplicación.
- 6- A partir del dictado de la presente Resolución, todo pozo que se perfore, en áreas de exploración o de explotación, deberá ser categorizado de conformidad con lo establecido en el Capítulo II, y si correspondiere, abandonado en forma Temporaria o Definitiva inmediatamente.

- 7- Las normas y procedimientos aprobados en la presente Resolución , no son de aplicación para los pozos abandonados con anterioridad a la fecha de su vigencia.
- 8- Los pozos que, a la fecha de vigencia de la presente Resolución , se encuentran como “A abandonar” o inactivos en condiciones de ser abandonados, deberán ser categorizados de acuerdo al Capítulo II y estarán sujetos a los plazos establecidos en el Capítulo III

El concesionario o permisionario podrá, hasta la finalización de los plazos fijados en el Capítulo III, en base a proyectos que así lo fundamenten, recategorizar los pozos, requiriendo a tales efectos, la aprobación de la Autoridad de Aplicación. Estos casos particulares no podrán prolongarse por más tiempo del establecido según el Capítulo I , Punto 4.

CAPITULO II – CATEGORIAS DE LOS POZOS EN FUNCIÓN DE SU UBICACIÓN:

A.1 – Pozos ubicados en ejidos urbanos.

Al presente efecto, se define como ejido urbano al área habitada o desarrollada con casa habitación o construcciones de carácter permanente y uso cotidiano o esporádico, que no sean las vinculadas a la actividad hidrocarburífera, o loteos actuales, y se incluyen a los pozos ubicados a una distancia inferior a los CIEN (100) metros de las áreas descriptas..

A.2 – Pozos ubicado en zonas cultivadas, o en zonas boscosas o cercanos a cursos o espejos de agua.

A.3 – Pozos ubicados en otras zonas.

Incluye a los pozos ubicado en terrenos bajo cultivo, cercanos a bosques o a cursos o espejos de agua, excepto el mar, y que se encuentren a una distancia inferior a los DOSCIENTOS (200) metros, al momento de ser abandonados.

A.3 – Pozos ubicados en otras zonas.

Se incluyen en ésta categoría, a los pozos ubicado en el resto de las zonas no consideradas en los dos puntos anteriores.

Se incluyen en ésta categoría, a los pozos ubicado en el resto de las zonas no consideradas en los dos puntos anteriores.

B) CATEGORIAS DE POZOS EN FUNCION DE SU ESTADO:

Las categorías de pozos en función de su estado son las siguientes:

B.1 – Pozos Activos.

Son aquellos pozos que producen hidrocarburos y aquellos que son utilizados en actividades relacionadas o coadyuvantes con dicha producción (inyectores, sumidero, etc.),

aún cuando temporariamente pudieran encontrarse fuera de actividad en razón de la realización de tareas de mantenimiento u otras vinculadas a la continuidad de su utilización.

B.2 – Pozos Inactivos.

Son aquellos pozos en los que la producción, o inyección han cesado, o no comenzado, y respecto de los cuales, en función de razones comerciales, técnicas u operativas, el permisionario o concesionario debe decidir la conveniencia de proceder a su abandono.

B.3 – Pozos Abandonados.

Son aquellos pozos inactivos que, por decisión del permisionario o concesionario, fundamentada en razones técnicas y/o económicas o comerciales, se encuentran abandonados a la fecha, o que de conformidad con lo que establece la presente Resolución, se abandonen en el futuro.

C) CATEGORIAS DE POZOS EN FUNCION DE SU NIVEL DE PRIORIDAD.

Se define como “Nivel de Prioridad”, al grado de importancia o trascendencia de las situaciones que puedan generarse como resultado de la ubicación , tipo de fluidos y condiciones topo-geográficas de los pozos.

C.1 – Nivel de Prioridad:

C.1.1. – Prioridad 1.

C.1.2. – Prioridad 2.

C.1.3. – Prioridad 3

C.1.4. – Prioridad 4

C.2 – Evaluación del Nivel de Prioridad.

El Nivel de Prioridad de cada pozo, será evaluado por las empresas operadoras, para cada una de las zonas ya definidas y de acuerdo a su estado (Capítulo II, Puntos A y B) en base a la información disponible y teniendo en cuenta aspectos tales como:

C.2.1. – Vida humana

C.2.2. – Formación productiva.

C.2.3. – Presurización anómala de estratos permeables.

C.2.4. – Contaminación de acuíferos para consumo humano.

C.2.5. – Consecuencias de posibles accidentes en superficie.

C.3. – Aspectos a evaluar.

Para calificar el Nivel de Prioridad, se recomienda tomar en cuenta, por lo menos los siguientes aspectos:

C.3.1 - Riesgo propio de la locación

C.3.2 – Historia de producción

C.3.3 – Perfiles

C.3.4 – Edad del pozo

- C.3.5 – Estado de mantenimiento
- C.3.6 – Presión de boca de pozo u otras condiciones de inseguridad.
- C.3.7 – Presencia de fluidos corrosivos.
- C.3.8 – Posibles incidentes ocurridos en el área
- C.3.9 – Probabilidad de emisión de gases tóxicos.

La categorización por Niveles de Prioridad será empleada por la empresa operadora para asignar las prioridades en las tareas de abandono de pozos y se reflejarán en la confección de los cronogramas respectivos a ser entregados a la Autoridad de Aplicación, según lo establecido en el Capítulo IV.

CAPITULO III – PLAZOS PARA EL ABANDONO DE LOS POZOS.

Los plazos que se establecen a continuación se refieren a todos aquellos pozos que permanezcan calificados como a “A abandonar” o inactivos en condiciones de ser abandonados, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 1, Punto 8.

- 1- Plazo para abandonar los pozos de la Categoría A.1. y los pozos calificados como de Prioridad 1 :CINCO (5) años.

El concesionario o permisionario dispondrá de CINCO (5) años , a contar de la fecha de vigencia de la presente, para abandonar los pozos de éstas categorías, con la posibilidad de extender dicho plazo por UN(1) año más, previa presentación fundamentada y aprobada por la Autoridad de Aplicación.

- 2- Plazo para abandonar los pozos de Categoría A.2 y los pozos calificados como de Prioridad 2 y 3: DIEZ (10) años.

El concesionario o permisionario dispondrá de DIEZ(10) años, a contar de la fecha de vigencia de la presente, para abandonar los pozos de éstas categorías, con la posibilidad de extender dicho plazo por UN(1) año más, previa presentación fundamentada y aprobada por la Autoridad de Aplicación.

- 3- Plazo para abandonar los pozos de Categoría A.3 y los pozos calificados como de Prioridad 4: QUINCE(15) años.

El concesionario o permisionario dispondrá de QUINCE(15) años, a contar de la fecha de vigencia de la presente, para abandonar los pozos de éstas categorías, con la posibilidad de extender dicho plazo por UN(1) año más, previa presentación fundamentada y aprobada por la Autoridad de Aplicación.

CAPITULO IV – INFORMACION

- 1- Las empresas permisionarias o concesionarias, a través del operador, deberán presentar a la Autoridad de Aplicación, antes del 30 de abril de 1.996, el primer cronograma tentativo de realización de trabajos de abandono de pozos en el ejercicio en curso, donde conste la cantidad de pozos y las zonas donde se programa

llevar a cabo los abandonos Temporarios o Definitivos, de acuerdo a las Categorías y Plazos descritos en los Capítulos II y III.

Dicha información será remitida a la Autoridad de Aplicación, en el formato de planillas elaboradas para tal fin y adjuntas en este ANEXO 1.

Para los años subsiguientes, el cronograma anual de actividades deberá ser presentado antes del 31 de enero de cada año.

2 – Con la presentación del primer cronograma anual de actividades, cada concesionario o permisionario, a través del operador, remitirá a la Autoridad de Aplicación, el listado de todos los pozos con abandono Temporal o Definitivo, que se encuentren dentro de su área de concesión o permiso de exploración.

3 – El concesionario o permisionario, a través del operador presentará el 31 de enero de cada año, un informe final de las actividades llevadas a cabo durante el año calendario precedente, con el detalle de los trabajos efectuados, sigla de los pozos intervenidos, tipo de abandono realizado y esquema final de cada pozo.

Dicha información será remitida a la Autoridad de Aplicación, en el formato de planillas elaboradas para tal fin y adjuntas a la presente Resolución.

4 – En caso de adoptarse el criterio descrito en el punto 5 del Capítulo 1, las empresas deberán informar a la Autoridad de Aplicación, las modificaciones y/o adaptaciones empleadas respecto de las técnicas recomendadas, fundamentando dichos cambios para cada pozo.

5 – Todas las actividades que demande el abandono Temporal o Definitivo de un pozo, serán controladas en todos sus aspectos, por un supervisor calificado y responsable de la empresa operadora, quién asegurará y certificará la calidad y corrección de las maniobras efectuadas, así como también dejará constancia por escrito, de cualquier aclaración o comentario que estime pertinente.

6 – Toda información original existente referente al pozo, se deberá archivar en el legajo del mismo, que la empresa operadora deberá mantener en perfecto estado para su consulta, hasta la terminación del plazo de concesión, momento en que dicha información deberá ser transferida a la Autoridad de Aplicación correspondiente.

7 – La inspección “in situ” de los trabajos realizados, así como el avance de las obras programadas, podrá ser efectuada por personal de la Autoridad de Aplicación o de la Autoridad Provincial correspondiente.

La falta o ausencia del citado inspector, no afectará la programación y/o desarrollo de las actividades previstas de abandono de pozos, ni será motivo de revisión posterior de los trabajos efectuados, salvo que se presenten problemas posteriores al abandono.

8 – El inspector verificará el cumplimiento de los programas y dejará constancia por escrito, de cualquier observación que estime pertinente, comunicándola a la Autoridad de Aplicación con copia a la empresa.

CAPITULO V – TECNICAS RECOMENDADAS PARA EL ABANDONO DE POZOS

1 – ABANDONO TEMPORARIO

El abandono temporario que se realice deberá permitir la eventual reutilización del pozo y la ejecución de controles periódicos de presión del mismo.

Se detallan a continuación las técnicas que se recomiendan utilizar las técnicas que se recomiendan llevar a cabo el abandono Temporario de los pozos.

1.1- Se fijará un retenedor o tapón ciego por encima del punzado superior, a un mínimo de TREINTA(30) metros por debajo del tope de buen cemento, y se sellará el mismo con un tapón de cemento de DIEZ(10) metros como mínimo, verificando su correcta hermeticidad.

1.2- Se recomienda constatar, mediante el empleo de técnicas o métodos probados, el estado de la cañería de aislación por encima del tope de cemento.

1.3 - En caso de detectarse un mal estado de la cañería si cementar, según los resultados obtenidos en el punto 1.2 se corregirá mediante punzados auxiliares y cementaciones, hasta asegurar la correcta aislación entre la pared de pozo y cañería.

1.4 - En caso de operaciones en tierra, el pozo se dejará con válvula esclusa con toma de medición de presión, la que será medida como mínimo cada CUATRO (4) meses, y se identificará mediante un cartel indicador legible y durable, donde figure el nombre de la empresa operadora, la sigla del pozo y el estado de abandono Temporario.

Para los casos de pozos con gases tóxicos, esta circunstancia deberá quedar escrita y resaltada en el cartel indicador.

1.5 - Se dejará un área libre alrededor del pozo, cuyas dimensiones serán definidas por el operador, en base a las futuras operaciones que se requieran efectuar en el mismo.

1.6 - En caso de operaciones costa afuera, entendiéndose como tales a aquellas cuya ubicación se encuentra más allá de la línea de baja marea, el soporte del casing sobre lecho marino (mud line suspensión), no podrá sobresalir a más de TRES (3) metros del fondo marino, debiendo protegerse con una tapa (corrosión cap) resistente a la corrosión.

2 – ABANDONO DEFINITIVO

Se detallan a continuación las técnicas que se recomiendan utilizar para llevar a cabo el abandono Definitivo de los pozos.

2.1 – Deben quedar aisladas, con tapones de cemento, todas las capas permeables que hayan quedado sin entubar y que se puedan definir como potenciales fuentes de agua dulce, hidrocarburos o de vapor de agua, de acuerdo a la información geológica y/o de perfilajes o ensayos efectuados durante la perforación.

2.2 – Se efectuarán como mínimo, y dependiendo de la profundidad, amplitud del/los tramo/s punzado/s y características de reservorio (presiones, temperatura, tipo de fluido), DOS (2) tapones de cemento.

2.3 – Se recomienda constatar, mediante el empleo de técnicas o métodos probados, el estado de la cañería de aislación por encima del tope de cemento.

2.4 – En caso de detectarse un mal estado de la cañería sin cementar, se adoptará el mismo criterio que para el caso de abandono Temporario descrito en el punto 1.3.

2.4.1 – Primer Tapón. Se fijará un retenedor por encima del punzado superior , a un mínimo de TREINTA (30) metros por debajo del tope de buen cemento, y se sellará el mismo con un tapón de cemento de DIEZ (10) metros como mínimo , verificando su correcta hermeticidad.

2.4.2 – Segundo Tapón. Se efectuará un tapón de cemento de un mínimo de TREINTA (30) metros por debajo del zapato de la cañería guía y hacia la superficie.

2.5 – Para el caso de las operaciones en tierra, se recomienda cortar la/s cañería/s a DOS (2) metros de profundidad desde la superficie, asegurar con una tapa de acero soldada al casing, cubriéndola, para los pozos de las Categorías A.1 y A.2, con un dado de hormigón de UN (1) metro cúbico, dejando por encima un manto de terreno natural, acorde al circundante, de un espesor mínimo de OCHENTA (80) centímetros.

2.5.1 – Se señalará mediante cartel indicador legible y durable, que marque la posición del pozo abandonado, si éste se encontrare en una zona desértica, boscosa o montañosa no cultivable.

2.5.2 – En zona urbana o de cultivo, se señalará por referencias tográficas desde puntos fijos no alterables, que se registrarán en una memoria que será archivada junto con el informe de abandono, en el legajo del pozo.

2.6 – En todos los casos, el terreno quedará liberado de los excedentes líquidos, demolidas las bodegas o antepozo o cualquier otro tipo de construcción, rellenados los pozos auxiliares y las piletas de detritos cavadas en el terreno.

2.7– Podrá convenirse con el superficiario una forma distinta de abandono de la explanada, siempre que se mantenga el espíritu de conservación y preservación del medio ambiente.

2.8– Para el caso de operaciones costa afuera, y cumplidos los puntos 2.1 al 2.4.2. se recomienda cortar la cañería guía y el conector marino (“marine riser”) TRES (3) metros por debajo del fondo marino, hacer un tapón de cemento de CIEN (100) metros en la última cañería cercana al fondo marino.

2.9 – Los pozos abandonados en forma definitiva, en las condiciones establecidas en la presente Resolución, no requerirán Radio de Seguridad.

2.10 – Para el abandono Definitivo de un pozo que esté abandonado en forma Temporal, o en cualquier otro estado, se deberá cumplimentar lo establecido en los puntos 2.4.2 al 2.9 , según se trate de pozos de tierra o costa afuera.

3 – CONSIDERACIONES PARTICULARES

3.1 – Los horizontes productivos terminados a pozo abierto (con o sin cañería perdida ranurada), se recomienda sellarlos con tapones de cemento efectuados con tuberías de producción o barras de perforación desde el fondo.

