

Resolución 105/92

Secretaría de Energía

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

Bs. As., 11/11/92

Visto el Expediente N° 752.200/92 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, 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 explotación de hidrocarburos están 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 ello, la SECRETARIA DE ENERGIA elaboró las normas y procedimientos para tal fin, basados en la Guía de Recomendaciones para proteger el ambiente natural durante el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos, preparada por el INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO (I.A.P.).

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

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Apruébanse las normas y procedimientos para proteger el 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 empresas, concesionarios, 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 grupos de empresas, concesionarios, permisionarios y operadores a que se refiere el artículo anterior deberán elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA —en las condiciones y oportunidades que se establecen en las normas y procedimientos— la información necesaria para un adecuado seguimiento de la protección al medio ambiente natural, derivadas de las actividades antes mencionadas.

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, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Carlos M. Bastos.

ANEXO I

SECRETARIA DE ENERGIA

DIRECCION NACIONAL DE RECURSOS

"NORMAS Y PROCEDIMIENTOS QUE REGULAN LA PROTECCION AMBIENTAL DURANTE LAS OPERACIONES DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS"

INDICE

1. INTRODUCCION

1.2. Procedimientos

1.2.1. Etapa de Exploración

1.2.2. Etapa de Explotación

2. ETAPA DE EXPLORACION

2.1. Topografía, Geología, Geofísica

2.1.1. Los Campamentos

2.1.2. Accesos y Picadas

2.1.3. Explosivos

2.1.4. Pozos Sísmicos Someros

2.1.5. Fuentes de Energía no Explosivas

2.1.6. Registración

3. ETAPA DE PERFORACION Y EXPLORACION

3.1. Introducción

3.2. Recomendaciones a seguir

3.2.1. Selección de la locación

3.2.2. Acceso 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 terminación

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 salina e hidrocarburos

3.2.11. Manejo de hidrocarburos de ensayo

4. ETAPA DE DESARROLLO Y EXPLOTACION

4.1. Introducción

4.2. Desarrollo

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

4.2.2. Perforación de pozos de desarrollo

4.2.3. Baterías colectoras y de medición

4.2.4. Plantas de tratamiento y servicios auxiliares

4.2.5. Agua de Producción

4.2.6. Oleoductos de interconexión

- 4.2.7. Plantas de almacenaje y embarque
- 4.2.8. Plantas para recuperación secundaria y asistida
- 4.2.9. Campamentos
- 4.3.1. Modalidades operativas
 - 4.3.1.1. Para las líneas de conducción
 - 4.3.1.2. Para las baterías colectoras
 - 4.3.1.3. Para los oleoductos de interconexión de batería a planta de tratamiento
 - 4.3.1.4. Para las plantas de tratamiento de petróleo y servicios auxiliares
 - 4.3.1.5. Manejo de sedimentos de fondos de tanques, emulsiones y petróleo pesado
- 4.4.1. Captación de agua para recuperación secundaria

1 - INTRODUCCION

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

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

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

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

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

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

Los alcances del Estudio Ambiental Previo a la perforación del pozo exploratorio, deberá reducirse sólo al área de influencia de la zona elegida para la ubicación del pozo exploratorio y deberá contemplar principalmente las condiciones naturales superficiales y las del subsuelo inmediato para prevenir o reducir el impacto ambiental, siguiendo el contenido de las "Normas" dadas en el capítulo 3 de estas 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 serán por cuenta del operador del área de exploración.

Al comenzar la perforación y hasta el abandono del pozo si es que resultara estéril, se procederá al Monitoreo de las Obras y Tareas tendientes al cuidado ambiental, siguiendo las Normas 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, el nombre de la o las personas designadas quienes llevarán a cabo dicho monitoreo.

En caso de que no 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, serán por cuenta de la Autoridad de Aplicación, las provincias, o el propio operador, según fuese el caso.

Las Provincias, podrán por su cuenta, monitorear las obras derivadas de la actividad de registración sísmica, con aviso previo al contratista del operador responsable del área de exploración que cumpla con 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 verificó un hallazgo de hidrocarburos mediante el pozo o los pozos exploratorios en una determinada zona, para indicar un diagnóstico ambiental y formular recomendaciones a seguir durante la etapa de explotación con la finalidad de evitar o minimizar el impacto que sobre el medio ambiente puedan provocar las obras correspondientes al desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos.

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

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

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

En aquellos yacimientos descubiertos antes de la promulgación de 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 diagnóstico ambiental y la 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 promulgadas estas normas para que la Autoridad de Aplicación evalúe dichos estudios y participe en el análisis de las obras que pueden mejorar el medio ambiente o corrijan eventuales daños ambientales por prácticas no consideradas en el pasado.

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

El Monitoreo anual de obras y tareas, deberá ser realizado por consultores que hayan demostrado experiencia sobre 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 presentes regulaciones. La Autoridad de Aplicación evaluará dicho informe haciendo conocer al operador del área en explotación, sus comentarios al respecto.

