

01174

3  
Ej

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Facultad de Ingeniería

**"ESTUDIO DE LA TECNOLOGÍA PARA LA PREVENCIÓN Y  
CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE  
POZOS PETROLEROS"**

POR JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

DIRECTOR: M.I. FRANCISCA SOLER ANGUIANO

**TESIS**

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE  
POSGRADO DE LA

**FACULTAD DE INGENIERIA**

DE LA

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOME DE MEXICO**

COMO REQUISITO PARA OBTENER

EL GRADO DE

**MAESTRO EN INGENIERIA**

**( P E T R O L E R A )**

CIUDAD UNIVERSITARIA

**FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

El estudio tiene como objetivo presentar la tecnología de prevención y control de la contaminación en las actividades de perforación de pozos petroleros, marinos y terrestres.

Para lo cual, primero se plantean las operaciones realizadas por el equipo de perforación donde se emiten desechos, posteriormente se detectan las fuentes emisoras, se caracteriza y jerarquiza a los desechos generados durante las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos.

Se realiza la descripción de las tecnologías de tratamiento de recortes de la formación, aportando una metodología de diseño y aplicación del sistema. Los procesos presentados contemplan la inyección a la formación, el lavado (con solventes o con surfactantes), procesos térmicos (retorta térmica y torbed), métodos químicos (encapsulamiento, solidificación y estabilización), y procesos biológicos donde se emplea la acción bactericida.

Se plantea la tecnología de protección ambiental aplicada a los fluidos de perforación, siguiendo dos tendencias, la primera: el manejo y control de los residuos de fluido, reutilizándolos o bien procesándolos, y la segunda: el empleo de fluidos "ecológicos" que no alteren el medio ambiente.

Finalmente, para el control de aguas aceitosas producidas en las instalaciones de perforación, se propone su recolección, y tratamiento continuo, para lo cual se presenta un sistema de manejo y separación de aceite-agua que puede ser instalado en los equipos de perforación.

Para respaldar el estudio, se hizo una revisión de leyes, normas y reglamentos aplicables a la protección ambiental relacionadas con las operaciones de perforación de pozos a nivel internacional, y se ha diseñado una propuesta de reglamentación.

Con el presente trabajo se dispone de una herramienta para el conocimiento del impacto que las actividades que un equipo de perforación de pozos petroleros pueden ocasionar al medio ambiente, además de las alternativas de solución para evitar ese efecto.

# RECONOCIMIENTOS

---

Con todo mi amor a Esther, Ricardo y Karina.

A la M.I. Francisca Irene Soler Anguiano por la dirección del presente.

# CONTENIDO

	<i>PÁGINA</i>
<i>TÍTULO</i>	i
<i>RESUMEN</i>	ii
<i>RECONOCIMIENTOS</i>	iii
<i>CONTENIDO</i>	iv
<i>LISTA DE TABLAS</i>	vii
<i>LISTA DE FIGURAS</i>	viii
<i>CAPÍTULOS</i>	
<b>I INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>II IDENTIFICACIÓN DE LAS FUENTES EMISORAS DE DESECHOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS.</b>	5
II.1.-Operaciones en donde se generan desechos.	5
II.2.-Fuentes Emisoras.	14
II.3.-Desechos generados durante la perforación, reparación y terminación de pozos.	17
<b>III CARACTERIZACIÓN DE LOS DESECHOS GENERADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS.</b>	21
III.1.-Frecuencia de Emisión de Desechos	24
III.2.-Volúmenes Totales de Desechos Durante la Perforación	29
III.3.-Evaluación del Grado Relativo de Toxicidad	34
III.4.-Jerarquización de los Desechos	39

<b>IV</b>	<b>ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS TÉCNICAS PARA EL TRATAMIENTO DE RECORTES DE PERFORACIÓN</b>	<b>44</b>
	IV.1.-Metodología para la Inyección Anular de los Recortes	45
	IV.2.-Metodología para el Lavado de Recortes	53
		<b>PÁGINA</b>
	IV.3.-Procesos Térmicos para la Limpieza de Recortes	56
	IV.4.-Procesos Químicos para la Eliminación de Aceite de los Recortes	63
	IV.5.-Procesos Biológicos de Descontaminación de Recortes	68
	IV.6.-Análisis de los Procesos de Descontaminación de Recortes	71
<b>V</b>	<b>TECNOLOGÍA PARA LA PROTECCIÓN AMBIENTAL APLICADA A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN</b>	<b>75</b>
	V.1.-Circuitos Cerrados para el Manejo de Fluidos de Perforación en los Equipos de Perforación	77
	V.2.-Fluidos de Perforación Sintéticos	84
<b>VI</b>	<b>TÉCNICAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS ACEITOSAS DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN</b>	<b>88</b>
	VI.1.-Tratamiento, Control y Disposición de Aguas Aceitosas de los Equipos de Perforación.	89
	VI.2.-Separación Agua-Aceite Utilizando una Planta de Tratamiento.	94

<b>VII REGLAMENTACIÓN PARA LA PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN, REPARACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS.</b>	97
VII.1.-Análisis de la Reglamentación Nacional e Internacional	98
VII.2.-Reglamentación para la Protección del Medio Ambiente Durante las Operaciones de Perforación de Pozos	107
VII.3.-Reporte de Descarga	111
VII.4.-Metodología de Evaluación de Proyectos Ambientales.	115
<b>VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	119
<b><i>REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA</i></b>	122

# LISTA DE TABLAS

---

<i>NÚMERO</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>PÁGINA</i>
II.1	Lista de Componentes de un Fluido de Perforación.	18
III.1	Caracterización de los Desechos Contaminantes	23
III.2	Residuos Generados Durante las Operaciones de Perforación Reparación y Terminación de pozos	29
III.3	Geometría de un Pozo	30
III.4	Jerarquización de los Desechos Contaminantes	39
IV.1	Análisis de los Procesos de Descontaminación de Recortes	73

# LISTA DE FIGURAS

---

<i>NÚMERO</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>PÁGINA</i>
II.1	Proceso de Perforación Rotatoria.	6
II.2	Eliminación de Recortes de un Equipo de Perforación	7
II.3	Diagrama de una Prueba de Preventores	11
II.4	Barrenas Cortadoras de Núcleos	14
II.5	Sectores en Donde Existen Emisiones de Desechos en un Equipo de Perforación	16
III.1	Geometría de un Pozo Costa Afuera en México	22
III.2	Área Expuesta al Fluido de Perforación de un Recorte	24
IV.1	Formaciones y Litología de la Sonda de Campeche	47
IV.2	Proceso de Inyección de Recortes	51
IV.3	Proceso de Lavado de Recortes	54
IV.4	Retorta Térmica	57
IV.5	Proceso Torbed	59
IV.6	Reactor del Proceso Torbed	60
IV.7	Proceso de Encapsulado de Aceite en los Recortes	63
V.1	Presa de Desperdicios en Equipos Terrestres	77
V.2	Descarga de Desechos al Mar en Plataformas de Perforación	78
V.3	Sistema Cerrado de Manejo y Tratamiento del Fluido de Perforación	80

<b>NÚMERO</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>PÁGINA</b>
VI.1	Áreas donde se Producen Aguas Aceitosas en el Equipo de Perforación	88
VI.2	Sistema de Manejo de Aguas Aceitosas en una Plataforma de Perforación Tipo Autoelevable (Jack up).	90
VI.3	Tanque de Separación Primaria	91
VII.1	Regiones Consideradas en la Reglamentación	98
VII.2	Metodología de Evaluación de Proyectos Ambientales	118

# CAPÍTULO I

---

## INTRODUCCIÓN

La protección al medio ambiente que en otros años era tomada como acciones de protesta por grupos ecologistas, desde puntos de vista exagerados, pesimistas y agresivos, hoy en día resultan parte de todo proceso en la industria, que son supervisadas y sancionadas por los gobiernos y por tanto es obligatorio el cumplimiento de las medidas y reglamentaciones que se establezcan.

La industria petrolera, no es la excepción, al contrario es una de las que más seguimiento tiene debido a su importancia y al impacto publicitario que producen sus contaminantes, cuando se encuentran fuera de control, como podrían ser derrames de hidrocarburos, pozos descontrolados, etc.

En el proceso de perforación de un pozo petrolero en México, como en cualquier otro lado, se produce un gran número de desechos con diversos grados de contaminación si son emitidos al medio ambiente, por tal motivo ha sido un punto primordial de enfoque, de supervisión y ataque. Más aún que las consecuencias de su existencia ha generado afectación al entorno en donde se encuentra el pozo, ya sea marino o terrestre.

Por tanto, dentro del ámbito de la industria petrolera y en particular de la perforación de pozos, sólo será factible si se realiza con el control, manejo, disposición y sobretodo prevención de los desechos contaminantes generados.

El presente estudio tiene como objetivo presentar la tecnología de prevención y control de la contaminación en las actividades de la perforación (incluyendo terminación y reparación) de pozos petroleros, para la protección al medio ambiente. Intentando ser una herramienta para lograr que la actividad de perforación sea aceptable.

Para lo cual se ha elaborado como primer paso la identificación de las fuentes emisoras de desechos en un equipo de perforación marinos y terrestres, detectando las operaciones donde se generan y el tipo, supervisando todas y cada una de las actividades que se llevan a cabo elaborando una caracterización y jerarquización de los desechos.

A su vez, se propone en el presente estudio, una reglamentación para la protección al medio ambiente a partir de medidas de protección analizadas después de un rastreo de la normatividad a nivel internacional sobre reglamentos elaborados para este fin. También se presenta una metodología de evaluación de proyectos ambientales.

Elaborar una reglamentación y una metodología de evaluación tiene el propósito de poseer un patrón de comparación para determinar que es factible aún de ser desechado al medio ambiente.

Una vez cuantificado el volumen y ritmo de emisión de desechos, así como definida la afectación que cada uno produce se presentan alternativas de solución para su tratamiento. Para lo cual se ha monitoreado a nivel nacional e internacional la tecnología de control, manejo, disposición y prevención de contaminación, y determinar que mecanismo es el apropiado para evitar la afectación de los desechos catalogados como contaminantes durante las actividades de perforación, reparación y terminación de pozos petroleros.

El alcance en esta parte del estudio es describir los procesos, determinar su factibilidad de aplicación y presentar cuando así es posible una metodología de análisis y diseño de la tecnología; se han detectado las técnicas y procesos que han sido exitosamente probados y que son en la actualidad de vanguardia, enfocando el análisis principalmente al aspecto técnico.

En un proceso de selección de un mecanismo de tratamiento de desechos, el aspecto económico deberá ser la variable final de decisión, esta selección se realizará en forma particular, sin adoptar diseños previos. Pudiendo ser que para una misma región, sea óptimo el empleo de varios sistemas simultáneamente.

Por lo anterior, no sería conveniente presentar en un estudio como lo es este, un ensayo de selección de sistemas o intentar hacer una comparación de ventajas y desventajas que finalmente aporte una decisión, inaplicable ya que se trataría de un caso hipotético que no sería de utilidad.

La tecnología presentada es de punta y exitosa, para las condiciones y reglamentos actuales, dando una alternativa de empleo de cada uno de los procesos y su aplicación en pozos petroleros, tanto en desarrollos terrestres como costa afuera, marcando las diferencias requeridas para aplicar el proceso.

El estudio esta dirigido a profesionistas en general relacionados con la industria petrolera y en especial a la perforación de pozos petroleros, no es un enfoque dirigido a especialistas en perforación ya que el objetivo es plantear los requerimientos para tener de la operación de un equipo de perforación un proceso aceptable ecológicamente.

Por tal razón, en las secciones en donde se ha considerado que sólo expertos en perforación entendería la terminología y los conceptos se intenta hacer una descripción básica, de igual forma no se incluyen detalles muy particulares de las técnicas que solamente especialistas comprenderían, todo esto con el fin de plantear conceptos entendibles en forma general.

La información empleada para el estudio ha sido complementada de las experiencias obtenidas por el autor durante la etapa de perforación de los campos Luna, Puerto Ceiba y Marisma principalmente, ubicados en el Estado de Tabasco, en cuanto a pozos terrestres. Con respecto a perforación marina las actividades en la Sonda de Campeche de las plataformas Usumacinta, Nohoch-A, Nohoch-C, Ek-A, Sonat 87, Akal-E, Abkatum-F, y los barcos Neptuno del Golfo, Halliburton F-221, y Tauro-Juno; en los cuales se han presenciado todas y cada una de las operaciones que se realizan para perforar un pozo.

Así como de su participación en los proyectos realizados en el Instituto Mexicano del Petróleo, los cuales son:

Procedimientos para la Protección Ecológica en las Operaciones de Perforación, Reparación y Mantenimiento a Pozos Costa Afuera.

Investigación de Nuevas Tecnologías para la Prevención y Control de la Contaminación en las Instalaciones de Exploración y Producción de Yacimientos Petroleros.

## Evaluación de Tecnologías y Equipos Para el Tratamiento de Recortes Contaminantes.

Debido a que los procesos de remediación por contaminar el medio ambiente resultan muy costosos, es preferible la prevención, aplicando durante el proceso medidas de control, manejo y disposición de desechos.

# CAPÍTULO II

---

## *IDENTIFICACIÓN DE LAS FUENTES EMISORAS DE DESECHOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS*

Las actividades contempladas como de perforación son todas aquellas emprendidas para la realización del pozo, su terminación y las posibles intervenciones posteriores para mantenerle su integridad. Con lo cual se esta incluyendo los conceptos de perforación, terminación y reparación de un pozo petrolero. El trabajo contempla pozos perforados costa afuera, desde plataforma y pozos denominados como terrestres.

Se ha realizado la identificación de las áreas en donde se emiten desechos en un equipo de perforación, a continuación se detallarán las fuentes emisoras, describiéndose las operaciones en donde se generan, se hará una descripción del punto de generación, catalogándolos como sectores y se darán las características generales de los desechos. Por el momento no se profundizará en la frecuencia de emisión, esto será tratado en capítulo posterior.

El estudio contempla únicamente las emisiones de desechos generados en torno al equipo de perforación y las actividades que se requieren para perforar un pozo, no contempla desechos producidos en la zona habitacional, chatarra de tuberías y equipos, basura, u otro tipo de desperdicio ocasionado por la convivencia del personal en la zona.

### **II.1 OPERACIONES EN DONDE SE GENERAN DESECHOS.**

Aunque los objetivos, metodología de operación y sobre todo (para este estudio) los mecanismos de control y disposición de desechos, en un pozo terrestre con respecto a uno marino son distintos, las actividades de perforar, terminar y reparar son prácticamente las mismas, por lo tanto solo cuando sea necesario se especificará si se refiere a un pozo terrestre o a uno marino. En caso contrario los comentarios son aplicables a ambos.

El primer paso para identificar las fuentes emisoras, es el análisis de la perforación de un pozo. El principio es simple:

Mediante un equipo especial se genera un movimiento rotatorio a un elemento de corte (barrena) al cual se aplica carga axial o "peso" para que ataque a la formación rocosa y genere un agujero. El proceso requiere de limpieza y extracción de los recortes en forma continua, lo cual se obtiene haciendo circular un fluido de propiedades especiales (fig. II.1).

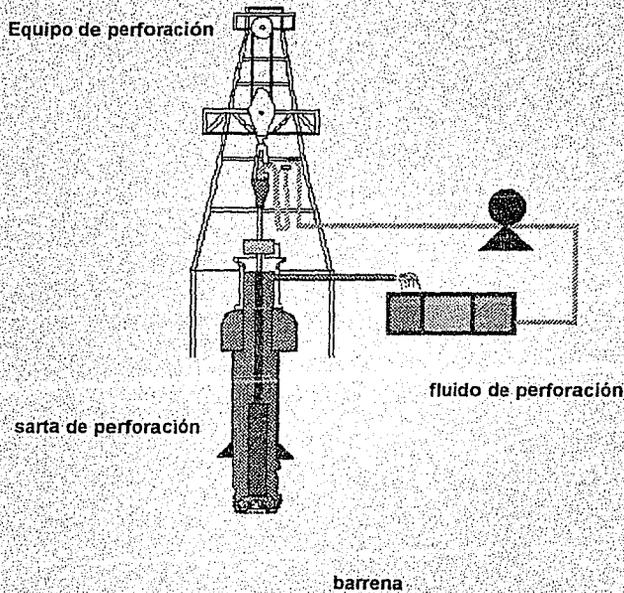


Fig. II.1 Proceso de Perforación Rotatoria.

Es requerido mantener la estabilidad del sistema durante esta operación, pero debido a las características del subsuelo y condiciones en que se encuentra el proceso es complejo y se generan muchas variables por controlar.

Para realizar un pozo, por lo tanto, se requiere de una serie de actividades en las que se generan desechos, las cuales se definen en los incisos siguientes presentados.

### II.1.1 Perforar

Al ir perforando se generan recortes, los cuales son transportados hacia la superficie por el fluido de perforación. Estos recortes llegan a una criba vibradora (conocida como "temblorina") y son separados del fluido; sin embargo, el recorte queda impregnado de lodo, variando la cantidad de fluido contenido en función de la geometría, tiempo de exposición del recorte en el lodo y de la porosidad. Estos recortes son eliminados en el sitio después de ser separados en la "temblorina", en pozos terrestres se dirigen a una presa de desperdicios, en marinos directamente al mar. El grado de toxicidad es relativo, dependiendo del tipo de fluido empleado (fig II.2)

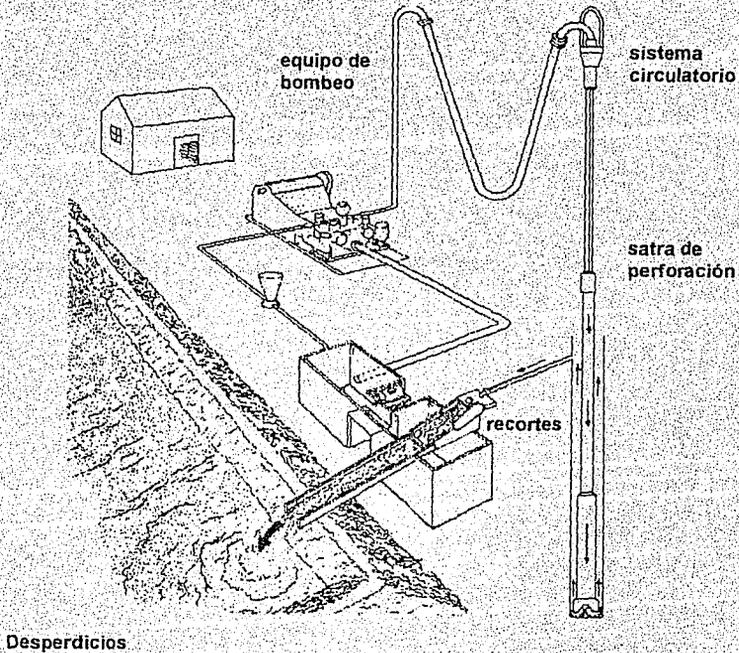


Fig. II.2 Eliminación de Recortes de un Equipo de Perforación<sup>33</sup>

Así mismo, el volumen de recortes generados durante la perforación, está en función del diámetro del agujero, intervalo perforado y ritmo de penetración, entre otros.

En las primeras etapas se perfora a alta velocidad, con diámetros grandes y debido a la gran cantidad de recortes generados no es posible la separación eficiente del lodo contenido en los recortes con los equipos de control de sólidos usuales disponibles en los pozos y por tanto, se desecha una mezcla de recorte-fluido.

Conforme avanza la profundidad, los diámetros del pozo se reducen así como el ritmo de perforación, por tanto el volumen de recortes. Lo que permite tener mayor control en este desecho.

### **II.1.2 Viajes de Tubería.**

Por múltiples razones se realizan movimientos ascendentes y descendentes de tuberías (viajes), ya sea para cambio de barrena, empleo de herramientas especiales, acondicionamiento de lodo, problemas de pérdidas de circulación, toma de registros, espera de materiales, etc.

Estos viajes pueden ser hasta la superficie (viajes largos), o bien dejar estacionada la sarta, generalmente a la altura de la última zapata de tubería de revestimiento, o a una determinada profundidad como medida de seguridad (viajes cortos), en los cuales, el fluido es arrastrado hacia afuera del pozo por la parte exterior e interior del tubo. El lodo viaja a través de la sarta generándose derrames de fluidos durante el movimiento ascendente, así como en el momento de la desconexión del tubo o lingada.

### **II.1.3 Conexiones Durante la Perforación.**

Al ir incrementado la profundidad del pozo, es necesario adicionar tubos cada 9 o 10 m. perforados, por lo que es requerido desconectar la flecha de perforación y conectar un nuevo tubo con el fin de continuar la perforación.

Al hacer la conexión, primero se levanta la flecha hasta una posición adecuada en la cual la sarta estará soportada por unas cuñas, luego se desconecta la flecha y como ésta contiene fluido en su interior, éste es derramado al piso de perforación. Además en cada conexión, a la rosca del tubo se le agrega grasa para sellar la unión.

#### **II.1.4 Cambio del Fluido de Perforación.**

El cambio de tipo de fluido de perforación es necesario al perforar un pozo, para penetrar a nuevas formaciones que varíen en las propiedades litológicas de la formación o por necesidades de control de la estabilidad del agujero.

En estos trabajos, parte de los fluidos contenidos tanto en las presas y en el abastecedor (camión o buque tanque según el caso) son desechados, debido a que se limpia el residuo.

#### **II.1.5 Tratamiento y Acondicionamiento de Fluidos.**

Los fluidos de perforación, terminación y acondicionamiento de pozos se degradan y pierden sus propiedades a través del tiempo de uso, debido a que se le incorporan materiales y fluidos ajenos a su preparación; por lo tanto, es necesario acondicionarlos.

Durante esta operación, se adicionan materiales y aditivos, así como fluidos para restablecer propiedades deseables para su buen funcionamiento.

Como las presas se encuentran llenas de lodo contaminado, al adicionar cualquier volumen es necesario deshacerse de un volumen igual al generado por la adición de materiales, aditivos, etc. Por lo que parte del fluido contaminado, materiales y aditivos químicos durante su manejo son desechados.

#### **II.1.6 Limpieza del Equipo y Piso de Perforación.**

La limpieza del equipo de perforación y el piso del mismo se realiza a menudo, con la finalidad de mantener libres de residuos de lodo, grasas, lubricantes, etc., tanto el equipo y herramientas como las áreas de trabajo, como medida de seguridad.

Al realizar los trabajos de limpieza, generalmente se usa agua o diesel (según el tipo de fluido de perforación) para remover los desechos, los cuales son arrojados produciendo aguas aceitosas, el volumen desechado es difícil de cuantificar debido a que se limpia con flujos no medibles.

### **II.1.7 Limpieza de Presas.**

Una vez realizado el vaciado de presas de lodo para el cambio de tipo de fase del mismo y debido a la altura de los drenajes con respecto al fondo de la presa se deposita lodo del fondo al nivel de la boca del drene, el cual no fluye al vaciar las presas. Este volumen se desaloja mediante una bomba de achique o el empleo de palas y cubetas en forma manual debido a que es necesario su eliminación para evitar contaminar el nuevo lodo. Como se encuentra una muy alta cantidad de sólidos asentados este es un material que no se reutiliza por tanto de desecho.

### **II.1.8 Introducción y Cementación de Tubería de Revestimiento.**

Después de haber perforado un cierto intervalo, es necesario ademararlo con el propósito de aislar zonas no deseables y mantener el control del pozo. Esta operación se realiza introduciendo tubería de revestimiento a una profundidad previamente seleccionada, posteriormente se inyecta una lechada de cemento para su adherencia con la formación.

Sin embargo, es necesario triturar el cemento que haya quedado en el fondo del pozo a fin de continuar con la perforación de la siguiente etapa. Durante la molienda, la mezcla de cemento, lodo y residuos metálicos de accesorios de T.R., son desechados debido a que sale completamente contaminada y alterarían las propiedades del lodo de perforación si se incorpora en él.

### II.1.9 Pruebas de Tubería de Revestimiento (T.R.) y Preventores.

Después de haber cementado una T.R., se le realizan pruebas para cerciorarse de la efectividad de la cementación, así como de las conexiones y ensambles del sistema de preventores y cabezales (fig. II.3).

Durante estos trabajos, se observan en ocasiones fugas de fluidos en las uniones del sistema de control superficial. Los volúmenes arrojados al realizar las pruebas están en función de la eficiencia del equipo y de las condiciones de la operación, difícil de cuantificar.

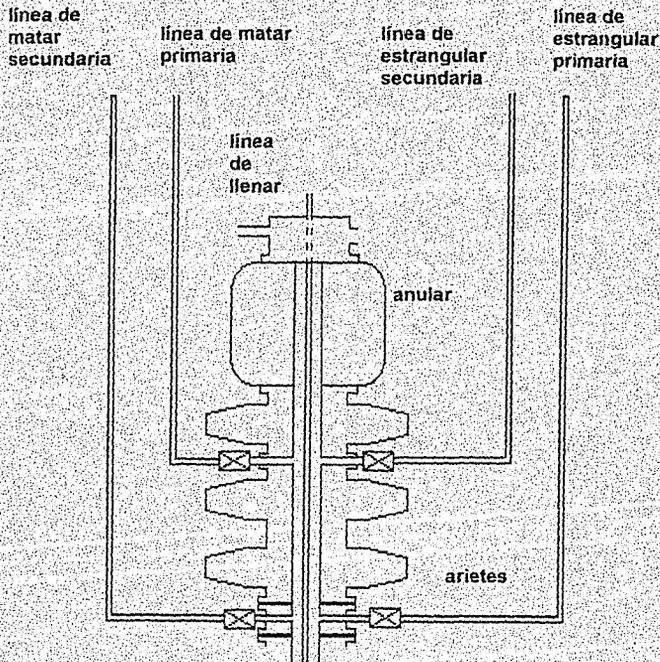


Fig. II.3 Diagrama de una Prueba de Preventores

### **1.1.10 Mantenimiento a Máquinas.**

Aún cuando los residuos de aceites, combustibles y grasas que se derraman son relativamente pocos al darles mantenimiento a las máquinas, malacates, bombas y otros equipos auxiliares propios en un equipo de perforación, estos son sumamente tóxicos.

### **1.1.11 Fugas en Conexiones Superficiales.**

Durante las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos, se observan fugas de fluidos principalmente en las conexiones superficiales, a causa del desgaste prematuro, mala calidad de los accesorios (empaques) o falta de mantenimiento adecuado y oportuno de las conexiones superficiales (bombas de lodo, mangueras, tuberías, flecha, preventores, juego de válvulas y estranguladores, etc.). El volumen no es posible cuantificarlo.

### **1.1.12 Estimulación de Pozos.**

Una de las actividades importantes que se realiza en la intervención de un pozo es la estimulación (acidificación) matricial. Esta operación tiene como objetivo incrementar el gasto de producción y prolongar la vida del pozo.

La magnitud de la operación depende de las características de la formación productora, de la historia de producción del pozo, de la matriz rocosa y de los fluidos contenidos en la formación.

Por lo anterior, se efectúan pruebas de compatibilidad del ácido con los hidrocarburos del yacimiento, para definir la reacción y dosificar adecuadamente la cantidad de ácido.

Al inyectar el ácido a la formación, éste reacciona con la matriz de la roca y dependiendo de la concentración, volumen y tiempo de exposición será el efecto en la zona estimulada.

Después de un tiempo de permanencia del ácido se abre el pozo para que regrese los fluidos inyectados, arrojando una mezcla, compuesta por ácido desgastado, sedimentos, hidrocarburos y fluidos de control hacia un quemador, parte de estos fluidos que no logran quemarse son vertidos al mar en los pozos costa afuera y en los pozos terrestres son arrojados a las presas de desperdicio.

#### **II.1.13 Inducción de pozo.**

Una vez intervenido un pozo o en su arranque a producción, estos son inducidos para que arrojen los hidrocarburos a la superficie, inyectando al pozo fluidos de bajo peso específico (espumas, nitrógeno, etc.) para aligerar la columna hidrostática.

Durante la operación se abre una línea hacia un quemador para tratar de incinerar los fluidos de control y toda sustancia flamable proveniente del pozo. No es posible quemar residuos de sólidos, gases y otros materiales no flamables que acompañan la mezcla de flujo.

#### **II.1.14 Tapones de Sal.**

Al intervenir un pozo para realizar operaciones de reparación del mismo, muchas veces es requerido el control mediante taponamiento en la zona productora utilizando un obturante fácil de remover y que no genere daño alguno a la formación.