3.2 – En los pozos entubados se bombeará la lechada de cemento por circulación directa, con un exceso que garantice, como mínimo QUINCE(15) metros de anillo de cemento por encima del zapato de la cañería de aislación.

3.3 – Los intervalos que queden sin entubar y tengan fluidos aprovechables, como aguas potables o aguas saladas con altas presiones diferenciales entre ellas, así como los puntos de corte de las cañerías recuperadas del pozo, se recomienda cubrirlos con tapones balanceados.

3.4 – El cálculo del volumen de la lechada asegurará que se cubra un mínimo de TREINTA(30) metros por arriba y abajo de la zona del pozo a aislar.

3.5 - En todos los casos en que se efectúen tapones balanceados , se recomienda probarlos después de un periodo de fragüe, por compresión y/o presión y/o vacío.

3.6 – Si el tapón no sostiene el peso total y/o parcial de la columna, según sea su profundidad, se recomienda circular y recementar en toda la extensión que tenga cemento no fraguado.

3.7 – El cemento usado para todas las operaciones de taponamiento, deberá cumplir las normas API, que asegure las condiciones de fragüe y bombeabilidad para las profundidades y temperaturas del pozo a taponar , así como también, cubrir los casos especiales como estratos salinos o con fluidos altamente corrosivos.

3.8 – Se recomienda no usar ningún aditivos que aumente el volumen o reduzca el peso de la lechada, y en su preparación y bombeo, se deberán seguir las mejores prácticas correspondientes.

ANEXO 1

PLANILLA DE ABANDONO DE POZOS	
PROGRAMA E INFORME FINAL	
CATEGORIA: Especificar tipo de abandono (Temporal o Definitivo)	
OPERADOR:	
CUENCA:	PROVINCIA:
CODIGO DEL AREA:	YACIMIENTO:
SIGLA DEL POZO: Especificar Exploración, Explotación, Servicio.	
CAÑERIAS	
DIAMETROS:	13 3/8" 9 5/8" 7" 5 1/2" OTRAS
TIPO DESDE HASTA	
PERFILES REGISTRADOS:	
TIPO DESDE HASTA	

PLANILLA DE ABANDONO DE POZOS	
PROGRAMA E INFORME FINAL	
TAPONES DE ABANDONO:	
TIPO DESDE HASTA	
CEMENTACIONES AUXILIARES:	
TIPO DESDE HASTA	
ENSAYOS DE HERMETICIDAD:	
DESDE HASTA TIEMPO	

OBSERVACIONES:**FECHA:**

ZAPATO: (mbbp-mbnm)

PLAZO:

NORMA: NOTA SSC 390 /97

FECHA DE PUBLICACION: FIRMA 26 - 6 -97

TEMA : "SOLICITA CUMPLIMIENTO DE LA RES. S.E. 342/93"

Señor Presidente
Cámara de la Industria Petrolera
Ing. Roberto Monti
SU DESPACHO

NOTA SSC N° 390

BUENOS AIRES, 26 JUN 1997

REF: Res N° 342/93

De mi consideración:

La Resolución de referencia tiene como objeto, entre otros, lograr una base de datos confiable de los incidentes contaminantes que ocurren durante las actividades de exploración, producción y transporte de crudo.

Con el análisis estadístico de los datos obrantes en dicha base, se sacan conclusiones, que se han hecho llegar a la industria a través de las comisiones de trabajo del IAPG, que permiten lograr planes de prevención más eficaces.

Se adjunta, para demostrar mejor el propósito, el último informe elaborado con tres años de datos. Se puntualiza que, en este aspecto, se sigue una curva de aprendizaje, tal como sucedió con los demás aspectos ambientales, es decir, las campañas operadoras han mejorado progresivamente su gestión.

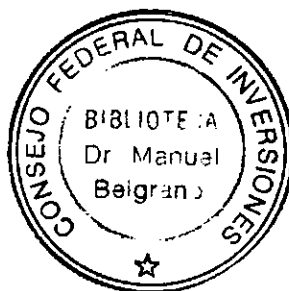
La tendencia actual en todo el mundo, adoptada por la EPA en USA y otros organismos equivalentes en Europa, es maximizar la prevención de ocurrencia de incidentes a través de la administración de riesgo, la que necesariamente enfatiza los aspectos mantenimiento preventivo, por un lado, y capacitación del personal, por el otro.

Como usted sabe, la confiabilidad de una base de datos se sustenta en su validez estadística, la que resulta del debido cumplimiento de lo exigido por la Resolución de referencia. Se nota que, como resultado de los incidentes ocurridos en la Cuenca del Río Colorado el pasado verano, algunas compañías ya están informando de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente y a su propia responsabilidad empresarial pero, estadísticamente, se saca como conclusión que no todas las empresas actúan de igual manera. En seguridad industrial, hay un principio que es fundamental: Para prevenir mejor, es necesario considerar a los llamados Casi - Accidentes como accidentes ocurridos. Desde ya que los Casi - Accidentes son rara vez informados. Igual sucede, en muchos casos, con los accidentes menores.

La Secretaría ha promovido, desde el principio, la AUTOGESTION empresarial, como forma de lograr una eficaz COGESTION con el Estado. Tal enfoque condice con las normas del Banco Mundial y con las ISO Serie 14000.

Para mejorar aún más este proceso, y afirmarlo debidamente, es necesario que se haga llegar una nota, a todas las compañías asociadas, recomendando cumplir debidamente con la Resolución de referencia, así como una copia del informe de lo actuado a la fecha.

Saludo a usted atentamente.



NORMA: DISPOSICIÓN SSC 56/97

FECHA DE PUBLICACION: 22 - 4 - 97

TEMA: “APRUEBA NORMAS PARA LA PROTECCIÓN AMBIENTAL DURANTE LA CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y ABANDONO DE OLEODUCTOS, POLIDUCTOS E INSTALACIONES COMPLEMENTARIAS”

HIDROCARBUROS

Disposición 56/97

Apruébase las “Normas para la Protección Ambiental durante la Construcción de Oleoductos, Poliductos e Instalaciones Complementarias, su operación y abandono”.

Bs As. 4/4/97

VISTO el Expediente N° 750-00035/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, el Decreto N° 44 de fecha 7 de enero de 1991 y la Resolución N° 475 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 4 de setiembre de 1987, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto N° 44 del 7 de enero de 1991, compete a la actual SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS dictar los reglamentos, aprobar las normas técnicas y proveer a la protección de la propiedad y el medio ambiente en el diseño, construcción, operación, y abandono de oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

Que el aumento de los volúmenes de producción y transporte de petróleo crudo y sus productos derivados, así como la creciente vulnerabilidad y sensibilidad de los recursos naturales y de valor socioeconómico que están expuestos a los impactos ambientales, hacen imperativa la necesidad de establecer normas precisas y practicables para lograr una Gestión Ambiental eficaz.

Que dichas normas y procedimientos estarán orientados a prevenir, corregir y mitigar todo impacto ambiental que sea consecuencia de los trabajos de tendido, operación, mantenimiento y abandono de oleoductos, poliductos e instalaciones de infraestructura complementarias destinados al transporte de petróleo crudo y sus productos derivados.

Que las citadas normas deben ser de aplicación a las obras nuevas y a las existente en operación, y así mismo, estar alineadas con la práctica internacional vigente en la materia.

Que la Resolución N° 475 de la ex Secretaria de Energía de fecha 4 de septiembre de 1987 creó una Comisión con el objeto de elaborar propuestas normativas que permitan la integración ambiental en los proyectos energéticos.

Que dicha Comisión elaboró y publicó el Manuel de Gestión Ambiental de Conductos para Hidrocarburos e Instalaciones Complementarias, de diciembre de 1988, al cual es necesario completar y actualizar para que resulte eficaz como herramienta de gestión ambiental integral para oleoductos y poliductos.

Que por otra parte, es conveniente separar las normas para oleoductos y poliductos de aquellas propias de los gasoductos, ya que la regulación del transporte a través de cada uno de ellos compete a organismos reguladores diferentes.

Que con respecto a los gasoductos, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENERGAS) ha aprobado por Resolución N° 186 de fecha 28 de agosto de 1995, la “Guía de Prácticas Recomendadas para La Protección Ambiental Durante la Construcción de Conductos Para Gas y Su Posterior Operación”.

Que por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE N° 320 de fecha 24 de junio de 1996, el titular de la ex SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE delegó en el Señor Subsecretario de Combustibles, las funciones y facultades que emanan de los incisos b), c) y m) del Artículo 7° del Decreto N° 44 de fecha 7 de Enero de 1991, como así también las relativas a las tramitaciones a las que hace referencia el párrafo 2° del Artículo 66 de la Ley N° 17.319.

Que el Artículo 97 de la Ley N° 17.319 otorga facultades para el dictado de la presente .

Por ello,

**EL SUBSECRETARIO
DE COMBUSTIBLES
DISPONE:**

Artículo 1° - Apruébanse las “Normas para la Protección Ambiental durante la Construcción de Oleoductos, Poliductos e instalaciones Complementarias, su Operación y Abandono”, descriptas en el Anexo 1 y sus adjuntos, que forman parte integrante de la presente disposición.

Martes 22 de abril de 1.997

Artículo 2° - Las citadas Normas serán de cumplimiento obligatorio para toda persona física o jurídica que proyecte construir y operar oleoductos, poliductos y/o instalaciones de infraestructura complementarias para el transporte de petróleo crudo y sus productos derivados, como así también para los actuales titulares de Concesiones de Transporte otorgadas en el marco de la Ley N°17.319.

Artículo 3° - Comuníquese, publíquese, desé a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

-Raúl A. Agüero

ANEXO 1

**NORMAS PARA LA PROTECCION AMBIENTAL DURNTE LA CONSTRUCCION
DE OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS, SU OPERACION Y SU ABANDONO**

1.- OBJETO

El objeto de las presentes Normas Ambientales es lograr una Gestión Ambiental eficaz, en cada una de las Etapas que se describen en la Apartado 2, a saber: diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de oleoductos, poliductos e instalaciones Fijas y permanentes complementarias, que contribuya a preservar el medio ambiente, los recursos naturales y los de valor socioeconómico.

A tal fin se deberán realizar Estudios Ambientales y Planes de Contingencia, en concordancia con la práctica internacional vigente en la materia.

2.- ETAPAS

Se considerarán CINCO (5) etapas que abarcan desde la gestación hasta el abandono de un ducto. Estas son:

- Anteproyecto.
- Proyecto Ejecutivo
- Construcción.
- Operación y Mantenimiento.
- Abandono.

3.- INFORMES REQUERIDOS.

Los Estudios Ambientales (Eas) y el Plan de Contingencias (PC) deberán prepararse tanto para los ductos a construir como para los ductos en operación, estableciéndose, según se trate de uno u otro, distintos requerimientos que figuran abajo.

La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES tramitará la aprobación o rechazo de los Eas, PCs y de los informes de Monitoreo, en un plazo máximo de SESENTA (60) días.

En caso que la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES realice observaciones a la documentación presentada, los solicitantes deberán presentar las modificaciones correspondientes dentro de los plazos a ser requeridos oportunamente por la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES.

Transcurrido el plazo de SESENTA (60) días desde la presentación original, o desde que el solicitante haya presentado las aclaraciones o modificaciones que le hayan sido solicitadas, sin observaciones de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, se considerará que el EA, PC o Informe de Monitoreo están provisoriamente aprobados, bajo entera responsabilidad del solicitante. Sin perjuicio de ello, la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES podrá solicitar posteriormente todas las modificaciones y realizar todas las observaciones que considere necesarias, hasta la aprobación expresa del EA, PC o Informe de Monitoreo correspondiente.

Si las modificaciones solicitadas y/o las observaciones formuladas por la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES no son debidamente formuladas por la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, de acuerdo a la gravedad que revistan las mismas, podrán ordenar la suspensión de los trabajos u obras, e inclusive la suspensión de la operación del ducto correspondiente.

3.A - Ductos a construir.

Todo proyecto de construcción de un ducto, en concordancia con el diseño técnico de la Obra, implica atravesar las etapas mencionadas en el Apartado 2, las que darán origen a distintos informes a presentar a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES siguiendo la metodología indicada a continuación:

3.A.1. Estudio Ambiental Previo (EAP).

El Estudio de Prefactibilidad incluye el Anteproyecto de Ingeniería que propondrá los distintos trazados viables desde la perspectiva técnica y ambiental, permitiendo analizar ventajas y desventajas de cada trazado propuesto.

Durante los estudios de prefactibilidad y de diseño del sistema, deben estudiarse comparativamente, desde los puntos de vista del interés social, económico y técnico, las alternativas disponibles, a saber:

- La alternativa de no tomar acción ninguna, es decir, hacer uso de los medios de transporte disponibles.
- El uso de otras alternativas o medios de transportes, por ejemplo, camiones, FFCC o buques tanque.
- La ampliación de las instalaciones o medios existentes.
- Los trazados del ducto y las ubicaciones de las instalaciones fijas y permanentes.
- Los métodos alternativos para la construcción del ducto, evaluando sus costos y su confiabilidad.
- El uso de los diseños o de materiales alternativos, tales como ductos a nivel o enterrados.

Las principales componentes a evaluar, para elegir entre estas alternativas, son la económica y la ambiental. Al ser los ductos lineales, la alternativa de mayor importancia es la elección más conveniente de su trazado. Muchos de los impactos, asociados con los ductos, pueden ser evitados o minimizados con su cuidadosa elección.

El EAP a realizar corresponde al trazado por el que se haya optado y debe explicitar las razones que avalan dicha opinión, sustentadas ambientalmente.

Se debe poner especial énfasis en las etapas de Anteproyecto y Construcción, dado que es, en éstos períodos, cuando suceden la mayoría de los potenciales impactos ambientales. De su identificación resultan las acciones de prevención y de mitigación, que son precisamente la razón misma del EAP.

El EAP debe proponer las prácticas y metodologías de prevención durante la operación y el mantenimiento, así como otras acciones de mitigación que correspondan a dichos períodos, ya que es prioritario prevenir la ocurrencia de contingencias.

La aprobación - provisoria o definitiva- del EAP es requisito indispensable para que la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES proceda a tramitar la Concesión de Transporte ante el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3.A.2. Estudios Ambientales Finales (EAFs) y Plan de Contingencias (PC).

Una vez aprobado el EAP se deberán presentar los Estudios Ambientales Finales (EAFs) y el Plan de Contingencia (PC), los que serán usados como herramientas de Gestión Ambiental durante las siguientes etapas : Proyecto Ejecutivo y de Ingeniería, Construcción de la Obra, Operación y Mantenimiento, así como durante las Ampliaciones y/o modificaciones al proyecto original, correspondiendo un EAF para la Construcción de la Obra y su puesta en Marcha, y otro EAF para la Operación y Mantenimiento del ducto . Tanto en los EAFs, como el PC, deben ser actualizados cada vez que se identifiquen variaciones en cualquiera de las cuatro fases de desarrollo descritas en el apartado 4 y cuando se produzcan modificaciones en los Pcs según lo establecido en 6.2.14.

Condiciones generales:

Las obras podrán iniciarse una vez producido el otorgamiento de la correspondiente Concesión de Transporte.

