

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**"OPERACIONES DE PRODUCCIÓN DE  
PETRÓLEO - CONTROL DEL MEDIO  
AMBIENTE EN ONO"**

**Titulación por Examen Profesional**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO PETROQUÍMICO**

**BELIZARIO CORNEJO CABELLOS**

*Promoción 1973*

**LIMA - PERÚ  
1995**

*A mis queridos padres,  
Aurelio y Luzmila,  
siempre presentes....  
...eternamente agradecido.*

*A mi esposa e hijos  
por su apoyo y comprensión.*

## **AGRADECIMIENTO**

**Agradezco a mi Alma Mater, la Universidad Nacional de Ingeniería, en cuya casa aprendí que la búsqueda del conocimiento es un reto permanente.**

**Agradezco a los Catedráticos de mi distinguida Facultad, que con sus enseñanzas contribuyeron a mi formación profesional.**

**Agradezco a PETROPERU, empresa en la que laboré durante 20 años, por las oportunidades brindadas que han permitido enriquecer con la experiencia, los cimientos del saber recibidos en mi Alma Mater.**

**B. CORNEJO**

## OPERACIONES DE PRODUCCION DE PETROLEO

### CONTROL DEL MEDIO AMBIENTE EN ONO

<u>INDICE</u>	<u>PAGINA</u>
1. INTRODUCCION	1
- 2. DESARROLLO DEL TRABAJO	2
2.1 COMITE DE PROTECCION AMBIENTAL EN EL NOROESTE	2
2.2 INVENTARIO DE ACTIVIDADES DE PROTECCION AMBIENTAL	2
2.2.1 DESCRIPCION DE LA ZONA DE OPERACIONES EN EL NOROESTE	3
2.2.2 ACTIVIDADES CORRECTIVAS DE CORTO PLAZO (1992) -	3
2.2.3 ACTIVIDADES CORRECTIVAS DE MEDIANO PLAZO (1993)	5
2.2.4 ACTIVIDADES CORRECTIVAS DE LARGO PLAZO (1994)	7
2.2.5 PLAN DE CONTINGENCIA	8
2.3 OPERACIONES DE PRODUCCION-CONTROL DEL MEDIO AMBIENTE	9
2.3.1 FLUIDOS DE PERFORACION	9
I. TOXICIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.	10
II. PROCEDIMIENTO DEL BIOENSAYO	11
III. FLUIDOS DE PERFORACION USADOS EN ONO (ONSHORE)	12
2.3.2 OPERACIONES DE PRODUCCION	13
I. POLUCION DEL AGUA	15

<u>INDICE</u>	<u>PAGINA</u>
I.A. EQUIPOS DE TRATAMIENTO DE AGUAS	16
II. POLUCION DEL AIRE	19
II.A CARACTERISTICAS DEL GAS H <sub>2</sub> S	20
II.B EFECTOS DEL H <sub>2</sub> S SOBRE LAS PERSONAS	21
II.C PRODUCCION DEL H <sub>2</sub> S EN ONO	22
2.3.3 TRANSPORTE DEL PETROLEO	23
I. CONTROL DE CONTAMINACION EN EL TRANSPORTE	24
II. DERRAMES DE PETROLEO (OIL SPILLS)	26
2.4 STANDARDS Y REGULACIONES	27
2.4.1 NORMAS NACIONALES	27
2.4.2 NORMAS INTERNACIONALES	30
I. REGULACIONES SOBRE EL H <sub>2</sub> S EN OPERACIONES DE PRODUCCION	30
II. REGULACIONES PARA CORTAR LAS EMISIONES DE LIQUIDOS ALMACENADOS	33
III. REGULACIONES SOBRE EL CONTROL DE EFLUENTES Y DERRAMES	33
3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	35
4. ANEXOS Y BIBLIOGRAFIA	37

## 1. INTRODUCCION

Los combustibles fósiles son la fuente más importante de energía en la mayoría de los países del mundo.

El petróleo, es el más versátil y puede ser usado como combustible en todos los sectores: transportes, agricultura, comercio, hogar, etc.

La actividad petrolera es el sector industrial más grande y puede ser dividido en un número importante de operaciones incluyendo exploración y producción, transporte, refinación y mercadeo involucrando actividades logísticas tales como almacenamiento y distribución, etc.

Las operaciones de producción de petróleo y gas y las regulaciones del medio ambiente son compatibles si se toman las medidas preventivas adecuadas para proteger los tres recursos básicos del medio ambiente: tierra, aire y agua.

Los Ingenieros de Petróleo necesitamos aprender las ciencias emergentes de la percepción del riesgo, teniendo en cuenta que para la opinión pública en general, el riesgo es frecuentemente diferente del cálculo simple basado en proyecciones estadísticas.

El clamor general en el mundo en desarrollo es lograr un desarrollo sostenido. Bajo esta premisa en nuestro país se publica el Decreto Legislativo 613 el 8 de setiembre de 1990 - Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales y la Resolución de Contraloría No. 637-91-CG del 27 de octubre de 1991; con el propósito de identificar, priorizar y seleccionar áreas críticas y/o de incidencia, cuyos focos de contaminación, deterioro o daño ambiental requiera tomar las acciones necesarias que permita mitigar, eliminar, evitar o suspender los mismos.

El presente trabajo presenta las acciones desarrolladas por el Comité de Protección Ambiental en el Noroeste. Asimismo describe las principales técnicas operativas para salvaguardar los recursos básicos del medio ambiente; las acciones de prevención y control y los principales aspectos de la legislación internacional sobre esta materia.

Se dan recomendaciones sobre las medidas que deben tomarse desde la boca del pozo hasta el terminal de embarque para cautelar adecuadamente el medio ambiente.

## **2.0 DESARROLLO DEL TRABAJO**

### **2.1 COMITE DE PROTECCION AMBIENTAL EN EL NOROESTE**

Como fruto de los dispositivos legales antes mencionados nace en ONO este Comité con fecha 28 de enero de 1992.

La Gerencia de Operaciones Noroeste consideró necesario instituir este Comité con el encargo de conciliar esfuerzos y acciones a nivel Empresa, con el fin de minimizar las diversas formas de contaminación y/o deterioro del entorno ambiental.

El comité quedó instalado bajo la siguiente estructura:

Presidente	Ing. Belizario Cornejo - Superintendencia Exploración Producción.
Miembros	Ing. Luis Torres - Superint.- Refinación y Petroquímica  Ing. Esmeldi Saldarriaga - Superint. Servicios Técnicos  Dr. Julio Piscoya - Superint. Administrativa
Secretario	Ing. Alberto Sheppard - Jefe Sección Seguridad e Higiene Industrial.

De acuerdo a la tendencia universal de la Industria el ámbito de acción abarcó aspectos del Medio Ambiente, Salud y Seguridad en todas las operaciones de la Empresa.

Dada la naturaleza de este trabajo, solamente describiremos las actividades relacionadas con el Area Exploración Producción.

### **2.2 INVENTARIO DE ACTIVIDADES DE PROTECCION AMBIENTAL**

En su etapa inicial el Comité realizó un inventario que permitiera el planeamiento de actividades correctivas de corto, mediano y largo plazo para lograr nuestro objetivo de un desarrollo sostenido de la industria del petróleo en armonía con la naturaleza y en función de la Política Ambiental de PETROPERU S.A. (Circular IDES-PA-002-92 del 28.02.92) que estableció un plazo razonable de 7 años para realizar la adecuación total de nuestras operaciones a lo dispuesto en la legislación vigente en materia ambiental.

### 2.2.1 Descripción de la Zona de Operaciones en el Noroeste

La zona productora del petróleo en la costa se encuentra ubicada en el Noroeste del Perú. en una franja territorial de 140 Km. x 120 km. (4.2 millones de Acres).

La Cuenca Talara se encuentra produciendo desde mediados del siglo 19, siendo el área más antigua de producción de hidrocarburos en el Perú, con una producción acumulada de 1274.7 millones de barriles. La producción al mes de junio de 1993 fue de 44.7 mb/d obtenida de 3,177 pozos productores (pozos en tierra-Onshore-PETROPERU: 1,743, Cavelcas: 121, VEGSA: 127, OXY-BRIDAS: 766; Pozos en mar - Offshore-PETROMAR: 420) con una profundidad promedio de 4,606 pies para los pozos perforados en el año 1992. La gravedad promedio del petróleo producido en el Noroeste es 33.4 API.

Las reservas probadas y probables son estimadas en 354.8 millones de barriles con unas reservas posibles adicionales de 422 millones de barriles a fines de 1992.

En el Area Talara la producción al mes de junio 1993 fue como sigue:

PETROPERU	18,081	bls/día-Operaciones en tierra.
CAVELCAS	571	bls/día- "
VEGSA	466	bls/día- "
OXY-BRIDAS	5,002	bls/día- "
		Parcialmente asistida por inyección de agua.
PETROMAR	20,623	bls/día-Operaciones en el Mar.
TOTAL	44,743	

El área de operaciones en tierra es desértica con un clima seco todo el año y sin fuentes de agua subterráneas para consumo humano.

### 2.2.2 ACTIVIDADES CORRECTIVAS DE CORTO PLAZO

De acuerdo al plan de privatización previsto a la fecha, para ONO se priorizó la atención de los Patios de Tanques de Fiscalización de Crudo en el área sur y reparación de tanques de baterías de producción en el área norte. Asimismo se inició un programa de mantenimiento y reemplazo de tramos en mal estado de los oleoductos principales.



Bajo este esquema se tuvieron los siguientes avances en el año 1992.

I. Reparación de Tanques de Fiscalización en Patios de Tanques.-

a. Tk. 1646 HCT-Tablazo (31 MBls).

Estuvo fuera de servicio desde abril de 1988. Se reemplazó fondo, se reparó el techo y escalera del sistema de medición.  
(Expediente AD-DCNO-92-009).-Costo S/. 330,000

b. Tk. 1648 HCT-Tablazo (41 MBls).

Estuvo fuera de servicio desde julio de 1989. Se reemplazó fondo, reparó el techo y escalera del sistema de medición.  
(Expediente AD-DCNO-92-014).-Costo S/. 275,000-

c. Tk. 1650 HCT Tablazo (22 MBls).

Se reemplazó fondo, reparó techo, escalera y accesorios. Costo S/. 350,000

d. Tk. 31 HCT Lobitos (55 MBls).

Se reparó el techo y escalera. Costo S/. 220,000

e. Tk. 6 HCT Lobitos (39 MBls).