Para lo cual se utilizan tapones de sal, se coloca una salmuera sobresaturada de cloruro de sodio frente a la zona productora mientras se realiza la reparación del pozo. El volumen de salmuera extraída una vez terminada la operación varía dependiendo de la longitud del intervalo productor, y como se saca por medio del flujo de agua, esta diluye la sal reduciendo la concentración de la salmuera.

#### **II.1.15 Toma de Núcleos.**

Para obtener datos directos y precisos de la formación perforada, en muchas ocasiones sólo es posible mediante el estudio directo de una muestra de roca extraída de la zona que se penetra. Lo cual se obtiene mediante un muestreador (fig. II.4) y la extracción de un núcleo de la formación.

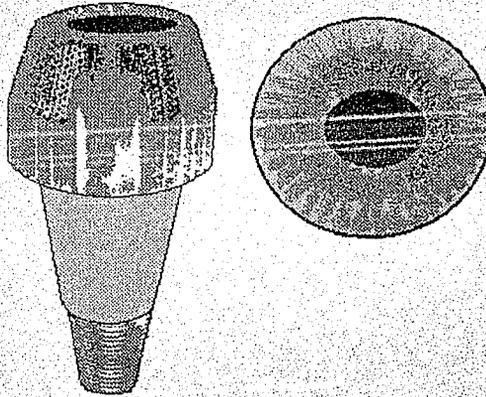


Fig. 1.4 Barrenas Cortadoras de Núcleos

### II.1.16 Manejo y Traslado de Materiales.

En el traslado y manejo de aditivos, lodos, cemento y ácidos, para completar cualquier operación en un pozo, se realizan maniobras para cargar y descargar los materiales a fin de ser empleados en su oportunidad.

A menudo, se observan derrames de estos materiales, ya sea por mal uso del sistema o por fallas de los equipos de descarga, en la cual los volúmenes vertidos varían según la eficiencia de la instalación y manejo del material.

## II.2 FUENTES EMISORAS

Existen seis sectores fundamentales en donde se desechan los contaminantes durante las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos en los equipos dedicados a estas actividades (fig. II.5), los cuales son:

- Sector 1: El área en torno a las cribas vibratoras o "temblorinas", junto con los equipos de control de sólidos instalados en las presas de lodos, cuando se usan fluidos de perforación.

- **Sector 2:** El área del piso de perforación. Siendo la superficie de trabajo manual directa, en donde se conecta y desconecta tubería, es en donde existen derrames continuos de fluido de perforación.
- **Sector 3:** El área de los quemadores. Ciertos efluentes provenientes del pozo debido a su bajo grado de ignición, a la presión en que sale, al no atomizarse por baja eficiencia del quemador u otros factores, no se logran quemar y por tanto se vierten.
- **Sector 4:** El área en torno a las presas de lodos, propiamente las secciones de drene. Durante el llenado y vaciado de las presas y sobre todo en su limpieza, cuando se realiza cambio de lodo se ocasionan derrames considerables de fluido.
- **Sector 5:** Drenes de aguas aceitosas provenientes de máquinas y bombas de lodos y drenes de agua pluvial.
- **Sector 6:** Áreas de carga y descarga de materiales.

Por tanto, evitando los vertimientos de recortes de formación impregnados de lodos, controlando los fluidos derramados en el piso de perforación, evitando el tirar lodos tóxicos desde las presas, aumentando la eficiencia del sistema de quemar, dirigiendo las aguas aceitosas hacia un equipo de separación agua-aceite y evitando los vertimientos durante carga y descarga de materiales; se logrará minimizar la contaminación de un equipo de perforación o reparación al grado de ser una planta operativa que no genera impacto ecológico negativo y aceptable dentro de los lineamientos más rígidos internacionalmente establecidos.

Para solucionar los vertimientos de desechos será necesario implantar medidas preventivas y medidas correctivas. Las primeras enfocadas a eliminar o minimizar situaciones que podrían ocasionar la generación de residuos, y las segundas al control, manejo y disposición de los desechos que son inevitables.

Para esto será necesario implementar accesorios y herramientas, así como adaptar equipos, sistemas de drenaje y nuevas adecuaciones de tal forma que se controle y maneje los desperdicios.

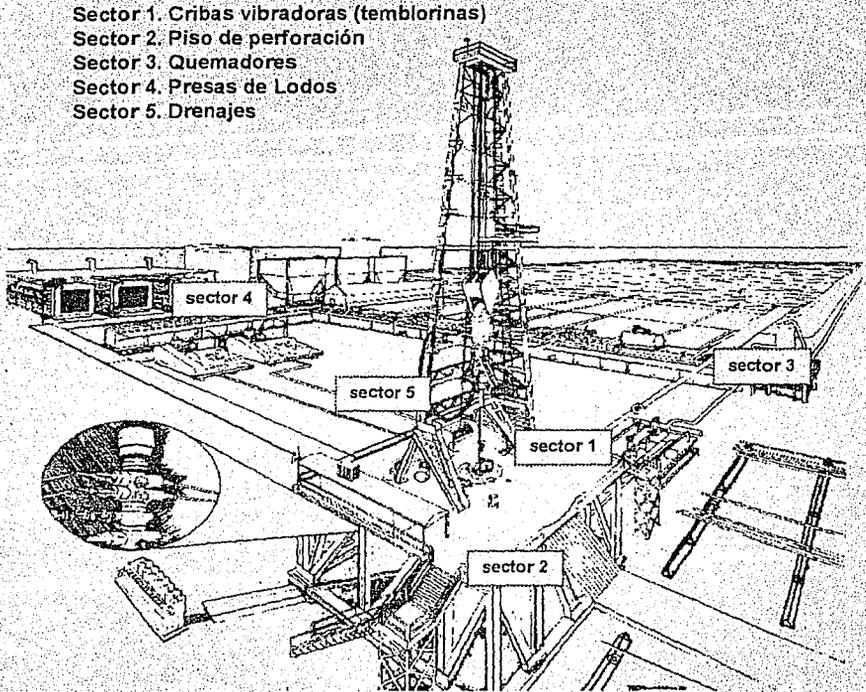


Fig. II.5 Sectores en Donde Existen Emisiones de Desechos en un Equipo de Perforación<sup>31</sup>

El personal operativo debe tener conocimiento de las nuevas implantaciones y saber como emplearlas, y además, debe estar consciente que sin el correcto uso de esto y su total colaboración no será posible lograr el fin deseado.

Para lo cual es necesario implantar campañas de sensibilización que conjunte la explicación técnica de las adecuaciones, su importancia para el bien ecológico y la responsabilidad del trabajador.

Para tener éxito en la implantación de un nuevo sistema de trabajo, ya sea por adición de equipos y herramientas, por implantación de nuevas políticas, por cambios en comportamientos personales, o otros aspectos, es necesaria la total colaboración del personal directivo y operativo.

## **II.3 DESECHOS GENERADOS DURANTE LA PERFORACIÓN, REPARACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS.**

Con el fin de tener identificadas las emisiones contaminantes durante las operaciones de perforación, reparación y terminación de pozos petroleros, se procede a describir todo tipo de desecho que se genera durante estas actividades.

Por conveniencia en la clasificación de los desechos con respecto a su grado de afectación, se ha considerado dentro del código de clasificación CRETIB (corrosivo, reactivo, explosivo, tóxico, inflamable y biológicas infecciosas) únicamente el concepto toxicidad como el grado de afectación, esto es debido a que las evaluaciones como son la prueba del bioensayo o comúnmente conocida como LC50, que se describirá en el capítulo VII, han sido ampliamente utilizadas y aceptadas dentro de la evaluación en la afectación de los desechos producidos en los equipos de perforación.

Por otro lado, no se tiene suficiente respaldo técnico para poder incluir los demás conceptos del código CRETIB, por tanto cuando se hable de grados de afectación, de impacto ambiental, etc. será siempre referido al concepto de toxicidad.

También se encuentra acotado este estudio a desechos sólidos, líquidos y en ciertas ocasiones a polvos, no se tratarán emisiones de gases, efectos por ruidos, visuales u otro tipo de impacto ambiental.

### **II.3.1 Descripción de los Desechos.**

**Recortes de Formación.** Dependiendo de las características de la formación perforada, lógicamente es el tipo de recorte de ella. Siendo lutitas, areniscas, arenas, dolomitas, calizas, sales, etc. así como combinaciones.

El principal problema es el contenido de materiales no permisibles de verter como por ejemplo Cadmio u otro metal (ver capítulo VII), para poder ser catalogado como no contaminante.

Al estar en contacto con el fluido de perforación, la clasificación del recorte impregnado con éste último dentro del marco de toxicidad dependerá de la adición de las características de ambos (recorte + lodo).

**Fluidos de Perforación.** El tipo de fluido empleado dependerá principalmente de las características de la formación por perforar, se puede clasificar en dos grandes ramas: fluidos base agua y fluidos base aceite, siendo los de mayor toxicidad los segundos. Dado a que son verdaderos sistemas, los componentes que los conforman son muchos y el contenido es a su vez variado.

Por tanto se en listarán los posibles componentes que pueden formar un fluido de perforación turnando al capítulo III del presente la evaluación de volúmenes, concentraciones y toxicidad.

Tabla II.1

Lista de Componentes de un Fluido de Perforación

Fase continua: agua (dulce o salmuera) o aceite (diesel o vegetal)  
Sulfato de bario (barita)  
bentonita  
Cloruro de potasio  
Cloruro de calcio  
Cloruro de sodio  
Sulfato de calcio (yeso)  
Hidróxido de calcio (cal)  
Hidróxido de Sodio (Sosa)  
Carbonato de sodio  
Bicarbonato de sodio  
Cromolignosulfonato de sodio  
Cromolignosulfonato de potasio  
Lignosulfonato de sodio  
Lignosulfonato de fierro  
Lignosulfonato de potasio

Lignosulfonato de calcio  
Lignitos modificados  
Cromolignitos  
Goma Xantana  
Carboximetil celulosa  
Polímeros sintéticos  
Polímero reductor de filtrado  
Alcohol octílico  
Agentes tensoactivos hidrofílicos  
Agentes tensoactivos lipofílicos  
Poliacrilato de sodio  
Asfaltos modificados  
Gilsonitas, naturales y modificadas  
Arcillas organofílicas  
Carbonato de calcio  
Supresores de hidratación de arcillas  
Viscosificantes para alta temperatura

**Cementos.** En lechadas y en polvo, producto de desecho de la cementación de las tuberías de revestimiento y taponamientos en el pozo, siendo el tipo Portland (en sus variados grados: H, G, etc.) el más empleado.

**Metales.** Residuos metálicos (tramos de tubos, tambos, herramientas, etc.) desechados, con diverso grado de oxidación y tipo de metal.

**Grasas.** Derrames de grasas, principalmente inorgánica, empleadas en la lubricación de los equipos en general y en las conexiones de tuberías.

**Ácidos.** Empleado para la estimulación del pozo (diluir la matriz rocosa), principalmente clorhídrico en diferentes concentraciones como producto de desecho el cual se encontrará con cierto grado de desgaste (menor concentración que la formulación original).

**Hidrocarburos.** Desechos de pruebas y monitoreos en el pozo durante la evaluación de la formación del contenido de hidrocarburos. Dependerá el tipo, peso específico e índice de ignición así como de la calidad y capacidad del equipo de quemado, la cantidad de hidrocarburos que se deseche al medio ambiente.

**Polvos.** Cementos, baritas, bentonitas, sales, sosa, y demás productos fáciles de volatilizar. No contemplando a los ya incorporados en el fluido de perforación y lechadas de cemento, debido a que las reacciones y efectos son diferentes.

**Espumas.** Surfactantes empleados para aligerar las columnas hidrostáticas que después de emplearse no son reciclables y se convierten en desecho.

**Salmueras.** Diluciones de cloruro, generalmente de sodio desechados al aplicar taponamientos de sal en las operaciones de reparación del pozo. Diversa concentración en función del volumen de sal y agua de dilución.

# CAPÍTULO III

---

## *CARACTERIZACIÓN DE LOS DESECHOS GENERADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS.*

Una vez detectadas las operaciones generadoras de desechos, se requiere cuantificar volúmenes, frecuencia de emisión y evaluar toxicidad. Para definir adecuadamente el grado de contaminación, es necesaria su apropiada caracterización en las operaciones que se llevan a cabo en cada una de las intervenciones en el pozo (perforación, terminación y reparación), así como durante el transporte y abastecimiento de materiales que se requieren.

La caracterización del residuo contaminante consiste de la cuantificación del volumen, la frecuencia en que se presenta y la estimación del grado relativo de toxicidad. Para lo cual se definirán en cada una de las operaciones de perforación, terminación y reparación en donde se producen desperdicios, los volúmenes de efluentes, así como comentarios y observaciones.

Como se mencionó, en el capítulo anterior, el grado de afectación será enfocado a la toxicidad del desecho, dentro del código CRETIB, a sí mismo se consideran desechos sólidos, líquidos y semilíquidos, descartando las emisiones a la atmósfera, afectaciones por ruido y visual, en el impacto ambiental.

En la Tabla III.1 se resume la cantidad de desechos generados por operación durante la elaboración de un pozo<sup>99</sup>, para lo cual se ha considerado un pozo de 6,500 m de profundidad y geometría usual en México (Fig. III.1).

Aunque los pozos en la zona marina con respecto a la terrestre tienen ciertas diferencias en sus diámetros, profundidades y longitudes de sección, se ha considerado en este pozo tipo los aspectos importantes en cada caso, por lo que es representativo para ambas situaciones.

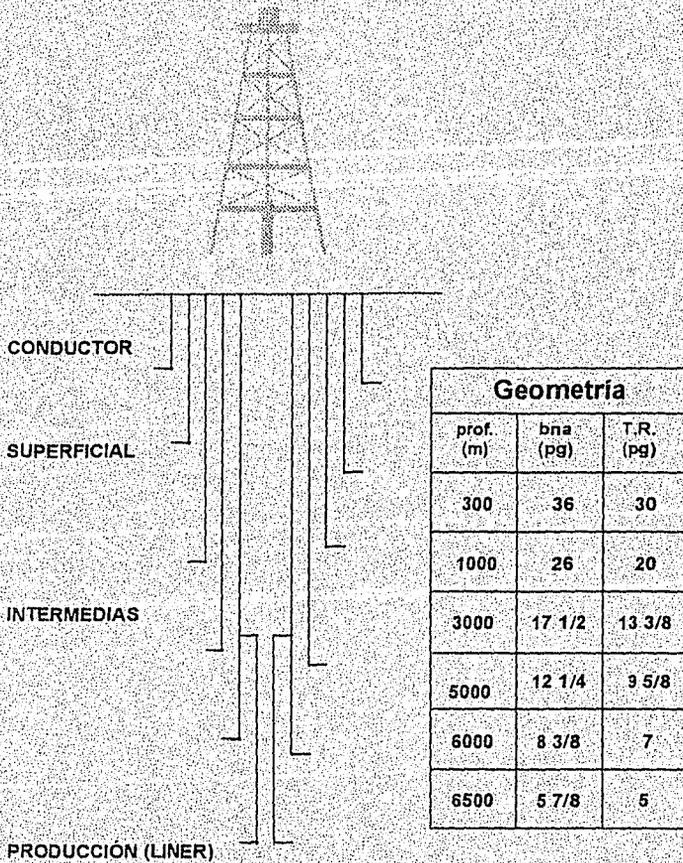


Fig. III.1 Geometría de un Pozo Costa Afuera en México

La caracterización se realiza considerando los desechos generados durante el desarrollo del pozo, también se presentará los datos para cuando es usual utilizar fluidos base aceite, por las necesidades de la perforación. Esto es debido a que al manejar este tipo de fluidos el grado de toxicidad de los desechos se incrementa en forma considerable, como se verá mas adelante y marca a su vez el límite permisible de descargas (capítulo VII).

TABLA III.1 Caracterización de los Desechos Contaminantes

OPERACIÓN	TIPO DE DESECHO	RITMO PROMEDIO DE GENERACIÓN DE LOS DESECHOS	VOLUMEN POR POZO (M3)	VOLUMEN E.I.* (M3)
PERFORANDO POZO	RECORTE IMPREGNADO DE LODO	5 M3 POR DÍA	1,031	200
VIAJES DE TUBERÍA	FLUIDO DE PERFORACIÓN	50 LITRO POR VIAJE	100	10
CONEXIONES	FLUIDO DE PERF. Y GRASA LUBRICANTE	20 LITROS CONEXION	50	4.5
CAMBIO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN	FLUIDO DE PERFORACIÓN	10 M3 POR CAMBIO	30	10
TRAT. Y ACON. DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	FLUIDO DE PERFORACIÓN Y ADITIVOS	0.5 M3 POR OPERACIÓN	3	0.5
LIMPIEZA DEL PISO DE PERFORACIÓN	FLUIDO DE PERF. AGUA ACEITOSA Y GRASA LUBRICANTE	100 M3 POR CADA 1,000 M PERFORADOS	600	100
LIMPIEZA DE PRESAS	FLUIDO DE PERFORACIÓN	20 M3 POR LIMPIEZA	60	20
PRUEBA DE T.R., CAB. Y PREVENTORES	FLUIDO DE PERFORACIÓN Y AGUA ACEITOSA	5 M3 POR ETAPA	30	5
CEMENTACIÓN DE T.R.	CEMENTO, FLUIDO RESIDUOS DE METAL	1 M3 POR ETAPA	6	1
ESTIMULACION ÁCIDA	ÁCIDO FLUIDO CONTROL AGUA DE FORM. HIDROCARBUROS	20 M3 POR OPERACIÓN	60	No aplica
TAPON SAL	SALMUERA FLUIDO CONTROL	1 M3 POR OPERACIÓN	4	No aplica
NÚCLEO	FLUIDO DE PERF.	4 M3 POR NÚCLEO	16	4
MANT. A MAQUINAS	ACEITE Y GRASA	1 M3 POR MANTENIMIENTO	18	3
TRASLADO Y MANEJO DE MATERIALES	FLUIDO DE PERF. ADITIVOS FLUIDO CONTROL CEMENTO	0.5 M3 POR VISITA DE BARCO O CAMIÓN	5	2

\* Volumen generado durante la etapa perforada con fluido base aceite o emulsión inversa

### III.1. FRECUENCIA DE EMISIÓN DE DESECHOS

#### III.1.1 Perforar

Desecho Generado: Recortes de la Formación Impregnados con Fluido de Perforación

En los pozos se utilizan diferentes tipos de fluidos de perforación, durante las primeras etapas se perforan con fluidos de baja densidad (90 a 95% de diesel), posteriormente se cambia a fluidos base agua y existen etapas en donde se emplean lodos de emulsión inversa, éstos debido a su contenido de aceites se consideran altamente tóxicos. Los recortes impregnados toman a su vez el mismo grado de toxicidad del fluido de perforación que lo moja.

El ritmo de generación de recortes impregnado con fluido de perforación depende de diferentes parámetros, en primer lugar del tamaño (diámetro) del agujero que se perfora, de la velocidad de penetración o ritmo de perforación y del tamaño y forma del recorte cortado por la barrena.

Este último aspecto (tamaño y forma), es muy relevante, debido a que la cantidad de roca removida es un volumen determinado (o sea el área transversal del pozo hecha por el diámetro de la barrena multiplicada por la longitud perforada) y al estar en contacto con el fluido de perforación, el área expuesta del recorte determinará la cantidad de fluido que lo impregnará, conforme más pequeños sean mayor será esa área y por ende el volumen de fluido que se adhiere (fig. III.2).

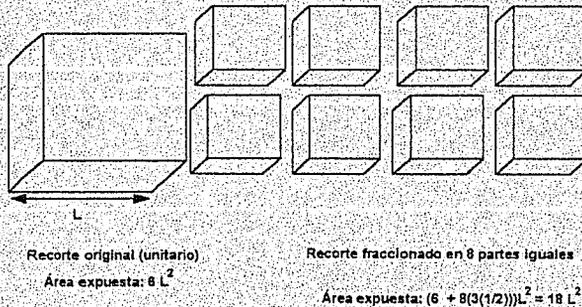


Fig. III.2 Área del Recorte Expuesta al Fluido de Perforación

Para determinar el ritmo de generación de recortes impregnados de lodo (lo que dará a su vez la frecuencia de emisión de estos), se considera que al área transversal que formaría la barrena multiplicada por la longitud perforada se le agregue un 10% debido a formaciones deleznales e irregularidades del agujero y un 30% por mojabilidad del lodo (total 40%).

Esta medida de evaluación del volumen del recorte mojado estadísticamente presenta resultados aceptables<sup>99</sup>, dado a que no es posible en la práctica medir en forma exacta el volumen (a boca de pozo).

### III.1.2 Viajes de Tubería.

Desecho Generado: Fluido de perforación

El volumen total de lodo desechado varía con respecto a la longitud de la sarta sacada a la superficie, ya que por cada conexión se vierten entre 30 y 60 litros. Si se consideran viajes de 3500 a 6500 m de profundidad, el volumen vertido puede ser hasta de 10 m<sup>3</sup> en un viaje redondo. Además se incrementa el costo de la perforación, terminación o acondicionamiento del pozo.

### III.1.3 Conexiones Durante la Perforación.

Desechos Generados: Fluido de perforación  
Grasa sello-lubricante

El volumen de grasa derramado es aproximadamente el 60% de lo agregado, siendo en promedio 100 g la cantidad untada en la rosca, calculando 60 g vertidos por conexión, en tanto que el de los fluidos se estima en 20 litros por conexión de una mezcla de lodo y grasa lubricante.

### III.1.4 Cambio del Fluido de Perforación.

Desecho Generado: Fluido de perforación

Los volúmenes de desecho varían según las condiciones de drenado de las presas, sistema de bombeo de lodos del barco abastecedor o carros tanque (según sea el caso), capacidad de las presas, entre otros. Estos volúmenes pueden ser de 10 m<sup>3</sup> y hasta de 100 m<sup>3</sup> cuando no se cuenta con apoyo (del barco o pipa), durante cada cambio de lodo.

### III.1.5 Tratamiento y Acondicionamiento de Fluidos.

Desecho Generado: Fluido de perforación

Los volúmenes de fluido desechados varían desde  $0.5 \text{ m}^3$  hasta  $40 \text{ m}^3$ . Este a su vez es función del tipo y frecuencia del contaminante que alteró las características del lodo, siendo mayor cuando es cemento o gases como  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , los cuales son capaces de romper el sistema y separar las fases, propiciando asentamiento de sólidos, lo que dificulta el proceso y ocasiona que sea mayor el volumen de desecho.

### III.1.6 Limpieza del Equipo y Piso de Perforación.

Desechos Generados: Aguas aceitosas  
Fluido de perforación  
Grasas lubricantes

Se estima un desecho de  $100 \text{ m}^3$  de mezcla de aguas aceitosas de limpieza del piso, lodos y grasas, por cada 1,000 m perforados. Esta medida no es confiable, debido a que no es posible determinar cuanto se emplea en limpieza, con que periodicidad se realizan estas, ni tampoco que tan sucio se encuentra el equipo y piso de perforación.

### III.1.7 Limpieza de Presas.

Desecho Generado: Fluido de perforación

El volumen estimado de lodo remanente, ahora convertido en desperdicio es de  $20 \text{ m}^3$  por limpieza de presas, el cual dependiendo de su formulación y principalmente de su fase continua será su grado de toxicidad, siendo muy alta cuando se trata de fluido base aceite.

### III.1.8 Pruebas de Tubería de Revestimiento y Preventores.

Desecho Generado: Fluido de perforación

Se ha estimado en base a observaciones y en forma estadística<sup>99</sup> un total de  $5 \text{ m}^3$  generados durante esta operación.

### III.1.9 Introducción y Cementación de Tuberías de Revestimiento.

Desechos Generados:   Cemento  
                                   Fluido de perforación  
                                   Residuos metálicos  
                                   Elastómeros

Los volúmenes arrojados dependen de la cantidad de cemento remanente depositado en el interior de la T.R., del volumen de lodo que se contamina con cemento y de los residuos metálicos producto de la molienda de la zapata de la T.R., estimándose en un total de 20 m<sup>3</sup> de una mezcla de cemento, lodo y acero en cada introducción de tubería<sup>99</sup>

### III.1.10 Mantenimiento a Máquinas.

Desecho Generado:       Aceite y grasa lubricante

Se ha estimado que durante los mantenimientos, se derraman alrededor de 1 m<sup>3</sup> de aceites<sup>99</sup>.

### III.1.11 Fugas en Conexiones Superficiales.

Desecho Generado:       Fluido de perforación

No es posible cuantificar el volumen por ser una operación generada en forma imprevista y la magnitud del derrame está en función del daño, de la rapidez en que se detecte y la eficiencia de controlarlo.

### III.1.12 Estimulación de Pozos.

Desechos Generados:    Ácido Clorhídrico  
                                   Hidrocarburos  
                                   Agua de la formación

Los volúmenes descargados están en función de la cantidad de ácido inyectado, de los fluidos de desplazamiento, de la pureza del hidrocarburo arrojado y de la eficiencia del quemador, se ha estimado un rango de 20 a 100 m<sup>3</sup> de una mezcla de ácido con hidrocarburos y agua de desecho.

### III.1.13 Inducción de pozo.

Desechos Generados: Fluido de control  
 Agua de la formación  
 Hidrocarburos

Con datos estadísticos y mediciones directas<sup>99</sup>, se evaluó el volumen de fluido el cual se estimó en 5 m<sup>3</sup> de mezcla de agua de formación, trazas de hidrocarburos y fluido de control, durante esta operación.

### III.1.14 Tapones de Sal.

Desecho Generado: Salmuera de Cloruro de Sodio

A manera de cuantificar el volumen del tapón se considera la salmuera sobresaturada colocada frente a la zona de interés, el cual en promedio se estima en 1 m<sup>3</sup>

### III.1.15 Toma de Núcleos.

Desecho Generado: Fluido de perforación

Durante la toma de núcleos, es requerido sacar tubería para obtener el muestreador, en esta práctica se derraman alrededor de 4 m<sup>3</sup> de fluido de perforación en el piso, por muestreo, lo que equivaldría a sacar y meter la sarta de perforación.

### III.1.16 Manejo y Traslado de Materiales.

Desechos Generados: Bentonitas  
 Baritas  
 Cementos  
 Demás material abastecido

La cantidad estimada de derrames por descarga de algún material es de 25 kg por visita de barco o camión abastecedor.

### III.2. VOLUMENES TOTALES DESECHADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO

Los desechos generados al desarrollar un pozo, a la profundidad de 6,500 m, con una geometría usual que puede ser encontrada en pozos en México (fig. III.1) se presentan en la Tabla III.2.

En función de evaluaciones estadísticas, mediciones directas y experiencias de campo se ha estimado el volumen de desechos generados<sup>99</sup> que se vierten al mar o bien a una presa de desperdicios, según sea el caso, por lo que se mencionará el tipo de desecho y el volumen calculado.

<b>TABLA III.2 Residuos Generados Durante las Operaciones de Perforación Reparación y Terminación de pozos</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>* Recortes de formación impregnados con fluidos de perforación</li> <li>* Fluidos de perforación</li> <li>* Aguas aceitosas</li> <li>* Efluentes provenientes del pozo (aguas de formación, hidrocarburos, H<sub>2</sub>S)</li> <li>* Fluidos de control (durante las intervenciones al pozo)</li> <li>* Salmueras saturadas</li> <li>* Aceites quemados</li> <li>* Cementos, aditivos y lechadas: agua-cemento-aditivos</li> <li>* Ácidos</li> <li>* Sedimentos de la formación</li> </ul>

Aunque el desecho sea el mismo en diferentes operaciones, por ejemplo el caso del fluido de perforación en limpieza de presas y en cambio de lodo, se analizarán por separado debido a que el mecanismo de control y manejo depende del lugar donde se emite el volumen y frecuencia.

También se incluye el análisis para cuando se emplea fluido de Emulsión Inversa (E.I.) debido a que se considera tóxico (capítulo VII). En México, se perfora con este tipo de fluido la formación del periodo terciario (lutitas hidratables e inestables en base agua) empleando barrera de 12 1/4 pg.

### III.2.1 Recortes de Formación.

Como se puede observar en la Tabla III.3 el volumen total de recorte generado por perforar un pozo es de aproximadamente 1,031 m<sup>3</sup>, aunque esta cantidad es muy elevada, en realidad el volumen peligroso es el de recorte mojado por fluido de perforación base aceite.