Asimismo, el ducto no podrá ponerse en operaciones hasta que la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES haya recibido el Informe del Monitoreo (ver apartado 4, fase 4 de los EAs) durante la etapa constructiva, y aprobado en forma provisoria o definitiva el EAF (Operación y Mantenimiento) y el PC.

Los concesionarios y operadores podrán anticipar, hasta SESENTA (60) días, proyectos tentativos del EAF (Operación y Mantenimiento) y el PC a fin de no demorar la puesta en marcha y la operación de las obras, como consecuencia del trámite de aprobación a cargo de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES..

3.B – Ductos en Operación.

Los concesionarios y operadores de ductos en operación deberán presentar a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES para su registro y evaluación, los correspondientes EAFs de Operación y Mantenimiento y el PC de acuerdo con las normas de la presente Resolución, quedando de hecho eximidos de la obligación de presentar los EAPs.

Se establecen los siguientes plazos máximos, a partir de la vigencia de la presente Resolución, para efectuar la presentación mencionada precedentemente:

3.B.1- Ductos Provinciales: NOVENTA (90) días

3.B.2 - Ductos interprovinciales:

3.B.2.a) De diámetro menor o igual a DOCE PULGADAS (12”) : CIENTO VEINTE (120) días

3.B.2.b) De diámetro mayor a DOCE PULGADAS (12") : CIENTO CINCUENTA (150) días.

Para los ductos en operación, es también de aplicación lo establecido en el apartado 3 precedente.

Se agrega como Adjunto 5, una SINTESIS de los EAs, Informes y demás documentaciones que deben presentarse.

3.C. - Ductos a abandonar.

Las tareas para el Abandono de las Instalaciones, darán origen a un Estudio Ambiental específico denominado Estudio Ambiental para el abandono (EAA), corresponderá un EAA para cada parte del ducto y otro integral , que incluya todas las partes del mismo y sus instalaciones complementarias. El EEA es exigible cuando el concesionario de transporte decidiera suspender las operaciones y abandonar el ducto y sus instalaciones complementarias realizando la presentación correspondiente ante esta SUB.SECRETARIA a fin de cumplir con la normativa vigente.

4. FORMATOS Y CONTENIDOS DE LOS ESTUDIOS AMBIENTALES.

Los estudios se estructurarán según las cuatro Fases de Desarrollo, que se describen:

FASE 1: Evaluar las condiciones de base de los recursos, tanto naturales como de valor socioeconómico.

FASE 2: Identificar y cuantificar los impactos ambientales que sean consecuencia de las actividades programadas.

FASE 3: Proponer el Plan de Mitigación, que puntualiza los aspectos a cubrir, en la planificación y en el desarrollo de las operaciones, para eliminar y atenuar los impactos ambientales.

FASE 4: Control de la gestión ambiental, que consiste en el Plan de Monitoreo de los valores de los parámetros a controlar, con el fin de lograr la debida eficacia del Plan de Mitigación.

Todos los Eas se harán por tramo del ducto, definido cada tramo por sus Progresivas inicial y final. De igual manera se procederá con cada parte del mismo, es decir, con cada una de sus instalaciones complementarias.

4.1.- En relación con la FASE 1 se deben considerar los siguientes aspectos ambientales tanto para el ducto en sí, como para las instalaciones complementarias.

4.1.1. Condiciones geológicas

4.1.2. Características fisiográficas.

- 4.1.3. Suelos, incluyendo su cubierta vegetal, ya sea herbácea, arbustiva o arbórea.
- 4.1.4. Hidrología superficial
- 4.1.5. Hidrología subterránea
- 4.1.6. Flora.
- 4.1.7. Fauna terrestre/aérea.
- 4.1.8. Fauna acuática.
- 4.1.9. Areas agrícolas
- 4.1.10. Areas boscosas.
- 4.1.11. Recursos socioeconómicos en explotación, tales como canteras, minas y otros.
- 4.1.12. Desarrollo urbano, existente y proyectado.
- 4.1.13. Vías de comunicación, tales como caminos, FFCC, ríos, puentes y otros.
- 4.1.14. Areas recreativas, existentes y futuras.
- 4.1.15. Sitios históricos, arqueológicos y paleontológicos.
- 4.1.16. Parques nacionales y provinciales.
- 4.1.17. El marco de referencia del Estudio debe estar claramente definido por:
 - 4.1.17.a. Legislación exigible, nacional, provincial y municipal.
 - 4.1.17.b. Climatología, válida para cada una de las locaciones de que se trate.
 - 4.1.17.c. Análisis de los aspectos y factores que, al tener variaciones estacionales, pudieran afectar los resultados.
 - 4.1.17.d. Sismicidad para cada locación, cuando ella pudiera afectar a los aspectos ambientales enumerados.
 - 4.1.17.e. Servidumbre.
- 4.2 - En cuanto a los impactos ambientales a considerar en la Fase 2 :
 - 4.2.1. Evaluación de los Impactos Ambientales (EIAs), parte fundamental de los Eas, se hará cumpliendo con las siguientes normas específicas:

En todos ellos se deben evaluar, con valores relativos, la probabilidad de ocurrencia, para cada Impacto Ambiental. La probabilidad (P) variará de un valor $P=0$, cuando se considere que la ocurrencia es totalmente improbable, hasta un valor $P=1$, cuando se juzgue que la certeza de ocurrencia es incuestionable.

De igual manera, se cuantificará la Magnitud (M) de daños presuntos, para cada Impacto Ambiental, permitiendo comparar unos con otros. El criterio de cuantificación es el siguiente:

Valor 0= Magnitud NULA de daños, a no tomar en cuenta.

Valor 1= Magnitud LEVE de daños.

Valor 2= Magnitud MEDIA de daños.

Valor 3= Magnitud ALTA de daños.

Valor 4= Magnitud GRAVE. Daños REVERSIBLES.

Valor 5= Magnitud GRAVE. Daños IRREVERSIBLES.

Cada EA dará origen a una Matriz de Evaluación de los Impactos Ambientales. Los Adjuntos 1 a 4, que forman parte de este Anexo 1, son los formularios a usar para estructurar dichas matrices.

Como resultado, al multiplicar la Probabilidad por la Magnitud, se obtendrá un ranking de Riesgo Relativo, para cada parte del ducto y de sus instalaciones Fijas y Permanentes. El Ranking permite comparar alternativas, con el fin de optimizar la eficiencia en la asignación de los recursos, ya sean humanos o económicos, para lograr una mejor Gestión Ambiental en cada una de las etapas definidas en los párrafos que anteceden.

4.2.2 Impactos ambientales prioritarios.

Al identificar y al cuantificar los impactos ambientales, los aspectos ambientales que deben ser considerados prioritarios son:

4.2.2.1. Impactos debidos a las tareas en el campo, limpieza, zanqueo, tendido de cañerías, doblado, soldadura, aislación, protección exterior, protección catódica, colocación en zanja, relleno y limpieza. En áreas bajas pantanosas, es necesario considerar los impactos adicionales debidos al zanqueo y a otras tareas, al ser necesarias barcazas para el dragado durante el tendido de las cañerías.

4.2.2.2. En zonas fluviales y marítimas, cuando la cañería debe anclarse con bloques de hormigón o enterrarse, afectándose la biota béntica. En estos casos, además deben prevenirse los posibles daños a las cañerías debidos a los rastreos de fondo de las redes de pesca de arrastre, así como a los debidos a las operaciones de anclaje para el fondeo de buques y de embarcaciones.

4.2.2.3. Es imperativo no alterar el natural y normal escurrimiento de las aguas, pues puede llegarse a variar el nivel de las mismas y afectar la vegetación y los árboles del área, así como el aporte de aguas a zonas pantanosas y bajas, lo que es causa de daños ambientales significativos.

Estos lugares concentran la generación y la vida de variadas especies animales y vegetales, siendo en extremo sensibles y vulnerables.

4.2.2.4. La pista del ducto en sí, puede ser invadida por especies vegetales no autóctonas fuera de control, éste fenómeno será la causa de impactos significativos, a lo largo del tiempo. Además, sucede la fragmentación de los hábitats naturales, en particular en áreas silvestres, lo que afectará a algunas especies y a la biodiversidad.

4.2.2.5. En áreas desarrolladas, la pérdida de tierras útiles para la producción vegetal y animal, será la causa de la migración de habitantes del área, ya que la línea , y sus instalaciones complementarias, afectarán su modo de vida. En algunos casos, ésto sucede sólo durante la construcción, pudiéndose luego retornar a lo habitual.

4.2.2.6. La pista puede crear barreras para el tránsito normal de seres humanos y de especies migratorias.

4.2.2.7. Las áreas de valor arqueológico son muy vulnerables y los daños son difícilmente reversibles.

4.2.2.8. En algunos casos, la línea corta caminos importantes para la comunidad, en especial en áreas pobladas.

4.2.2.9. En lo referente a impactos indirectos, tomar en cuenta el asentamiento indebido de personas en las áreas abiertas, así como que las picadas permiten el accesos a áreas antes inaccesibles, tales como las silvestres, lo que será la causa de daños que pueden ser importantes.

Durante la operación , se deben considerar los siguientes aspectos que, a modo de guía, se detallan:

4.2.2.10. Las tareas de mantenimiento, las de detección de pérdidas, así como las de verificación de equipos y de la protección catódica, exigen el permanente movimiento de aviones, vehículos y personas.

4.2.2.11. Las operaciones de remoción de parafina y de incrustaciones en la superficie interior de la cañería, generan desechos de los que deben disponerse de una manera segura. A éstos se agregan desechos de las estaciones de bombeo, tales como los barros de fondos de tanques de almacenaje, los aceites usados de motores, los barros de la centrifugadora de aceites y de combustibles, trapos, estopas y otros.

4.2.2.12. Los derrames de hidrocarburos, tanto de la línea misma como en las estaciones de almacenaje, de transferencia y de bombeo, son causa de la contaminación de los suelos y de los acuíferos de superficie y subterráneos. Los daños son notablemente mayores cuando

los derrames ocurren en cruces de ríos o en zonas bajas o pantanosas. Los Planes de Contingencia priorizarán la protección de éstos recursos.

4.3. - Las acciones de atenuación y prevención, a incluir en el Plan de Mitigación, de acuerdo con la FASE 3, deben ser definidas y programadas para cada uno de los impactos ambientales detallados en el apartado anterior.

A manera de guía se recomienda:

4.3.1. Tratar de evitar los impactos a los hábitats de alta sensibilidad y valor de la fauna silvestre.

4.3.2. En el tapado de la línea, mantener la cobertura superficial de suelo nativo.

4.3.3. Fenómenos de erosión eólica y por acción de los escurrimientos superficiales. Como resultado de los trabajos de instalación de la cañería, puede resultar la inestabilidad de los suelos y sus consecuentes deslizamientos. Su posterior arrastre, a los ríos y arroyos, será consecuencia de un impacto en la calidad de las aguas de superficie. Es necesario también prevenir la alteración del natural escurrimiento de las aguas.

4.3.4. Elegir el trazado para evitar disturbios en los usos sociales (incluyendo agricultura) y culturales importantes. La traza propuesta, así como los accesos previstos, deberán ser comunicados a los eventuales damnificados, de acuerdo con las normas vigentes en materia de servidumbres.

4.3.5. El diseño, y los métodos constructivos, deberán minimizar el perjuicio al superficiario.

4.3.6. Minimizar impactos sobre el terreno natural durante la construcción.

4.3.7. En el caso de líneas enterradas restaurar los suelos afectados tanto por la planta como por las obras.

4.3.8. Elegir el trazado evitando que se lo use como ruta de movimientos, de vehículos y personas, así como para el movimiento de la fauna silvestre.

4.3.9. Elevar o enterrar las líneas, para permitir el libre movimiento en superficie, a su través.

4.3.10. Planear las obras evitando afectar el tráfico durante la construcción. Si fuera necesario, construir rutas alternativas.

4.3.11. Minimizar la generación de residuos y de desechos. Disponer de cada uno de ellos en forma segura.

4.3.12. Señalización efectiva de la cañería enterrada en áreas urbanas y pobladas.

4.3.13. Proteger los accesos a las áreas silvestres. Esta protección debe extremarse colocando cercos y letreros indicadores, cuando los recursos sean de alta sensibilidad y vulnerabilidad.

4.3.14. Hacer un relevamiento detallado de las instalaciones subterráneas y a nivel existentes, cercanas a la traza propuesta.

Es muy importante , como regla general, la adecuada selección del personal. Su entrenamiento y concientización continua, tanto en los aspectos relativos al mantenimiento y a la operación, como también para lograr la adecuada implementación de los Planes de Contingencias.

Es necesario agregar que, en los casos en que se opere con petróleos crudos o productos livianos con altas tensiones de vapor, en el caso de derrames, debe preverse la necesidad de implementar precauciones especiales para prevenir los incendios y las explosiones, así como planes de evacuación de las áreas afectadas y de planes especiales de prevención y de monitoreo de pérdidas.

4.4.- El Plan de Monitoreo y de Control , de acuerdo con la FASE 4, tiene como objeto verificar que las medidas de mitigación sean suficientes para controlar cada uno de los impactos ambientales identificados. Si no lo fueran o, en algunos casos, se demuestren como innecesarias o excesivas, se deberá corregir el Plan de Mitigación, para mantener el dinamismo y la eficacia del Estudio Ambiental como herramienta de gestión.

Por tal razón, a cada impacto potencial evaluado en la Fase 2, cuyos resultados dieran origen a las Matrices de Evaluación que figuran como adjuntos 1 a 4, debe correlativamente corresponder una Medida de Mitigación.

A su vez, cada Medida de Mitigación implicará la necesidad de verificar su eficacia, por lo que , a su vez, le corresponderán una o más acciones de Monitoreo y Control.

La ejecución del Plan de Monitoreo y Control originará el correspondiente informe que el concesionario / operador deberá presentar a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES en las circunstancias que se indican a continuación.

En la etapa de Operación y Mantenimiento sólo cada vez que se haya modificado el Plan de Mitigación y/o el Plan de Monitoreo y Control como consecuencia de alguna variación en las condiciones de seguridad de manera tal que pudieran verse afectadas la salud humana y/o la calidad de los recursos. Las compañías que en la actualidad operan ductos, obviamente, deberán cumplir solo con este último tipo de presentaciones (etapa de Operación y Mantenimiento).

5. - PLAN DE CONTINGENCIAS

A fin de lograr que los Pcs sean eficaces herramientas de Gestión Ambiental, se deberán cumplir las siguientes normas de administración de riesgos:

5.1. La sensibilidad y la vulnerabilidad, de los recursos a proteger ante la ocurrencia de incidentes contaminantes, serán las que se hayan considerado al cumplir con la FASE 2, del EA correspondiente, para la evaluación de los impactos ambientales. Sus valores deben permitir cuantificar relativamente la magnitud de los daños presuntos.

5.2. La Probabilidad de ocurrencia será evaluada de una manera relativa, para cada uno de los incidentes probables, en cada locación o parte en que se divida al sistema oleoducto/poliducto. Los tipos de incidentes a considerar son:

5.2.1 Derrames de crudo o productos.

5.2.2 Incendios.

5.2.3. Explosivos.

5.3. El riesgo resultará de multiplicar las Magnitudes por las Probabilidades (según 4.2.1.) obteniéndose un ranking de Riesgos Relativos en que se basará la administración deseada de los riesgos y la optimización en la asignación de los recursos materiales y humanos.

