

**Universidad Nacional de Ingeniería**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**  
**Y PETROQUÍMICA**



**"Auditoría e Inspectoría Técnica en el**  
**sub Sector Hidrocarburos"**  
**Area Producción**

**TITULACIÓN POR EXAMEN PROFESIONAL**  
**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE**  
**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**MIGUEL FRANCISCO GONZÁLES ALARCÓN**  
**PROMOCIÓN: 1987-I**

**LIMA - PERÚ**  
**1995**

**A MIS QUERIDOS PADRES**

Moisés y Esther, como reconocimiento a todos sus desvelos y sacrificios.

**A MI AMADA ESPOSA**

Carmen, por su invaluable apoyo y su fe en este logro profesional

**A MIS ADORADOS HIJOS**

por ser el motivo de mi esfuerzo y superación constante

# Índice

Índice.....	1
Introducción.....	3
Objetivo .....	3
Contenido y Alcances.....	3
Antecedentes .....	4
I. Procedimientos .....	5
A. Lista de Verificación.....	5
B. Inspección in situ.....	5
C. Normas y procedimientos del Cliente.....	5
II. Estrategia de Fiscalización.....	7
A. Cronograma de Fiscalizaciones e Inspecciones.....	7
B. Coordinaciones previas.....	7
C. Reuniones de descargo con el cliente.....	7
III. Filosofía de la Auditoría y Fiscalización .....	8
Enfoque en los aspectos de Seguridad, Mantenimiento y Protección Ambiental.....	8
Seguridad .....	8
Mantenimiento de Equipos y Partes.....	8
Protección Ambiental.....	9
Funciones de Auditoría e Inspectoría. ....	9
Criterios de Auditoría e Inspectoría .....	9
IV. Universo de Aplicación .....	11
Seguridad- Del Personal, de las Instalaciones y Equipos.....	12
Mantenimiento de Equipos e Instalaciones .....	18
Protección Ambiental.....	19
V- Base Legal.....	23
D.S. 055-93-EM Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos .....	23
Contenido y Alcances .....	23
Discusión de Normas de mayor aplicación .....	23
D.S. 052-93-EM Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos.....	27
Contenido y Alcances .....	27

Discusión de Normas de mayor aplicación .....	27
D.S. 046-93-EM Reglamento para la Protección Ambiental en Actividades de Hidrocarburos.....	31
Contenido y Alcances .....	31
Discusión de Normas de mayor aplicación .....	31
VI. Experiencias en la labor de Auditoría e Inspectoría .....	34
VII. Actitud del Cliente.....	38
A. Respuesta a la Fiscalización .....	38
B. Clientes Reacios .....	38
C. Clientes Empáticos.....	38
D. Cambio de mentalidad .....	38
VIII. Resultados de la Fiscalización .....	39
1. Adecuación a las Normas Internacionales.....	39
2. Mejora en las condiciones de la seguridad de las instalaciones .....	39
3. Optimización en el mantenimiento preventivo y correctivo de equipos y partes de baterías de producción.....	39
4. Concientización de la Importancia de la Protección Ambiental (Responsea Ecológica) .....	40
5. Cambio de actitud frente a la labor de Auditoría e Inspectoría .....	40
IX. Conclusiones .....	41
X. Diagramas.....	42
Diagrama N° 1.....	43
Diagrama N° 2.....	44
XI. Tablas.....	45
Tabla N° 1 .....	46
Tabla N° 2 .....	47
Tabla N° 3 .....	48
Tabla N° 4 .....	49
Tabla N° 5 .....	50

# Introducción

## Objetivo

El objetivo del presente trabajo es lograr una mayor divulgación de las Normas Legales vigentes que rigen las actividades de Hidrocarburos en el territorio Nacional con el fin de orientar a los interesados en la labor de fiscalización, para obtener una adecuada interpretación de las mismas, teniendo en consideración el tiempo relativamente corto de la vigencia de los trabajos de Auditoría e Inspectoría Técnica a través de empresas debidamente calificadas para éste fin.

## Contenido

Para el análisis se ha escogido los principales aspectos de Seguridad del personal e instalaciones, Mantenimiento de equipos y partes y Protección Ambiental. Contenido, alcances y discusión de los principales artículos de los D.S. 055, 052 y 046-93-EM; breve referencia de las experiencias en la labor de Auditoría e Inspectoría; procedimientos, actitudes del cliente, estrategias, resultados y conclusiones de la fiscalización

## Alcances

Puesto que la reglamentación vigente es bastante amplia que abarca a todas las fases de la actividad petrolera desde la Exploración hasta la Distribución de los productos derivados, se ha visto conveniente tratar el tema solo relacionado con las actividades del área de producción ( baterías de recolección del fluído producido, plataforma de pozos y ductos) con la finalidad de profundizar su estudio y desarrollarlo adecuadamente para el logro de los fines trazados.

## Antecedentes

La "Auditoría e Inspectoría en el sub-sector Hidrocarburos", fue creado por el Ministerio de Energía y Minas en conformidad con el D.L. N°. 25763 y su Reglamento aprobado por D.S. N°. 012-93-EM, con la exclusiva finalidad de hacer cumplir en forma permanente el reglamento de la ley de Hidrocarburos, en las diversas actividades de la Industria del Petróleo que se desarrollen en nuestro país.

Anteriormente, ésta labor lo realizaba periódicamente el mismo Ministerio de Energía y Minas basados únicamente en la Normatividad del D.L. N°. 11780 - Reglamento de Seguridad en la Industria del Petróleo; R.M.-0664-78-EM/DGH.

La Ley Orgánica que actualmente norma las actividades de hidrocarburos en el territorio Nacional, es la ley N° 26221 en el cual el Estado promueve el desarrollo de las actividades de Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo Nacional.

# I. Procedimientos

## A. Lista de Verificación

Para dar cumplimiento y efectividad a la normatividad vigente se ha preparado una lista de verificación que contiene todos los numerales del Cuestionario 1994, artículo por artículo. Esta lista permite verificar todas y cada una de las exigencias de las normas, cumpliendo en fiscalizar sólo los aspectos que están normados, no siendo posible introducir aspectos que no estén contemplados en el cuestionario 1994.

## B. Inspección in situ

Consiste en la verificación que periódicamente se realiza en las instalaciones de campo. Durante esta inspección se comprueba que las instalaciones cumplan o se adecuen a las normas y estándares de la industria, para lo cual es a su vez necesario conocer, al menos genéricamente, el contenido de estos estándares.

Este último punto ha sido de mucho interés para los clientes, ya que muchas veces por desconocimiento de estos estándares se siguen costumbres o rutinas que no cambian por mucho tiempo y que no cumplen la norma. De allí la importancia de contar con una base de datos de las normas internacionales que se citan en todos los Reglamentos de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, o en el peor de los casos de los Reglamentos que se utilizan con más frecuencia durante la auditoría.

## C. Normas y procedimientos del Cliente

Durante la fiscalización se ha considerado las normas y procedimientos que ha establecido el auditado para el desarrollo de esta labor, y que son directivas que permiten desarrollar esta labor en completa coordinación y armonía.

Usualmente estas normas se refieren a la mecánica de fiscalización para el uso racional de las facilidades que otorga el cliente, así como, de los niveles de revisión para cada una de las etapas de fiscalización.

En el caso de la auditoría de las operaciones, estas normas establecen:

- 1) La fiscalización se hará siempre acompañado de un supervisor de la Empresa auditada, el que verifica cada una de las observaciones o excepciones a la norma que va encontrando el Inspector de Tecnipet durante la inspección in situ. Luego de esta inspección se prepara una acta de la inspección en el denominado "Cuaderno de Servicio". Esta acta es firmada por el mencionado supervisor dando conformidad a la inspección.

- 2) Como segundo paso, el Jefe de Unidad endosa las observaciones y/o cargos hechos por el Inspector, previa revisión y verificación de los descargos hechos por el supervisor que acompañó la inspección y la discusión de las observaciones del Inspector.
- 3) A continuación el Jefe de Departamento aprueba el Cuaderno de Servicio con las observaciones o excepciones que se consignarán en el Informe Mensual.
- 4) El Superintendente de Campo endosa los Informes mensuales, que van acompañados de una copia del Cuaderno de Servicio de las observaciones del mes correspondiente.
- 5) Finalmente, el Informe Mensual pasa a la firma de la Gerencia de Operaciones para luego ser remitido a la DGH.
- 6) De esta manera, al término de cada auditoría mensual todos los niveles involucrados en la fiscalización quedan conscientes de cuales son los aspectos que incumplen la norma y en los que deben tomarse las medidas de subsanación correspondiente.



## **II. Estrategia de Fiscalización**

### **A. Cronograma de Fiscalizaciones e Inspecciones**

Como parte de la estrategia de fiscalización, y a fin de no saturar al auditado con una presencia que podría parecer excesiva, se ha programado un plan de fiscalización que contempla la inspección de cada una de las instalaciones de campo con una frecuencia de 4 veces al año.

Otra razón de este programa es que una vez que se hace una observación o se reconoce una excepción a la norma, toma un tiempo dado el implementar la solución, por lo cual si la inspección es demasiado continua no se va a encontrar cambios significativos de un mes a otro.

### **B. Coordinaciones previas**

Antes del inicio de una visita de auditoría se efectúa las coordinaciones previas con el cliente para determinar las instalaciones a visitar y la persona encargada a acompañar durante la inspección.

### **C. Reuniones de descargo con el cliente**

De acuerdo al DS 012-93-EM la Cía. auditada tiene la posibilidad de efectuar los descargos a las observaciones encontradas durante la fiscalización. para cuyo fin se programan reuniones con la empresa Auditora para presentar sus razones, efectuar la discusión correspondiente y canalizarlos a la DGH .

Posteriormente, la empresa Auditora deberá efectuar los seguimientos correspondientes para tener conocimiento del pronunciamiento de la DGH.

En el diagrama N°. 1 se puede observar el diagrama de movimiento de la Fiscalización entre la empresa fiscalizadora, la empresa fiscalizada y el Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Hidrocarburos.

Asimismo, en la tabla N°. 5 se muestra el formato preparado por el Ministerio de Energía y Minas para que las empresas fiscalizadoras emitan un resumen de las principales observaciones y recomendaciones tanto para el Ministerio de Energía y Minas como para la empresa fiscalizada. Adicionalmente a ello, se acompaña los respectivos anexos de detalle.

## **III-Filosofía de la Auditoría y Fiscalización**

### **Enfoque en los aspectos de Seguridad, Mantenimiento y Protección Ambiental.**

Para el desarrollo del presente estudio, se ha escogido los aspectos de Seguridad, Mantenimiento y Protección Ambiental debido a la gran importancia e interrelación que representa cada uno de ellos no solo en el campo de la Industria del petróleo, sino en toda industria en general.

Además, dichos aspectos son la base del éxito de los objetivos que se resume en el bienestar e integridad del personal, eficiencia en la operación y la preservación del medio donde éstos se desarrollen.

### **Seguridad**

Su campo abarca prácticamente todos los aspectos de la Industria del Petróleo ya que cualquier actividad que se planea y ejecute se considera necesariamente su aplicación.

Para el caso específico de Auditoría e Inspectoría existen normas relacionadas a la aplicación de las normas de seguridad, tal es así que el D.S. 052-93-EM, establece el Reglamento de Seguridad para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos inflamables y combustibles líquidos o residuales, excepto si son sólidos a 37.8°C (100°F) o más que almacenan en estado líquido a condiciones normales de temperatura y presión. El reglamento también se aplica a los gases licuados y líquidos criogénicos.