Tabla III.3 Geometría de un Pozo

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ETAPA	BARRENA	T.R.	PROFUNDIDAD	INTERVALO	ÁREA	VOLUMEN	VOLUMEN	RECORTE	TIPO DE	FASE
	(pg)	(pg)	(m)	(m)	AGUJERO	AGUJERO	RECORTE	MOJADO	LODO	CONTINUA
					(m <sup>2</sup> )	(m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> )		DEL LODO
1	36	30	300.00	300.00	0.66	197.01	216.71	281.72	BENTONITICO	AGUA
2	26	20	1,000.00	700.00	0.34	239.77	263.75	342.88	BENTONITICO	AGUA
3	17 1/2	13 3/8	3,000.00	2,000.00	0.16	310.36	341.39	443.81	LSE	AGUA
4	12	9 5/8	5,000.00	2,000.00	0.07	145.93	160.53	208.68	EI	ACEITE
5	8 3/8	7	6,000.00	1,000.00	0.04	35.54	39.09	50.82	THERMADRILL	AGUA
6	5 7/8	5	6,500.00	500.00	0.02	8.74	9.62	12.50	THERMADRILL	AGUA
<b>TOTAL</b>					<b>6,600.00</b>	<b>937.36</b>	<b>1,031.10</b>	<b>1,340.42</b>		

Columna 1: Número de la etapa

Columna 2: Diámetro de la barrera (por tanto del pozo)

Columna 3: Diámetro de la tubería de revestimiento

Columna 4: Profundidad de finalización de la etapa

Columna 5: Longitud de la etapa

Columna 6: Área transversal del agujero

Columna 7: Presenta el volumen de agujero considerando el diámetro de la barrera

Columna 8: Considera un 10% extra al volumen de agujero debido a formaciones deleznales

Columna 9: Considera que el fluido que moja al recorte y le adiciona un 30% de volumen

Columna 10: Tipo de fluido de perforación empleado

Columna 11: Fase continua del fluido empleado

El recorte mojado por fluido base agua, no obtiene el grado de toxicidad que prohíba ser desechado al medio ambiente sin tratamiento especial. Salvo que el recorte contenga elementos no permisibles (mercurio, cadmio, fierro, cromo, etc.).

El ritmo de generación máxima de recortes con lodo de E.I. (altamente tóxico) en un pozo se estima en  $34.2 \text{ m}^3/\text{día}$  (perforando a  $300 \text{ m}/\text{día}$ ), el ritmo promedio en condiciones medias de perforación ( $50\text{-}60 \text{ m}/\text{día}$ ) es de aproximadamente  $6 \text{ m}^3/\text{día}$  de recorte impregnado de lodo, estimando un total de  $208 \text{ m}^3$  durante la etapa de emulsión inversa.

### **III.2.2 Fluido de Perforación por Viajes de Tubería.**

Como se mencionó se vierten entre 30 y 60 litros por viaje. En función del número de barrenas que usualmente se emplean, y requerimientos de viaje por problemas como pérdidas, pegadura, conformar agujero, etc., será la cantidad de veces que se mueva la sarta, el volumen factible de desechos es  $100 \text{ m}^3$  de lodo de perforación, durante la vida del pozo. Cuando se emplea emulsión inversa, el volumen estimado es de  $10 \text{ m}^3$ .

### **III.2.3 Fluido de Perforación y Grasa Sello Lubricante por Conexiones de Tubería.**

Siendo 60 g de grasa de desecho el estimado empleado por cada conexión<sup>99</sup>, en una sarta de 6,500 m de longitud se generan alrededor de 700 conexiones, con tubos de 9 m lo que arroja 42 Kg. de grasas (aproximadamente dos latas de 20 litros). A este volumen deberá agregársele el gastado cada vez que se hagan viajes de tubería (por cambios de barrena u otras operaciones), cabe mencionar que cuando se saca y mete la tubería se mueve en lingadas de tres tubos y que cuando se adiciona un nuevo tubo este será parte permanente de la sarta.

El total estimado, por el consumo en un pozo es de 10 latas de grasa de desecho, que en volumen ocupa aproximadamente  $0.2 \text{ m}^3$ .

En cuanto a fluidos de perforación desechados en estas operaciones durante el desarrollo del pozo se estima<sup>99</sup> en  $50 \text{ m}^3$ , de los cuales a la etapa perforada con emulsión inversa le corresponden  $4.5 \text{ m}^3$ .

### **III.2.4.- Fluido de Perforación en el Cambio de Lodo.**

El número de cambios de fluido de perforación considerado es de tres, ocasionando un total estimado del  $30 \text{ m}^3$  de lodo desechado, en el cambio de emulsión inversa a lodo base agua es de  $10 \text{ m}^3$ .

### **III.2.5.- Fluido de Perforación Durante el Tratamiento y Acondicionamiento de Lodo.**

Como esta operación se realiza en función de las condiciones de la formación y las etapas del pozo, se ha considerado un promedio de seis tratamientos; por tanto el volumen estimado durante el desarrollo del pozo es de  $3 \text{ m}^3$ . Cuando se emplea E.I. se realiza un acondicionamiento al fluido el cual se ha evaluado en  $0.5 \text{ m}^3$  de lodo de desecho.

### **III.2.6.- Mezcla de Fluido de Perforación con Aguas Aceitosas y Grasas Lubricantes Desechadas Durante la Limpieza del Equipo y Piso de Perforación.**

Se estima que en un pozo de la profundidad considerada se generan hasta  $600 \text{ m}^3$  de la mezcla descrita, para el caso de uso de emulsión inversa se tiene  $100 \text{ m}^3$  de este desecho.

### **III.2.7 Fluido de Perforación en la Limpieza de Presas.**

Si en tres ocasiones se realiza el cambio de lodo son las mismas que se requiere de limpieza de presas. El volumen estimado es de  $60 \text{ m}^3$  de lodo de desecho para terminar el pozo, de estos,  $20 \text{ m}^3$  son de fluido base aceite.

### **III.2.8 Fluido de Perforación Desechado en Pruebas a Preventores.**

En cada etapa se instalan cabezales y prueban preventores, a un pozo de seis etapas con las que cuenta el pozo tipo del estudio, será de  $30 \text{ m}^3$  de fluido desechado. Para la etapa de E.I. se calcula  $5 \text{ m}^3$  de lodo.

### **III.2.9 Mezcla de Cemento, Fluido de Perforación y Residuos de Metal en la Introducción y Cementación de T.R.**

El volumen estimado de mezcla de cemento molido, metal de la zapata de la T.R. y lodo de perforación es de  $6 \text{ m}^3$  de desecho, en el caso de fluido de E.I. le corresponde  $1 \text{ m}^3$ .

### **III.2.10. Aceites y Grasas en los Mantenimientos a Máquinas.**

A lo largo de la vida del pozo se realizan dos o tres mantenimientos a la maquinaria por etapa, siendo un total de  $18 \text{ m}^3$  de este desecho el estimado. Para la etapa de E.I. son  $3 \text{ m}^3$  de aceites y grasas generadas como desecho.

### **III.2.11 Mezcla de Ácidos con Hidrocarburos y Agua de la Formación en Estimulaciones de Pozos.**

Por estimulaciones se vierten  $20 \text{ m}^3$  de ácidos con trazas de hidrocarburos, si se realizan en la vida del pozo tres estimulaciones es volumen es de  $60 \text{ m}^3$ .

### **III.2.12 Mezcla de Fluido de Control y Fluidos de la Formación en la Inducción del Pozo.**

En cada intervención al pozo se realiza una inducción, así como en el inicio a producción. Estimando tres operaciones por vida del pozo más la inicial se calcula en  $20 \text{ m}^3$  la mezcla de desecho.

### **III.2.13 Salmuera de Desecho en Taponamientos con Sal.**

Los taponos con sal promedio por pozo colocados son tres o cuatro, el volumen de salmuera total de desecho es de  $4 \text{ m}^3$ .

### **III.2.14 Fluidos de Perforación en la Toma de Núcleos.**

Esta operación se realiza en pozos exploratorios generalmente, el número de núcleos que se cortan se determina en función de las formaciones de interés y no es posible determinar un promedio. Para este estudio se ha considerado cuatro tomas de muestras de la formación lo que da un total de  $16 \text{ m}^3$  de lodo de desecho, según la frecuencia de este desecho marcada en el inciso anterior.

### **III.2.15 Desechos de Material Abastecido a los Pozos.**

Considerando en toda la vida del pozo nueve o diez visitas de los barcos a plataforma o camiones en tierra, se calcula un total de  $5 \text{ m}^3$  de estos materiales como desechados.

### III.3. EVALUACIÓN DEL GRADO RELATIVO DE TOXICIDAD.

La toxicidad del desecho se considerará, para este estudio, en función de los límites permisibles de vertimiento, ya sea al mar o a una presa de desperdicios siguiendo los lineamientos descritos en el capítulo VII, los cuales se obtuvieron de normatividades y reglamentaciones a nivel internacional y siguiendo el código de clasificación CRETIB.

Resumiendo, los desechos emitidos durante las operaciones de perforación, reparación y terminación de un pozo petrolero son los siguientes:

- FLUIDOS DE PERFORACIÓN
- RECORTES DE LA FORMACIÓN IMPREGNADOS DE LODO DE PERFORACIÓN
- ACEITES Y GRASAS LUBRICANTES
- AGUAS ACEITOSAS
- MEZCLA DE CEMENTO, LODO Y METALES TRITURADOS
- MEZCLA DE ÁCIDO Y FLUIDO DE CONTROL
- SALMUERAS
- POLVOS (BENTONITAS, BARITAS, CEMENTOS, ETC.)

En general todos los desechos mencionados anteriormente son contaminantes en diferentes grados, dependiendo de las concentraciones, volúmenes, frecuencias de emisión y tiempo de degradación.

A continuación se describe la posible afectación y se define que debe ser prohibido o hasta que límite se permitirá su vertimiento.

#### III.3.1 Fluidos de perforación.

Por tradición el fluido de perforación en su forma básica ha sido una serie de arcillas (bentonita, barita, etc.) mezcladas en agua, de ahí su nombre coloquial de "lodo", dado las propiedades reológicas que de él se requieren es necesario la adición de un gran número de aditivos (Tabla II. 1).

En ciertas ocasiones es requerido que el fluido tenga un comportamiento de mojabilidad directo, esto es se comporte su fase continua como la del agua, en otras inverso o su fase sea similar a la del aceite, incluso muchas veces es requerida la eliminación de los tradicionales agentes que le proporcionan reología y tixotropía por nuevos compuestos, como es el cambio de bentonita a polímeros, por tanto de un simple "lodo" se transforma a todo un sistema reológico.

No es posible evaluar la toxicidad de un fluido de perforación midiendo cada componente por separado y después su reacción integrado al fluido, es requerido por tanto determinar la toxicidad del sistema en general.

Como primer medida, se considera a todo fluido de perforación, reparación y terminación, cuya fase continua sea el aceite (emulsión inversa), que contenga diesel o bien sea preparado con aceites usados en la lubricación de maquinaria como tóxico y se prohíbe su vertimiento al mar, río, lagunas y demás caudales así como su disposición en una presa de desperdicios de las usuales en los equipos terrestres.

En cuanto a los fluidos de perforación base agua, estos a su vez contienen elementos que por si solos pueden ser muy peligrosos (como es el caso del lignosulfonato, el diesel, etc.), si se emiten al medio ambiente, pero por las cantidades y diluciones una vez adheridos al sistema es posible que ya no sean tan dañinos o que estén dentro del límite aceptable.

Se ha adoptado<sup>89</sup> como una forma de evaluar la toxicidad de los fluidos de perforación a la prueba del bioensayo ó LC<sub>50</sub>. Con la cual, si medimos el componente en forma independiente no pasaría, pero al ser diluido en grandes volúmenes sus efectos son reducidos y como un sistema (todo el volumen de fluido de perforación) puede ser que apruebe.

La prueba de bioensayo o  $LC_{50}$ , consiste en medir el porcentaje de mortandad de seres vivos, por ejemplo larvas de camarón, en contacto con el contaminante, cabe mencionar que se determinan grados de concentración y tiempos de exposición (no esta dentro del alcance del estudio la descripción detallada de ésta prueba). Como se mencionó, se ha adoptado como la medida para determinar el grado de toxicidad de los lodos de perforación y de ahí catalogarlos como peligrosos o no peligrosos, considerando el código CRETIB se ha utilizado el concepto de toxicidad únicamente, los demás conceptos se han omitido por ser muy difíciles de evaluar.

Para aquellos fluidos que al realizarles la prueba  $LC_{50}$  obtengan una toxicidad menor o igual a 30,000 p.p.m. en base a la fase de sólidos suspendidos se considerarán como peligrosos y al igual que los base aceite se prohíbe su vertimiento al medio ambiente.

Cuando los fluidos de perforación, reparación y terminación de pozos exentos de los lineamientos enunciados en los párrafos anteriores el límite permitido de descarga no deberá exceder los  $150 \text{ m}^3/\text{hr}$ , si se trata de caudales (mar, ríos, lagos, etc.). En terrenos se recomienda compactar estos y de ser posible impermeabilizar para evitar filtraciones durante el proceso de degradación del fluido.

### **III.3.2 Recortes de la Formación.**

Como se indicó en el inciso III.2, el volumen total de recortes de la formación impregnados de fluidos de perforación es elevado (hasta  $1,340 \text{ m}^3$ ), este recorte por si sólo es roca de la formación que si no contiene elementos tóxicos como cadmio, fierro, zinc, etc., (los cuales son poco comunes en rocas sedimentarias) se podría considerar como no dañino al medio ambiente.

Sin embargo, al estar mojado el recorte por el fluido de perforación, automáticamente adopta el mismo grado de toxicidad del mismo fluido y por lo tanto adquiere las mismas limitaciones, prohibiéndose la descarga al medio ambiente.

### **III.3.3 Aceites y Grasas Lubricantes.**

Todos los aceites, grasas lubricantes e hidrocarburos en general, así como metales pesados, mercurio y compuestos de mercurio, plásticos y compuestos orgánicos halógenos, se catalogan como productos tóxicos y se prohíbe el vertimiento de ellos al medio ambiente. Salvo que tengan transformación rápida en el ecosistema o sean parte de sustancias inocuas mediante procesos físicos, químicos y biológicos, y no pongan en peligro la salud del hombre y animales.

### **III.3.4 Aguas Aceitosas.**

Las aguas aceitosas no se permitirán decargarlas en el mar o caudales si exceden una concentración límite de grasa y aceite de 72 mg/l por día y 48 mg/l como promedio en 30 días consecutivos.

No se permite su disposición en una presa de desperdicios de las usuales en los pozos petroleros en tierra.

### **III.3.5 Mezcla de Cemento, Lodo, Metales y Elastómeros Triturados.**

Las mezclas de cemento, lodo, hules y metales al igual que los productos antes mencionados no se permite el vertimiento al medio ambiente, esto debido al grado de toxicidad de los metales y a la no biodegradación de los hules, aunado a las características del lodo el cual si es evaluado y considerado como tóxico empeora la situación.

### **III.3.6 Mezcla de Ácido y Fluido de Control.**

Siempre y cuando las mezclas contengan baja concentración de ácidos<sup>69</sup>, no contenga hidrocarburos, ni contengan sustancias como berilio, cromo, níquel vanadio y sus compuestos se permitirá verterlos en corrientes (mar, ríos, etc.) monitoreando las descargas.

En caso contrario a esta mezcla se le considerará tóxica prohibiendo su descarga en caudales ni se permite su disposición en una presa de desperdicios de las usuales en equipos terrestres.

### **III.3.7 Salmueras.**

Siempre y cuando no contengan elementos de los antes mencionados como prohibidos y su concentración sea menor a la saturación<sup>89</sup> es factible su desecho en caudales y en el mar. Monitoreando y registrando los volúmenes de emisión.

### **III.3.8 Polvos.**

Deben evitarse en su totalidad la emisión de polvos (cementos, baritas, bentonitas, etc.) en las zonas de trabajo, poblados, sembradíos, pastizales, etc. Por tanto el manejo de estos productos debe ser estricto y con el mecanismo adecuado que evite su emisión.

Prácticamente todos los desechos generados y emitidos en los equipos de perforación, reparación y terminación de pozos se han catalogado dentro de un rango de toxicidad prohibitiva. Las presas de desperdicios que se han utilizado en los equipos terrestres quedan obsoletas e inútil su uso, por lo que ya no es aceptable tenerlas, orillando a procesos de tratamiento y disposición de desechos. En el mar no se permitirá verter ningún desecho peligroso, por tanto o se adoptan procesos de tratamiento de desechos en plataformas o se transporta a lugares para ello.

### III.4 JERARQUIZACION DE LOS DESECHOS.

Una vez detectados los residuos contaminantes y caracterizados según la operación en donde es generado, se procede a catalogarlos de acuerdo a su relevancia. Para realizar esto se ha considerado en primer lugar el grado relativo de toxicidad y el volumen producido. La jerarquización de los desechos contaminantes se presentan en la tabla III.4.

Tabla III.4. Jerarquización de los Desechos Contaminantes<sup>99</sup>

D E R R A M E	VOLUMEN M <sup>3</sup>
Recortes impregnados de fluido de perforación tóxicos	208
Fluido de perforación tóxico derramado en el piso de perforación	125
Derrames emitidos durante la estimulación de un pozo	50
Fluido de perforación tóxico derramado durante el cambio de lodo	40
Fluidos aceitosos derramados durante el mantenimiento de maquinas y bombas	9
Traslado y manejo de materiales.	5

#### III.4.1 Recortes Impregnados de Fluido de Perforación Tóxicos.

Indudablemente debido al alto volumen que se genera y por ser catalogado el fluido de perforación base aceite como altamente tóxico, son los recortes de formación extraídos del pozo impregnados de lodo de emulsión inversa los desechos más dañinos y quienes mayor impacto ecológico generan al ser vertidos al mar.

Para visualizar la cantidad de recortes, consideremos un pozo tipo en el cual se utiliza fluido base aceite para perforar cierta etapa, con barrena de 12" de diámetro, se pueden generar aproximadamente 208 m<sup>3</sup> de recortes mojados de aceite.

### **III.4.2 Fluido de Perforación Derramado en el Piso de Perforación.**

Durante los viajes de tubería y las conexiones de nuevos tubos para continuar perforando, se vierten sobre el piso de perforación grandes cantidades de lodo, al proceder a limpiarlo se utilizan chorros de fluido (agua o diesel dependiendo de la fase continua del lodo), lo cual se convierte en un desecho difícil de manejar y en plataformas es usual que se canalice a los drenajes pluviales y se vierta al medio ambiente.

Cuando se utiliza lodo base aceite o emulsión inversa, el grado de toxicidad del desecho es alto y no es aceptable su disposición sin tratamiento alguno.

Debido al volumen que puede generarse durante esta acción (estimado en 125 m<sup>3</sup>) se ha catalogado como el derrame contaminante que después de los recortes impregnados de lodo de E.I. ocupan el más alto grado de contaminación que se vierten al mar.

### **III.4.3 Derrames Emitidos Durante la Estimulación e Inducción de un Pozo.**

Dentro de la clasificación de derrames peligrosos se ha catalogado a los efluentes emitidos durante las operaciones de estimulación e inducción de pozos como los terceros en grado de efecto dañino.

Durante estas operaciones el pozo arroja productos como ácidos gastados, fluidos de control, salmueras, hidrocarburos, sedimentos, etc., los cuales muchas veces no logran ser quemados debido a ser poco flamables, pero principalmente a la carencia de atomización de los fluidos por baja eficiencia del equipo de quemado.

Se ha estimado que un conjunto de operaciones efectuadas durante estimulaciones e inducciones se vierten al mar aproximadamente 50 m<sup>3</sup> de residuos contenientes de las sustancias previamente mencionadas.

#### **III.4.4 Fluido de Perforación Derramado Durante el Cambio de Lodo, Lavado de Presas y Acondicionamiento de Lodo.**

Al realizar el cambio de lodo de una fase a otra y el lavado de las presas, debido a las dificultades de las maniobras, a carencia de drenes adecuados en las presas, a las capacidades disponibles en el barco lodero e incluso a negligencias, se derrama gran cantidad de fluido de perforación.

Cuando estos derrames son de lodos base aceite la importancia aumenta debido a su efecto dañino, por lo cual se ha catalogado ha estos vertimientos como los que ocupan el cuarto lugar en peligrosidad de los derrames emitidos en una plataforma de perforación.

El volumen estimado de lodo base aceite que se vierte durante estas operaciones es de aproximadamente  $40 \text{ m}^3$ .

#### **III.4.5 Fluidos Aceitosos Derramados Durante el Mantenimiento y Reparación de Maquinas y Bombas.**

Debido a que toda la maquinaria del equipo de perforación, así como las bombas de lodos necesitan aceites lubricantes para su correcto funcionamiento, es requerido el cambio del mismo. Aunque se recoge el aceite desgastado y se embaza para su traslado parte se derrama a los pisos y fluye por los drenajes pluviales.

Las bombas de lodo, al darles servicio de reparación (cambio de pistones, camisas, etc.) derraman lodo al abrir las carcazas, si este es de emulsión inversa es altamente tóxico, muchas ocasiones no se controla el flujo y es vertido en los drenajes que desembocan al mar.

El volumen que se vierte ha sido estimado en  $9 \text{ m}^3$  de aceites, por tanto ocupan el quinto puesto en importancia de los desechos dañinos a controlar.

#### **III.4.6 Traslado y Manejo de Materiales.**

Durante el abastecimiento de materiales (ácidos, cemento, aditivos, lodo, etc.), en las descargas y aprovisionamientos se derraman parte de estos.

Dependiendo el tipo de desperdicio y el volumen será el grado de contaminación, siendo mayores cuando los derrames son de lodos base aceite (aunque el ácido es peligroso se tiene bastante cuidado en su manejo por lo mismo y prácticamente no existe derrames en su traslado). El volumen estimado de residuos durante estas operaciones es de  $5 \text{ m}^3$ , por lo cual se han considerado dentro de los desechos peligrosos a controlar, ocupando el sexto lugar.

### III.4.7 Comentarios.

Como se ha observado en esta jerarquización de los desechos contaminantes que se producen, si pudiésemos eliminar (con su control, tratamiento y disposición) los recortes de la formación, los fluidos de perforación y las aguas aceitosas, el problema se reduciría, ya que nos restaría ocuparnos de los efluentes producidos durante las estimulaciones y por los materiales que se derramen durante el traslado, carga y descarga.

Cuando el sistema de quemadores opera con alta eficiencia, de hecho con la que fue diseñado y se mantiene en condiciones óptimas durante toda su operación, es garantizable la incineración de prácticamente todos los efluentes del pozo, los que no llegan a ser incinerados en realidad no son contaminantes (agua y sólidos libres de aceite). Si la capacidad de los quemadores no es suficiente, será entonces necesario adicionar más equipo o cambiarlo por otro de mayor capacidad.

En cuanto a los materiales desechados durante el transporte y principalmente en la carga y descarga de estos en los pozos, la forma de evitarlo es simple, únicamente mejorando la forma de empaque, los empaques mismos y los procesos de maniobras de los materiales, si es necesario, adecuar las instalaciones para el manejo de materiales en cualquier forma física. Los equipos de perforación, tanto marinos como terrestres, se encuentra diseñados para realizar las maniobras de todos los materiales que necesitará tanto en la carga como en la descarga, por lo que la mayoría de los vertimientos son debidos a negligencia humana.

Por lo tanto el problema se enfoca a tres contaminantes, recortes de la formación, desechos de fluidos de perforación y aguas aceitosas, y será en estos en los que se presentarán en los capítulos subsecuentes tecnologías de tratamiento y disposición; considerando que si evitamos emanaciones de este tipo de contaminante al medio ambiente, podemos considerar a la operación de perforar un pozo petrolero, dentro de los lineamientos actuales como aceptable.

# CAPÍTULO IV

## *ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS TÉCNICAS PARA EL TRATAMIENTO DE RECORTES DE PERFORACIÓN*

Al ser catalogados los recortes de las formaciones impregnados de fluidos de perforación tóxicos, como el desecho de mayor jerarquía tanto por su volumen como por su efecto nocivo al medio ambiente, se ha investigado y desarrollado varios sistemas de control, manejo y disposición.

Las técnicas empleadas para éste fin pueden ser catalogadas en cinco grandes áreas:

- a) INYECCIÓN<sup>19,21,30,60,69</sup>
- b) LAVADO<sup>33</sup>
- c) PROCESOS TÉRMICOS<sup>81</sup>
- d) PROCESOS QUÍMICOS<sup>49</sup>
- e) PROCESOS BIOLÓGICOS<sup>20,63</sup>

Todos y cada uno han sido empleados con éxito en la industria petrolera, naturalmente dependerá de las situaciones presentadas, disponibilidades y sobre todo costos para inclinarse a seleccionar el proceso a emplear.

A continuación se describirá y detallará cada proceso, marcando las ventajas y desventajas de su empleo, con el fin de servir de base para la decisión en la selección del método acorde a las condiciones presentadas. Cabe mencionar que el proceso que buenos resultados haya presentado en pozos marinos puede no serlo en terrestres y viceversa, así como en pozos de desarrollo y pozos exploratorios.

Posteriormente se presenta una metodología propuesta para la aplicación de estos sistemas en condiciones existentes en México, desarrollando cuando es posible, el proceso de diseño, su aplicación y factibilidad de operación. Para finalmente presentar un estudio comparativo de estas tecnologías, lo que permitirá en el proceso de planeación de un pozo, hacer la selección adecuada.

## IV.1 METODOLOGÍA PARA LA INYECCIÓN ANULAR DE LOS RECORTES

Como se ha mencionado al principio, la perforación se mantiene mediante un circuito del fluido de perforación: una bomba superficial succiona el "lodo" de una presa y lo inyecta por el interior de tuberías, pasa por las toberas de la barrena y regresa a través de un espacio anular descargando en una malla vibradora que separa los recortes y cae a unos tanques en donde nuevamente es succionado completando el ciclo.

Este circuito no es cerrado debido a los recortes que son separados y arrojados del sistema.

Por mucho tiempo se ha pensado la manera de desarrollar un sistema cerrado en el ciclo del fluido, pero al parecer resulta imposible, debido a que la única forma de lograrlo sería retornando el recorte a la formación, aspecto que suena ilógico, sin embargo es factible.

El retornar el recorte generado durante la perforación aparte de cerrar el circuito durante la misma, elimina toda responsabilidad de limpieza en el área al no producirse contaminante, lo que no genera impacto desfavorable al medio ambiente.

El principio básico de inyectar los recortes nuevamente a la formación consiste de tres pasos:

- \* **SELECCIÓN DEL INTERVALO.** Elegir un intervalo de la formación adecuado. Esto es, mediante un análisis litológico se determina una zona porosa y permeable la cual admita fluidos y que existan capas sello tanto superior como inferior que impidan el movimiento vertical del flujo.
- \* **DISEÑO DEL POZO.** Es necesario conocer los gradientes de presión de formación y fractura del intervalo seleccionado, por tanto deberán realizarse pruebas de admisión para determinar la presión a la cual la formación vence su esfuerzo. Es fundamental el correcto diseño de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y del proceso de cementación de estas.

- \* **TRANSFORMACIÓN DEL RECORTE:** Modificación del recorte sólido a un estado factible a ser impulsado mediante bombeo, esto es, diluir para formar un líquido o lechada el cual será inyectado en la formación seleccionada bajo las características diseñadas.

#### **IV.1.1 Selección del Intervalo.**

La zona factible de la formación receptora de la lechada de inyección debe tener partes porosas y permeables, además, existir una roca sello que impida el movimiento ascendente y descendente, esto es que la permeabilidad vertical sea muy baja o nula.

Por ejemplo para la sonda de Campeche, región marina petrolera de México se presenta la zona de interés (contenedora de hidrocarburos) después del período conocido como brecha (figura IV.1). Formaciones más profundas al mesozoico son totalmente carentes de petróleo, la parte factible productora está dentro del período Cretácico.

El programa general del fluido utilizado para la perforación consiste en el empleo de sistema base agua para el período cuaternario. Fluido base aceite (emulsión inversa) para el período terciario, consistente en lutitas hidratables e inestables en base agua; posteriormente se cambia a fluido base agua.