Se reparó cilindro, techo y escalera. Costo S/. 220,000

II. Reparación de Tanques de Baterías de Producción - Area Norte

a. Tk. Gun Barrel N° Y-9432 de 1 MBls. Bat. 607 Yegua. Se cambió fondo. Costo S/. 10,000

b. Tk. Gun Barrel N° 1 de 3 MBls. Bat. 956 Laguna. Se cambió fondo y reparó techo. Costo S/. 20,000

c. Tk. Gun Barrel N° 2 de 2 MBls. Bat. 956 Laguna. Se cambió fondo. Costo S/. 18,000

d. Tk. Almacenamiento N° 30 de 5 MBls. Bat. 602 La Tuna. Se cambió fondo. Costo S/. 20,000

e. Tk. Almacenamiento N° 4 de 1.5 MBls. de Est. 605 Carrizo. Se cambió fondo. Costo S/. 15,000

### 2.2.3 Actividades Correctivas de Mediano Plazo (1993)

En un análisis de riesgos de las ubicaciones de las instalaciones petroleras y de los principales oleoductos se determinó que el Patio de Tanques de Cabo Blanco, ubicado frente al mar, requería preferente atención por tener sus muros de contención en mal estado. Asimismo se priorizó la reparación y mantenimiento de los tanques de almacenamiento ubicados en las Estaciones de Bombas y los oleoductos principales que unían dichas estaciones, convertidas en puntos de fiscalización de los contratos de explotación recientemente firmados en el N.O., con el Patio de Tanques Tablazo; que es la estación más importante en el almacenamiento y suministro de crudo para la Refinería Talara. (1) (2) (3) (4).

#### I. Reparación de Tanques de Estac. Bombas 59 Overales

	<u>COSTO S/.</u>
a. Tk. 1837.- 2 MBls. Se efectuó limpieza para cubicar.	
b. Tk. 1836.- 2 MBls. Se efectuó limpieza para cubicar.	
c. Tk. 1835.- 2 MBls. Se reparó fondo, techo y escalera	43,300
d. Tk. 1834.- 2 MBls. Se reparó fondo, techo y escalera	43,300
e. Tk. 3M2.- 3 MBls. parchado de fondo y techo	40,000

#### II. Reparación de Tanques de Estación Bombas 172-Pariñas

	<u>COSTO S/.</u>
a. Tk.843.- 5 MBls. Se efectuó cubicación:	
b. Tk. 844.- 5 MBls. Falta reparar.	
c. Tk. 1637.- 3 MBls. Se efectuó cubicación.	
d. Tk. 1643.- 1.7 MBls. Se efectuó cubicación (LCT)	
e. Tk. 1644.- 1.7 MBls. Falta reparar.	

III. En el Presupuesto de Inversiones del año 1993 se han priorizado los siguientes trabajos:

N° API	DESCRIPCION	MONTO INVERSION MUS\$	INVERSION ESTE AÑO MUS\$
70002A	Const.Muro Contención P.T.El Alto y Cabo Blanco	115.00	115.00
11006	Reemp.y Sop. 33,000'x6" Oleoducto EB59-P.T. Tablazo	445.00	423.00
70011	Reparac.Muro Contenc. y carret.acceso P.T. Tablazo	118.00	118.00
A0007A	Const.Muro Poza Drenaje Pto.Fisc.602 La Tuna	25.00	25.00
A0008A	Const.Muro Contenc.y Poza Drenaje E.B.172 Pariñas	40.00	40.00
21021	Ampliación y mejoras E.B. 59 Overales	198.00	198.00
01003	Reemp.tramos Oleoductos 3",4",6",8",10"	682.00	186.00
A0010A	Reparac.y/o Reemp.Tramos Sist.Principal de N.O.	646.00	388.00
21001	C.E.I. 12,000'x 4"OLE. Bats. 602-608	90.00	31.50
A0020A	Sistema Contraincendio P.T. El Alto	1,000.00	240.00
A0021A	Sistema Contraincendio P.T. Cabo Blanco	430.50	122.70
TOTAL	PROYECTOS RELACIONADOS CON PROTECCION AMBIENTAL	3,789.50	1,887.20
TOTAL	INVERSIONES 1993- OPERACIONES NOROESTE	16,564.30	8,970.00
ONO - %	PROYECTOS PROTECCION AMBIENTAL 1993	22.87%	21%

#### **2.2.4 Actividades Correctivas de Largo Plazo (1994)**

En las actividades petroleras, la prevención del deterioro del medio ambiente es la clave para su conservación. En consecuencia, el posible impacto ambiental que producirían las operaciones de PETROPERU S.A., será evaluado antes del inicio de cualquier actividad.

Se debe dar énfasis al uso de tecnologías cuyos procesos sean compatibles con el medio ambiente y reemplazar aquéllos procedimientos contaminantes aplicados en el pasado.

La capacitación de los recursos humanos en aspectos de protección ambiental es clave para la implementación de medidas preventivas.(5) (6).

Considerando que pueden ocurrir accidentes tecnológicos, pese a las medidas de prevención establecidas, es obligación de PETROPERU S.A. implementar los planes de contingencia necesarios para minimizar cualquier daño accidental al medio ambiente, así como planes especiales de recuperación para las áreas afectadas.

Como objetivos para esta etapa el Comité priorizó los siguientes proyectos, entre otros:

##### **I. Disminución de Magnitud y Frecuencia de Derrames**

- a. Proyecto Reemplazo de Tuberías.
- b. Proyecto de Protección Catódica.
- c. Proyecto de Protección Química.

##### **II. Disposición de Contaminantes Gaseosos**

- a. Proyecto de Instalación de Quemadores (antorchas).
- b. Proyecto de Reciclaje.
- c. Proyecto de Venta o Uso Propio.

##### **III. Evaluación y Control de la contaminación de las facilidades de petróleo y gas con materiales radioactivos que se presentan naturalmente en dichas instalaciones. (NORM-Naturally Occurring Radioactive Materials).(7).**

## 2.2.5 PLAN DE CONTINGENCIA

### I. OBJETIVO

El Comité elaboró el Plan Zonal de Contingencia del Dpto. de Producción (Fig. No. 1) que en conjunto con el Plan preparado para la Refinería Talara, constituyeron el Plan Global de Operaciones Noroeste. Este Plan (Memorando GONO-334-92/EPNO-274-92 del 20.10.1992) fue el primero elaborado en la empresa a nivel nacional, en concordancia con los lineamientos establecidos en el Plan Nacional de Contingencia aprobado por D.S. N° 003-86-MA del 05.02.86.

Los objetivos básicos fueron:

Contrarrestar los daños que puedan ocasionar los derrames de hidrocarburos en las costas del Noroeste.

Optimizar el uso de los recursos materiales y humanos comprometidos con el control de derrames, unificando los criterios operacionales y centralizando las acciones para el combate mediante una sola unidad operativa.

Neutralizar los efectos de la contaminación y reducir al mínimo los daños ocasionados por un derrame de hidrocarburos en los ecosistemas hídricos.

### II. ALCANCES DEL PLAN ZONAL

El ámbito del plan comprende fundamentalmente el área de influencia de las operaciones del Dpto. de Producción cercana a las playas como son:

Patio de Tanques Cabo Blanco, Patio de Tanques Lobitos, Oleoducto PTS-Tablazo y algunos pozos ubicados frente a la playa.

### III. TAREAS Y RESPONSABILIDADES

- Asumir la responsabilidad inmediata de control del derrame, activando el plan zonal respectivo.
- En caso la contingencia supere la capacidad de repuesta del Organismo de Coordinación Zonal, solicitará apoyo a fin de activar el Plan Local correspondiente.

Efectuar la capacitación permanente del personal asignado al OCZ

Efectuar visitas inspectivas para detectar riesgos potenciales de contaminación.

## **2.3 OPERACIONES DE PRODUCCION-CONTROL DEL MEDIO AMBIENTE**

### **2.3.1 Fluidos de Perforación**

En el proceso de la perforación de un pozo se genera amplia variedad de desechos. Entre otros se incluyen:

Fluidos de Perforación  
Recortes  
Fluidos de Completación

En los primeros años de la industria cuando los pozos eran superficiales, los fluidos de perforación fueron muy simples y contenían principalmente agua y arcillas perforadas, con la adición ocasional de arcillas en superficie para incrementar el peso y espesor del lodo. Conforme se incrementó la profundidad, se encontró que se podía añadir más peso a los lodos a través del uso de óxidos de hierro y baritina (sulfato de bario).

Estos ingredientes naturales y básicos: baritina para el peso y arcilla (bentonita) para la viscosidad, son todavía los ingredientes principales en uso hoy día.

Para desarrollar las propiedades adicionales en los lodos, necesarias para el control de la variedad de condiciones existentes en los pozos hoy en día: mayores regímenes de perforación, pozos más profundos, etc. se han publicado más de 1,000 patentes para fluidos de perforación.

Los fluidos de perforación generalmente se circulan como parte de un sistema cerrado. Aunque hay dos sistemas básicos de lodos: base agua y base aceite, sólo se permite descargar en superficie a los sistemas de base agua.

Para evaluar los efectos potenciales de los fluidos de perforación sobre el medio ambiente ha sido necesario desarrollar datos de toxicidad sobre el fluido total y sus componentes.

Los fluidos de perforación no son considerados peligrosos para el medio ambiente en la mayoría de los casos. A menos que contengan metales pesados o aceites, pueden ser descartados sin representar un peligro para el medio ambiente. Hay regulaciones especiales para el descarte de los recortes y el lodo costa afuera.(8) (9) (10).

## I. TOXICIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

Las características tóxicas de un fluido de perforación están determinadas por su composición. El volumen total de los residuos de perforación está relacionado en parte a la composición del fluido de perforación. La composición también está relacionada a los requerimientos de performance.(11).

El tipo más simple de lodo base agua, adecuado para perforar bajo muchas condiciones, es el **LODO LIGNOSULFONATO**. Los aditivos básicos son: baritina, bentonita, soda cáustica, lignito y cromo lignosulfonato.

Desde 1980, la tendencia de la industria ha sido usar lodos polímeros. Los aditivos básicos son baritina, polímero polyacrylamide, goma xanthan, carboxymethyl-celulosa y soda cáustica.

Los fluidos de perforación que contienen solamente los componentes básicos de los lodos lignosulfonatos y polímeros tienden a pasar favorablemente los bioensayos marinos.

Las pruebas de toxicidad o bioensayos están diseñadas para medir el efecto de un producto químico o efluente sobre un organismo de prueba. Aunque una variedad de efectos se pueden observar en estas pruebas, la **LETALIDAD** es la principal medida en el bioensayo del fluido de perforación. Grupos de organismos son expuestos a varias concentraciones de los efluentes en prueba por un predeterminado intervalo de tiempo (96 hrs. para los fluidos de perforación) y se calcula la concentración a la cual muere el 50% de la población. Esta concentración letal conocida como: 96-hrs. LC<sub>50</sub> nos proporciona la mejor evaluación de la respuesta de dichos organismos al efluente en prueba.

## II. PROCEDIMIENTO DEL BIOENSAYO

El procedimiento se realiza de acuerdo a las especificaciones del EPA (Environmental Protection Agency-USA), la cual revisó en el año 1985 el método proponiendo un nuevo protocolo, que es aplicado por la industria.(12) (13) (14).

El procedimiento simula las condiciones de descarga separando un fluido de perforación en tres fases:

La fase sólida (sedimento), la fase de partículas suspendidas y la fase líquida.

Estas fases representan la típica separación física de un fluido de perforación cuando es descargado, y son formulados de acuerdo al esquema de la fig. 2.

Actualmente, sólo la prueba de la fase de partículas suspendidas (SPP) es aceptada oficialmente por la EPA para permitir las descargas de los fluidos y recortes de perforación.

Un alto valor LC50 indica baja toxicidad y un bajo valor LC50 indica un alto grado de toxicidad.