2 - ETAPA DE EXPLORACION

2.1. Topografía, Geología, Geofísica

La ubicación de campamentos provisorios, apertura de caminos de acceso, las picadas, 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 normalizan las formas de evitarlos, o por lo menos, disminuirlos al mínimo.

2.1.1. Los Campamentos

Los Campamentos pueden estar formados por "trailers", casillas o carpas y son de emplazamiento provisorio. La acumulación de desperdicios, los desagües sanitarios y, sobre todo, 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 aceite, 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 un río con agua permanente se encuentre pendiente abajo.

Minimizar la destrucción de las plantaciones existentes y preservar el medio ambiente con desvíos adecuados. En áreas montañosas con densa vegetación, se deberá realizar la registración sísmica con elementos portátiles, no permitiéndose la apertura de picadas. En áreas de llanura densamente arboladas, no se permite derribar árboles de diámetro mayor a 50 centímetros 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, no se deben abrir picadas en zonas de salares. Resulta más costoso para las compañías operadoras y se promueve la erosión de la región.

2.1.3. Explosivos

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

Se deberá juntar y enterrar o quemar los restos de papeles o elementos que hayan formado parte del embalaje de los explosivos. La impregnación de 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.

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

2.1.5. Fuentes de Energía no explosivas

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

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

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

2.1.6. Registración

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

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

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

Todas estas normas serán tenidas en cuenta durante el monitoreo correspondiente a las actividades de registración sísmica, mencionadas en el punto 1 (Introducción).

3 - ETAPA DE PERFORACION DE EXPLORACION

3.1. Introducción

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

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

3.2. Operaciones a seguir

3.2.1. Selección del 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 del 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. Manejo de los desechos de equipos y motores

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

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

3.2.11. Manejo de hidrocarburos de ensayos

3.2.1. Selección de locación

Dentro de los márgenes topográficos que permita la ubicación geológica del sondeo, el operador deberá:

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

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

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

3.2.2. Acceso a la locación

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

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

— En el cruce de ríos, arroyos o cruces del desagüe natural de las aguas de lluvia, deben contemplarse instalaciones acordes con los regímenes naturales de esos cursos para evitar la erosión de sus lechos y bordes o costas producidos por desbordes o aceleración del pasaje de agua. En éste, como en el caso de la existencia de fauna ictícola, debe consultarse a los especialistas para evitar que las obras a ejecutar interfieran en su "hábitat".

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

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

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

— En los 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 desechos en la explanación

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

— Alterar con la nivelación la menor superficie posible para ubicar el equipo, las piletas de lodo y sus sistemas de purificación y tratamiento y la represa de drenaje de los desechos de la perforación.

— En la construcción por excavación de la represa de drenaje de lodo y "cuttings" se deberá:

- Ubicar la represa en área de desmonte y no de relleno.
- En el cálculo de su profundidad y superficie debe dejarse un margen de capacidad que supere con holgura el volumen máximo del lodo contenido en el pozo en su profundidad total.
- En la temporada y zona de lluvias intensas, proteger con un adecuado zanjeado de drenaje la parte de la explanación donde fue ubicada la represa evitando los riesgos de su llenado y desborde.
- Si las características de los terrenos encontrados, posibilitan el riesgo de filtraciones que puedan contaminar la calidad de las aguas subterráneas de los estratos más superficiales, es conveniente impermeabilizar el fondo y bordes ya sea con una cobertura de arcillas impermeables o láminas plásticas removibles.
- Ubicar los terrenos removidos lo más cerca posible de la represa para facilitar su posterior relleno. En zonas ventosas y ante terrenos friables es conveniente proteger su terraplenado con láminas plásticas removibles. La represa de drenaje de lodo, deberá ser impermeabilizada con láminas plásticas, en caso de que por debajo, existan acuíferos de agua dulce. Esta determinación deberá ser uno de los resultados obtenidos del estudio ambiental previo, mencionado en 3.1.

— La ubicación de los tanques de combustible y almacenaje de petróleo debe cumplimentarse con las reglas de máxima seguridad, deben poseer un recinto de contención adicional a la capacidad requerida. Es conveniente la impermeabilización de su piso y bordes para evitar que cualquier posible derrame contamine el suelo. Las cañerías de alimentación y retorno, colocadas en emparrillados a la vista (con pasarelas debidamente protegidas en los lugares de tránsito) facilitarán el control de pérdidas.

— Se deberá tener en cuenta la preparación de una trinchera con terraplén de protección para la terminal de descarga de gases combustibles. Su ubicación estará a la distancia

mínima de 50 metros del pozo, en la dirección de los vientos predominantes y en el área no transitable dentro de la explanación.

— La zona recomendada para ubicar la entrada, estacionamiento de vehículos, casillas de laboratorio, servicios auxiliares, alojamiento de emergencia, etc., es el extremo opuesto de la explanación con respecto a la represa y almacenaje de combustibles. En esta misma área puede construirse el foso para la quema de basura combustible, y el depósito de residuos sólidos no combustibles, cable trozado, guardarroscas, etc.