Por tanto los recortes generados durante la perforación del período terciario impregnados de fluidos base aceite (emulsión inversa), son los requeridos a inyectar.

En el Pleistoceno del período cuaternario (zona superior a la antes mencionada), encontramos formación lutítica con capas de arena, esta litología es muy apropiada para la inyección debido a tener franjas porosas y permeables (arenas) que pueden admitir fluido y capas impermeables (lutitas) que servirán como roca sello. En el pozo Taratunich 101 se empleó el sistema de circuito cerrado, exitosamente, durante la perforación en la etapa conocida como emulsión inversa, esto es, al perforar el terciario y emplear fluido de perforación base aceite.

CAMPECHE		LOCALIDAD		ERA
FORMACIÓN	EPOCA	PERIODO CUATERNARIO	CENOZOICA	
RECIENTE	RECIENTE			TERCIARIO
ARENAS Y LUTITAS	PLEISTOCENO			
	PLIOCENO			
LUTITAS	MIOCENO			
	OLIGOCENO			
	EOCENO			
LUTITAS Y CALOPENAS	PALEOCENO		CRETACICO	MESOZOICA
BRECHAS CALCAREAS		SUPERIOR		
DIOLOMITAS CALIZAS		MEDIO		
CHIEHORE-LUTITAS MARCASAMPA CALIZAS		INFERIOR		
	SUPERIOR	JURASICO	TRIAS	PALEOZOICA
	MEDIO			
	INFERIOR			
		PERMIICO	PROTEOZOICA	
		PRECAMBRICO		

 POTENCIAL PRODUCTORA DE HIDROCARBUROS

Fig. IV.1 Formaciones y Litología de la Sonda de Campeche

La formación factible receptora (donde se puede inyectar la lechada de recortes) es Paraje Solo, debido a su contenido de arenas funcionando como roca almacén y capas de lutitas fungiendo como roca sello. Debido a su profundidad (más de 700 m.) no se altera acuíferos someros, y a su gradiente de fractura es posible la inyección sin requerir altas presiones.

De esta manera, se puede analizar otra localización y evaluar la posibilidad de inyectar los recortes en ella.

#### **IV.1.2. Diseño del Pozo**

El diseño cuantitativo del pozo es fundamental para el buen funcionamiento del circuito cerrado durante la perforación. Cálculos erróneos provocarán operaciones inadecuadas reduciendo en posibles problemas en la inyección del recorte, incluso de la inutilidad del proceso.

Los aspectos fundamentales de diseño para alcanzar el fin (poder cerrar el circuito) de inyectar los recortes son tres:

- 1.- Determinación de los gradientes de presión de formación y fractura.
- 2.- Diseño de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- 3.- Diseño de la cementación.

La apropiada determinación de los gradientes de presión de formación y fractura permitirán diseñar correctamente las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento (T.R.) y la correcta y eficiente cementación de las T.R. evitará posibles canalizaciones del fluido (lechada de recortes) a través de las paredes del pozo.

- 1.- Determinación de los gradientes de presión de formación y fractura.

Las presiones de formación y fractura pueden ser determinadas mediante el empleo de correlaciones o bien mediante mediciones directas en pozos vecinos. Es fundamental su conocimiento para la zona en donde se planea la inyección, en especial del gradiente de fractura.

Por tanto es necesario a esta profundidad realizar pruebas de admisión y conocer a detalle la presión a la cual a la roca se le vence su esfuerzo mínimo de cedencia.

## 2.- Diseño de la profundidad de asentamiento de las T.R.

Mediante el empleo de los gradientes de presión de formación y fractura, se determina la profundidad a la cual deben ser cementadas tuberías de revestimiento que aislen las formaciones y mantengan el control del pozo.

Es requerido que la tubería superficial, por ejemplo, para el caso de la sonda de Campeche, sea asentada en el Pleistoceno, con el fin de controlar zonas someras (acuíferos de agua superficiales) de formaciones deleznable.

Esto permite el acceso a lutitas y arenas encontradas en esta formación. Usualmente la tubería colocada como superficial es de 20", la siguiente o primer T.R. intermedia es de 13 3/8".

Es en el espacio anular de 20 - 13 3/8" por donde se inyecta la lechada de recortes.

## 3.- Diseño de la cementación.

El diseño de la cementación de un pozo consiste en determinar el volumen de cemento adecuado, las condiciones de operación y las características y propiedades del cemento.

Para el proceso del circuito cerrado durante la perforación es fundamental la perfecta cementación de la tubería de revestimiento superficial (20"), para evitar posible canalización de la lechada de recortes a través de la pared del pozo y la T.R.

La altura del cemento de la primera T.R. intermedia (13 3/8") debe quedar bajo la zapata de la T.R. superficial (20") a una distancia de 500 a 700m que será la zona en donde se inyectará la lechada de recorte. Además, la tubería debe estar perfectamente adherida a la formación para evitar comunicación a una formación inferior impidiendo tanto posible flujo de la lechada hacia abajo como de fluidos de zonas inferiores a la de inyección.

Como se mencionó en el inciso anterior es necesario hacer una prueba de admisión en la zona de inyección, para determinar la presión a la cual se deberá impulsar la lechada de recortes.

El cemento seleccionado deberá presentar correcto tiempo de fraguado, alta resistencia y perfecta compatibilidad con la formación, esto garantizará la correcta adhesión de las tuberías con las paredes del pozo.

#### **IV.1.3 Tratamiento del Recorte.**

Para poder inyectar los recortes generados impregnados de lodo durante la perforación es requerida su transformación a un estado líquido, es por tanto necesario integrar el recorte sólido en un fluido y formar una lechada.

Esta lechada ya es factible de impulsar mediante un sistema de bombeo a través del espacio anular, entre la tubería de revestimiento superficial y la primera T.R. intermedia. En la zona marina de México los diámetros son de 20 y 13 3/8" respectivamente.

La lechada se inyectará a la zona de la formación previamente seleccionada cuyas características permitan la admisión de fluido y la retención de este. Esto es, zonas porosas y permeables que acepten el fluido y rocas sello que lo retengan.

Para la transformación del recorte sólido en lechada de recorte se requiere de equipo especial que desarrolle el proceso (figura IV.2).

Este equipo consiste básicamente de:

- I) Canal de transporte de recorte
- II) Presa de disolución (tanque 1)
- III) Presa de tratamiento y succión (tanque 2)
- IV) Bomba de diafragma de circulación
- V) Bomba triplex de inyección

El recorte se coloca en un canal de transporte, el movimiento a través de éste puede ser mediante un alto desnivel, o si es requerido impulsar, colocar dentro del canal un tornillo sin fin que empuje y mueva el contenido hacia la presa de disolución.

El recorte es recibido en la presa de disolución, esta contiene un agitador que realiza la primer etapa de disolución del recorte, agregándole agua y agitándolo.

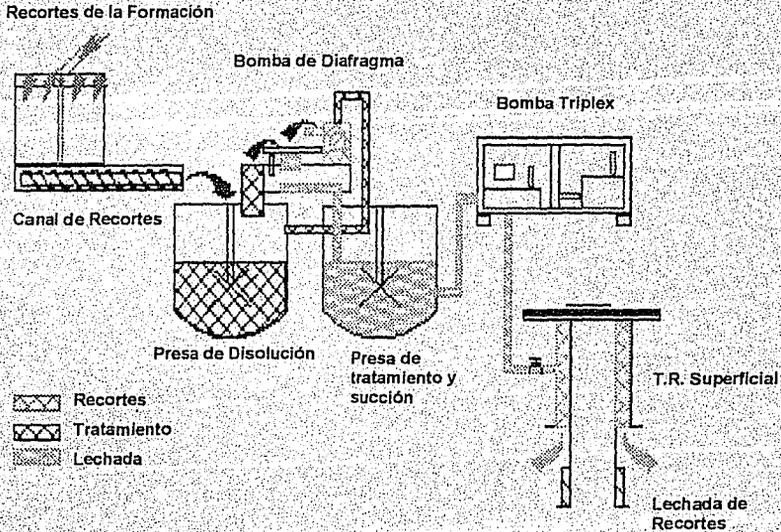


Fig. IV.2 Proceso de Inyección de Recortes

La mezcla del tanque de disolución es succionada por una bomba centrífuga de diafragma la cual internamente con alabes de carburo de tungsteno tritura y muele el recorte formando la lechada, la descarga de ésta se conecta al tanque o presa de tratamiento y succión.

En la descarga de la bomba de diafragma se encuentra una temblorina o malla vibradora que separa los recortes que no han sido triturados vertiéndolos al tanque de disolución para su recirculación. En la presa de tratamiento se instala un agitador que mantenga en movimiento la lechada, aquí se le agrega según la necesidad bentonita para darle consistencia (propiedades reológicas y tixotrópicas).

Una bomba triplex succiona la lechada del tanque de tratamiento y la introduce a través del cabezal de la T.R. superficial al espacio anular para su inyección a la formación, cerrando el ciclo. La presión de inyección dependerá de la presión de fractura de la formación receptora. Los gastos o caudales de inyección deben ser bajos y en etapas para no generar una abertura franca irreversible en la roca, que posteriormente causará problemas, se propone que el ritmo de bombeo este en el rango de 5 a 10 bl/min, lo cual permitira tener control del flujo.

Es conveniente que exista un canal de transporte similar al previamente descrito en la descarga del equipo de eliminación de sólido del fluido de perforación y se conecte al sistema de tratado del recorte, así como canales de drene en el piso del equipo de perforación y que todos los derrames de lodos, aguas, aceites, etc. fluyan al tanque de disolución para proceder a su inyección a la formación. Estos fluidos a su vez formarán parte en la disolución del recorte.

Todo desecho generado durante el proceso de perforación, puede ser canalizado al sistema de inyección para proceder a su eliminación, reduciendo (o nulificando) los desperdicios contaminantes por este proceso.

## IV.2 METODOLOGÍA PARA EL LAVADO DE RECORTES

Un mecanismo adecuado de lavado de recortes, debe consistir básicamente en tres etapas (figura IV.3).

### 1a.- LAVADO DEL RECORTE

En un equipo lavador se separa el aceite contenido en los recortes, desechándolos, y aislando los fluidos (solución lavadora, aceites y sólidos finos).

### 2a.- SEPARACIÓN LIQUIDO-SOLIDO:

Se eliminan de los líquidos los sólidos finos de hasta 5 micras mediante una separación centrifuga bifásica.

### 3a.- SEPARACIÓN SOLIDO-AGUA-ACEITE:

Partículas sólidas ultra finas (menores a 5 micras) se separan mediante proceso trifásico de los líquidos, a su vez estos se bifurcan en aguas y aceites.

## IV.2.1 PROCEDIMIENTO DE EJECUCIÓN

### 1a. Lavado del Recorte

Todos los sólidos generados durante la perforación (recortes y productos enviados de los equipos de control de sólidos del lodo) se canalizan hacia la parte inicial del proceso, el cual está compuesto de un tambor lavador, los recortes se movilizan por medio de solución lavadora (esta es 95% de agua y 5% de detergente surfactante, o bien un solvente) con el fin de iniciar la limpieza mediante el contacto del fluido y sólido.

El tambor lavador recibe los sólidos y solución lavadora, y mediante movimiento rotacional (10-25 R.P.M. según se requiera) separa a los recortes de aceite impregnado, el tiempo de contacto variará dependiendo del grado aceite, recorte y producto lavador (2 - 5 min.)

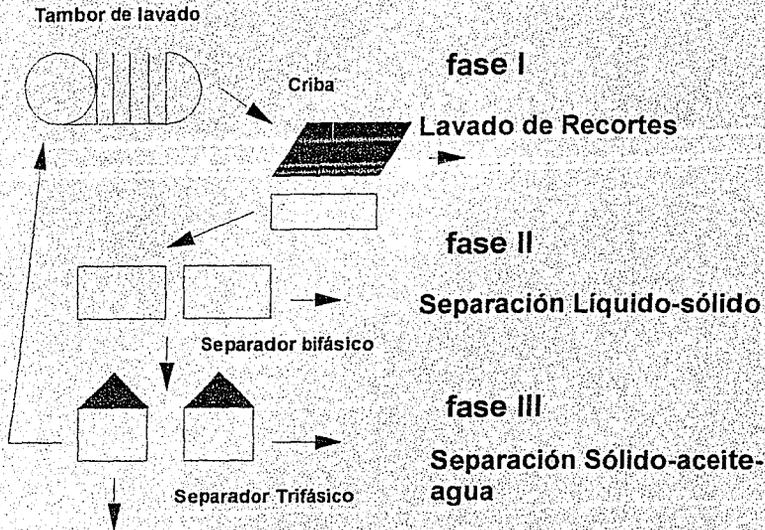


Fig. IV.3 Proceso de Lavado de Recortes

En la descarga del tambor se coloca una criba o "temblorina" la cual detiene y separa a los sólidos (recorte limpio) y permite por gravedad el paso del fluido, el contenido de éste último es solución lavadora con cierto grado de desgaste, aceites separados del recorte y sólidos finos no detenidos por la criba (menores a 117 micras).

Para que el proceso sea eficiente, los recortes limpios no deben tener un contenido mayor del 10% en peso de aceite (que es la norma marcada<sup>69</sup>) y se debe separar entre 85-90% de los sólidos totales.

La solución lavadora puede ser un surfactante, no irritable a la piel o moderado, de preferencia del fácil biodegradabilidad. Los fabricantes deberán especificar claramente las características de éste, su efecto al contacto en la piel, ojos, nariz, etc., así como las recomendaciones para su manejo.

## 2a. Separación Líquido-Sólido

El líquido filtrado por la criba proveniente de la 1a. etapa consiste de solución lavadora, aceites separados y sólidos finos, por tanto es requerida una separación bifásica líquido-sólido para eliminar la mayoría de los sólidos. Haciendo circular la mezcla a través de un separador centrífugo de dos fases, se eliminan sólidos de hasta 5 micras.

El sólido así separado se vierte, cabe aclarar que debido a su tamaño la superficie global de contacto es muy alta por consiguiente el porcentaje de aceites impregnados (hasta 10-12%) en peso, como el volumen de sólidos no es alto, y combinado con el del recorte, la concentración en peso total no excede a la norma estipulada.

## 3a. Separación de sólidos-agua-aceite

La fase líquida descargada en la etapa anterior contiene solución lavadora, aceite y sólidos ultra finos y emulsiones, se hace pasar por un separador trifásico de acción centrífuga eliminando los sólidos (contenido de aceites del 10%) y separando aceites y aguas.

El sólido se vierte a un contenedor para su traslado, el aceite puede reutilizarse (en preparar lodos), o bien almacenar para su traslado a disposición, y las aguas contienen solución lavadora con un grado de desgaste, éstas se dirigen nuevamente al inicio del proceso para continuar su acción hasta que estén totalmente desgastadas.

- \* Para que el proceso sea efectivo, no debe excederse en combinación total el 10% de aceite en los sólidos.
- \* El agua de lavado es reutilizada hasta su desgaste, la cual se puede verter por no ser tóxica.
- \* Existe un producto de desecho: los aceites, que si no se reutilizarán tendrán que ser enviados a disposición.

### IV.3 PROCESOS TÉRMICOS PARA LA LIMPIEZA DE RECORTES

Una alternativa para la limpieza de los recortes de perforación es la incineración o eliminación de los fluidos de perforación base aceite mediante la aplicación de calor. El objetivo de estos procesos es la eliminación de los hidrocarburos en los recortes contaminados mediante la utilización de energía calorífica.

La idea inicial es introducir los recortes contaminados en una cámara (un secador, incinerador, u otro equipo) y mediante altas temperaturas separar los contaminantes, en especial hidrocarburos que contengan los recortes de formación incinerando y volatilizándolo, para que por un lado se extraiga el contaminante y por otro el recorte libre de éste.

Los trabajos y prototipos iniciales (previos al año 1993) presentaron bajos grados de separación, un producto secundario (humos altamente tóxicos) y requerimiento de equipo grande e impráctico por lo que su aplicación no fue del todo útil, ya que requería de tratamientos secundarios, grandes espacios, tiempos prolongados y sobre todo alta inversión.

Grupos de investigadores, se dieron a la tarea de perfeccionar los equipos y el proceso en si para utilizarse en la eliminación de aceite en los recortes, los alcances de las pruebas fueron discutidas para evaluar la posibilidad de proponer tratamientos y para programar nuevas pruebas en torno a las instalaciones rediseñadas y finalmente obtuvieron procesos comercialmente aplicables.

Se presentan dos tecnologías de tratamiento en donde la energía calorífica es empleada para la eliminación de contaminantes en recortes de formación extraídas durante la perforación de un pozo petrolero. Estos dos procesos actualmente se encuentran en aplicación y su uso ha sido probado exitosamente tanto técnica como económicamente.

#### IV.3.1 Retorta Térmica.

Un proceso de destilación para la eliminación de aceites en sólidos (en este caso, recortes con hidrocarburos), denominado retorta térmica, el cual basa su principio de acción en el comportamiento de sólidos impregnados de aceites y otros fluidos con el fenómeno de transferencia de calor en un continuo movimiento, ha sido empleado obteniéndose muy aceptables resultados.

### Descripción del proceso:

En un cilindro, denominado retorta rotatoria, el cual es calentado mediante quemadores externos se introducen sólidos (recortes) impregnados de aceite por medio de un embudo (fig. IV.4), se circulan los recortes a través del cilindro y conforme avanza la temperatura se incrementa hasta vaporizar todos los líquidos. Los gases se eliminan del cilindro mediante un barrido con nitrógeno o bien con vapor de agua y extraídos del sistema son condensados. Los recortes y sales que no se vaporizan se descargan por la parte inferior del cilindro los cuales contienen un nulo o mínimo porcentaje de aceite.

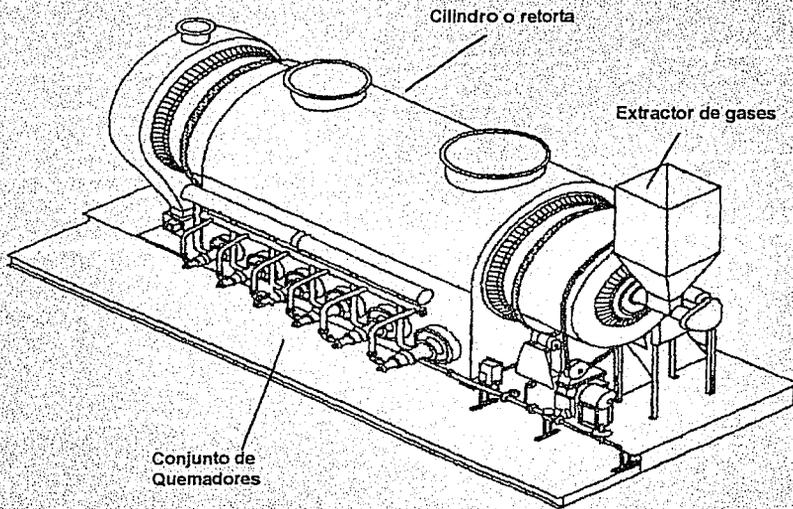


Fig. IV.4 Retorta Térmica<sup>81</sup>

Los vapores eliminados entran a un sistema de recuperación, se condensa cierta cantidad de ellos y el líquido obtenido es utilizado como combustible del mismo sistema, los demás vapores se dirigen a un extractor donde se eliminan.

Al inicio del proceso, la temperatura en el interior del cilindro o retorta, se estabiliza a 315 °C (600°F), se introducen los recortes y se eleva paulatinamente la temperatura hasta llegar a los 650°C(1200°F). La temperatura deberá ser monitoreada continuamente para tener la certeza de alcanzar los puntos de vaporización de cada fluido que impregna los recortes.

Conforme los recortes son alimentados, agua y aceite asociados se secan y forman una pasta viscosa y pegajosa, la cual puede adherirse a las paredes interiores del cilindro formando un resistente enjarre. Este enjarre puede funcionar como aislante del calor disminuyendo la transferencia del mismo y por consiguiente la efectividad del proceso, por lo que es de vital importancia su remoción rápida y continua.

Una evaluación práctica<sup>81</sup>, demostró que manteniendo la temperatura de operación a 430°C(800°F) el producto del proceso cumplirá satisfactoriamente los requerimientos gubernamentales (en ese caso el límite fue no más de 10 g de aceite contenido en un kilo de recorte procesado). Los equipos disponibles en la industria cumplen satisfactoriamente esta condición.

Para su aplicación en equipos de perforación, en México, así como en otros países, el sistema deberá satisfacer los requerimientos de tiempo de proceso, dimensiones, efectividad, confiabilidad y costo.

Para poder hacer un análisis de aplicabilidad de este sistema, se ha tomado la información disponible y seleccionada, por dos razones, la primera por mostrar efectividad y resultados de aplicación y segundo por tener autorización de ellos para hacerlo.

El equipo es capaz de procesar 15 ton/hr de material, sus dimensiones son: coraza de 5.83 pies (1.78 m), longitud útil del horno 21 pies (6.4 m), haciendo que la unidad tenga unas dimensiones de aprox. 8 por 30 pies (2.44 por 9.14 m). Puede mantener su temperatura de operación a 430°C(800°F) obteniendo un producto con no más de 10 g de aceite contenido en un kilo de recorte procesado.

Esto hace factible su empleo tanto en equipos marinos como terrestres.

### IV.3.2 Proceso Torbed.

La utilización del proceso denominado TORBED<sup>82</sup> el cual tiene como principio de acción a una transferencia de masa y calor, volatilizando al aceite contenido en los recortes de perforación, ha sido probada exitosamente en la industria petrolera para ser empleado como sistema de tratamiento de recortes contaminantes (fig. IV.5).

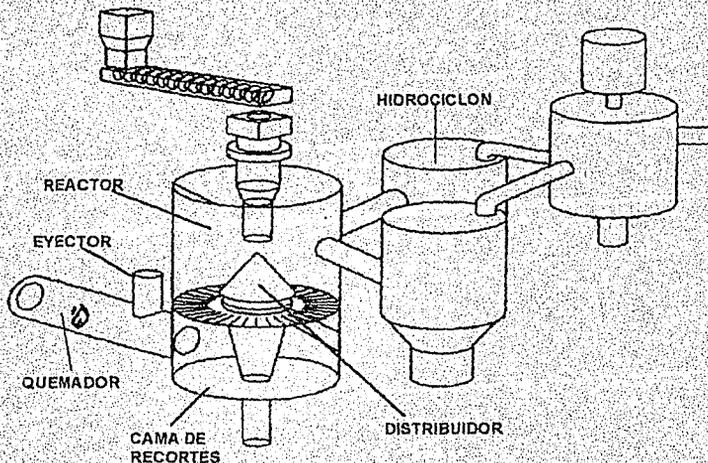


Fig. IV.5 Proceso Torbed<sup>82</sup>

Los recortes son almacenados en un tanque de alimentación en donde son homogeneizados y si es necesario se le agrega cierta cantidad de aceite para formar una mezcla bombeable, la cual es dirigida a un cilindro denominado reactor, tras previo cerrado el una malla de 15 mm que elimina la basura y material demasiado grande.

El material enviado al reactor es repartido en la cámara interna de este por medio de un disco distribuidor (fig IV.6), poniendo en contacto a los recortes con una serie de placas, que forman una cama de recortes, se hace circular vapor sobrecalentado a alta temperatura (750°C), que volatiza los hidrocarburos contenidos en los recortes.

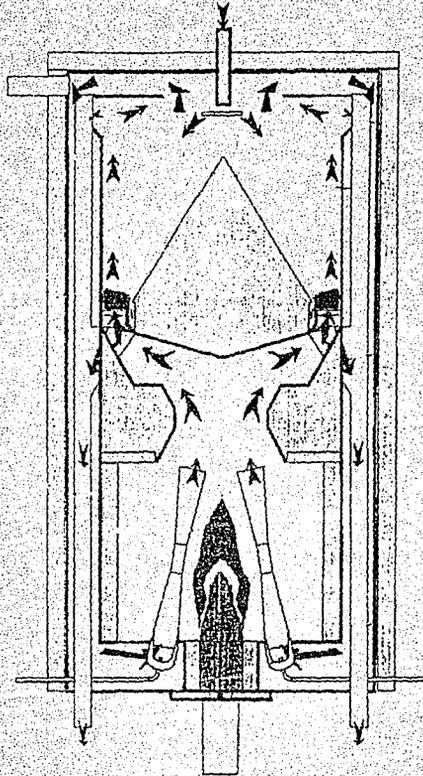


Fig. IV.6 Reactor del Proceso Torbed<sup>82</sup>

El vapor sobrecalentado es generado por medio de un quemador, y es guiado por eyectores venturi que controlan la velocidad de flujo para garantizar la temperatura de operación. En el caso de paro momentáneo del equipo deberá mantenerse la temperatura de este a unos 400°C para mantener la continuidad de la operación sin suspender todo el proceso.

Los sólidos extraídos del reactor (recortes limpios) son manejados en dos grupos, la fracción de gruesos (> 150 micrones) es dirigida a la parte central del reactor y sale por uno de los cuatro puertos que ahí se tienen, la fracción de fino (< 150 micrones) salen por la parte superior del reactor mediante un tubo de descarga a un hidrociclón que elimina de estos el contenido de fluidos que todavía pueda tener, para que finalmente se juntes con los gruesos en el mismo depósito, el cual contiene un aspersor que arroja agua para enfriarlos y evitar a su vez emisión de polvos.

El gas que emite el reactor, el cual es una mezcla de productos de combustión, vapor de agua y aceite volatilizado, pasa a través de un depurador que con agua de enfriamiento condensa y reduce la temperatura a niveles inferiores de 50°C. El líquido condensado se bombea a un separador agua-aceite de una etapa. El aceite es recolectado y enviado a un tanque de almacén, mientras que el agua es enfriada y reciclada al depurador para usarse en la condensación.

Durante el proceso son generados sedimentos en el fondo del depósito de aceite el cual deberá ser eliminado en forma periódica. Los gases emitidos por el depurador son extraídos y vertidos al medio ambiente.

Las características de diseño del equipo empleado contempla: peso, dimensiones, uso de líneas refractarias, seguridad y alimentación, descarga y recuperado de recortes.

Debido a sus dimensiones (casi 10 m de altura, ocupando un área de unos 12 m<sup>2</sup>) no es factible su instalación en plataformas marinas de perforación, sin pensar en un barco de asistencia o instalación especial, por lo que su empleo se enfoca a un procesamiento en instalaciones terrestres como planta de tratamiento.

Esta tecnología puede procesar a un ritmo de 10 ton/hr de recortes aceitosos, aportando una eficiencia de eliminación de más del 99.7% del aceite contenido siempre y cuando se mantenga en condiciones de operación efectivas.

## IV.4 PROCESOS QUÍMICOS DE ELIMINACIÓN DE ACEITE DE LOS RECORTES

Uno de los residuos más difíciles de manejar son los recortes de perforación impregnados de aceite, y es en este sentido donde se ha tenido un mayor desarrollo de métodos de tratamiento para la eliminación de los efectos del aceite.

Una forma de disponer los recortes de perforación mojados con fluidos de perforación tóxicos es la adición de productos químicos y procesos para su reacción para generar un producto final inerte, el cual no produzca daño al medio ambiente, en donde se disponga.

### IV.4.1 Encapsulamiento del Aceite en los Recortes.

El encapsulado de los hidrocarburos en el recorte mismo, de tal forma que el producto final sea inerte, haciendo reaccionar un emulsificante y un silicato, obteniendo como resultado el atrapamiento de las partículas de hidrocarburos de 2 a 10 micras, es una alternativa más de tratamiento de recortes de la formación, contaminados con hidrocarburos (figura IV.7). Aunque es una tecnología relativamente nueva (se ha introducido a partir de 1994 ha nivel mundial) tiene amplio reconocimiento y es avalada por diversas instituciones entre ellas la EPA (Environmental Protection Agency) de los estados Unidos de América.

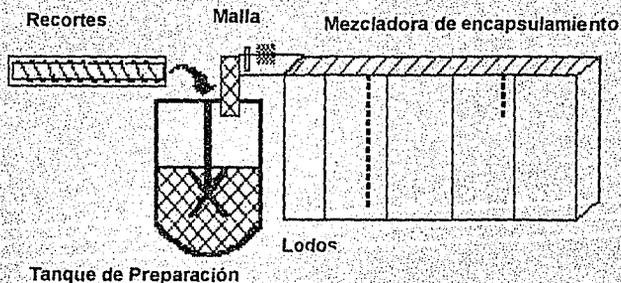


Fig. IV.7 Proceso de Encapsulamiento de Aceite en los Recortes

El proceso consiste en generar una reacción química que produzca una celda de sílice amorfo puro, estable e insolubles, cuya estructura inmovilice los hidrocarburos. Esto hace que una vez realizado el proceso, el recorte impregnado de hidrocarburos sea un producto inerte dado que contiene los aceites encapsulados e inactivos.