La siguiente tabla es una clasificación de los grados de toxicidad acuáticos usados por la comunidad científica internacional, la cual ilustra este punto.

**TABLA I**

### **CLASIFICACION DE GRADOS DE TOXICIDAD**

<b><u>CLASIFICACION</u></b>	<b><u>VALOR LC<sub>50</sub>, PPM.</u></b>
Prácticamente No Tóxico	>10,000
Ligeramente Tóxico	1,000-10,000
Moderadamente Tóxico	100-1,000
Tóxico	1-100
Muy Tóxico	<1



La EPA en su última revisión de permisos para descargar lodos en el Golfo de México, a partir del año 1986, fijó en 30,000 ppm como el límite operativo del LC<sub>50</sub>.(11) (13). Añadiendo posteriormente límites en los contenidos de cadmio y mercurio en la baritina (Stock Barite) a un máximo de 3 mg/Kg y 1 mg/Kg respectivamente y prohibiendo la descarga de diesel y petróleo libre fácilmente observables por la formación de películas aceitosas en la superficie marina.(15).

### III. FLUIDOS DE PERFORACION USADOS EN EL NOROESTE (ONSHORE)

En general los fluidos de perforación usados en el N.O. son de base agua y contienen de 40 a 70% de agua como el componente principal del sistema:

Diversos componentes (baritina, arcillas, lignosulfonatos, lignitos, polímeros y soda cáustica) constituyen el 90% de la fase sólida y el remanente 10% consiste de una variedad de aditivos usados en muy pequeñas concentraciones.

Los elementos constituyentes de los fluidos de perforación se pueden agrupar en diversas categorías, dependiendo de sus funciones en el sistema del fluido de perforación.

Las principales categorías son: agentes modificadores de peso, viscosidad, diluyentes; reductores de pérdida de fluidos, materiales para pérdida de circulación y productos químicos comerciales.

Hay también varios grupos de aditivos usados para problemas especiales tales como lubricantes, detergentes, emulsificantes, agentes espumantes, bactericidas e inhibidores de corrosión.

En general, dadas las condiciones geográficas del N.O. y las características de los lodos usados, estos no constituyen un problema ambiental para las operaciones en tierra.

Para atrapar los lodos y efluentes del equipo perforador se construye una poza de captación de lodo y un canal de lodo. Este trabajo consiste en una excavación con tractor/topadora o retroexcavadora, de una poza cuyas dimensiones promedios son de 35 x 35 x 2 metros de profundidad, o sea de aproximadamente 2,500 m<sup>3</sup>.

Durante este trabajo se evita taludes en los bordes laterales que puedan llegar a producir el desmoronamiento o rotura de la poza. El piso de la poza terminada es de un nivel uniforme, con el objeto de aprovechar toda la excavación.

El material excavado y removido es transportado a no mas de 150 mts. de distancia y en muchos casos el material extraído para la construcción de la poza, se utiliza para rellenar las plataformas o caminos de acceso al pozo.

Una vez concluida la perforación del pozo los residuos del lodo son enterrados, eliminando cualquier problema ambiental.

Las regulaciones planteadas a la industria pueden y han servido como un estímulo para nuevas tecnologías.

Nosotros no debemos observar la perforación y la preservación del medio ambiente como objetivos antagónicos.

El ingenio humano ha sido capaz de encontrar soluciones para satisfacer ambas necesidades y más progreso se obtendrá en el futuro.

### 2.3.2 Operaciones de Producción

La fase de perforación exploratoria o de desarrollo es seguida de la prueba del reservorio para evaluar el prospecto. Una vez que el petróleo ha sido encontrado, se instalan las facilidades de superficie necesarias para la producción del mismo. Los posibles impactos sobre el medio ambiente pueden ser identificados y prevenidos tomándose las acciones correctivas que sean requeridas.

El principal control necesario sobre el medio ambiente es prevenir la descarga de efluentes sin tratar.

La prevención de derrames de petróleo en los pozos productores se dá principalmente mediante adecuadas prácticas operativas y de mantenimiento.

Una correcta aproximación, usada para resolver problemas de contaminación ambiental es determinar y graduar los riesgos de polución asociados con las principales fases de un sistema global de producción desde el cabezal del pozo hasta el terminal de venta y/o embarque.

Un bajo promedio indica que hay menos de 10% de riesgo de problemas de polución.

Un mediano promedio indica que hay un riesgo del 10% al 20%.

Un alto promedio indica que hay de 20 al 50% de probabilidades que se presenten problemas de polución.

Cuando se aplica a un sistema global de operaciones de producción en tierra, estas categorías resultan de un análisis de riesgo como el mostrado en la siguiente tabla:

**TABLA II**

**SISTEMAS DE PRODUCCION EN TIERRA (ONSHORE)**

<u>FUENTES DE POLUCION</u>	<u>RIESGOS DE POLUCION</u>			<u>RUIDO</u>
	<u>TIERRA</u>	<u>AGUA</u>	<u>AIRE</u>	
Pozos y Cabezales	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
Líneas de Recolección/Inyección	Alto	Alto	Bajo	Bajo
Sist.de Separación y Tratamiento	Med.	Med.	Alto	Bajo
Facilidades de Almacenamiento	Med.	Alto	Alto	Bajo
Mant.de Presión,Equipo de Compresión y Ventas	Bajo	Bajo	Med.	Alto
Bajo 0-10%	Med. 10-20%		Alto 20-50%	

Las conclusiones de esta tabla son:

- Altos riesgos de polución del ruido están confinadas a facilidades de compresión y mantenimiento de presión.
- Polución del aire se puede esperar se presente en facilidades de separación, tratamiento y almacenamiento.
- Medios a altos riesgos de polución de tierra y agua están ligados a las mismas facilidades que para la polución del aire.
- Todos los riesgos de polución en facilidades de producción en tierra se pueden reducir usando la tecnología adecuada y prudentes prácticas operativas.

Para protegerse frente a los riesgos medianos y altos de polución los métodos de prevención se separan normalmente en tres categorías: Diseño, prácticas de operación y mantenimiento, e instrumentación.(16).

## I. POLUCION DEL AGUA

Una consideración ambiental se dá con el agua producida del reservorio, la cual viene asociada con el petróleo y gas de la formación.

La razón del agua producida con el petróleo puede cambiar en varios órdenes de magnitud dependiendo de factores tales como el volumen y movilidad del agua en contacto con el petróleo y el grado de depletación del reservorio.

El agua producida normalmente debe ser reinyectada en pozos de disposición (**DISPOSAL WELL**). Sin embargo, cuando se tiene climas muy secos y pequeñas cantidades de agua, la misma puede ser eliminada en pozas de evaporación (**Pits**). Esta es la práctica usual en **ONO-Talara**. En cualquier caso, probablemente será necesario tratar el agua producida para disminuir su contenido de hidrocarburos debajo del obtenido de los separadores de agua libre (**Free water Knockouts**) y tratadores de agua (**water treaters**). El procesamiento, o sistemas de tratamiento varían con el tipo de aceite y agua que está siendo producida y con las condiciones geográficas y físicas locales. En un tipo, por ejemplo, un absorbedor de aceite (**Skimmer**) remueve el petróleo que se encuentra en las partes superiores de los tanques o pozas de asentamiento. El sistema cerrado se usa cuando el agua está siendo

inyectada dentro de la formación productora para incrementar la recuperación, o para disposición dentro de una formación de agua salobre.

La función de todos los equipos de tratamiento de aguas es causar que las gotas de aceite, las cuales existen en la fase continua del agua, floten en la superficie de la misma. Estas gotas están sujetas a continuas dispersiones y coalescencias durante su desplazamiento desde el fondo del pozo a través de los estranguladores de superficie, líneas de flujo, válvulas de control y equipos de procesamiento. Cuando se utiliza energía dentro del sistema a un alto régimen, las gotas se dispersan en tamaños más pequeños. Cuando se usan bajas entregas de energía, las pequeñas gotas se juntan en un proceso de coalescencia.

#### **I.A Equipos de Tratamiento de Aguas**

Los equipos más comunes son los separadores gravitacionales que como su nombre lo indica se basan en la acción de la gravedad sobre las impurezas del agua. Puesto que hay impurezas que tienen una densidad específica mayor que la del agua, su separación es posible por sedimentación; las de densidad menor que la del agua se pueden separar en la superficie. Los clarificadores o separadores gravitacionales deben cumplir algunas de las siguientes características:

- a. Remover las impurezas que llegan al separador, flotando en la superficie.
- b. Eliminar toda clase de turbulencia en el agua durante su procesamiento.
- c. Proporcionar el tiempo de retención necesario para la sedimentación o flotación de las impurezas.
- d. Eliminar los productos de la sedimentación y flotación.

Los principales equipos son:

- a. Separadores API.- Son tanques rectangulares, generalmente de concreto (aunque pueden ser de acero), con un extremo de entrada y otro de salida (figura 3). En el extremo de entrada pueden tener una cámara de distribución, con el objeto de distribuir el flujo entre las secciones del separador, si el mismo tuviera más de una sección. Antes de la cámara de distribución hay una parrilla inclinada, cuya función es la de retener toda clase de objetos grandes (hojas, trozos de madera, etc.) que pueden venir junto con el agua. En la misma cámara a veces hay un desnatador flotante, con el cual se elimina el petróleo libre que llegue al separador. A continuación de la cámara de distribución hay un tabique ranurado, el cual elimina en gran parte la turbulencia y el oleaje. Seguidamente se hallan las cámaras de separación, donde ocurren la sedimentación y la flotación. En estas cámaras, a corta distancia del tabique, se puede situar una tolva para recoger los sedimentos.

A lo largo de toda la cámara de sedimentación, puede haber un sistema de rascadores con paletas móviles que empujan los residuos flotantes hacia el extremo de salida, donde son recogidos por un desnatador. al mismo tiempo, los rascadores empujan los sedimentos hacia la tolva, donde se extraen por succión. En el extremo de salida, además del desnatador hay un tabique de retención de petróleo y después de éste un vertedero, por encima del cual sale el agua clarificada.

Las dimensiones de la cámara de sedimentación están regidas por las velocidades de descenso o ascenso, y se basan en la Ley de Stokes.

- b. Lagunas de Clarificación.- El principio básico de funcionamiento es muy similar al de los separadores API. Sólo se diferencian de éstos en su diseño. Son lagunas de forma circular o rectangular, de fondo impermeable, no necesariamente de concreto, contenidas por muros de material impermeable, recubiertas por placas de concreto.

La principal ventaja de las lagunas sobre los separadores API, es su tamaño, que puede ser para contener varios centenares de miles de barriles de agua.

Las ventajas de los separadores API son: bajo costo inicial, bajo costo de mantenimiento, flexibilidad para ser transformados a otro tipo de sistema y atractivo de no requerir supervisión constante bajo condiciones normales. Sus desventajas son tres: por si solos, no sirven para la clarificación de suspensiones coloidales ni de emulsiones estables; no disponen de algún tipo de ajuste para afrontar variaciones en el contenido de impurezas del agua; y si el espacio disponible juega un papel importante, los separadores API no son adaptables.

