



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

LEY N° 6747

Expte. N° 91-1.836/1992.

Sancionada el 11/08/94. Promulgada el 31/08/94.

Publicada en el Boletín Oficial N° 14.507, del 20 de setiembre de 1994.

El Senado y la Cámara de Diputados de la provincia de Salta, sancionan con fuerza de LEY

Artículo 1°.- Establecer en el territorio de la provincia de Salta, el sistema de contralor de hidrocarburos referidos a la producción, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización del gas y petróleo y gestión de los recursos provenientes de su explotación.

Art. 2°.- Será responsabilidad del Poder Ejecutivo:

- a) Organizar el registro permanente de productores de petróleo y gas, sean empresas del Estado o privadas, incluyendo las concesiones para exploración, explotación, cuantificación de reservas y toda actividad relacionada con la producción e industrialización de hidrocarburos.
- b) Organizar el control y registro mensual de la extracción, ventas de petróleo y gas, el venteo de éste, sean realizadas por el Estado nacional o empresas privadas concesionaria de la explotación.
- c) Organizar el control y registro permanente del transporte de hidrocarburos desde el territorio provincial hacia otras provincias o hacia el exterior, mediante puestos de aforo y control en carreteras, ferrocarriles, oleoductos, gasoductos y plantas industriales procesadoras o fraccionadoras de hidrocarburos establecidas en el territorio provincial.
- d) Organizar la coordinación del sistema de control de hidrocarburos con la Dirección de Rentas de la Provincia, responsable de la atribución establecida o por establecer sobre la producción, almacenamiento, transporte, industrialización o comercialización de hidrocarburos en la Provincia.

Art. 3°.- Facultar al Poder Ejecutivo a afectar todos los recursos humanos administrativos y tecnológicos provenientes de las reparticiones públicas que se consideren convenientes y disponibles a los fines establecidos en la presente ley.

Art. 4°.- Facultar al Poder Ejecutivo a contratar los servicios especializados de consultoras o empresas apropiadas para ejecutar los controles establecidos en la presente ley, recurriendo en todos los casos a los recursos provenientes de la propia gestión de recuperación de recursos para la Provincia.

Art. 5°.- Facultar al Poder Ejecutivo a acordar con los municipios productores de petróleo y fuerzas de seguridad nacionales, su incorporación, apoyo y participación en el sistema de control de hidrocarburos.

Art. 6°.- El organismo de aplicación de la presente ley, en el área del Ministerio de Economía y en la reglamentación de esta ley, determinará las normas de seguridad y preservación de las condiciones del medio ambiente, relacionados con los riesgos de contaminación y el deterioro de las condiciones ambientales provenientes de la exploración, explotación, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos en la Provincia y será responsable de la aplicación de esas normas y leyes relacionadas con la preservación del medio ambiente.

Art. 7°.- El funcionamiento de las disposiciones de la presente ley que afecten a la economía, los intereses, las finanzas y al medio ambiente de la Provincia, serán consideradas negligencias graves en el desempeño de las responsabilidades públicas de los organismos y funcionarios afectados al sistema de control de hidrocarburos y responsables con su patrimonio de los daños ocasionados a la Provincia.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

Art. 8º.- Comuníquese al Poder Ejecutivo.

Dada en la Sala de Sesiones de la Legislatura de la provincia de Salta, a los once días del mes de agosto del año mil novecientos noventa y cuatro

WALTER R. WAYAR - C.P.N. Raúl E. Paesani – Lic. Carlos D. Miranda – Dr. Raúl Román
Salta, 31 de agosto de 1994.

DECRETO N° 1.835

Ministerio de Economía

**El Gobernador de la provincia de Salta
DECRETA**

Artículo 1º.- Téngase por Ley de la Provincia N° 6.747, cúmplase, comuníquese, publíquese, insértese en el Registro Oficial de Leyes y archívese.

ULLOA – Loutaif – Martino

**EL DECRETO 2183/07 ESTABLECE LA AUTORIDAD DE
APLICACIÓN DE LA
LEY 6747**

Boletín Oficial de Salta N° 17690 Publicado el día Jueves 23 de Agosto de 2007 - DECRETO N° 2183/07 del día 14-08-2007

MINISTERIO DE HACIENDA Y OBRAS PÚBLICAS

Expediente N° 011-082.204/07

ESTABLECE QUE LA SECRETARÍA DE RECURSOS ENERGÉTICOS DEL M.HA. Y O.P. EJERCERÁ LAS FUNCIONES DE AUTORIDAD DE APLICACIÓN – LEYES NACIONALES N° 17.319 Y N° 26.197 (LEY DE HIDROCARBUROS) Y LEYES PROVINCIALES N° 6.686, N° 6.747, N° 7.300

VISTO: La Constitución Nacional, la Constitución de la Provincia de Salta, las Leyes Nacionales N° 17.319 sus modificatorias y reglamentarias y N° 26.197 y los Decretos provinciales N° 1.801/07 y N° 1.803/07; y,

CONSIDERANDO:

Que según el artículo 124 de la Constitución Nacional “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio” y de conformidad al artículo 85 de la Constitución de la Provincia de Salta “corresponde a la Provincia el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio, la que ejerce las facultades que derivan del mismo...”;

Que respecto a las normas constitucionales, la Ley N° 26.197 (B.O: 5/01/07) sustituyó el artículo 1º de la Ley N° 17.319 y dispuso que “Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los

Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren”;



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

Que a partir de la promulgación de la ley mencionada y lo expresamente determinado en el artículo 2 de la citada norma "... las provincias asumieron en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran en sus respectivos territorios y quedaron transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos otorgados o aprobados por

el Estado Nacional, disponiendo la misma, que el ejercicio de las facultades como Autoridad Concedente, por parte del Estado nacional y de los Estados provinciales, se desarrollará con arreglo a lo previsto por la Ley N° 17.319 y sus reglamentación y el Acuerdo Federal de Hidrocarburos;

Que asimismo, el artículo 4° de la Ley N° 26.197 establece que "las provincias, en su carácter de Autoridades Concedentes, determinarán, mediante los instrumentos que resulten necesarios y suficientes en cada jurisdicción, sus respectivas Autoridades de Aplicación";

Que el artículo 6° de la Ley N° 26.197, dispone que a partir de la promulgación de la misma las provincias, como Autoridad de Aplicación, ejercerán las funciones de contraparte de los permisos de exploración, las concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos objeto de transferencia, estando facultadas, entre otras materias, para: (I) ejercer en forma plena e independiente las actividades de control y fiscalización de los referidos permisos y concesiones, y de cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional; (II) exigir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que fueran de aplicación en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información, y pago de cánones y regalías; (III) disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales; (IV) disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales; y (IV) aplicar el régimen sancionatorio previsto en la Ley N° 17.319 y su reglamentación (sanciones de multa, suspensión en los registros, caducidad y cualquier otra sanción prevista en los pliegos de bases y condiciones o en los contratos). Las facultades descriptas en el párrafo anterior, no resultan limitativas del resto de las facultades derivadas del poder concedente emergentes de la Ley N° 17.319 y su reglamentación";

Que en consecuencia, se encuentra expresamente consagrada la potestad de las Provincias para ejercer, dentro de sus jurisdicciones, todas las competencias que le otorga el artículo 124 de la Constitución Nacional, el artículo 85 de la

Constitución de la Provincia de Salta, la Ley 26.197 y especialmente lo establecido en los artículos 97 y 98 de la Ley N° 17.319;

Que por el Decreto N° 1.801 del 26/06/07 se creó la Secretaría de Recursos Energéticos con dependencia del Ministerio de Hacienda y Obras Públicas;

Que resulta necesario determinar la Autoridad de Aplicación en el ámbito de la Provincia de Salta, con los deberes, atribuciones, facultades y funciones previstos en la Ley N° 17.319, en las demás leyes nacionales de aplicación y en las leyes el Congreso de la Nación en virtud del artículo 75 inciso 12 de la Constitución Nacional.

Que el señor Gobernador de la Provincia de Salta se encuentra facultado para dictar el presente instrumento en virtud de las normas constitucionales y legales citadas precedentemente y a lo que dispone los artículos 140°, 144°, 147° de la Constitución de la Provincia de Salta y Ley 7.190 de Ministerio,

El Gobernador de la provincia de Salta
D E C R E T A

Artículo 1° - Establecer que la Secretaría de Recursos Energéticos del Ministerio de Hacienda y Obras Públicas ejercerá las funciones de Autoridad de Aplicación prevista en la Leyes Nacionales



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

Nº 17.319 y Nº 26.197 y en las Leyes Provinciales Nº 6.686, 6.747, 7.300, y sus reglamentarias y complementarias, con facultades para dictar las demás normas reglamentarias de aplicación a la actividad hidrocarburífera en el marco de las citadas leyes nacionales.

Art. 2º - Ratificar todos los actos efectuados, con anterioridad al dictado del presente, por la Secretaría de Recursos Energéticos.

Art. 3º - Disponer la vigencia de las normas reglamentarias y de procedimiento dictadas por la Secretaría de Energía de la Nación, a todas las relaciones preexistentes, referidas a la actividad de exploración, explotación, transporte, almacenamiento e industrialización de hidrocarburos líquidos y gaseosos, hasta que las mismas sean sustituidas por normas dictadas por la Autoridad de Aplicación o el Poder Ejecutivo de la Provincia en ejercicio de su jurisdicción.

Art. 4º - El presente Decreto entrará en vigencia el mismo día al de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 5º - El presente Decreto será refrendado por el señor Ministro de Hacienda y Obras Públicas y por el Secretario General de la Gobernación.

Art. 6º - Comuníquese, publíquese en el Boletín Oficial y archívese.

ROMERO - David - Medina

DECRETO Nº 2219

Sancionado el 06 de Noviembre de 1996.

Publicado en el Boletín Oficial Nº 15.043 del 15 de Noviembre de 1996.

**Ministerio de la Producción y el Empleo
Secretaría de Minería, Industria y Rec. Energéticos**

Expte. Nº 143-00519/96

VISTO el Decreto Nº 3560/95, y,

CONSIDERANDO:

Que dicho Decreto reglamenta el ejercicio del control permanente sobre la exploración y explotación de hidrocarburos en el territorio de la provincia de Salta;

Que por error de transcripción se omitió insertar el Artículo 6º;

Que el texto del Artículo 5º, no está adecuado a las reales necesidades del Registro de Productores de Gas, Petróleo e Industrialización que lleva la Secretaría de Minería, Industria y Recursos Energéticos;

**El Gobernador de la Provincia
DECRETA**

Artículo 1º.- Modifícase parcialmente el Decreto Nº 3.560/95, cuyo artículo 5º quedará redactado de la siguiente manera: Artículo 5º.- Para la Inscripción en el Registro de Productores de Petróleo, Gas e Industrialización, deberá contarse con los siguientes requisitos:

- a) Razón social de la o las empresas asociadas.
- b) Razón social de la empresa operadora.
- c) Domicilios reales y legales.
- d) Nombre y ubicación del o los yacimientos en explotación.
- e) Copia del Contrato o Concesión que autoriza la exploración y/o explotación.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

f) Nombre y domicilio del representante legal y/o técnico.

g) Número y fotocopia autenticada del CUIT.