5.4. El PC debe detallar las acciones de control a implementar, indicándose si tales acciones serán tomadas por la compañía concesionaria, con recursos propios, o por terceras partes contratadas al efecto . A tal fin, debe incluir, para cada tipo de incidente y lugar, la lista de llamadas, la que debe asegurar el mínimo tiempo de respuesta posible. Se deben incluir los recursos de asistencia médica necesarios. Paralelamente se convocará un Grupo Asesor, que incluirá expertos en las siguientes disciplinas:

5.4.1 Relaciones Públicas y Medios de Comunicación Social.

5.4.2 Asuntos Legales y de Seguros.

5.4.3. Seguridad e Higiene Industrial.

5.5. Se agregarán planillas con las propiedades físico - químicas de cada uno de los hidrocarburos transportados y/o almacenados por el ducto y sus instalaciones complementarias.

6. INFORMES DE LA OCURRENCIA DE INCIDENTES CONTAMINANTES

6.1 Dentro de las VEINTICUATRO (24) horas de ocurrido el incidente contaminante, la concesionaria u operadora informará por fax a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES un resumen del incidente ocurrido. La información será disponible en el momento, de acuerdo con el listado que se detalla, para el informe final del incidente en 6.2.

6.2. El Informe Final de Incidente debe incluir la siguiente información:

6.2.1. Tipo de incidente (derrame, explosión y/o incendio)

6.2.2. Lugar de ocurrencia.

6.2.3. Fecha y Hora.

6.2.4. Indicar el evento causante (causas operativas, falla del material, falla humana, accidente, factores externos).

6.2.5. Circunstancias en que ocurrió el incidente.

6.2.6. Estimación del volumen derramado y de la superficie afectada.

6.2.7. Evolución del incidente.

6.2.8. Equipamiento y recursos humanos utilizados en el control del incidente.

6.2.9. Vida o salud humana afectada.

6.2.10. Recursos naturales afectados.

6.2.11. Recursos de valor socio - económicos afectados.

6.2.12. Tiempos estimados de restauración de daños.

6.2.13. Formas de tratamiento y disposición final de los residuos generados.

6.2.14. Organismos gubernamentales, a nivel provincial y nacional, y no gubernamentales, que hubieran tomado parte en el incidente ocurrido.

6.2.15. Modificaciones a introducir en los Pcs cuando se evalué falta de eficacia en los mismos.

7. MARCO LEGAL Y PROFESIONALES ACTUANTES

7.1. Tanto los EAs como los PCs incluirán, como anexo, un listado de las disposiciones legales vigentes, en las que se basaron al prepararlos.

7.2. También incluirán una lista de los profesionales actuantes, registrados según lo que especifica la legislación vigente, con sus correspondientes firmas.

8. SANCIONES

Toda transgresión, de la presente norma, hará pasible al concesionario de las sanciones que se imponen en el Título VII de la Ley Nº 17.319 , pudiendo la SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS solicitar la caducidad de la concesión de transporte, de darse los supuestos previstos en los incisos c) y ds) del Artículo 80 de la citada Ley.

ADJUNTO 5

SINTESIS

• DUCTOS A CONSTRUIR

I. - EAP (Estudio Ambiental Previo)

- Presentación: junto con la solicitud de otorgamiento de la Concesión de Transporte.
- Se evaluará en un plazo máximo de SESENTA (60) días.
- Su aprobación -provisoria o definitiva- es indispensable para otorgar la Concesión.

II.- EAF Cy PM (Estudio Ambiental de Construcción y Puesta en Marcha)

- Presentación: luego de ser aprobado el EAP
- Se evaluará en un plazo máximo de SESENTA (60) días .
- Su aprobación -provisoria o definitiva- es indispensable para empezar la obra.

III.- Informe de Monitoreo de la Construcción.

- Presentación al finalizar la construcción de la obra.
- Se evaluará en un plazo máximo de SESENTA (60) días.

IV.- EAF O y M (Estudio Ambiental Final de Operación y Mantenimiento) y PC (Plan de Contingencias).

- Presentación: hasta SESENTA (60) días antes de finalizadas las obras.
- Se evaluará en un plazo máximo de 60 días.
- Su aprobación -provisoria o definitiva- es indispensable para operar el sistema.

V.- Informe de Monitoreo de la Operación y Mantenimiento.

- Presentación: cuando se haya modificado el Plan de Mitigación y/o el Plan de Monitoreo y Control.
- Se evaluará en un plazo máximo de SESENTA (60) días.

VI.- EAA(Estudio Ambiental para el Abandono).

- Presentación: junto con el informe de abandono de las instalaciones de la Concesión de Transporte.
- Se evaluará en un plazo máximo de SESENTA (60) días.
- Su aprobación -provisoria o definitiva- es indispensable para abandonar el sistema.

• DUCTOS EN OPERACION.

Sólo IV, V Y VI con la siguiente modificación:

IV.- EAF O y M (Estudio Ambiental Final de Operación y Mantenimiento) y PC (Plan de Contingencias).

- Presentación según se trate de ductos Provinciales o interprovinciales de acuerdo con el Cronograma establecido en el apartado 3B.

NORMAS AMBIENTALES PARA OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS

ANEXO 1 - ADJUNTO 1

MATRIZ DE EVALUACION DE IMPACTOS Oleoductos (dividido por tramos entre estaciones de bombeo)

Nº de orden	Tipo de impacto (descripción)	Evaluacion del Impacto												Σ (=100%)	
		Tramo 1				Tramo 2				Tramo N				
..		C	M	CxM	%	C	M	CxM	%		C	M	CxM	%	
..															
..															
..															
..															
..															
..															
N															

Notas: Corresponde elaborar una matriz para construcción y puesta en marcha y otra matriz para operación.

C = grado de Certidumbre (de 0 a 1)

M = Magnitud del Impacto (de 0 a 5)

% = Porcentaje, respecto al total, del riesgo parcial C x M en cada tramo.

NORMAS AMBIENTALES PARA OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS

ANEXO 1 - ADJUNTO 2

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS Estaciones de bombeo

Nº de orden	Tipo de impacto (descripción)	Evaluacion del Impacto												Σ (=100%)	
		Estación 1				Estación 2				Estación N				
..		C	M	CxM	%	C	M	CxM	%		C	M	CxM	%	
..															
..															
..															
..															
..															
N															

Notas Corresponde elaborar una matriz para construcción y puesta en marcha y otra matriz para operación.

C =Grado de Certidumbre (de 0 a 1)

M = Magnitud del Impacto (de 0 a 5)

% = Porcentaje, respecto al total, del riesgo parcial C x M en cada estación.

NORMAS AMBIENTALES PARA OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS

ANEXO 1 - ADJUNTO 3

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS Plantas de almacenaje

Nº de orden	Tipo de impacto (descripción)	Evaluación del Impacto												Σ (=100%)
		Planta 1				Planta 2				Planta N			
..		C	M	CxM	%	C	M	CxM	%		C	M	CxM	%
..														
..														
..														
..														
..														
N														

Notas: Corresponde elaborar una matriz para construcción y puesta en marcha y otra matriz para operación.

C = Grado de Certidumbre (de 0 a 1)

M = Magnitud del Impacto (de 0 a 5)

% = Porcentaje, respecto al total, del riesgo parcial Cx M en cada Planta

NORMAS AMBIENTALES PARA OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS

ANEXO 1 - ADJUNTO 4

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS Terminal de Carga/Recepción

Nº de orden	Tipo de impacto (descripción)	Evaluación del Impacto												Σ (=100%)	
		Terminal 1				Terminal 2				Terminal N				
..		C	M	CxM	%	C	M	CxM	%		C	M	CxM	%	
..															
..															
..															
..															
..															
N															

Notas: Corresponde elaborar una matriz para construcción y puesta en marcha y otra matriz para operación.

C = Grado de Certidumbre (de 0 a 1)

M = Magnitud del Impacto (de 0 a 5)

% = Porcentaje, respecto al total, del riesgo parcial Cx M en cada Planta

LEY PROVINCIAL N° 1.092

FECHA: 14 – 6 – 94

**TEMA: "RATIFICA EL PACTO FEDERAL AMBIENTAL ENTRE LA
NACION Y LAS PROVINCIAS"**

La Legislatura de la Provincia de Formosa sanciona con fuerza de ley;

Artículo 1º- Ratificase el Pacto Federal Ambiental entre la Nación y las Provincias, para la preservación, conservación, mejoramiento y recuperación del ambiente, suscripto en fecha 5 de junio de 1.993, cuya fotocopia forma parte integrante de la presente.-

Artículo 2º- Comuníquese al Poder Ejecutivo, publíquese y archívese.-

Sancionada en la Sala de Sesiones de la Honorable Cámara de Diputados de la Provincia, el 26 de mayo de 1.994.-

PACTO FEDERAL AMBIENTAL

En la ciudad de Buenos Aires, capital de la República Argentina, a los cinco días del mes de julio del año mil novecientos noventa y tres.

En presencia del Señor Presidente de la Nación Dr. Carlos Saúl Menem, Sr Ministro del Interior Dr Gustavo Béliz, la Señora Secretaria de Estado de Recursos Naturales y Ambiente Humano Ingº María Julia Alsogaray, se reúnen los Señores Gobernadores de las Provincias de Buenos Aires, Catamarca, Córdoba, Corrientes, Chaco, Chubut, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Pampa, La Rioja, San Luis, Santa Cruz, Santa Fé, Santiago del Estero, Tierra del Fuego, Tucumán, y el Señor Intendente de la ciudad de Buenos Aires Dr. Saúl Bouer.

Las AUTORIDADES SIGNATARIAS DECLARAN:

CONSIDERANDO:

Que la preservación, conservación, mejoramiento y recuperación del Ambiente son objetivos de acciones inminentes que han adquirido dramática actualidad, desde el momento en que se aha tomado conciencia de que el desarrollo económico no puede estar desligado de la protección ambiental .

Que esta situación compromete, no sólo a todos los estratos gubernamentales de la República, sino también a cada uno de los ciudadanos, cualesquiera fuere su condición social o función.

Que la voluntad reflejada en el Pacto Federal firmado en el ciudad de Luján, el 24 de mayo de 1.990, y los compromisos contraídos ante el mundo en la CONFERENCIA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL MEDIO AMBIENTE Y EL DESARROLLO (CNMAD 92).Hacen indispensable crear los mecanismos federales que la Constitución Nacional contempla y, en cumplimiento de ese compromiso, resulta oportuno reafirmar el espíritu y la acción federan en materia de Recursos Naturales y Medio Ambiente.

LA NACIÓN Y LAS PROVINCIAS AQUÍ REPRESENTADAS ACUERDAN:

I – El objetivo del presente acuerdo es promover políticas de desarrollo ambientalmente adecuadas en todo el territorio nacional, estableciendo Acuerdos Marco entre los Estados Federados y entre éstos y la Nación, que agilicen y den mayor eficiencia a la preservación del ambiente teniendo como referencia los postulados del “Programa 21” aprobado en la CONFERENCIA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO(CNUMAD '92).

II – Promover a nivel provincial la unificación y/o coordinación de la política ambiental en la República Argentina..

III – Los Estados signatarios se comprometen al Consejo Federal del Medio Ambiente como un instrumento válido para la coordinación de la política ambiental en la República Argentina.

IV – Los Estados signatarios se comprometen a compatibilizar e instrumentar en sus jurisdicciones la Legislación Ambiental.

V – En materia de desarrollo de una conciencia ambiental los Estados signatarios se comprometen a impulsar y adoptar políticas de educación, investigación científico – tecnológica, capacitación, formación y participación comunitaria que conduzcan a la protección y preservación del ambiente.

VI – Los señores Gobernadores propondrán ante sus respectivas legislaturas provinciales la ratificación por Ley del presente acuerdo.

VII – El Estado Nacional designa ante el Congreso Federal de Medio Ambiente, para la implementación de las acciones a desarrollarse a efectos de cumplimentar los principios contenidos en éste Acuerdo, a la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente Humano de la Nación.

Promulgase LEY Nº 1092

GOBERNACION
DECRETO Nº 721

Formosa, 14 de junio de 1.994

Por cuanto

La Legislatura de la Provincia sanciona con fuerza de ley, bajo el número MIL NOVENTA Y DOS;

POR CUANTO :

EL GOBERNADOR DE LA PROVINCIA DECRETA:

Artículo 1º .- Tengasé por Ley de la provincia.

Artículo 2º.- Cumplase, regístrese, comuníquese, dése al Boletín Oficial, publíquese y archívese .-

INFORME NRO 1

**CONTROL DEL MEDIO AMBIENTE EN YACIMIENTOS
PETROLEROS**

TAREA NR0 3

OCTUBRE DE 1.999



TAREA N°3

CONTROL DEL MEDIO AMBIENTE

Control del Medio Ambiente

Area: Yacimiento Palmar Largo

Caminos principales:

Se verificó el estado de la red vial con una reciente visita realizada al área.

Unen la localidad de Ing° Guillermo Juárez, con la batería de Palmar Largo y ésta con la localidad de los Blancos (Salta).

El mantenimiento de los caminos es efectuado por la empresa concesionaria.

Están constituidos por material arcilloso con tramos enripiados, presentan un fluido transito vehicular.

Se observan al costado del camino que unen la batería de Palmar Largo con la localidad de Ing° G. Juárez, el tendido del oleoducto, con tramos sobre la superficie y otros enterrados (no se observan manchas de hidrocarburos producido por las pinchaduras de las cañerías).

Caminos secundarios: El que une la batería de Palmar Largo con la de Cañada Rica y La Tigra Norte . Y otros vecinales que unen pequeños poblados entre sí.

Todos transitables en ésta época debido a la escases de precipitaciones, situación que se modifica en los meses de verano donde comienzan las intensas lluvias.

No se realizaron apertura de nuevos caminos, se utilizan los trazados antiguos. (Se dio cumplimiento a la Res. 105 “Utilizar los caminos existentes”).

Se observó la presencia de árboles secos, que fueron extraídos para el ensanchamiento de los caminos, presencia de residuos plásticos originados por la población de la zona.

El campamento: constituido por un complejo habitacional, donde residen los operarios, técnicos de la batería de Palmar Largo, se encuentra en buenas condiciones de higiene y mantenimiento (pintado, arbolado, con provisión de agua mineral para el consumo humano, provisión de agua de

perforación para usos en general, cuentan además con servicio de enfermería las 24 hs, traslados en avión a Salta, etc.).

No se observaron residuos dispersos en el campamento)

Cuentan con estructuras de protección, pues se encuentra rodeado por un alambrado perimetral que impide el ingreso de personas extrañas al mismo. (Cumplimenta con los requisitos de la Res. 105)

Los tanques de ésta batería se encuentran rodeados por el recinto de contención contra derrames (da cumplimiento a la Res. 105), no así los tanques de la batería de Cañada Rica.