Las ventajas de las lagunas de clarificación son: Bajo costo de operación y mantenimiento; adaptabilidad para el manejo de grandes volúmenes de agua; y frecuente facilidad de ser transformadas en otros sistemas de clarificación. Sus cuatro desventajas son: costo inicial relativamente alto; no sirven para la clarificación de suspensiones coloidales, ni de emulsiones estables, por sí solas; ocupan un espacio muy considerable y cuando el contenido de sólidos es grande se pueden presentar problemas para la limpieza, si no se dispone de algún medio auxiliar de clarificación mientras se limpia la laguna.

c. Interceptor CPI de Placas Paralelas Corrugadas.-

Es un nuevo tipo de separador por gravedad. Consiste en un sistema de dos tanques comunicados por un ducto rectangular que forma 45° con la horizontal y que contiene una serie de placas paralelas corrugadas, de tal forma que el agua a tratarse entra en uno de los tanques, fluye por entre las placas en dirección descendente y entra en el otro tanque. Durante el flujo, entre las placas se tienen condiciones de flujo laminar, de tal forma que las partículas sólidas caen en los canales de las placas y ruedan hacia el fondo del segundo tanque, mientras que el petróleo asciende hacia las crestas de las placas y luego fluye en contracorriente.

Antes de salir del ducto rectangular, el petróleo es recogido por una serie de canales que lo dirigen hacia la superficie del primer tanque, evitando así que el agua que descienda, la vuelva a forzar entre las placas. Una vez en la superficie es recogido por un desnatador. Las partículas sólidas depositadas en el segundo tanque se remueven periódicamente.

En una etapa posterior a la clarificación gravitacional existen en la industria petrolera diferentes tipos de filtros para clarificación de agua, los cuales se pueden dividir en dos grandes grupos: filtros gravitacionales y filtros a presión.

Normalmente los requerimientos de tratamiento de aguas de producción de petróleo son satisfechos con los equipos gravitacionales mencionados previamente.

## II. Polución del Aire

La contaminación del aire puede darse cuando se tienen operaciones de producción de tipo ácido (sour crude or gas). El sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) se puede presentar naturalmente en algunos reservorios o se puede generar durante las operaciones de producción de petróleo. Una consecuencia ineludible de toda operación de recuperación secundaria por inyección de agua es la producción de  $H_2S$ , el cual es generado por las bacterias sulfato reductoras introducidas durante el proceso de inyección.

Tres factores deben estar presentes antes de que tome lugar la destrucción corrosiva del hierro y acero:

Debe existir un anodo y un catodo.

Estas dos áreas de diferente potencial deben estar conectadas para formar un circuito eléctrico.

El anodo y el catodo deben estar en contacto con un electrolito común.



A través de su proceso de desarrollo metabólico las bacterias sulfato-reductoras depolarizan activamente el catodo separando el hidrógeno del mismo. El hidrógeno luego reacciona con el sulfato presente en el agua de inyección para producir sulfuro de hidrógeno.

Por cada molécula de sulfato reducido y cada molécula de  $H_2S$  producido se requieren cinco moléculas de hidrógeno. Esto es significativo porque las bacterias sulfato reductoras son capaces de producir  $H_2S$  hasta concentraciones de 3,000 ppm.

## II.A Características del gas $H_2S$

- a. No tiene color.
- b. El olor característico es de huevo podrido. Sin embargo, es imperativo entender que concentraciones relativamente bajas de  $H_2S$  anulan los nervios del olfato los cuales regulan el sentido del olor como una herramienta de detección. Estas concentraciones son aproximadamente 50 ppm.
- c. La gravedad específica del gas es 1.192 la cual es mayor que la del aire (1,000). Por lo tanto, el gas tenderá a sedimentarse en las áreas bajas tales como las subestructuras de equipos e instalaciones.
- d. El gas forma una mezcla explosiva con el aire en los rangos de concentración de 4.3 a 45%.  
  
Esto es particularmente peligroso cuando se le compara con el metano, el cual es combustible en el rango de 5 a 15%.
- e. El  $H_2S$  tiene una temperatura de ignición de 500° F comparado con 1000° F para el metano.
- f. El gas se combustiona con una llama azul produciendo dióxido de azufre, otro gas tóxico.

g. El H<sub>2</sub>S es soluble en agua, produciendo un ácido débil.

II.B Efectos del H<sub>2</sub>S sobre las personas o Tabla de Toxicidad

ppm = partes de gas por millón partes de aire en volumen. 1% = 10,000 ppm.

**Concentración**

<u>%</u>	<u>ppm</u>	<u>Efectos</u>
.0001	1	Se puede oler.
.001	10	Se puede oler, margen seguridad 8 horas.
<b>SOBRE ESTE MARGEN DE CONCENTRACION, SERA NECESARIO EQUIPO DE PROTECCION</b>		
.01	100	Mata el olfato en 3 a 15 minutos, puede quemar los ojos y la garganta
.02	200	Mata el olor rapidamente. Quema los ojos y la garganta.
.05	500	Pérdida del sentido del razonamiento y del balance. Se presentan disturbios en la respiración en 2 a 15 minutos. Necesita respiración artificial prontamente
.07	700	Inconsciente en menos de 15 minutos, la muerte ocurrirá si no se rescata prontamente. Se requiere resucitación artificial inmediata.
.1	1000	Inconsciencia de inmediato. Puede producir permanente daño al cerebro si no se rescata inmediatamente.

Los efectos de la exposición al H<sub>2</sub>S dependen de:

Nivel de concentración del gas  
Tiempo de exposición  
Condición previa de salud del individuo

Desde que el H<sub>2</sub>S ataca los sistemas nervioso y respiratorio, individuos con previos desórdenes físicos están más predispuestos al envenenamiento con H<sub>2</sub>S que aquéllos sin enfermedades nerviosas o respiratorias.

No hay antídoto farmacéutico para el envenenamiento con H<sub>2</sub>S. Si una persona sufre las consecuencias originadas por este gas, los resucitadores usando el equipo de respiración adecuado deberán remover a la víctima a una distancia segura opuesta a la dirección del viento, fuera del área de contaminación.

#### II.C Producción del H<sub>2</sub>S en Operaciones Noroeste

Como se mencionó previamente, como consecuencia natural de la inyección de agua, se tiene presencia de este gas en las operaciones actuales de OXY-BRIDAS, situación fácilmente comprobada al transitar por el área geográfica de dicha contratista, al detectarse el olor característico de este gas en el medio ambiente.

Es posible que en las operaciones de inyección de agua mar adentro (Offshore) de la Compañía PETROMAR y que son de mucho menor escala que las de OXY-BRIDAS, se tenga el mismo problema.

Facilidades auxiliares se pueden diseñar para separar satisfactoriamente el H<sub>2</sub>S de una corriente gaseosa por cualquiera de los diversos procesos de tratamiento disponibles en la industria.(17) (18) (19).

Cuando una formación ha sido contaminada con bacterias, el H<sub>2</sub>S y las bacterias son producidas con los hidrocarburos y las salmueras. Estas bacterias continúan desarrollándose en los tanques de almacenamiento y oleoductos, causando un incremento en el nivel de sulfuros - tratar el H<sub>2</sub>S sin destruir la bacteria no resuelve el problema desde que el sulfuro es regenerado por la bacteria. Biocidas son usados para tal fin. (20) (21).

### 2.3.3 Transporte del Petróleo

El petróleo y sus productos son transportados por tierra y por mar. Dos tipos de oleoductos transportan el petróleo crudo y sus productos: Líneas de recolección (Gathering Lines) que están localizadas en los campos productores de petróleo y líneas troncales (Trunk Lines) de mayor diámetro que conectan estos campos con las refinerías y las mismas con los terminales.

La comercialización integral de la producción requiere de los medios adecuados de transporte para abastecer de petróleo crudo a las refinerías y de productos a la red de distribución del país (ver figura N° 4).

Para este efecto, PETROPERU S.A. dispone del Sistema de Oleoductos Nor-Peruano, que permite el transporte del grueso de la producción nacional de crudo desde la región de la Selva Norte hasta la costa, donde se ubican las principales refinerías y puertos de importación-exportación, y en la que se concentra el gran consumo del país. Dispone, asimismo, de su propia empresa naviera, Petrolera Transoceánica S.A., la cual se encarga del transporte marítimo. En la vía fluvial y terrestre, la Empresa cumple con el transporte respectivo, sea con flota propia o contratada.

El movimiento efectuado en los 2 últimos años fue como sigue:

**TABLA III**

Transporte Terrestre	<u>Millones de Barriles</u>	
	<u>1992</u>	<u>1991</u>
- Sistema Oleoducto		
Nor Peruano	27.7	26.5
- Rodante	8.5	8.0
 <u>Transporte Acuático-Cabotaje</u>		
- Marítimo (*)	60.5	57.7
- Fluvial	8.1	7.9

(\*) - Incluye cabotaje internacional Talara/ Manaos / Iquitos.

I. Control de Contaminación en el transporte del Petróleo

En la industria petrolera es conocido que la mejor manera de combatir un derrame es evitar que ocurra. En este sentido, se tiene una serie de medidas preventivas como son:

Revestimiento de Tuberías

~~Consisten generalmente~~ en aislar con revestimientos orgánicos de alta resistencia eléctrica, el metal de la tubería, del suelo y agua. Las condiciones para producir ataque electroquímico (corrosión) se dan en tuberías sumergidas o enterradas. Las tuberías tendidas superficialmente deben estar provistas de soportes para evitar el contacto con el suelo, que en diferentes grados siempre es corrosivo.

Protección Catódica.-

Cualquier imperfección del revestimiento puede ser el punto de partida de un grave proceso corrosivo. Se hace necesario completar el efecto de revestimiento por medio de la corriente eléctrica y con esto se invierte el proceso electroquímico causante de la corrosión.

Prueba e Inspección.-

Antes que se pongan en operación los oleoductos, son sometidos a pruebas

hidrostáticas a una presión de 125% de la más alta presión de operación.

Periodicamente se inspecciona el derecho de vía para verificar daños en la tubería. Adicionalmente se tienen instrumentos electrónicos que pueden ser enviados a través de los oleoductos durante la operación del mismo para determinar las condiciones de la pared de la tubería.

Las compañías de oleoductos instalan dispositivos de control en las estaciones de bombeo para asegurar que no se excedan las presiones de operación de la línea. Estos incluyen sistemas de alarmas de señales y controles de seguridad los cuales operan automáticamente cuando las presiones de la línea se incrementan o disminuyen sobre niveles predeterminados.

#### Manejo de Lastre.-

Los buques requieren de una mínima cantidad de lastre en sus tanques que garanticen una navegación segura a través de canales y áreas de maniobras. La cantidad de lastre, normalmente se coloca en un número mínimo de tanques de manera que el tiempo de deslastre sea mínimo. Todo el lastre que traen los buques debe ser bombeado a tierra. Es entendido que no se puede botar lastre, aunque éste provenga de tanques utilizados únicamente para tal fin. El sistema de lastre debe estar completamente separado del sistema de carga, evitando de esta manera las mezclas entre agua y petróleo. el sistema de lastre del terminal debe ser capaz de procesar todo el lastre proveniente de los buques, manteniendo el tiempo de reposo requerido para el tratamiento.