Para la verificación de la seguridad en operaciones de exploración, perforación, servicios de pozos y producción, la auditoría se basa en las normas contenidas en el D.S. 055-93-EM, para garantizar una eficiente explotación de nuestras reservas hidrocarburíferas, la integridad de la persona humana, así como la preservación del ambiente en que éstas se desarrollen.

### **Mantenimiento de Equipos y Partes.**

Uno de los rubros más importantes en toda operación es el mantenimiento en general, empezando de los medios de apoyo como carreteras, vehículos, comunicación, etc., hasta lo que concierne a las instalaciones propias de la Industria, tales como baterías de producción, oleoductos, plantas, refinerías, etc.

En este caso solo se tratará lo relacionado a las actividades y facilidades de producción de Hidrocarburos.

La Auditoría se basa en las Normas contenidas en el D.S. 055-93-EM.

## **Protección Ambiental**

Mediante el D.S. 046-93-EM, el Ministerio de Energía y Minas decreta el Reglamento de Medio Ambiente para las actividades de Hidrocarburos a fin de garantizar que no se origine un impacto Ambiental y/o social negativo para las poblaciones y ecosistemas que sobrepase los límites establecidos en el reglamento.

Últimamente y a nivel mundial, los organismos competentes están dando bastante impulso e importancia a este aspecto, de tal manera que se exige que antes de iniciar cualquier actividad, necesariamente se tenga que desarrollar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA); y para el caso de contar con instalaciones se deberá tener un Programa de Manejo Ambiental (PMA) en el cual se consigne las medidas preventivas de control y mitigación necesarios para cumplir adecuadamente con el reglamento.

El Auditor, suscribirá los informes emitidos por los responsables de los proyectos dando cuenta sobre el cumplimiento de la legislación ambiental vigente, recomendaciones de estudios y manejos según el caso lo amerite.

El Auditor, para lograr a cabalidad sus objetivos debe cumplir necesariamente con las siguientes funciones y criterios técnicos:

### **Funciones de Auditoría e Inspectoría.**

Se resume en lo siguiente:

- a) Verificar el cumplimiento de las Normas.
- b) Identificar deficiencias e informar.
- c) Orientar y recomendar sugerencias correctivas.
- d) Informar a la Dirección General de Hidrocarburos sobre la situación, correctivas y resultados obtenidos.
- e) Efectuar seguimiento a las recomendaciones y/o correctivos fijados.

### **Criterios de Auditoría e Inspectoría**

- a) Imparcialidad.
- b) Independencia.
- c) Confidencialidad.
- d) Responsabilidad.
- e) Ética.

- f) Profesionalismo.
- g) Respeto a las Normas.
- h) Positivismo.

## IV. Universo de Aplicación

La aplicación de la Normatividad actualmente vigente para el sub sector hidrocarburos, es para todas las fases de la Industria del Petróleo; sin embargo para facilitar la verificación por las Empresas Auditoras, se ha estructurado un cuestionario de obligaciones de las empresas petroleras que comprende la información que se debe emitir al término de ley, mensual trimestral, semestral y anual.

Para los rubros inicialmente mencionados (seguridad, mantenimiento y protección ambiental) en ésta presentación se ha tomado como referencia sólo lo relacionado a las actividades más frecuentes de Producción tanto en las plataformas de los pozos como en los ductos y baterías de recolección de crudo.

En el diagrama N°. 2, se muestra el esquema característico de una batería de producción del Nor Oriente peruano, cuya descripción es la siguiente:

- A. Manifolds de producción o múltiple de producción, es el punto de recolección de las líneas de flujo provenientes de los pozos. Consta de un conjunto de válvulas mediante los cuales se puede controlar y distribuir selectivamente el paso del fluido producido (agua, petróleo y gas) a los sistemas de separación existentes en la batería (separadores totales y de prueba).
- B. 1 y 2 son tanques de lavado (Gun Barrels), tanques provistos de un nivel de agua y un sifón exterior, el sifón es de altura graduable para regular o fijar la altura del colchon de agua.  
3, tanque de prueba o de emergencia.
- C. Scrubber, que permite solo el paso del gas que viene de los separadores, atrapando las partículas líquidas que llevan consigo. Finalmente el gas seco se va al flare para ser quemado.
- D. I y II son electrobombas que ayudan a la transferencia del Tk 3 al Tk 4 y a su vez del Tk 4 a las desaladoras respectivamente.  
III motobomba de emergencia.
- E. Tanques de almacenamiento de crudo para las desaladoras.
- F. Desaladoras.
- G. Tanques de almacenamiento final de crudo proveniente de las desaladoras.
- H. Bombas principales, para el bombeo del crudo hacia el oleoducto.
- I. Oficinas de producción.

## Seguridad- Del Personal, de las Instalaciones y Equipos

- Las instalaciones permanentes que componen los campamentos deberán cumplir con el Reglamento Nacional de Construcciones, debiéndose ubicar, organizar y espaciar de tal manera que exista una permanente relación funcional entre ellas, considerando sus características y su interrelación, para lograr una máxima eficiencia, debiendo estar provisto de:
  - 1) dormitorio, comedores, baños y cocina adecuadas;
  - 2) equipos, muebles, utensilios y menaje;
  - 3) postas médicas con equipo sanitario y quirúrgico,
  - 4) equipos de audio con personal entrenado
  - 5) almacenes apropiados para la conservación de alimentos,
  - 6) extintores adecuados y ubicados estratégicamente de acuerdo al riesgo
  - 7) depósitos techados para combustibles.
- Los Cabezales deben tener elementos reductores de presión para adecuar la presión del pozo a la del resto de las instalaciones de producción.
- Las Baterías de Producción deben estar diseñadas para soportar las características de la mezcla de fluidos que ingresen, ya sean previamente tratados o no, y a los volúmenes producidos de gas y líquido en forma separada.
- Los Separadores serán de presión adecuada a la de los fluidos que ingresen, tendrán elementos de control que eviten su inundación por líquidos, presión sorpresiva y alta temperatura. Su válvula de Seguridad deberá estar calibrada a la presión de diseño, con disco de ruptura calibrado entre 1 1/4 a 1 1/2 veces la presión de diseño
- Las Válvulas de Seguridad deben tener escapes individuales apuntando a lugares que no ofrecen peligro, los discos de ruptura deben tener descarga vertical y no tener restricción alguna.
- Las Baterías de Producción deben de tener un mínimo de 2 tanques nivelados, separados a una distancia mínima de 1 metro, con capacidad mínima para un día de producción normal. Pueden tener incorporados controles de nivel para su vaciado automático.

- Para preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los equipos y mediciones en las Baterías de producción, el contratista deberá adoptar las acciones mínimas siguientes:
  - a) Mantener los medidores en buen estado operativo.
  - b) Proteger adecuadamente los medidores de la interferencia de personas no autorizadas y del ambiente.
  - c) Instalar válvulas en el "By - Pass", cuando exista éste en los medidores, que sellen en forma efectiva el paso de los fluidos.
  - d) Cuando se abra el "By - Pass", debe registrarse ésta operación en la boleta de medición.
  - e) Debe proveer una forma de medida o registro de temperatura para incorporarlo al sistema de medición.
- Durante los trabajos de servicio de pozos, deberá asegurarse que se efectúen las siguientes medidas de seguridad operativa:
  - a) Verificar que el tipo de cabezal del pozo sea el adecuado para la operación, caso contrario remplazarlo.
  - b) Que se use BOP acorde con las presiones esperadas en el trabajo. Su instalación, uso y mantenimiento será el indicado por el manual del fabricante.
  - c) Que se disponga del fluido que controle las presiones de trabajo en el pozo, en cantidad suficiente para garantizar una operación segura.
  - d) Que en el área de trabajo, solo se permita la presencia del personal autorizado y con los elementos de seguridad pertinente.
  - e) Que la ubicación quede limpia, después de efectuado el trabajo.
- Se considera pérdida sujeta a informe cuando las siguientes cantidades se desperdicien por derrame o fuga desde instalaciones donde normalmente esto no debe ocurrir:

Para hidrocarburos líquidos: 1.6 m<sup>3</sup> (10 barriles).

Para Gas Natural : 849.51 m<sup>3</sup> (30,000 p<sup>3</sup>)

- Los muros de protección, deben contener el 110% del volumen de los tanques. El muro debe tener un drenaje hacia afuera con una válvula incorporada.
- Los quemadores de gas deben estar ubicados no menos de 50 m de distancia de cualquier instalación en tierra y de 15 m de instalaciones en plataformas marítimas o lacustres.

- Las instalaciones de producción deben estar protegidas por mallas de alambre y puerta con candado, si están ubicados dentro de una distancia de 800 m de áreas habitadas, rurales o de esparcimiento. Si las baterías están más alejadas, por lo mínimo deberán tener malla de alambre y entrada de protección al ganado y fauna existente.
- Las instalaciones eléctricas; se harán de acuerdo a la última versión de la norma NFPA-70 ó equivalente. Las instalaciones relativas a la electricidad estática y conexiones a tierra cumplirán con la última versión de la norma NFPA-77 ó equivalente.
- No debe operarse los pozos con la válvula de tubería de revestimiento abierto al aire; este gas debe ser recolectado, usado o enviado a las baterías de producción.
- No debe permitirse fumar a menos de 50 m del pozo, reparadores, tanques y otras posibles fuentes de gas combustible no protegidas. Está prohibido el uso de fuego abierto a menos de 50 m de un pozo.

Las siguientes medidas deben aplicarse a los tanques que acumulan petróleo liviano en baterías de producción para evitar su desperdicio.

- a) Los fluidos deben ser introducidos y acumulados, lo más frío posible.
  - b) Los tanques deben tener color reflejante.
  - c) Debe preferirse usar tanques de baja capacidad, lo más alto y de menor diámetro posible.
  - d) Las compuertas deben mantenerse cerradas y los tanques igualizados.
  - e) Deben tener un medidor visual en el exterior.
- El almacenamiento y uso seguro de la gran variedad de líquidos, depende particularmente de su punto de inflamación y es en base a este factor que se les ha clasificado.
  - Los tanques atmosféricos serán usados para líquidos que tienen hasta una máxima presión de vapor de 0.914 kg/cm<sup>2</sup> abs. (13 Psia.) a nivel del mar. Por cada 300 m de elevación, la máxima presión de vapor deberá ser reducida en 0.035 kg/cm<sup>2</sup> abs. (0.5 Psia.).
  - En el planeamiento de las instalaciones de Almacenamiento de hidrocarburos, el alineamiento de las vías de acceso internas respecto a las oficinas, tanques, puntos de carga, etc., deberá ser tal que permita el fácil acceso y cómoda circulación de los vehículos, tanto en situaciones normales como en el caso de las evacuaciones por emergencia.



