

ASPECTOS TÉCNICOS SOBRE DERRAMES DE CRUDO

LUIS HENRY CARVAJAL ORTIZ

FREDY JARA GUTIERREZ

BUCARAMANGA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS

2005

ASPECTOS TÉCNICOS SOBRE DERRAMES DE CRUDO

LUIS HENRY CARVAJAL ORTIZ

FREDY JARA GUTIERREZ

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director :

Ing. Olga Patricia Ortiz Cancino

BUCARAMANGA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS

2005

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

ING. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA

ING. GABRIEL MEDINA

ICP PIEDECUESTA

ING. OSCAR VANEGAS ANGARITA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA

ALVARO RUEDA

DEPARTAMENTO DE CONTROL AMBIENTAL
GERENCIA CANO LIMON COVEÑAS
ECOPETROL - CUCUTA

ING. JUAN PABLO PADILLA

DISTRITO EL CENTRO ECOPETROL
BARRANCABERMEJA

ING. JESUS SALAZAR VANEGAS

ECOPETROL
BOGOTA

ING. JORGE ALBERTO FERNANDEZ VALDIVIESO

PERENCO-YOPAL
CASANARE

JOSE VANEGAS

DISTRITO LLANOS ECOPETROL
APIAY-META

ING. LUIS ENRIQUE PRADILLA VARGAS

CONSULTOR EN GAS
BUCARAMANGA

ING. WILLIAMS DUARTE

CONSULTOR AMBIENTAL
BUCARAMANGA

JOSE LUIS CLAVIJO

PETROSANTANDER-SABANA DE TORRES-SANTANDER

ING. RICARDO REYES SICERY

GRUPO DE INVESTIGACION ESTABILIDAD DE POZO
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER-BUCARAMANGA

ING. ELBER DAVID PINTO ARIZA

BUCARAMANGA

DANCY RANGEL

AUXILIAR DE REFERENCIA
CIT ICP ECOPETROL
PIEDECUESTA

ECOPETROL ICP PIEDECUESTA

CUERPO DOCENTE- ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER-BUCARAMANGA

A todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron para que fuese posible la realización de este trabajo.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	1
1. MARCO TEORICO	3
1.1 GENERALIDADES	3
1.2 CARACTERÍSTICAS, COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DEL PETRÓLEO CRUDO	4
1.3 CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS ASOCIADAS A RIESGO	6
1.4 CAUSAS QUE CONLLEVAN A DERRAMES DE CRUDO	8
2 PRINCIPALES MEDIOS DE TRANSPORTE DE CRUDO	12
2.1 OLEODUCTOS	12
2.1.1 Características de las tuberías	13
2.1.2 Flujo de fluidos por tuberías	14
2.1.3 Mantenimiento	15
2.1.4 Transporte de productos por tuberías – Ecopetrol	17
2.2 BARCOS PETROLEROS (SUPERPETROLEROS)	19
2.2.1 Características de los superpetroleros	20
2.2.2 Mareas Negras	23
2.2.3 Reseña histórica de barcos petroleros accidentados	23
3. COMPORTAMIENTO DEL CRUDO EN DIFERENTES MEDIOS	33
3.1 COMPORTAMIENTO DEL CRUDO EN CUERPOS DE AGUA	33

3.1.1 Esparcimiento	34
3.1.2 Evaporación	34
3.1.3 Emulsificación	35
3.1.4 Dispersión	35
3.1.5 Disolución	36
3.1.6 Fotolisis	36
3.1.7 Biodegradación	36
3.1.8 Oxidación atmosférica	37
3.1.9 Hundimiento	38
3.1.10 Intemperización	38
3.1.11 Resurgimiento	39
3.2 COMPORTAMIENTO DEL CRUDO EN TIERRA	39
3.2.1 Evaporación	40
3.2.2 Infiltración	40
3.2.3 Biodegradación	41
3.2.4 Adherencia superficial	41
3.2.5 Distribución horizontal	41
3.3 COMPORTAMIENTO DEL CRUDO EN AGUAS GLACIARES	42
3.3.1 El crudo en aguas glaciares	42
3.3.2 Crudo atrapado en el hielo	42
3.3.3 Crudo ubicado entre los témpanos de hielo	43
3.3.4 Ventajas del hielo	44
3.3.5 Seguimiento de Derrames	44
3.3.6 Detección de aceite debajo del hielo	45
4 EFECTOS DE DERRAMES DE CRUDO	47

4.1 COMPONENTE FÍSICO	48
4.1.1 Aire	48
4.1.2 Agua	48
4.1.3 Componente Geológico	50
4.2 COMPONENTE BIÓTICO	51
4.2.1 Flora	51
4.2.2 Fauna	54
4.3 COMPONENTE SOCIOECONÓMICO	60
4.4 COMPONENTE HUMANO	64
5 TÉCNICAS DE RESPUESTA Y CONTROL A DERRAMES DE CRUDO	67
5.1 PRINCIPALES TÉCNICAS DE RESPUESTA A DERRAMES DE CRUDO	68
5.1.1 Mecánicos	68
5.1.1.1 Barreras de contención	69
5.1.1.2 Equipos o elementos recolectores	87
5.1.1.3 Productos Sorbentes o Absorbentes	95
5.1.1.4 Recuperación manual	101
5.1.2 Químicos	104
5.1.2.1 Uso de dispersantes	105
5.1.2.2 Otros Productos Químicos	118
5.1.3 Físicos	119
5.1.4 Biológicos	132
5.1.4.1 Generalidades	132
5.1.4.2 Biorremediación	133
5.1.4.3 Técnicas de limpieza de suelos	136
5.2 CONTROL DE DERRAMES EN TIERRA	146

6. ANALISIS DE RIESGOS	152
6.1 PASOS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGOS	155
6.2 VALORACIÓN DE RIESGOS	157
6.3 TÉCNICAS DE PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE ANÁLISIS DE RIESGOS	158
6.4 DESARROLLO DEL ANÁLISIS	159
6.4.1 Identificación de Actividades que Implican Riesgos	159
6.4.2 Riesgos Originados en el Petróleo Crudo	160
6.5 AMENAZAS	160
6.5.1 Fugas o escapes de producto	162
6.5.2 Incendios	162
6.5.3 Sismos	162
6.5.4 Inundaciones	163
6.5.5 Tormentas eléctricas	163
6.5.6 Deslizamientos	163
6.5.7 Atentados	163
6.6 Estimación de Probabilidad	163
6.7 ANALISIS DE VULNERABILIDAD	163
6.7.1 Factor de Vulnerabilidad	164
6.7.2 Estimación de Gravedad	165
6.7.3 Cálculo del Riesgo	166
7 PLANES DE CONTINGENCIA	170
7.1 PLAN ESTRATÉGICO	172
7.1.1 Niveles de Cobertura Geográfica	173