#### Descripción del proceso:

Los recortes se depositan en un tanque que mediante un agitador (de aspas) y un serpentín de vapor, son homogeneizados a una temperatura promedio de 80°C, con el propósito de formar una fase menos viscosa que permita una separación posterior líquidos-sólidos.

La mezcla es enviada a una malla vibradora, (tamaño 200) para eliminar la mayor cantidad de líquidos. Estos están compuestos de fluido de perforación y sólidos de muy pequeño tamaño que bien puede enviarse a la planta de tratamiento de lodos para reutilizarse en la perforación.

El producto restante (sólidos impregnados de aceite) es enviado a homogeneizar y es rociado con un emulsificante que absorbe los hidrocarburos reduciendolos en pequeñísimas gotas microscópicas, quedando cada microgota envuelta por el emulsificante en partículas de tamaño de entre 2 a 10 micras. La mezcla es nuevamente homogeneizada.

Posteriormente se le rocía un silicato reactivo, mezclando para efectuar la reacción. El resultado es una celda de sílice, que atrapa el hidrocarburo. Posteriormente se descarga el material y se envía a un secador que elimina la humedad resultando el producto final.

El emulsificante, así como el silicato reactivo son patente y propiedad privadas, por tanto no existe gran información sobre las características y formulaciones de los mismos. El proceso ha cumplido satisfactoriamente con las pruebas y análisis CRETIB, asegurando un producto inerte.

El proceso requiere de instalaciones que ocupan amplia área dado que se necesita un tanque de almacén, uno de tratamiento, una banda transportadores y un área de mezclado, por lo que se deberá visualizar como una planta de tratamiento y no como un equipo móvil en cada pozo.

Como planta de proceso, tiene la capacidad de manejar 1,820 toneladas mensual, la técnica ha sido avalada por la EPA, y en México tiene la aprobación por parte de la SEDUE (Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología), ahora SEMARN y P (Secretaría del Medio Ambiente, Recurso Naturales y Pesca )

#### **IV.4.2 Proceso de Solidificación.**

La filosofía de la solidificación de los desechos, en este caso de los recortes de perforación impregnados de fluidos tóxicos, es el mezclarlos con algún tipo de cementante y formar un producto para emplearse como cemento en la industria (por ejemplo la petrolera) y permanezcan ahí sin ocasionar problema alguno.

La técnica consiste en mezclar los desechos con un subproducto de la fabricación del acero, constituido principalmente por silicatos, aluminosilicatos de calcio, magnesio y otras bases, para obtener un material con características cementantes y poder utilizarlo en la cementación de las tuberías de revestimiento en los pozos petroleros.

El procedimiento consiste en la mezcla de lodos y recortes de formación con los elementos mencionados y obtener una lechada que posee excelentes propiedades reológicas lo que permite un fácil desplazamiento sin requerimiento de equipo especial y altas presiones de bombeo.

Para la preparación, es requerida la adición de materiales químicos de uso común en el tratamiento de fluidos de perforación como son óxidos de calcio, hidróxidos de sodio y soda ash, que actúan como activadores en el proceso de solidificación, esto es aceleradores de fraguado, o bien lignosulfonatos cuya acción es el adelgazar el fluido (disminuir su viscosidad) y fungir como retardadores de fraguado.

Una de las características que aporta esta mezcla a diferencia de los cementos usuales, es que resisten mayores presiones y temperaturas, presentando además el beneficio de disponer del material en el mismo pozo.

La aplicación de este proceso, ha sido realizada en varias ocasiones en pozos de la Costa del Golfo del área del sur de los Estados Unidos de América, por algunas compañías perforadoras, como una alternativa de disposición de desechos de la perforación, pero no ha sido aún cuantificado su diseño, evaluado la mezcla en procesos similares a las pruebas que deben cumplir los cementos empleados en la industria, y avalados por el API (American Petroleum Institute).

La tecnología de este proceso requiere de mayor profundidad en el estudio y análisis, mayor desarrollo en el diseño de la mezcla como un cemento de los empleados en el ademado de los pozos petroleros, evaluar las características de la cementación ya realizada y someter a pruebas emitidas por el API para avalar su aplicabilidad.

#### **IV.4.3 Estabilización y Disposición de Recortes en un Confinamiento.**

Ante la existencia de depósitos de desechos peligrosos en el país, como es el caso del confinamiento ubicado en Puerto de San Bernabé, Municipio de Mina, del estado de Nuevo León, propiedad de la compañía RIMSA y CYTRAR-TECMED, se presenta la alternativa de disponer ahí los desechos, y en este caso de los recortes impregnados de fluidos aceitosos.

En esta situación, es necesario hacer la descripción del proceso refiriéndose al servicio que la compañía mencionada ofrece debido a que es la propietaria del confinamiento.

El procedimiento de disposición, consiste en un tratamiento previo del desecho, intentando estabilizar en un proceso solidificación-fijación, mezclando el desecho con un absorbente. Se utiliza el término solidificación-fijación, porque el absorbente además de solidificar el desecho, con la adición de cal común, se genera una reacción química que ocasiona la inmovilización del agua contenida y de otros componentes peligrosos.

La alta alcalinidad presentada, también provoca que se precipiten la mayoría de los metales reduciendo la posibilidad de migración ya estando en el confinamiento.

Este tratamiento puede ser realizado en el lugar de generación de los desechos o bien ya en el confinamiento, es recomendable se haga en el sitio donde se producen los desechos, para no tener problemas durante la transportación.

No existe límite de volumen de recortes impregnados de fluidos aceitosos, para ser dispuestos en el confinamiento, no se requiere de equipo especial por parte de la compañía perforadora, ya que el servicio es integral, esto es incluye transporte, tratamiento, disposición y responsabilidad legal. Por lo que puede procesar todos los recortes de equipos terrestres y marinos.

El gran inconveniente es que la responsabilidad legal de los desechos generados por una industria seguirá siendo por siempre del generador, por lo que si en un momento este confinamiento tiene problemas, y se decide "desaparecer", buscarán a los responsables involucrados. Además conforme pasa el tiempo, los reglamentos y leyes son más estrictas al grado que en un futuro no muy lejano es posible ya no permitir la existencia de este tipo de confinamientos.

## IV.5 PROCESOS BIOLÓGICOS DE DESCONTAMINACIÓN DE RECORTES

El empleo de fluidos de emulsión inversa, con hidrocarburos parafínicos ligeros como fase continua, significan una gran ventaja para las operaciones de perforación, muchos campos de desarrollo serían muy costosos sin estos sistemas o si se sustituyeran por lodos base agua. Aunque la tecnología de los lodos base agua ha mostrado recientes avances es improbable que puedan desarrollar las mismas cualidades que los lodos base aceite cuando se perforan determinadas etapas, por tanto, es necesario perforar con estos para elevar los estándares de eficiencia.

Un proceso aún en estudio, pretende eliminar el contenido de aceite de los recortes de perforación mediante la degradación microbiológica de los hidrocarburos, con la utilización de bacterias previamente seleccionadas.

La degradación microbiológica es una técnica que actualmente se ha probado a nivel de laboratorio únicamente, logrando eliminar el 90 % de la contaminación de los recortes, esto indica que aportaría resultados óptimos para cumplir con las normas de contaminación en recortes de perforación.

Se ha demostrado en la práctica y experimentalmente en zonas marinas, que es posible la degradación bacterial in-situ del aceite asociado a los recortes. Sin embargo éste fenómeno ocurre en las capas aireadas superficiales de la pila de recortes.

La velocidad de descomposición de los contaminantes aceitosos se puede incrementar a través de la adición de aditivos minerales y por otro lado, se reduce si no se estimula artificialmente la reproducción de las bacterias, sin embargo los experimentos con lodos base aceite han demostrado los beneficios de dosificar la población de bacterias.

Son dos los factores críticos, para que esto se pueda aplicar a la limpieza de los recortes, primero: se debe demostrar que la bacteria efectivamente degrada el aceite sin generar productos tóxicos; segundo: la velocidad de degradación debe ser suficiente para que la técnica tenga aplicación.

La bacteria que se ha escogido como la más viable para éste trabajo es la *innoculum*, Alpha Biosea<sup>63</sup>, misma que se encuentra en estado natural en el polvo de almidón.

Los experimentos con la bacteria seleccionada han demostrado que se puede remover más del 72.5% del contenido de aceite en los recortes, en un periodo de incubación de 24 horas con cultivos de bacterias especialmente seleccionadas. Otros experimentos reportan que la eliminación de aceite puede ser hasta de 90% en un periodo de 48 horas de incubación.

La descontaminación de los recortes impregnados de aceite mineral por medio bacterial es una técnica viable. La aplicación depende de experimentos adicionales para optimizar la incubación en el medio ambiente y el tiempo de residencia en el reactor.

Es un método bastante eficiente ya que permite la degradación del aceite en un tiempo relativamente corto.

La reducción de los elementos contaminantes es del 90% en un corto periodo de tiempo (48 hrs). Se debe tener control estricto sobre la temperatura y otros parámetros para la acción de los organismos.

La inversión en investigación y equipo será costosa

Su aplicación se ha probado únicamente a nivel laboratorio y se desconocen los efectos posteriores por el uso de éste sistema.

Las compañías perforadoras no han aplicado esta técnica, ya que son necesarios más estudios de investigación para alcanzar los volúmenes de tratamiento requeridos; los mecanismos de control y estimulación de la población de bacterias deben seguir métodos específicos y por tanto es necesario desarrollar cultivos diferentes y someterlos a pruebas.

Esta técnica no está ampliamente estudiada y su desarrollo implica que la inversión en estudios e investigación es elevada, por lo tanto su aplicación en el sistema del país no está garantizada.

Tendrá que esperarse ha que éste proceso sea aplicado a nivel de campo, lo cual requiere de un gran espacio, por lo que probablemente su aplicación sea más factible en tierra que en las plataformas marinas.

## IV.6 ANÁLISIS DE LOS PROCESOS DE DESCONTAMINACIÓN DE RECORTES

La posible aplicación de uno de los procesos o metodologías propuestas anteriormente dependerá de la factibilidad de aplicación, la cual estará en función del sitio, de las características de operación, de si es pozo terrestre o marino, de la políticas de la compañía perforadora así como de la compañía contratante del servicio (por ejemplo PEMEX, contrata la perforación a diversas empresas perforadoras), de las reglamentaciones nacionales y estatales, de aspectos políticos y sociales, y finalmente la variable que determinará la decisión será el aspecto económico.

Esto es, cuando se determinen todas y cada una de las variables existentes, se definan los parámetros evaluatorios y se resuelvan, pudiendo existir una o más alternativas para la solución, será el costo por servicio, tratamiento y disposición el que determinará cual o cuales procesos serán los más convenientes.

Como el alcance del presente estudio no es el diseño de un sistema para un caso en particular, sino pretende mostrar todas las alternativas existentes y una metodología de evaluación, se mostrará cuáles son los factores que deberán considerarse en la evaluación económica del proceso.

Los aspectos económicos pueden resumirse en dos grupos, la inversión inicial y el costo periódico del tratamiento.

En la inversión inicial deberán incluirse todos los gastos requeridos para iniciar el proceso, como son: instalaciones, adecuaciones a los equipos, contrataciones de personal tanto propios como de las compañías que darán el servicio, legislaciones, permisos, tratos con terceros afectados, y todas aquellas erogaciones necesarias para que el proceso pueda funcionar.

En el costo periódico del tratamiento comprende el gasto requerido por unidad de tiempo o por unidad de volumen para procesar, en este caso el recorte contaminado. Es importante la definición de si el proceso será en función del tiempo invertido, o en función del volumen, ya que esto determinará el costo.

A manera de ensayo, en la tabla IV.1, se presentará un estimado para cada una de las tecnologías de tratamiento de recortes contaminantes, del costo de la inversión inicial, así como del requerimiento periódico de operación, como medida comparativa, anotando la factibilidad de aplicación.

Se presenta en la tabla IV.1 el costo estimado inicial, y el costo por tonelada de procesamiento de recortes contaminados. Naturalmente existirán muchos otros elementos involucrados como son disponibilidad de transportes (marino y terrestre), disponibilidad de equipos de tratamiento, existen diferencia en el tiempo de procesamiento de cada sistema lo cual también influye en la decisión, etc.

Tabla IV.1 Análisis de los Procesos de Descontaminación de Recortes

PROCESO	INVERSIÓN INICIAL (DÓLAR)	COSTO <sup>2</sup> (DÓLAR/TON)	RESIDUOS <sup>3</sup>	COMENTARIOS	COMPañIA <sup>4</sup>
INYECCIÓN ANULAR DE LOS RECORTES	155,000	172	NO EXISTE	REPRESIONAMIENTO EN FORMACIONES SOMERAS	APOLLO SERVICES
LAVADO DE RECORTES	115,000	283 (SOLVENTES) 316 (SURFACTANTES)	RECORTE LIMPIO Y AGUA ACEITOSA DEL PROCESO	SE DEPENDE DE LA SOLUCIÓN LAVADORA	ALFALAVAL BRITHIS PETROLEUM
RETORTA TÉRMICA	110,000	406	CENIZAS, RECORTES PROCESADOS, POSIBLE EMANACIÓN DE HUMOS	SI EL PROCESO NO ES 100% EFICAZ, EMANACIÓN DE HUMOS ALTAMENTE TÓXICOS	AMOCO
PROCESO TORBED	115,000	165	CENIZAS, RECORTES PROCESADOS, POSIBLE EMANACIÓN DE HUMOS	SI EL PROCESO NO ES 100% EFICAZ, EMANACIÓN DE HUMOS ALTAMENTE TÓXICOS	AMOCO
ENCAPSULAMIENTO DEL ACEITE EN LOS RECORTES	80,000	345	RECORTE CON ACEITE ENCAPSULADO	NO SE SABE A CIENCIA CIERTA QUE SUCEDERÁ CON EL PRODUCTO AL PASO DE LOS AÑOS	ENCAP INTERNATIONAL

PROCESO	INVERSIÓN INICIAL <sup>1</sup> (DÓLAR)	COSTO <sup>2</sup> (DÓLAR/TÓN)	RESIDUOS <sup>3</sup>	COMENTARIOS	COMPANÍA <sup>4</sup>
PROCESO DE SOLIDIFICACIÓN	80,000	280	RECORTE SOLIDIFICADO	SE NECESITA UN SITIO ESPECIAL PARA EL DESECHO	ALLWASTE
ESTABILIZACIÓN Y DISPOSICIÓN DE RECORTES EN UN CONFINAMIENTO	5,000	222	NINGUNO. LA COMPANÍA SE LO LLEVA	PELIGROSO, EL GENERADOR DEL DESECHO JAMÁS DEJA DE SER RESPONSABLE DE ÉSTE.	RIMSA
PROCESOS BIOLÓGICOS DE DESCONTAMINACIÓN DE RECORTES	150,000	168 (LABORATORIO)	RECORTE PROCESADO, SOLUCIONES.	EN ETAPA DE LABORATORIO	

1 Se toma en cuenta el traslado del equipo de procesamiento y el costo de la instalación, en ningún caso se ha considerado la adquisición del equipo, todo esta contemplado como una renta periódica.

2. Es el costo estimado de procesar una tonelada de recorte contaminado.

3. Desechos resultante del proceso.

4. Nombre de alguna de las compañías que tiene el servicio.

# CAPÍTULO V

---

## *TECNOLOGÍA PARA LA PROTECCIÓN AMBIENTAL APLICADA A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN*

Durante la caracterización y jerarquización de los desechos contaminantes (capítulo II) se encontró que prácticamente en todas las operaciones de la perforación había un elemento común en el desecho, y este es el fluido de perforación, por consiguiente merece un análisis aparte el estudio para control de la contaminación que éste fluido genere durante la perforación de pozos petroleros.

El fluido de perforación, debido a su costo, sus propiedades, usos y posibles daños ambientales, se ha considerado dentro de las normas y reglamentos nacionales e internacionales como un producto NO de desecho, esto es, es reutilizado en el proceso de perforación de pozos en forma continua, bajo tratamientos de recuperación de sus propiedades. Por consiguiente como tal no debemos de establecer medidas de disposición, saneamiento o mitigación, sin embargo, al estar en contacto con otros elementos (recortes de la formación, tuberías, equipos de separación de sólidos, etc.) en forma indirecta es arrojado y puede estar en contacto con el medio ambiente, contaminándolo.

Se ha considerado que si la fase continua del fluido de perforación es el aceite (cap. VII) este según el código CRETIB es catalogado como tóxico, además de otros efectos y por ende se prohíbe su desecho al medio ambiente. Es conveniente mencionar que de acuerdo al código CRETIB el aspecto de toxicidad el que mayor seguimiento se ha tenido debido a que las pruebas como son el bioensayo o LC<sub>50</sub> que son utilizados para evaluar la peligrosidad del fluido de perforación en precisamente una medición del grado de toxicidad del fluido.<sup>64</sup>

Aunque la fase continua sea el agua, es necesario evaluar su toxicidad, debido a que siempre tiene presente un contenido de aceite el cual le aporta propiedades específicas para ser usado en ciertas condiciones, y bajo esta inspección se determinará si es o no posible desecharlo al medio ambiente.<sup>1.5</sup>

Toda una tecnología ha sido desarrollada para disminuir e incluso evitar los efectos que se generen por tener en contacto a los fluidos de perforación y el medio ambiente. Existen dos tendencias de ataque, por un lado el desarrollo de sistemas de control, manejo y disposición final en los equipos de perforación y por otro la investigación y elaboración de fluidos de perforación no tóxicos, biodegradables e inertes (también conocidos como fluidos "ecológicos").<sup>51</sup>

Debido al requerimiento de usar fluidos base aceite, denominados emulsiones inversas, en especial cuando se presentan formaciones rocosas que contienen lutitas hidratables que al estar en contacto con agua se expanden (o "hinchan") generando problemas serios en el proceso de perforación como son atrapamiento de tuberías, desestabilización de las paredes del pozo, descontrol en la desviación del pozos, entre otros, se deben instalar mecanismos de control y manejo así como procesos finales de tratamiento para su reutilización.

Actualmente la investigación para la elaboración de fluidos de perforación con características acordes a las presentadas por la emulsión inversa se ha desarrollado a tal grado que se podría decir que se cuentan con sistemas capaces de perforar con ellos en sitios donde sólo con emulsión inversa tradicional era posible, la gran desventaja es que son productos sumamente costosos (polímeros, aceites vegetales, fluidos sintéticos, entre otros).<sup>10</sup>

Por consiguiente debe hacerse un estudio técnico y económico para determinar la factibilidad de implantar un sistema de manejo del fluido o bien emplear fluidos especiales, en donde se tome en cuenta costos, disponibilidad, experiencias y sobre todo efectos al medio ambiente.

A continuación se describirán procesos de manejo de fluido en equipos de perforación, su funcionamiento, en donde han sido empleados y la factibilidad técnica de implantación. Cabe aclarar que decir cero descarga es en cierta forma una falacia puesto que siempre existe emisión de desechos, ya sean en forma gaseosa, líquida e incluso sólida.

También se presentan alternativas de empleo de fluidos no dañinos los cuales en el presente y siguiendo la normas establecidas a nivel internacional, ha sido aceptado su disposición en el medio ambiente.

### V.1 CIRCUITOS CERRADOS PARA EL MANEJO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN. <sup>22,25,29,31,33,37</sup>

Tradicionalmente en las operaciones de perforación en tierra, se utilizan presas de desperdicios con la finalidad de desechar ahí los residuos, estas presas reciben los recortes de la formación, descarga de sólidos, desechos habitacionales, basura en general, lodos de perforación, cementos, fluidos de terminación y estimulación, y a su vez se ha considerado como una reserva disponible de fluido (lechada de alta densidad) para el control del pozo si se presentase algún problema de manifestación de la formación que se esta perforando. Al final de la perforación, estas presas contienen unos 35,000 bis (5,500 m<sup>3</sup>) de desperdicios, sólidos y líquidos producto de las operaciones desarrolladas (figura V.1 presa de desperdicio).

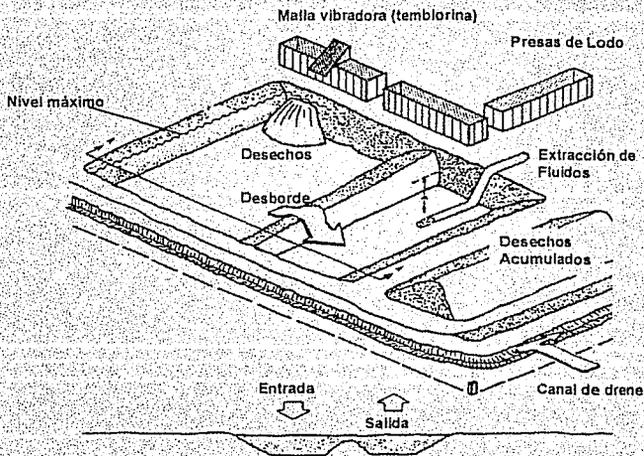


Fig. V.1 Presa de Desperdicios en Equipos Terrestres<sup>73</sup>

En perforación costa afuera, no existen presas de desperdicios por carencia de espacio, por lo que todos los desechos previos mencionados deben ser arrojados al mar, con su consecuente impacto ambiental (fig. V.2).

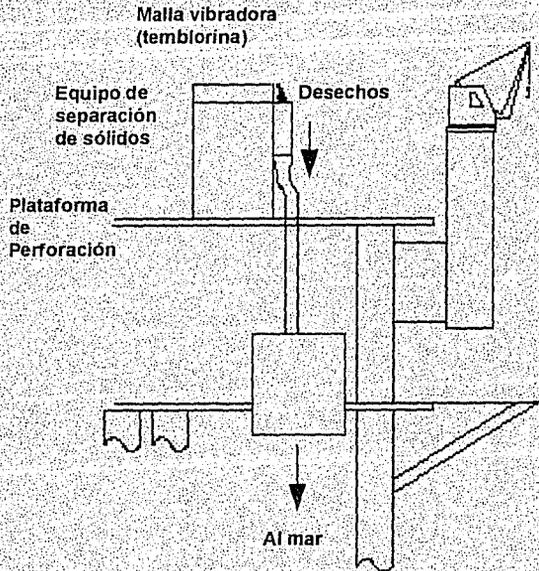


Fig. V.2 Descarga de Desechos al Mar en Plataformas de Perforación

Se ha comprobado que la eliminación de las presas de desperdicios en pozos terrestres, cuando se terminan las operaciones de perforación y es necesario "limpiar" el lugar, trae como consecuencia altos costos de restauración de las áreas contaminadas, y que en pozos costa afuera ya no es permitido arrojar al mar los desechos, por tanto se ha pensado en diseñar un Circuito Cerrado para el Manejo de los Fluidos de Perforación y todos los desechos generados durante la elaboración del pozo, utilizando procesos de control de desechos y métodos de separación y limpieza, siguiendo los siguientes principios:

- 1) Minimizar el volumen de residuos durante la perforación
- 2) Manejar sistemas de lodos que propicien una mínima disolución de sólidos de la perforación, pudiendo separar los líquidos del recorte por medios mecánicos (cribas vibradoras o "temblorinas" y equipos de separación centrifugos) para que de esta manera se eliminen los requerimientos de elaborar más plazar lodo, elaborado más.
- 3) Incrementar la eficiencia de la perforación a través de la optimización de la hidráulica y de las propiedades reológicas del fluido.
- 4) Reducir el área total de localización y el costo de manejo de los desperdicios.

Un sistema cerrado es un proceso combinado para la eliminación de desechos utilizando métodos de separación química y mecánica. En el diagrama de la fig. V.3 se presenta el diseño típico de un sistema cerrado para el procesamiento de grandes volúmenes de lodos.

El proceso mecánico de eliminación de sólidos incorporados al fluido de perforación contiene una serie de vibradores de alto impacto y una de separadores de sólidos a base de hidrociclones, conocidos como desarenadores y desarcilladores que permiten la eliminación de sólidos indeseables del fluido de perforación a muy alta eficiencia, esto con el fin de mantener al fluido de perforación en condiciones adecuadas y que los desechos sólidos (recortes de roca) estén libres de lodos. Estos sólidos generados pueden ser almacenados o esparcidos en el piso de la localización, o vertidos al mar, según sea el caso, disminuyendo notablemente el volumen de desechos.

La primer etapa del sistema es la consistente de vibradores de alto impacto, los cuales separan recortes del fluido de perforación de relativo gran tamaño, el fluido es retornado al sistema de circulación. Esta eliminación mecánica separa aproximadamente el 75 % de los sólidos de perforación no deseados en el sistema, dejando el resto al equipo de "desarcilladores" y "desarenadores" (centrifugas e hidrociclones).

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

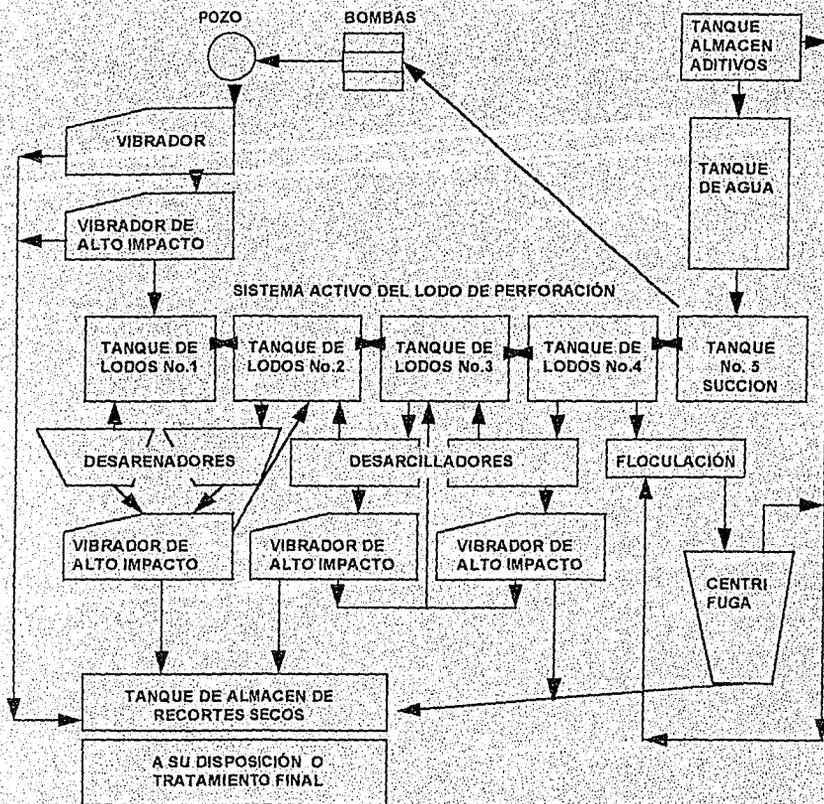


Fig. V.3 Sistema Cerrado de Manejo y Tratamiento del Fluido de Perforación.<sup>86</sup>

En ocasiones existen sólidos remanentes no deseados en el lodo de perforación, si no son separados pueden llegar a ser progresivamente más finos y de esta manera será más problemática su eliminación, con la consecuencia de que alteran las propiedades reológicas del fluido de perforación.

Bajo el concepto convencional estos sólidos son eliminados por disolución, esto es preparar más volumen de fluido de perforación para disminuir el efecto que los sólidos intrusos generen, lo que implica eliminar de un volumen de desecho (sólidos con fluido de perforación) a las presas de desperdicio, o tirar al mar, por la incorporación de un volumen de igual de nuevo fluido para restituir el eliminado. Con la incorporación de la filosofía de sistemas cerrados, el volumen de desperdicios se reduce, debido a la eliminación de las presas de desperdicio o la prohibición de tirar al mar (según sea terrestre o marino el pozo).

Se propone en este sistema cerrado, a demás de los equipos ya instalados en forma convencional en los sistemas de control de sólidos, la incorporación de:

Una Centrifugación Mejorada o múltiple de centrifugación, para extraer sólidos finos del fluido.