- El diseño, fabricación, montaje, prueba e inspección del sistema de tuberías, que conducen líquidos en las instalaciones para el almacenamiento de Hidrocarburos, deberán ser los adecuados a los máximas presiones de trabajo, temperatura y esfuerzos mecánicos que puedan esperarse en el servicio.
- Para los tanques atmosféricos, tuberías, válvulas, accesorios, deberán satisfacer las especificaciones de materiales y las limitaciones de presión y temperatura como lo indicado a continuación:
  - a) Las válvulas para tanques y sus conexiones serán de hierro o acero modular y para líquidos no compatibles con éstos materiales, el material deberá tener un punto de fundición comparable al acero o hierro.
  - b) Las válvulas podrán ser de hierro ser de hierro fundido, bronce, aluminio o hierro maleable cuando se usa en tanques con líquidos clase III B que están en exteriores fuera de áreas estancas y de la ruta del drenaje de tanques con líquidos clase I, II o III A.
  - c) Los válvulas preferentemente serán de paso completo. Cuando no son de vástago ascendente, deberán tener un sistema que permita visualizar si está abierta o cerrada.
  - d) Las uniones entre tuberías y accesorios deberán ser herméticas pudiendo ser soldadas, con bridas o roscadas. Las uniones roscadas serán para diámetros menores o iguales a 40 mm (2 pulgadas).
  - e) Los sistemas de tuberías deberán estar adecuadamente soportados y protegidos de daños físicos y de sobre esfuerzos por asentamiento, vibración, expansión o concentración.
  - f) Los sistemas de tuberías enterradas o sobre superficie sujetas a corrosión exterior deberán estar protegidos; las enterradas mediante sistema de protección catódica y las tuberías de superficie mediante la aplicación de pinturas u otros materiales resistentes a la corrosión
  - g) Se recomienda el montaje de un suficiente número de válvulas de cierre, control y de alivio para operar adecuadamente el sistema y proteger las instalaciones.
  - h) Todo sistema de tubería antes de ser puesto en operación, deberá ser probado hidrostáticamente a 150 por ciento la presión de diseño ó neumáticamente a 110 por ciento la presión de diseño.
  - i) Toda tubería, línea que llegue a un tanque deberá ser pintada de un color determinado y con marcas que permitan identificar el líquido que contiene de acuerdo a procedimientos determinados por la Norma Técnica Nacional ITINTEC 399-012-1984 sobre "colores de identificación".

- j) El tipo de bomba a utilizar será determinado por las características del fluido y los requerimientos de bombeo.
  - k) En el ingreso a las bombas, se instalarán filtros que prevengan el ingreso de partículas sólidas que puedan dañar el equipo.
  - l) Cuando se usan motores eléctricos para operar las bombas que están dentro de áreas peligrosas, los motores deberán cumplir con las normas del NFPA.
  - ll) Los colectores (manifolds) de descarga de las bombas deberán estar adecuadamente soportados previniendo las posibles contracciones y expansiones de las tuberías.
- Las instalaciones eléctricas se harán de acuerdo a la última versión de la Norma NFPA 70.
  - Las instalaciones relativas a la electricidad estática y conexión a tierra cumplirán con la última versión de la norma NFPA - 77.
  - El equipo eléctrico deberá cumplir con el Reglamento y haber sido construido de acuerdo a Normas Nacionales o Extranjeras reconocidas, deberán ser del tipo a prueba de explotación.
  - Todas las estructuras metálicas, bombas, plataformas, tanques y otros deberán ser del tipo a prueba de explosión.
  - Las vías deberán permanecer libres y ser utilizados para estacionamiento, no se permitirá el tránsito de vehículos con escape en mal estado. Se deberá instalar una adecuada señalización en la vía
  - No está permitido el ingreso de vehículos o maquinaria motorizada en el área estanca, salvo autorización expresa o en situaciones de emergencia.
  - Debe existir una adecuada iluminación en las vías, para operación nocturna.
  - En la extinción de incendios en Instalaciones para almacenamiento de hidrocarburos, deben ser considerados además del agua de extinción y enfriamiento, los agentes extintores como espumas mecánicas y polvos químicos secos y otros como bióxido de carbono y líquidos vaporizantes que no afecten el ozono, siempre y cuando estén normados de acuerdo al National Fire Protection Association (NFPA) y listados por la Underwriters Laboratories (UL), Factory Mutual (FM) o la US Coast Guard (USCG). Así mismo, la disponibilidad de arena para el control y contención de derrames de crudo.
  - Todos los tanques de almacenamiento deberán indicar claramente el líquido que contienen, ya sea literalmente por medio de códigos.

- Toda instalación para almacenamiento de hidrocarburos deberá tener un sistema de agua para enfriamiento. Se deberá asegurar un abastecimiento de por los menos 4 horas de agua el régimen de diseño al mayor riesgo.
- Los sistemas de aplicación de espumas con monitores y mangueras serán capaces de suministrar la solución (agua + el porcentaje de espuma recomendado para cada producto, con hidrocarburos o solventes polares.)
- En todas las área peligrosas de la instalación, en adición a la reserva para mantenimiento, recarga y apoyo, que necesariamente deberá existir en la estación contra incendio, deberán ubicarse el número de extintores de calidad necesariamente aprobado por la UL y/o FM y/o Norma Nacional equivalente, que indique el estudio de riesgo individual de cada área.
- Debe existir una Organización Contra incendio que indique funciones y responsabilidades del personal propio u de apoyo con que se puede entrar, bajo la supervisión de un profesional especializado y calificado en prevención y lucha Contra Incendio.
- En las instalaciones se deben observar obligatoriamente las siguientes disposiciones:
  - a) Se fijarán en lugares visibles, reglamentos especiales para cada instalación que contendrá instrucciones detalladas sobre el rol a desempeñar por cada operario o empleado en caso de incendio o explosión. Se indicará con todo detalle las maniobras que cada uno tendrá que efectuar con los equipos.
  - b) Todo el material destinado a la lucha contra incendio deberá estar siempre en buen estado de funcionamiento y será inspeccionado frecuentemente. Todos los equipos deberán estar identificados de manera visible mediante pintura de color rojo, carteles etc. y el acceso a ellos siempre deberá estar libre.
  - c) Deberá existir un sistema telefónico y de alarma que permita comunicar cualquier comienzo de incendios.
  - d) Se debe realizar mensualmente, un ejercicio de alarma de incendio en el que tomará parte todo el personal de la instalación siguiendo todos los procedimientos y maniobras que se indiquen.
- En las instalaciones que comprende el Reglamento, será obligatorio la fiscalización de carteles, bien visibles, donde se informe y se de instrucciones sobre requerimientos de seguridad y sistemas de emergencia tales como:
  - a) Identificación de áreas donde este prohibido fumar.

- b) Ubicación de válvulas de activación del sistema contra incendio.
- c) Números telefónicos para notificación de emergencia.
- d) Zonas de acceso restringido a personal y vehículos.
- e) Restricción al "Trabajo Caliente".
- Los carteles contendrán figuras adecuadas y expresivas que muestren los peligros resultantes a la no observancia de aquellas disposiciones.
- Será obligatoriamente fijar en lugares bien visibles de todas las instalaciones uno o más ejemplares del reglamento interno.
- En todos los recintos de las instalaciones deberá existir la más escrupulosa limpieza.

## **Mantenimiento de Equipos e Instalaciones**

- Las instalaciones de producción deberán ser mantenidas en buenas condiciones de operación, de lo contrario deberán ser retirados.
- Toda inyección, excepto para gas dulce o agua pura debe ser programada para hacerse normalmente por la tubería de producción. En estos casos, una empaquetadura (Packer) debe sentarse sobre la formación operativa y el espacio entre las tuberías de producción y de revestimiento debe llenarse con fluido anticorrosivo. Excepciones a esta regla debe ser justificados técnicamente.
- Los tanques deberán tener pintura de protección anticorrosiva y/o estar interconectados mediante ánodos de sacrificio.
- Deberá necesariamente existir un programa de mantenimiento, inspección y calibración de todo los instrumentos de las baterías así como un programa de limpieza de los separadores y tanques.
- La calibración de los equipos de Aforo y medición automática deberá efectuarse cada vez que sea necesario y a solicitud de cualquiera de las partes.
- Cuando por reparación o modificación se requiera desmontar elementos importantes de una instalación, tales como válvulas, bombas o tuberías se deberá dar comunicación específica a todas las personas que operan en esa parte de la operación.
- Cuando se haya producido la rotura de alguna conexión, la línea antes de ser reparada, deberá drenarse y ventearse completamente. Todo derrame deberá ser recolectado y removido de lugar.

- Las reparaciones o mantenimiento de equipos eléctricos deberán ser realizados por personas competentes. Se deberán colgar o fijar carteles de alerta. Después de la reparación, dicha persona deberá certificar que el equipo está mecánica y electrónicamente operativos.
  - No se debe permitir se efectúen reparaciones o modificaciones cuando la instalación o equipo estén en operación, o cuando el tanque este siendo cargado o descargado.
  - Ningún trabajo de reparación o construcción será realizado dentro de un área peligrosa sin el correspondiente permiso de la persona competente.
- a) Algunos trabajos que deben realizarse con permiso, se indican a continuación:
- Trabajos en caliente
  - Trabajos en recipientes cerrados o drenados.
  - Uso de luces
  - Trabajos en equipos eléctricos
  - Trabajo en líneas
- b) Antes de entregar el permiso, el personal competente deberá verificar en sitio que la condición del tanque, recipiente o equipo, es totalmente segura para el trabajo.
- Los permisos indicarán claramente el trabajo a realizar así como el periodo por lo que es valido. La persona que otorgue un permiso podrá especificar las prevenciones especiales que deben tomarse durante el trabajo como verificaciones de concentración de gases, la puesta a tierra de equipos eléctricos, entre otros.
  - No se efectuarán "Trabajos en caliente" de soldaduras o equivalente en áreas cercanas en 15 m a tanques conteniendo líquidos clase I ó 6 m a tanques con líquidos clase II y III.
  - La concentración de gases y/o vapores combustibles o explosivos en el aire se mide con explosímetros. Ningún trabajo en caliente deberá realizarse si no se comprueba la condición 0% de presencia de gases y/o vapores combustibles o explosivos.

## **Protección Ambiental**

- Cuando un proyecto pueda afectar a comunidades nativas o campesinas, se incluirá en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) las medidas necesarias para prevenir, minimizar o eliminar los impactos negativos sociales, culturales, económicos y de salud.

- Para el caso de que un proyecto se realice por etapas, se podrá presentar un EIA para cada etapa.
- El responsable de un proyecto no podrá iniciar ninguna actividad si no cuenta con la aprobación del EIA respectivo.
- Se prohíbe las actividades ilegales de caza y pesca, así como la recolección de especies de flora y fauna silvestre, el mantenimiento de animales en cautiverio y la introducción de animales domésticos.
- Los desechos y desperdicios en cualquiera de las actividades serán manejados de la siguiente forma:
  - a) Los desechos orgánicos serán procesados utilizando rellenos sanitarios, incineradores, biodegradación u otros métodos ambientalmente aceptados.
  - b) Los desechos sólidos inorgánicos, deberán ser reciclados o trasladados y enterrados en un relleno sanitario.
  - c) Los desechos líquidos y aguas residuales, deberán ser tratados antes de su descarga a acuíferos o aguas superficiales para cumplir con los límites de calidad de la Ley General de Aguas. Entre los métodos a utilizar, a criterio del diseñador, están el tratamiento primario de reparación por gravedad, flotación, floculación, biodegradación, sedimentación, neutralización etc.
  - d) Se prohíbe descargar en los ríos, lagos, lagunas, mar o cualquier otro cuerpo de agua, basuras industriales o domésticas.
- El responsable de las actividades por hidrocarburos deberá presentar a la D.G.H. un Plan de Contingencia para Derrames de Petróleo y Emergencias, el cual deberá ser actualizado por lo menos un vez al año. Todo el personal deberá recibir entrenamiento sobre este plan, dejándose registrado el resultado del entrenamiento. El plan deberá contener información sobre las medidas a tomarse en caso de producirse un derrame, explosiones, accidente, incendios, evacuaciones etc. Además deberá contener información sobre procedimientos, personal y equipos específicos de prevención, control y/o recuperación.
- Para el manejo y almacenamiento de hidrocarburos, el operador cumplirá con los siguientes requisitos:
  - a) No se almacenará petróleo en pozos abiertos, excepto en casos de contingencia.
  - b) Los tanques deberán estar rodeados por un dique debidamente impermeabilizado que almacene un volumen por lo menos igual al 110% del tanque de mayor volumen.