Art. 2º.- Insértese como Artículo 6º del citado Decreto el siguiente texto: Para la inscripción en el Registro de Empresas de Servicios Hidrocarburíferos deberá contarse con los siguientes requisitos:

a) Nombre y apellido o Razón Social.

b) Nacionalidad.

c) Documento de Identidad.

d) Domicilio real y legal.

e) Tipo de servicio que presta.

f) Características de los equipos e insumos que se utilizan.

g) Constancia de Inscripción Impositiva ante los Organismos Nacionales, Provinciales y Municipales.

Art. 3º.- El presente decreto será refrendado por los señores Ministro de la Producción y el Empleo y Secretario General de la Gobernación.

Art. 4º - Comuníquese, publíquese en el Boletín Oficial y archívese.

ROMERO – Oviedo – Catalano

DECRETO N° 3560

Este decreto se sancionó el 06 de Diciembre de 1995.

Publicado en el Boletín Oficial N° 14.810, del 07 de Diciembre de 1995.

**Ministerio de Economía, Sub-Secretaría de la Producción
Sub-Secretaría de Industria, Comercio y Minería**

Expediente N° 118-560/95

VISTO lo establecido en la Ley N° 6747 sobre el Sistema de Contralor de la Actividad Hidrocarburífera en el Territorio de la Provincia; y,

CONSIDERANDO

La necesidad de reglamentar el ejercicio de un control permanente sobre la exploración y explotación del recurso hidrocarburífero principalmente en lo referido a la industrialización y comercialización del gas y petróleo, tendientes a asegurar la preservación del Medio Ambiente y la justa participación que en concepto de regalías le corresponden al Estado Provincial por la explotación de un recurso no renovable;

Que la presente normativa tiene por objeto contener perfectamente definidas las normas y procedimientos a los que tienen que sujetarse los trabajos de exploración y/o explotación de hidrocarburos en el territorio de la Provincia de Salta;

**El Gobernador de la Provincia de Salta
DECRETA**

Artículo 1º.- Establécese en el ámbito de la Subsecretaría de Industria, Comercio y Minería, a través de la Dirección General de Minería y Recursos Energéticos, la unidad técnica de control de la



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

actividad hidrocarburífera provincial, la que será ejercida por el Departamento Recursos Energéticos de la citada Dirección.

Art. 2º.- El control de producción de hidrocarburos y el venteo de gas se efectivizará en cada yacimiento en forma permanente conforme a lo dispuesto en el Anexo I del presente decreto.

Art. 3º.- Créase los Registros permanentes de productores y de servicios de hidrocarburos, cuyo funcionamiento se ajustará a las normas y condiciones establecidas por este decreto.

Art. 4º.- Todo productor y/o empresa de servicios que opere en las áreas de exploración, explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos, deberá inscribirse en el Registro de Productores de Petróleo y Gas y/o en el Registro de Empresas de Servicios Hidrocarburíferos que a tal fin se habilita, en el ámbito de la Dirección General de Minería y Recursos Energéticos, abonando en concepto de Inscripción la Tasa Retributiva de Servicios establecida por la Ley Impositiva Provincial.

Art. 5º.- Para la inscripción en el Registro de Productores de Petróleo, Gas e Industrialización deberá contarse con los siguientes requisitos: **(Modificado por el Art. 1 del decreto 2219/1996)**

- a) Razón Social de la o las Empresas asociadas.
- b) Razón social de la empresa operadora.
- c) Domicilios reales y legales.
- d) Nombre y ubicación del o los yacimientos en explotación.
- e) Copia del Contrato o Concesión que autoriza la exploración y/o explotación.
- f) Nombre y domicilio del representante legal y/o técnico.
- g) Número y fotocopia autenticada del CUIT.

Art. 6º.- **(Incorporado por el Art. 2 del decreto 2219/1996)**. Para la inscripción en el Registro de Empresas de Servicios Hidrocarburíferos deberá contarse con los siguientes requisitos:

- a) Nombre y apellido o Razón Social.
- b) Nacionalidad
- c) Documento de Identidad
- d) Domicilio real y legal.
- e) Tipo de servicio que presta.
- f) Características de los equipos e insumos que se utilizan.
- g) Constancia de Inscripción Impositiva ante los Organismos Nacionales, Provinciales y Municipales.

Art. 7º.- La Dirección General de Minería y Recursos Energéticos, expedirá a todo Productor y/o Empresas de Servicios inscriptos en el registro respectivo un certificado que así lo acredite.

Art. 8º.- La inscripción en los registros de Productor y de Empresas de Servicios tendrán vigencia por el término de un (1) año calendario, debiéndose renovar anualmente antes del último día hábil del mes de febrero de cada año, actualizando los datos, en cada caso de haberse producido cambios en los originalmente exigidos en los Artículos 5º y 6º del presente decreto.

Art. 9º.- En el caso de no reinscribirse en el término fijado, el productor o empresa, abonará el doble de la tasa prevista en el Artículo 4º del presente decreto.

Art. 10.- El productor o Empresa de servicios que dejará de reinscribirse por el término de un (1) año perderá el derecho de reinscripción, no así el número, pudiendo inscribirse nuevamente pagando la tasa correspondiente.

Art. 11.- Para reinscribirse anualmente, se deberá presentar la solicitud correspondiente, acompañada por una constancia de regularización fiscal expedida por la Dirección General de Rentas de la Provincia, perteneciente al último ejercicio fiscal inmediato anterior.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

Art. 12.- Todo Productor de Petróleo y Gas deberá presentar mensualmente, dentro de los diez (10) días del mes siguiente, con carácter de Declaración Jurada Obligatoria, los Partes de Producción con todos los datos establecidos en el Análisis de Producción (Capítulo IV) según modelo del Anexo II.

Art. 13.- Toda Empresa de Servicios, deberá presentar dentro de los diez (10) días de firmado un contrato de servicios y previo a iniciar los mismos, copia del contrato con el informe de los trabajos a efectuar y equipos e insumos a utilizar, lo que deberán extraer identificados con la totalidad de sus componentes.

Art. 14.- En el caso de omisión dolosa o de falseamiento del Parte de Producción, el Productor se hará pasible a una multa, igual a 1.000 (un mil) veces el sueldo básico vigente para la categoría mínima de la Administración Pública Provincial Centralizada, más la promoción de la acción penal correspondiente.

Art. 15.- Los incumplimientos a lo dispuesto en los Artículos 4º, 12º, 13º y 21º, serán sancionados con las siguientes multas; la primera vez con el equivalente a 50 veces el sueldo básico vigente de la categoría mínima de la Administración Pública Provincial Centralizada; la segunda vez con el equivalente a 100 y la tercera reincidencia abonará una multa igual a 500 veces el citado sueldo.

Art. 16.- Todo productor y/o Empresa de servicio, que realicen trabajos de prospección, exploración, explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y a los efectos de preservar el Medio Ambiente, deberán presentar previo a los inicios de los trabajos, del Informe sobre el Impacto Ambiental a producir con su actividad, conforme a los establecido en la Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación N° 252/92.

Art. 17.- La Dirección General de Minería y Recursos Energéticos, deberá dictar las normas y procedimientos técnicos-complementarios, específicos en materia de protección del medio Ambiente, para todo el ámbito del territorio provincial.

Art. 18.- Las normas de Medio Ambiente, serán de aplicación obligatoria para toda Empresa o Grupo de Empresas, concesionarios, permisionarios, Empresas de Servicios cualquiera fuera su naturaleza jurídica, que desarrolle actividades en el territorio provincial y tenga a su cargo la exploración y explotación, industrialización y/o transporte de hidrocarburos o la realización de proyectos y/o ejecución de obras en relación con dicha actividad.

Art. 19.- Los hidrocarburos y/o sus derivados que sean transportados por automotor o ferrocarril, deberán amparar la carga con la documentación exigida por la Autoridad Competente.

Art. 20.- Las Empresas industrializadoras, deberán presentar mensualmente dentro de los diez (10) días del mes siguiente, con carácter de Declaración Jurada Obligatoria, los volúmenes de ingresos de hidrocarburos y de egresos de los subproductos elaborados, según modelo del Anexo IV del presente decreto.

Art. 21.- Las Empresas liquidadoras de regalías, efectivizarán su pago mediante boletas de depósitos que serán provistas por la Dirección General de Minería y Recursos Energéticos, debiendo remitir las mismas a la citada repartición conjuntamente con las respectivas Declaraciones Juradas.

Art. 22.- El presente decreto entrará en vigencia a los treinta (30) días de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 23.- Desde la vigencia del presente decreto, las Empresas Productoras y de Servicios que se encuentren operando en la actividad hidrocarburífera en el territorio provincial, deberá proceder, dentro de los sesenta (60) días de la entrada en vigencia del presente, a dar cumplimiento de los dispuestos en este decreto.

Art. 24.- El presente decreto será refrendado por el señor Ministro de Economía y firmado por los señores Secretario General de la Gobernación y Secretario de la Producción.



Art. 25.- Comuníquese, publíquese en el Boletín Oficial y archívese.

ULLOA - Maisano - Martino - Torino.

ANEXO I

CONTROL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, GAS Y GASOLINA-PETRÓLEO CRUDO Y/O CONDENSADO

La medición de la producción de hidrocarburos líquidos (petróleo y/o condensado), se ejecutan en la batería de tanques de cada yacimiento y en la planta de recepción ubicada en la localidad de Aguaray. En todos los casos se utilizará el método de cinta pilón en los pilón en los tanques aforados y se efectivizarán en los siguientes yacimientos, actualmente en producción, y en aquellos que en el futuro se descubran o que a la fecha se encuentran cerrados y que sean rehabilitados.

YACIMIENTO CAMPO DURAN - En las tres playas de tanques ubicadas, respectivamente, en las localidades de los pozos C.D. 41, C.D. 48 y C.D. 56.

YACIMIENTO IPAGUAZU - En la playa de tanques del yacimiento.

YACIMIENTO ACAMBUCO - En los tanques colectores localizados en la planta de tratamiento del yacimiento y en tanque del cargadeo.

YACIMIENTO TONONO - En Tanque de la locación del TO-6.

YACIMIENTO CUCHARA - En tanques de la planta de tratamiento del yacimiento.

YACIMIENTO A. LAS LOMITAS Y QDA. GALARZA - En tanques de la planta de tratamiento del yacimiento.