7.1.2 Areas de Responsabilidad Geográfica	174
7.1.3 Niveles de Activación	178
7.1.4 Estructura Básica	181
7.1.5 Organización y Coordinación Nivel II	181
7.1.5.1 Coordinación Regional	181
7.1.5.2 Responsabilidades Especificas Comité Operativo Regional	183
7.1.6 Responsabilidades Especificas Comité Operativo Nacional	187
7.2 PLAN OPERATIVO	187
7.2.1 Mecanismos de Reporte del Derrame	187
7.2.1.1. Reporte Inicial del Derrame	188
7.2.1.2 Informe Final del Derrame	188
7.2.2 Evaluación del Derrame	189
7.2.3 Selección de Niveles de Activación del PNC	192
7.2.4 Factores de Riesgo en el Sector de Hidrocarburos –Niveles de Activación	194
7.2.5 Movilización de Equipos y Expertos	196
7.2.6 Plan de Acción para el Control del Derrame	197
7.2.7 Control de Operaciones	197
7.2.8 Evaluación del Plan de Contingencia	198
7.2.9 Capacitación y entrenamiento	199
7.3 PLAN INFORMATICO	200
7.3.1 Requerimientos de Información del Sector Público y del Sector Privado	201
7.3.2 Catalogo Nacional de Equipos y Expertos	202
7.3.3 Sistema de Información del Plan Nacional de Contingencias	202

7.4 EJEMPLOS DE PLANES DE CONTINGENCIA	204
7.4.1 GENERALIDADES	204
7.4.2 PLAN DE CONTINGENCIA PARA CAMIONES TANQUES	
TRANSPORTADORES DE CRUDO	205
7.4.2.1 Objetivo del Plan	206
7.4.2.2 Riesgos	206
7.4.2.3 Prioridades de protección	207
7.4.2.4 Respuesta a un accidente de contaminación	207
7.4.2.5 Selección de las técnicas de respuesta más apropiados	208
7.4.2.6 Aplicación del plan de respuesta de prevención	209
7.4.2.7 Aplicación del plan de respuesta de corrección	212
7.5 EJEMPLOS DE DERRAMES DE CRUDO EN COLOMBIA-TRABAJOS	
DE CAMPO	214
7.5.1 Area de Barrancabermeja-Santander	215
7.5.2 Area afectada por derrame de crudo por rotura de un oleoducto	231
7.5.2.1 Actividades a Realizar	231
7.5.2.2 Proceso de Biorremediación	231
7.5.2.3 Actividades Complementarias	232
7.5.2.4 Resultados Generales	233
7.5.2.5 Recursos Logísticos	236
7.5.2.6 Materiales y equipos	237
7.5.2.7 Registro Fotográfico	238
8 HERRAMIENTAS BÁSICAS PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS	246
8.1 CICLO PHVA	248

8.2 DIAGRAMA DE CAUSA Y EFECTO ISHIKAWA	249
8.3 DESARROLLO DEL CICLO PHVA	252
8.4 DESARROLLO DEL DIAGRAMA ISHIKAWA	253
8.5 COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE RESPUESTA A DERRAMES DE CRUDO	281
8.6 GUÍA OPERATIVA PARA SELECCIÓN DE RESPUESTA A DERRAMES DE CRUDO	291
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	299
BIBLIOGRAFÍA	306
ANEXOS	314
ANEXO A: RIESGOS DE DERRAMES DE CRUDO DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE UN CAMPO PETROLERO	314
ANEXO B: OLEODUCTO CAÑO LIMON COVEÑAS-COLOMBIA	355
ANEXO C: FORMATO DE REPORTES DE DERRAMES	382
ANEXO D: EQUIPOS OFRECIDOS POR EMPRESAS ESPECIALIZADAS	386

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Los escapes como fuente de incendio y explosión	5
Figura 2. Reventón del Pozo Ixtoc –México	8
Figura 3. Atentados a la infraestructura petrolera	9
Figura 4. Pequeñas fugas o escapes en oleoductos	10
Figura 5. Red Nacional de Oleoductos	18
Figura 6. Organigrama de la Vicepresidencia de Transporte-Ecopetrol	19
Figura 7. Distribución del espacio en un barco petrolero	21
Figura 8. Accidente del Amoco Cádiz	25
Figura 9. Exxon Valdez	26
Figura 10. Explosión del Cibro Savannah	27
Figura 11. Mega Borg	27
Figura 12. Procesos de evolución de una mancha de petróleo en agua	33
Figura 13. Ave marina víctima de los Derrames de Petróleo	47
Figura 14. Derrame de crudo en el río Arauca – Colombia	48
Figura 15. Contaminación del mar por derrame de crudo	50
Figura 16. Reducción de costa como causa de derrame de crudo	51
Figura 17. Ave empetrolada	59
Figura 18. Limpieza de ave empetrolada	60
Figura 19. Efecto ocasionado por la voladura de un tramo del Oleoducto Caño Limón Coveñas	62
Figura 20. Hombre afectado por Derrame de Petróleo	65

Figura 21. Barrera flotante	75
Figura 22. Despliegue de barrera en el mar, inflada con ventilador portátil	76
Figura 23. Conexión de tramos de la barrera	78
Figura 24. Fijación del desnatador	79
Figura 25. Amarre de cuerdas	79
Figura 26. Estabilidad de la barrera	80
Figura 27. Localización de la boya	80
Figura 28. Conexión de manguera y cuerda de anclaje	81
Figura 29. Movimiento de barrera hacia la orilla opuesta	82
Figura 30. Comparación de la fijación de las cuerdas de orilla	82
Figura 31. Procedimiento con bote	83
Figura 32. Arreglo típico de barrera	84
Figura 33. Uso de botes y barreras en la contención en lagos	86
Figura 34. Skimmer de discos	88
Figura 35. Recolector Tipo Vertedero	90
Figura 36. Recolector Tipo Vórtice	92
Figura 37. Recolectores de Cuerda Oleofílica	95
Figura 38. Tela oleofílica usada como absorbente	98
Figura 39: Aserrín usado como absorbente	98
Figura 40. Lavado de costa con chorro a presión	104
Figura 41. Mecanismo de dispersión	106
Figura 42. Aeronave Rociando Dispersantes	116
Figura 43. Rociado de dispersantes por medio de tangones	118
Figura 44. Quema in situ con barrera aislante de fuego	121