3.2.4. Provisión de agua dulce

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

— En zonas donde exista el control de la explotación de estas aguas, se coordinará con las autoridades correspondientes los volúmenes a extraer y los horizontes a explotar, perforando los pozos conforme a las normas existentes.

— En zonas alejadas y una vez definida por los estudios geológicos la ubicación y el horizonte a explotar, la programación del pozo tendrá que contemplar la cementación de la cañería de protección hasta la superficie para asegurar que no exista riesgo de contaminación con aguas salobres o de superficies. La locación tendrá drenajes adecuados a los regímenes de lluvias, sobre todo en zonas inundables y los cabezales de producción asegurarán su hermeticidad.

— En cada pozo para obtención de agua subterránea dulce, se deberá registrar un perfil eléctrico —curvas de SP y Resistividad— con equipos portátiles. Además se deberán 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 salina del acuífero explotado.

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

— Ubicar la planta de captación y bombeo alejada de los vados o senda de acceso de la fauna silvestre o animales domésticos, hacia sus abrevaderos naturales.

— Las citadas instalaciones se ubicarán en un recinto conveniente cercado 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 aceite de los motores y bombas no puedan ser arrastrados hasta las fuentes de agua.

— En el tendido de acueductos y cuando lo permitan las condiciones técnicas de operación, es recomendable el uso de cañerías plásticas 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.

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

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

Ubicación: Las características de 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 (montes altos o bosques) puede ubicarse adyacente a la explanación u opuesto con respecto al pozo, a la dirección de los vientos más frecuentes.

— En zonas de monte alto y/o boscosa, es recomendable ubicarlo próximo al camino de acceso, en el claro más cercano que se encuentre o que exija un mínimo de desmonte. En las áreas designadas, como parques naturales o de conservación de suelos, la ubicación será acorde a las reglamentaciones y coordinada con las autoridades correspondientes.

Instalaciones complementarias

— Cuando la ubicación del campamento es adyacente al pozo sólo se requiere la cámara séptica y sumidero para las aguas servidas. Los demás desechos sólidos, tanto los incinerables como los metálicos pueden ser dispuestos en las instalaciones correspondientes de la explanación del pozo.

— Cuando la ubicación del campamento es alejada deben construirse, además de las cámaras sépticas y sumidero de efluentes líquidos, las correspondientes a los desechos incinerables y a los de vidrios y metálicos para los que salvo en los casos de terrenos muy áridos en los que pueden ser enterrados, es recomendable su acopio en tambores, y al final de la operación, transportarlos a centros de reprocesamiento o de acopio y clasificación.

Abandono de la locación

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

— Remover toda instalación fija no recuperable que se haya construido, como escalones o senderos, así como los suelos con residuos de combustibles y aceites de derrame de la casilla de usinas, etc., y esparcirlos triturados, tarea que se puede hacer con los tractores operados a oruga, máquinas que siempre se disponen en estas operaciones.

— En el caso que la ubicación se hubiera hecho sobre tierras muy compactables, el nivelado se hará en conjunto con un escariado con el peine que poseen las máquinas motoniveladoras.

— Las cámaras sépticas, como los pozos sumideros y canaletas de drenaje, 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 surgencias y reventones no controlados de gas, petróleo o agua salada. También esas prácticas deberán promover la protección de los recursos hídricos existentes en el subsuelo atravesado por la perforación. Entre estas prácticas la siguiente enumeración indicará su orientación:

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

— La cañería de superficie o de seguridad alcanzará no sólo la profundidad adecuada por los requisitos de control de presión, sino que también se extenderá hasta cubrir el total de horizontes acuíferos de baja salinidad, considerando como tal un máximo de 2.000 microhomo por centímetro cuadrado de conductividad específica.

— Si el programa técnico contempla la entubación de una cañería intermedia, los estratos de agua de baja salinidad pueden ser protegidos por dicha cañería, que se cementará, entonces, desde el zapato hasta la de superficie.

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

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

Lista de desechos considerados no peligrosos involucrados en 3.2.7.

1 - Estearatos de aluminio (Triestearato)

2 - Arcilla atapulgita

3 - Bagazo

4 - Sulfato de bario

5 - Bentonita

- 6 - Carbonato de calcio
- 7 - Lignito sódico
- 8 - Celofán
- 9 - Lignosulfonatos sin cromo
- 10 - Semillas de algodón peletizadas
- 11 - Diaminas y amidas de ácidos grasos
- 12 - Detergentes
- 13 - Aductos de óxido de etileno de fenol y molifenol
- 14 - Goma guar
- 15 - Hidroxietil celulosa
- 16 - Lecitina
- 17 - Lignito
- 18 - Óxido de Magnesio
- 19 - Metanol
- 20 - Mica
- 21 - Polioxietanol morfolina
- 22 - Cáscaras de nuez
- 23 - Paraformaldehído
- 24 - Bentonita peptizada
- 25 - Ácido fosfórico
- 26 - Resina poliacrilamida
- 27 - Polímero celulósico polianiónico
- 28 - Polisacáridos
- 29 - Cloruro de potasio
- 30 - Hidróxido de potasio - Potasa cáustica