YACIMIENTO A. LAS LOMITAS Y QDA. GALARZA - En tanques de la planta de tratamiento Lomitas.

YACIMIENTO A. LAS LOMITAS Y QDA. GALARZA - En tanques de la planta de tratamiento Lomitas.

YACIMIENTO AGUARAGUE Y TRANQUITAS - En tanques de la planta de tratamiento Aguarague.

YACIMIENTO LOMITAS B.B. - En tanques de la planta de tratamiento del yacimiento.

YACIMIENTO RAMOS - En la playa del yacimiento y en la playa de almacenaje "Balbuena".

YACIMIENTO BALBUENA ESTE - En de tanques de la planta de tratamiento.

YACIMIENTO DOS PUNTITAS - En tanques de la planta de tratamiento del yacimiento.

YACIMIENTO POZO ESCONDIDO - En tanques de la planta de tratamiento.

YACIMIENTO POZO ESCONDIDO ESTE - En tanques de la planta de tratamiento.

YACIMIENTO CAÑADA GRANDE - En tanques de la planta de tratamiento.

YACIMIENTO VINALAR NORTE - En tanques de la planta de tratamiento.

YACIMIENTO PUESTO CLIMACO - En tanques de la planta de tratamiento en la locación del pozo L.B. x.1.

YACIMIENTO EL CHORRO - En tanques de la planta de yacimiento Cañada Rica localizada en la provincia de Formosa.

YACIMIENTO CUCHUMA - En tanques localizado en el Pozo Cu - 1003 y en Tanque de despacho en el cargador Cruz Quemada.

YACIMIENTO LUMBRERA - En tanques de los pozos Lu -1004 y en tanque de despacho en el cargadero Cruz Quemada.

Mensualmente se deberá tomar muestra de cada uno de los pozos productores ya sea de la válvula de muestreo en La boca de pozo o en el manifold (múltiple) de los oleoductos colectores de pozos



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

del yacimiento para su posterior análisis físico - químico consistente en porcentajes de agua, densidad y cuantitativo de los principales componentes.

II-GAS NATURAL

La medición se efectuará en el instrumental instalado a la salida de las plantas de tratamiento y antes de su ingreso en gasoducto colector Coronel Cornejo - Campo Durán, según el siguiente detalle:

YACIMIENTO CUCHARA - En el medidor de la planta.

YACIMIENTO A LOMITA Y QDA. GALARZA - En el medidor de la planta Lomitas.

YACIMIENTOS AGUARAGUE Y TRANQUITAS- En medidor de planta de Aguarague.

YACIMIENTO RAMOS - En el medidor de la planta Ramos.

YACIMIENTO CAMPO DURAN - En el medidor del gasoducto colector.

YACIMIENTO IPAGHUAZU - En gasoducto en planta de tratamiento.

YACIMIENTO YACARECITO - En el medidor de la planta La Bolsa.

Se registran volúmenes del Gas derivados a los mecheros de quema de cada pozo y de las plantas de tratamiento para el control del venteo.

Se efectuará, además, medición de caudal en el medidor ubicado en el gasoducto colector a la entrada de Destilería Campo Durán, y en el medidor del ducto a la salida de la planta de reinyección del Yacimiento Campo Durán. Se procederá a la toma de muestras de Gas de los Yacimientos para la realización de análisis físico- químico consistentes en poder calórico, presión y de los principales componentes.

Se realizarán controles periódicos de la fidelidad de los equipos de medición instalados y se podrán colocar instrumental de medición de propiedad de la Provincia para un efectivo control de caudales.

III-GASOLINA

La medición de gasolina se ejecutará en los tanques de plantas de tratamiento de cada yacimiento y en los de la Destilería de Campo Durán, mediante el uso de cinta y pilón.

Se realizan en los siguientes:

YACIMIENTO CUCHARA

YACIMIENTO A. LOMITAS QDA. GALARZA

YACIMIENTO AGUARAGUE

YACIMIENTO TRANQUITAS

YACIMIENTO RAMOS

YACIMIENTO LA BOLSA – YACARECITO

ANEXO II

PLANILLAS DE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN (CAPITULO IV) INFORME MENSUAL - RESUMEN - YACIMIENTO - MES

Petróleo	Mes Anterior	Mes Informado
Stock a fin de mes		
Producción mensual		
Producción promedio diaria		
Producción neta acumulada		
Número de pozos en producción		
Volumen vendido s/certificaciones		
Volumen consumo propio		
Volumen perdido		





CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

GAS

Producción mensual
Producción promedio diaria
Producción acumulada
Volumen vendido s/certificaciones a 9.300 Kcal.
Volumen venteado
Volumen consumo propio
Relación Gas - Petróleo

GASOLINA

Producción mensual
Producción promedio diaria
Producción acumulada
Volumen vendido s/certificaciones

L.P.G.

Producción mensual
Producción promedio diaria
Producción acumulada
Volumen vendido s/ certificaciones
Relación GAS- L.P.G.

AGUA

Producción mensual
Producción promedio diaria
Producción acumulada
% agua en la producción

Yacimiento

Mes

PRODUCCIÓN DE FLUIDO

SIGLA POZO	VIDA EFECT.	SIST. EXTRAC.	PROD. PETROLEO	PROD. GAS	PROD AGUA	AGUA °C	R.G.P.	OBS.
			MEDIA DIARIA ACUM	MEDIA DIARIA ACUM	MEDIA DIARIA ACUM			

Reinyección de Gas

Reinyección Mensual

Reinyección Promedio Diaria

Reinyección Acumulada

Pozos Reinyectores

Pozo Petróleo Gas Gor Agua % De Vida Sist.Pres.
D. M. A. D. M .A. D. M. A. Agua Meses

**ANEXO III
RESOLUCIÓN S.E. Nº 105**

"NORMAS Y PROCEDIMIENTOS QUE REGULAN LA PROTECCIÓN AMBIENTAL DURANTE LAS OPERACIONES DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS"

ÍNDICE





CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

1 - INTRODUCCIÓN

1.2. Procedimientos

1.2.1. Etapa de Exploración.

1.2.2. Etapa de Explotación

2 - ETAPA DE EXPLORACIÓN

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. Fuente de Energía no Explosivas

2.1.6. Registración

3. - ETAPA DE PERFORACIÓN Y EXPLORACIÓN

3.1. Introducción.

3.2. Recomendaciones a seguir.

3.2.1. Selección de la Locación.

3.2.2. Acceso de la Locación.

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

3.2.4. Provisión de agua dulce.

3.2.5. Campamento de 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 determinación.

3.2.8. Manejo de los desechos de equipos y motores.

3.2.9. Almacenaje de combustible e hidrocarburos líquidos de ensayo. Manejo de gases 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 ensayo.

4. ETAPA DE DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN

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.

4.2.1.1. 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. INTRODUCCIÓN

La Secretaría de Energía 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 Áreas Continentales de la República Argentina, ejerciendo las funciones de Autoridad de Aplicación para esos fines. Con este 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 las empresas petroleras permisionaria, concesionarias, operadores de áreas, sean de origen nacional o extranjera 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 de 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 esta Secretaría.

Las normas más adelante detalladas, deberán cumplirse en término razonable 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 estas medidas que deberá ser acorde con el resultado del análisis y relevamiento de cada área, tanto en la etapa de exploración deberán cumplirse en término razonable 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 estas medidas que deberá ser 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 estas 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 LAS OBRAS Y TAREAS

1.2.1 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 objetivo 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 solo al área de influencia de la zona elegida para la ubicación del pozo exploratorio y deberá contemplar principalmente las condiciones naturales a superficiales a las del subsuelo inmediato para prevenir o reducir el impacto ambiental, siguiendo el contenido de las "Normas dadas en el Capítulo 3 de esta 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 este Estudio Ambiental Previo será por cuenta del operador del área exploración.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

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

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

En caso de que exista un organismo provincial,; con personal idóneo para estas tareas, el operador del área deberá contratar estos 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 (30) días de finalizadas las operaciones de perforación y ensayos.

En los casos de 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, será por cuenta de la Autoridad de Aplicación, las provincias, o el 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 estas tareas. Para ello, se deberá seguir con el contenido de las normas dadas en el capítulo 2 de estas regulaciones.

1.2.2. ETAPA DE EXPLOTACIÓN

Se deberá preparar un Estudio Ambiental Previo del área donde se verifico un hallazgo de hidrocarburos mediante el pozo a los pozos exploratorios de una determinada zona, para indicar una diagnostico 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 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 estos argentinos o extranjeros, pero siempre ajustándose a las normas que aquí se dan.

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

Para este 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 tres (3) meses de



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

promulgadas estas normas para 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 y 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 zona de influencia a raíz de el desarrollo del yacimiento. El monitoreo anual de obras y tareas, deberá ser realizado por consultores que haya 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 estas normas y deberá seguir los términos del Capítulo 4 de las presente regulaciones.

La Autoridad de Aplicación evaluará dicho informe haciendo conocer al operador del área en explotación sus comentarios al respecto.

2 - ETAPA DE EXPLORACIÓN

2.1. Topografía, Geología, Geofísica

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

2.1.1. Los Campamentos

Los Campamentos pueden estar formados por "trailers", casillas carpas y son de emplazamiento provisorio. La acumulación de desperdicios, los desagües sanitarios y, sobre todo el derrame de aceites, grasas y combustibles pueden ocasionar trastornos varios, por ejemplo, en la contaminación de corrientes de agua(ríos y 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 acumular los 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 y picadas. En el caso de aperturas para algunos, tomar precauciones para no contribuir a facilitar la erosión del terreno, tratando de ubicarlos sobre curvas de nivel, no abriéndolos 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 el 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 de 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 paisajista,



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

no se debe abrir picadas en zonas de salares. Resulta más costoso para las campañas 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 ajustar y enterrar los restos de papeles o elementos que hayan formado parte del embalaje de los explosivos. La impregnación de estos 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.

2.1.4. Pozos sísmicos someros

Los pozos sísmicos 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.

Las fuentes de energía no explosiva más común la constituye un grupo de vibradores: estos son equipos móviles con el 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 acondicionar el terreno para promover su recuperación natural en aquellas áreas en que 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 se 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 PERFORACIÓN DE EXPLORACIÓN

3.1. INTRODUCCIÓN

Los estudios que se hayan efectuados en un área ubicada en la cuenca sedimentaria, con respecto a la estratigrafía de los sedimentos que la colmatan (en esa determinada área) su fitogeografía e 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



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

hidrocarburos comerciales productivos.

En relación a lo anterior, el operador deberá presentar a la Autoridad de Aplicación, un estudio abreviado sobre las condiciones naturales de la zona elegida para 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 de lugar o locación.