Figura 45. Componentes de una heliantorcha	125
Figura 46. Gases tóxicos producto de combustión incompleta	127
Figura 47. Area contaminada con crudo	139
Figura 48. Area anterior después de efectuado el proceso de biorremediación	139
Figura 49. Zonificación Geográfica del Plan Nacional de Contingencia	175
Figura 50. Niveles de activación del PNC	179
Figura 51. PNC dentro del Sistema Nacional PAD	185
Figura 52. Secuencia operacional del Plan Nacional de Contingencia	189
Figura 53. ACOPLAN	203
Figura 54: Protección de Bocatomas	211
Figura 55: Barrera de protección para tapa de alcantarilla	213
Figura 56: Derrame sobre áreas pavimentadas	214
Figura 57: El ciclo “Planificar-Hacer-Verificar-Actuar”	248
Figura 58: Diagrama Típico de Ishikawa	251
Figura 59: Diagrama Ishikawa representando las causas generales de derrames de crudo	253
Figura 60: Diagrama Ishikawa Causas Principales y de Nivel 1	254
Figura 61. Diagrama Ishikawa – Causas Principales y de Nivel 1	255
Figura 62. Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002	259
Figura 63: Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002	260
Figura 64. Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002	260
Figura 65: Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002	261

Figura 66: Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002	261
Figura 67: Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002	262
Figura 68. Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002	262
Figura 69. Causas de derrames de hidrocarburos en el mar	265
Figura 70. Causas de derrames de hidrocarburos en el mar	266
Figura 71. Causas de derrames de hidrocarburos en el mar	266
Figura 72. Fuga en válvulas o juntas corroídas	272
Figura 73. Matriz comparativa – técnicas contra variables	282
Figura 74: Guía Operativa para Derrames de Crudo en diferentes medios	292
Figura 75: Guía Operativa para Derrames de Crudo en tierra	293
Figura 76: Guía Operativa para Derrames de Crudo en cuerpos de agua	294
Figura 77. Secuencia de las técnicas a usar en respuesta a derrames	295
Figura 78. Secuencia de las técnicas a usar en respuesta a derrames	296
Figura 79. Secuencia de las técnicas a usar en respuesta a derrames	297
Figura 80. Secuencia de las técnicas a usar en respuesta a derrames	298
Figura 81: Preventora	316
Figura 82: Partes principales de una preventora	316
Figura 83: Derrame de lodo más fluidos de formación durante de perforación	318
Figura 84: Plataforma de Perforación	318
Figura 85: Plano de una batería de recolección	321
Figura 86: Manifold	322
Figura 87: Separador Horizontal	323
Figura 88: Rebosamiento y fuego en tanque	340

Figura 89: Tanques de almacenamiento rodeados por diques para confinamiento y contención de posibles derrames	348
Figura 90: Secuencia de operaciones al originarse un derrame de crudo en el oleoducto Caño Limón-Coveñas	367
Figura 91 : Ejemplo de Formato de Reporte Inicial del Derrame	382
Figura 92: Identificación y Evaluación Inmediata de un derrame	383
Figura 93: Fax de notificación de derrame	384
Figura 94: Fax de Seguimiento de derrames	385
Figura 95: Mínimax Skimmer 60	386
Figura 96: Mínimax Skimmer 10	387
Figura 97: Mínimax 30 BC Skimmer	387
Figura 98: Mínimax Skimmer 20	388
Figura 99: Skimmer tds200sk3	388
Figura 100: Oilaway 8000 Boat Multipurpose (Bote Multipropósito)	389
Figura 101: Bucket Skimmer	389
Figura 102: Artic skimmer	390
Figura 103: Artic skimmer	390
Figura 104: Ultra Light Oil Boom	391
Figura 105: Inflación de barrera por medio de un ventilador portátil	391
Figura 106: Despliegue de barrera desde embarcación	392
Figura 107: Miniskimmer referencia foilex	392
Figura 108: Skimmer micro foilex	393
Figura 109: Skimmer micro foilex	393
Figura 110: Skimmer Tds150sk4	393
Figura 111: Skimmer tds150	394

Figura 112: SkimmerTds200sk17	394
Figura 113: Skimmer tds200	395
Figura 114: Skimmer de altamar tds250	395

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Tiempos requeridos contra velocidad de la corriente	85
Tabla 2. Velocidad de la corriente y ángulo de barrera	86
Tabla 3. Productos sorbentes de fácil obtención	99
Tabla 4. Hidrocarburos con Puntos de Fluidez Altos	109
Tabla 5. Factores de emisiones y partículas en las columnas de humo del incendio de dos pozos de aceite crudo en Kuwait	128
Tabla 6. Velocidades de emisión para una quema In Situ (10000 bl/día)	129
Tabla 7. Miembros Comité Operativo Local	182
Tabla 8. Miembros Comité Operativo Regional	184
Tabla 9. Miembros Comité Operativo Nacional	186
Tabla 10 : Acciones de Prevención y Corrección	210
Tabla 11. Actividades realizadas en Area 1	224
Tabla 12. Actividades realizadas en Area 2	224
Tabla 13. Actividades realizadas en Area 3	225
Tabla 14. Actividades realizadas en Area 4	225
Tabla 15. Análisis de suelo	235
Tabla 16. Análisis de aguas. Fecha de muestreo	235
Tabla 17. Análisis de aguas. Fecha de muestreo	236
Tabla 18. Incidencia de derrames de hidrocarburos en el mar 1974-2003	263

LISTA DE CUADROS

	Pág
Cuadro 1: Calificación de la Gravedad	166
Cuadro 2 : Aceptabilidad de Riesgo según Combinación de probabilidad-Gravedad	167
Cuadro 3. Pasos del ciclo de mejora continua de calidad PHVA	252
Cuadro 4. Ventajas y Desventajas de las técnicas de respuesta a derrames de crudo	274
Cuadro 5. Datos referidos Oleoducto Caño Limón-Coveñas 1986-2003	354

LISTA DE FOTOS

	Pág
Foto 1. Bioreactor de campo	226
Foto 2. Adecuación de las zonas perimetrales de la ciénaga	226
Foto 3. Recuperación en la ciénaga de lodos contaminados con crudo	227
Foto 4. Extracción de lodos y extensión de estos en una zona contigua a la ciénaga	227
Foto 5. Extensión de lodos contaminados	228
Foto 6. Extensión de lodos contaminados	228
Foto 7. Construcción de diques internos para facilitar la extracción de los lodos contaminados	229
Foto 8. Riego de caldos microbianos	229
Foto 9. Drenaje de agua desde la zona a tratar hacia la otra parte de la ciénaga	230
Foto 10. Lodos contaminados en proceso de biodegradación	230
Foto 11. Cultivo de caldos microbianos	239
Foto 12. Adecuación de las piscinas para recuperación de aceite	239
Foto 13. Adecuación de las piscinas para recuperación de aceite	240
Foto 14. Reparación de oleoducto	240
Foto 15. Reparación del tramo de oleoducto	241
Foto 16. Area afectada por el derrame	241