- 31 - Sulfato de potasio
- 32 - Almidón de maíz pregelatinizado
- 33 - Cristobalita o cuarzo
- 34 - Cáscara de arroz
- 35 - Papel picado
- 36 - Aserrín
- 37 - Pirofosfato ácido de sodio
- 38 - Bicarbonato de sodio
- 39 - Carbonato de sodio
- 40 - Carboximetilcelulosa sódica
- 41 - Cloruro de sodio
- 42 - Exametafosfato de sodio
- 43 - Hidróxido de sodio
- 44 - Arcilla montmorillonita sódica
- 45 - Poliacrilato de sodio
- 46 - Tetrafosfato de sodio
- 47 - Almidón
- 48 - Pirofosfato de sodio
- 49 - Fosfato tributílico
- 50 - Tiras, fibras y granulado de vegetales y polímeros
- 51 - Acetato vinílico (Copolímero) (anhídrido maleico)
- 52 - Goma Xanthan (polímero XC)

Antes de abrir una pileta de lodo y residuos de perforación y terminación, el operador deberá demostrar que no existe agua subterránea dulce en el subsuelo. Se considera agua dulce aquella agua subterránea cuyos contenidos en sales totales no supere las 1.500 partes por millón, o que su conductividad específica no sea mayor de 2.000 microhmho por centímetro.

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

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

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

Cuando los desechos se consideran "peligrosos", situación en la que están comprendidos los originados en la perforación con lodo a base de petróleo y lodos con aditivos a base de cromo, fluidos de terminación con sales de bromo o cualquier otro producto que, acorde con las recomendaciones de uso de sus fabricantes, sea considerado como tal, se deberán seguir las siguientes prácticas:

— En áreas donde por razones técnicas sea requerido el lodo a base de petróleo en la totalidad o gran parte de la operación, se hace necesario tener como adicional a la represa de desechos, un tanque metálico a instalar en el recinto de los tanques de combustible y ensayo, para contener los excedentes no contaminados. Además de evitar al máximo las posibilidades de contaminación y derrame, facilitan su reciclaje para otras operaciones de perforación o a 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 sólo una fracción del intervalo a perforar —capas de sal hasta haber sido atravesadas y protegidas por una entubación, por ejemplo, puede excavarse en tierra una represa adicional debidamente impermeabilizada. En ella se volcará el "cutting" y los excedentes.

— En la operación con represas o piletas impermeabilizadas con lámina plástica se requiere se indique al personal de operación tener la precaución de no romper la lámina con herramientas y protegerla debidamente en los bordos donde se tenga que accionar o transitar.

— Los excedentes líquidos no reciclables tanto de los lodos como de los fluidos de terminación que fueron clasificados como "peligrosos" se dispondrán por inyección o confinado ya sea en estratos superficiales permeables secos y aislados por capas impermeables, o inyectados en estratos profundos estériles que se encuentren en el espacio anular de la entubación intermedia y por debajo del zapato de la cañería de seguridad o superficie. Como en el caso de los lodos excedentes de alta salinidad, la recomendación es que durante el bombeo, no se sobrepase la presión límite fijada en el 50% de las dadas por 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, cuadros de maniobras, etc., que componen el equipamiento de operación permanente requerido, así como también los equipos de

laboratorio y servicios especiales transitorios que operarán dentro del área de explanación, como lo de control geológico, perfilajes eléctricos, cementaciones, etc.

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

Desechos destruibles por incineración

En todas las locaciones alejadas de centros poblados, como se presenta la generalidad de los trabajos de exploración, todos los desechos que sean combustibles tales como papeles, cajas de cartón, empaquetaduras, cajones de madera, etc., se deberá destruirlos por incineración, ya sea en hornos o excavaciones preparadas para este objeto, los que deberán estar ubicados en un extremo de explanación, opuesta a la 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 grasas, filtros de aceite y gas oil, filtros de aire impregnados en aceite, etc., deben ser incinerados con los otros residuos combustibles y los restos metálicos que queden en las cenizas, acumuladas junto con los otros restos no destruibles por combustión.

Desechos metálicos no incinerables (chatarra)

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

— Acumular para facilitar su transporte en recipientes metálicos. Los tambores de 200 litros de aceite o fluidos hidráulicos que son descartables son aplicables para este fin.

— Los cables de acero y los caños hasta 1" (25 mm de diámetro), es conveniente trozarlos con cortes a soplete, de un largo tal que facilite su acumulado en los recipientes disponibles a ese fin. Estos recipientes con los desechos metálicos no incinerables, deberán ser enterrados en lugares apropiados para tal fin, o en las piletas de lodo de pozos abandonados para promover su biodegradación y/o degradación química natural.