- c) En caso en que sea físicamente imposible rodear el tanque en la zona de contención, se debe construir un sistema de encausamiento hacia pozas de recolección con capacidad no menor al 110% del tanque de mayor volumen.
- d) En localidades lluviosas la capacidad de los diques deberá ser mayor de acuerdo a la intensidad de las precipitaciones.
- Las instalaciones deberán contar con un control y registro de sus emisiones de acuerdo a lo siguiente:
  - a) Cuantificación del caudal de las emisiones en m<sup>3</sup>/seg para los líquidos y gases, y en toneladas métricas por mes para los sólidos y fangos.
  - b) Determinación de los contaminantes indicados en las tablas 3 y 4.
- En las pruebas de producción, los volúmenes de agua producidos se almacenarán en cantinas o tanques. Antes de su descarga, el agua deberá ser tratada para bajar su contenido de hidrocarburos a fin de cumplir con la Ley General de Aguas, procediéndose a su disposición de la siguiente manera:
  - a) En cuerpos acuáticos salobres sin ningún tratamiento adicional
  - b) En cuerpos acuáticos de agua dulce, la velocidad de vertimiento no deberá generar concentraciones de cloruros mayores de 250 mg/litro en el cuerpo receptor.
  - c) El agua de producción se tratará y dispondrá de manera que no contamine el agua dulce, sea ésta superficial o de subsuelo.
- La disposición del agua producida durante la etapa de explotación se llevará a cabo de acuerdo a lo siguiente:
  - a) Al volumen de agua producida.
  - b) A la calidad del agua producida.
  - c) A las características de los cuerpos receptores disponibles, tales como ríos, lagos, mar, formaciones someras y profundas con capacidad de almacenamiento a presiones razonables.
  - d) A las características del ecosistema en su conjunto, desiertos, terrenos agrícolas, bosques, etc.
- La disposición final del agua de producción se efectuará por reinyección preferentemente, o en superficie. El método a utilizar será aprobado con el EIA para la fase de explotación en los proyectos nuevos y por aprobación del Programa de Adecuación de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) para las operaciones existentes.

- Para el control de contaminación del aire, se deberá dar cumplimiento a las siguientes regulaciones:
  - a) El quemado de petróleo crudo, gas, desperdicios de petróleo u otro material similar, se hará dentro de condiciones controladas y tolerables, sin ninguna emisión significativa de humo.
  - b) La concentración máxima permitida de contaminantes en el aire fuera de los límites de las instalaciones industriales, es la establecida en la tabla 2.
- Si en las operaciones de explotación de hidrocarburos se requiere de grandes cantidades de agua para los tareas de recuperación secundaria o mejorada, el operador deberá atenerse a las siguientes criterios:
  - a) Usar preferentemente el Agua de producción o agua de mar.
  - b) Se podrá usar agua dulce de subsuelo o fuentes superficiales solo cuando se cuente con la autorización de la D.G.H, previa opinión favorable de la Autoridad Competente en materia de recursos hídricos.
- En los Estudio de Impacto Ambiental (EIA), Estudio de Impacto Ambiental Preliminar (EIAP), Plan de Manejo Ambiental (PMA) y Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), se establecerán normas y metas preferentemente cuantificables, susceptibles de ser auditadas por las entidades inscritas en el correspondiente registro del Ministerio de Energía y Minas.



## V. Base Legal

### D.S. 055-93-EM Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

#### Contenido y Alcances

Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Mediante artículo 33 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, dispuso que por Decreto Supremo y a propuesta del Ministerio de Energía y Minas se apruebe el reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Contiene ocho (8), títulos, dieciséis (16) capítulos y doscientos setentitrés (273) artículos.

El reglamento tiene por objeto normar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos a nivel nacional, con el fin de obtener la máxima producción eficiente de los hidrocarburos que permita la recuperación final de los recursos sin desmedro técnico - económico de su magnitud.

#### Discusión de Normas de mayor aplicación

##### Artículo 242° -243°.

Cuando un contratista necesite efectuar trabajos de rehabilitación por reacondicionamiento a pozos que estén ubicados dentro o sobre instalaciones de producción, deberá obtener la aprobación de la D.G.H. para poder ejecutar dichas operaciones.

**Comentario:** Este reglamento fue emitido con la finalidad de salvaguardar las instalaciones de producción ya que cuando se realizan servicios a los pozos, existen movimientos diversos tanto en equipos pesados como de productos que pudieran afectar la magnitud y continuidad del proceso productivo de la planta.

Por ello, el Contratista deberá elaborar un informe técnico para justificar la operación y alcanzarlo a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) quien deberá evaluar el proyecto y expedir su resolución dentro de los próximos quince (15) días de la recepción de la solicitud.

La información que suministre el Contratista debe contener como mínimo los siguientes aspectos:

- a) Razones técnicas y económicas que justifiquen la operación.
- b) Equipos que operen normalmente en el área y que serán paralizados durante la operación.
- c) Plan contra incendios, de evacuación, de aviso y de ayuda en caso de emergencia.
- d) Plan de operación, equipos, sensores y alarmas que garanticen la seguridad de la operación.
- e) Plan contra incendios, de evacuación, de avisos y de ayuda en caso de emergencia.
- f) Lista de los teléfonos y del personal supervisor involucrado de transporte y de asistencias médica en caso de emergencia.

### **Artículo 251°**

Se considera pérdida sujeta a informe cuando las siguientes cantidades se desperdicien por derrame o fuga desde instalaciones donde normalmente esto no debe ocurrir.

Para Hidrocarburos Líquidos: 1,6 m<sup>3</sup> (10 barriles)

Para Gas Natural 849,51 m<sup>3</sup> (30.000 pc).

**Comentario:** Cuando existen derrames de hidrocarburos líquidos menores a 10 barriles, estos no son sujetos a un informe, aún cuando se produzcan indistintamente en diversos medios. Sin embargo el reglamento no especifica el grado de consecuencia que podría originar un derrame menor a 10 barriles y que lógicamente amerite un informe. Por ejemplo: Un barril de crudo que se derrame en una toma de agua o en una poza con abundantes especies ictias, las consecuencias podrían ser graves e irreversibles. Otras de las inquietudes es que el reglamento se refiere solo a pérdidas; esto se entiende teniendo como ejemplo se produzca un derrame de 500 barriles y se recupere 495, entonces ello ya no será sujeto a informe a pesar de que se haya originado un impacto en el área de ocurrencia.

El auditor deberá investigar las causas y las circunstancias en que se produjo el derrame, verificar la magnitud y las acciones de contingencia empleados y finalmente evaluar el daño ocasionado al ecosistema.

Para gas natural se refiere al venteo y/o fugas de un mismo sistema o ámbito de operación. El volumen de gas normalmente es medido a través de cartas registradoras (charts).

## **Artículo 220°**

Las instalaciones de producción deben estar protegidas por malla de alambre y puerta con candado si están ubicados dentro de una distancia de 800 m de áreas habitadas, rurales o de esparcimiento. Si las baterías están mas alejadas, por lo menos deberá tener valla de alambre y entrada de protección al ganado y fauna existente.

**Discusión:** Actualmente la mayoría de las operaciones petroleras se encuentran ubicadas en el Litoral Norte y Selva Amazónica y solamente algunas baterías cuentan con protección de mallas metálicas. En el caso de la selva la mayoría de las baterías existentes se encuentran en áreas alejadas y que debido al ruido que ocasionan los equipos, es prácticamente nulo el ingreso de animales silvestre, además existe vigilancia permanente las 24 horas del día. Para el caso de la costa norte, las áreas petroleras son restringidas para el ingreso de personas ajenas y ganado de poblaciones aledañas.

Para cumplir con éste reglamento las empresas tendrían que realizar gastos onerosos que a la larga no representarían beneficio alguno.

La labor del auditor se ceñirá a lo que dice estrictamente la Ley, sin embargo existe la posibilidad de sugerir a la DGH se revise el reglamento y exonere de esta exigencia a las baterías que se encuentren en áreas aisladas o que no existan riesgo alguno de ingreso de ganado y fauna silvestre.

## **Artículo 211°**

El sistema de separación de una batería debe estar dotada de un sistema de medición que permita conocer tanto el volumen total como el individual, de los fluidos producidos en los pozos allí conectados.

**Discusión:** El sistema de separación de una batería consta básicamente de los separadores horizontales y tanques de lavado, y en algunos casos existe tratadores térmicos cuando el fluido es muy viscoso o pesado. La medición individual se realiza a través de los separadores de prueba en cuya línea de descarga deben estar instalados los medidores de flujo (flocos) que pueden ser electrónicos o de tipo turbina. El porcentaje de contenido de crudo y agua, se determinan de acuerdo al corte calculado en el laboratorio mediante el proceso de centrifugación de una muestra obtenida en la línea de ingreso del separador. El volumen de gas debe ser medido por medio de las cartas registradoras conectadas a los medidores de orificio en la salida de la línea de gas del separador. El volumen total de la producción de un campo es determinado a través de la fiscalización diaria de los tanques de almacenamiento de la batería.

El auditor deberá verificar que se cuente con los medidores señalados y se cumpla con los procedimientos que garanticen una correcta medición de los fluidos producidos. Además deberá exigirse programas y ejecutar

un mantenimiento preventivo de los equipos e instrumentos comprendidos para éste fin.

### Artículo 257º

Los equipos de medición deberán ser probados una vez por semana como mínimo y comprobados periódicamente a solicitud de cualquiera de las partes.

**Discusión:** Actualmente la mayoría de los equipos de medición instalados en las estaciones colectoras de crudo son del tipo turbina. los volúmenes del crudo que se bombean por el oleoducto son registrados en la boleta de medición; sin embargo estos valores son ajustados mediante factores de corrección que se calculan en función del diámetro de proveer, gravedad API, presión, temperatura y rate de bombeo del crudo.

Uno de los elementos que afectan de manera sustancial el comportamiento del Factor de Medición de Turbina, es la gravedad API del crudo.

Para determinar el factor representativo, se calcula la media aritmética de los factores de las pruebas efectuadas consideradas como validas en el periodo posterior a la última verificación.

A modo de ilustración tomaremos los valores estadísticos de la tabla N° 1, de donde se obtiene lo siguiente:

Medidor 1:  $X_1 = 0.9592$   $\sigma_1 = 0.000377$

Medidor 2:  $X_2 = 0.9609$   $\sigma_2 = 0.000665$

Se calcula luego el rango de desviación permisible de las pruebas indicadas. Estos son:

$X_1 + (3 \times \sigma_1) = 0,9603$   $X_2 + (3 \times \sigma_2) = 0,9629$

$X_1 - (3 \times \sigma_1) = 0,9591$   $X_2 - (3 \times \sigma_2) = 0,9589$

Se observa que todos los factores del medidor obtenidos con el medidor 1 y medidor 2 se encuentran dentro del rango permisible indicado en el punto anterior.

Por lo tanto con la finalidad de mantener el mas alto grado de precisión en los medidores, los factores que se aplicarían son:

Factor del medidor 1: 0,9592

Factor del medidor 2: 0,9609

Para el análisis estadístico se toma en consideración el apéndice B (System Factor Control Charts) del Estándar API 2354 (Measurement of liquid Hydrocarbone by Turbine Meter System).