Un tanque de almacén de sólidos separados

Cinco tanques de lodo para dar un tratamiento adecuado. Todos los tanques están comunicados de tal manera que el fluido pueda ser vertido de manera que se tenga el mismo nivel

Dos vibradores de alto impacto

Un manifold de floculación

El diagrama de flujo de la fig. V.3, presenta el proceso de un sistema cerrado para el tratamiento y eliminación de sólidos en los fluidos de perforación, el cual consiste de los siguientes pasos:

- 1) El lodo proveniente del pozos, con recortes de formación rocosa incorporados, es pasado primeramente por una criba vibradora ("temblorina") con maya 40-60 que elimina recortes de gran volumen, y posteriormente por un vibrador de alto impacto equipado con una maya 60-120 donde se separan los sólidos finos, descargándose al tanque No.1

2) Por estar al mismo nivel, del tanque No.1 se derrama al tanque No.2, del cual el lodo es vertido hacia un desarcillador donde se separan los sólidos más finos y el lodo es retornado al tanque No.1, haciéndose un ciclo. Del desarcillador la corriente de sólidos mojados aún con fluido es pasada por un vibrador de alto impacto donde son separados los sólidos finos no deseados, los cuales son enviados al tanque de almacén de sólidos y el fluido reincorporado a la corriente en el tanque No.2.

3) Del tanque No.3 el lodo pasa hacia una centrifuga donde se separan sólidos finos, dentro de ellos se tiene parte de la barita del fluido de perforación que se separa del resto de los sólidos (por tamaño) y retornada hacia el mismo tanque. El producto restante de la centrifugación es enviado hacia el múltiple denominado de floculación, donde se agrega agua para su dilución y ácidos, con la finalidad de disminuir el PH y ajustar la alcalinidad. Después de este ajuste se adiciona un polímero con el propósito de inducir la floculación, a continuación el flujo es pasado a través de un decantador centrifugo el cual elimina los sólidos floculados y el agua obtenida es enviada hacia un tanque de almacenamiento y/o línea de descarga.

Los sólidos obtenidos de esta última centrifuga son enviados a los tanques de almacenamiento de recortes para su disposición final (ver capítulo III).

4) El tanque No. 4, funciona como presa de tratamiento del fluido de perforación, ahí se acondiciona el fluido y agregan los aditivos necesarios.

5) Posteriormente el lodo pasa al tanque No. 5 que es la presa de succión de las bombas, es de donde se toma el fluido para inyectarse al pozo completando el ciclo.

Con este tipo de sistemas cerrados, se elimina prácticamente el desecho de fluido de perforación, concretándose la descarga a sólidos secos extraídos de la formación rocosa. Es necesario realizar cambios sustanciales en el diseño de las localizaciones de perforación en tierra, y en plataformas.

En pozos terrestres, uno de los cambios significantes es la adecuación de los drenes. Localizando drenajes en áreas donde se tiene un alto potencial de contaminación debido a posibles derrames de fluido de perforación, operaciones de limpieza de tuberías, etc.

En las plataformas marinas, es conveniente la instalación de drenajes apropiados, aislando los drenes de desechos y vertimientos contaminantes de los drenes pluviales.

Las ventajas de incorporar un sistema cerrado en los equipos de perforación de pozos es la eliminación de grandes presas de desperdicio, lo que reduce además el costo por manejo de los desechos contaminantes, así como la disminución del impacto al medio ambiente durante las operaciones de perforación.

Desafortunadamente, la utilización de circuitos cerrados de lodo de perforación es sumamente caro debido al costo del proceso de deshidratación, ya que incrementaría el costo del pozo en un 25% aproximadamente.

Además, que algunos de los métodos usados en los circuitos cerrados, pueden reducir la calidad del lodo y con esto la del enjarre; situación que ocasiona mayor filtración, pegaduras, etc. y finalmente contratiempos que incrementan el tiempo de perforación.

Con la creciente preocupación por la protección al medio ambiente, se ha incrementado el uso de sistemas cerrados de lodo de perforación ya que permiten reducir la cantidad de desechos contaminantes.

El uso de los circuitos cerrados de lodo de perforación es una técnica que utilizan varias compañías de perforación con resultados satisfactorios, ya que permite eliminar el impacto al medio ambiente.<sup>67</sup>

## V.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN SINTÉTICOS<sup>23,25,27,28,29,32,35,45,65</sup>

Perforar en ciertas áreas demanda muchos esfuerzos con respecto al fluido de perforación. Secciones de las formaciones extremadamente sensibles como son las arcillas hidratables que pueden encontrarse a profundidades someras. Esto frecuentemente crea la necesidad de generar altos volúmenes de dilución con lodos base agua, los cuales crean problemas de inestabilidad del pozo, aun con los sistemas inhibitorios que contengan cierto contenido de aceite pero que la fase continua siga siendo agua.

La necesidad de sistemas de fluidos de emulsión inversa, requerimientos para controlar la dirección en pozos dirigidos ha conducido al uso de lodos base aceite pero de baja toxicidad, con la finalidad de evitar además problemas de contaminación ocasionados por el uso de sistemas a base de aceite convencional (diesel).

Recientemente, los lodos base agua son la única alternativa a los sistemas de emulsión inversa o base aceite, pero todavía tienen muchas limitaciones técnicas que los hacen con frecuencia una alternativa inaceptable, ya que un pozo tiene que ser perforado en forma segura y exitosa.

La alternativa para remplazar la utilización de fluidos base aceite, es el empleo de los denominados Sistemas de Fluidos Sintéticos o fluidos ecológicos. Fluidos de perforación sintéticos a base de alcoholes con productos químicos como polímeros que hacen sistemas capaces de proporcionar las características y ventajas que poseen los lodos base aceite y los niveles bajos de contaminación y toxicidad que poseen los lodos base agua.

La clave para el éxito y la efectividad de los sistemas sintéticos es su capacidad para proporcionar todas las ventajas de un fluido base aceite sin la desventaja de tener que tratar los recortes de formación impregnados del fluido y desecharlos como elementos no tóxicos.

En la actualidad, todos los pozos perforados con fluido de perforación sintético denominado PAO (Polialfa-alefinas) han descargado los recortes y el residuo sólido que sale de la centrifuga directamente al mar. Estos fluidos sintéticos se han utilizado para perforar intervalos con diámetros hasta de 14 3/4 pg en espesores mayores a 2,256 m (7,400 pies).

Los fluidos sintéticos han probado ser excelentes para reducir cualquier problema de estabilidad asociado con arcillas hidratables. Comparado con los sistemas base agua, en estas circunstancias, con fluidos sintéticos se obtienen pozos de diámetro constante comúnmente denominados "más calibrados", lo que implica menor volumen de recortes generados y por tanto menor cantidad de desechos.

Antes de que los fluidos base aceite vegetal fueran probados en campo, se hicieron pruebas de laboratorio para asegurar la compatibilidad con el rango de elastómeros normalmente usados en la industria petrolera. La perforación de pozos direccionales con lodos sintéticos, a probado que aún con gastos de flujo de baja velocidad de corte proporciona excelente acarreo de recortes y por ende limpieza del pozo.

Cuando se perfora con barrenas de diamante policristalino (PDC), se observan recortes enteros y bien definidos. Por su forma rectangular y su excelente conservación los recortes se mantienen casi intactos hasta la superficie, la eliminación de los recortes del fluido es más fácil lo que permite mantener el fluido en condiciones óptimas, mejorando los tiempos de perforación.

La gran desventaja de utilizar este tipo de fluido para perforar pozos, es el costo, en comparación con un fluido convencional base aceite (que de por sí es caro) resulta de dos a tres veces más costoso emplear estos sistemas.

Sin embargo, contemplando el tratamiento de los recortes impregnados con lodo base aceite, así como el incremento en el ritmo de perforación que se logra con los fluidos sintéticos, puede resultar menos costoso el empleo de éstos últimos, si todos los gastos se incluyen en el cálculo. Estos deberán incluir además del tratamiento el costo por almacenar desechos, traslado, renta de cajas contenedoras, las operaciones del barco y/o transporte terrestre y los combustibles, el riesgo de tirar las cajas debido a la incapacidad de manipularlas en un clima difícil, modificación del equipo, y otros.

Se puede concluir que los fluidos sintéticos inhiben las lutitas tanto como los lodos convencionales base aceite y mucho más que los lodos base agua; mejoran la lubricación por arriba de los lodos base aceite y base agua; se tiene mayor velocidad de perforación que con los lodos base aceite. Si se tiene el equipo correcto, se puede lograr excelente control de sólidos, es estable y requiere poco mantenimiento, puede utilizarse exitosamente en razones de sintético/agua tan bajas como 50/50 con densidades de lodo de hasta  $1.68 \text{ gr/cm}^3$  (14.0 lbm/gal), se prepara fácilmente en plantas de mezclado o en la localización con las agitadores convencionales.

Resumiendo la ventajas que tienen estos sistemas, se presentan las siguientes:

- Se alcanza estabilidad del pozo similar a la obtenida con lodos base aceite convencionales.
- Las propiedades lubricantes son mucho más elevadas o están al mismo nivel que las que poseen los lodos base aceite.
- Se obtienen mayores ritmos de penetración comparados con los lodos base agua.
- La necesidad de aplicar una mayor velocidad de rotación disminuye y por tanto se tienen menos fallas en el equipo superficial.
- Los recortes recuperados presentan baja toxicidad, por lo tanto pueden arrojarse al mar.

Y como desventajas:

- Generalmente este tipo de sistemas incrementan notablemente los costos de perforación.

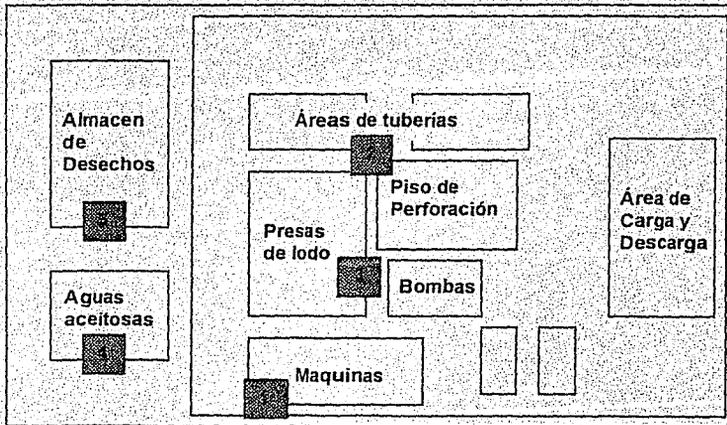
Las compañías que perforan con lodos sintéticos han logrado dominar los aspectos técnicos del manejo de materiales y reologías para las formaciones que se componen de lutitas muy sensibles a los lodos base agua. El uso de estos fluidos garantiza que se reduce el nivel de contaminación y se eliminan muchas de las operaciones de limpieza y modificación de las áreas de los pozos o en las plataformas cuando se usa equipo para limpiar recortes impregnados con aceite; de igual manera es una buena opción cuando el transporte de recortes es problemático y no se cuenta con equipo suficiente para cumplir con todos los estándares de transporte o con plantas especiales de tratamiento.

# CAPÍTULO VI

## ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS PARA EL TRATAMIENTO, DE AGUAS ACEITOSAS DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN

Uno de los principales problemas a que se enfrentan las compañías perforadoras es la disposición de las aguas de desecho, sobre todo cuando se utilizan fluidos de perforación base aceite; ya que estarán en contacto con estos, generando aguas aceitosas. Estas tienen que ser recolectadas en forma conveniente y darles tratamientos de eliminación de aceite para cumplir con la normatividad establecida y proceder a su eliminación al ambiente, de tal manera que el impacto causado sea el mínimo posible.<sup>37</sup>

En los equipos de perforación, las aguas aceitosas se producen principalmente en las áreas marcadas en la fig. VI.1.



1. Drenaje del área de maquinas y escurrimiento del agua de lluvia.
2. Drenaje de agua en el piso del equipo y área de tuberías.
3. Drenaje de las bombas y presas.
4. Residuos aceitosos de desecho.
5. Residuos de lodos de perforación principalmente base aceite.

Fig. VI.1 Áreas donde se Producen Aguas Aceitosas en el Equipo de Perforación<sup>38</sup>

## VI.1 TRATAMIENTO, CONTROL Y DISPOSICIÓN DE AGUAS ACEITOSAS EN LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN.<sup>39,40,42,43,44,49</sup>

El objetivo primordial es la recolección y tratamiento de las aguas aceitosas producidas durante las actividades de perforación en las plataformas marinas, o en pozos terrestres, con el propósito de eliminar la mayor cantidad de aceite del agua y cumplir con la normatividad establecida para su eliminación al medio ambiente.

Debido a que el manejo de desechos en plataformas marinas de perforación es mucho más complejo que en pozos terrestres, por la limitante de espacio y lejanía de los centros de abastecimiento y procesos, se ha enfocado la técnica a resolver el problema ahí, considerando que el extrapolarlo a pozos en tierra es requerida menor dificultad, tiempo e inversión.

A grandes rasgos, la técnica consiste en la recolección de las aguas aceitosas producidas durante la perforación en el piso de perforación, área de tuberías, drenaje de maquinas, y aceite de maquinas, mediante la utilización y adaptación de drenajes.

El agua de desecho de la cubierta principal de las plataformas de perforación costa afuera, comúnmente presenta concentraciones bajas de hidrocarburos, por lo que se permite su descarga directa al medio ambiente, sin embargo siempre se tiene contaminación ya que se presentan algunas alteraciones tanto a la flora y fauna del lugar, por esta razón existen regiones como Alaska y el Mar del Norte donde el desecho de estas aguas están restringidas, permitiendo su desecho solo si el contenido de hidrocarburos no excede 15 ppm. Este criterio es dos veces mayor que la condición de 30 ppm de contenido del contaminante para aguas potables de los Estados Unidos. En México se permiten emisiones con un contenido de hidrocarburos de hasta 70 ppm.

Para cumplir con los reglamentos, se ha desarrollado un sistema adecuado para recolectar y tratar todas las aguas aceitosas generadas en los equipos de perforación, canalizando las aguas aceitosas producidas en las diferentes áreas del equipo de perforación (fig. VI.2), a un punto de recolección, mediante la instalación de drenes.

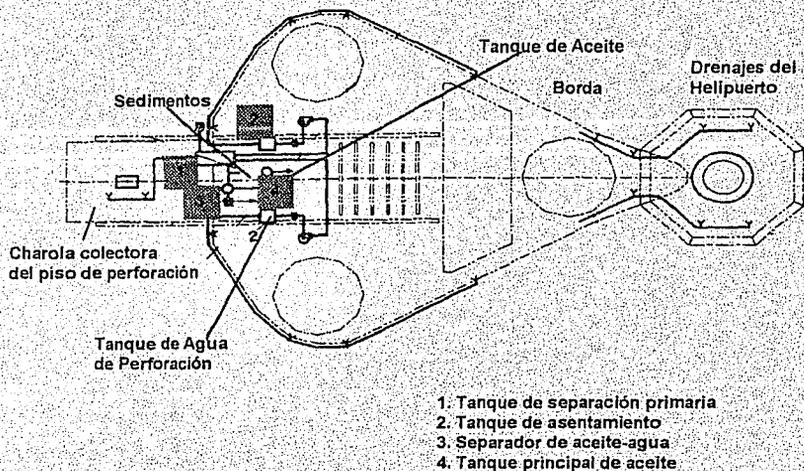


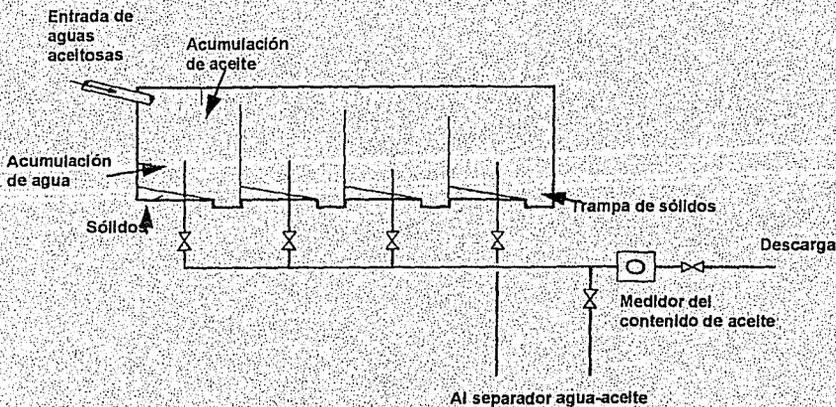
Fig. VI.2 Sistema de Manejo de Aguas Aceitosas en una Plataforma de Perforación Tipo Autoelevable (Jack up) <sup>66</sup>

### VI.1.1 Descripción del Proceso.

El sistema envía el agua a través de los drenajes existentes para posteriormente vaciarla a tanques de asentamiento donde se acumulan sólidos precipitados, los cuales son removidos periódicamente de acuerdo a los requerimientos. Estos sólidos recolectados, se incorporan al equipo de disposición de sólidos para ser tratados adecuadamente.

Posteriormente el líquido es enviado mediante una bomba centrífuga a un tanque de separación primaria (fig. VI.3), en el cual el aceite libre se separa mediante el método de decantación, de acuerdo al proceso descrito a continuación.

El tanque de separación primaria esta compuesto por una serie de compartimientos ligados por un sistema de compuertas. El tiempo de retención del líquido en el primer compartimiento es importante debido a que el aceite empieza a separarse de la emulsión base agua mediante la adición de un desemulsificante, por lo que éste debe ser de tamaño tal, que tenga una retención apropiada de acuerdo a los flujos manejados y los escurrimientos promedio.

Fig. VI.3 Tanque de Separación Primaria<sup>97</sup>

El agua se precipita al fondo del tanque y el aceite flota en la superficie debido a la diferencia de densidad e inmiscibilidad. El aceite se derramará en el siguiente compartimiento, en el cual se repite el proceso, y así sucesivamente hasta alcanzar el último compartimiento.

Los compartimientos están conectados a una tubería por la parte inferior equipada con válvulas de bola para descargar el agua a través de un medidor, el cual determina la concentración de aceite, si el aceite excede de los límites marcados (15 ppm para algunos países), el flujo es desviado hacia un separador bifásico agua/aceite para darle un último tratamiento si lo requiere, si no, el agua es desechada a la borda.

El tanque de separación primaria está diseñado para que en el último compartimiento se derrame el aceite, el cual puede tener una cantidad significativa de agua, por lo que el flujo se alinea hacia el separador de aceite/agua y se le da una limpieza final.

El aceite obtenido por la separación bifásica, es enviada al tanque principal de aceite recuperado y de ahí a su disposición final, el agua es enviada a la borda o a los tanques de agua de perforación para su recirculación.

El drenaje del piso de perforación y el área de tuberías es tratada de manera independiente, ya que los contenidos de aceite normalmente son superiores a los de la cubierta, y contienen residuos de lodo de perforación, por lo que el flujo se desvía a los tanques de asentamiento y entran al sistema directamente dentro del tanque de separación primaria donde se realiza el proceso ya descrito.

Con la finalidad de evitar el derrame de lodo al mar durante las operaciones realizadas en el piso de perforación, se ha propuesto realizar la adaptación de los siguientes aditamentos:

- ◆ Colocar una charola recolectora bajo la mesa rotaria, e incluso bajo todo el piso de perforación.
- ◆ Colocar una charola recolectora debajo del malacate.
- ◆ Colocar una charola recolectora debajo de los cabezales, soldada directamente al tubo conductor.

Estas charolas estarán conectadas a una bomba que dirija los derrames al tanque de separación primaria para integrarlos en el proceso de separación.

### **VI.1.2 Análisis de la Técnica.**

El sistema deberá contar con una capacidad de almacenamiento sustancial para captar el agua de lluvia, debido a que en una hora se puede generar un flujo de alrededor 10,000 gal (37 m<sup>3</sup>). Existen sistemas con una capacidad de almacen en tanques de separación primaria y de asentamiento de 800 bl (127 m<sup>3</sup>), así como de una capacidad de procesamiento de aprox. 20-50 GPM (5-12 m<sup>3</sup>/hr).

El sistema deberá operar en forma para asegurar la máxima capacidad de almacenamiento disponible, de esta manera no se tendrá problemas para captar el agua obtenida durante un periodo de lluvia.

El aceite recuperado en este proceso es recolectado en el tanque de almacenamiento y puede ser usado a bordo como tratamiento del fluido de perforación ó para operar los quemadores de desechos. También puede recolectarse y ser transportado a tierra para su disposición final.

Mediante la utilización de éste sistema se podrán obtener concentraciones de aceite en el agua de aproximadamente 15 ppm, lo cual supera los límites establecidos por la normatividad Mexicana, la cual como se mencionó, limita la concentración de aceite en 70 ppm.

El diseño de la planta se efectúa tomando en cuenta los periodos de lluvia donde se produce la mayor cantidad de aguas aceitosas, por lo que estas deben contar con un volumen considerable de almacenamiento.

La eficiencia de éste sistema depende primordialmente de la capacidad de almacenamiento, deberá tomarse en cuenta que durante los periodos de lluvia se producen gran cantidad de aguas aceitosas y el espacio en las plataformas es sumamente reducido, por lo que en lugares de muy alta frecuencia de lluvias tal vez será necesario la adaptación de cantileveres y de equipo adicional.

Esta técnica ha sido aplicada recientemente en perforaciones de Alaska y el Mar del Norte, obteniendo resultados satisfactorios, ya que les permitió reducir la contaminación en el agua de desecho producida durante la perforación con lodos base aceite, obteniendo concentraciones de aceite de 15 ppm, lo que supera los límites establecidos para el agua potable de los Estados Unidos, el cual es de 30 ppm.

Por lo que esta es una técnica que podría aplicarse para cualquier tipo de compañía, ya que los resultados obtenidos superan cualquier reglamentación internacional establecida.

En México no han sido aplicados sistemas eficientes de tratamiento de aguas aceitosas, por lo que esta técnica presenta una buena opción para implementarla y así cumplir con los requerimientos ecológicos establecidos.

La ventaja de instalar una planta de esta naturaleza es que la inversión más fuerte se hace al inicio, ya que posteriormente podría ser utilizada en otros pozos, o quedar como equipo complementario del mismo equipo de perforación. Otra ventaja, es que pueden ser instaladas en tierra y ser utilizadas como plantas fijas de tratamiento de aguas aceitosas para varios pozos.

El sistema usual y común en México de eliminación de aguas aceitosas, en equipos marinos es el empleo de la decantación en un tubo o "sumidero" el cual esta dentro del agua marina y sostenido a una pata de las plataformas, de esta manera después de un tiempo de reposo, el aceite se separa y queda en la parte superior de donde es extraído mediante una bomba hacia un tanque de almacenamiento; en equipos terrestres se envía todo a una presa de desperdicios.

El empleo de estos decantadores permite separar el aceite libre, sin embargo también existe aceite emulsionado con el agua el cual se mezcla con el mar, contaminando gravemente, por lo que es imprescindible la implementación de un sistema de separación efectivo, que permita obtener aguas de desecho que cumplan con la normatividad.

El sistema propuesto es de alta eficiencia y su costo no es elevado, por lo que podría aplicarse en las plataformas marinas para cumplir con los reglamentos establecidos por las leyes Mexicanas, y en tierra evita la necesidad de presas de desperdicios.

## **VI.2 SEPARACIÓN DE AGUA-ACEITE UTILIZANDO UNA PLANTA DE TRATAMIENTO.<sup>65</sup>**

La técnica consiste en el tratamiento de aguas aceitosas producidas por las actividades de perforación diseñando una planta de tratamiento para eliminar las aguas aceitosas producidas por los equipos de perforación y que en forma general consiste de un tanque primario de separación y un tanque de venteo, mismos que sirven para separar el aceite del agua.

A diferencia de las plantas de tratamiento de aguas aceitosas empleadas en las instalaciones (baterías) de separación, comúnmente nombradas presas API, que procesan muy grandes volúmenes de fluido, y por ende son muy costosas, estas plantas son pequeñas y con la filosofía de un tratamiento rápido pero eficaz, para procesar el volumen generado por los equipos de perforación.

Las aguas aceitosas producidas en los equipos de perforación deberán ser transportadas, mediante algún medio eficiente de traslado, considerando que esta planta procesará el desecho de todos los equipos de la zona y que su empleo deberá hacerse después de un análisis técnico y económico de factibilidad agragando los costos y dificultades de transportación de residuo en comparación con el empleo de un sistema de tratamiento en cada pozo.

### **VI.2.1 Descripción del Proceso.**

En un tanque denominado de venteo, el cual es un contenedor presurizado, se recibe el aceite de otro tanque denominado desnatador, y cuenta con un tubo de vidrio para comprobar si el tanque esta lleno, una línea de gas para presurizar el contenedor y una línea para remover aceite cuando se llena el tanque; las líneas de suministro de gas y aceite tienen válvulas de control para una mejor operación del proceso.

El agua con aceite contaminante (en emulsión) se conduce a un tanque de mezclado donde también se introduce cal y yeso a través de una tolva con la finalidad de romper la emulsión y absorber el aceite. El agua es recuperada del tanque de mezclado y bombeada a través de un tipo de separadores de ciclones donde los sólidos (entre ellos cal-aceite, exceso de cal y cualquier otro) son separados del agua.

El agua limpia sale por la línea correspondiente. Los sólidos y un pequeño porcentaje de agua (cerca del 2 a 3%) de la corriente de salida de los ciclones se dirigen al tanque de aceite sucio de asentamiento químico.

Ya que el fluido en este tanque es 90% agua, los sólidos que contiene se asentarán; si permanece en reposo el tiempo suficiente, es posible remover más agua al introducir una tubería por la parte superior del tanque.

Cuando los sólidos alcanzan un nivel alto en el tanque de retención y la mezcla de sólidos con agua no queda en reposo el tiempo necesario para que ocurra el asentamiento de los sólidos, es necesario que el contenido de este tanque sea drenado, por lo que el desecho puede acarreararse a un sitio de disposición final. Si se desea, una porción del sólido en el tanque de retención puede reciclarse y regresarse al tanque de mezclado químico para usar la cal que quedo activa.

## VI.2.2 Análisis de la Técnica.

La meta de este proceso es asegurar que el contenido de agua no contenga más de 50 ppm de aceite descargado fuera del equipo. En la actualidad existen un gran número de este tipo de plantas de tratamiento, lo que permite realizar la recuperación del aceite en el sitio de perforación para reuso.

El agua separada puede recuperarse y ser reutilizada en las operaciones del equipo. Se recoge con el mismo volumen de agua mayor cantidad de contaminantes, ya que, el agua será varias veces reciclada.

Es posible instalar una pequeña planta de este tipo en los equipos de perforación, en plataforma el problema fundamental es que se requiere del espacio necesario para el tanque desnatador, que es el más voluminoso, y el material separado (aceite) del agua deberá que ser transportado a lugares de disposición.

Pensando en una planta para cada equipo de perforación, se podrá reutilizar el agua y aceite separados, el agua reciclada es necesaria para reducir el volumen de agua de uso para lavar el piso de perforación, al mismo tiempo el aceite que se separa puede utilizarse como combustible en los quemadores ó para dar tratamiento al lodo de perforación.

En México, se puede emplear este equipo para reducir el volumen de agua que se usa para actividades de limpieza del equipo y con esto concentrar los contaminantes en un volumen reducido de agua. La desventaja de estos equipos es que al precipitar los componentes solubles en agua se arrastran otros elementos que requieren métodos más complejos de tratamiento.

# CAPÍTULO VII

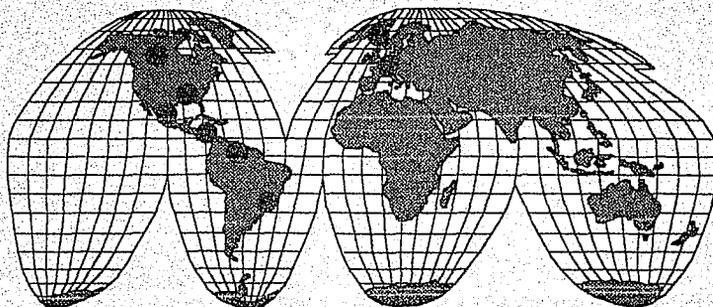
## ***REGLAMENTACIÓN PARA LA PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN***

Con el fin de establecer las condiciones de qué y cuánto ya no es permitido desechar, se realizó una búsqueda de normas, reglamentos y convenios nacionales e internacionales aplicables a las operaciones de explotación de campos petroleros, en particular a las de perforación, terminación y reparación de pozos.