Foto 37. Skimmer operando	374
Foto 38. Skimmer de plano inclinado Referencia Desmi	375
Foto 39. Carrotanque descargando crudo hacia las piscinas	375
Foto 40. Area en el Departamento de Arauca Km.46+0.20	376
Foto 41. Reparación de tramo de oleoducto: La China – Samoré	376
Foto 42. Río Arauca	377
Foto 43. Líneas de barreras desplegadas en serie	377
Foto 44. Uso de camiones para transporte de equipo	378
Foto 45. Rescate de ave contaminada. Quebrada La Gritona-Arauca	378
Foto 46. Mancha de crudo direccionada hacia la margen izquierda	379
Foto 47. Mancha de crudo encuentra un entrante y sigue ese curso	379
Foto 48. Río Rosario Tumaco-Nariño Colombia	380
Foto 49. Hundimiento de tanques fast tanks por crecida de Río en Venezuela	380
Foto 50. Caño Tibi –Venezuela	391
Foto 51. Equipo pesado, denominado Brazo Largo, para recoger material vegetal. Perteneciente a PDVSA – Venezuela	391

RESUMEN

TITULO: ASPECTOS TECNICOS SOBRE DERRAMES DE CRUDO *

AUTORES: CARVAJAL ORTIZ Luis Henry, JARA GUTIERREZ Fredy **

PALABRAS CLAVES: aceite, derrames , goteos, medio ambiente, respuesta, barreras, desnatadores , absorbentes , dispersantes, almacenamiento, riesgo.

DESCRIPCIÓN:

La industria petrolera no ha sido la excepción en lo referente a contaminación y es por eso que durante las etapas de exploración, perforación, extracción, producción, transporte y refinación de crudo, busca generar un mínimo de impacto ambiental.

Una de las grandes fuentes de contaminación por parte de la industria petrolera es por medio de los derrames de crudo, obligando a los estados y en especial a las empresas petroleras estatales a redactar planes de contingencia para hacer frente a este tipo de contaminación.

El presente proyecto detalla el comportamiento del crudo en diferentes medios, los efectos que ocasiona al medio ambiente, análisis de los métodos de respuesta existentes para los derrames de crudo, presentando los diferentes equipos que la industria petrolera usa en determinados casos. También se identifican las principales causas de contaminación por crudo mediante el uso de la herramienta Diagrama de Ishikawa.

El trabajo se fundamenta en investigación realizada por medio de documentación adquirida y experiencia de campo de distintos expertos, en visitas técnicas a diferentes distritos petroleros que hacen parte de la empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, entre ellos: Distrito Caño Limón Coveñas con sede en la ciudad de Cúcuta, Norte de Santander.

Se destaca que los estudios referentes a este tema están en aumento y que las entidades de control estatales ambientales son más exigentes que épocas anteriores.

* Tesis

**Escuela de Ingeniería de Petróleos

Director: Olga Patricia Ortiz Cancino

ABSTRACT

TITLE: OPERATIVE ASPECTS ABOUT CRUDE PETROLEUM SPILLS *

AUTHORS: CARVAJAL ORTIZ Luis Henry, JARA GUTIERREZ Fredy **

KEY WORDS: Oil, Spill, Leakages, Environment, Response, Booms, Skimmers, Absorbents, Dispersants, Burning, Risks, Contingency,

DESCRIPTION:

The petroleum Industry has not been the exception regarding contamination, that's why during the stages of exploration, drilling, production, transport and refining of crude oil it pursues to generate minimum environmental impact.

The oil spills are one of the highest sources of contamination related to the Petroleum Industry, compelling the governments and specially to petroleum companies to develop contingency plans to face this sort of contamination.

This document details the behaviour of crude oil in different media, the effects on the environment, develops an analysis of the answer techniques existing for oil spills, showing the different equipments that the petroleum industry employs in those situations.

Also, the main causes for oil spills are identified by means of the Ishikawa Diagram.

This work is based on our research developed by means of documentation and field cases shared by experts and technical visits to several districts of the Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), such as the District of Caño Limon-Coveñas (located In Cucuta).

The increasing number of studies on oil spills is outlined and the grade of exigency of the government control agencies is higher than in past times.

* Thesis

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.
Advisor : Olga Patricia Ortiz Cancino

GLOSARIO

ACCIDENTE: Evento no premeditado aunque muchas veces previsible, que se presenta en forma súbita, altera el curso regular de los acontecimientos, lesiona o causa la muerte a las personas y ocasiona daños en sus bienes y entorno.

AFECTADO: Dícese de la persona, sistema o territorios sobre los cuales actúa un fenómeno, cuyos efectos producen perturbación o daño.

ALARMA: Aviso o señal que se da para que se sigan instrucciones específicas debido a la presencia real o inminente de un evento adverso.

AMENAZA: Probabilidad de que ocurra un fenómeno potencialmente dañino dentro de un área y período de tiempo dado.

ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD : Proceso para determinar el valor arriesgado y la susceptibilidad de los bienes expuestos a una amenaza específica.

APELL: Programa de Concientización y Preparación para Emergencias a Nivel Local.

CENTRO NACIONAL DE RESPUESTA DEL PLAN NACIONAL DE CONTINGENCIAS: Es el lugar en el cual se concentran todos los insumos estratégicos e informáticos necesarios para suministrar un apoyo adecuado en el

control de derrames para todo el país. Este Centro Nacional de Respuesta está bajo la coordinación de la Dirección General para la Prevención y Atención de Desastres.

BIODIVERSIDAD: Contenido vivo de la tierra en su conjunto, todo cuanto vive en los océanos, las montañas y los bosques. Todos los sistemas y entidades biológicas están interconectados y son interdependiente.

CAMBIO CLIMÁTICO: Cambio Observado en el clima, bajo una escala global, regional o subregional causado por procesos naturales y/o actividad humana.

CONTAMINACIÓN AMBIENTAL: Situación caracterizada por la presencia en el medio ambiente de uno o más elementos nocivos.

CENTRO DE COORDINACION REGIONAL: Es el lugar en el cual se concentran recursos informáticos y de comunicaciones para el suministro de apoyo, coordinación y sectorización de los procedimientos de ayuda para el control de derrames en una región definida. Se constituyen de acuerdo a la zonificación geográfica establecida dentro del Plan Nacional de Contingencia. Los centros de coordinación tendrán la función de integrar los recursos de los Comités Regionales para la Prevención y Atención de Desastres que conforman cada una de las zonas determinadas en el Plan Nacional de Contingencia.