INFORME NRO 1

INFORME CONTROL DE LA PRODUCCION

TAREA NRO 4

OCTUBRE DE 1.999

PROVINCIA DE FORMOSA

INFORME HIDROCARBUROS

MES : AGOSTO

AÑO: 1.999

PRODUCCION

LA PRODUCCION DE PETROLEO FUE:

	AGO/96 M3	AGO/97 M3	AGO/98 M3	AGO/99 M3
PALMAR LARGO	22.737	21.121	25.803	22.361
EL CHIVIL	1.559	1.260	1.108	0

PRECIO

EL PRECIO DE VENTA DEL PETROLEO FUE:

	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3
PALMAR LARGO	122.89	109.22	68.58	114.83
EL CHIVIL	97.49	101.79	60.66	-

REGALIAS

LAS REGALIAS COBRADAS POR LA PROVINCIA FUERON:

	\$	\$	\$	\$
PALMAR LARGO	268.383	211.034	138.143	234.315
EL CHIVIL	8.778	8.136	3.621	0

PROVINCIA DE FORMOSA

INFORME DE LOS HIDROCARBUROS

MES : JULIO

AÑO:1.999

PRODUCCION

LA PRODUCCION DE PETROLEO FUE:

	JULIO/96	JULIO/97	JULIO/98	JULIO/99
	M3	M3	M3	M3
PALMAR LARGO	23.195	21.659	26.138	20.136
EL CHIVIL	1.521	1.299	1.048	0

PRECIO

EL PRECIO DE VENTA PROMEDIO DEL PETROLEO FUE:

	U\$/M3	U\$/M3	U\$/M3	U\$/M3
PALMAR LARGO	116,87	107,91	72.82	110,57
EL CHIVIL	97,49	97,66	65.24	--

REGALIAS

LAS REGALIAS COBRADAS POR LA PROVINCIA FUERON:

	\$	\$	\$	\$
PALMAR LARGO	257.584	214.860	151.664	207.193
EL CHIVIL	8.506	7.976	3.798	0

PALMAR LARGO

LA PRODUCCION DE PETROLEO EN LOS PRIMEROS MESES DE 1999 SE MANTIENE DENTRO DE LA MEDIA DEL AÑO 1998. HA MEJORADO UN 20 % CON RESPECTO A LOS MISMOS MESES DEL AÑO 1997.

SI BIEN EN EL PRIMER SEMESTRE SE HA MANTENIDO ALREDEDOR DE LOS 20.000 M3 MENSUALES SE NOTA UN INCREMENTO EN LOS ULTIMOS MESES. ESTO SE PONE DE MANIFIESTO EN EL MES DE AGOSTO DONDE LA PRODUCCION ESTUVO EN 22.361 M3.

EL PRECIO DE VENTA DEL PETROLEO (WTI) HA EXPERIMENTADO EN TODOS LOS MESES DE ESTE UNA TENDENCIA AL ALZA. ESTO HA SIDO EL RESULTADO DEL AJUSTE Estricto QUE LOS PAISES MIEMBROS DE LA OPEP HAN RELIZADO CON SUS RESPECTIVAS PRODUCCIONES DE PETROLEO. EL PRECIO DEL CRUDO HA SUBIDO EN AGOSTO UN 80 % CON RESPECTO A ENERO DE 1.999.

LA COBRANZA DE LAS REGALIAS POR PARTE DE LA PROVINCIA HAN AUMENTADO CONSIDERABLEMENTE. LAS REGALIAS DE AGOSTO SON UN 100 % MAYORES A LAS DEL MES DE ENERO DE 1.999. ESTO SE DEBE A QUE SI BIEN LA PRODUCCION DE PETROLEO AUMENTO UN 20 % CON RESPECTO A ENERO PASADO, HAN CRECIDO SOBRETODOPOR EL AUMENTO DEL PRECIO DEL CRUDO.

EL CHIVIL

ESTE YACIMIENTO DISCONTINUO SU PRODUCCION DESDE DICIEMBRE DE 1.998 CUANDO SE PRODUJO LA BAJA PRONUNCIADA DEL PRECIO DEL CRUDO..

PRODUCCION DE PETROLEO PALMAR LARGO

EMPRESA	ENERO M3	FEBRERO M3	MARZO M3	ABRIL M3	MAYO M3	JUNIO M3	JULIO M3
YPF	6.180,84	5.751,87	6.441,24	5.964,75	5.773,65	5.997,00	6.041,07
PLUSPETROL	4.182,39	3.892,08	4.358,57	4.036,19	3.906,84	4.057,97	4.087,79
CGC	3.677,62	3.422,35	3.832,54	3.549,06	3.435,32	3.568,22	3.594,44
NORCEN	3.677,62	3.422,35	3.832,54	3.549,06	3.435,32	3.568,22	3.594,44
D.WON	2.884,41	2.759,79	3.005,91	2.783,58	2.694,37	2.798,60	2.819,17
TOTAL	20.602,87	19.248,43	21.470,80	19.882,64	19.245,50	19.990,00	20.136,90

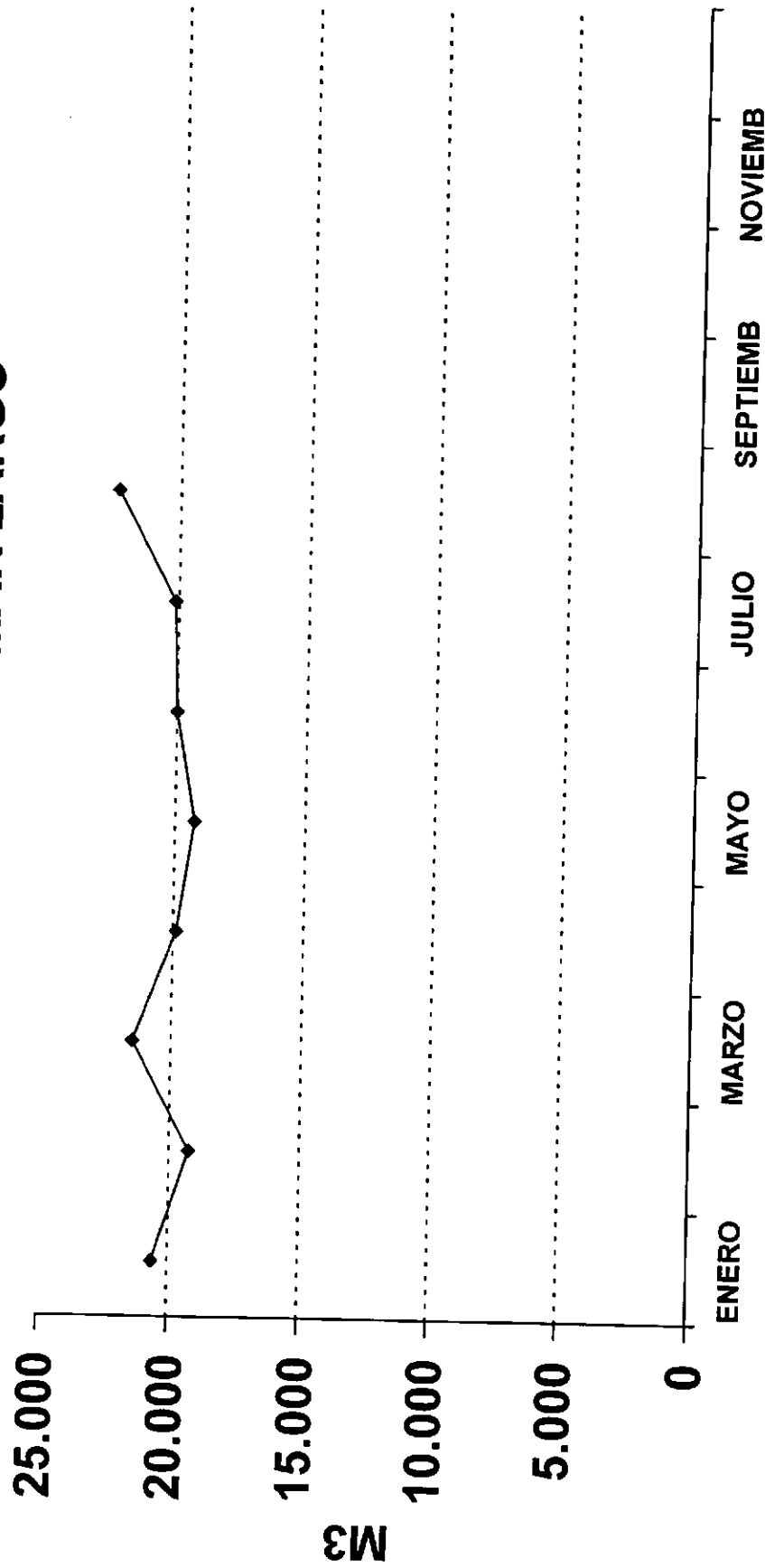
EMPRESA	AGOSTO M3	SETIEMBRE M3	OCTUBRE M3	NOVIEMBRE M3	DICIEMBRE M3	TOTAL M3
YPF	6.708,30	0,00	0,00	0,00	0,00	48.858,72
PLUSPETROL	4.539,28	0,00	0,00	0,00	0,00	33.061,11
CGC	3.991,44	0,00	0,00	0,00	0,00	29.070,98
NORCEN	3.991,44	0,00	0,00	0,00	0,00	29.070,98
D.WON	3.130,54	0,00	0,00	0,00	0,00	22.876,37
TOTAL	22.361,00	0,00	0,00	0,00	0,00	162.938,15

PROMEDIO MENSUAL

20.367,27

POR ING. O. REYNALS

PRODUCCION PALMAR LARGO



AÑO 1.999

INFORME PRECIO INTERNACIONAL

**PRECIO INTERNACIONAL DE VENTA DEL CRUDO
WTI (WESTERN TEXAS INTERMEDIATE)**

EL PRECIO DEL CRUDO INTERNACIONAL UTILIZADO DE CÓMO VALOR DE REFERENCIA PARA SABER EL PRECIO LOCAL ES EL DE LA COTIZACION EN EE.UU.(WTI) .

EL PRECIO DE REFERENCIA WTI BAJO HASTA DICIEMBRE DE 1998 POR RAZONES DE ABUNDANTE OFERTA POR LA MAYOR PRODUCCION DE LOS PAISES DE LA OPEP.

EN EL AÑO 1999 ESTAS NACIONES DECIDIERON UN PROFUNDO AJUSTE EN SUS PRODUCCIONES. ESTO LO SIGUEN MANTENIENDO A PESAR DE HABER AUMENTADO EL PETROLEO MAS DEL 100.%. ES QUE SIGUEN LA EVOLUCION DE LOS STOCK ALMACENADOS DE PETROLEO EN EL MUNDO Y QUIEREN QUE BAJEN LO SUFICIENTE COMO PARA QUE SU PRECIO NO PELIGRE COMO ANTES.

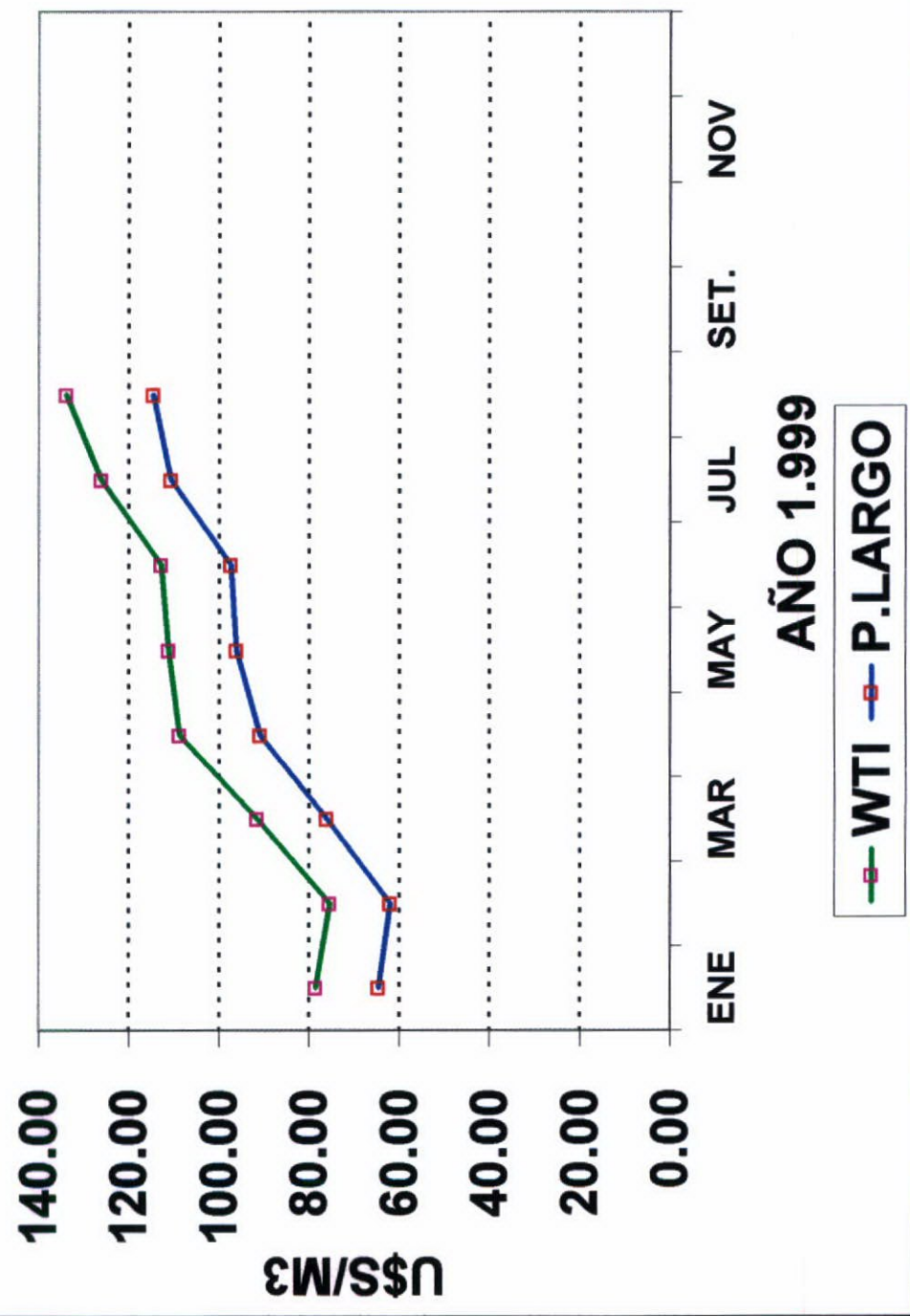
ESTO HA HECHO QUE EMPIECE A SUBIR EL PRECIO DESDE 78 US\$/M3 EN QUE SE ENCONTRABA EN ENERO HASTA SITUARSE CERCA DE LOS 133 US\$/M3 EN EL MES DE AGOSTO DE ESTE AÑO.

LA PROVINCIA RECIBE SU MEJOR PRECIO POR PARTE DE YPF Y NORCEN QUE LO EXPORTAN AL PARAGUAY .

EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO ENTRE TODOS LOS CONCESIONARIOS DE PALMAR LARGO ESTA UNOS 16 US\$/M3 MENOS QUE EL WTI.