3.2.2. Acceso - Camino.

3.2.3. Ubicación de equipos o materiales en la explanación.

3.2.4. Provisión de agua dulce.

3.2.5. Campamento de personal, manejo de aguas servidas y desechos.

3.2.6. Programa de cañería de entubación y cabezal del control.

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

3.2.8. Manejos de los desechos de equipos y motores.

3.2.9. Almacenaje de combustible e hidrocarburos líquidos de ensayos. Manejo 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 ensayos

3.2.1. Selección de locación.

Dentro de las márgenes topográficas que permitan 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 los árboles o reducirlo al mínimo.

3.2.2. Acceso a la locación

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

- Aprovechar en lo posible los caminos y/o picadas existentes adecuándolas a las condiciones climáticas y requerimiento de la operación.
En el cruce de ríos, arroyos o cruce del desagüe natural de las aguas de lluvia, deben contemplarse instalaciones acordes con los regímenes naturales de esos cursos. Para evitar la erosión de sus lechos y bordes y costas producidos por desbordes o aceleración del pasaje de agua.
En éste, como en el caso de la existencia de fauna ictícola, debe consultarse a los especialistas para evitar que las obras a ejecutar interfieran en su "habitat".
- En el desarrollo de traza de camino, con especial atención en las regiones de frecuentes precipitaciones pluviales, tener en consideración no alterar, no interferir en los drenajes naturales de las aguas.
En el caso obligatorio de tener que concentrar la descarga de agua en esos drenajes, proceder al refuerzo del hecho y sus bordes para evitar la erosión y canalización del mismo.
- En zonas muy ventajosas y con terrenos de pobre consolidación se puede aplicar la compactación y/o agregado de materiales que mejoren esas características para evitar la erosión cólica. 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 dependientes



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

acordes con las características de los terrenos encontrados en su vinculación con los riesgos de erosión de la zona, lluvia y/o vientos.

- En los casos de 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 bordos 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 deshechos en las explanación.

La profundidad del pozo que determine el objetivo de 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 todo y sus sistemas de purificación y tratamiento y la represa de drenaje de los deshechos 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 de lodo contenido en el pozo en su profundidad total.
- En la temporada y zonas 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 llenados y desborde.
- Si las características de los terrenos encontrados, posibilitan el riesgo de filtraciones que puedan contaminar la calidad de las aguas subterráneas de estratos más superficiales, es conveniente impermeabilizar el fondo y bordes ya sea de una cobertura de arcillas impermeables o láminas plásticas removibles.
- Ubicar los terrenos removidos lo más cerca de la represa para facilitar su posterior relleno. En zonas ventosas y ante terrenos friables, es conveniente proteger su terraplén, 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 combustible y almacenaje de petróleo debe cumplirse 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 parrillados a la vista (con pasarelas debidamente protegidas en los lugares de tránsito) facilitarán el control de pérdidas.
- Se deberán tener en cuenta la preparación de una trinchera con terraplén de protección para la terminal de descarga de gases combustibles. Su ubicación estará a la distancia mínima de cincuenta metros de pozo, en la dirección de los vientos predominantes y en el área no transitable de la explanación.
- La zona recomendada para ubicar la entrada estacionamiento de vehículos, casillas de laboratorio, servicios auxiliares, alojamiento de emergencia, etc. El extremo opuesto de la explanación con respecto a la represa y almacenaje de combustible. En esta misma área



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

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

3.2.4. Provisión de agua dulce.

Cuando la fuente de provisión seleccionada sea la proveniente de acumulaciones subterráneas, se deben seguir las siguientes prácticas:

- En zonas en donde exista el control de la explotación de esta agua, se coordinará con las autoridades correspondientes los volúmenes a extraer y los horizontes a explotar, perforando los pozos conforme a las normas existentes.
- En zonas alejadas y una vez definidas por los estudios geológicos la ubicación y el horizonte a explotar, la programación de pozos tendrán que contemplar la cementación de la cañería de protección hasta la superficie para asegurar que no exista riesgo de contaminación de agua salobres o de superficie. La locación tendrá drenajes, inundables y los cabezales de producción asegurarán su hermeticidad.
- En cada pozo para obtención de agua subterránea dulce, se deberá registrar un perfil eléctrico- curvas de SI y Resistividad- con equipos portátiles. Además se deberá controlar los extractos 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 salida del acuífero explotado.
- Completados los trabajos de perforación exploratoria, los pozos de agua serán abandonados cementados en intervalos de una explotación y reemplazando el cabezal de producción con una tapa soldada sobre 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 las plantas de capacitación y bombeo alejadas de los vados o senda de acceso de la fauna silvestre o animales domésticos, hacia sus abrevaderos naturales.

- Las citadas instalaciones ubicarán en un recinto conveniente creado cuando exista vida animal en el área.
- Los límites del recinto estarán convenientemente protegidos, con bordos o zanjas de contención de manera de asegurar que derrames de combustibles o aceites de los motores y bombas no puedan ser arrestados hasta la fuente de agua.
- En el tendido de acueductos y cuando lo permitan las condiciones técnicas de operación es recomendable el uso de cañería plástica tendidas en la superficie del terreno. El menor peso de estas cañerías que facilitan su transporte y montaje disminuye los requerimientos de picadas, desmontes o zanjeado de los terrenos por donde deberá pasar.

CAMPAMENTO DEL PERSONAL, MANEJO DE AGUAS SERVIDAS O DESECHOS

Cuando sea necesario, por no haber poblaciones cercanas a la locación:

Ubicación: las características de movilidad que tienen estos 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 (monte alto o bosque) pueden ubicarse adyacentes a la explanación u opuesto con respecto al pozo, a la dirección de los vientos más frecuentes.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

- En zona de monte alto y/o boscosa, es recomendable ubicarlos 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 coordinadas con las autoridades correspondientes.

Instalaciones Complementarias

- Cuando la ubicación del campamento es adyacente al pozo solo se requiere la cámara séptica y sumidero para las aguas servidas. Los demás derechos para las aguas servidas. Los demás derechos sólidos, tanto los incinerables como los metálicos pueden ser dispuestos en las instalaciones correspondientes de la explanación del pozo.
- Cuando la ubicación del campamento es alejada, debe construirse, además de las cámaras sépticas y sumideros de efluente líquidos, la correspondientes a los desechos incinerables y a los de vidrio 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, transportando a centros de reprocesamiento o de acopio y clasificación.

Abandono de locación.

Completadas las operaciones exploratorias, al desalojar las tierras afectadas se deberán seguir las siguientes prácticas:

- Remover toda instalación fija no recuperable que haya construido como escalones o senderos, así como los suelos con residuos de combustible y aceite de derrame de la casilla de usinas, etc. y esparcirlos triturados, tarea que se puede hacer con los tractores operados a oruga, maquinas que siempre se disponen en estas operaciones.
- En los casos que la ubicación se hubiera hecho sobre tierra muy compactable, 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, serán rellenados para evitar caídas o entrapamiento 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 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 sugerencias y reventones 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 el diseño de programas de cañerías se deberán tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Las cañerías de superficie o de seguridad alcanzará no solo la profundidad adecuada por los requisitos de control de presión, sino que también se extenderá hasta cubrir el total de horizontes acuíferos de baja salinidad, considerando como tal un máximo de 2.000 microhomo por centímetro cuadrado de conductibilidad específica.
- Si el programa técnico contempla la entubación de una cañería intermedia, los extractos de agua de baja salinidad pueden ser protegidos por dicha cañería que se cementará, entonces, desde el zapato hasta la superficie.

3.2.7. MANEJO DE LOS DESECHO FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN

Se define como tales a los originados por la trituración de las rocas atravesadas por el tribulación 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



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

terminación.

Lista de Deshechos no peligrosos involucrados en 3.2.7.

- 1 - Estearatos de aluminio (Triesterato)
- 2 - Arcilla atapulgita
- 3 - Bagazo
- 4 - Sulfato de bario
- 5 - Bentonita
- 6 - Carbonato de Calcio
- 7 - Lignito sódico
- 8 - Celofán
- 9 - Lignosulfanatos son cromo
- 10 - Semillas de algodón peletizadas
- 11 - Diamitas y amidas de ácidos grasos
- 12 - Detergentes
- 13 - Aductos de óxido de etilemo de formol y molifenol
- 14 - Goma guar
- 15 - Hidroxietil celulosa
- 16 - Lecitina
- 17 - Lignito
- 18 - Oxido de magnesio
- 19 - Metanol
- 20 - Mica
- 21 - Polioxientanol morfolina
- 22 - Cáscaras de nuez
- 23 - Paraformaldehido
- 24 - Bentonita peptizada
- 25 - Ácido Fosfórico
- 26 - Resina poliacrilamida
- 27 - Polimero celulósico polianiónico
- 28 - Polisacáridos
- 29 - Cloruro de Potasio
- 30 - Hidróxido de potasio - potasa caústica
- 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 sódico
- 41 - Cloruro de Sodio
- 42 - Exametofosfato de sodio
- 43 - Hidróxido de sodio
- 44 - Arcilla montmorillonita sódica





CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

- 45 - Poliacrilato de sodio
- 46 - Tetrafosfato de sodio
- 47 - Almidón
- 48 - Pirofosfato de sodio
- 49 - Fosfato tributílico
- 50 - Tiras, fibras y granulado de vegetales y polímeros
- 51 - Acetatovinílico (Copolimero Xanhidridomaleico)
- 52 - Goma Xanthan (polimero 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 a aquella agua subterránea cuyos contenidos en sales totales no supere las 1.500 partes del millón o que su conductibilidad específica no sea mayor de 2.000 microhomos 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 dulce 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 el líquido residual, se deberá 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 la que están comprometidos los originados en la perforación con lodo a base de petróleo y todo con aditivos a base de cromo, fluidos de determinación con sales de bromo o cualquier otro producto que, acorde con las recomendaciones de uso de sus fabricantes, sea considerado como tal, se deberán seguir las siguientes prácticas:

- En áreas en donde por razones técnicas se4a 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 combustible y ensayos, para contener los excedentes no contaminados. Además de evitar al máximo Las posibilidades de contaminación y derrame facilitan su reciclado para otras operaciones de perforación o las plantas de preparado y mezclado de los proveedores de estos lodos.
- En áreas donde el lodo a base de petróleo es de uso circunstancial o para solo 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 represa o pileta impermeabilizadas con lámina plástica se requiere se indique al personal de operación tener la precaución de no romper la lámina con herramientas y protegerlas debidamente en los bordes donde se tenga que accionar o transitar.
- Los excedentes líquidos no reciclables tanto de los lodos como en los fluidos de terminación que fueron clasificados como "peligrosos" se dispondrán por inyección o confinados ya sean en extractos superficiales permeables, seco y aislado por capas impermeables, o inyectados en extractos profundos estériles que se encuentren en el espacio anula 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 de que durante el bombeo no



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

se sobrepase la presión límite fijada en el 50% de las dadas por las 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 la operación permanente requerido, así como también los equipos de laboratorio y servicios especiales transitorios que operarán dentro del área de explanación como los 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 de centros poblados, como se presenta la generalidad de los trabajos de exploración, todos los desechos que sean combustibles, tales como papeles, caja de cartón, empaquetaduras, cajones de madera, etc., se deberá destruirlos por incineración, ya sea en hornos o excavaciones preparadas para este objeto, lo que deberán estar ubicados en el extremo de explanación opuesta a los 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 bordos y zanjas de desagüe para evitar que el viento o el agua de lluvia disperse los desechos allí acumulados.
- Los residuos de grasa, filtro de aceite y gas-oil, filtro de aire impregnado en aceite, etc., deben ser incinerados con los otros residuos y combustibles y restos metálicos que queden en las cenizas, acumulados junto a los otros restos no destruibles por combustión.