— Las barras de perforación y los caños de diámetro mayor de 1" (25 mm) con daños tales que los 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 combustibles e hidrocarburos líquidos de ensayo. Manejo de gases de ensayo y agua salada.

Recinto de líquidos combustibles

Ya sea desde el punto de vista de seguridad, así como 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 reservas de combustible líquido de los motores y por lo menos un tanque de 1.200 bbls (16 m³) para acumular los hidrocarburos líquidos que se pudieran producir durante los ensayos de formación durante la perforación.

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

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

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

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

Manejo de gases de ensayo de pozos

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

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

Cuando las condiciones climáticas lo permiten 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 de 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 firmemente anclada, y tendrá una llama de piloto que se conectará con 10 m de caño de ½ " de diámetro, por una garrafa de GLP con capacidad adecuada a la duración del ensayo.

— A la salida de los gases del separador se dispondrá de una toma de muestra, para determinar con un analizador portátil de gases el contenido de CO₂ (dióxido de

carbono); CO (monóxido de carbono); H₂S (sulfuro de hidrógeno) y SO₂ (dióxido de azufre).

— Si el gas producido es de hidrocarburos, asociados con CO, SO₂ o H₂S, se pasarán y quemarán en la terminal correspondiente.

— Si el gas producido es incombustible (CO₂) se lo venteará por la pluma de venteo.

— Si el gas no combustible tuviera vestigios de CO (monóxido de carbono), no se permitirá la presencia de personas y animales en un área de seguridad, que se fijará y controlará midiendo el contenido de CO en el aire, con el medidor portátil.

Manejo de agua salada

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

— Si se tomó la decisión de entubar el pozo 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 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 el agua salada cuando sea necesario vaciar las piletas metálicas por haberse completado los trabajos o se desee cambiar de fluido.

Fluidos con base de petróleo o destilados

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

3.2.1. Manejo de hidrocarburos de ensayo

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

4. ETAPA DE DESARROLLO Y PRODUCCION

4.1. Introducción

En los casos en que los trabajos de exploración definieran la existencia de un yacimiento, que debe ser evaluado por pozos de extensión, éstos deberán ajustarse a las mismas normas de exploración. Se deberá presentar a la Autoridad de Aplicación un estudio de evaluación ambiental más detallado que el mencionado 3.1., incluyendo programas alternativos para el manejo, control y monitoreo del agua de producción. En caso de programas de recuperación secundaria inmediata, deberá establecer en 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 pozos de desarrollo y su acceso.
- 2 - Perforación de pozos de desarrollo.
- 3 - Baterías colectoras.
- 4 - Plantas de tratamiento y servicios auxiliares.
- 5 - Oleoductos de interconexión.
- 6 - Planta de almacenaje y despacho de crudo.
- 7 - Plantas de recuperación asistida.
- 8 - Campamentos.
- 9 - Modalidades operativas.

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

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

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

Todas las normas dadas en el citado capítulo con referencia a la nivelación, drenajes, accesos, etc., son válidas salvo el caso de la represa de desecho cuya capacidad 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

Toda la información obtenida en la perforación de los pozos de exploración y de avanzada con respecto a las características y contenido de los estratos atravesados, la configuración del 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, punto 3.2.6. "Programa de cañerías de entubación y cabezal de control".

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

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

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

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

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

Al finalizar las operaciones de perforación y terminación, debe dejarse toda el área ocupada por la explanación de perforación, correctamente nivelada, limpia de desechos contaminantes. Solamente debe quedar compactada el área requerida para los equipos de producción y servicios. Todas las cañerías serán enterradas y el área no utilizable restituida lo más aproximado posible a las condiciones originales. Se realizarán los drenajes para las aguas de lluvias, de manera que no corran por el área de trabajo.

De la información obtenida durante la perforación de exploración y de los pozos que delimiten el yacimiento descubierto, el operador deberá estudiar y analizar los estratos atravesados para confinar en ellos, ya sea por inyección o directamente por piletas de infiltración, el agua de producción que se obtenga. Para ello es indispensable que un

perfil de Inducción, sea registrado desde la superficie, o desde lo más cercano a la superficie, hasta los primeros 200 metros, en pozos seleccionados por el operador, que no superen el 10% de los pozos a perforar. Además deberá tomar muestras de los terrenos atravesados, en estos pozos seleccionados, desde la superficie.

Quedarán exceptuados de esta obligación aquellos operadores en cuyos yacimientos ya existiesen pozos petrolíferos perfilados desde la superficie, o lo más cercano a la superficie, en un porcentaje idéntico al señalado anteriormente. Para ello deberán presentar a la Autoridad de Aplicación, los perfiles eléctricos registrados en su oportunidad, hasta los 200 metros en un informe explicativo sobre la presencia o no de agua subterránea. Quedan además exceptuados de esta obligación, los yacimientos donde se confirme la ausencia de agua dulce, sea por pozos ya perforados en búsqueda de agua y que resultaron secos, por pozos perforados para protección catódica o estudios hidrogeológicos 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 1 (Introducción).