## **D.S. 052-93-EM Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos**

### Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos

#### **Contenido y Alcances**

Mediante artículo 73° de la Ley N° 26221, Ley Orgánicas de Hidrocarburos, fue aprobado el Reglamento de Seguridad para el almacenamiento de hidrocarburos, el mismo que consta de 7 títulos, 135 artículos y 2 anexos.

El reglamento tiene por objeto establecer las normas y disposiciones para que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, pueda construir, operar y mantener operaciones para almacenamiento de hidrocarburos, sea petróleo; derivados en cualquiera de las diferentes etapas de la industria de los hidrocarburos.

#### **Discusión de Normas de mayor aplicación**

##### **Artículo 39°**

En las instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos deberá tomarse especiales precauciones para preveer que derrames accidentales de líquidos clase I, II o IIIA puedan poner en peligro edificaciones, servicios, propiedades vecinas o cursos de agua en general.

**Comentario:** Los hidrocarburos líquidos de acuerdo a su punto de inflamación, presión de vapor y punto de ebullición se han clasificado de la siguiente manera:

<b>Clase</b>	<b>Pto. Inflamación</b>	<b>Presión Vapor</b>	<b>Pto. Ebullición</b>
I	< 37,8°C (100°F)	< 2,812 kg/cm <sup>2</sup> (40 psia) a 100°F	-
IA	< 22,8°C (73°F)		< 37,8°C
IB	< 22,8°C (73°F)		≥ 37,8°C
IC	> 22,8°C (73°F) y < 37,8°C (100°F)		
II	≥ 37,8°C (100°F) y de 60°C (140°F)		

Clase	Pto. Inflamación	Presión Vapor	Pto. Ebullición
IIA	≥ 60°C (140°F) y < 93°C (200°F)		
IIIB	≥ 93°C (200°F)		

Para los tanques debe preverse un sistema de protección de derrames, el dique puede constar de diques estancos o muros de retención alrededor de los tanques o sistemas de encausamiento a lugares alejados.

La capacidad volumétrica no será menor que el 110% del tanque mayor sin considerar el volumen desplazado por los otros tanques.

#### Artículo 46°

En los siguientes incisos se dan los requerimientos básicos para las esferas de GLP:

- a) Las esferas con presiones de diseño mayores a 1,055 Kg/cm<sup>2</sup> (15 Psig) se diseñará para ser llenado con agua.

**Discusión:** Para la prueba hidrostática se debe considerar un espacio vacío máximo equivalente al 33% del volumen de la esfera; esto ha sido considerado básicamente como medida de seguridad ya que al ser presurizado la esfera para alcanzar la máxima presión de operación, puede existir riesgo de que se genere una explosión. Además, de acuerdo a experiencia, con ésta relación, las pruebas se realizan con mayor eficiencia.

- b) Las conexiones y entradas, se ubicarán de tal manera que sus soldaduras no se intercepten con las soldaduras entre planchas o con los de otra conexión. Las conexiones mayores a 50 mm DN (2 pulgadas), serán bridadas, las de 50 mm DN (2 pulgadas) o menores podrán ser roscados, excepto si corresponden a válvulas de alivio.
- c) La línea de drenaje o purga de agua terminará a una distancia no menor de 4,50 m. de la esfera.
- d) Las conexiones para los instrumentos serán como las siguientes:

Instrumento	Ubicación
Manómetro	Tope de la esfera
Termómetro	Nivel mínimo del líquido
Indicador de nivel	

- (a) Tipo flotador interno automático
- (b) Lectura local, tipo diferencial tope y fondo de esfera
- (c) Alarma alto nivel Nivel máximo del tanque
- (d) Se preverá las conexiones, soportes y fijadores para las siguientes facilidades:
  - Sistema rociador de agua de enfriamiento
  - Tubería de llenado y descarga.
  - Sistema de aislamiento
  - Protección ignífuga.
  - Válvulas de alivio y de emergencia.
  - Escalera y plataformas.
- e) Las esferas de GLP serán conectadas a tierra como protección contra descargas eléctricas.
- f) Deberán tener una placa resistente a la corrosión donde estén marcadas las condiciones de diseño, especificaciones de materiales, pesos, dimensiones, etc. La placa se ubicará en un lugar de fácil lectura desde el nivel del suelo.

**Discusión:** La protección contra el fuego es de acuerdo al diseño de la estructura, que puede variar de 2, 3, 4 ó 5 horas de resistencia a la exposición. El material empleado, es generalmente de cobertura de cemento.

Para el enfriamiento del tanque mediante el sistema rociador, se emplea una tubería conectada a una boquilla situada en la parte alta de la esfera a fin de que el agua la bañe completamente; otro método es la instalación de un anillo con agujeros alrededor del tanque.

#### **Artículo 90°-92°**

Los sistemas de aplicación de espumas con monitores y mangueras, serán capaces de suministrar la solución (agua más el porcentaje de espuma concentrado para producto, sean hidrocarburos o solventes polares).

**Discusión:** Sea cual fuere el tipo de hidrocarburo los regímenes de aplicación serán no menores de 6,51 p.m/m<sup>2</sup> (0.16 gpm/p<sup>2</sup>), de 9,81 p.m/m<sup>2</sup> (0,24 gpm/p<sup>2</sup>) para alcoholes o solventes polares.

Asimismo, los tiempos de aplicación no serán menores a 50 minutos en los casos de líquidos con punto de inflamación entre 37,8 °C y 93,3 °C (100 y 200°F), o de 65 minutos en caso de petróleo crudo o líquidos con punto de inflamación menor a 37,8 C (100°F).

Los sistemas de aplicación fijos generalmente serán capaces de suministrar una solución de espuma no menor a 4,11 p.m/m2 (0,10 gpm/p2) para solventes polares por espacio de tiempo no menor a 30 minutos para líquidos con puntos de inflamación entre 37,8 °C y 93,3 °C ( 100 y 200 °F), o de 55 minutos en los casos de petróleo crudo o líquidos con punto de inflamación menores a 37,8 °C.

El número de descargas para la aplicación de espuma contra incendio, será tal que no exceda la velocidad de inyección indicada en la Norma NFPA 11 (3.2.6.3) que dice:

$\phi$ del Tanque	Punto de inflamación	Punto de inflamación
	menor a 37,8 °C	mayor a 37,8 °C
.....		
Hasta 24 m.	1	1
De 24 a 36 m.	2	1
De 36 a 42 m.	3	2
De 42 a 48 m.	4	2
De 48 a 54 m.	5	2
De 54 a 60 m.	6	3
Sobre los 60 m.	1 por cada 4654 m2	1 por cada 697 m2
	adicionales	adicionales

Además, es importante considerar que la cantidad de extracto de agentes espumógenos que deben mantenerse en el almacén, deben ser iguales por lo menos 2 veces la capacidad instalada o necesaria para combatir el riesgo individual posible. los extractos de espuma, deben ser comprobados por lo menos en forma anual incluyendo los análisis , por lo que usualmente se envían las muestras a laboratorios de EE.UU.

Cabe señalar que con la finalidad de obtener una mayor eficiencia en el control de incendios en tanques, se ha diseñado el sistema de inyección bajo superficie. .



Asimismo, los tiempos de aplicación no serán menores a 50 minutos en los casos de líquidos con punto de inflamación entre 37,8 °C y 93,3 °C (100 y 200°F), o de 65 minutos en caso de petróleo crudo o líquidos con punto de inflamación menor a 37,8 C (100°F).

Los sistemas de aplicación fijos generalmente serán capaces de suministrar una solución de espuma no menor a 4,11 p.m/m<sup>2</sup> (0,10 gpm/p<sup>2</sup>) para solventes polares por espacio de tiempo no menor a 30 minutos para líquidos con puntos de inflamación entre 37,8 °C y 93,3 °C ( 100 y 200 °F), o de 55 minutos en los casos de petróleo crudo o líquidos con punto de inflamación menores a 37,8 °C.

El número de descargas para la aplicación de espuma contra incendio, será tal que no exceda la velocidad de inyección indicada en la Norma NFPA 11 (3.2.6.3) que dice:

$\phi$ del Tanque	Punto de inflamación	Punto de inflamación
	menor a 37,8 °C	mayor a 37,8 °C
.....		
Hasta 24 m.	1	1
De 24 a 36 m.	2	1
De 36 a 42 m.	3	2
De 42 a 48 m.	4	2
De 48 a 54 m.	5	2
De 54 a 60 m.	6	3
Sobre los 60 m.	1 por cada 4654 m <sup>2</sup> adicionales	1 por cada 697 m <sup>2</sup> adicionales

Además, es importante considerar que la cantidad de extracto de agentes espumógenos que deben mantenerse en el almacén, deben ser iguales por lo menos 2 veces la capacidad instalada o necesaria para combatir el riego individual posible. los extractos de espuma, deben ser comprobados por lo menos en forma anual incluyendo los análisis , por lo que usualmente se envían las muestras a laboratorios de EE.UU.

Cabe señalar que con la finalidad de obtener una mayor eficiencia en el control de incendios en tanques, se ha diseñado el sistema de inyección bajo superficie. .

# **D.S. 046-93-EM Reglamento para la Protección Ambiental en Actividades de Hidrocarburos.**

## **Reglamento para la Protección Ambiental en la actividades de Hidrocarburos.**

### **Contenido y Alcances**

Mediante Artículo 87° de la Ley N°. 26221 se decretó la aprobación del Reglamento de Medio Ambiente para las actividades de Hidrocarburos, que consta de Diecisiete (17) Títulos, Cincuentiséis (56) Artículos, Tres (3) Disposiciones Complementarias y Una (1) Disposición Transitoria.

### **Discusión de Normas de mayor aplicación**

#### **Artículo 40°**

Cuando se haya propuesto y aprobado un método de disposición de agua de formación y no pueda llevarse a la práctica, el responsable de la actividad podrá solicitar a la Autoridad competente la aprobación de un método alternativo.

**Discusión:** Por razones técnicas y/o económicas no se pueda ejecutar el método de disposición aprobado, el Contratista justificará que el nuevo método a emplearse debe ser ambientalmente aceptable de acuerdo a los límites establecidos en la Legislación Ambiental vigente para las actividades de hidrocarburos.

Uno de los métodos más prácticos pero costoso es la inyección del agua producida a través de la tubería de revestimiento si la presión de inyección es menor al 80% de la máxima presión interna permitida para éste tipo de tuberías; caso contrario cada pozo inyector deberá contar con una tubería de inyección sentada con empaque por encima de la parte superior de la zona de disposición final y por debajo de fuentes de agua subterráneas dulces.

Otro de los métodos que se emplean para la disposición del agua de formación, son los acueductos hacia lugares donde el impacto sea mínimo. En éstos casos, el agua de formación deberá ser tratada antes de iniciar su bombeo con la finalidad de reducir el contenido de cloruros y bacterias que produzcan el ataque corrosivo en forma acelerada. En algunos casos, la tubería empleada es de fibra de vidrio para evitar problemas de corrosión, pero su costo es mucho mas elevado que los de acero.

El Auditor deberá verificar en primera instancia la aprobación del Proyecto por la Dirección General de Hidrocarburos y posteriormente durante su ejecución, exigir que se tengan en cuenta los aspectos de

seguridad; finalmente, efectuar la evaluación de la obra y el entorno donde se desarrolló ésta.

### **Artículo 43°**

Se deberá dar cumplimiento a las siguientes regulaciones sobre el control de contaminación del aire:

El quemado de petróleo crudo, gas, desperdicios de petróleo u otro material similar, se hará dentro de las condiciones controladas y tolerables, sin ninguna emisión significativa de humo.