La información recopilada se resume en las siguientes publicaciones:

- Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Medio Ambiente (Constitución de los Estados Unidos Mexicanos)<sup>88</sup>
- Código de Reglamentaciones Federales de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de Norteamérica (EPA)<sup>89</sup>
- Reglamentación aplicable en el Reino Unido<sup>90</sup>
- Reglamentación aplicable en Holanda<sup>91</sup>
- Reglamentación aplicable en Canadá<sup>92</sup>
- Reglamentación para Operaciones de Perforación en el Lago de Maracaibo, Venezuela (Cía. Tritón)<sup>93</sup>
- Convenios internacionales<sup>94</sup>
  - a) MARPOL 73/78, Organización Marítima Internacional (OMI)
  - b) ROGRAM (Red Operativa de Cooperación Regional entre Autoridades Marítimas)
  - c) Plan Integral Fronterizo México-EUA (1992-1994)<sup>96</sup>
  - d) Cooperativa del Caribe Limpio<sup>97</sup>
  - e) Protocolo de Cartagena
- Guía para el Tratamiento y Eliminación de Desperdicios de Perforación y Producción, de ARPEL (Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana)<sup>98</sup>

Con el estudio y análisis de esta información, así como los criterios ya considerados en la industria petrolera en México (realizada por Petróleos Mexicanos), se dispondrá a establecer una serie de reglas que deben respetarse para poder considerar que no se está afectando al medio ambiente durante las operaciones al perforar pozos petroleros.



**Fig. III.1 Regiones Consideradas en la Reglamentación**

**Fig. VII.1 Regiones Consideradas en la Reglamentación**

Se presenta, en este estudio, además de la reglamentación que deberá de seguirse, una guía de los límites de descarga de desechos o materiales contaminantes (al mar o tierra según sea el caso), una metodología de monitoreo de las descargas permitidas y descripción de los métodos analíticos necesarios para su control.

### **VII.1 ANÁLISIS DE LA REGLAMENTACIÓN NACIONAL E INTERNACIONAL.**

El mecanismo de análisis consistirá en resumir la información y extraer los reglamentos aplicables a las descargas de desechos contaminantes.

A continuación se presentan los resultados obtenidos durante el análisis de las publicaciones revisadas.

## VII.1.1.- Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Medio Ambiente.

Se analizó la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, quien contiene Leyes, Reglamentos y Normas Ambientales, las cuales son administradas y ejecutadas por la Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecológico (SEDUE), después Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL), y hoy Secretaría del Medio Ambiente Recursos Naturales y Pesca (SEMARN y P).

La primera Ley Ambiental se aprobó en 1972. A esta Ley siguió la llamada Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Medio Ambiente de 1988 (Ley General), un estatuto de amplio alcance que cubre todos los tipos de contaminación, así como la protección y conservación de los recursos naturales.

Desde 1988 se han emitido cuatro reglamentos relacionados con la contaminación del aire dentro de la zona metropolitana de la Ciudad de México, la determinación del Impacto ambiental y los efectos de los residuos peligrosos bajo la Ley General. En 1979 se adoptó el reglamento que cubre los residuos en el mar con la inclusión de la Convención de Londres sobre los residuos semilíquidos (lodos), y permanecerá vigente hasta que sea reemplazada.

Se espera que pronto sea aprobado un nuevo reglamento relacionado con la contaminación del agua. Desde noviembre de 1990 a la fecha, se han publicado 54 Normas Técnicas Ecológicas y Criterios Ecológicos para implementar estos Reglamentos, también desde entonces la SEDESOL (antes SEDUE) ha aprobado varias normas adicionales que involucran categorías de fuentes contaminantes para el agua.

De esta revisión se encontró que no existe Normatividad Específica aplicable a plataformas marinas de perforación, pero si hay un Reglamento que resultó de la adopción del Convenio sobre la Prevención de la Contaminación del Mar por Vertimiento de Desechos y Otras Materias, ratificado en julio de 1992, así como el Protocolo de esta misma fecha.

En resumen, el Reglamento prohíbe el Vertimiento de los siguientes desechos:

- \* Compuestos Orgánicos Halógenos.
- \* Petróleo Crudo.
- \* Combustóleos.
- \* Diesel.
- \* Aceites Lubricantes.
- \* Fluidos Hidráulicos.
- \* Mezclas que contengan Hidrocarburos.
- \* Mercurio y Compuestos de Mercurio.
- \* Cadmio y Compuestos de Cadmio.
- \* Plásticos y Demás Materiales Persistentes.
- \* Desechos y Otras Materias de Alto Nivel Aditivo.

Esta prohibición no se aplicará a sustancias que se transformen rápidamente en el mar, tierra, lagunas, etc., en sustancias inocuas mediante Procesos Físicos, Químicos o Biológicos siempre que:

- a) - No den mal sabor a la carne de los organismos comestibles que estén en contacto, o
- b) - No pongan en peligro la salud el hombre o de los animales.

Se requiere de un permiso especial expedido por la Secretaría de Marina o la Secretaría que corresponda para el vertimiento de los siguientes desechos o materias:

- \* Arsénico
- \* Plomo
- \* Cobre y sus Compuestos
- \* Zinc
- \* Compuestos Orgánicos de Silicio
- \* Cianuros
- \* Fluoruros
- \* Pesticidas y sus Subproductos No Incluidos en la Lista Anterior.

Al conceder permiso para el vertimiento de grandes cantidades de ácidos y álcalis se debe tener en cuenta la posible presencia de las sustancias enumeradas en la lista anterior, además de las siguientes:

- a.- Berilio.
- b.- Cromo.
- c.- Níquel y sus Compuestos.
- d.- Vanadio.

Así mismo, están sujetas a este permiso los contenedores, chatarra y otros desechos voluminosos que puedan hundirse hasta el fondo del mar y obstaculizar seriamente la pesca o navegación, los desechos radioactivos y otras materias radioactivas no incluidas en la primera lista.

Sin embargo, esta ley no establece límites cuantitativos de los contaminantes para ser vertidos al mar, o desechados en caudales costa adentro.

VII.1.2.- Código de Reglamentaciones Federales número 40, partes 425 a 699, de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de Norteamérica.

Se revisaron las Reglamentaciones de la Agencia de Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos de Norteamérica que se aplican a las Costas del Golfo de México, en el Área de Louisiana y Texas, las cuales contienen los siguientes puntos relevantes:

i.- Los Códigos y Reglamentaciones Federales. (CFR 40, partes 423 a 699). En los cuales se describen en términos generales la reglamentación y límites de descarga de contaminantes.

ii.- Limitaciones para la Descarga de Efluentes.

En las cuales se establecen los límites actuales para el control de descarga de desechos contaminantes. (Código 40 de Reglamentaciones Federales, parte 435).

iii.- Permisos Generales en la Región del Golfo de México de los Estados Unidos de Norteamérica (Registros Federales, Reglamentaciones propuestas volumen 56, número 49).

El resumen de estas limitaciones de descarga de la Agencia de Protección son las siguientes:

## Fluidos de Perforación, Terminación y Reparación de Pozos

Se prohíbe la descarga de:

- Fluidos de perforación, terminación y reparación de pozo que tengan una toxicidad LC<sub>50</sub> menor o igual a 30,000 p.p.m. en base a la fase de sólidos suspendidos.
- Fluidos base aceite (Emulsión Inversa) o que contengan aceite diesel.
- Fluidos que contengan aceite usado para la lubricación de maquinaria.

## Recortes de Formación

Se prohíbe la descarga de recortes generados con los fluidos de perforación mencionados en el párrafo anterior.

## Aceite Diesel, Grasas e Hidrocarburos

Se prohíbe la descarga de aceite diesel e hidrocarburos

## Drenaje de plataforma

- La concentración límite de grasa y aceite en la descarga del drenaje de agua producida debe ser de 72 mg/l para cualquier día y 48 mg/l como promedio en 30 días consecutivos.

## Metales Pesados (Mercurio y Cadmio)

Las concentraciones límites de Mercurio y Cadmio, presentes en la barita empleada para densificar el fluido, no deberán exceder de 1.0 y 3.0 mg/kg respectivamente.

## VII.1.3.- Reglamentación Aplicable en el Reino Unido.

Presenta condiciones de descarga de recortes contaminados con hidrocarburos como resultado de las operaciones de perforación costa afuera en Inglaterra en donde a grandes rasgos prohíben las descargas de hidrocarburos libres ya sea que éstos acompañen como contaminantes a los recortes o se hayan adicionado a los lodos base aceite y emulsión inversa.

El programa de la utilización de lodos en perforación debe estar lo suficientemente soportada a fin de que la autoridad rectora, que en este caso es el Departamento de Comercio e Industria, pueda autorizar, basandose en razones geológicas, el uso de lodos de emulsión inversa o de base aceite con la advertencia de que el aceite debe ser del tipo de baja toxicidad. En caso de utilizar diesel se deben proporcionar razones y justificaciones de su uso.

(Sección 23 del Acta para la Prevención de la Contaminación por Hidrocarburos de 1971, como cumplimiento a los permisos de descarga de desechos aceitosos provenientes de operaciones de Perforación).

En su revisión se encontraron condiciones que deben cumplir los recortes resultantes de las operaciones de perforación, antes de ser vertidos al mar o desechados en tierra. Entre las mas importantes se tienen las siguientes:

- \* Se prohíbe toda descarga de hidrocarburos.
- \* En caso de ser indispensable el uso de un lodo base aceite, este debe de ser del tipo de los de baja toxicidad.
- \* Los recortes de perforación no deben de exceder los 100 gr. de hidrocarburos por Kg. de recorte en base seca.
- \* Se prohíbe el uso de fluidos base diesel.

#### VII.1.4.- Legislación Ambiental de Holanda.

El soporte de la Legislación de Holanda en lo referente a la contaminación de Aguas Marinas se basa en dos Actas Ambientales siendo éstas las siguientes:

- La de la contaminación del agua de mar implementada en la Convención de Oslo del 15 de febrero de 1972.
- La de la prevención de la Contaminación originada por buques, implementada y firmada en Londres en 1973, revisada y complementada en 1978.

Dentro de los aspectos más relevantes de estas actas ambientales se tienen las siguientes limitaciones:

- \* Se prohíben las descargas al mar de los residuos considerados como contaminantes y peligrosos, provenientes de instalaciones Costa Afuera (plataformas), embarcaciones y aeroplanos.
- \* Se consideran en la lista de Sustancias Peligrosas las siguientes:
  - Los hidrocarburos.
  - Los líquidos peligrosos transportados en grandes volúmenes, (más aquellos indicados por el Ministerio de Regulaciones).
  - Los desechos generados en los Buques.

Sin embargo esta legislación no especifica los límites de descarga de desechos no peligrosos.

#### VII.1.5.- Reglamentación aplicable en Canadá.

Guías para el tratamiento y disposición de residuos en instalaciones de Explotación y Producción de Petróleo en Canadá.

En la revisión del documento se encontró una serie de recomendaciones para el tratamiento de residuos en instalaciones de perforación de pozos.

En general los fundamentos de estas guías es que, en lo posible, cualquier descarga de sustancias usadas o resultantes de actividades de la Explotación y Producción del Petróleo no causen efectos adversos en el Medio Ambiente.

Entre lo más relevante que se encontró en las guías de esta reglamentaciones tienen:

- \* El agua producida se debe de tratar hasta obtener una concentración máxima de 40 mg/l de hidrocarburos para que pueda ser descargada al medio ambiente.

- Por lo que respecta al agua de desplazamiento, de lastre y drenaje de los equipos de perforación, así como los fluidos de tratamiento de pozos, deben de ser tratados con la finalidad de obtener una concentración no mayor de 15 mg/l de hidrocarburos para poder ser descargada al mar o desechados en tierra.

#### VII.1.6.- Reglamentación Para Operaciones de Perforación en el Lago de Maracaibo, Venezuela (Cía. Tritón)

La revisión de esta información indicó que esta basada en la reglamentación de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de Norteamérica, por lo que aquí no se hace referencia a los límites de descarga puesto que son los mismos a los presentados en el inciso A.1.2.

#### VII.1.7 - Convenios Internacionales.

##### Convenio Marpol 72/78:

Es un acuerdo Internacional que contiene una serie de reglamentaciones para prevenir la contaminación del mar por buques, pero consideran a las Plataformas Petroleras de Exploración (Perforación) y Producción Petrolera o Gasera, dentro de éstas: Las exigencias del anexo 1 de MARPOL a estas Plataformas Marinas son equivalentes a las de los buques no Petroleros de un tonelaje igual o superior a 400 toneladas.

Las descargas operacionales de hidrocarburos o mezclas oleosas (cualquier mezcla con agua) de las plataformas Costa Afuera se dividen en cuatro categorías: drenaje de la plataforma, drenaje de espacios de máquinas, descarga de aguas de producción y descargas de agua de desplazamiento. Solamente las descargas de los espacios de máquinas de las plataformas están sujetas a las disposiciones del anexo I de MARPOL (73/78). Las otras descargas deben ser reglamentadas por la Legislación Mexicana.

Las exigencias de este convenio para la descarga de plataformas que está sujeta a las disposiciones de MARPOL son: Para plataformas localizadas a menos de 12 millas de la Costa 15 p.p.m. de hidrocarburos y a más de 12 millas de la costa 100 p.p.m. de hidrocarburos.

### Red Operativa de Cooperación Regional entre Autoridades Marítimas (ROCRAM)

Establece una serie de recomendaciones para prevenir la contaminación del mar durante el transporte de hidrocarburos.

### Plan Integral Ambiental Fronterizo México-E.U.A. (1992-1994)

Es un Plan elaborado por lo que fue SEDESOL (antes SEDUE) y EPA para reforzar la cooperación en la Frontera, tomando como base al Convenio Bilateral de 1983 con miras a resolver los problemas de calidad del aire, suelo, agua y residuos tóxicos. El área fronteriza que debe ser cubierta será de 100 km. en cada lado del límite internacional.

Las ciudades comprendidas en el Plan son, por México: Tijuana, Cd. Juárez, Mexicali, Nuevo Laredo, Matamoros y Nogales y por Estados Unidos: San Diego, El Paso, Calexico, Laredo, Brownsville y Nogales.

### Cooperativa del Caribe Limpio.

Esta Cooperativa, con Sede en Fort Lauderdale, Florida, se encarga de prestar asistencia en el caso de derrames de petróleo por operaciones de Buques-Tanque en la Región del Caribe.

### Protocolo de Cartagena.

Este Protocolo hace referencia a la cooperación en la lucha de derrames de petróleo en el Caribe, el cual entró en vigor en octubre de 1986, el cual incluye a Jamaica, México, Venezuela.

### Guía Para el Tratamiento y Eliminación de Desperdicios de Perforación y Producción, de la Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL).

En la revisión de sus guías se encontró que presenta una serie de recomendaciones en el manejo de las sustancias contaminantes producidas durante las operaciones de perforación, terminación y reparación e indica los límites de descarga de contaminantes, los cuales están basados principalmente en los indicados por la EPA.

## VII.2.- REGLAMENTACIÓN PROPUESTA PARA LA PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.

Durante la revisión de los reglamentos nacionales aplicados a la protección ambiental durante las operaciones de un equipo de perforación, no existe en realidad ninguna reglamentación y normatividad pública, aplicable expreso, para ello ha sido necesario la adecuación, adaptación e interpretación de las leyes y reglas a otras áreas y actividades, o bien adoptar reglamentaciones internas (como las que ha realizado PEMEX).

De tal manera es necesario elaborar una reglamentación adecuada a las actividades de perforación, reparación y terminación de pozos aplicable a las características y leyes del país.

De todas las referencias consultadas y en base al análisis efectuado, se extrajeron los reglamentos más relevantes con los cuales se elaboró una reglamentación presentada en esta sección. Los límites de descarga incluyen: fluidos de perforación, terminación y reparación, recortes de formación, efluentes durante la inducción y estimulación de pozos; aceite lubricante de maquinas y equipo; drenajes en el caso de plataformas y agua de lastre; purga de calderas y agua de enfriamiento; agua y arena producidas y materiales químicos empleados durante las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos.

La reglamentación adopta las normas de la EPA por considerarse completas, fundamentadas y restrictivas.

### ■ Fluidos de Perforación, Terminación y Reparación de Pozos

Se prohíbe la descarga de:

- Fluidos de perforación, terminación y reparación de pozo que tengan una toxicidad LC<sub>50</sub> menor o igual a 30,000 p.p.m. en base a la fase de sólidos suspendidos
- Fluidos base aceite (Emulsión Inversa) o que contengan aceite diesel.
- Fluidos que contengan aceite usado para la lubricación de maquinaria.

■ **Recortes de Formación**

Se prohíbe la descarga de recortes impregnados con los fluidos de perforación mencionados en el párrafo anterior.

■ **Aceite Diesel, Grasas e Hidrocarburos**

Se prohíbe la descarga de Aceite Diesel e Hidrocarburos

■ **Drenaje de los equipos de perforación**

La concentración límite de grasa y aceite en la descarga del drenaje de agua producida debe ser de 72 mg/l para cualquier día y 48 mg/l como promedio en 30 días consecutivos.

■ **Metales Pesados (Mercurio y Cadmio)**

Las concentraciones límites de Mercurio y Cadmio, presentes en la barita empleada para densificar el fluido, no deberán exceder de 1.0 y 3.0 mg/kg representativamente.

■ **Los Lodos de Perforación base agua, Recortes de Perforación y Agua de Lavado que no contengan aceite libre y cumplan con los límites de toxicidad se pueden descargar mediante el siguiente control y limitaciones.**

En Pozos Marinos:

Profundidad de Fondo Marino	Ritmo de Descarga
0 - 2 m	No se puede descargar
2 - 5 m	40 m /hr
5 - 20 m	80 m /hr
20 - 40 m	120 m /hr
40 m	160 m /hr

En pozos terrestres:

Se recomienda compactar bien el terreno y si es posible impermeabilizar.

■ **Se prohíbe el Vertimiento de los siguientes desechos:**

- \* Compuestos Orgánicos Halógenos.
- \* Petróleo Crudo.
- \* Combustóleo.
- \* Diesel.
- \* Aceites Lubricantes.
- \* Fluidos Hidráulicos.
- \* Mezclas que Contengan Hidrocarburos.
- \* Mercurio y Compuestos de Mercurio.
- \* Cadmio y Compuestos de Cadmio.
- \* Plásticos y Demás Materiales Persistentes.
- \* Desechos y Otras Materias de Alto Nivel Aditivo.

Esta prohibición no se aplicará a sustancias que se transformen rápidamente en el mar, tierra, lagunas, etc., en sustancias inocuas mediante Procesos Físicos, Químicos o Biológicos siempre que:

- a).- No den mal sabor a la carne de los organismos comestibles que estén en contacto, o
- b).- No pongan en peligro la salud el hombre o de los animales domésticos.

Se requiere de un permiso especial expedido por la Secretaría de Marina o la Secretaría que corresponda para el vertimiento de los siguientes desechos o materias:

- \* Arsénico
- \* Plomo
- \* Cobre y sus Compuestos
- \* Zinc
- \* Compuestos Orgánicos de Silicio
- \* Cianuros
- \* Fluoruros
- \* Pesticidas y sus Subproductos no incluidos en la lista anterior.

Al conceder permiso para el vertimiento de grandes cantidades de ácidos y álcalis se debe tener en cuenta la posible presencia de las sustancias enumeradas en la lista anterior, además de las siguientes:

- a.- Berilio.
- b.- Cromo.
- c.- Níquel y sus Compuestos.
- d.- Vanadio.

Así mismo, están sujetas a este permiso los contenedores, chatarra y otros desechos voluminosos que puedan hundirse hasta el fondo del mar y obstaculizar seriamente la pesca o navegación, los desechos radioactivos y otras materias radioactivas no incluidas en la primera lista.

- Se debe monitorear las descargas de desechos tóxicos y no tóxicos incluyendo el contenido de hidrocarburos tanto en descargas líquidas como en sólidas.
- Realizar pruebas de toxicidad de los lodos de perforación utilizados.
- Determinar del contenido de cadmio, mercurio y plomo en la barita como parte del control de calidad.

### VII.3 REPORTE DE DESCARGA

Para poder tener un control de las descargas efectivas en los equipos petroleros, es conveniente elaborar un reporte continuo de estas, se presenta una propuesta de Reporte de Descargas el cual se considera conveniente seguir:

- 1.- Mes/Día: Registrar el mes. Registrar la descarga en el día del mes. Los días deben ser los mismos que los considerados en el reporte diario de perforación.
- 2.- Lodo/Fluido de terminación: Esta rubro es para lodo o fluido de terminación exclusivamente.
- 3.- Aceite de retorta: Registrar el porcentaje de aceite de retorta del registro y reporte del lodo.
- 4.- Velocidad de descarga máxima: Registro de la descarga máxima de lodo o fluido de terminación en una hora. Esta será la descarga más grande en una hora en el transcurso de las 24 horas.
- 5.- Volumen de recorte: Calcular y registrar el volumen de perforación. Asumir una medida del agujero de perforación y el total de recortes que serán removidos con el lodo.
- 6.- Equipo de control de sólidos (ECS): Si el agua es usada para arrastrar los recortes, estimar que es agua indicada en (7). Anotar en el cuadro si el agua es de la perforación o es agua de mar, de río, de lago etc.
- 7.- Agua de lavado: Si se usa agua de la perforación, al total de ésta usada cada día, restarle el agua del ECS y la agregada al lodo y anotarla.

A.- Si el agua usada es de mar, río, lago, etc. para que los cálculos sean más precisos hay que llenar un tanque de un volumen conocido haciendo uso de las bombas de agua con uno de los equipos de lavado conectados al tanque.

Dar la información al Ingeniero Perforador o usarla para determinar el agua de lavado descargada en cada equipo.

B.- Agua de lavado en el equipo de control de sólidos: asumir que el volumen total del equipo de control de sólidos es el equivalente a la salida de uno de los equipos de lavado.

C.- La velocidad del agua usada para un equipo o tubo de lavado abierto puede ser estimada si un medidor de presión es instalado cerca de la descarga. Se lee la presión de flujo (mientras el agua está corriendo), mide el diámetro interior del tubo y calcula el flujo.

$$Q = 28.6 (Di) (P)$$

Donde:

Q= Flujo a la salida, (b/hr)

Di= Diámetro interior del tubo, (pg)

P= Presión de Flujo, (lb/pg<sup>2</sup>)

8.- Brillo visual o sólidos flotantes en vertimientos en mar o ríos: Verificar varias veces al día la prueba de brillo visual o sólidos flotantes: Si la descarga es en la noche, adecuar una iluminación artificial para observar el brillo. Si el brillo es significativo, hallar la fuente y registrarlo.

9.- Personal: Tomar una lista diaria del personal al final del mes, sumar todas las cantidades y multiplicarlas por 0.7 para obtener el total de barriles de desechos sanitarios por mes. Enlistar el número en la columna de observaciones.

10.- Otros fluidos de pozo: Esta columna es para los otros fluidos que circulan a través del pozo, ejemplos de estos son: cemento, baches de diesel, agua empleada en la limpieza, biocidas y otros.

11.- Agua de lluvia: Registrar la lluvia diaria, tomar el área total (incluyendo el helipuerto en plataformas) y calcular el volumen drenado al final del mes. Registrar esta cantidad en una columna de observaciones.

12.- Agua del radiador: Registrar el volumen del agua usada para enfriamiento de la maquinaria.

13.- Otras descargas o drenajes: Para descarga de drenajes, si son conocidos o para requerimientos futuros.

14.- Observaciones: Para usar si es necesario.

### VII.3.1 Métodos Analíticos.

A).- PRUEBA BRILLO ESTÁTICO (Hidrocarburos Libres), (Proposed Methodology. Laboratory Industry), (Latrazzuolo, 1983).

El agua que se utiliza para la prueba es el agua receptora de la descarga.

Se toma un volumen determinado del agua y se le agregan las siguientes cantidades de los desechos:

1 - Fluidos de Perforación, Drenaje de Cubierta y fluidos de Tratamiento de Pozos de 0.5 a 15 ml.

2 - Recortes de Perforación y Arena de 1.5 a 15 g. en base peso seco.

Una vez medida o pesada la cantidad del desecho este se transfiere al recipiente de prueba, y se hace la observación del comportamiento del fluido una hora más tarde.

Si se detecta en la superficie del agua de prueba una mancha metálica o plateada, reflejo o incremento del reflejo, color visual, iridiscencia, esto es indicativo de que hay hidrocarburos libres.

B).- MÉTODOS PARA DETECTAR LA PRESENCIA DE DIESEL EN FLUIDOS Y RECORTES. (Analysis of Diesel Oil in Drilling Fluids and Drill Cuttings) (Cented, 1985) EPA

El método se basa en la destilación en retorta y cromatografía de gas (American Petroleum Institute Recommended Practice 13B, 1980). El método tiene un límite de detección estimada de 100 mg/kg (0.02% de diesel).

El método para determinar la concentración de diesel emplea la extracción térmica (retorta) para separar el diesel del lodo y la extracción con solvente para separar el diesel del agua y las sales inorgánicas extraídas en el proceso de desorción térmica y evaporación del salvamento para concentrar el diesel y determinar la concentración del diesel por cromatografía de gas.

## C).- METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA TOXICIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

1 - BIOENSAYOS CON ORGANISMOS MARINOS - El Bioensayo puede definirse como la determinación de la dosificación letal de un material de prueba midiendo sus efectos en un organismos, el efecto a medir puede ser fisiológico o biológico.

En el Bioensayo con organismos marinos, estos son expuestos a diferentes concentraciones del producto a evaluar en un determinado tiempo, el efecto a medir es la mortalidad.

A continuación se selecciona la especie en la que se va a medir el efecto del material a probar, en donde se deben tomar en cuenta los siguientes factores:

- Que el organismo sea sensible a los factores ambientales.
- Que su distribución sea amplia y disponible.
- Que sea importante desde el punto de vista económico y ecológico.
- Adaptables a las condiciones del laboratorio.
- Compatible con la técnica de bioensayo.

La evaluación se desarrolla midiendo la toxicidad de un fluido de perforación, en particular cuyo LC<sub>50</sub> a 96 horas debe tener una concentración mayor o igual a 30,000 p.p.m. para la fase de partículas suspendidas del fluido.

## VII.4 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS AMBIENTALES

Para poder evaluar un proyecto ambiental es necesario establecer una metodología de operación, se deberá por tanto seguir una serie de pasos y una modelización del problema a resolver. Para lo cual se propone la siguiente metodología de evaluación, la cual consiste de ocho pasos básicos:

1. Establecer una política ambiental
2. Buscar la diferentes opciones de solución
3. Visualizar la legislación
4. Analizar los impactos ambientales y los beneficios
5. Factibilidad técnica
6. Evaluar el riesgo en el manejo de desechos
7. Mantener comunicación con la comunidad
8. Observar la factibilidad económica de aplicación.

La descripción de estos ocho pasos básicos se hará a continuación:

### **1. Establecer una política ambiental**

Una política ambiental es todo lo referentes a las acciones de solucionar problemas ambientales, en donde se enmarcarán los siguientes conceptos: reducir, reciclar, recuperar, tratar y desechar. La Agencia de Protección Ambiental de Norteamérica (EPA), ha adoptado y obligado a sus legislados estos principios obteniendo magníficos resultados.

La definición de los puntos son:

**Reducir.** - es evitar el volumen de desechos y/o su toxicidad en la fuente donde se produce.

**Reciclar.** - los desechos inevitables deben reusarse o recuperarse siempre que sea posible. Un material es reciclable si satisface esto.

Recuperar - contempla al material rescatado a través de un proceso de regeneración

Tratar - cuando el desecho no puede evitarse o reciclarse debe ser tratado para reducir su volumen y toxicidad tanto como sea posible antes de deshacerse de él.

## **2. Buscar la diferentes opciones de solución**

Cuando ya se conoce el problema, su magnitud y como afecta al medio ambiente, se pueden establecer caminos a seguir para encontrar la solución. Es el momento de recopilar información, estudiar las tecnologías aplicables sin eliminar posibles soluciones, aunque por el momento parezcan inadecuadas (tal vez posteriormente sea la solución).

Deberá contemplarse no solo las técnicas y aprobadas sino también las que se encuentran en estudio. Tampoco deberá ser limitante el aspecto económico en este momento.