4.2.3. Baterías colectoras y de medición

Con el objeto de reducir la superficie de los terrenos afectados a los caminos de acceso y tendido de cañerías de conducción, se 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 reunirlos para su separación en la planta central de tratamiento, al que llegará por medio de los conductos correspondientes.

Cuando las bajas producciones no justifiquen la conveniencia económico-operativa de colocar detectores de agua y sedimentos para el caso de los líquidos producidos y sea necesario separar el agua libre en el control por pozo, la batería deberá tener una pileta 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 pozos a controlar, no justifique la conveniencia económico-operativa de captar el gas producido, y esa relación esté por debajo del valor reglamentado por la Resolución 415/79 de la Secretaría de Energía, la salida del gas del separador de control, después del medidor deberá estar conectada a una pluma de venteo, siguiendo las normas dadas en el capítulo 3 bajo el título 3.2.9. Manejo de gases de ensayo. Igualmente, deberá procederse cuando el gas está contaminado, tal como se detalla bajo el correspondiente título y siguiendo las prácticas descriptas en la citada resolución reglamentaria del venteo de gas.

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

normalmente se produce en este caso, se deberán procesar en una planta recuperadora de gasolina.

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

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

El recinto así formado, deberá duplicar la capacidad de los tanques allí colocados y su piso y paredes interiores estarán debidamente impermeabilizados. El recinto no será necesario en caso de que los tanques de la batería posean conductos de rebase a pileta de emergencia u otro sistema alternativo diseñado para garantizar el seguro alojamiento de los fluidos eventualmente derramados, cumpliendo como mínimo con las mismas exigencias establecidas sobre el particular en la reglamentación de la ley N° 13.660.

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

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

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

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

4.2.4. Plantas de tratamiento y servicios auxiliares

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

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

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

- Separadores bi y/o trifásicos (gas-petróleo o gas-petróleo-gas).
- Tratadores de emulsiones. Calentadores.
- Deshidratadores de gas. Purificadores de gas (H_2S , SO_2 y CO_2).
- Purificadores de agua de purga.
- Tanques de proceso y/o almacenaje.
- Bombas de proceso.
- Bombas de despacho.
- Sistema de medición y control de calidad de petróleo y gas.
- Sistema de medición de gasolinas y/o LPG.
- Compresores de gas.

Junto a las plantas de tratamiento se deberán construir las instalaciones auxiliares requeridas, tanto en su operación como en la de la totalidad del yacimiento, manteniendo las distancias mínimas exigidas por las reglas de seguridad, de manera que permitan concentrar las instalaciones sanitarias y la recolección de residuos. Estas instalaciones auxiliares comprenden las oficinas, laboratorios, depósitos de materiales y repuestos, así como, para los casos en que se requieran, las plantas generadoras de energía eléctrica y vapor.

— Cuando la producción a procesar venga acompañada de una elevada cantidad de sólidos, es indispensable que se contemple esa circunstancia, especialmente en el diseño de los separadores, calentadores, tratadores de emulsión y piletas API. En todos estos equipos, los cambios de velocidad de la vena de los fluidos al ingresar, la reducción de 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 de la planta. Los sistemas 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 sistema de eyectores para evacuar los mismos a un cargadero de tanques para su transporte a los puntos de disposición.

— 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 solventes y el petróleo separado reciclado en el proceso; esto facilita la disposición de los sólidos ya que quedan con menos cantidad de petróleo.

— Los fluidos producidos por los pozos y bombeados por las baterías colectoras, que contienen el gas separado de éstas provocando un flujo trifásico en los oleoductos colectores, deben llegar a la planta con una presión tal que permita superar las pérdidas de carga dentro de los separadores, calentadores, tratadores de emulsiones y lavadores de sales.

— Las plantas de tratamiento, salvo en el caso que estén combinados con las de embarque y deben estar equipadas con tanques de petróleo en cantidad no mayor de dos y de capacidad necesaria para reprocesarlo, en caso que el tratamiento hubiere sufrido falencias en alcanzar la especificación de comercialización fijada.

— En yacimientos de petróleo pesado y una baja relación gas-petróleo que pueda ser inoperable la técnica recomendada de reinyectar a oleoducto el gas separado en baterías y no consumido en ellas, se deberá operar con un circuito cerrado de gas a baja presión, conectando las baterías y la planta de tratamiento, donde se volcará la totalidad del gas separado y de donde se extraerán los consumos industriales requeridos. Si existieran excedentes no comerciales y la reglamentación oficial autorizara su venteo, éste se hará, por medio de antorchas que también deben cumplir los requisitos locales si están dentro de zonas pobladas. Esta práctica permitirá el venteo y quemado de los excedentes en un solo punto de la operación, que fuera seleccionado al ubicar la planta y dentro de la zona más vigilada del yacimiento.

— En yacimientos de petróleos medios a livianos con RGP (relación gas-petróleo) del orden de los $300 \text{ m}^3/\text{m}^3$ hasta los $1.000 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 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 (cilíndricos 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 es recomendable en estos casos el equipamiento con elementos para captar los gases de venteo de los tanques de petróleo y de los tratadores de emulsiones.