CLOPAD: Comité Local de Emergencias.

COMBUSTIBLE: Cualquier sólido, líquido o gas que puede sufrir oxidación durante un incendio.

CONTENCIÓN: Procedimientos encaminados a conservar un líquido en su lugar de existencia o en su contenedor.

CONTROL: Procedimientos y técnicas utilizados para mitigar un derrame de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas.

CREPAD: Comité Regional para la Prevención y Atención de Desastres.

CUERPOS DE AGUA: Aguas marinas, fluviales y lacustres.

DAMNIFICADO: Persona afectada por un desastre, que ha sufrido daño o perjuicio en sus bienes, en cuyo caso generalmente ha quedado ella y su familia sin alojamiento o vivienda.

DECLARACIÓN DE DESASTRE: Proclamación oficial de un Estado de Emergencia después de ocurrida una calamidad a gran escala, con el propósito de activar las medidas tendientes a reducir el impacto del desastre.

DEGRADACIÓN DE LA TIERRA: Deterioro progresivo de la calidad o formas de la tierra como resultado de fenómenos naturales o actividad humana.

DEPRESIÓN: Región donde la presión atmosférica es relativamente más baja que la de las regiones que la rodean al mismo nivel.

DERRAME: Toda descarga súbita, intempestiva, impredecible, irresistible e imprevista de una sustancia líquida o semilíquida a un cuerpo exterior.

DESASTRE: Una interrupción seria en el funcionamiento de una sociedad causando vastas pérdidas a nivel humano, material o ambiental, suficientes para que la sociedad afectada no pueda salir adelante por sus propios medios.

DESCONTAMINACION: Reducción de la Contaminación. Procesos físicos y/o químicos encaminados a reducir y prevenir que la contaminación se propague a través de las personas y del equipo utilizado en un incidente con materiales peligrosos.

DIAGRAMA DE CAUSA EFECTO: Herramienta que se utiliza para identificar todas las posibles causas asociadas a un efecto. Para ello, las causas se agrupan según los factores genéricos que inciden en los procesos que se están analizando. También se le llama diagrama de Ishikawa (por haberlo desarrollado Kaoru Ishikawa) o diagrama de espina de pez (por su forma). Hace parte de las siete herramientas avanzadas para la gestión de la calidad.

EQUIPO DE RESPUESTA DEL PLAN LOCAL DE CONTINGENCIA: Grupo de personal entrenado de respuesta que actúa bajo un plan de respuesta de emergencia y procedimientos operativos estándar para controlar, minimizar o

eliminar los peligros que pueda haber para las personas, las propiedades o el ambiente cuando un hidrocarburo, derivado o sustancia nociva se derrama.

EVACUACIÓN: Conjunto de actividades y procedimientos tendientes a conservar la vida y la integridad física de las personas en el evento de encontrarse amenazadas por un siniestro. Considera el desplazamiento a través y hasta lugares de menor riesgo.

FREÁTICO: Nivel de las aguas acumulados en el subsuelo sobre una capa impermeable del terreno, pueden aprovecharse por medio de pozos.

HÁBITAT: Conjunto local de condiciones geofísicas en el que se desarrolla la vida de una especie o de una comunidad animal o vegetal.

HUMEDAD: Cantidad de agua, que en estado gaseoso o líquido, se halla suspendida en el aire en un determinado momento.

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS: Reconocimiento y localización de los probables daños que puedan ocurrir en el sistema afectable (población y entorno), bajo el impacto de los fenómenos destructivos a los que está expuesto.

IMPACTO AMBIENTAL: Manifestación del documento con el que se da a conocer el efecto significativo y potencial que generaría una obra o actividad en el medio ambiente, así como la forma de evitarlo en caso de ser negativos los estudios.

INCIDENTE: Evento, natural o causado por el hombre, en el que se requiere la intervención de personal de emergencia para evitar o minimizar la pérdida de vidas o el daño a propiedades y/o a fuentes naturales.

MARPOL 73 / 78: Convenio Internacional para prevenir la contaminación causada por los incidentes en buques petroleros (1973) y su respectivo protocolo (1978) con sus subsiguientes enmiendas.

NORMALIZACION: Actividad por la que se unifican criterios con respecto a determinadas materias y se posibilita la utilización de un lenguaje común en un campo de actividad concreto, con participación de todas las partes interesadas y en el marco de un organismo de normalización.

LOGÍSTICA: Grupo de actividades operacionales relacionadas con provisiones, manejo, transporte y la distribución de materiales, también aplicable al transporte de personas, entre otros.

MAPA DE RIESGO: Representación gráfica de la distribución espacial de los tipos y efectos que puede causar un evento, de una intensidad definida al cual se le agrega la señalización de un tipo específico de riesgo, diferenciando las probabilidades de un desastre.

MAREA NEGRA: Gran mancha de petróleo en el mar, producida por un derrame accidental, por el naufragio de buques petroleros o por algún accidente registrado en pozos de extracción.

MITIGACIÓN: Acción orientada a disminuir la intensidad de los efectos que produce el impacto de las calamidades en la sociedad y en el medio ambiente.

MONITOREO: Conjunto de Acciones periódicas y sistemáticas de observación y medición de los parámetros relevantes de un sistema, como indicadores de la evolución y consecuentemente del riesgo de un desastre.

PREDICCIÓN: Acción y efecto de estimar y anunciar, con base en la ciencia o por conjetura, la posibilidad de que ocurra un fenómeno destructivo o calamidad.

PLAN LOCAL DE CONTINGENCIA: Programa de tipo predictivo, preventivo y reactivo para el control de un derrame, con una estructura estratégica, operativa e informática desarrollado por la empresa, industria o actividad que puede generar un derrame.

PLAN DE AYUDA MUTUA: Es un medio por el cual se potencializa la seguridad brindada por las protecciones individuales disponibles por cada empresa en una comunidad industrial, revirtiendo en mayor capacidad para enfrentar con éxito una eventual emergencia y se fundamenta en el establecimiento de un acuerdo formal entre las empresas localizadas en un mismo sector geográfico por facilitarse ayuda técnica y humana en el evento de una emergencia que sobre pase o amenace con sobre pasar la capacidad de protección de la empresa.

PLAN DE EMERGENCIA: Organización de los medios humanos y materiales disponibles para garantizar la intervención inmediata ante la existencia de una

emergencia y garantizar una atención adecuada (bajo procedimientos establecidos) de los responsables de la emergencia. Creado por el Decreto No. 919 de 1989 a través de los Comités Locales y/o Regionales para la Prevención y Atención de Desastres, quienes son sus coordinadores y ejecutores

PREVENCIÓN: Conjunto de medidas cuyo objeto es impedir o evitar que sucesos naturales, tecnológicos o generados por el hombre causen desastres.