		1	2	3	4	5	6	7	8
MES	WTI	WTI	YPF	PLUSP	CGC	NORCEN	D. WON	PROM	
AÑO	U\$S/B	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3
ENE	12,51	78,66	71,94	58,75	57,13	63,66	69,31	64,77	
FEB	12,01	75,52	68,89	55,18	54,08	60,73	69,31	62,07	
MAR	14,59	91,75	85,67	70,67	70,84	77,34	69,31	76,20	
ABR	17,31	108,87	102,49	89,46	87,66	94,26	69,31	91,08	
MAY	17,70	111,35	104,96	92,57	90,18	96,62	90,18	96,25	
JUN	17,96	112,98	106,04	93,26	91,20	99,79	91,20	97,60	
JUL	20,09	126,33	119,78	105,40	104,94	112,86	104,94	110,90	
AGO	21,30	133,98	127,22	113,44	94,67	117,67	112,37	114,83	
SET.									
OCT									
NOV									
DIC									
PROM	16,68	104,93	98,37	84,84	81,34	90,37	84,49	89,21	

PRECIO VENTA CRUDO PALMAR LARGO



INFORME CONTROL DEPOSITO DE LAS REGALIAS

DEPOSITO DE REGALIAS

SE RECIBIERON LOS COMPROBANTES DE PAGO DE LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DEL YACIMIENTO PALMAR LARGO.

SE RECLAMA A YPF PUES LA PRODUCCION DE AGOSTO DEBERIA SER DE 6.707,30 M3 EN LUGAR DE LOS 6.090 M3 DECLARADOS EN EL ANEXO I DE DICHO MES.

SE RECLAMA A C.G.C. EL PRECIO DE VENTA DEL CRUDO DE AGOSTO. DADO QUE EL PRECIO PAGADO DE 94,67 U\$S/M3 DARIA UNA DIFERENCIA CON EL WTI DE 39 U\$S/M3. LO HABITUAL ES UNA DIFERENCIA DE 21 A 22 U\$S/M3.

SE VERIFICO EL PAGO DE AJUSTE POR VARIACION DE LA DECLARACION JURADA DE JULIO DE LAS FIRMAS NORCEN E Y.P.F.

EMP	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO
	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS
YPF	34.575	29.952	46.359	55.337	55.090	58.334	68.413
PLUSP.	18.403	15.515	25.299	32.150	32.534	34.117	40.127
C.G.C.	14.894	12.650	21.625	26.955	27.097	28.568	34.510
NORCEN	17.051	14.658	23.873	29.220	29.218	31.786	37.390
D.WONG	16.230	15.529	16.914	15.663	21.689	22.860	27.524
TOTAL	101.153	88.303	134.070	159.324	165.627	175.665	207.964

	AGOSTO	SETIEM	OCTUB	NOVIE	DICIE	TOTAL
	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS
YPF	74.581					422.640
PLUSP.	48.797					246.942
C.G.C.	33.563					199.862
NORCEN	44.109					227.305
D.WONG	33.265					169.673
TOTAL	234.315	0	0	0	0	1.266.422

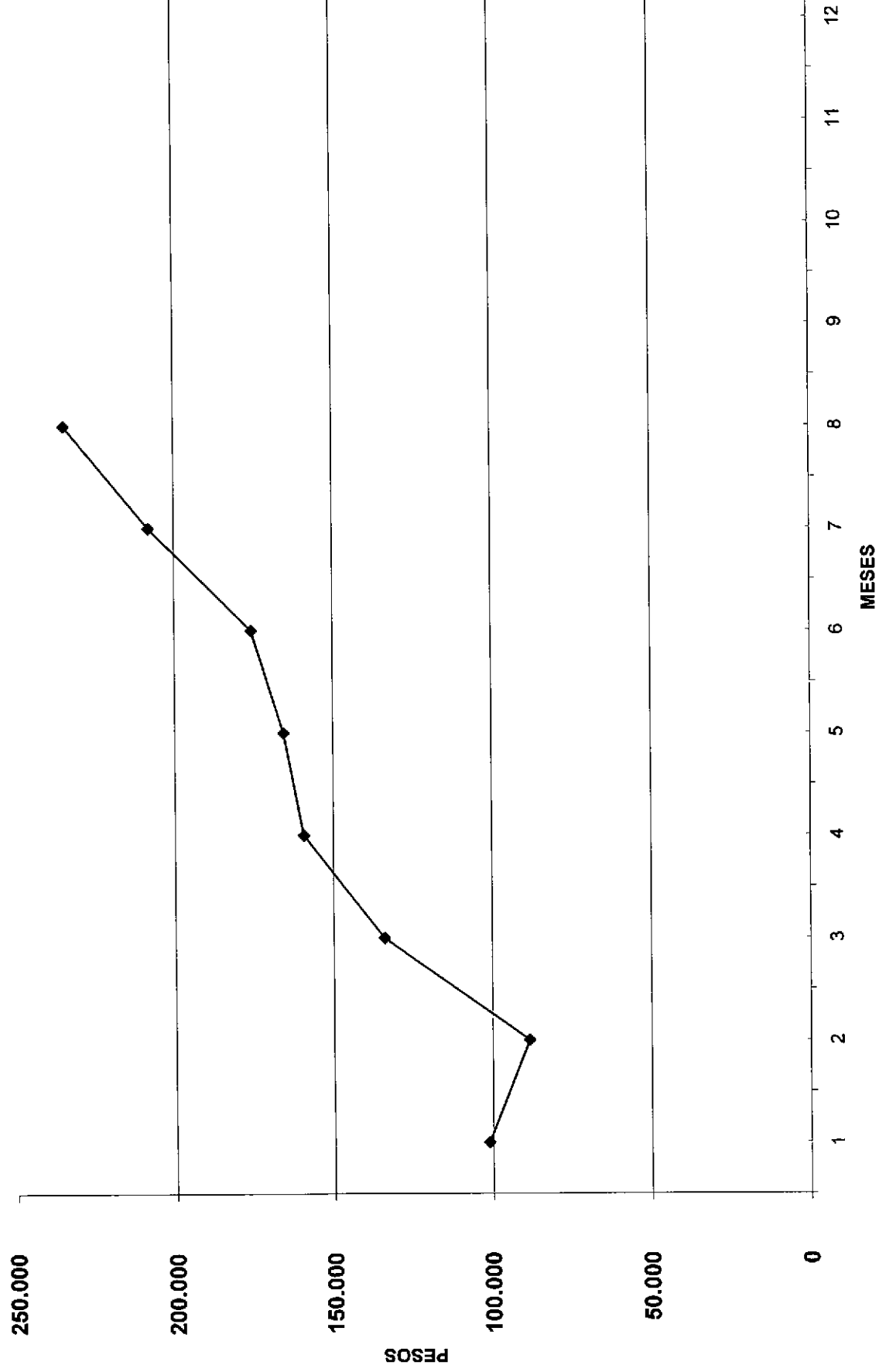
PROMEDIO MENSUAL

158.303

1/10/99

POR OLAGUER REYNALS

PALMAR



PALMAR LARGO				
	jun-99	NETO	BANCO	CUENTA
YPF	58.094,17		NACION	10198/7
PLUSPETROL	34.117,00		NACION	10198/7
CGC	28.568,00		NACION	10198/7
NORCEN	30.766,00	30.542,63	FORMOSA	600905/3
D.WON	22.860,08	22.694,12	FORMOSA	600905/3

TOTAL 174.405,25

NORCEN pago \$105 de ajuste de mayo/99

Y.P.F. Dedujo \$ 35,13 del ajuste de mayo/99

EL CHIVIL

CGC 0

PALMAR LARGO				
	jul-99	NETO	BANCO	CUENTA
YPF	68.617,00		NACION	10198/7
PLUSPETROL	40.127,00		NACION	10198/7
CGC	34.510,00		NACION	10198/7
NORCEN	37.744,00	37,469,98	FORMOSA	600905/3
D.WON	27.524,09	27.324,25	FORMOSA	600905/3

TOTAL 208.522,09

NORCEN pago \$1.125 de ajuste de JUNIO/99

YPF PAGO \$204,29 DE AJUSTE DE JUNIO/99

EL CHIVIL

CGC 0

PALMAR LARGO				
	ago-99	NETO	BANCO	CUENTA
YPF	74.581,28		NACION	10198/7
PLUSPETROL	48.797,00		NACION	10198/7
CGC	33.563,00		NACION	10198/7
NORCEN	44.880,00	44.554,17	FORMOSA	600905/3
D.WON	33.265,14	33.023,62	FORMOSA	600905/3

TOTAL 235.086,42

NORCEN PAGA \$771 POR AJUSTE DEL MES DE JULIO

CGC FACTURA A SOLO \$ 94.67 \$/M3

YPF PAGA POR SOLO 6.090 M3

EL CHIVIL

CGC 0

PRODUCCION, REGALIAS Y PRECIOS DE VENTA DE EL CHIVIL

1999	PRODUC M3	VENTA		FLETE		GASTOS		V.B.P.		REGALIAS		DEUDA	
		U\$\$/M3	U\$\$/M3	U\$\$/M3	U\$\$/M3	U\$\$/M3	U\$\$/M3	U\$\$/M3	U\$\$/M3	M3	U\$	CUATRO	%
ENERO	CERO												
FEBRERO	CERO												
MARZO	CERO												
ABRIL	CERO												
MAYO	CERO												
JUNIO	CERO												
JULIO	CERO												
AGOSTO	CERO												
SETIEM													
OCTUB													
NOVIE													
DICIEM													
PROMEDIO		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
TOTAL año	0									0,00	0	0	
TOTAL AÑOS 1991 AL 1998													
TOTAL	107.621									8.608	682.056	341.028	
1991/2/3/4/5/6/7/8													
PROMEDIO	919,84	73,91	7,43	2,15	64,35	79,70	6820,56	3157,67					

PRODUCCION DE PETROLEO

YACIMIENTO EL CHIVIL

JULIO - AGOSTO /99

VERA WALTER
TCO EN PETROLEO

INFORME DE PRODUCCION

AÑO 1.999

YACIMIENTO EL CHIVIL

JULIO y AGOSTO 99

<u>CANTIDAD DE POZOS :</u>	4 POZOS.
<u>POZOS EN PRODUCCION :</u>	0 POZOS.
<u>POZOS FUERA DE SERVICIO :</u>	0 POZOS.
<u>PRODUCCION DIARIA :</u>	0 M/D.
<u>PRODUCCION MENSUAL :</u>	0 M3/M.
<u>DIFERENCIA DE PRODUCCION/MES RESPECTO DEL MES ANTERIOR :</u>	- M3/M.

PRODUCCION MENSUAL AÑO 1998 - 1999

COMPARACIONES

MESES	JULIO/98	JULIO/99
PROD. M3/M	1.048,41	0
MESES	AGOSTO/98	AGOSTO/99
PROD. M3/M	1.108,46	0

YACIMIENTO EL CHIVIL

Para los meses de Julio y Agosto de 1999 la producción en el Yacimiento El Chivil fue nula .

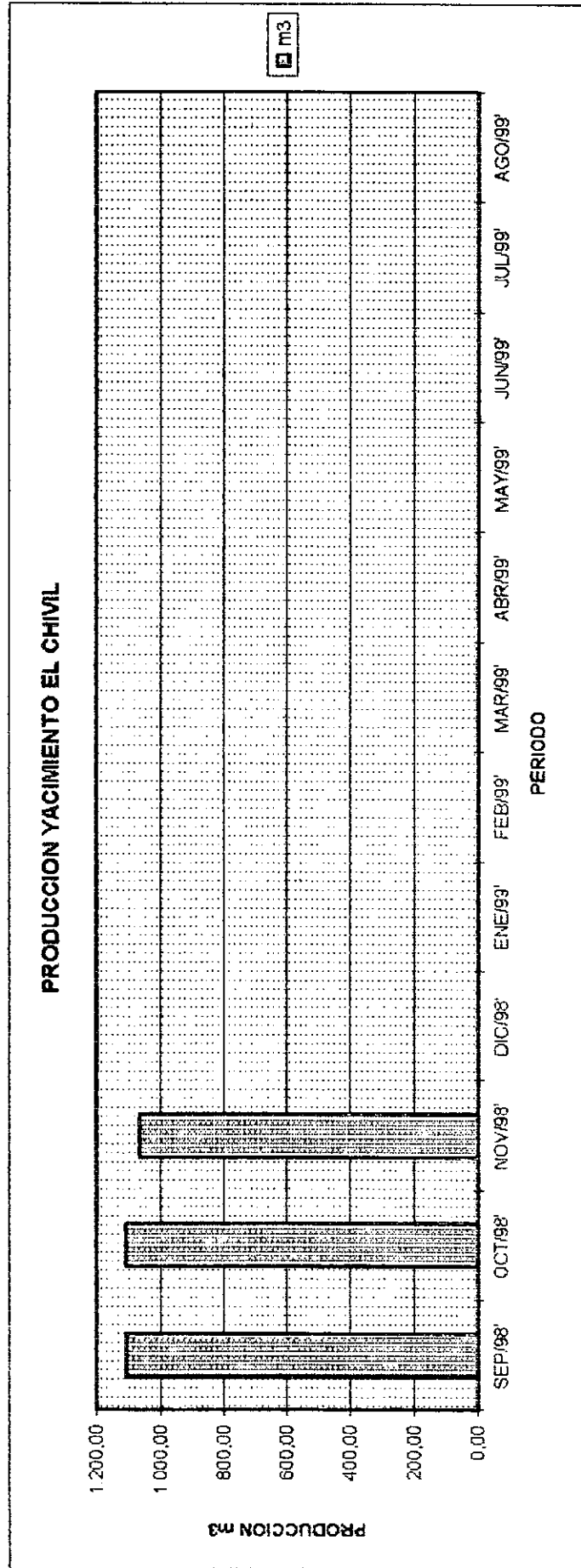
Desde el 01 de Diciembre de 1998 este yacimiento permanecerá cerrado hasta nuevo aviso, debido principalmente a la incidencia de la baja del precio internacional del petróleo lo que afectó en los costos operativos de producción , al tener el precio de venta a la destileria por debajo del precio internacional (WTI), hechos estos que llevaron a la desición tomada por las empresas intervinientes en la explotación de este Yacimiento.

ESTADO DE POZOS .

Desde el 01 de Diciembre de 1998 hasta la fecha , los pozos del yacimiento continúan cerrados hasta nuevo aviso por parte de la empresa consecionaria de la explotación del area El Chivil.

PRODUCCION MENSUAL YACIMIENTO EL CHIVIL AÑO 1999.-

	SEP/98'	OCT/98'	NOV/98'	DIC/98'	ENE/99'	FEB/99'	MAR/99'	ABR/99'	MAY/99'	JUN/99'	JUL/99'	AGO/99'
m3	1.105,79	1.109,17	1.065,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



PRODUCCION DE PETROLEO

YACIMIENTO PALMAR LARGO

JULIO - AGOSTO /99

VERA WALTER
TECNICO EN PETROLEO

INFORME DE PRODUCCION

AÑO 1999

YACIMIENTO PALMAR LARGO

JULIO 7/99

<u>CANTIDAD DE POZOS :</u>	21 POZOS .
<u>POZOS EN PRODUCCION :</u>	15 POZOS .
<u>POZOS FUERA DE SERVICIO :</u>	6 POZOS .
<u>PRODUCCION DIARIA :</u>	649,57 M3/D.
<u>PRODUCCION MENSUAL :</u>	20.136,9 M3/M.
<u>DIFERENCIA DE PRODUCCION / MES RESPECTO DEL MES ANTERIOR :</u>	146,9 M3/M.