#### Adiestramiento del Personal.-

Todo esfuerzo contra la contaminación depende fundamentalmente del factor humano. Por eso deben desarrollarse programas de capacitación destinados a instruir a todo el personal sobre como evitar la contaminación.

## II. Derrames de Petróleo (Oil Spills)

La importancia y gravedad de un derrame de petróleo en el mar no se puede medir únicamente por la cantidad de crudo que se haya vertido al mar. Los daños ecológicos y económicos producidos por una mancha de petróleo están en función de su localización, dirección de los vientos, tipo de crudo, y la época del año.

La localización de la mancha y la dirección del viento pueden permitir que aquella se disperse dentro de las áreas ecológicas más sensitivas o áreas dedicadas a la industria de la pesca.

El tipo de petróleo por su densidad, es fundamental dado que si es liviano se puede evaporar fácilmente y la cantidad que llegue a las costas puede ser mínima, a la vez que no perjudica prácticamente a la vida marina, la cual sí se ve afectada cuando el crudo es pesado.

La época del año es crucial para la fauna marina, dado que muchas especies de peces tienen su temporada para reproducirse y si la mancha se produce en pleno desarrollo el efecto del petróleo será mucho más perjudicial para ellos que cuando ya están formados.

Al producirse un derrame deben cubrirse tres fases de respuesta: eliminar el origen, contener el derrame y recogerlo.

Para la contención del derrame existen medios mecánicos y químicos. Los medios mecánicos son las llamadas barreras flotantes, compuestas por un flotador, una falda y un peso al final de la cortina para mantenerla vertical dentro del agua. (Figura 5).

Las llamadas barreras químicas son modificadoras de tensión superficial que logran detener la expansión del petróleo y contraerlo.

El siguiente paso es recoger el aceite del agua. Para ello se utilizan recolectores (Skimmers) por gravedad o por succión, los cuales flotan en el agua y van desnatando la capa del petróleo o recolectores oleofílicos basados en la propiedad que tiene el petróleo de adherirse a algunas superficies.

También se utilizan DISPERSANTES que son agentes químicos usados para eliminar el aceite de la superficie del agua. Estos materiales actúan rompiendo la capa de petróleo en pequeñas gotas las cuales tienden a esparcirse en forma horizontal con el movimiento del agua hasta que se alcancen bajas concentraciones de la misma. Estos productos sólo deben usarse de preferencia a la recolección mecánica cuando:

- a. Las condiciones del mar sean severas para la operación de los equipos antes mencionados.
- b. El área de la mancha sea tan grande para el equipo mecánico existente.
- c. La conveniencia de detener el desplazamiento de la mancha de petróleo, activada por los vientos, sobre la superficie de agua.

## **2.4 Standards y Regulaciones**

### **2.4.1 Normas Nacionales**

La Legislación Petrolera Peruana no contiene preceptos legales precisos que regulen los porcentajes máximos permisibles o límites de tolerancia para los contaminantes del medio ambiente.

El Reglamento de Seguridad de la Industria del Petróleo publicado con la Resolución Ministerial No. 0664-78-EM/DGH del 3 de octubre de 1978; en su título octavo tiene cinco artículos (Del No. 287 al 291) relacionados con normas generales para el control de la contaminación ambiental.



La Ley Orgánica del Ministerio de Marina-Decreto Legislativo No. 131 del 12.06.81- en su título V-Capítulo I, asigna a la Dirección General de Capitanías y Guardacostas la función de ejercer control para evitar la contaminación del mar, ríos, lagos navegables y en general en todo aquello que ocasione perjuicio en el aspecto ecológico.

La Resolución Suprema No. 490-84-MA-MM del 17/8/84 define que a partir de dicha fecha, todas las empresas que cuenten con instalaciones de carga, descarga y explotación de hidrocarburos o sustancias nocivas, deberán contar con existencias de productos químicos especiales en cantidad suficiente para combatir y controlar la contaminación que pudiera producirse a consecuencia de sus operaciones.

Asimismo, establece que las playas que tengan amarraderos para recibir buques tanques, deberán contar con instalaciones apropiadas para recepción de residuos de hidrocarburos.

El D.S. No. 003-86-MA del 5/2/86 establece los lineamientos básicos del Plan Nacional de Contingencias, relacionado con la contaminación de las aguas: marítimas, fluviales o lacustres.

El Decreto Legislativo No. 613 del 8/9/90 - Código del Medio ambiente y los Recursos Naturales -, establece los lineamientos para la conservación del medio ambiente y de los recursos naturales para satisfacer las necesidades y aspiraciones de las presentes y futuras generaciones.

La Resolución de la Contraloría No. 637-91-CG del 27/10/91, aprueba las directivas que norma los procedimientos para cautelar, verificar e informar el estricto cumplimiento de las disposiciones contenidas en el código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales.

- El Decreto Legislativo No. 757 del 13/11/91, - Ley Marco para el crecimiento de de la Inversión Privada-, precisa que el Ministerio de Energía y Minas es la autoridad sectorial correspondiente para conocer sobre los asuntos relacionados con la aplicación de las disposiciones del Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales (Art. 50).
- La Resolución Ministerial No. 143-92-EM/VMM del 13/7/92, crea el Registro de entidades autorizadas a realizar estudios de impacto ambiental en el Sector Energía y Minas..
- El D.Ley No. 25763 del 11/10/92, establece que el cumplimiento de las obligaciones relacionadas a las actividades mineras, de electricidad y de hidrocarburos, podrán ser fiscalizadas a través de Empresas de Auditoría e Inspectoría.
- El Decreto Supremo No. 012-93-EM del 4/3/93, aprueba el reglamento de fiscalización de las Actividades Minero Energéticas por Terceros.
- La Resolución Ministerial No. 067-93-EM-SG del 5/5/93, aprueba la escala de multas y penalidades que se aplicará en caso de incumplimiento de lo dispuesto en la Ley de Petróleo No. 11780 y el Reglamento de Seguridad en la Industria del Petróleo.
- La Resolución Directoral No. 033-93-EM/DGH del 17/5/93, aprueba el cuestionario para el año 1993, relativo al cumplimiento de obligaciones de las Empresas Petroleras en el Subsector Hidrocarburos.

Asimismo nuestro país ha suscrito Convenios Internacionales relacionados con la Protección del Medio Ambiente, entre otros los siguientes:

- a. Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono, aprobado por R.Leg. No. 26178 del 26/3/93.
- b. Convenio sobre la Diversidad Biológica adoptado en Río de Janeiro el 5/6/92 y aprobado por Resolución Legislativa No. 26181 del 11/5/93.

Este último Convenio ha motivado que se constituya una "Comisión Nacional sobre la Diversidad Biológica" - Resolución Suprema No. 227-93/RE del 8/7/93, que estará encargada de realizar las coordinaciones pertinentes con los diversos sectores públicos y privados concernidos en la materia, a fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por dicha Convención.

#### 2.4.2 Normas Internacionales

Para proteger el medio ambiente, diversos países han usado diferentes standards, basados en la disponibilidad e interpretación de datos científicos y consideraciones socio-económicas. Dos aproximaciones importantes se tienen en operación. Una es la tipificada como la "mejor tecnología de control disponible corrientemente" para el control de descargas de polución. Los gobiernos toman un promedio de las prácticas de la industria, en uso para combatir la polución. El otro es el establecimiento de standards de calidad del medio ambiente.

Para el presente trabajo y dada la experiencia del autor haremos una breve descripción de los standards vigentes para las operaciones de producción y transporte de petróleo en USA.

##### I. Regulaciones sobre el H<sub>2</sub>S en Operaciones Producción - USA

La "Administración de Salud y Seguridad Ocupacional" - The Occupational Safety and Health Administration (OSHA) establece: "El empleador debe proporcionar respiradores cuando tal equipo es necesario para proteger la salud de sus empleados", los mismos que deben ser aplicables y adecuados para los propósitos buscados. El empleador debe ser responsable por el establecimiento y mantenimiento de un programa de protección respiratoria, el cual debe cubrir puntos tales como: Selección de respiradores, mantenimiento de equipos y requerimientos de entrenamiento, asignación y almacenamiento de respiradores. Otras cubren monitoreo del área de trabajo y la capacidad de un empleado para trabajar con el equipo respiratorio.

La pregunta clave de cuando un empleador debe proporcionar a sus empleados respiradores, está regulado por el NIOSH (National Institute of Occupational Safety and Health), el cual ha establecido que ningún trabajador debe estar expuesto al H<sub>2</sub>S sobre los valores límites de tolerancia (Tolerance Limit Value - TLV). El T.L.V. para el H<sub>2</sub>S es 10 ppm o 1/1000 de 100%

Cuando existe la posibilidad que se pueda encontrar H<sub>2</sub>S sobre esta concentración se debe disponer de equipo de respiración adecuado. (22).

El NIOSH ha preparado la publicación N° 77-158 nominada "Recomendaciones Standards para la Exposición Ocupacional al H<sub>2</sub>S", algunas de las cuales son:

LUGAR DE TRABAJO - La exposición de H<sub>2</sub>S debe ser controlada con una concentración no mayor de 15 mg. de H<sub>2</sub>S/m<sup>3</sup> de aire (10 ppm) la cual se determina durante un período de muestreo de 10 minutos hasta 10 horas de trabajo para una semana de 40 horas. Se requerirá la evacuación del área si la concentración del H<sub>2</sub>S iguala o excede 70 mg/m<sup>3</sup> (50 ppm).

PROGRAMA DE ATENCION MEDICA - Los programas periódicos deben estar disponibles a todos los trabajadores sujetos a exposición ocupacional al H<sub>2</sub>S. Se deben tener registros médicos permanentes para el personal que de algún modo esté expuesto al mismo en su lugar de trabajo.

ENTRENAMIENTO - el entrenamiento en protección respiratoria debe incluir el uso y puesta en operación del equipo.

Este entrenamiento debe empezar antes de que el empleado vaya al trabajo y se debe repetir al menos cada cuatro meses y cada vez que se forme una nueva cuadrilla de trabajadores.

### MONITOREO

Se deben tomar provisiones para establecer un programa de monitoreo personal a fin de determinar las exposiciones ocupacionales tope de cada empleado expuesto al H<sub>2</sub>S.. Monitoreos del área y de las fuentes pueden ser usados para completar el monitoreo personal.

El estado de Texas, de mayor actividad petrolera en EE.UU., tiene una regulación - Texas Railroad Commission Rule 36 - que norma las operaciones que incluyen: perforación, servicio de pozos, producción, inyección, recolección, procesamiento, transporte y almacenamiento de hidrocarburos que son parte de o están relacionados con la producción de campo y que contengan gas en el sistema con H<sub>2</sub>S como constituyente del gas. (23) (24).

Esta regulación se aplica cuando se tiene concentraciones de 100 ppm o mayores bajo las condiciones del sistema, sea en cabezal de pozo, línea de flujo, etc.

Esta norma dá provisiones para: la colocación de señales de advertencia, precauciones de seguridad, selección de equipo y materiales, elaboración de planes de contingencia y de entrenamiento, etc.