PRONÓSTICO: Resultado de una estimación de probabilidades en torno a la ocurrencia de un evento calamitoso, puede ser a corto, mediano y largo plazo.

RECUPERACIÓN: Proceso orientado a la reconstrucción y mejoramiento del sistema afectable (población y entorno), así como a la reducción del riesgo de ocurrencia y magnitud de los desastres futuros.

RECURSOS: Toda la asistencia inmediata o de apoyo disponible para ayudar a controlar un incidente; incluye personal, equipo, agentes de control, instituciones y guías de emergencia impresas.

SIMULACRO: Simulación que mide el comportamiento del personal comprometido y encargado de la ejecución de los procedimientos de derrames, además probar su reacción ante situaciones especiales que son estructuradas lo más estrechamente posibles con las emergencias reales.

TEMPESTAD TROPICAL: Velocidad máxima del viento de 34 a 47 nudos.

TIFÓN: Velocidad del viento de 64 nudos o más.

TOXICIDAD: Capacidad de una toxina o sustancia venenosa de producir daño a un organismo animal.

TSUNAMIS: Olas de gran tamaño y fuerza destructiva producidas por un sismo en el fondo del mar, por efecto de la actividad volcánica submarina o por derrumbes en dicho fondo marino.

VULNERABILIDAD: Facilidad con la que un sistema puede cambiar su estado normal a uno de desastre, por los impactos de una calamidad.

OBJETIVOS

Objetivo General

Realizar una recopilación, evaluación y análisis técnico de los diferentes procedimientos llevados a cabo en los planes de acción y respuesta inmediata desarrollados en diferentes derrames de crudo en el territorio colombiano, con base en la experiencia de campo que ha tenido el personal operativo a cargo de las contingencias en las diferentes empresas involucradas en el manejo de crudo.

Objetivos Específicos

- Generar una herramienta escrita de consulta sobre procedimientos operativos de campo, planes de acción y respuesta inmediata existentes, que son experiencias del personal operativo y que se han utilizado como respuesta a las diferentes situaciones de emergencia que se han presentado en los campos de producción y/o sistemas de transporte de crudo, como complemento a la literatura existente al respecto.
- Aplicar el procedimiento ciclo PHVA, haciendo uso de un diagrama causa-efecto (Ishikawa) con el fin de conocer las causas que originan los derrames de crudo.

- Establecer una matriz de las distintas acciones operativas con el fin de mostrar desde el punto de vista técnico las ventajas y desventajas para cada caso según sea, en tierra, en cuerpos de agua, condiciones climáticas, geográficas y topográficas variables, y de recursos disponibles.
- Crear una guía operativa con base netamente empírica que permita mediante un árbol de decisión tomar acciones inmediatas de campo en el evento de un derrame de crudo.
- Servir de fuente de información para investigaciones posteriores que amplíen el campo de acción de la Escuela de Ingeniería de Petróleos en lo relacionado con derrames de crudo; incluida la creación e implementación de planes de acción de respuesta, a campos en los que la UIS tenga vínculo directo en la operación de estos.

DESCRIPCIÓN DEL LIBRO

El libro está conformado por una introducción, ocho capítulos, una sección de conclusiones, recomendaciones, bibliografía de libros, artículos, documentos, revistas y de paginas www (world wide web) . La descripción del libro se representa a continuación.

En el **Capítulo 1** se presenta un marco teórico donde se explica las principales características, composición y propiedades del petróleo crudo, características físico químicas asociadas al riesgo, entre otros.

En el **Capítulo 2** se trata los principales medios de transporte de petróleo crudo. Oleoductos y Barcos Surpetroleros.

El **Capítulo 3** explica el comportamiento del crudo cuando entra a invadir o hacer parte en diferentes medios como son: tierra, agua, etc.

El **Capítulo 4** describe los efectos que produce el crudo al este ser derramado. Estos efectos se pueden catalogar como: efectos biológicos, efectos económicos, efectos humanos, entre otros.

En el **Capítulo 5** se dan los principales mecanismos para hacer frente a los derrames de petróleo. Se presenta las más importantes técnicas de respuestas al producirse un derrame de crudo en tierra, agua, etc.

En el **Capítulo 6** se explica los pasos de Análisis de Riesgos a seguir, al realizarse un Proyecto en la industria petrolera como el tendido de un oleoducto, montaje de una batería de recolección, entre otros.

En el **Capítulo 7** se da a conocer la normatividad por la cual se rige los Planes de Contingencia contra Derrames de Crudo y se explica algunos ejemplos de estos Planes de Contingencia.

En el **Capítulo 8** se presenta las principales herramientas para la solución de problemas y mejoramiento de la Calidad en los procesos industriales. Entre ellas el Ciclo PHVA, Diagrama Ishikawa, etc.

El libro continua con las principales **Conclusiones y Recomendaciones** producto del trabajo desarrollado y finaliza con una sección de **Anexos**:

Anexo A: “Riesgos de Derrames de Crudo durante las Operaciones de Perforación y Producción de un Campo Petrolero”

ANEXO B: “Oleoducto Caño Limón Coveñas-Colombia”

ANEXO C: “Formato de Reportes de Derrames”

ANEXO D: “Equipos Ofrecidos por Empresas Especializadas en Derrames de Crudo”.

INTRODUCCIÓN

Debido a su gran desarrollo y en contraste poca implementación de sistemas de prevención, mitigación y/o corrección de los diferentes eventos amenazantes que puede generar, la actividad petrolera se convierte en un riesgo para el equilibrio del medio ambiente pues no está exento que por causa de derrames de crudo los ecosistemas se vean afectados. A lo anterior se suma la flexibilidad de la legislación y normatividad vigente relacionada con los requerimientos de tipo ambiental.

Estos eventos pueden ocurrir por accidentes de tipo operativo, fallas mecánicas y/o humanas, además estos sistemas se han convertido en algunos países en blanco de atentados terroristas, situaciones provocadas por grupos al margen de la ley que atacan contra la infraestructura energética de los estados, caso especial el de Colombia.

Existen diferentes grados de alteración de las comunidades naturales que constituyen un ecosistema, que van desde la simple explotación de algunos de sus recursos vegetales, minerales, o animales, que conduce a cambios en las densidades demográficas de las especies explotadas, hasta la radical destrucción de las comunidades y del suelo en que éstas se desarrollan, como ocurre en los casos más extremos de derrames de crudo.