## **3. Visualizar la legislación**

La primer eliminación será en función de la legislación, nacional, estatal y local. Cada alternativa de solución encontrada, deberá cumplir las normas de la localidad no solo en el presente, sino en todo el tiempo de aplicación (contemplar que las reglamentaciones son cada vez más estrictas, y una mala decisión puede ocasionar que sea inútil en un corto periodo lo que redundaría en costos).

Es el momento de considerar aspectos legales como permisos, contactos empresariales y personales, así como el tiempo que tardará en aprobarse la aplicación del proceso.

## **4. Analizar los impactos ambientales y los beneficios**

Todas las opciones para el manejo de desechos deberán ser evaluadas para conocer los efectos que pueden ocasionar al medio ambiente, considerando factores como la calidad del agua descargada, la calidad del aire en relación a las emisiones de gases, todas aquellas sustancias que al contacto con el agua formen compuestos contaminantes y también los efectos que se generara en el suelo del entorno.

Para ello, es conveniente hacer evaluaciones de:

- 1.- La estimación de los volúmenes generados y la frecuencia en que se producen.
- 2.- El análisis de los desechos y de la composición de los productos del tratamiento, así como de sus características tóxicas.
- 3.- La familiarización del ambiente y su sensibilidad a la contaminación.

Deberá contemplarse también que beneficios podrían obtenerse con la aplicación del proceso o técnica seleccionada, tanto en el medio ambiente como para la comunidad, para brindarse en tanto se implante el proceso.

#### **5. Factibilidad técnica**

Se evalúa la factibilidad técnica de cada opción, los factores involucrados serán: disponibilidad del tratamiento, nivel tecnológico, capacidad de procesamiento, seguridad y riesgo ambiental.

Se deberá analizar todas las características de los procesos, los requerimientos para su aplicación tanto de equipo como de personal y si se encuentra al alcance su implantación.

#### **6. Evaluar el riesgo en el manejo de desechos**

Como parte de la revisión de cada alternativa de solución, se deberá evaluar la generación potencial de desechos y la manera de disponer de los mismo. Es sabido que la empresa generadora de un desecho será siempre responsable de él, por lo que la selección del proceso de tratamiento y disposición de los desechos deberá ser totalmente segura, para evitar problemas posteriores.

Si se contrata alguna empresa para el manejo de los desechos, deberá ser investigada cuidadosamente, ya que si infringe alguna ley, la misma responsabilidad caerá sobre el generador de desecho.

#### **7. Mantener comunicación con la comunidad**

Las preocupaciones de la comunidad deberán ser atendidas y tomadas en consideración, de tal forma que el proceso seleccionado sea compatible y bien visto por la población.

El conocimiento de situaciones similares, en otras poblaciones, las reacciones de la gente y sus comentarios deberán ser investigados y analizados de tal forma que el proyecto no sea considerado dañino sin bases o por publicidad errónea.

Si se está convencido del proceso, es conveniente fomentar una campaña de sensibilización, primero con el mismo personal y después con la comunidad informando del proceso, sus características y forma de operar, de tal manera que no se convierta en una "caja negra", que sea a primer instancia desagradable.

### 8. Observar la factibilidad económica de aplicación.

La parte final y determinante en la selección de un proceso será la factibilidad económica del mismo. Mediante una evaluación de costos se determinará cual de los tecnologías o procesos será el indicado y más conveniente. Sin embargo es importante recordar que la opción menos cara frecuentemente no conduce al más bajo costo de la operación global.

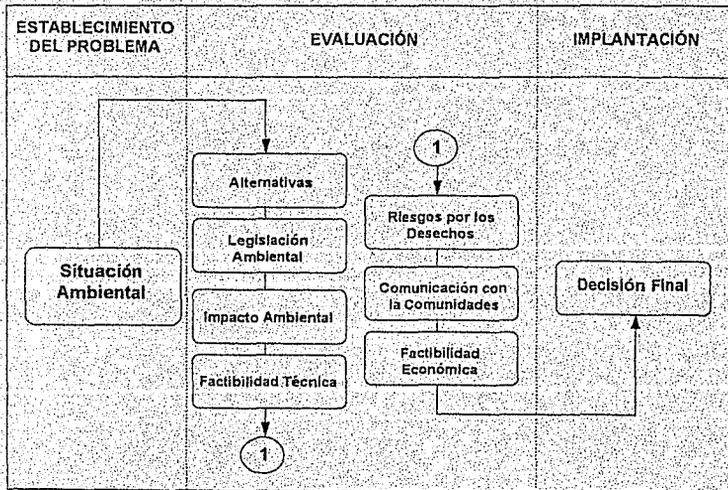


Fig. VII.2 Metodología de Evaluación de Proyectos Ambientales

# CAPÍTULO VIII

---

## *CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES*

*La perforación, terminación y reparación de pozos petroleros es una actividad que propicia la emisión de gran número de desechos contaminantes, de diferentes características, estados físicos y niveles de afectación al medio ambiente por lo que es de primordial importancia su correcta caracterización. A continuación se presentarán las conclusiones y recomendaciones relevantes del presente estudio.*

### **VIII.1 CONCLUSIONES.**

**VIII.1.1** Existen seis sectores principales en donde se generan desechos contaminantes en un equipo de perforación, los cuales son: 1) el sistema de separación de sólidos del lodo de perforación, 2) el piso de perforación, 3) los quemadores, 4) las presas de lodos, 5) drenes de aguas aceitosas y 6) áreas de carga y descarga. Controlando la emisión de desechos en estas áreas se controlará toda emanación del equipo de perforación.

**VIII.1.2** El orden jerárquico de toxicidad (de mayor a menor) de desechos emitidos por las actividades de perforación son: 1o. Recortes de la formación impregnados de lodos tóxicos, 2o. Residuos de fluidos de perforación, 3o. Derrames provenientes del pozo, 4o. Fluidos aceitosos, 5o. Materiales vertidos en su traslado y manejo (carga y descarga).

**VIII.1.3** Las medidas de control, tratamiento, adecuaciones y tecnologías de procesamiento y remediación en un equipo de perforación deberán ser enfocadas principalmente a 1.) recortes de formación impregnados de lodos, 2) residuos de lodos de perforación y 3) aguas aceitosas.

**VIII.1.4** La inyección de recortes en el subsuelo, deberá hacerse después del análisis apropiado, el cual consistirá de la selección del intervalo, el diseño del pozo y la transformación del recorte.

**VIII.1.5** El lavado de recortes (con surfactantes o desensulficantes) deberá realizarse en tres etapas, para garantizar su efectividad, las cuales son: lavado del recorte impregnado de lodo, separación bifásica (líquido-sólido) y separación trifásica (sólido-agua-aceite).

**VIII.1.6** Los procesos térmicos de descontaminación de aceite de los recortes presentan alto grado de eficiencia, dejando prácticamente al producto libre de contaminantes, su desventaja consiste en la emisión de humos y vapores por lo que se requiere de mecanismos para su eliminación, además de que el equipo ocupa amplia área.

**VIII.1.7** El proceso químico de encapsulado de aceite en el recorte, ha sido empleado exitosamente, y avalado por la EPA.

**VIII.1.8** Los procesos biológicos de descontaminación de recortes no han sido aceptados a nivel práctico, principalmente debido a los riesgos en el manejo de bacterias y por los costos de las instalaciones, pese a que en laboratorio y en pruebas han aportado muy buenos resultados.

**VIII.1.9** Todos los métodos de tratamiento de recortes presentados en el presente estudio, han mostrado su efectividad técnica de aplicación, bajo los lineamientos y normatividades existentes.

**VIII.1.10** El fluido de perforación NO deberá ser considerado como un producto de desecho, es reutilizado en forma continua, por lo que deberá enfocarse su control a las emisiones al impregnar, mojar o verter otros elementos (como son los recortes de formación y limpieza de equipos).

**VIII.1.11** Los fluidos de perforación sintéticos, a base de alcoholes, son una alternativa en vez de los fluidos base aceite mineral, por no generar afectación al medio ambiente, su inconveniencia es el costo, pero deberá contemplarse dentro del precio el costo del tratamiento de los recortes y saneamiento del lugar.

## **VIII.2 RECOMENDACIONES.**

**VIII.2.1** Mantener la eficiencia de los equipos de quemado, y si es necesario aumentar su capacidad de operación para disminuir al máximo posible las emisiones de contaminantes provenientes del pozo.

**VIII.2.2** Las emisiones al medio ambiente durante las operaciones de carga y descarga se deben casi en su totalidad a negligencia humana, por lo que es conveniente un proceso de concientización al personal involucrado.

**VIII.2.3** Los procesos de tratamiento y disposición de recortes de formación contaminantes, deberán ser elegidos bajo un análisis técnico y económico a detalle, para cada pozo en particular, siguiendo una metodología de diseño (como la propuesta) para aplicar el proceso seleccionado.

**VIII.2.4** La protección para no contaminar el ambiente con fluido de perforación puede ser enfocada en cualesquiera de los siguientes dos caminos, el primero, mediante medidas de control y manejo de fluidos y el segundo, empleando fluidos no contaminantes.

**VIII.2.5** Se recomienda adaptar circuitos cerrados para el manejo de los fluidos y desechos generados en un equipo de perforación durante su operación.

**VIII.2.6** Diseñar en equipos carentes, sistemas de recolección de aguas aceitosas en torno al piso de perforación, tomando los drenajes existentes, adecuando recolectores y contenedores, así como instalando separadores agua-aceite.

**VIII.2.7** No alterar, eliminar o taponar los drenajes en los equipos de perforación, sin un minucioso análisis y restauración de flujo. Son parte importante de la instalación.

**VIII.2.8** Es conveniente generar una reglamentación pública del país, expreso para regir la emisión de desechos generados por un equipo de perforación. Todas las reglamentaciones empleadas hasta el momento son interpretaciones de reglas, leyes y normas existentes, adaptadas al tema.

**VIII.2.9** Se recomienda la reglamentación propuesta por la EPA enfocada a las emisiones de recortes contaminantes, fluidos tóxicos e hidrocarburos libres como la base de una reglamentación aplicable al país.

**VIII.2.10** Es conveniente adoptar una metodología de evaluación de proyectos ambientales aplicables a las operaciones de perforación de pozos petroleros.

# REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

No	Autor	Nombre	Fuente	Origen	Año
1	T. J. BAYLE	COST EFFECTIVENESS OF OIL-BASED DRILLING MUDS IN THE UKCS	SPE 16525/1	INGLATERRA	1987
2	JOHN D. ROOKE	CRITICAL WELL LICENCE APPLICATIONS: CRITERIA AND THE DRILLING INDUSTRY'S ROLE IN EXPLORATION	JCPT	CANADA	1990
3	R. C. MINTON	DOWNHOLE CUTTINGS INJECTION ALLOWS USE OF OIL-BASE MUDS	WORD OIL	USA	1992
4	G.M. RITCHIE	A CUTTINGS RE-INJECTION FEASIBILITY STUDY FOR A MINIMUM FACILITIES PLATFORM	OTC 7580	USA	1994
5	R. C. MINTON	DRILLING FLUIDS AND PRACTICES FOR CENTRAL NORTH SEA TERTIARY SHALES	SPE10386	INGLATERRA	1981
6	A. K. WOJTANOWICZ	DRY" DRILLING LOCATION-AN ULTIMATE SOURCE REDUCTION CHALLENGE. THEORY, DESIGN, AND ECONOMICS	SPE 26013	USA	1993
7	R. RATSIMANDRESY	ENVIRONMENTAL AND PETROLEUM EXPLORATION IN MADAGASCAR	SPE 23344	MADAGASCA R	1991
8	L. G. BOWLES	GEOFYSICAL RESEARCH AND OUR MARINE ENVIRONMENT	OTC6483	USA	1990
9	J. P. SCHUMACHER	MINIMIZATION AND RECYCLING OD DRILLI CUTTINGS FOR THE ALASKAN NORTH SLOPE	SPE 20428	USA	1990
10	M. McKAY	MINIMIZING DRILLING FLUID WASTE DISCHARGES WHILE DRILLING AN ARCTIC EXPLORATORY WELL	SPE 21765	ALASKA	1991
11	JAMES MARTIN	MOBIL PERSISTS IN COMPAIGN TO DRILL OFF NORTH CAROLINA	NEWS	USA	1991
12	S. E. ALFORD	NORTH SEA FIELD APPLICATION OF AN ENVIROMENTALLY RESPONSIBLE WATER-BASE SHALE STABILIZING SYSTEM	SPE 21936	INGLATERRA	1991
13	E. MALACHOSKY	OFFSHORE DISPOSAL OF OIL-BASED DRILLING FLUID WASTE: AN ENVIRONMENTALLY ACCEPTABLE SOLUTION	SPE 23373	USA	1991

No	Autor	Nombre	Fuente	Origen	Año
14	W. GORDON TIDMARSH	OIL AND GAS EXPLORATION AND FISHERIES OF GEORGES BANK - A CONTINUING CONFLICT	JPT	ESCOCIA	
15	R. C. MINTON, R. BEGBIE	OILY CUTTING CLEANING SYSTEM READY FOR ONSHORE TESTING	OCEAN INDUSTR Y	USA	1991
16	S. J. HOSKIN	ON-SITE MONOTORING OF DRILLING FLUIDS TOXICITY	SPE 26005	USA	1993
17	M.R. STARZER	ONSHORE EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF CALIFORNIA OFFSHORE RESOURCES THROUGH EXTENDED REACH DRILLING	IADC/SPE 27526	USA	1994
18	G. C. FERGUSON	SUBSEA CUTTINGS INJECTION GUIDE BASE TRIAL	SPE 26681	USA	1993
19	ROBERT BAILEY	THE CANADIAN ENVIRONMENTAL STUDIES RESEARCH FUNDS AND ENVIRONMENTAL PROTECTION	JPT	USA	1989
20	R. C. MINTON	THE PHYSICAL AND BIOLOGICAL IMPACT OF PROCESSED OILY DRILL CUTTINGS- E&P FORUM JOINT STUDY	OCEAN INDUSTR Y	USA	1993
21	CLARK MCCASKILL	WELL ANNULUS DISPOSAL OF DRILLING WASTE	JPT	USA	1992
22	D. G. NORDQUIST	A CASE HISTORY OF DEWATERING AND RECYCLING SUMP DRILLING MUD ON 141 WELLS IN THE MIDWAY SUNSET FIELD, CALIFORNIA	IADC/SPE 17246	USA	1988
23	H. E. NEWMAN	A COMPARISON OF FIELD DRILLING EXPERIENCE WITH LOW-VISCOSITY MINERAL OIL AND DIESEL MUDS	IADC/SPE 23881	USA	1992
24	A A HINDS	A COMPARISON OF THE MUD PERFORMANCE AND COST	SPE 11891/1	USA	1991
25	O. REIRSEN	A HARMONIZED PROCEDURE FOR APPOAL EVALUATION AND TESTING OF OFFSHORE CHEMICALS AND DRILLING MUDS WITHIN THE PARIS COMMISSION AEREA	JPT	FRANCIA	1989

No	Autor	Nombre	Fuente	Origen	Año
26	G.H. HOLLIDAY	A STATICAL REVIEW OF API AND EPA SAMPLING AND ANALISIS OF OIL AND GAS FIELD WASTES	SPE20711	USA	1990
27	D. P. ENRIGHT	AN ENVIRONMENTALLY SAFE WATER-BASED ALTERNATIVE TO OIL MUDS	SPE 21937	USA	1991
28	J. E. FRIEDHEIM	AN ENVIRONMENTALLY SUPERIOR REPLACEMENT FOR MINERAL-OIL DRILLING FLUIDS	SPE-23062	USA	1990
29	MAURICE JONES	AN EVALUATION OF EPA SHEEN TEST FOR DRILLING FLUID DISCHARGE	JPT	USA	1990
30	R.C. MINTON	ANNULAR RE-INJECTION OF DRILLING WASTES	SPE 25042	FRANCIA	1992
31	JOHN KEATING P	AUTOMATION IS THE KEY TO THE FUTURE	JPT	FRANCIA	1991
32	D. BRANKLING	BASIC-CHEMISTRY - THE DESING OF ENVIRONMENTALLY ACCEPTABLE DRILLING FLUIDS	WORLD OIL	USA	1992
33	K.M ARNHUS	CUTTINGS AND WASTE MUD DISPOSAL	SPE/IADC 21949	HOLANDA	1991
34	R. L. PERESICH	DEVELOPMENT AND FIELD TRIAL OF A BIODEGRADABLE INVERT EMULSION FLUID	SPE 21935	USA	1991
35	MARK SCRUTON	DRILLING FLUIDS - THE "STATE OF PLAY" OFFSHORE IN THE 1990	JPT	INGLATE RRA	1990
36	E. R. (TED) NEW	DRILLING IN SHORT HORNED LIZARD COUNTRY	JPT	CANADA	1991
37	E. E. BOUSE	DRILLING MUD SOLIDS CONTROL AND WASTE MANAGMENT	SPE23660	USA	1992
38	GARY C. LEACII	DRILLING OPERATIONS AND ENVIRONMENTAL LIABILITY: THE LAW IN ALBERTA	CADE/CA ODC	CANADA	1991
39	GARY C. LEACH	DRILLING OPERATIONS: SELECTED ISSUES OF STATUTORY	CADE/	CANADA	1989
40	T. E. MAUNDER, K. M. LE	DRILLING WASTE DISPOSSAL IN THE ARTIC USING BELOW-GRADE FREEZEBACK	SPE 20429	USA	1990

No	Autor	Nombre	Fuente	Origen	Año
41	A.K. RAQUE	ECONOMIC AND ENVIRONMENTALLY BENEFICIAL REUSE OF DRILLING WASTE	SPE 25929	USA	1993
42	H. J. LONGWELL	ECONOMIC ENVIROMENTAL MANAGEMENT OF DRILLING OPERATIONS	IADC/SPE 23916	USA	1992
43	WALLY DRIOL	ELECTRICAL GUIDELINES FOR DRILLING RIG CLSS 1 DIV.2 AREAS	CADE/CA ODC	CANADA	1989
44	A. K. WOJTANOWICZ	ENVIRONMENTAL CONTROL POTENTIAL OF SPE DRILLING ENGINEERING: AN OVERVIEW OF EXISTING TECHNOLOGIES	21954	USA	1991
45	FREDRICK V. JONES	ENVIRONMENTAL FACTORS INFLUENCING DRILLING FLUID	OSEA	SINGAPUR	1990
46	G. E. OTOTT Jr.	ENVIRONMENTAL IMPACT OF OCEAN DUMPING OF DRILLING MUDS AND CUTTINGS IN SAN PEDRO BASIN, OFFSHORE CALIFORNIA	SPE 18052	USA	1988
47	WILLARD A. MURRAY	ENVIRONMENTAL IMPACTS OF UNDERGROUND COAL GASIFICATION	JPT	USA	1982
48	J. F. GRANT	ENVIRONMENTAL MONOTORING OF BRIGASIFICATION SITES	WORL OIL	USA	1979
49	S. O. SCHWARZAER	ENVIRONMENTALLY SAFE DISPOSAL OF DRILLING WASTE	OTC	INDONESIA	1991
50	P. I. REIDR. C. MINTON	FIELD EVALUATION OF A NOVEL INHIBITIVE WATER-BASED DRILLING FLUID FOR TERTIARY SHALES	SPE 24979	USA	1992
51	FREDRICK V. JONES	FIELD EVALUATION OF TOXICITY OF DRILLING FLUIDS USING COMPUTER APLICATION	JPT	USA	1991
52	W. D. STRINGFELLOW	FIELD EXPERIENCES WITH AN ENVIRONMENTALLY ACCEPTABLE ROTARY-SHOULDERED THREAD COMPOUND	SPE 23920	USA	1992
53	ALEX HINDS	GEOTHERMAL CONFLICT RESOLUTION IN THE GEYSERS	JPT	USA	1990
54	K. SEXTON	HEALTH, SAFETY, AND ENVIROMENTAL AUDITING IN THE E&P INDUSTRY	SPE 23294	HOLANDA	1991

No	Autor	Nombre	Fuente	Origen	Año
55	J. R. SMITH	HEALTH, SAFETY, AND ENVIROMENTAL CONSIDERATIONS IN DEVELOPING FRONTIER AREAS	SPE23197	ALASKA	1991
56	ROGER S. RAMSHAW	HEIDRUN FIEL DEVELOPMENT	OTC	USA	1991
57	TOR SUNSVALEN	HIGHER ENVIRONMENTAL STANDARDS IN THE NORWEGIAN OFFSHORE INDUSTRY	OTC	NORUEG A	1993
58	E.A. SHINN, B.H. LIDZ	IMPACT OF OFFSHORE DRILLING IN EASTERN GULF OF MEXICO	OTC 6871	USA	1992
59	J. A. SAYRE	INDUSTRY AN GOVERMENT JOINTLY DEVELOP ALBERTA RECOMMENDED PRACTICES FOR HEAVY OIL APERATIONS	CADE/	CANADA	1991
60	TOR AUDUNSON	INJECTION OF OIL SPILL CHEMICALS INTO A BLOWING WELL	OTC	NORUEG A	1992
61	HARRY WHITTAKER	LASER IGNITION OF SPILLS	OIL SPILL CONF.	CANADA	1987
62	J. CANDLER	LITTLE THINGS THAT CAN CAUSE BIG TROUBLE		USA	1991
63	R.C. MINTON	MICROBIOLOGICAL DECONTAMINATION OF OIL-BASED MUD-CONTAMINATED DRILLED CUTINGS	SPE 23358	HOLANDA	1991
64	M. B. ZINBERG	MICROBIOLOGICAL WASTES DECOMPOSITION IN DRILLING PIT AT OIL-GAS-CONDESATE FIELDS	IADC/SPE	USA	1992
65	MAIT BENSON	MUD SYSTEMS MUST BE ECOLOGICALLY SAFE	PET. ABS	USA	1991
66	ROBERT G. HORNSBY	NEW TECHNIQUE FOR LANFILL LEACHATE WELL INTALATION	PET. ABS	USA	1991
67	P. I. REID	NEW WATER-BASED MUDS FOR TERTIARY SHALE CONTROL	SPE 23077	HOLANDA	1992
68	MICK BORWELL	OCCIDENTAL S EXPERIENCE IN BLOCK	JPT	NORUEG A	1993
69	JOHN C. ROBERTS	PERMITING AND CONSTRUCTION OF A NON-HAZARDOUS WASTE INJECTION WELL	ERM	USA	1993

No	Autor	Nombre	Fuente	Origen	Año
70	R.C. MILTON	PREVENTING OIL DISCHARGES FROM DRILLING OPERATION THE OPTIONS	JPT	USA	1992
71	P.I. RAID	REDUCED ENVIRONMENTAL IMPACT AND IMPROVED DRILLING PERFORMANCE WITH WATER-BASED MUDS CONTAINING GLYCOLS	SPE 25958	USA	1993
72	REG. MINTON	RESOLVING THE PROBLEMS OF ENVIRONMENTAL DAMAGE FROM FLUID DISCHARGE STREAMS	OTC	HOLANDA	1993
73	T. S. CARTER	RIG PREPARATION FOR DRILLING WITH OIL-BASED MUDS	SPE/IADC 13436	USA	1985
74	JOHN A. THORSON	STRICTER MARINE POLLUTION ATANDARS ACCELERATE MOVE TO ZERO DISCHARGE RIGS	JPT	USA	1992
75	E. SUNDE	SUCCESSFUL ENVIRNMENTAL ACCIÓN ON THE GULLFAKS ALSO REDUCED THE DRILLING OPERATION COST	SPE23343	HOLANDA	1991
76	U. S. EPA	SUMMARY OF DRILLING FLUID RESEARCH ACTIVITIES	JPT	USA	1982
77	J.E. FRIEDHEIM	SUPERIOR PERFORMANCE WITH MINIMAL ENVIRONMENTAL IMPACT: A NOVEL NONAQUEOUS DRILLING FLUID	SPE/IADC 26753	USA	1993
78	HARRY J. OLSON	THE HAWAII SCIENTIFIC OBSERVATION HOLE (SOH) PROGRAM	OGJ	HAWAII	1990
79	MICHAEL D. WATERWORTH	THE LASER IGNITION DEVICE AND ITS APPLICATION TO OIL SPILLS	OIL SPILL CONF.	AUSTRALI A	1987
80	P.F. KINGSTON	THE NORTH SEA OIL AND GAS INDUSTRY AND THE ENVIRONMENTAL	OTC	MAR DEL NORTE	1991
81	R.C. MINTON	THE PHYSICAL AND BIOLOGICAL IMPACT OF PROCESSED OIL CUTTINGS. E&P FORUM JOINT STUDY	SPE 26750	USA	1993
82	RICHARD A. NEUFELDT	THE PROPOSED ENVIRONMENTAL PROTECTION AND ENHANCEMENT ACT: EFFECTS ON WELL LICENSING AND ABANDONMENT	CADE	CANADA	1991

No	Autor	Nombre	Fuente	Origen	Año
83	SANDY PARK	THE SUCCESS OF SYNTHETIC-BASED FLUIDS OFFSHORE GULF OF MEXICO. A FIELD COMPARISON TO CONVENTIONAL SYSTEMS	SPE 26354	USA	1993
84	R. G. BLAND	TOXICITY OF DRILLING FLUIDS USING PHOTOBACTERIA AND MYSID SHRIMP BIOASSAYS	SPE 16689	USA	1987
85	N.E. THURBER	WASTE MINIZATION FOR LAND-BASED DRILLING OPERATIONS	SPE23375	USA	1991
86	HARRY DEARING	ZERO DISCHARGE IN THE GULF OF MEXICO	JPT	USA	1992
87	N.K. ANDERSON	ZERO GENERATOR STATUS	SPE 25933	USA	1993
88	GOB. MÉXICO	LEY GENERAL DE EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE	DIARIO OFICIAL	MÉXICO	1988
89	EPA	CODE 40 OF FEDERAL REGULATIONS (PARTS 425 TO 699, JUL. 1988) ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY	EPA	USA	1988
90	DTIOGDL	CONDITIONS FOR THE DISCHARGE OF OIL CONTAMINATED CUTTINGS FROM OFFSHORE DRILLING OPERATIONS. DEPARTAMENT OF TRADE AND INDUSTRY OIL AND GAS DIVISION LONDON,		INGLATE RRA	1992
91	GOB. HOLANDA	ESSENTIAL ENVIRONMENTAL INFORMATION, THE NETHERLANDS, MINISTRY OF HOUSSING PHYSICAL PLANNING AND ENVIRONMENTAL		HOLANDA	1992
92	GOB. USA	SELECTED NEWFOUNDLAND OFFSHORE AREA REGULATIONS, GUIDELINES AND INFORMATION LETTERS APLICABLE TO DRILLING INSTALLATIONS, ACCOMODATION INSTALLATIONS, PRODUCTION INSTALLATIONS AND DIVING INSTALLATIONS		USA	1991
93	TRITON ENGINEERING SERVICES COMPANY, INC.	POLLUTION CONTROL REGULATIONS FOR OFFSHORE LAKE MARACAIBO, VENEZUELA.		USA	1992

No	Autor	Nombre	Fuente	Origen	Año
94	GOB. MEXICO	DECRETO PROMULGATORIO DEL CONVENIO INTERNACIONAL PARA PREVENIR LA CONTAMINACIÓN POR BUQUES	DIARIO OFICIAL	MÉXICO	1992
95	INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO	SEMINARIO SOBRE PROTECCION DEL MEDIO MARINO EN EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	IMP	MÉXICO	1990
96	SEDUE-EPA	PLAN INTEGRAL FRONTERIZO MEXICO-E.U.A.	DIARIO OFICIAL	MEX-USA	1994
97	GOB. MÉXICO	DERECHO POR USO O APROVECHAMIENTO DE BIENES DEL DOMINIO PÚBLICO DE LA NACIÓN COMO CUERPOS RECEPTORES DE LAS DESCARGAS DE AGUAS RESIDUALES	DIARIO OFICIAL	MÉXICO	1990
98	ARPEL	GUÍA PARA EL TRATAMIENTO Y ELIMINACIÓN DE DESPERDICIOS DE PERFORACIÓN DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN	ARPEL	BRASIL	1991
99	D. GARCIA GAVITO J. MARTÍNEZ	PROCEDIMIENTOS PARA LA PROTECCIÓN ECOLÓGICA DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS COSTA AFUERA	IMP	MEXICO	1993