La concentración máxima permitida de contaminantes en el aire fuera de los límites de las instalaciones industriales, es la establecida en la tabla N°. 2

**Comentarios:** Con el objeto de estandarizar la composición del gas y los contaminantes, los objetivos de emisión se expresan en relación a los metros cúbicos secos de gas de combustión a 25°C y 101.3 Kpa (presión atmosférica) y 11% de oxígeno en el gas de salida.

Dentro de los gases ácidos, el más tóxico es el H<sub>2</sub>S razón por la cual se exige a las Contratistas efectúen un monitoreo de su presencia. En caso de que éstos se detecten, se deberán tomar las acciones pertinentes para su control y prevención mediante banderas rojas de señalización, carteles indicativos del peligro, desfuegos fuera de locación, entidades a ser notificadas y servicios médicos disponibles.

### **Artículo 25°**

Las instalaciones deberán contar con un control y registro de sus emisiones de acuerdo a lo siguiente:

- a) Cuantificación del caudal de las emisiones en metros cúbicos por segundo para los líquidos y gases y en toneladas métricas por mes para los sólidos y fangos.
- b) Determinación de los contaminantes indicados en las tablas 3 y 4

**Comentarios:** La frecuencia de medición será la que determine el responsable de la operación para obtener información confiable para la elaboración de estándares de emisión. La frecuencia de monitoreo para los primeros 12 meses de la promulgación, con Resolución Directoral de la Dirección General de Asuntos Ambientales (DGAA), de los lineamientos para el monitoreo, no podrá ser menor de 1 vez por mes, posteriormente será de acuerdo a la frecuencia que el responsable propondrá en el Programa de Adecuación de Manejo Ambiental (PAMA).

### **Artículo 21°**

Los desechos y desperdicios serán manejados de la siguiente forma:

Los desechos sólidos inorgánicos deberán ser reciclados o tratados y enterrados en un relleno sanitario.

Los desechos líquidos y aguas residuales deberán ser tratados antes de su descarga a acuíferos o aguas superficiales para cumplir con los límites de calidad de la Ley General de Aguas.

**Discusión:** Los rellenos sanitarios son excavaciones de aproximadamente 1,5 m. de profundidad y longitud variable en el ancho y largo; éstos deben construirse sin comprometer el área industrial y/o zonas que presenten riesgos diversos a la flora, fauna y poblaciones aledañas.

Todos los residuos inflamables (papeles, madera, aserrín, sacos viejos, etc.) deben ser destruidos o guardados lo más lejos posible de las áreas peligrosas. Todos los desperdicios y trapos sucios de aceite o de combustibles deberán ser guardados en cajas metálicas cerradas y destruidas diariamente en hornos o en lugares bastante alejados y adecuados a tal finalidad. Similarmente, los desechos médicos deberán ser almacenados en bolsas de polietileno , encerrarlos en cajas metálicas para luego ser enterrados en rellenos sanitarios especiales

Se debe velar permanentemente por el orden y limpieza tanto en las áreas de operación como en los campamentos y vías de acceso en general.

## **VI. Experiencias en la labor de Auditoría e Inspectoría**

En vista que la labor de Auditoría e Inspectoría Técnica en el Sector Hidrocarburos es bastante amplia, a continuación se hará referencia a algunos aspectos que son más frecuentes en las baterías de producción existentes en operaciones de selva como en el Nor-Oeste peruano

### **1. Tuberías y Separadores**

- 1a) Uno de los problemas que siempre se observa son las pequeñas fugas en las líneas y sistemas de separación originando manchas y/o charcos de crudo que contaminan el área industrial; además que es riesgo potencial del inicio de siniestros.
- 1b) Se observó deterioros de las válvulas de compuerta del visor de los separadores, rebose de los tanques sumideros, picaduras en las líneas de drenaje de agua por efectos de la corrosión interna y externa, goteos en las bridas de unión tanto en los tanques, separadores y manifolds.
- 1c) Otra de las causas de pequeños derrames, es la reparación y/o mantenimiento de equipos y tuberías a pesar que se ejecutan cuando éstos son aislados del sistema.
- 1d) Las tuberías de flujo inicialmente estaban pintadas de colores que no correspondían a la Norma ITINTEC 399.012.1984. En vista que se trataba de una inversión considerable para cambiarlos de color, se acordó inicialmente identificar las líneas mediante anillos de un pie de ancho con los colores exigidos. Posteriormente, se fueron pintando en forma paulatina hasta alcanzar a la fecha un avance de aproximadamente el 80%.

Los principales colores utilizados son: Plateado para crudo, amarillo para gas, rojo para el sistema contra incendio, verde oscuro para agua de formación, verde claro para agua dulce, azul claro para aire y blanco para sustancias alimenticias.

### **2. Válvulas de Seguridad**

- 2a) Las válvulas de seguridad o relief de los separadores y/o tratadores son inspeccionados cada seis meses, pintándolos de un color específico para su identificación. Existen programas establecidos para su ejecución por campos y tipo de equipo asignado.

### **3.Tanques de crudo**

3a) Los tanques en general se encontraron con poca pintura de protección y sin ninguna especificación que exige la Norma. Paulatinamente se fueron pintando e identificando el tipo de producto contenido, así como el riego según rombo NFPA (National Fire Protection Association)

### **4.Sistema de Drenajes**

4a) En los tanques sumideros que colectan crudo de la trampa de chanchos, presentan constantemente pequeños derrames en la parte de la boca o tapa superior, ocasionado en algunos casos contaminación por dispersión del crudo a causa de las lluvias. El problema frecuente, es que las bombas de transferencias asignadas eran del tipo "gusano" no apropiados para estos fines; el tipo de bomba adecuado y que se recomendó se cambiara fue el autocebante de succión negativa. Además, el cebado de la bomba se hacía con petróleo que propiciaba aún más el ensuciamiento del área en lugar de realizarlo solo con agua.

4b) Las pozas de recuperación en su mayoría no son API como exige el reglamento y no cumplen a cabalidad su función ya que en el drenaje de agua que va hacia las quebradas o ríos, se observó presencia de trazas de crudo. El problema radica en la falta de limpieza de la borra que se va acumulando en las secciones laterales de la poza donde la velocidad de flujo es menor, por lo que se crea un canal en la sección media con un flujo que no permite una adecuada separación de las fases agua petróleo.

4c) En algunos casos, se ha observado un estrangulamiento de la tubería de drenaje por acumulación de cristales de sal, lo que sumados a la presión del separador, hacen que el fluido llegue a la poza con mucha fuerza dificultando el proceso de separación.

De acuerdo a los reportes y recomendaciones emitidos, se fueron tomando las acciones correctivas, mejorando en algunos casos su diseño y eficiencia.

## **5.Seguridad**

5a) Existe conciencia por parte del personal en evitar fumar o hacer uso de fuego abierto a menos de 50 m. de un pozo o Instalación Industrial. Adicionalmente, existen letreros de no fumar y equipos de control de incendios.

En algunos casos, se ha detectado que los extintores portátiles, no se encontraban ubicados en lugares estratégicos y en otros casos se instalaban en puntos de difícil acceso. Se solicitó se efectúe la revisión y re distribución correspondiente a cargo del personal de seguridad de la empresa contratista.

Al inspeccionar las Unidades de Servicio de Pozos, la mayoría de ellas cuenta con el equipamiento que específicamente exige el reglamento, tales como adecuada iluminación, escapes en los motores, avisos de seguridad, equipamiento de primeros auxilios, etc

Existen informes y registros por el servicio efectuado, incluyendo los pormenores de movimiento de la Unidad, detalles de los elementos utilizados durante el servicio, horas de parada, accidentes, etc

5b)Adicionalmente, en los paneles o tableros electrónicos, no existían letreros de "CUIDADO ALTO VOLTAJE", los que posteriormente fueron contruidos e instalados en cada uno de ellos.

5c) La mayoría de las baterías de producción, y equipos eléctricos no se encuentran provistos de mallas metálicas de resguardo como exige el reglamento. En lugares donde existen poblaciones cercanas, existe el peligro del ingreso de personas a la operación a pesar de la continua vigilancia que existe en el ingreso a ellas.

En muchos casos, se ha observado la desaparición de motores, herramientas y diversos accesorios, además las personas que realizan dichos actos, no conocen los riesgos que podrían ocasionales sobre todo si se trata de equipos eléctricos o hidráulicas.

Asimismo, se mantiene un estricto control de ingreso del personal en las áreas de trabajo y cada vez que se concluye un servicio, las condiciones son restauradas.

## **6.Inspección de equipos**

6a) La inspección de los equipos contra incendio, se realiza en forma permanente. En muchos casos, se prueban los equipos mediante prácticas y simulacros de lucha contra incendio; sin embargo en casi todas las baterías, las pizarras de brigadas contra incendio no se encontraban actualizadas, es decir figuraba solo el puesto mas no la persona que lo debería cubrir. Esta situación podría conllevar a

confusiones en casos de emergencia por lo que se recomendó mantenerlos al día.

En cumplimiento de lo referido, las Empresas programan cursos y charlas alusivas al conocimiento de los equipos y técnicas de lucha según el tipo de riesgo y condiciones que se presenten durante la emergencia.

Se ha podido verificar muchas situaciones que no están acorde con las actuales normas establecidas. En los informes que se remiten a la Dirección General de Hidrocarburos, se señalan las observaciones de excepciones al incumplimiento de las Normas con los correspondientes comentarios y sugerencias correctivas.



## **VII. Actitud del Cliente**

### **A. Respuesta a la Fiscalización**

Como en todos los casos de auditoría para muchas de las actividades del quehacer humano y la auditoría de operaciones petroleras no es una excepción, el auditado tiende a sentirse juzgado por el Auditor, tras lo cual inicialmente adopta una actitud de rechazo o recelo frente a esta labor.

### **B. Clientes Reacios**

Por tal motivo es que algunos supervisores de línea son reacios a la fiscalización, en un primer momento, encontrándose en muchos de los casos dificultades para fiscalizar tales como:

- 1) Recelo en la entrega de información para evaluar.
- 2) Negativa para acompañar al Inspector en el reconocimiento a las instalaciones de campo.
- 3) Dilatación del tiempo de inicio de la inspección, siendo este aspecto económicamente perjudicial para la Cía. Fiscalizadora.
- 4) Demora en la firma de las Actas de Inspección.

### **C. Clientes Empáticos**

En contraposición a las actitudes de las personas antes descritas, también existen (felizmente en mayor proporción) supervisores o profesionales que apoyan esta labor e inclusive manifiestan muchas de sus inquietudes dando valiosos aportes para la mejor solución a los problemas encontrados.

### **D. Cambio de mentalidad**

Sin embargo se ha notado que a medida que se viene desarrollando la labor de Auditoría e Inspectoría toda la supervisión está tomando conciencia de los cambios y mejoras en las operaciones, que atañen principalmente a los aspectos de seguridad industrial y protección ambiental.

## **VIII. Resultados de la Fiscalización**

Si bien es cierto que la labor de Auditoría e Inspectoría en el sub sector hidrocarburos es prácticamente nueva, sin embargo por las gestiones efectuadas en su período de aplicación se ha observado que ya existen resultados positivos con la consiguiente mejora de las operaciones y el entorno que los rodea, dentro de las que se puede mencionar son:

### **1. Adecuación a las Normas Internacionales**

Aunque la industria del petróleo usa generalmente estándares internacionales, especialmente para la Implementación de equipos y materiales, alguna de las veces debido a cambios o reparaciones, estos equipos son renovados con equipos nacionales, que no cumplen estos estándares, incumpliendo con la norma. En otros casos se ha encontrado que los procedimientos utilizados para la operación han sido cambiados y se han seguido por costumbre procedimientos no estandarizados. Todo estos casos se están detectando y subsanando progresivamente.