Cuando el crudo alcanza el fondo del mar, por ejemplo, cubre las comunidades que allí viven y envenena a los diversos organismos al introducirse dentro de la cadena alimentaria, pudiendo afectar a especies que en un primer momento no se habían perjudicado por el vertimiento.

Además de los problemas causados por el consumo de organismos contaminados por el petróleo, algunos de los animales de respiración pulmonar reciben el impacto de manera múltiple cuando suben a la superficie para tomar aire, donde se encuentran con la mancha que los impregna y que puede ocasionar el taponamiento de sus vías respiratorias, provocándoles la muerte por asfixia.

La trágica situación descrita afecta la fuente de ingresos de las comunidades pesqueras, produce un envenenamiento indirecto de la población por el consumo de peces contaminados. Esta necesidad motiva a los gobiernos estatales a inquietarse frente a estos eventos para desarrollar un plan de acción organizado el cual permita adoptar decisiones rápidas con el fin de proteger el ecosistema, instalaciones, actividades acuáticas, la pesca e inclusive vida humana.

Colombia no es la excepción y como el país que presenta el mayor número de atentados a su infraestructura petrolera en especial el oleoducto Caño Limón –Coveñas, por intermedio del Ministerio del Medio Ambiente y su estatal Ecopetrol han estado muy atentos haciendo frente a estos problemas. Con el presente análisis se pretende dar a conocer las diferentes técnicas existentes en la industria del petróleo para hacer frente a situaciones de derrames de crudo, realizando una recopilación, evaluación y análisis técnico de la literatura existente y los diversos procedimientos llevados a cabo en los planes de acción y respuesta inmediata desarrollados en diferentes derrames de crudo en el territorio colombiano, con base en la experiencia de campo que han tenido el personal operativo a cargo de las contingencias.

1. MARCO TEORICO

El marco teórico incluye unas generalidades y algunos temas tales como: características, composición y propiedades del petróleo crudo, características físico químicas asociadas al riesgo, entre otros.

1.1 GENERALIDADES

Cuando el petróleo por razones accidentales, operacionales, entre otras o inclusive voluntarias, como es el caso de Colombia con sus atentados terroristas a los oleoductos y en especial al oleoducto Caño Limón – Coveñas, es vertido al medio ambiente, origina lo que se denomina un Derrame de Crudo, definiéndose éste como una descarga violenta y no controlada de volumen de líquido de una manera imprevista, accidental y no deseada, la cual puede contaminar al medio ambiente (acuático o terrestre).

Los derrames de crudo pueden ocurrir en tierra o en agua (ríos, lagunas, quebradas, océanos, etc). Existe la posibilidad de que siendo el derrame en tierra, alcance zonas aledañas de agua, como ríos, lagunas, quebradas y aguas subterráneas, etc.

Las fuentes más comunes que llevan a que ocurran estos fenómenos son:

- Viajes de grandes buques que colapsan en pleno recorrido o cerca de las zonas costeras.

- Manejo del producto (CRUDO) en refinerías, torres de perforación, terminales marinas, tuberías, oleoductos, entre otras, que conllevan a que se presente un accidente en dicha instalación.

Una forma de clasificar los accidentes que ocurren en instalaciones petroleras es la siguiente: emisión, incendio y explosión, entre otros.

Los derrames de petróleo crudo pertenecen o hacen parte del grupo de emisión.

También hace parte de este grupo los escapes de gases o vapores generalmente por pérdida de contención de los fluidos. El origen de un accidente puede ser fugas en forma de escape en el caso de crudo. Ver figura 1.

La magnitud del accidente dependerá de las condiciones iniciales del aceite (presión, temperatura, volumen, etc.), naturaleza química (inflamabilidad, toxicidad, etc.), del sistema de almacenamiento, condiciones de entorno, etc.

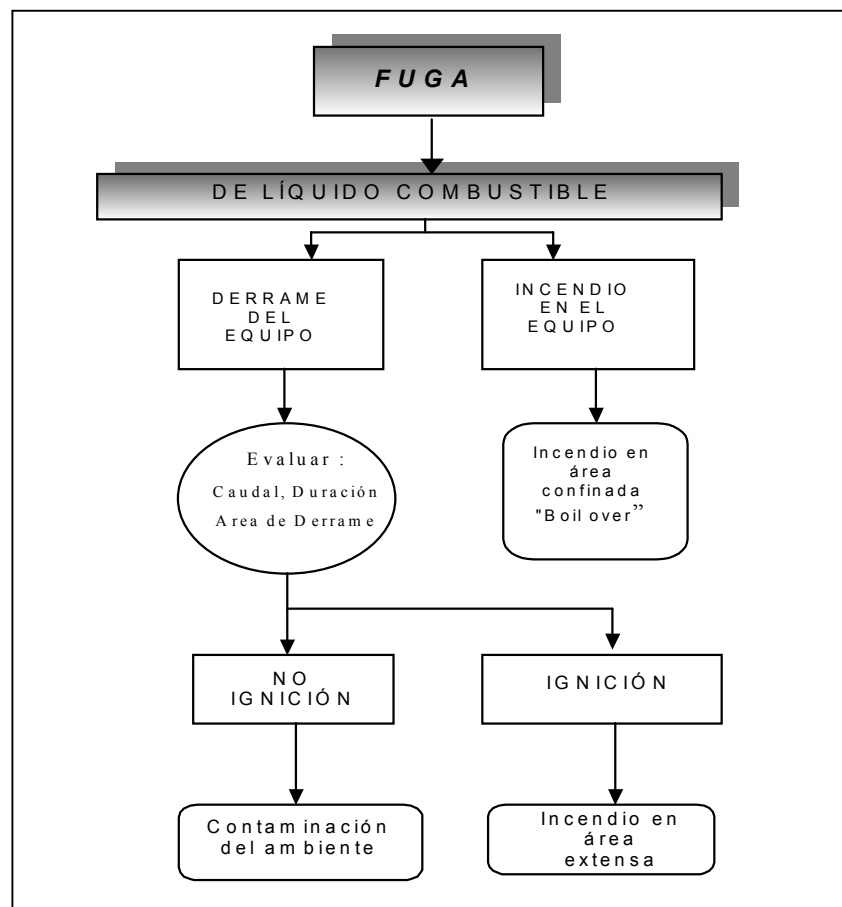
En la sección 1.4 se presentarán con más detalle las causas que conllevan a los derrames de crudo a nivel global.

1.2 CARACTERÍSTICAS, COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DEL PETRÓLEO CRUDO

El petróleo crudo es un líquido oleaginoso, inflamable, cuyo color varía de incoloro a negro, y consiste en una mezcla compleja de hidrocarburos con pequeñas cantidades de otros compuestos tales como oxígeno, níquel, vanadio, azufre, entre otros.