PRODUCCION MENSUAL AÑOS 1998 - 1999

COMPARACIONES

MESES	JULIO/98	JULIO/99
PROD. M3/M.	26.138,4	20.136,9

PRODUCCION DE PETROLEO

Se observa en el mes de Julio/99 una producción de 20.136,9 m³, con una producción diaria de 649,6 m³/d.

Respecto al mes de Junio/99, se produjo un aumento de la producción mensual de 146,9 m³/m.

POZOS FUERA DE SERVICIO

En estos momentos el yacimiento se encuentra produciendo con 15 pozos de los 21 que componen el mismo.

Los pozos fuera de servicios son los siguientes PL-20, RLx1, TN 1, EM-2, P.L-13, P.L-3,.

Pozo Reactivado :

El P.L-12 pozo reactivado y en servicio.

Referencias

PL: Palmar Largo

RL: Ramón Lista

TN: Tigra Norte

EM: El Molino

El pozo PL - 20, convertido a pozo sumidero de agua a partir de Diciembre del 96.

En estos momentos Palmar Largo produce con :

6 Pozos surgentes.

6 Pozos con el sistema de gas lift.

3 Pozos con el sistema de bombeo mecánico.

* EPOx-1 perteneciente tambien al yacimiento Palmar Largo que esta en servicio y produciendo por razones técnicas en forma temporaria con un equipo de bombeo mecánico con un aporte mensual de 39,3 m³ de petróleo en 31 dias efectivos.

PRODUCCION DE FLUIDOS YACIMIENTO PALMAR.

MES DE JULIO/99.

CANTIDAD DE POZOS	PETROLEO MENSUAL m3	AGUA m3	GAS Mm3	R.P.G m3/m3
21	20.136,9	46.992,9	3.547,4	176,2

Para el mes de Julio/99 :

En cuanto a la producción general de fluidos del yacimiento , se ubican según el volumen de la siguiente forma :

* Existe preponderancia del Gas sobre los otros fluidos, obteniéndose para el mes de Julio/99 una producción de 3.547,4 Mm3/mes.

* El segundo lugar se ubica la producción de Agua con 46.992,9 m3/mes.

* Por ultimo se observa la producción de petróleo con 20.136,9 m3/mes.

* La relación gas - petróleo (R.P.G) es de 176,2 m3/m3.

INFORME DE PRODUCCION

AÑO 1999

YACIMIENTO PALMAR LARGO

AGOSTO /99

CANTIDAD DE POZOS : 21 POZOS .

POZOS EN PRODUCCION : 15 POZOS .

POZOS FUERA DE SERVICIO : 6 POZOS .

PRODUCCION DIARIA : 721,3 M3/D.

PRODUCCION MENSUAL : 22.361 M3/M.

DIFERENCIA DE PRODUCCION / MES
RESPECTO DEL MES ANTERIOR : 2.224,1 M3/M.

PRODUCCION MENSUAL AÑOS 1998 - 1999

COMPARACIONES

MESES	AGOSTO/98	AGOSTO/99
PROD. M3/M.	25.803,4	22.361

PRODUCCION DE PETROLEO

Se observa en el mes de Agosto/99 una producción de 22.361 m³, con una producción diaria de 721,3 m³/d.

Respecto al mes de Julio/99, se produjo un aumento de la producción mensual de 2.224,1 m³/m.

POZOS FUERA DE SERVICIO

En estos momentos el yacimiento se encuentra produciendo con 15 pozos de los 21 que componen el mismo.

Los pozos fuera de servicios son los siguientes
PL-20, RLx1, TN 1, EM-2, P.L-13, P.L-3.

Pozo Reactivado :

El P.L-12 pozo reactivado y en servicio.

Referencias:

PL: Palmar Largo

RL: Ramón Lista

TN: Tigra Norte

EM: El Molino

El pozo PL - 20, convertido a pozo sumidero de agua a partir de Diciembre del 96.

En estos momentos Palmar Largo produce con :

6 Pozos surgentes.

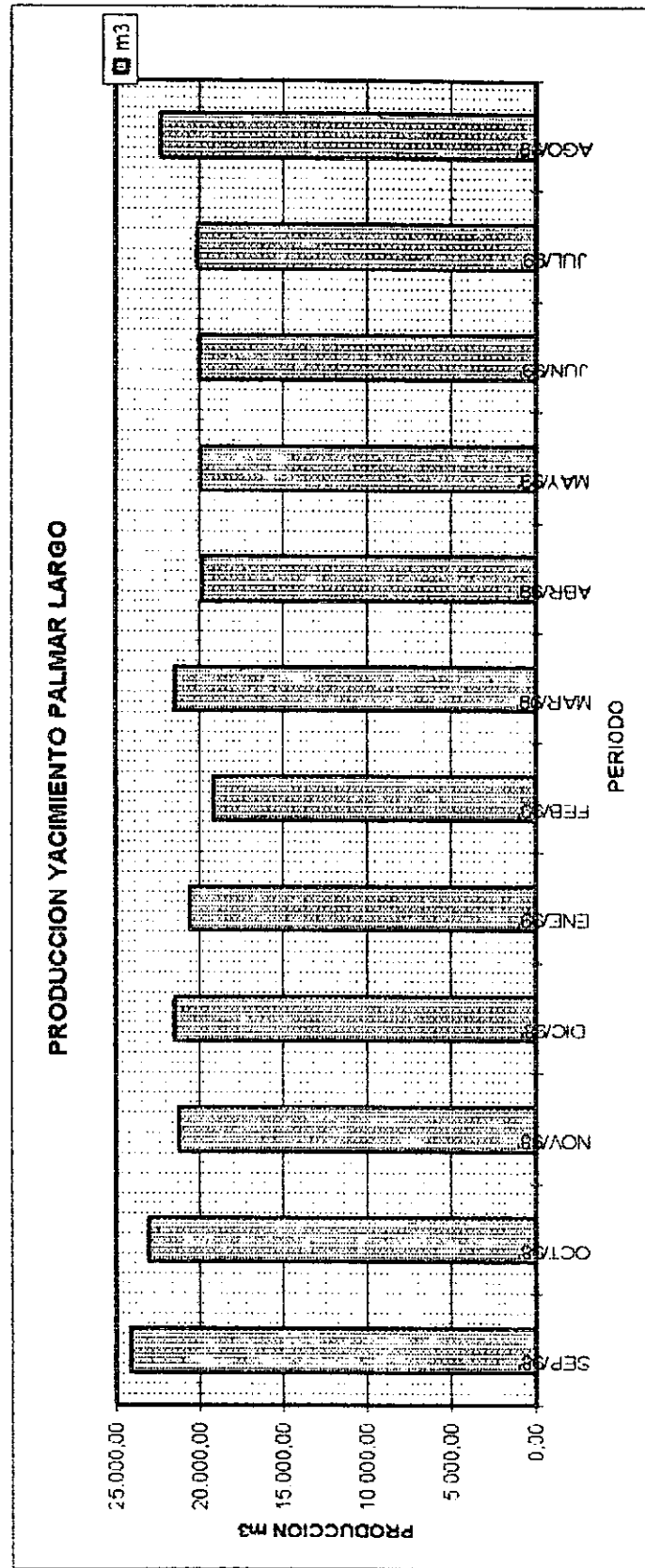
6 Pozos con el sistema de gas lift.

3 Pozos con el sistema de bombeo mecánico.

* EPOx-1 perteneciente tambien al yacimiento Palmar Largo que esta en servicio y produciendo por razones técnicas en forma temporaria con un equipo de bombeo mecánico con un aporte mensual de 21,8 m³ de petróleo en 31 dias efectivos.

PRODUCCION MENSUAL PALMAR LARGO AÑO 1999.-

	SEP/98'	OCT/98'	NOV/98'	DIC/98'	ENE/99'	FEB/99'	MAR/99'	ABR/99'	MAY/99'	JUN/99'	JUL/99'	AGO/99'
m3	24.135,50	23.088,60	21.227,00	21.491,30	20.602,90	19.172,80	21.471,00	19.882,50	19.935,60	19.990,00	20.136,90	22.361,00



PRODUCCION DE FLUIDOS YACIMIENTO PALMAR.

MES DE AGOSTO/99.

CANTIDAD DE POZOS	PETROLEO MENSUAL m3	AGUA m3	GAS Mm3	R.P.G m3/m3
21	22.361	51.026,4	4.026,3	180

Para el mes de Agosto/99 :

En cuanto a la producción general de fluidos del yacimiento , se ubican según el volumen de la siguiente forma :

- * Existe preponderancia del Gas sobre los otros fluidos, obteniendose para el mes de Agosto/99 una producción de 4.026,3 Mm3/mes.
- * El segundo lugar se ubica la producción de Agua con 51.026,4 m3/mes.
- * Por ultimo se observa la producción de petróleo con 22.361 m3/mes.
- * La relación gas - petróleo (R.P.G) es de 180 m3/m3.

DESPACHOS DE PETROLEO

DESDE EL CARGADERO

DE ING° JUAREZ

VERA WALTER
TECNICO EN PETROLEO

DESPACHO DE PETROLEO
MES DE JULIO DE 1999.-

PLUSPETROL

YPF

FECHA	ACTA N°	LTS A 15° C	A.P.I	FECHA	ACTA N°	LTS A 15° C	ACTA N°
01/07/99	1.731	34.713	43,35	01/07/99	1.536	212.310	43,35
01/07/99	1.732	821.011	43,08	04/07/99	1.537	35.807	43,87
02/07/99	1.733	727.272	43,30	05/07/99	1.538	1.493.624	43,60
05/07/99	1.734	142.603	43,41	05/07/99	1.539	105.400	43,33
06/07/99	1.735	170.870	43,83	06/07/99	1.540	102.026	43,90
08/07/99	1.736	926.992	43,48	06/07/99	1.541	36.556	43,76
08/07/99	1.737	170.843	43,33	07/07/99	1.542	176.496	43,68
10/07/99	1.738	732.343	43,38	10/07/99	1.543	281.320	43,42
14/07/99	1.739	798.789	43,31	12/07/99	1.544	1.335.999	42,94
14/07/99	1.740	274.853	43,36	14/07/99	1.545	102.235	43,36
17/07/99	1.741	907.419	43,68	15/07/99	1.546	319.262	43,43
18/07/99	1.742	138.190	43,68	17/07/99	1.547	101.851	43,68
19/07/99	1.743	896.789	43,80	17/07/99	1.548	136.096	43,68
19/07/99	1.744	72.881	43,85	19/07/99	1.549	105.612	43,85
25/07/99	1.745	892.637	43,46	21/07/99	1.550	1.388.782	43,83
25/07/99	1.746	136.347	43,18	22/07/99	1.551	99.726	43,26
27/07/99	1.747	786.155	43,11	24/07/99	1.552	1.348.131	43,44
29/07/99	1.748	846.727	42,87	25/07/99	1.553	208.303	43,41
30/07/99	1.749	318.257	43,09	27/07/99	1.554	318.674	43,11
31/07/99	1.750	209.197	43,09	28/07/99	1.555	346.043	43,20
				31/07/99	1.556	1.434.639	43,26
TOTAL		10.004.888	43,38	TOTAL		9.688.892	43,49

DESPACHADO HACIA TERMINAL YPF - FORMOSA = 9.688.892 Lts a 15°C.

DESPACHADO HACIA REFINOR - AGUARAY- SALTA = 10.004.888 LIS a 15° C.

TOTAL DESPACHADO U.T.E P.L. EN EL MES DE JULIO/99 = 19.693.780 Lts a 15°C.

DESPACHO DE PETROLEO
MES DE AGOSTO DE 1999.-

PLUSPETROL

YPF

FECHA	ACTA N°	LTS A 15° C	A.P.I	FECHA	ACTA N°	LTS A 15° C	ACTA N°
03/08/99	1.751	34.601	43,46	01/08/99	1.557	100.511	43,35
04/07/99	1.752	69.494	43,38	02/08/99	1.558	1.396.561	43,38
04/08/99	1.753	883.667	43,24	02/08/99	1.559	138.838	43,28
05/08/99	1.754	809.925	43,04	04/08/99	1.560	106.712	43,30
05/08/99	1.755	33.584	43,06	04/08/99	1.561	102.398	43,24
09/08/99	1.756	915.171	43,15	05/08/99	1.562	138.043	43,10
11/08/99	1.757	852.543	42,92	08/08/99	1.563	1.460.661	43,35
13/08/99	1.758	825.031	43,10	09/08/99	1.564	101.084	43,08
15/08/99	1.759	140.755	43,33	10/08/99	1.565	246.786	43,41
16/08/99	1.760	71.610	43,40	12/08/99	1.566	102.257	43,08
17/08/99	1.761	140.736	43,35	12/08/99	1.567	315.262	43,10
18/08/99	1.762	68.114	43,37	15/08/99	1.568	1.513.119	43,38
21/08/99	1.763	211.371	43,15	16/08/99	1.569	172.258	43,42
22/08/99	1.764	917.352	43,33	18/08/99	1.570	101.388	43,41
22/08/99	1.765	814.285	42,74	19/08/99	1.571	129.726	43,41
23/08/99	1.766	213.113	43,00	19/08/99	1.572	101.501	43,20
23/08/99	1.767	786.651	43,08	21/08/99	1.573	37.379	43,20
25/08/99	1.768	68.521	42,83	21/08/99	1.574	102.293	43,20
25/08/99	1.769	69.440	43,05	24/08/99	1.575	212.608	43,18
27/08/99	1.770	733.038	43,05	24/08/99	1.576	1.495.414	43,15
28/08/99	1.771	974.812	43,18	26/08/99	1.577	247.242	42,78
29/08/99	1.772	139.659	43,05	26/08/99	1578	101.960	42,8
30/08/99	1.773	820.851	43,06	28/08/99	1579	102.867	43,04
31/08/99	1.774	139.929	43,02	28/08/99	1580	247.609	42,90
				30/08/99	1581	284.819	43,38
				30/08/99	1582	35.592	43,05
				31/08/99	1583	68.428	43,00
					1584	101.365	42,98
					1585	318.325	42,96
					1586	67.789	42,94
TOTAL		10.734.253	43,14	TOTAL		9.650.795	43,17

DESPACHADO HACIA TERMINAL YPF - FORMOSA = 9.650.795 Lts a 15°C.

DESPACHADO HACIA REFINOR - AGUARAY- SALTA = 10.734.253 Lts a 15° C.

TOTAL DESPACHADO U.T.E P.L. EN EL MES DE AGOSTO/99 = 20.385.048 Lts a 15°C.

INFORME NRO 1

INFORME DE ORGANISMOS FEDERALES

COFEMIN	CONSEJO FEDERAL DE MINERIA
COFI	CONSEJO FEDERAL DE LA INDUSTRIA
COFECEX	CONSEJO FEDERAL DE COMERCIO EXTERIOR
PYME	SECRETARIA DE LA PEQUEÑA Y MEDIANA INDUSTRIAS
OFEPHI	ORGANIZACIÓN FEDERAL DE ESTADOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS

TAREA NRO 6

**ING. OLAGUER REYNALS
OCTUBRE DE 1.999**

REUNION COFEMIN

AGOSTO DE 1.999

LOS TEMAS TRATADOS EN LA REUNION FUERON:

SUBSECRETARIA DE MINERIA DE LA NACION

SE SIGUE AVANZANDO EN DEJAR APROBADO HASTA LA JEFATURA DE GABINETE DE LA NACION LA ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DEL SECTOR. EL PROXIMO GOBIERNO PODRA ADECUAR EL ORGANIGRAMA FINAL PUES FALTARA LA APROBACION DEL DECRETO PRESIDENCIAL. SE PREPARARA UN INFORME COMO CIERRE DE GESTION POR LO ACTUADO EN ESTA ETAPA.