- Está prohibido por Ley liberar H<sub>2</sub>S a la atmósfera en forma premeditada, entendiéndose que los porcentajes que se encuentren en el medio ambiente pueden darse como consecuencia de fugas sin detectar en el sistema y las cuales tienen que solucionarse en el más breve plazo posible. Los que violan las regulaciones antipolución en esta materia sufren **PENALIDADES** hasta de US\$ 10,000 (Diez mil dólares) por día de ocurrencia.

## II. Regulaciones para Cortar las Emisiones de Líquidos Almacenados - USA

La Agencia para la protección del medio ambiente EPA (Environmental Protection Agency) ha publicado standards para líquidos orgánicos - incluyendo petróleo líquido - para todos los tanques de almacenamiento nuevos, modificados o reparados después del 23 de julio de 1984. (25).

Las regulaciones actuales requieren que las emisiones de tanques de 151 m<sup>3</sup> (950 Bls) o mayores, sean controladas por techos flotantes exteriores con sello primario y secundario o por techos flotantes interiores. (26) (27) (28).

Las inversiones que se efectúan para cumplir con estas normas se justifican económicamente con el valor de los líquidos retenidos.

Las reglas propuestas requerirán equipo adicional para los tanques de 151 m<sup>3</sup> ó mayores, con máximas presiones de vapor de 0.51 - 11.1 psia y para tanques entre 75 m<sup>3</sup> (472 Bls) y 151 m<sup>3</sup> (950 Bls) de capacidad con presiones de vapor de 4 - 11.1 psia.

El equipo adicional puede ser un techo fijo en conjunto con un techo flotante interior equipado con un sello primario montado sobre el líquido, sellos flexibles sobre las columnas del tanque, etc.-

Asimismo, puede ser un techo flotante exterior equipado con un sello primario montado sobre el líquido y un sello secundario montado sobre el anillo.

### III. Regulaciones sobre el control de Efluentes y derrames - USA

En operaciones de producción de tierra (Onshore) el agua de disposición debe ser inyectada en un pozo con una formación aceptable o dispuesta por evaporación si se trata de pequeñas cantidades.

En operaciones mar adentro (Offshore) las regulaciones gubernamentales estipulan un máximo contenido de hidrocarburos en el agua de descarga.

Corrientemente, estos standards varían de 7 a 72 mg/lit por día dependiendo de la locación y con un promedio máximo mensual de 48 mg/l/día.

La Ley de Pureza del Agua prohíbe la descarga de petróleo libre. (29).

- Para los derrames de petróleo (Oil Spills) existen regulaciones que prohíben las descargas de petróleo en aguas navegables y adyacentes a la costa. Las PENALIDADES más severas están reservadas para las personas que fallan en notificar inmediatamente a la agencia federal cuando hay una descarga de petróleo en violación de la Ley.

Los mismos están sujetos a multas de US\$ 10,000 (Diez Mil Dólares), o prisión no mayor de 1 año, o ambas cosas a la vez. (30) (31).

Se recomienda que los terminales de embarque deben tener al menos el siguiente equipo para combatir sus propios pequeños derrames:

200 a 500 pies de barrera flotante  
2 a 10 drums de dispersante químico  
10 a 15 fardos de paja  
1 pequeño bote  
1 dispositivo desnatador (Skimmer)  
1 eductor u otro medio de agitación, más rociadores de mano, rastrillos y rascadores.

La Ley de Polución por petróleo de 1990.- "Oil Pollution Act of 1990" fue aprobada el 18/8/90.

- Esta Ley ha sido diseñada para prevenir los derrames que podrían afectar las aguas navegables y marítimas de USA; enfatizando las etapas de planeamiento de contingencias, evaluación de riesgos industriales y planeamiento de respuestas para las facilidades de producción en tierra, y marítimas, así como buques tanques y oleoductos principales.
- 

Los planes de respuesta deben ser elaborados considerando la descarga o derrame en la peor situación posible por ejemplo en el caso de un buque tanque, considerando la pérdida total de la carga en condiciones adversas del tiempo. (32) (33).

Las consecuencias de incumplir la Ley son demasiado grandes como para permitir la delegación de responsabilidades.

### 3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

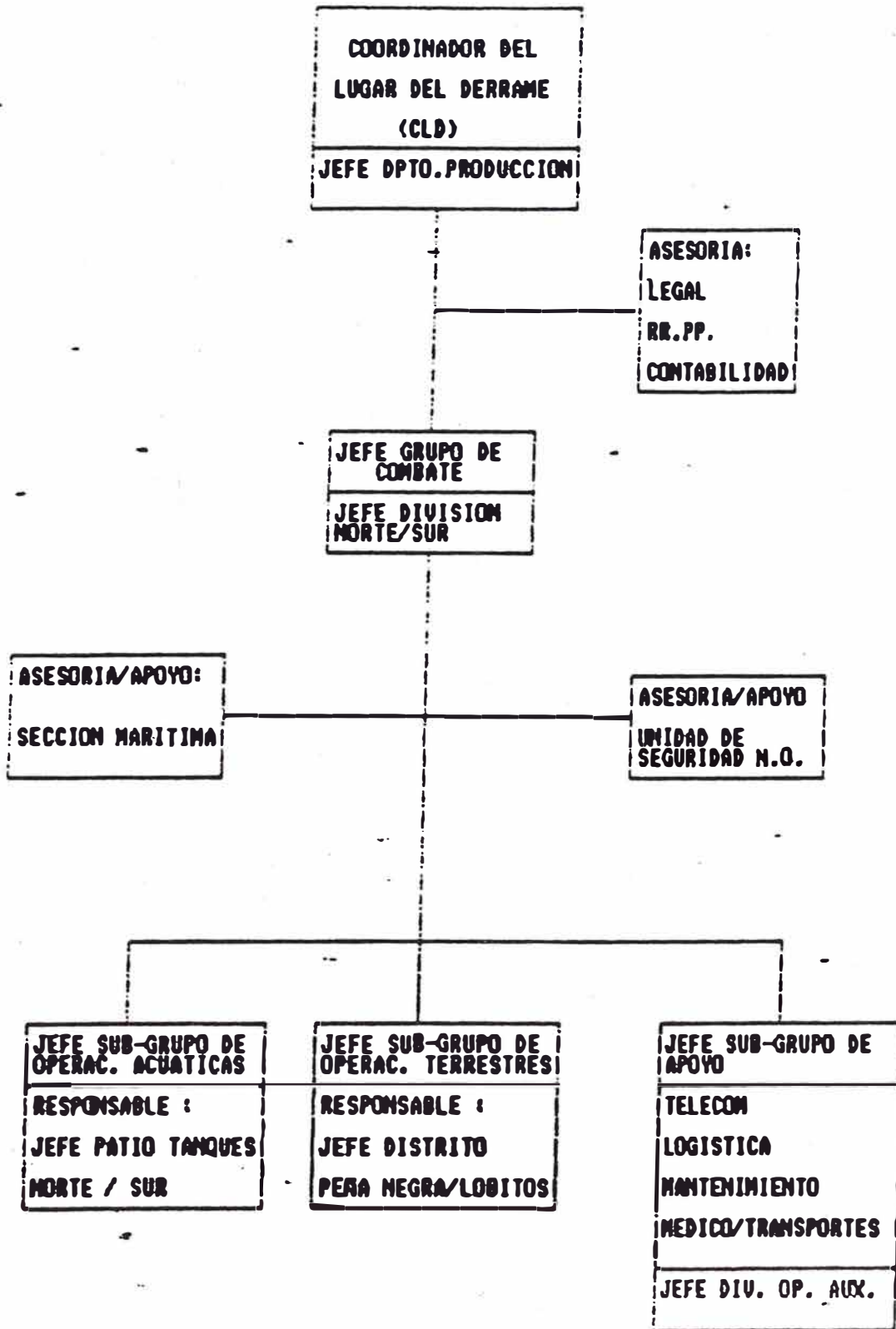
- I. El control del medio ambiente en la actividad petrolera debe ser permanente y continuo. En el cuidado del habitat, es más económico prevenir, que el desarrollo de acciones correctivas, aplicadas sobre todo cuando el problema de los contaminantes ya se presentaron con todas sus acciones secundarias:
- II. La industria petrolera debe demostrar que toma los problemas del medio ambiente con seriedad, lo cual permitirá ganarse la confianza y simpatía del público.  
  
Esto propiciará una relación mutuamente benéfica entre productores y consumidores, estimulando así el desarrollo saludable de la economía.
- III. Se debe integrar las técnicas relacionadas con el Programa de Control del Medio Ambiente, Seguridad y Salud (Health-Safety-Environment-HSE) en todos los aspectos de la Gerencia Operativa y de Ingeniería.
- IV. En línea con lo anterior, se debe integrar los conceptos de la Gerencia de la Calidad Total con los objetivos del programa HSE que permita la prevención de incidentes con la meta: No derrames, incendios o accidentes.
- V. Se debe incrementar el entrenamiento del personal con el apoyo de especialistas en programas HSE, considerando que el conocimiento científico y las regulaciones del medio ambiente están avanzando rápidamente.
- VI. Bajo esta premisa, la Industria Petrolera tiene que endosar el Programa del API-STEP (Strategies for Today's Environmental Partnership) basado en las Guías de Protección Ambiental, aprobado por el Directorio del API en 1990. En este aspecto el API ha iniciado en este año (1993) la publicación de una serie de recomendaciones (Recommended Management Practices) proporcionando directivas claras sobre las acciones preventivas y correctivas que deben tomar las empresas petroleras para alcanzar los objetivos de protección del medio ambiente. PETROPERU ha iniciado a la fecha la gestión para la adquisición de dichas publicaciones (Memo CNTR-ADCO-CA-730-93 del 10/6/93 dirigido al Gerente Dpto. Desarrollo de Personal y Capacitación).
- VII. La Empresa tiene que participar en las principales conferencias internacionales sobre este tema, entre otras las siguientes:



- a. Environmental Forum-Bianual-Auspiciada por la SPE-
  - b. PETROSAFE-Anual-Auspiciada por Oil & Gas Journal.
  - c. Pipeline Risk Assessment, Rehabilitation & Repair-Anual-Auspiciada por Pipeline Industry.
- VIII. Se debe continuar con el esfuerzo interdisciplinario desarrollado en el Comité de Protección Ambiental en el N.O., de acuerdo con los objetivos trazados para el presente y los siguientes años.
- IX. Se deben desarrollar datos de Costo/Beneficio del programa HSE. Una buena performance del mismo beneficiará la rentabilidad de la industria.
- X. Se deben efectuar auditorías operativas internas basadas en análisis de riesgos cuantitativos que permitirá detectar y eliminar problemas relacionados con el medio ambiente.
- XI. Se deben adquirir los equipos necesarios para combatir derrames en el mar descritos en el Plan de Contingencia.
- XII. Se debe participar con las entidades del gobierno y organismos especializados en la elaboración de las leyes, regulaciones y standars que protejan la comunidad, lugar de trabajo y medio ambiente.
- XIII. Se debe promover las prácticas y principios antes mencionados, compartiendo experiencias y ofreciendo asistencia a las demás empresas que producen, operan, usan, transportan o disponen de materias primas similares, productos de petróleo y residuos.
- XIV. Los programas de control ambiental requieren primeramente de la existencia de un sistema de monitoreo y vigilancia permanente para reclutar información base y tomar decisiones inmediatas. Se necesita un programa seguido y continuo de control para lo cual se debe contar con una infraestructura adecuada. Los controles periodicos no ofrecen ventajas reales.