Desechos metálicos no incinerables (chatarra)

Están comprometidos en este tipo de desechos: las partes menores reemplazadas en motores, generadores, cuadro de maniobra, aparejos, etc., los cables desgastados del aparejo, los guardaroscas y las cañerías usadas en la entubación, lata de grasa y aceite, se deberá:

- Acumular para facilitar su transporte en recipiente metálico. Los tambores de 200 litros de aceite y fluidos hidráulicos que son descartables son aplicables para este fin.
- Los cables de acero y los caños hasta 1" (25 mm de diámetro) es conveniente trozarlo con cortes a soplete de un largo tal que facilite su acumulado en los recipientes disponible 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) cono 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 y ensayo.

Recinto de líquidos combustibles.

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

Dicho recinto estará destinado a contener los tanques de reserva de combustible líquidos de los motores y por lo menos un tanque de 1.200 bbvls (16 m³) para acumular los hidrocarburos líquidos que se pudieran producir durante los ensayos de formación durante la perforación. Si el recinto excavado en terreno permeable y/o absorbente se impermeabilizará con una capa de



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

arcilla en fondos 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 combustible y de almacenaje de hidrocarburos líquidos de ensayos se hará en superficie de manera de poder visualizar en forma inmediata pérdida o filtraciones.

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

Se debe instalar en este recinto el separador de gas petróleo- agua indispensable en la realización de ensayos de capas, ya sea a pozo abierto a entubado.

Manejo de gases de ensayos de pozos.

Se conectará la salida del separador con una línea de descarga a un punto ubicado corriente debajo de los vientos predominantes y distanciado por lo menos 50 metros del cabezal del pozo. Estará comprendido dentro de la explanación si se operara en una zona boscosa o de vegetación, pudiendo quedar afuera en el caso de zona árida 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 válvula para disponer opcionalmente una y 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 metro de ancho y 4 m de largo, rodeada por bordos de tierra y protección del fuego, con una altura de 1 m por el extremo final y los dos laterales. En su extremo contra el bordo más alto (1.50 m) estará finalmente anclada, y tendrá una llama de piloto que se conectará con 10 m de caño de 1/2 " de diámetro por una garrafa de GLP con capacidad 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 se permitirá la presencia de personas y animales en el 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 y se descargan a la represa de desechos de lodo, para confinarlos junto con estos a la terminación del pozo.

- Si se tomó la decisión de entubar el pozo en la cañería de producción y definir el potencial de 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 resulte 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 la base de petróleo o destilados.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

Generalmente no resulta conveniente su confinación en formaciones que admita fluidos, salvo en el caso de locaciones en la selva o en zonas montañosas 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 la superficie o confinamiento en pozos o pileta de tierra puede afectar la vida animal.

Fluidos 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 condensados (gasolinas) se debe aprovechar el recinto indicado en 33.2.9. (Primer párrafo) reemplazando los tanques de reserva de combustible de equipo de perforación con tanques de almacenaje de mayor capacidad, ampliando el recinto si así lo requiera.

4. ETAPA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN.

4.1. Introducción.

En los casos de que los trabajos de exploración definieran la existencia de un yacimiento, que debe ser evaluado por pozos de extensión, estos 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 este 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 pozo de desarrollo y sus accesos.
2. Perforación de pozos de desarrollo.
3. Baterías colectoras
4. Plantas de tratamiento y servicios auxiliares.
5. Oleoductos de interconexión
6. Plantas de almacenajes y despacho de crudos
7. Planta de recuperación asistida.
8. Campamento.
9. Modalidad operativa.

4.2.1. Normas a seguir en la ubicación de los pozos de desarrollo y sus accesos y explanación

Son validas 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 en 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 ensayo. El almacenaje de cañerías y productos de lodo en el 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, drenaje, accesos, etc., son validas salvo el caso de la represa de desecho cuya capacidad debe ser ajustada al caso. No es necesario contemplar posibles emergencias como en la perforación de exploración.

4.2.2. Perforación de pozos de desarrollo.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

Toda información obtenida de los pozos de exploración y de avanzada con respecto a la característica y contenido de los extractos atravesados, la configuración de o 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, 3.2.6. "Programa de cañería y cabezal de control". Una planificación adecuada del desarrollo permitirá reducir al mínimo las superficies de los terrenos utilizados, caminos, tendidos de cañería, instalaciones auxiliares, etc., al poder concentrar en el punto de ubicación de las baterías colectoras las instalaciones de provisión de agua, lodo, ensayos, materiales, etc.

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

Será también de gran utilidad seleccionar la metodología más apropiada para el manejo de los desechos de perforaciones 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 del manejo de desecho de equipos y motores 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 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 esta 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 o de los pozos que limiten el yacimiento descubierto, el operador deberá estudiar y analizar los extractos atravesados para confirmar en ellos ya sea por inyección o directamente por piletas de infiltración, el agua de producción que obtenga para ello es indispensable que el perfil de la 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 supere el 10% de los pozos a perforar. Además deberá tomar muestras de los terrenos atravesados en estos pozos seleccionando, desde la superficie. Quedarán exceptuados de esa 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 deberá 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 subterránea- Quedan además exceptuados de esa obligación, los yacimientos donde se confirmen la ausencia de agua dulce, sean por pozos ya perforados en búsqueda de agua y que resultaron secos, por pozos para protección catódica o estudios hidrogeológico regionales. También en este caso el operador deberá presentar a la 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 explotación tal como se detalla en el punto I (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 cañería de conducción, se deberán ubicar Las baterías colectoras y de medición en los centros 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 reunidos para su separación en la planta central del tratamiento, al que llegará por medios de los conductos correspondientes.

Cuando las bajas producciones no justifiquen la conveniencia económica-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 recolectora de agua salada, debidamente impermeabilizada y subterránea. Esta 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 pozo a controlar no justifiquen la conveniencia económica-operativa de captar el gas producido, y esa relación este por debajo del valor reglamentado por la Resolución 415/79 de la secretaria de Energía, la salida de 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 contaminando tal como se detalla bajo el correspondiente título y siguiendo las practicas descritas en la citada resolución reglamentaria del venteo de gas.

Cuando las baterías deban tratar petróleo liviano 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 gases justifican la conveniencia económica operativa, situación que normalmente se produce en este caso, se deberán procesar un una planta recuperadora de gasolina.

Solo en el caso de petróleo pesado o intermedio con baja cantidad de gas en solución del 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 bordos de contención de por lo menos 0,80 metros de altura.

El recinto así formado deberá duplicar la capacidad de los tanques allí colocados y su piso y paredes interiores estarán debidamente impermeabilizados. El recinto no será necesario en caso de que los tanques de la batería posean conductos de rebases a piletas de emergencia u otro sistema alternativos diseñados para garantizar el seguro alojamiento de los fluidos eventualmente derramados, cumpliendo como mínimo con las 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 la pileta de agua.

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

Dentro del recinto del tanque, se debe construir una pileta conectada con techos y conexiones a los canales de colección de derrames alrededor de los tanques. En esta pileta entrarán también los conectores de descargas de seguridad de los separadores y de los calentadores. Las bocas de esas líneas de descargas, dentro de las piletas, deberán estar provistas de deflectores que eviten la



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

formación de nieblas de gas y petróleo. Esta pileta deberá estar próxima a uno de los esquineros que formen los bordos del recinto de tanques que contengan mayor protección. Estará conectada al sistema de succión de bombas y se le proveerá de un sistema de apertura y bombeo automático que mantengan un nivel máximo, desplazando al oleoducto los líquidos que reciba.

En caso de estar próxima a poblaciones, rutas, y/o caminos de alto tránsito así como también en áreas donde exista abundante fauna silvestre debe estar cercada en todo su perímetro con alambrada de dimensión adecuada para conectarla y evitar su entrada.

4.2.4. Plantas de tratamientos y servicios auxiliares.

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

Un buen diseño de estas plantas deberá adecuarse a las características de los fluidos producidos, de manera que la separación de los desechos ya sean estos 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 - gas).
- Tratadores de emulsiones. Calentadores.
- Deshidratadores de gas. Purificaciones de gas (H₂S, SO₂ y CO₂).
- Purificadores de agua de purga.
- Tanques de procesos y/o almacenaje.
- Bombas de proceso.
- Bombas de despacho.
- Sistema de medición y control de calidad de petróleo y gas.
- Sistema de medición de gasolina y/o L.P.G.
- Compresores de gas.