— En yacimientos de petróleos muy livianos y/o gas y condensado, con RPG por arriba de los $1.000 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 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 junto con la gasolina y requieren como principal proceso su estabilizado para reducir la tensión de vapor a la convenida en su comercialización. Normalmente, estos yacimientos producen con presiones en boca de pozo elevadas que permiten líneas de producción de gran longitud, no requiriendo en este caso las baterías colectoras y la separación y medición se concentra en la planta de tratamiento.

— Las instalaciones de servicios auxiliares de la operación total —almacenes de materiales, repuestos, combustibles y lubricantes, los talleres de mantenimiento de equipos especiales, los laboratorios y oficinas, etc.— deben ocupar el menor espacio

posible, sus predios deberán estar debidamente cercados y la totalidad de las instalaciones provistas de un sistema colector con sumidero para todos los desechos líquidos industriales. Los desechos humanos deberán procesarse en cámaras sépticas, para evitar la contaminación de las aguas subterráneas.

4.2.5. Agua de producción

El agua de producción, comúnmente denominada agua de purga constituye en la etapa de producción y desarrollo el residuo contaminante de mayor incidencia. Además de contener altos tenores de sales disueltas, retiene parte de los hidrocarburos solubles durante el tratamiento y separación del petróleo, así como también puede estar acompañada por gases peligrosos como SO_2 o SH_2 . Por lo tanto, su confinamiento en reservorios que no contaminen el agua dulce, sea ésta superficial o subterránea, debe considerarse prioritaria.

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

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

El operador podrá inyectar el agua de producción en otros niveles estratigráficos, cuando verifique la existencia de agua subterránea dulce, ya sea en terrenos superficiales o por debajo de ellos, en la 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 podrá 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 imbríferas 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 compactado en los bordes laterales para evitar que la fracción arcilla caiga al fondo de las mismas reduciendo su eficiencia o revestir los bordes con láminas plásticas. Los taludes de las piletas no deben superar los 45° y deberán ser cercados con vallas de hilos de alambre para evitar el acercamiento del ganado.

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

4.2.6. Oleoductos de interconexión

Bajo este título se consideran los ductos que conectan las "Baterías Colectoras", con la "Planta de Tratamiento", o 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 la planta de tratamiento y que tienen la función de trasladar todos los fluidos y aún sólidos producidos por los pozos y medidos en las baterías, se debe tener muy en cuenta el tipo de esos fluidos y sólidos para calcular sus características constructivas y régimen de operación. Una buena planificación en 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 superior, sea utilizado para cubrir la cañería y el material extraído de la parte inferior para la construcción de caminos laterales. Las posibilidades o riesgos de corrosión, tanto externa como interna, deben estar cubiertas para disminuir los riesgos de roturas mediante el revestimiento de la cañería y su protección catódica. Los regímenes de operación serán adecuados a los fluidos que transportan para evitar las precipitaciones de barros corrosivos y/o desprendimiento de gases disminuyendo el riesgo de roturas. Una periodicidad adecuada en el uso de elementos limpiadores (rascadores) es de vital importancia en la prevención de esos problemas. En los casos en que el volumen de desechos arrastrados 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 cañadones o quebradas, los cruces pueden hacerse aéreos, debiendo estar el tramo de cruce debidamente reforzado y anclado con cabeceras de resistencia adecuadas a las condiciones más adversas previsibles.

4.2.7. Plantas de almacenaje y embarque

Bajo 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 por bombeo a propanoductos, oleoductos, boyas de embarque a buques tanque 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 almacenaje, estación de bombeo, elementos de control de calidad y de medición, se adicionen y complementen con la "Planta de Tratamiento de Petróleo y Servicios Auxiliares", de manera de reducir las tierras ocupadas y de hecho disminuir las posibilidades de contaminación del medio ambiente. Al unificarse, son aprovechables todas las normas de protección dadas para 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 reservas de nitrógeno líquido o con equipos generadores de gas inerte (8% de dióxido de carbono y 92% de nitrógeno).

— Las plantas de embarque en buques tanque deben tener, además de las instalaciones normales de almacenaje, bombeo, medición, control de calidad y las especiales de: oleoducto subacuático, boyas y mangas de carga, un sistema de recuperación y purificación para el agua y de alije de las cisternas de los barcos. En los casos de embarque de petróleos livianos, gasolinas o propano-butano, es recomendable que 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 cada tanque. Para estos casos se deberá:

- Las mangas deben estar equipadas con válvulas de cierre rápido en su extremo, además de la correspondiente a la línea de alimentación.
- Además de la colectora general de alimentación a las mangas, deben estar equipadas de una colectora de descarga de posibles pérdidas de las válvulas de las mangas, las que al dejar de operar quedarán conectadas a 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 desplazado 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, que requiere tratamientos especiales de purificación, con plantas desoxigenadoras y de retención de sólidos, hidrocarburos, etc., dan origen en casi todos los casos a desechos contaminantes.