### **2. Mejora en las condiciones de la seguridad de las instalaciones**

Con el programa de fiscalización del presente año, se ha puesto especial interés en lo que respecta a seguridad (tanto para los trabajadores así como para la operación). Un avance notable se ha efectuado especialmente en lo que respecta a la reubicación en lugares estratégicos de extintores portátiles contra incendio, inspección y mantenimiento de las válvulas de seguridad en los separadores de producción, identificación de las tuberías de flujo, señalización en carreteras y campamentos, mejoras en la prevención y control de simientos y accidentes, capacitación en prácticas de lucha contra incendio y manejo defensivo. Por ejemplo, en la Cía Petroperú S.A., en 1994, se ha reducido en un 30% los accidentes por lesiones inhabilitadoras, y un 18% en lesiones menores, comparados con el año 1993.

### **3. Optimización en el mantenimiento preventivo y correctivo de equipos y partes de baterías de producción**

En función de lo absevado desde el inicio a la fecha en la labor de Auditoría e Inspectoría en las baterías de producción, se puede afirmar que logró un mejor cumplimiento de los planes y programas de inspección y mantenimiento de los equipos y partes de las baterías de producción, principalmente en lo que respecta al cambio de líneas de flujo con presencia de severa corrosión externa e interna, inspección, limpieza, reparación y pintado de tanques de crudo, mantenimiento de los separadores y tratadores de crudo, inspección y calibración de los instrumentos de control, limpieza y mantenimiento de drenajes y pozas API, reparación y cambio de válvulas, etc.

#### **4. Concientización de la Importancia de la Protección Ambiental (Respuesta Ecológica)**

Inicialmente los aspectos de protección ambiental, en las empresas fiscalizadas, fueron tomados como algo secundario, dando prioridad a los aspectos técnicos. Sin embargo la constante observación de situaciones que no se ajustan a la normatividad actual, ha hecho que las empresas se organicen internamente y creando Unidades o grupos de trabajo dedicados a la subsanación o reparación de los daños causados por diferentes prácticas operativas en el ambiente, o a la implementación de equipos y procedimientos tendientes a la preservación del medio.

Como uno de los logros se puede mencionar el mejoramiento del diseño de las pozas API, limpieza de quebradas y plataformas, permanente monitoreo de las aguas de los ríos y quebradas, utilización de los rellenos sanitarios para el desecho de la basura en general, construcción de acueductos para la eliminación del agua producida, adquisición de equipos para la recuperación y control de derrames, etc.

#### **5. Cambio de actitud frente a la labor de Auditoría e Inspectoría**

Podemos decir que al inicio de toda acción de fiscalización, la actitud de las empresas auditadas y de su personal es de recelo o temor hacia esta labor, pero a medida que el auditor va apoyando con su trabajo la mejora de las condiciones de trabajo operativo, de seguridad del personal y principalmente, de protección del ambiente, las empresas han ido entendiendo que esta labor es mayormente de ayuda antes de juzgamiento o en busca de sanciones.

## IX. Conclusiones

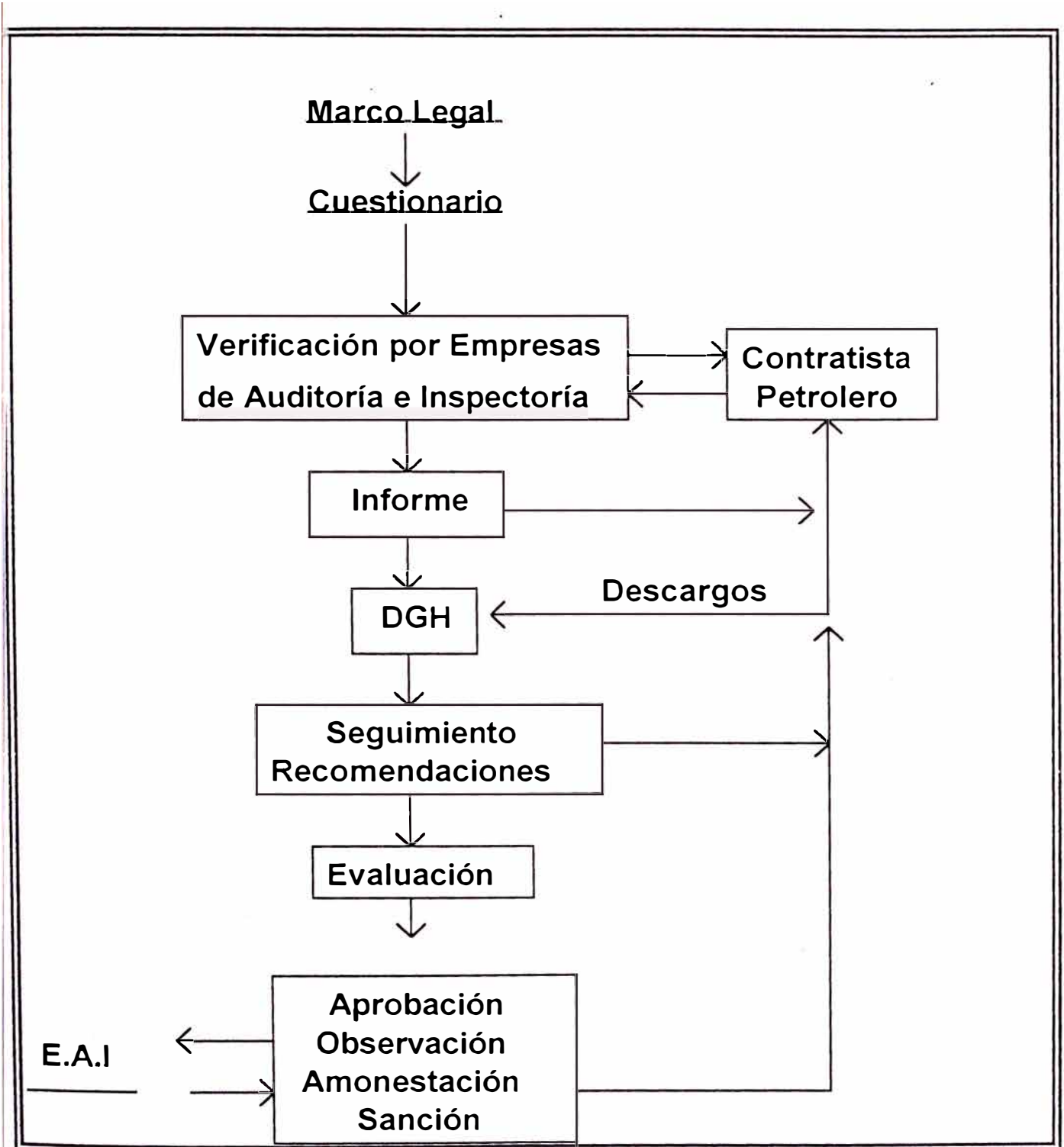
Como conclusión podemos decir que el presente programa de fiscalización está dando los resultados esperados por el Ministerio, principalmente en los siguientes aspectos:

- Sustancial mejora en las condiciones de seguridad en que operan las baterías de producción, plataforma de pozos y ductos.
- Toma de conciencia de la importancia de la legislación ecológica y su aplicación en la protección del medio ambiente.
- Mejoras en el mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos e instalaciones con la consiguiente reducción de pérdidas horas/hombre.
- Optimización en la prevención y control de situaciones indeseables en la operación (accidentes, siniestros, etc.).

Cabe señalar que la medición y/o cuantificación de los logros obtenidos se hacen generalmente en función de los avances en porcentajes referidos a un total de observaciones por cada rubro en forma independiente. Asimismo se toma en consideración los planes y programas establecidos para cumplimiento de los objetivos.

## X. Diagramas

Diagrama del Movimiento de Fiscalización



E.A.I. = Empresa de Auditoría e Inspectoría

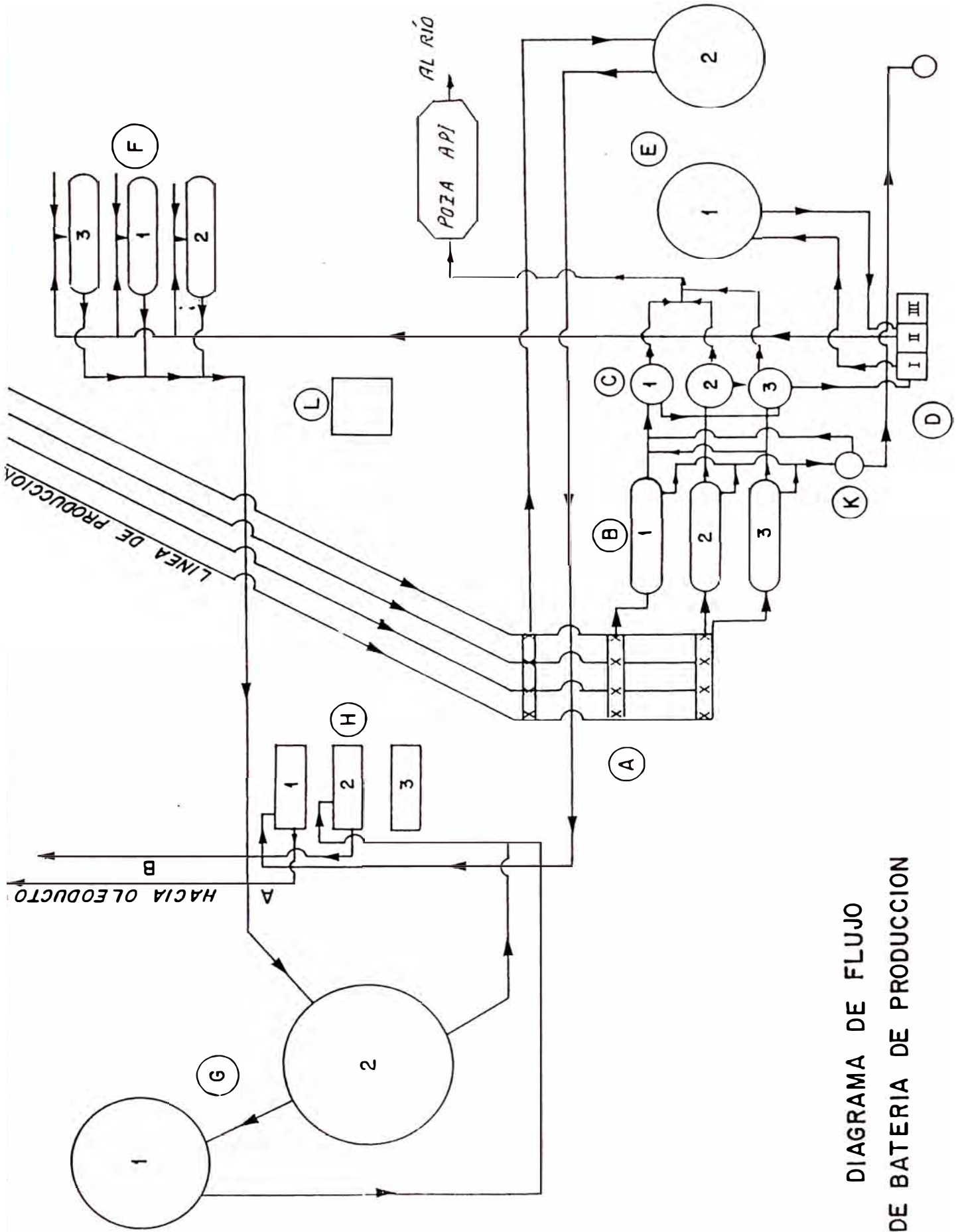


DIAGRAMA DE FLUJO  
DE BATERIA DE PRODUCCION

## **XI. Tablas.**



Tabla N°. 1

METER 1		0.9612 Factor anterior		
Prueba	Factor	Diff	Diff <sup>2</sup>	
93- 92	0.9588	4.0E-04	1.6E-07	VALIDO
93- 94	0.9600	-8.0E-04	6.4E-07	VALIDO
94- 1	0.9592	0.0E+00	0.0E+00	VALIDO
94- 2	0.9593	-1.0E-04	1.0E-08	VALIDO
94- 5	0.9592	0.0E+00	0.0E+00	VALIDO
94- 6	0.9590	2.0E-04	4.0E-08	VALIDO
94- 9	0.9595	-3.0E-04	9.0E-08	VALIDO
94- 10	0.9594	-2.0E-04	4.0E-08	VALIDO
94- 15	0.9589	3.0E-04	9.0E-08	VALIDO
94- 16	0.9586	6.0E-04	3.6E-07	VALIDO
94- 18	0.9594	-2.0E-04	4.0E-08	VALIDO
94- 19	0.9595	-3.0E-04	9.0E-08	VALIDO