Junto a las plantas de tratamiento se deberán construir las instalaciones auxiliares requeridas, tanto en su operación, como en la totalidad del yacimiento, manteniendo las distancias 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, depósito y materiales y repuesto, 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 emulsión y piletas API en todos esos 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 salidas de los barros, conectados al sistema de drenaje descargarán en la pileta API y estarán provistos de picos inyectoros de lavado en todos sus cambios de dirección.
- La pileta API tendrá en todos los casos el fondo tipo tolva acumuladora de barros y sistemas de eyectores para evacuar los mismos a un cargadero de tanque para su transporte a los puntos de disposición.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

- Si los volúmenes de estos barros son elevados y contienen una cantidad apreciable de petróleo, antes de su disposición deberán ser procesados en una planta de lavado con solvente 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 estas 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.
- La planta de tratamiento, salvo en el caso de que estén combinados con las de embarque y deben estar equipadas con tanques de petróleo no mayor de dos y de capacidad necesaria para procesarlo en casa, de que el tratamiento hubiera sufrido falencia en alcanzar la especificación de comercialización fijada.
- El yacimiento de petróleo pesado y una baja relación gas-petróleo, que pueda ser inoperable la técnica recomendada de reinyectar a oleoducto el gas separado en baterías y no consumido en ella, se deberá operar en un circuito cerrado de gas a baja presión, conectando las baterías y la planta de tratamiento, donde se volverá la totalidad del gas separado y de donde se extraerán los consumos industriales requeridos. Si existieran excedentes no comerciales y la reglamentación autorizará su venteo, este se hará, por medio de antorcha que también deben cumplir los requisitos locales si están dentro de la zona poblada. Esta práctica permitirá el venteo y quemado de los excedentes en un solo punto de la operación que fuera seleccionado al ubicar la planta y dentro de la zona más vigilada del yacimiento.
- Yacimiento de petróleo medios livianos con RGP (relación gas-petróleo) del orden de los 300m³/m³ hasta los 1.000 m³/m³, es recomendable que adicionalmente tengan equipamiento para procesar este gas, debiendo complementar los equipos existentes con plantas de secado y de recuperación del LPG (propano y butano) y las gasolinas. Estos hidrocarburos son muy volátiles y deben ser almacenados en tanques a presión (cilindros horizontales o esféricos) pues evaporan en forma de gases muy pesados, altamente contaminantes y explosivos. Los vapores deben ser confinados en un sistema de captación y reprocesados en la planta respectiva. También 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 yacimiento de petróleo muy livianos y/o gas condensado, con RPG por arriba de los 1.000 m³/m³, el fluido principal a procesar es el gas y las instalaciones requeridas serán para su tratamiento, quedando el petróleo como producto secundario que generalmente se comercializa 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 encuentra en la planta de tratamiento.
- Las instalaciones de servicios auxiliares de la operación total almacenes de materiales, repuestos, combustibles y lubricantes, los talleres de mantenimiento de equipos, equipos especiales, los laboratorios y oficinas, etc., deben ocupar el menor espacio posible, sus precios deberán estar debidamente cercados y la totalidad de las instalaciones provistas de un sistema colector con sumideros para todos los desechos líquidos industriales. Los desechos deberán procesarse en cámaras sépticas, para evitar la contaminación de las aguas subterráneas.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

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, así como también puede estar acompañada por gases peligrosos como SO₂ o SH₂. Por tanto, su confinamiento en reservorios que no contienen el agua dulce, sea esta 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 de agua de producción, sea esta por reinyección al estrato de proveniencia, inyección a estratos superiores o por filtración, en superficie, usando piletas de precolación.

El operador deberá reinyectar el gas 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 de los primeros y contener agua que no sea dulce.

El operador deberá usar 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 debe ser seleccionada de tal forma que las mismas no queden expuestas a aluviones; por lo tanto deben estar alejadas de ríos secos y cuencas inbríferas locales.

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

El material extraído durante la construcción de las piletas debe ser compactados en los bordes laterales para evitar que la fracción arcilla caiga al fondo de la misma 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 valles de hilos de alambre para evitar el acercamiento del ganado.

En 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 éstas 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 las plantas de tratamiento y que tienen la función de trasladar todos los fluidos y aun sólidos producidos por los pozos y medidos en las baterías, se deben tener muy en cuenta el tipo de esos fluidos y sólidos para calcular sus características constructivas y régimen de operación.

Una buena planificación en este 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 inferior para la construcción de caminos laterales. Las posibilidades o riesgos de corrosión, tanto



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

externa como interna, debe estar cubierta para disminuir los riesgos de corrosión, tanto externa como interna, debe estar cubierta para disminuir los riesgos de rotura mediante el revestimiento de la cañería y su protección catódica. Los regímenes de la 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 sea importante, los puntos en donde estén ubicadas las trampas recuperadoras de los mismos deberán tener piletas para su recolección y posterior evacuación. Es siempre recomendable que estas instalaciones cuenten con cercos de protección y bordos de contención para prevenir la posible dispersión de fluidos por fuertes vientos y/o lluvias. En el cruce de cursos de agua, ríos o arroyos, los oleoductos deben estar enterrados 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 temporarios y/o cañadores 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. Planta de almacenaje y embarque.

Bajo este título se está incluyendo todos los tipos de plantas destinadas a hacer llegar al sector industrial (refinerías) o al sector comercial (exportación), 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 de bombeo a propanoductos, oleoductos, boyas de embarque a buques tanques y cargadores de tanques ferroviarios y camiones, debiendo cumplimentar lo establecido en la reglamentación de la Ley N° 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 almacenajes, estación de bombeo, elemento 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 estas 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 reserva 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 tanques deben tener, además de las instalaciones normales de almacenaje, bombeo, medición, control de calidad y las especiales de: oleoductos subacuático, boyas mangas de carga, un sistema de recuperación y purificación para el agua de embarque de petróleos livianos, gasolinas o propano-butano, es recomendable que estén 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 tanque.

Para estos casos se deberá:



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

- * Las mangas deben estar equipadas con válvulas de cierre rápido en su extremo, además de la correspondiente a la línea de alineación.
- * 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 esta colectora.

4.2.8 Plantas para recuperación secundaria y asistida

Se considera en este 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 desplazados con agua;
 - Agua con químicos reductores de tensión superficial;
 - Microemulsiones desplazadas con agua;
 - Etc.

En los casos en que se utilice el agua de producción, se requiere tratamiento 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 bombeos, almacenaje del agua purificada, etc., deberá ser ubicadas en conjunto o adosadas a las ya existentes.- Las nuevas instalaciones auxiliares (oficinas, almacenajes, laboratorios) deberán ser ubicadas, en lo posible, en coincidencia con la ya existentes 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 tener las líneas troncales de inyección y de los pozos, los que coincidirán con las de los oleoductos, baterías y línea 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 su cargo los trabajos de desarrollo y operación del yacimiento.

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



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

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 tee 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 el 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, el retiro de todos los materiales en 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, este siempre abierta y vinculada a través del puente de producción a la línea de pozo a batería.

4.3.1.2. Para 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 como 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 derrame de petróleo de poco volumen, se debe: mezclar lo derramado con suelos agrícolas para provocar la biodegradación; b) directamente laboreo agrícola con agregado de nitratos; c) mezclarlos con gavilla para el asfaltado de caminos internos del yacimiento. Para todos estos procedimientos se deberá levantar el petróleo residual y concentrarlo en un solo lugar para proceder a cualquiera 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 rebombes, si las hubieran 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 agua producidos por los pozos se almacenan en tanques; al reposar precipitan sustancias sólidas (arena, arcilla, parafina e incrustaciones) por lo que debe hacer limpiezas periódicas para evitar taponamientos de las cañerías y/u oleoductos.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

- 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 acumularán durante la emergencia en forma inmediata. Esta práctica es muy importante sobre todo cuando no se dispone de un sistema automático de bombeo.

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

Estas tuberías que permiten transportar agua, petróleo y gas desde 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 corrosivos.

En los casos en 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 del agua y sales de 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 descantan partículas sólidas, emulsiones de petróleo y agua, restos de parafina y petróleo viscoso. La remoción de dichas sustancias, en algunos casos por drenajes 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 fondo de tanques, emulsiones y petróleo pesado.

Los sedimentos de fondo 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 adicción 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, comercializarlo como petróleo pesado.

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

4.4.1. Captación de agua Para recuperación secundaria.

En las operaciones de explotación de petróleo, la industria requiere grandes volúmenes de agua para las tareas de recuperación secundaria, que consiste 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.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

El operador deberá usar preferentemente la misma agua de producción y una vez tratada, reinyectarla al estrado 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 siempre y cuando esta supere el valor promedio de sales disueltas de la cuenca hídrica subterránea donde se perfora 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 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 estas 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 los ríos, lagos o lagunas que se esté 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 estas regulaciones.

Buenos Aires, 11 de noviembre de 1992.

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

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 17.319, contempla en su Artículo 69 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 de explotación de hidrocarburos serán comprendidas dentro del contexto industrial que afectan el equilibrio ambiental.

Que 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 ellos, la Secretaría de Energía, elaboro las normas de procedimiento para tal fin, basados en la Guía de Recomendaciones para proteger el medio ambiente natural durante el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos, preparada por el Instituto Argentino del Petróleo (IAP)

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.

El Secretario de Energía

RESUELVE

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

Art. 2° - Las mismas serán de aplicación obligatoria para toda Empresa o grupo de empresa, concesionario, permisionarios, operadores, sea cual fuere su naturaleza jurídica, cuya actividad se encuentre 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.

Art. 3° - Las empresas y/o los grupos de empresas, concesionarios, permisionarios y operadores a que se refiere el artículo anterior deberán elevar a la Secretaria de Energía, en las condiciones y



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

oportunidades que 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.

Art. 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 utilizadas para la revisión de acciones ya producidas y agotadas.

Art. 5° - Comuníquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN N° 252

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 las fases 1 y 2.
- Etapas de Desarrollo y Exploración: Ampliar Fases 1 y 2 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. Fases 1: Evaluar las condiciones de base de los recursos existentes en el área afectar, tanto naturales como de valor socio-económico, serán estas condiciones las naturales o modificadas por operaciones previas, para determinar su calidad.

1.3. Fase 2: Identificar y cuantificar los impactos ambientales producidos durante el desarrollo del yacimiento y de los que se producirán cuando a posterior 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 - DESCRIPCIÓN DE LOS ASPECTOS A TRATAR

Los aspectos a evaluar y las tareas generales a desarrollar son las que resultan del Anexo I de la Resolución S.E. N° 105/92 y 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 Área: Presentar un mapa geomorfológico, a partir de imágenes satelitarias o fotográficas aéreas convencionales, para estudiar los aspectos fisiográficos observables, destacando el drenaje y los escurrimientos superficiales.

2.3. Topografía: Realizar un relevamiento topográfico expeditivo(en áreas de explicación, 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, usados en los estudios sísmicos, cotas de pozos o de cualquier otra actividad previas u otra información igualmente aplicable, citando las fuentes.

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



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

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

Si la información existente lo permitiera, se deberá intentar establecer las curvas equipotenciales para definir la dirección de escurrimiento del agua, la zona de recarga y la de descarga de la cuenca hídrica, así como las características hidroquímicas.

En el caso de existencia de agua subterránea con una salinidad total menor a 1.500 mg/litro, se preverán todos los estudios y análisis posible 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) Como programar y diseñar el uso de piletas de infiltración para disponer del agua de producción si bien este 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 S.E. N° 105/92.

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

2.6. Metodología: 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. Heliofanía.
- 2.6.4. Heladas.
- 2.6.5. Tormentas.
- 2.6.6. Regiones 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 declaradas por la autoridad competente, o por leyes nacionales o provinciales, sean claramente identificadas.

2.9. Otros Aspectos: De una manera coherente con las tareas descriptas en el Anexo I de la Resolución S.E. N° 105/923, 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 socioeconómicos. Población, salud, ocupación.
- Áreas urbanas de uso agrícola y de radicación industrial.
- Ecosistemas y paisajes. Parques nacionales o provinciales. Población indígena. Monumentos.

2.10. Contingencias: En función al estudio ambiental, presentar un informe de contingencias que indique y, de ser posible. Evalúe las magnitud de las emergencias ambientales probables, tales



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

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 respuestas previstas por los medios de control a proveer.