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

- La concentración de todos los fluidos en la planta de tratamiento de petróleo ayuda también a disponer del agua y del gas en un solo punto, lo que permitirá obtener una alta eficiencia de recuperación, reciclado y disposición de los desechos en las mismas instalaciones.
- Los hidrocarburos líquidos o semisólidos de los equipos flotadores y desnatadores, pueden ser reprocesados con la producción entrante.
- Las plantas de bombeo, almacenaje del agua purificada, etc., deberán ser ubicadas en conjunto o adosadas a las ya existentes.
- Las nuevas instalaciones auxiliares (oficinas, almacenes, laboratorios) deberán ser ubicadas, en lo posible, en coincidencia con la ya existente y en caso de ser ampliadas anexarlas a las mismas, ocupando el menor espacio posible (pero siempre a la distancia adecuada de los almacenamientos).
- El mismo beneficio se produce al poder aprovechar las picadas y puntos de distribución y regulación de canales, para tender las líneas troncales de inyección y de los pozos, las 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 cargo los trabajos de desarrollo y operación del yacimiento.

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

4.3.1. Modalidades operativas

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

4.3.1.1. Para los pozos en producción

— Efectuar un adecuado mantenimiento del 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 en el pozo, 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, esté siempre abierta y vinculada a través del puente de producción a la línea del pozo a batería.

4.3.1.2. Para las líneas de conducción

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

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

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

— Las líneas de conducción deben ser convenientemente protegidas contra la corrosión para evitar roturas que provocarán derrames de petróleo y agua. Para el caso de hidrocarburos contaminados con fluidos corrosivos, la protección debe ser tanto interna como externa.

— Cuando se produzcan derrames de petróleo de poco volumen, se debe: a) mezclar lo derramado con suelos agrícolas para provocar su biodegradación; b) directamente laboreo agrícola con agregado de nitratos; c) mezclarlos con gravilla para el asfaltado de caminos internos del yacimiento. Para todos estos procedimientos se deberá levantar el petróleo residual y concentrarlo en un solo lugar para proceder a cualesquiera de los métodos mencionados.

4.3.1.3. Para las baterías colectoras

Las colectoras son el nexo de unión entre los pozos y las baterías, cualquier falla en su diseño y construcción es origen de frecuentes pérdidas. Se debe seguir un diseño adecuado a las condiciones de operación y el mantenimiento permanente de sus válvulas.

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

— Durante la limpieza de separadores y calentadores se extrae arena, barro e incrustaciones depositadas en los mismos. Dichos sedimentos deberán ser convenientemente eliminados.

— El petróleo y agua producidos por los pozos se almacenan en tanques; al reposar precipitan sustancias sólidas (arena, arcilla, parafina e incrustaciones), por lo que se deben hacer limpiezas periódicas para evitar el taponamiento de las cañerías y/u oleoductos.

— No se deberá conectar directamente a tanque un pozo con elevada relación gas-petróleo, debiendo hacerlo siempre a través de un separador. Ello evitará las peligrosas emanaciones de gas y el rociado de petróleo por las bocas del tanque. El petróleo muy viscoso y con baja relación gas-petróleo debe pasarse por calentador antes del separador para evitar que éste se colmate.

— Las piletas de emergencia de las baterías que recogen los fluidos liberados por los sistemas de seguridad de separadores, bombas y tanques en operación, bajo ningún concepto deben usarse para almacenar fluidos, debiendo evacuarse los que se acumularan durante la emergencia en forma inmediata. Esta práctica es muy importante sobre todo cuando no se dispone de un sistema automático de bombeo.

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

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

En primer lugar, se deben tomar todas las medidas que eviten su deterioro por corrosión con el mantenimiento de los revestimientos y protección catódica y con el uso de inhibidores de corrosión, si se bombean fluidos corrosivos.

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

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

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

La primera consideración en el manejo de fondos de tanques, debería ser maximizar la recuperación de hidrocarburos. Se deberá investigar la adición de calor para disolver los hidrocarburos pesados e incorporarlos al petróleo de entrada a planta para su proceso.

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

Las emulsiones que no pueden ser separadas por reproceso en el sistema de tratamiento pueden ser reinyectadas cuando las características del 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 consisten en inyectar agua a las formaciones productivas para mantener la presión del yacimiento y lograr un empuje de agua artificial que arrastre la mayor cantidad de petróleo hacia los pozos productores.

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

Sin embargo, y en función de la comercialidad de la explotación petrolífera, el operador podrá usar agua dulce subterránea siempre y cuando ésta supere el valor promedio de sales disueltas de la cuenca hídrica subterránea donde se perforan los pozos de agua. Ello significa que el operador deberá elegir las zonas de descarga del agua subterránea

para lograr el agua de peor calidad que favorecerá a la cuenca hídrica y que no afectará a los planes de recuperación secundaria.

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

Sin embargo, el agua de 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.