METER 2		0.9610 Factor anterior		
N° Prueba	Factor	Diff	Diff <sup>2</sup>	
1 93- 90	0.9606	3.0E-04	9.0E-08	VALIDO
2 93- 91	0.9614	-5.0E-04	2.5E-07	VALIDO
3 93- 93	0.9623	-1.4E-03	2.0E-06	VALIDO
4 94- 3	0.9599	1.0E-03	1.0E-06	VALIDO
5 94- 4	0.9601	8.0E-04	6.4E-07	VALIDO
6 94- 7	0.9611	-2.0E-04	4.0E-08	VALIDO
7 94- 8	0.9605	4.0E-04	1.6E-07	VALIDO
8 94- 11	0.9612	-3.0E-04	9.0E-08	VALIDO
9 94- 12	0.9614	-5.0E-04	2.5E-07	VALIDO
10 94- 13	0.9612	-3.0E-04	9.0E-08	VALIDO
11 94- 14	0.9604	5.0E-04	2.5E-07	VALIDO
12 94- 17	0.9611	-2.0E-04	4.0E-08	VALIDO

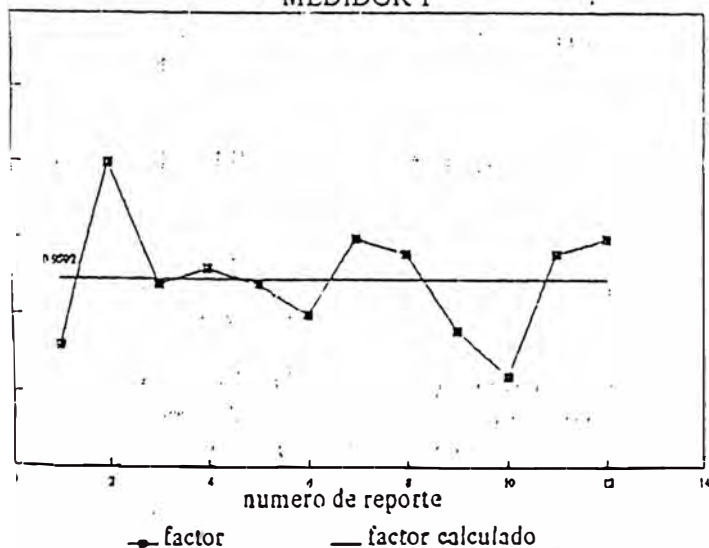
0.9592  
Sigma 1: 0.000377

LSC = 0.9603  
LC = 0.9592  
LIC = 0.9581

0.9609  
Sigma 2: 0.000665

LSC = 0.9629  
LC = 0.9609  
LIC = 0.9589

MEDIDOR 1



MEDIDOR 2

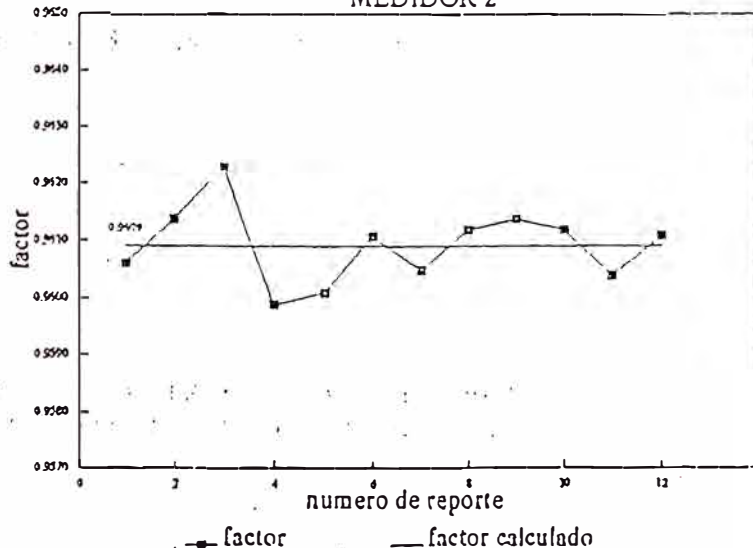


Tabla N° 2

*Concentración Máxima aceptable de Contaminantes en el Aire*

<i>PARAMETRO</i>	<i>LIMITES RECOMENDADOS</i>
<i>Contaminantes Convencionales</i>	
<i>Partículas, promedio 24h</i>	<i>120 µg/m³</i>
<i>Monóxido de Carbono, promedio 1h / 8h</i>	<i>35mg/m³ / 15mg/m³</i>
<i>Gases Acidos</i>	
<i>Acido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), promedio 1h</i>	<i>30 µg/m³</i>
<i>Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), promedio 24h</i>	<i>300 µg/m³</i>
<i>Oxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>), promedio 24h</i>	<i>200 µg/m³</i>
<i>Compuestos Orgánicos</i>	
<i>Hidrocarburos, promedio 24h</i>	<i>15000 µg/m³</i>

*Con el objeto de estandarizar la composición del gas y los contaminantes, los objetivos de emisión se expresan en relación a los metros cúbicos secos de gas de combustión a 25 °C y 101.3 Kpa (presión atmosférica) y 11% de oxígeno en el gas de salida.*

Tabla N° 3

PROGRAMA DE MONITOREO EFLUENTES LIQUIDOS						
CARACTERISTICAS	AGUAS SERVIDAS	EFLUENTES REFINERIAS TOPPING	AGUA PRODUCIDA	AGUA DE LLUVIA CONT<1>.	EFLUENTE REFINERIA FCC +	CUERPO RECEPTOR
Caudal	Y	Y	Y	Y	Y	Y
Temperatura	Y	Y	Y	Y	Y	Y
pH	Y	Y	Y	Y	Y	Y
Conductividad	-	Y	Y	Y	Y	Y
TSD	Y	Y	Y	Y	Y	Y
Cl-	-	Y	Y	-	Y	Y <2>
DBO	Y	-	-	-	-	-
Origeno Disueltos	Y	-	-	-	-	Y
Coliformes Totales	Y	-	-	-	-	-
Aceites y Grasas	-	Y	Y	Y	Y	Y
Fósforo	Y	-	-	-	-	-
Nitrógeno Ammoniacal	Y	-	-	-	-	-
Ferrosos	-	-	-	-	Y	-
Sulfuros	-	-	-	-	Y	-
Ph	-	-	Y	-	Y	Y
Cl	-	-	Y	-	Y	Y
Ba	-	-	Y	-	Y	Y
Hg	-	-	Y	-	Y	Y
Cr	-	-	Y	-	Y	Y
<p>FRECUENCIA DE MEDICION: Será la que determine el responsable de la operación para obtener información confiable para la elaboración de estándares de emisión. La frecuencia de monitoreo durante los primeros 12 meses de la promulgación, con R.D. de la OGAA, de los lineamientos para el monitoreo, no podrá ser menor de 1 vez por mes. posteriormente será de acuerdo a la frecuencia que el responsable propondrá en el PAMA.</p>						
<p>PUNTO DE MUESTREO: 1.-En el vertedero de descarga final en el caso de efluentes.                  2.-En los cuerpos receptores aproximadamente 500 mts. aguas arriba y abajo del punto de vertimiento en el caso de ríos; en el mar y lagos tener en cuenta las corrientes acuáticas.</p>						
<p>&lt;1&gt; Solo si el sistema de recolección y tratamiento es segregado de los otros efluentes.                  &lt;2&gt; Excepto en el mar</p>						

Tabla N° 4

PROGRAMA DE MONITOREO DE EMISION GASEOSA				
CARACTERISTICAS	SUMATORIA DE VENTOS DE GAS POR CAMPO	ESTACIONES DE GENERACION ( GASES DE COMBUSTION) <1>	CHIMENEAS <2> (GASES DE COMBUSTION)	AIRE
Caudal	X	X	X	
Cromatografia <3>	X	-	-	
Particulas		X	X	X
Monoxido de Carbono		X	X	X
H2S	X			X
SO2		X	X	X
NOx		X	X	X
Hidrocarburos no metano	-	X	X	X
<1> Calculado con AP - 42 de la EPA (ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY DE EEUU) <2> Analisis gases de chimeneas o calculado con AP - 42 de la EPA. <3> Una vez al año, cromatografia tipica.				
FRECUENCIA DE MEDICION: Será la que determine el responsable de la operación para obtener información confiable para la elaboración de estándares de emisión. La frecuencia de monitoreo durante los primeros 12 meses de la promulgación, con R.D. de la DGAA, de los lineamientos para el monitoreo, no podrá ser menor de 1 vez por mes, posteriormente será de acuerdo a la frecuencia que el responsable propondrá en el PAMA.				
Punto de Muestreo del Aire : Aproximadamente 100 mts de la fuente mayor de emisión en la dirección del viento, a 1.50 m del suelo.				

Tabla N° 5

**INFORME DE FISCALIZACION PARA EL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS**

1. Nombre de la Empresa de Auditoría e Inspectoría	2. Nombre de la Entidad Fiscalizada
--	-------------------------------------

3. Fecha del Examen Practicado	4. Tipo de Examen : Programado	5. Sub - Sector
Desde	Hasta	

6. Conclusiones:

7. Recomendaciones :

A) AI MEM: -

B) A la empresa fiscalizada:

De la Empresa Auditora e Inspectoría	De la Empresa Fiscalizada
DEL / LOS PROFESIONAL (ES)	GERENTE / REPRESENTANTE
REPRESENTANTE LEGAL	

**PARA SER LLENADO POR EL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS**

REVISION PRELIMINAR			
RESULTADO		POR DIRECCION DE FISCALIZACION	POR DIRECCION GENERAL ASUNTOS AMBIENTALES
Debe Evaluarse:	Muestreo:	Nombre, Firma y Fecha	Nombre, Firma y Fecha
	N° Asignado:		

**RESULTADO DE EVALUACION**

CONFORME	ANOMALO	EVALUADOR
	Nota Explicatoria N°.	

**Documentación Adjunta**

**ANEXOS**

- Resumen sustento de Conclusiones
- Resumen sustento de Recomendaciones
- Cuestionario Absuelto
- Descargo de la entidad fiscalizada
- Otros

Si / No N° Pags.