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

3 - GUÍAS 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 internaciones.
- 3.2. Cuando existan límites permisibles de calidad de un recurso o de emisiones y existieran diferencias entre lo legislado a nivel nacional o a nivel provincial, adoptar los valores más exigentes.
- 3.3. Maximizar el uso de matrices que correlacionen el tipo de contaminación y el nivel del impacto ambiental, por ejemplo distinguiendo a las de efecto local de aquellas cuyos efectos trascienden límites geográficos, especificando si el impacto es controlable/ reversible o no.
- 3.4. En algunas ocasiones, es difícil o muy costoso cuantificar el nivel del impacto ambiental. En estos casos, es recomendable normalizar la siguiente sintomatología 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 agregan índices de las fuentes de información así como de la biografía que hayan sido usadas como base. Además las visitas de campos se documentarán con fotografías que faciliten la comprensión de lo que se haya expuesto.

CONSIDERANDO

Que el avenamiento de gas natural constituye una práctica irracional provocando el desaprovechamiento de recursos energéticos no renovables y dañando el medio ambiente. Que las perspectivas en materia de producción de petróleo, las nuevas utilidades del gas natural y su consecuente mayor valor económico, justifican el dictado de normas reglamentarias tendientes a lograr el mejor aprovechamiento y conservación del recurso y al mismo tiempo preservar el medio ambiente.

Que para el caso de los pozos que producen gas asociados con petróleo resulta conveniente establecer un régimen gradual restricciones que dé cumplimiento a lo establecido por el artículo 31 de la Ley N° 17.319 y que, al mismo tiempo, permita a los operadores el necesario acondicionamiento al concepto que implanta, sin provocar una brusca disminución inicial de la producción.

Que, al mismo tiempo, es imprescindible completar la información de base disponible, a los efectos de permitir el ajustado seguimiento en la aplicación de criterios de optimización de las relaciones del Gas Venteado con el Gas y el Crudo Producidos.

Que es necesario así mismo otorgar ciertas excepciones al régimen general establecido, así como determinar los mecanismos de control a aplicar.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

Que el Artículo 97 de la Ley N° 17.319 faculta a esta Secretaría a proceder en consecuencia.

**El Secretario de Energía
RESUELVE**

Artículo 1° - Apruébase las "Normas Sobre Aventamiento de Gas Natural" que integran la presente resolución como Anexo I.

Art. 2° - Derógase la Resolución S.E. N° 415 de fecha 28 de diciembre de 1979.

Art. 3° - Comuníquese, publíquese, desé a la Dirección Nacional del registro y archívese.

**ANEXO I
NORMAS SOBRE AVENTAMIENTO DE GAS NATURAL**

CAPÍTULO I - DISPOSICIONES GENERALES

1. - Objeto: Prohibir el aventamiento del gas natural de pozos gasíferos y de pozos petrolíferos, en los que la relación actual gas/petróleo supere los 100m³/m³ y establecer relaciones decrecientes a partir del primero de enero de 1.994.

2. Definiciones

2.1. A los efectos de esta reglamentación se denomina pozo de gas gasíferos a aquellos en los que las mezclas de hidrocarburos considerados como sistemas sean de una composición tal que, llevados a continuaciones normales de presión y temperatura (1atmósfera y 15° C) presenten una relación gas/petróleo superior a 20.000 a 1(veinte mil metros cúbicos de gas por cada metro cúbico de hidrocarburos líquidos residuales).

2.2. Consecuentemente, se denominan pozos de petróleo o petrolíferos a aquellos que no sean pozos de gas o gasíferos.

CAPÍTULO II - AVENTAMIENTO DE GAS NATURAL

3. Pozos de gasíferos.

3.1. Se mantiene la prohibición de mantenimiento de gas natural producido en todos los pozos gasíferos del país.

4. Pozos petrolíferos.

4.1. A partir del 1° de enero de 1.994 los límites permisibles de relación gas/petróleo para el aventamiento de gas natural producido en los pozos petrolíferos del país, serán los siguientes:

Desde	el	1°	de	enero	de	1994	75	m ³ /m ³
Desde	el	1°	de	enero	de	1996	50	m ³ /m ³
Desde	el	1°	de	enero	de	1998	25	m ³ /m ³
Desde	el	1°	de	enero	de	2000	1	m ³ /m ³

4.2. Se mantiene el límite permisible de las relaciones gas-petróleo en 100m³-m³ hasta el día 31 de diciembre de 1993, para el aventamiento de gas en pozos petrolíferos.

4.3. Los límites permisibles establecidos en 4.1. y 4.2. son de aplicación automática, salvo casos particulares en los que el Secretario de Energía juzgue la conveniencia de tales aventamientos. Dicho juicio puede referirse a la totalidad del aventamiento de que se trate, o ser considerado suficiente establecer límites permisibles menores, ya sea en forma temporaria o permanente, para tales casos particulares. Dichos juicios serán objetos de resoluciones específicas que modificarán o complementarán a la presente resolución.



CAPÍTULO III - EXCEPCIONES A LA PROHIBICIÓN DE VENDEO.

5. General: El Secretario de Energía podrá disponer o no excepciones, de carácter temporario a los límites permisibles máximos dispuestos en el punto anterior, a solicitud de los permisionarios, concesionarios o contratistas.

Las excepciones cumplirán las normas que se puntualizan en los párrafos siguientes.

La Secretaría de Energía deberá expedirse por el otorgamiento o rechazo de las excepciones temporarias en un lapso no mayor de Noventa (90) días hábiles, a partir de la fecha de recepción de la respectiva solicitud.

5.1. Normas para las Excepciones y las Presentaciones Semestrales.

5.1.1. Las excepciones son de carácter precario, excepto aquellas que hayan sido autorizadas en base a un cronograma de obras e inversiones en desarrollo.

5.1.2. Cuando la Secretaría de Energía decidiera suspender, cancelar una excepción dada, lo hará con sesenta (60) días corridos de anticipación.

5.1.3. Las excepciones a la fecha autorizadas son prescriptas y deben ser renovadas por los permisionarios, concesionarios y contratistas. Cada excepción, salvo la prevista en el párrafo 5.2.4. debe ser objeto de una presentación específica por cada yacimiento, invocando en cada caso la razón de excepción que eventualmente la ampara y el límite permisible solicitado, en las formas y oportunidades que a continuación se describen en los párrafos que siguen.

5.1.4. En caso de la excepción prevista en el párrafo 5.2.3. será necesaria la presentación solo cuando se trate de aventamientos por períodos mayores de treinta (30) días corridos. La autorización será temporaria.

5.1.5. Las presentaciones deben hacerse antes del 30 de noviembre de 1993 y actualizarse luego semestralmente al 31 de mayo y al 30 de noviembre de cada año, manteniéndose la validez las excepciones autorizadas a esas fechas hasta que la Secretaría de Energía se expida sobre las presentaciones.

5.1.6. Las presentaciones identificarán los pozos y los separadores de las baterías en una planimetría en escala 1: 25.000. Los datos a establecer correspondientes a cada uno de los pozos y los separadores, son los que se indican en el modelo Adjunto I, que formará parte de la presentación semestral. A este Adjunto se agregarán las proyecciones de aventamiento evaluadas para los próximos 10 años.

5.1.7. Los permisionarios, concesionarios y contratistas establecerán e implementarán un sistema de medición de la calidad, de los caudales de gas aventados en cada punto de aventamiento y de los caudales producidos.

Los datos medidos tendrán una validez estadística suficiente y serán registrados por escrito o en una base de datos computada debiendo estar, en ambos casos, actualizada y a disposición de los funcionarios de la Autoridad de aplicación u otros que estén debidamente autorizados por ella, en las oficinas de trabajo del personal operativo del yacimiento de que se trate.

5.1.8. En los casos de no excederse las relaciones anotadas, no estando entonces configurada una situación de excepción, los aventamientos de gas serán también informados, semestralmente al 31 de Mayo y al 30 de noviembre de cada año, por yacimiento, con el formato y datos del mencionado Adjunto.

5.2. Razones de Excepción.

Las únicas razones de excepción, a las restricciones establecidas que se consideran son:

5.2.1. Por razones de interés nacional.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

5.2.3. Sobre la base de un cronograma de obras destinadas a corregir la situación en un tiempo razonable, para lo cual el permisionario, concesionario o contratista, deberá presentar a la Secretaría de Energía, dicho cronograma y programas de obras, a los fines de establecer el tiempo de excepción. La excepción, en este será temporaria y se otorgará por una sola vez.

Cuando el aventamiento resulte del ensayo de pozos luego de su terminación o reparación.

5.2.4. Queda permitido el aventamiento, el desbloqueo de la bomba del gas del espacio anular en aquellos pozos que producen por bombeo mecánico, cuando no existan líneas de conducción del mismo.

5.2.5. Si se tratare de pozo en zonas alejadas y de baja productividad, la excepción será temporaria, hasta que el concepto de "Zona alejada", es decir, que demuestre las inconveniencias técnico-económica de proceder a la reinyección y/o a la colección, tratamiento y/o el transporte técnico-económico establecerá el punto de equilibrio, en términos de caudales aventados diarios, a partir del cual sea conveniente económicamente corregir la situación existente.

5.2.6. Cuando se trate de pozos petrolíferos que produzcan gas asociados con ácido sulfhídrico, nitrógeno, dióxido de carbono u otros gases, sean estos inertes o tóxicos y no sea posible su aprovechamiento o reinyección económica. En estos casos se presentará un estudio técnico-económico que demuestre la inconveniencia de su consumo, reinyección u otro tipo de aprovechamiento. La presentación indicará los caudales y calidades de cada gas aventado. Las normas a cumplir son las establecidas por la Resolución S.E. N° 105 (62 sobre cuidado ambiental o aquellas otras resoluciones o disposiciones que la revisen y/o amplíen.

CAPÍTULO IV INSPECCIÓN Y SANCIONES

6. Las inspecciones para verificar el correcto cumplimiento de esta resolución, serán realizadas por funcionarios de la Secretaria de Energía o por las Autoridades Provinciales, en un todo de acuerdo a los convenios de cooperación existentes.

7. El cumplimiento en término de las presentaciones exigidas en los párrafos precedentes, será razón suficiente para la caducidad de las autorizaciones de aventamiento correspondientes, la que sucederá de manera automática, salvo en aquellos casos en que la Secretaria de Energía, lo estime justificado.

8. A partir de promulgadas las presentes normas, la Secretaria de Energía podrá disponer el cierre de los pozos de las mismas, el que se prolongará hasta el otorgamiento de la excepción, cuando corresponda, o hasta que se haya superado la situación que lo motive.