SE REALIZARAN REUNIONES REGIONALES DE LOS DIRECTORES PROVINCIALES DE MINERIA PARA ANALIZAR LAS PROPUESTAS DE TRABAJO PRESENTADAS POR INTEMIN, INPRES Y DIRECCIONES DE MINERIA PARA EL AÑO PROXIMO. LAS PROVINCIAS PODRAN AGREGAR PROPUESTAS. LA REGION NEA SE REUNE EN BS AS. SE PREPARARAN ACTAS DEJANDO ESTABLECIDO ESTOS ACUERDOS.

EN LA PROXIMA REUNION DEL SUBGRUPO MERCOSUR SOBRE MINERIA SE LABRARA UN ACTA CON LO HASTA AQUÍ REALIZADO.

SE PREPARA LA ELEVACION AL CONGRESO DE LA NACION DEL TRATADO COMPLEMENTARIO MINERO CON CHILE.

TIENE DICTAMEN DE LA COMISION DE DIPUTADOS DE LA NACION LA REFORMA DE LA LEY EN LO QUE HACE A LAS REGALIAS MINERAS.

SE PRESENTA AL SR. KOYAMA QUE TRABAJARA EN TODO LO REFERENTE AL JAPON. SE LE PIDE QUE CONSIGA LAS TIPIFICACION DE MINERALES QUE JAPON IMPORTA Y QUE EXISTE PRODUCCION EN EL PAIS.

COFEMIN

ESTUDIO DE DEMANDA MINERA. SE REALIZO DE MINERALES NO METALICOS DE USO INDUSTRIAL SE HIZO PARA 10 PRODUCTOS (BENTONITA, CALCITA, MICA, PIEDRA POMEZ, SULFATO DE SODIO, ETC.) ESTUDIOS DE MERCADO, PRODUCCION, RESERVAS, PLANTAS, Y SE LE AGREGO LA INFORMACION ECONOMICO/SOCIAL. PARA EL INFORME DEL AÑO 1998 SE PIDE A LAS PROVINCIAS QUE ENVIE LA PRODUCCION ANUAL DE SUS MINERALES. SE QUIERE LLEGAR A TENER EL ANALISIS POR MINERAL Y POR PROVINCIA.

SE ENTREGA COPIA DEL UN ANTEPROYECTO PARA REFORMAR EL CODIGO DE MINERIA. TAMBIEN DEL ULTIMO BORRADOR DE LA REFORMA DEL ESTATUTO DEL COFEMIN EMPEZADO A DEBATIR EN LA ASAMBLEA DE CORDOBA.

SE ENVIA NOTA AL SEC. DE INDUSTRIA Y COMERCIO DE LA NACION PIDIENDO LA INCLUSION DE LA PARTIDA DEL COFEMIN EN EL PRESUPUESTO DEL EL AÑO PROXIMO.

SE PIDE ORGANIZAR UNA COMISION DE ESTUDIO SOBRE LA APLICACIÓN DE CARBONATOS PARA SU APROVECHAMIENTO EN LA PRODUCCION AGROPECUARIA.

SINATEM

SE INFORMA EL AVANCE CON EMPRESAS EN LA PARTICIPACION DEL PROGRAMA DE CAPACITACION Y AUTODIAGNOSTICO PARA PYMES. HAY INTERESADAS 47 EMPRESAS. SE LLEVA GASTADO \$ 30.000 Y EL TOTAL DEL PESUPUESTO ES DE 2 MILLONES DE PESOS.

SE BUSCARA UNA MAYOR INTEGRACION ENTRE LAS DELEGACIONES DE LA SUBSEC. DE MINERIA Y LAS DIRECCIONES DE MINERIA PROVINCIALES.

SEGEMAR

PARA MEJORAR LA RELACION CON LAS DELEGACIONES DE MINERIA DEL INTERIOR DEL PAIS SE NOMBRA AL SR MARIO ROJO COMO JEFE OPERATIVO.

PASMA

SE COLOCO LA ORDEN DE COMPRA POR LAS COMPUTADORAS. SE ESPERA LA ENTREGA DE LA CORRESPONDIENTE A LA PROVINCIA A FINES DE SETIEMBRE.

SE ENTREGARA A LA PROVINCIA LA CAMIONETA 4X4 Y SE DEBE ENVIAR LOS DATOS DE 2 PERSONAS PROFESIONALES PARA ACTUAR COMO TITULAR DEL VEHICULOS. EN LO POSIBLE ALGUNO QUE SEA AGRIMENSOR O RELACIONADO CON EL RELEVAMIENTO TOPOGEODESICO

REUNION OFEPHI

COMITE EJECUTIVO

LOS TEMAS CONSIDERADOS FUERON:

1-SITUACION PROYECTO DE LEY DE HIDROCARBUROS. PACTO INTERPROVINCIAL

LA COMISION DE COMBUSTIBLES DE LA CAMARA DE SENADORES HA PREPARADO UN DICTAMEN DE COMISION QUE FUE ANALIZADO EN LA REUNION.

EN GENERAL ES CONVENIENTE A LAS POSTURAS DE LAS PROVINCIAS EN LO QUE HACE AL INMEDIATO TRASPASO DEL DOMINIO Y A LA CONSTITUCION DEL ENTE FEDERAL DE LOS HIDROCARBUROS. PERO HAN INCORPORADO TEMAS DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y DE LIMITACIONES A LA COMERCIALIZACION DE HIDROCARBUROS QUE PUEDEN CREAR DEBATE QUE POSTERGUE LA SANCION PRONTA DE LA LEY.

ESTA DEMORA DE VARIOS AÑOS EN SANCIONAR LA LEY ESTA MOTIVANDO QUE CREZCA EL DESEO DE BUSCAR HACER UN PACTO INTERPROVINCIAL QUE BASADO EN LA REFORMA DE LA CONSTITUCION PASE EL DOMINIO Y CONTROL DE LOS YACIMIENTOS A LAS PROVINCIAS.

LA PROVINCIA DE NEUQUEN ESTA NEGOCIANDO UN CONVENIO. CON LA SEC. DE ENERGIA PARA EJERCER SUS DERECHOS DE CONTROL.

SE ENVIA COPIA DEL PROYECTO DE LEY EN TRATAMIENTO EN LA CAMARA DE SENADORES.

2-ESTATUTO DE OFEPHI

SE DEBATIO LA NECESIDAD DE ADECUAR LOS ESTATUTOS DE OFEPHI COMO UNA ASOCIACION CIVIL SIN FINES DE LUCRO. SE REDACTA UN BORRADOR PARA SER RATIFICADO POR LAS PROVINCIAS.

SE INCORPORARIAN LAS PROVINCIAS CON EXPLORACION PERO SIN EXPLOTACION COMO ADHERENTES CON VOZ PERO SIN VOTO.

SE QUIERE AGREGAR SANCIONES A PROVINCIAS QUE NO CUMPLAN CON LA CUOTA.

SE ENVIA LOS ESTATUTOS ANTERIORES Y EL BORRADOR DE UN NUEVO TRATADO INTERPROVINCIAL

3-SEC. DE ENERGIA Y COMBUSTIBLES.

SE TIENEN DIFERENDOS POR REGLAMENTACIONES REALIZADAS SIN CONSULTA PREVIA CON LAS PROVINCIAS. ENTRE ELLA LA RESOLUCION 105 DE CONTROL AMBIENTAL.

PROPUSE UNA REUNION MENSUAL DEL COMITÉ CON EL SECRETARIO A FIN DE LOGRAR UN INTERCAMBIO SIMILAR AL QUE EXISTE EN EL COFEMIN. FUE ACEPTADO Y SE SOLICITARA PROXIMAMENTE.

4-COBRO DE CANONES

SE EMPEZARA UN RECLAMO PARA QUE LOS MONTOS POR CANONES DE EXPLORACION Y EXPLOTACION HIDROCARBURIFERA SEAN PAGADOS A LAS PROVINCIAS DONDE SE ENCUENTREN. ACTUALMENTE ESTAN EN LA LEY PERO SE DERIVAN AL MIN. DE ECONOMIA.

5-DESCUENTO DE GASTOS POR PUESTA EN COMERCIALIZACION

SE TOMA CONOCIMIENTO QUE A VARIAS PROVINCIAS SE LES HAN PRESENTADO OFERTAS PARA REALIZAR RECLAMOS AL ESTADO POR REGLAMENTACION INCORRECTA EN EL DESCUENTO DEL 3% DEL PRECIO DE VENTA DEL CRUDO, EN CONCEPTO DE GASTOS DE COMERCIALIZACION, POR PARTE DE LAS EMPRESAS.

SE PROPONE CREAR UN COMITÉ TECNICO QUE ESTUDIE LOS REALES COSTOS DE LAS EMPRESAS.

6- DEUDA DE CUOTAS

**SE ENTREGA COPIA DE LA DEUDA DE TODAS LAS PROVINCIAS.
SE PIDE REGULARIZAR POR LO MENOS EL AÑO 1.999.**

INFORME NRO 1

**RED DE DISTRIBUCION DE GAS
GASODUCTO DEL MERCOSUR**

TAREA NRO 7

**ING. OLAGUER REYNALS
OCUBRE DE 1.999**

RED DE GAS

CONTINUA EL DESARROLLO DE LA RED DE GAS EN REGION DEL NEA. ELLAS SON: FORMOSA, CHACO, CORRIENTES, MISIONES Y 32 CUIDADES DE ENTRE RIOS.

EL GLP SERA PROVISTO A GAS NEA POR PARTE DE TOTAL AUSTRAL E YPF.

EL CRONOGRAMA DE OBRAS SERA DESARROLLAR UN TOTAL 1.200 KM DE RED EN LAS CAPITALES DE FORMOSA, CORRIENTES, RESISTENCIAS Y POSADAS.

SE EMPEZARA ESTE AÑO POR UNOS 122 KM QUE INVOLUCRARAN A 110.000 USUARIOS. AL FINAL DEL CRONOGRAMA DE 5 AÑOS, QUE ES EL PLAZO CONTRACTUAL, HABRAN LLEGADO A 90.000 USUARIOS.

EN ENTRE RIOS SE HA AUTORIZADO EL PAGO DE LA CPM (CONTRIBUCION POR MEJORAS). EL COSTO A CADA FRENTISTA ES DE \$580 PERO FINANCIADO A 60 MESES CON SOLO EL INTERES DEL 10,5 % ANUAL. PERO EN CASO QUE NO TUVIERAN LA INSTALACION INTERNA LE SALE OTRO \$ 700, TAMBIEN FINANCIADOS.

LA PROVINCIA HA AUTORIZADO ACOBRAR ESTOS REEMBOLSOS EN LA FACTURA MENSUAL.

TANTO LAS OBRAS EN CADA PROVINCIA COMO LOS EMPLEADOS DE LA OFICINAS SON PERSONAL LOCAL. A LOS CONTATISTA SE LES ADJUDICA LA INSTALACION DE UNOS 40 KM DE RED Y SE LES DA UN ADELANTO DEL 5% PARA QUE COMIENCEN SIN TOMAR CREDITOS.

GASODUCTO DEL MERCOSUR

EL GOB. G. INFRAN EN SU CARÁCTER DE PRESIDENTE DE CRECENEA-LITORAL PIDIO APOYO AL PRESIDENTE DE LA NACION. CARLOS MENEM PARA LA EJECUCION DEL GASODUCTO DEL MERCOSUR. LE SOLICITO REALIZAR GESTIONES ANTE EL PRESIDENTE DE BRASIL, FERNANDO CARDOZO PARA CONSEGUIR APOYO DE LAS EMPRESAS TRANSPORTADORAS DE GAS DEL BRASIL.

PREOCUPA LA COMPETENCIA DE OTRO GASODUCTO QUE UNIRA URUGUAYANA CON PORTO ALEGRE. QUEDO CONSTITUIDA LA TRASPORTADORA SULBRASILEÑA DE GAS (TSB), (ENTRE LAS EMPRESAS PETROLEO IPIRANGA, GASPETRO, YPF, CGS, TECHINT, TOTAL Y NOVA GAS), PARA CONSTRUIR UN GASODUCTO DE 615 KM ENTRE DICHAS CIUDADES A UN COSTO DE 265 MILLONES DE DOLARES. SE ESPERA QUE EMPIECE TRANSPORTANDO 2 MILLONES EN EL AÑO 2.001 Y QUE TERMINE SIENDO DE 12 MILLONES DE M3 POR DIA EN EL 2.005

TAMBIEN OTRA COMPETENCIA SERA LA EXTENSION A PORTO ALEGRE EL GASODUCTO QUE DESDE COLONIA DEL SACRAMENTO EMPRENDERAN EL CONSORCIO DE BRITISH GAS, PANAMERICAN ENERGY Y WINTER SHALL CON UNA EXTENSION DE 920 KM.

POR OTRA PARTE SE TIENEN NOTICIAS ALENTADORAS DE HABERSE EN CONTRADO MAS RESERVAS GAS EN BOLIVIA. PETROBRAS ANUNCIO HABER ENCONTRADO CASI TANTAS RESERVAS COMO LAS AQUE SE TIENEN EN LA ACTUALIDAD.

SE ESTARIA PENSAN EN REALIZAR UN SEGUNDO GASODUCTO DESDE BOLIVIA A BRASIL. EN ESTE CASO EL GASODUCTO PREVISTO DESDE COLONIA A PORTO ALEGRE PODRIA PELIGRAR SU CONCRECION.

PETROBRAS TIENE PRIORIDAD PARA EL ENVIO DEL GAS DE SUS YACIMIENTOS EN EL GASODUCTO DE BOLIVIA AL BRASIL. COMO SIGUE ENCONTANDO GRANDES RESERVAS GAS ES POSIBLE QUE AQUELLAS EMPRESAS EXPLOTADORAS DE GAS EN BOLIVIA QUE NO ESTEN ASOCIADAS CON PETROBRAS NO PUEDAN ENVIAR SU PRODUCTO POR ESA VIA. POR AHORA ESTAN TRATANDO QUE EL GOBIERNO BOLIVIANO MODIFIQUE LAS CLAUSULAS DE TRANSPORTE DE GAS A BRASIL.

PERO LA PREGUNTA QUE SE VIENE PARA ANALIZAR ES SI NO TENDRAN QUE SACAR ESA PRODUCCION VIA EL GASODUCTO QUE TRAIA A ARGENTINA EL GAS BOLIVIANO.

**EL CONTRATO DE PROVISION DE GAS POR PARTE DE BOLIVIA
TERMINO HACE UNOS MESES Y SE USARA AHORA PARA ENVIAR GAS
ARGENTINO POR ESA VIA AL BRASIL.**

**SI SE REVIERTIERA ESA TENDENCIA PODRIA HABER SOBREFERTA
DE GAS EN LA ARGENTINA Y HACER BAJAR EL PRECIO DE GAS EN
BOCA DE POZO DE ESA CUENCA.**