# PLAN DE CONTINGENCIA

FIG. 1 ORGANISMO DE COORDINACION ZONAL (OCZ)



# Three-phase bioassay

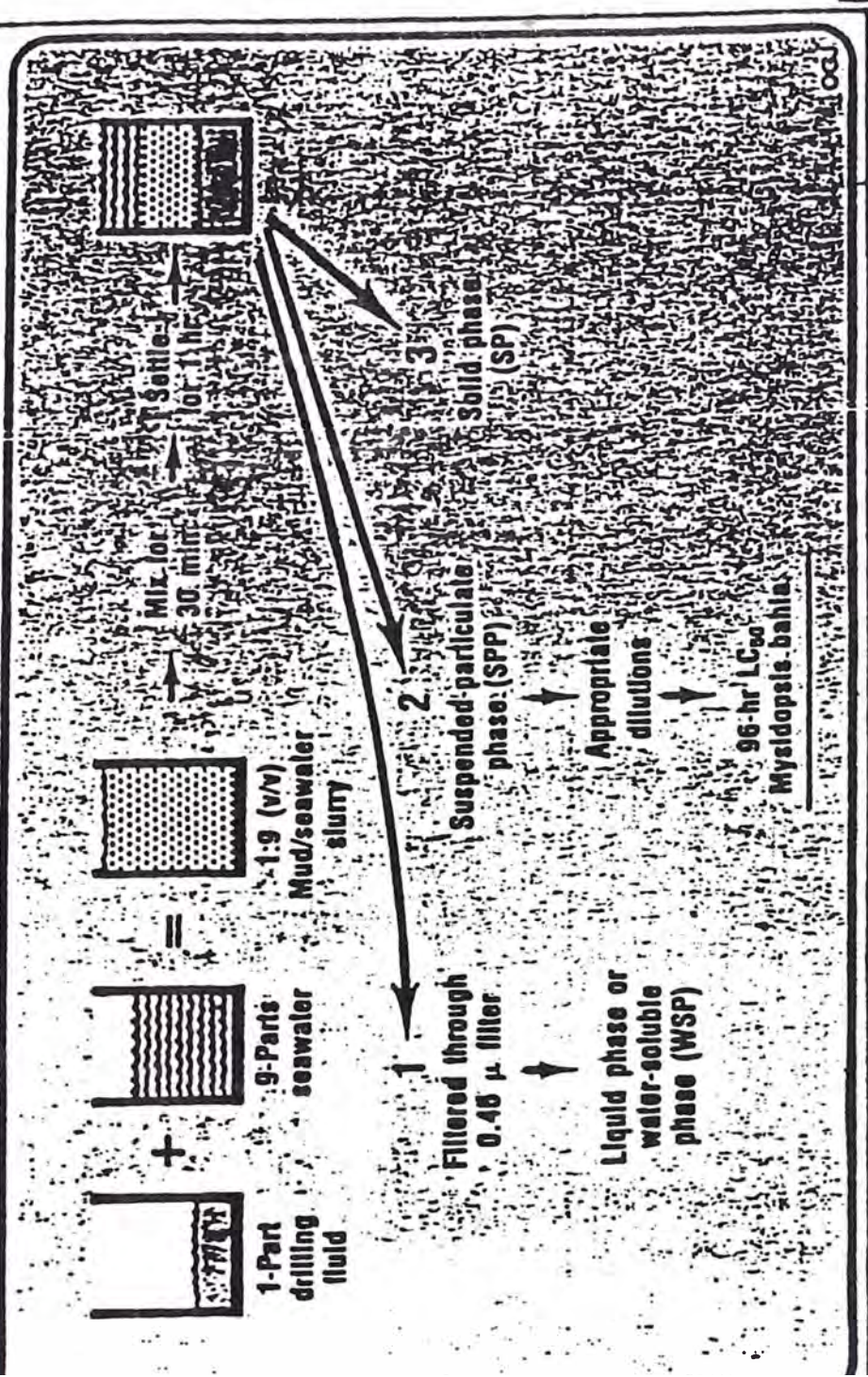


FIG. 2

PROCEDIMIENTO BIOENSAYO - LODOS DE PERFORACION

# Separador API

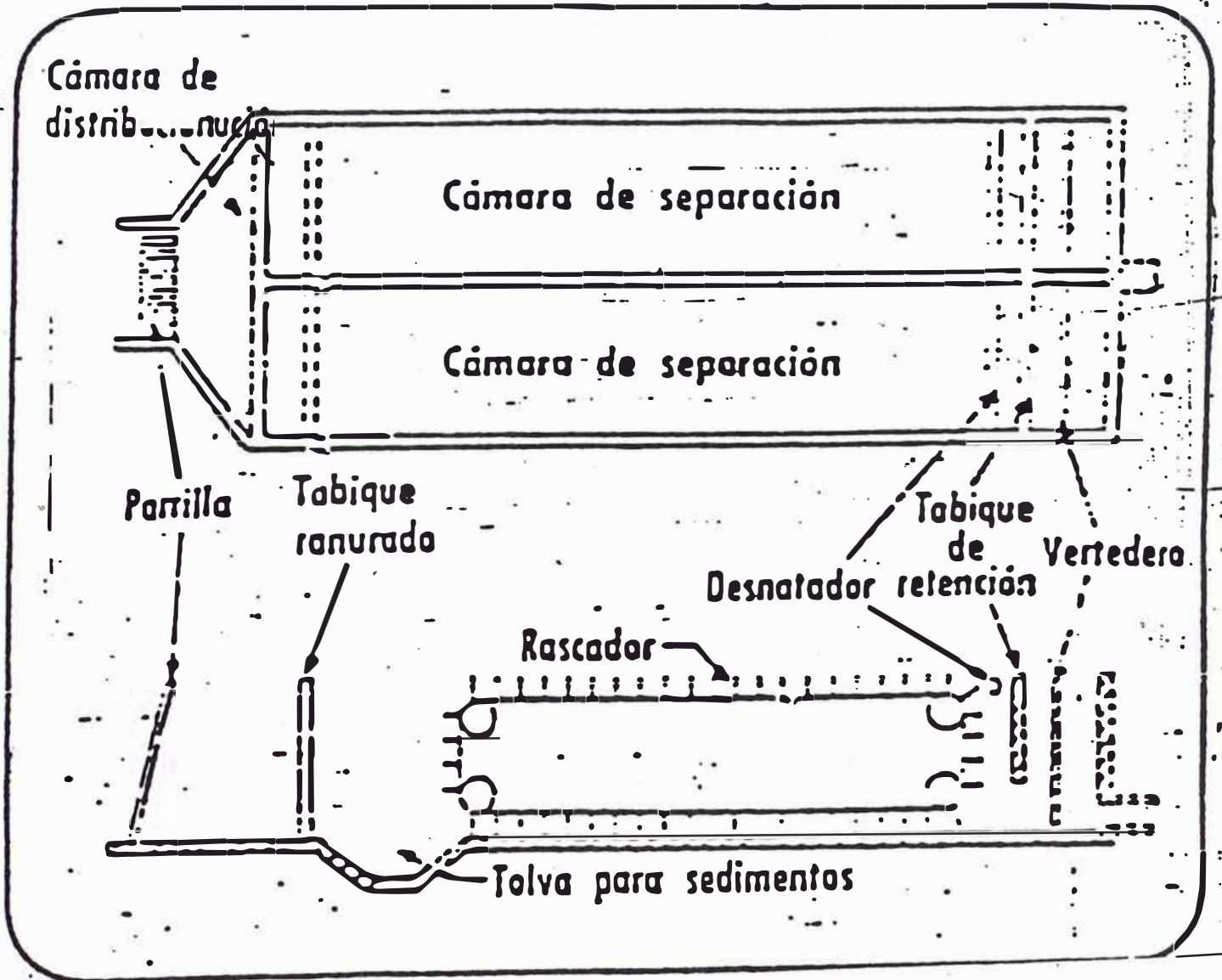


FIG. 3

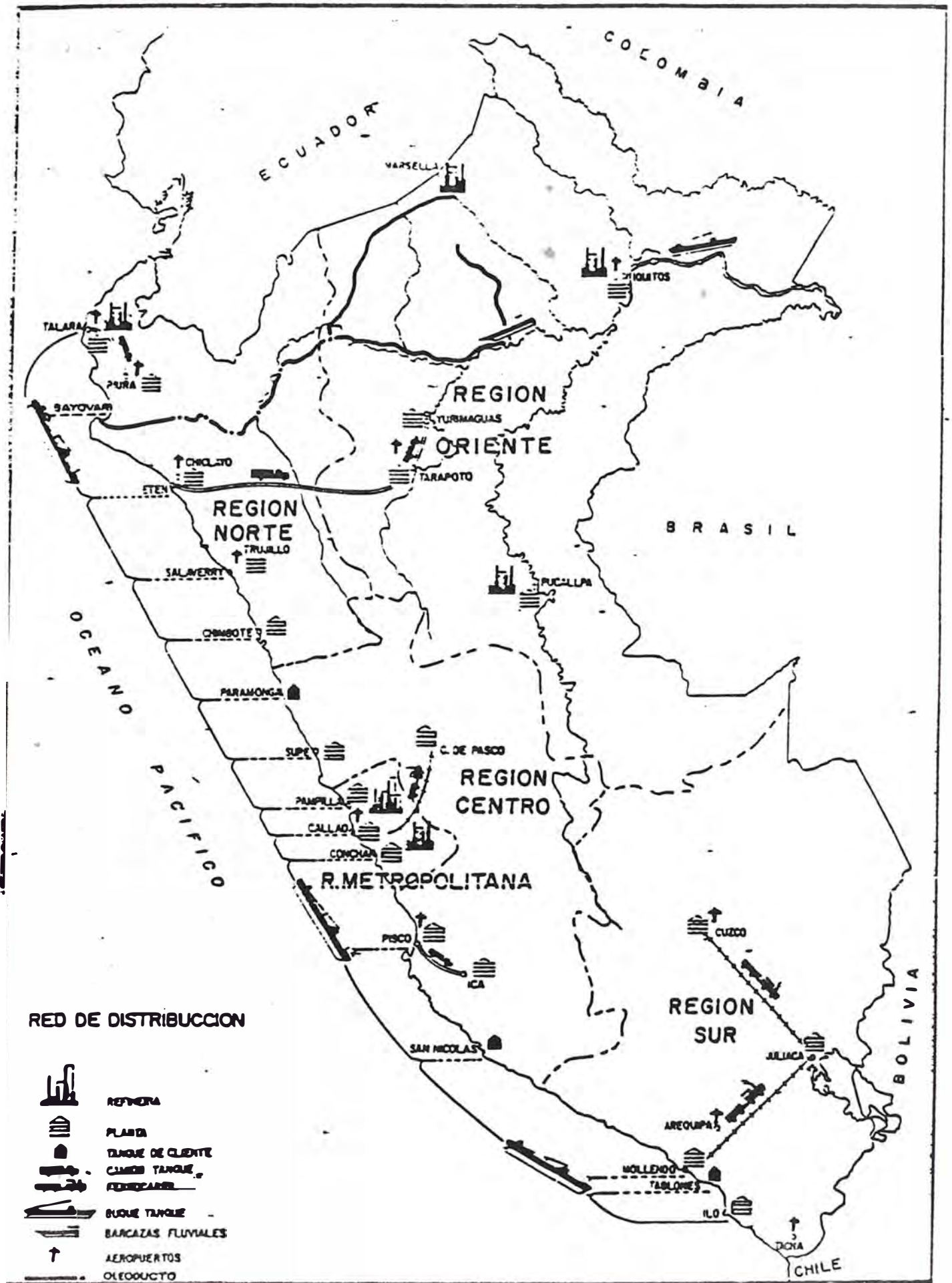
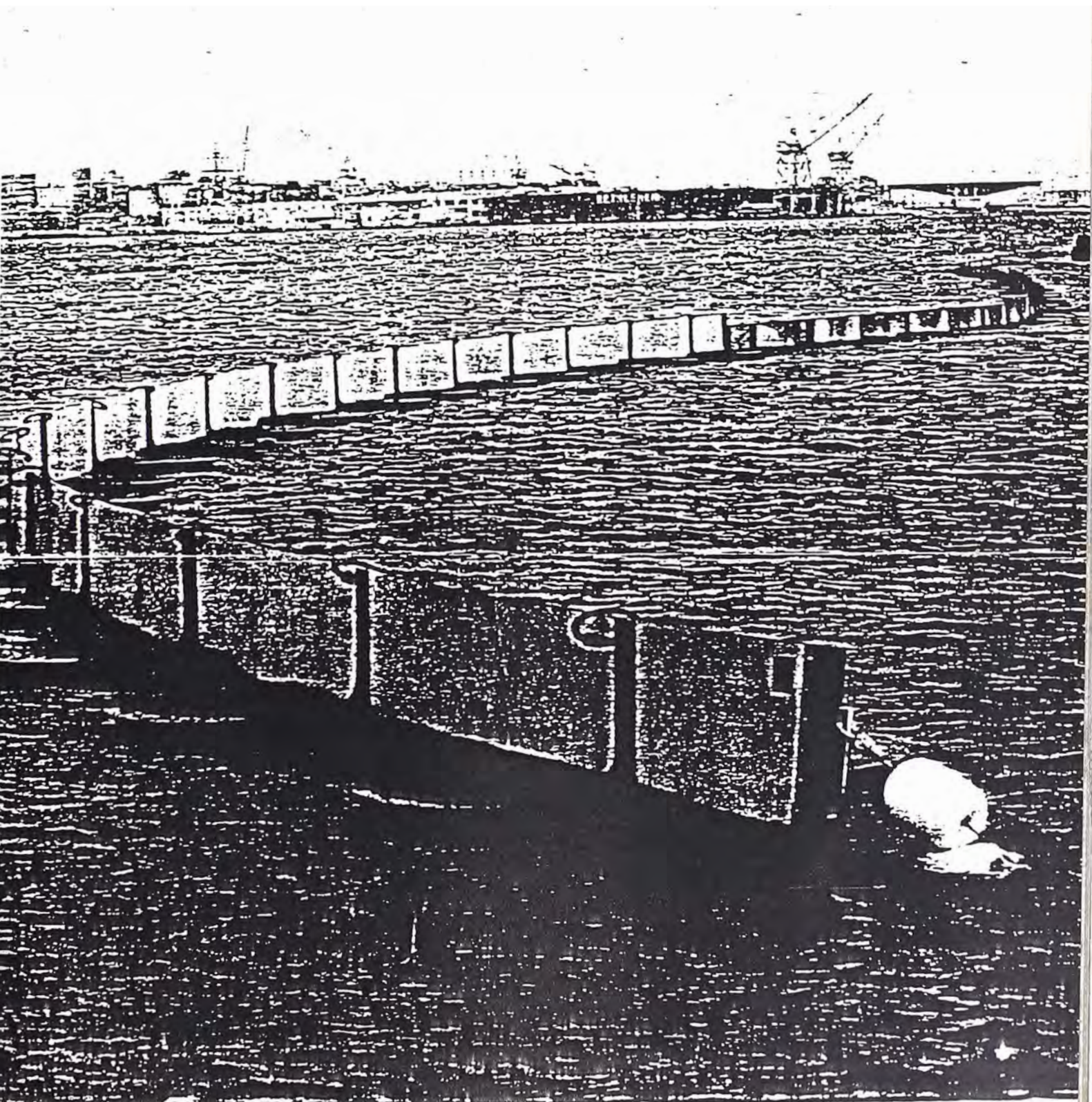


FIG. 4

TRANSPORTE DE PETROLEO CRUDO Y PRODUCTOS EN EL PERU

BARRERAS DE CONTENCION

OILFENCE™  
The oil spill  
containment solution.



## REFERENCIAS

1. "RIPS indentifies pipeline risks", Pipe Line Industry, September 1990, Vol.73, N° 3, Págs. 35-38.
2. "Risk analysis determines priorities among pipeline - Replacement projects", Oil & Gas Journal, Sep. 21, 1987, Vol. 85, N° 38, Págs. 100 - 106.
3. "A Proactive Approach to pipe line risk assessment", Pipeline Industry, July 1992, Vol. 75, N° 7, Págs. 29-32.
4. "Aspectos de seguridad en oleoductos", Petróleo Internacional, abril 1982, Vol.40, N° 4, Págs. 49-55.
5. "Plan de Gerencia Ambiental de PETROPERU S.A.",-Memorando PROA-322-93 del 25/5/93.
6. "Influencing Human Behavior: Toward a Practical Approach for E&P", JPT, November 1992, Vol. 44, N° 11, Págs. 1258-1261.
7. "NORM Contamination in the Petroleum Industry", JPT, January 1993, Vol. 45, N° 1, Págs. 12-16.
8. "Drilling Fluids Disposal Regulations", Drilling, March/April 1987, vol. 48, N° 2, Pág. 20-24.
9. "Understanding New EPA mud rules", Offshore, September 1986, Vol. 46, N° 9, Págs. 45-55.
10. "Regulations Complicate Offshore Mud Disposal". Petroleum Engineer, March 1986, Vol. 58, N° 3, Págs. 53-56.
11. "Drilling Fluids: Making Peace With The Environment", JPT, January 1993, vol. 45, N° 1, Págs. 6-10.
12. "Drilling Fluids firms respond to EPA toxicity concerns" Oil & Gas Journal, Nov. 24, 1986, Vol. 84, N° 47, Págs 71-77.
13. "Discharging Muds Offshore", Drilling, Oct. 1986, Vol. 47, N° 10, Págs. 25-27.
14. "Drilling-Fluid bioassays and the OCS", Oil & Gas Journal, June 21, 1982, vol. 80, N° 25, Págs. 241-244.

15. "The EPA has released the Offshore Effluent Limitations Guidelines", Petroleum Engineer, April 1993, vol. 65, N° 4, Pág. 3.
16. "Conoco Technology Curbs production pollution", Petroleum Engineer, August 1973, Vol. 45, N° 9 Págs. 42-46.
17. "Metodología para la preselección de procesos de endulzamiento de gas natural", Petróleo Internacional, setiembre 1982, vol. 40, N° 9 - Pág. 48.
18. "How El Paso designs Sour Gas Pipe Lines", Pipe Line Industry, March 1981, Vol. 54, N° 3, Págs. 21-24.
19. "Unit turns sour gas into sweet", Pipeline & Gas Journal, Sept. 1981, Vol. 208, N° 11, Págs. 81-83.
20. "Sulfate reducing bacteria - how they work - how to detect them, how to control them-", The Oil & Gas Journal, Feb.11, 1963, Vol. 61, N° 6, Págs. 128-130.