9. Sin perjuicio de las sanciones que se establecen en este Capítulo, toda transgresión de la presente norma hará pasible al permisionario, concesionario o contratista de las sanciones que se imponen en el Título VII de la Ley N° 17.319, pudiendo incluso, la Secretaria de Emergencia solicitar la caducidad de la concesión de explotación otorgada, de darse los supuestos previstos en los incisos c) y d) del artículo 80 de dicha Ley.

NOTAS:

1. La identificación de los pozos incluirá su nombre seguido por la sigla Q o la sigla N, correspondiendo la Q. A los venteos que se quemán en la/las antorchas y N a los venteos libres a la atmósfera.

2. Según Capítulo III- Puntos 5.2.1.

3. Relación G/Pz 100, o la relación máxima permisible autorizada a esa fecha.

4. Adjuntar planimetría 1:25.000 con identificación de los pozos y separadores de baterías con aventamiento.



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

5. Los caudales de aventamientos de los separadores de las baterías, se prorratearán entre los pozos que son tratado en los mismos. El prorrateo se hará en función al caudal del crudo tratado de cada pozo. Los caudales de gas prorrateados ser sumarán a los aventamientos en cada pozo obteniéndose el caudal aventado total.
6. Presentar una planilla por yacimiento.

RESOLUCIÓN S.E. N° 342

VISTO el Expediente N° 752.200/92, del Registro de la Secretaría de Energía, 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 Contingencias que evalúen los daños potenciales, detallen las medidas preventivas y la organización de repuesta 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 deben responder a requisitos específicos. Que las mencionadas herramientas de control de gestión serán necesarias para las empresas operadoras como para la Autoridad de Aplicación, para lo cual es conveniente definir la estructura de 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, otorgará facultades para el dictado de la presente.

El Secretario de Energía

RESUELVE

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

Art. 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 informa incluirá, mención específica del Plan de Contingencia que aplicado, así como las medidas programadas de mitigación y de prevención de mayores daños.

Art. 3° - Las compañías operadoras deberán presentar, a Secretaría DE Energía, un informe final de incidente que deberá incluir la información descripta en el Anexo II, dentro de los treinta (30) días de finalizadas la tareas de control de la contingencia.

Art. 4° - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y Archívese.

ANEXO I

ESTRUCTURA DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA

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

1. Establecer las condiciones y objetivos de los Planes.
2. Definir el contenido de los Planes.

1 – CONSIDERACIONES





CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

1.1. Todo plan tiene 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.

1.3. El objetivo común de todo Plan de Contingencias es minimizar los efectos nocivos de la misma.

1.4. La tarea Global de todo Plan es constituir un Organismo idóneo, eficiente y permanentemente adiestrado, que el grupo de Respuesta, el que permite lograr el correcto uso de los medios humanos y materiales que dispone para el logro de los objetivos.

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

- Contención.
- Confinamiento.
- Recolección.
- Limpieza.
- Restauración.

1.6. Previa a la elaboración el Plan es imprescindible una adecuada Determinación de los Riesgos, dado que la correcta y precisa Evaluación y Administración de los mismos permitirá óptima decisión gerencial 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 efectuada 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 partícula interés o valor que pudieran recibir el impacto de una contingencia:

- Centro habitacionales
- Cursos y masas de aguas, naturales o artificiales
- Acuíferos subterráneos.
- Establecimientos agropecuarios.
- Fauna y flora autóctona.
- Especies en extinción
- Áreas 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 riesgos probables.

1.11. Debe obtener el menor tiempo de respuesta posible. Esto es de particular importancia en la previsión de la Alarma de 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 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 una mejor efectividad del Plan. Se tendrá en cuenta lo indicado en 2.15 (Marco Legal de la Referencia). Se la siguiente estructura:

2.1. Puesta en vigencia del Plan.

El Plan será puesto en vigencia con fecha cierta y consensado con las autoridades competentes.

2.2. Introducción

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

2.3. Plan de Llamada en Emergencia (en Anexo)

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

Con indicación responsable de su ejecución.

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

2.4. Funciones de Grupo de Respuesta (GR)(en Anexo).

El GR deberá cubrir las siguientes funciones:

Jefe del Grupo de Respuesta.

Jefe de Operaciones del GR.

Supervisor de Seguridad de Higiene Industrial y Medio Ambiente.

Superintendente de Tareas.

Supervisor de Contención.

Supervisor de Disposición de Residuos.

Supervisor de Comunicaciones.

Administrativo Contable. Historiador.

Experto en control de pozos.

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

Se clasifican en:

Medios y Equipos de Contención.

Medios y Equipos de Confinamiento.





CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

Medios y Equipos de Recolección.
Medios y Equipos de Limpieza y Restauración.
Registro de contratista.
Compañías especialistas en control de pozos.

2.7. Plan de Recursos Externos (en Anexo)

Este Plan es una guía de información de base requerida y contendrá en 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 Evaluación (en Anexo).

Contemplará la evacuación terrestre y/o aérea., Será completo en si mismo contenido la totalidad de la información necesaria para su ejecución. De este plan contribuyente formará parte del procedimiento para la atención primaria, evacuación y asistencia final de heridos.

2.9. Plan de Comunicaciones Externas (en Anexo).

Se recomienda que contenga el listado de corresponsable periodísticos y medios de prensa, frecuencias y horarios.

Contara con alternativas en previsión de inconvenientes de los medios. También debe haber un Plan de Comunicaciones para el G.R.

2.10. Planes de Contingencias Específicas (en Anexos).

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

- Derrame de agua de producción.
- Derrame de hidrocarburos.
- Incendios.
- Emisiones a la atmósfera.
- Descontrol del pozo.

La sugerencia descontrolada de un pozo requiere, además del Plan de Contingencia específico, disponer de expertos, propios o contratados especialmente entrenados para estas tareas que se decidirán 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 de las simulaciones en el aula. Se preverá la evaluación periódica de la instrucción y del adiestramiento.

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

2.13. Elemento 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 y legislación).Deberá preverse la ubicación física de los mismos en el lugar en que operará el Grupo de Respuesta.

2.14. Actualización y Revisión del Plan (en Anexo).

Se incorporará una planilla que registre, con fecha cierta, las correcciones y actualizaciones que se efectúen al Plan, incluyendo el listado de su distribución.





CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

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 OPERADORA

ÁREA:

Detalle de las instalaciones involucradas.

Descripción:

Tipo:

Ubicación:

Tipo de incidente (Marcar lo 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 (indicar comp. química).

Detalle de: incidente:

Fecha: Hora:

Ubicación (describir y agregar plano):

(1) Evento causante.

Causas operativas.

Falla de material.

Falla Humana

Accidente

Factores externos a la operación (sismos 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 recurso.

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

(8) Plan de Contingencia.

Jefe de Grupo de Respuesta.

Defectos observados.

Medidas correctivas necesarias.

RESOLUCIÓN S.E. N° 341

VISTO El Expediente N° 752.200/92 del Registro de la Secretaría de Energía, y,



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

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, flora y fauna.

Que la ocurrencia de incidentes contaminantes que afectaron a las aves migratorias, de amplia difusión pública, cuyas causas fueron las piletas de petróleo en superficie, obligo 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 vía 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.

**El Secretario de Energía
RESUELVE**

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

Art. 2°.- Comuníquese, publíquese desé a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

**CRONOGRAMA Y NORMAS PARA EL REACONDICIONAMIENTO
DE PILETAS Y DE RESTAURACIÓN 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 las actividades exploración y explotación de hidrocarburos.

Se distinguen cuatro tipos de piletas:

1. Las que hayan sido usadas durante la perforación para disposición de la inyección. Tiene restos de barro en sus fondos y, debiendo a una anterior práctica en las posteriores intervenciones, contiene petróleo en la superficie, incluyendo residuos que también se disponían en estas piletas.

2. De emergencia, preparadas para contener derrames accidentales.

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

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 incluye las llamadas piletas de infiltración, cuando sea este 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 hábitat fijos.





CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

- Animales agrestes.
- Animales de cría.
- Suelos.
- Acuíferos de superficie y subterráneos.
- Otros recursos cercanos.

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

- ACCIÓN INMEDIATA.
- ALTO RIESGO.
- RIESGO MEDIO.

Los plazos que se establecen son validos ya sea por 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 Acción Inmediata, que son aquellas que han sido causada 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 31/08/94 las piletas calificadas como de Alto Riego.

Antes del 31/03/95 las piletas calificadas como de Riesgo Medio.

Antes del 31/12/95 las piletas calificadas como de Riesgo Mínimo 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, habitat 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. N° 105/92. Aquellos estudios presentados, deberán ser completados de acuerdo a lo expuesto.

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

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 su 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 solo un fondo de agua limpia. Deben estar cercadas con alambrados en buenas condiciones y se instalaran letreros de advertencia, de acuerdo a normas de la compañía operadora. Su ubicación y 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 barrosa de fondo y foso, con la debida frecuencia. Su diseño debe permitir descargar, por medios de conductores 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 1 mm de



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

espesor mínimo. Tendrán Skimmers de extracción continua, viento debajo de los vientos predominantes, con descarga a tanques adosados a la 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 este 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 plástico 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 establecidos, podrán hacer uso de las coberturas u otros medios de protección aceptables para las piletas riesgosas.
2. Cuando los funcionarios deseen hacer uso permanente de alguna pileta existente, la misma será entregada totalmente limpia y la transferencia de la responsabilidad del operador al superficiario será establecida por escritura pública.
3. Los suelos que hayan sido afectados por operaciones incorrectas para las piletas, serán restaurados siguiendo las normas descriptas para las piletas, siempre, con criterio de minimizar riesgos.

En los casos de los suelos contaminados que no presenten riesgos de afectar los recursos naturales y definidos, el plazo para su restauración se amplía hasta el 31/12/96.

4. Las funciones 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 muestreos 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 separadores API y antes de su vuelco final.
6. Para el control del tratamiento del agua de producción, los muestreos y análisis del contenido de 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.

ANEXO IV
PLANILLAS DE INGRESOS Y PRODUCTORES (m3)

Destilería	Mes	Año
	I N G R E S O S	
CRUDO SALTA		
CRUDO JUJUY		
CRUDO FORMOSA		
CRUDO BOLIVIA		
INTERM. IIVIANO		
CONTAM. PESADO		
TOTAL CRUDO		
GAS SALTA		
GAS BOLIVIA		



CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE SALTA
DIGESTO PROVINCIAL

GAS TOTAL	
PRODUCCIONES	
GASOLINA	
N. P. R.	
NAFTA COMUN	
NAFTA ESPECIAL	
NAFTA ECOLOGICA	
J. P. I.	
GAS OIL	
G. O. PESADO DEV.	
FUEL OIL	
PROPANO	
BUTANO	
GAS ENTREGADO	
P/ REINYECCIÓN	
LUBRICANTES	