21. "Hydrogen peroxide reduces sulfide corrosion" - The Oil & Gas Journal, Sept. 6, 1982, Vol. 80, N° 36, Págs. 118-123.
22. "H<sub>2</sub>S Detection and Protection - Part 2 - Rules and Regulations" Petroleum Engineer, October 1979, Vol. 51, N° 12, Págs. 96 - 100.
23. "Rule 36. Oil, Gas or Geothermal Resource Operation in Hydrogen Sulfide Areas" - Railroad Commission of Texas - Oil and Gas Division - Sept. 1976, Págs. 100 - 118.
24. "New Texas H<sub>2</sub>S rule covers many field operations", Oil & Gas Journal, April 19, 1976, Vol. 74, N° 16, Págs. 60-62.
25. "EPA seeks to cut emissions from stored liquids", Oil & Gas Journal, July 30, 1984, Vol. 82, N° 31, Págs. 98 - 100.
26. "Control floating roof tank emissions", Hydrocarbon Processing, May 1977, Vol. 56, N° 5, Págs. 151 - 154.
27. "Pollution regs bring floating - roof tank - seal study", Oil & Gas Journal, June 13, 1977, Vol. 75, N° 24, Págs. 72 - 75.
28. "Field data developed for fixed roof tank emissions", Oil & Gas Journal, Jan. 2, 1978, Vol. 76, N° 1, Págs. 90-97.
29. "EPA rules increase Gulf Coast Costs", Offshore, May 1984, Vol. 44, N° 5, Págs. 286 - 292.



30. "The War on pollution - Spills - New Law sets stiff liability in oil spills", Oil & Gas Journal, June 1, 1970, Vol. 68, N° 22, Pág. 109.
31. "The war on pollution - Spills - Clean up regulations spell out spill duties". *ibid*, Págs. 110-113.
32. "Risk Management, Response Planning Required by U.S. Oil Pollution Act", Offshore, Nov. 1991, Vol. 51, N° 11, Págs. 47-49.
33. "National Ocean Industries Association Report to the US Industry: Legislation, Regulation, Economics", Offshore, May 1993, Vol. 54 N° 5, Págs. 62-68.

## BIBLIOGRAFIA

- I. "Environmental aspects of the Petroleum Industry", United Nations Environment Programme - UNEP, - Paris, June 1978.
- II. "The Petroleum Industry - an International View point", Industry and Environment - published by UNEP, Oct. - Dec. 1978, Vol. 1, N° 1.
- III. "Hydrocarbons and the Marine Environment", Ibid, July - September 1980. Vol. 3, N° 3.
- IV. "Petroleum Transportation and The Environment", Ibid, July - September 1982 - Vol. 5, N° 3.
- V. "Oil Spill Prevention Primer", American Petroleum Institute, Publ. 4225.
- VI. "A Primer on Oil Spill Clean Up", Ibid, Publ. 4012.
- VII. "Hydrogen Sulfide in Production Operations", Petroleum Extension Service, The University of Texas at Austin, 1982.
- VIII. "Hydrogen Sulfide - Environmental Health - Criteria 19" Published by World Health Organization, Génova 1981.
- IX. "Prevención de Accidentes en el Transporte Marítimo de Hidrocarburos y Productos", Petróleo Internacional, abril 1983, Vol. 41, N° 4, Págs. 32 - 38.