En la industria petrolera, la palabra " **crudo** " se refiere al petróleo en su forma natural no refinado, tal como sale de la tierra. Este petróleo crudo es una mezcla de gran variedad de aceites minerales, llamados " **hidrocarburos** ", pues sus moléculas están formadas por hidrógeno y carbono, excepto cuando hay contaminación de azufre y otras impurezas indeseables.

Figura 1. Los escapes como fuente de incendio y explosión



Fuente: Storch De Gracia, J.M. "Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras". Madrid, McGraw Hill, Volumen I 1998.

Los crudos son mezclas complejas de hidrocarburos de diverso peso y estructura molecular que comprenden tres grupos principales, el parafínico, el nafténico y el aromático.

Esta variedad de hidrocarburos forma una serie que va desde el asfalto grueso y pesado, o cera sólida a temperaturas ordinarias, hasta los aceites muy volátiles, por ejemplo los que se encuentran formando parte de las gasolinas. Incluye también hidrocarburos gaseosos, bajo presiones suficientemente altas, estos gases son también líquidos, y bajo las presiones extremadamente altas que son creadas por la naturaleza en el subsuelo, todos estos hidrocarburos se encuentran generalmente presentes al principio en forma de petróleo crudo líquido.

La proporción de los diferentes hidrocarburos que integran el petróleo crudo varía en cada yacimiento, de lo que resulta la existencia de petróleos crudos que varían desde un líquido de color opaco, negro y grueso, tan pesado como el agua y que contiene muy poco o algunas veces nada de los hidrocarburos que se usan como gasolina, hasta aquellos crudos que pueden contener 40% o más de esos componentes de la gasolina, de color claro y transparente y con tres cuartos del peso del agua; en casos extremos, un yacimiento puede producir solamente hidrocarburos que se convierten en gases al salir a la presión de la superficie.

1.3 CARACTERÍSTICAS FÍSICO QUÍMICAS ASOCIADAS A RIESGO

Las principales propiedades del aceite crudo que pueden provocar cierto riesgo sobre el ambiente son:

a) Solubilidad: Los crudos de alto peso molecular son insolubles en agua. Los productos derivados del benceno y los naftalenos pueden solubilizarse en agua. Dicha solubilidad influirá en la toxicidad del componente de petróleo en el ámbito marino.

b) Volatilidad, densidad y actividad superficial: Indican las tendencias del crudo y de sus componentes a la evaporación, a hundirse o a dispersarse fácilmente o no. Los crudos con alto contenido de componentes livianos, se evaporarán más rápido que aquellos crudos pesados que contienen componentes con alto peso molecular.

c) Toxicidad: Los hidrocarburos aromáticos de bajo punto de ebullición son letales para casi todos los organismos terrestres y marinos. Algunos de los hidrocarburos parafínicos son menos tóxicos y hasta no tóxicos para los seres vivientes.

d) Biodegradabilidad: La biodegradación del petróleo es función de sus características y peso molecular de sus componentes, por lo cual la tasa de degradación debe estudiarse y referirse al tipo de petróleo producido.

e) Carcinogenicidad: Varios componentes del petróleo tienen sustancias potencialmente carcinógenas. Una de ellas es el benceno, un cancerígeno grado 1 según la Agencia Internacional de Investigación sobre el Cáncer, IARC. La otra es el tolueno que produce mutación en las células vivas y puede afectar el desarrollo embrionario y fetal del ser humano.

1.4 CAUSAS QUE CONLLEVAN A DERRAMES DE CRUDO

Existen numerosas causas que hace que el crudo sea vertido al ambiente.

A continuación se cita algunas de ellas:

- Operaciones de carga y descarga de crudo en terminales.
- Perforación de pozos debido a posibles reventones. Ver figura 2.

Figura 2. Reventón del Pozo Ixtoc –México



Fuente: http://www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_historia2.htm

- Arrastre por lluvias y cuerpos de agua.
- Trabajos en refinerías.
- Atentados a la infraestructura petrolera. Ver figura 3.

Figura 3. Atentados a la infraestructura petrolera



Fuente: Gerencia Caño Limón Coveñas. Control Ambiental. Cúcuta.

- Accidentes de superpetroleros.
- Accidentes de carrotanques que transportan crudo.
- Rebosamiento de tanques.
- Desastres ocasionados por fuerzas naturales como son el caso de terremotos, temblores, avalanchas, rayos, etc. que en oportunidades han causado daños a baterías de almacenamiento, tanques, tuberías y otros equipos causando eventos inesperados.
- Pequeñas fugas o escapes en recipientes que transportan o contienen crudo. Ver figura 4.

Figura 4. Pequeñas fugas o escapes en oleoductos



Fuente: www.oilandgasreporter.com/images/073002/pipespill.jpg

- La filtración natural del petróleo procedente de depósitos submarinos. Esta filtración resulta muy difícil de estimar.
- Fallas humanas. Por ejemplo en los grandes superpetroleros, seguida por problemas de infraestructura en equipos, materiales, etc.

A nivel de trabajo en campo petrolero las causas se pueden dividir en:

- **Causas Operativas:** Son las debidas a fallas en equipos de almacenamiento por sobrepresión de oleoductos, goteos en recipientes que contienen crudo, etc.
- **Causas No Operativas:** Son las debidas a fuerzas naturales como terremotos, sismos, rayos, inundaciones, etc. A esta división pertenece los actos terroristas.

Por estudios estadísticos se puede estimar que la cifra global promedio de hidrocarburos que llega al mar cada año es de unos 3.200.000 (tres millones doscientos mil) toneladas métricas de unas 3000.000.000 (tres mil millones) de toneladas que se producen al año.

Principales fuentes de hidrocarburos que contaminan el mar:¹

Fuentes naturales (brotes de petróleo al mar): 7%

Exploración y Producción costa fuera: 2%

Descargas industriales y drenaje urbano: 37%

Atmósfera: 9%

Accidentes de tanqueros: 12%

Operaciones de embarque en terminales marítimas: 33%

¹ Response To Marine Oil Spills-ITOPF-The International Tanker Owners Pollution Federation Ltd-London,UK

2. PRINCIPALES MEDIOS DE TRANSPORTE DE CRUDO

En el mundo del petróleo los oleoductos y los buques tanqueros son los medios por excelencia para el transporte del crudo. El paso inmediato al descubrimiento y explotación de un yacimiento es su traslado hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a exportación.

2.1 OLEODUCTOS

La manera más práctica de transportar petróleo por tierra es bombeándolo por oleoductos. Los oleoductos para crudo generalmente son de gran diámetro (a veces de más de un metro); a lo largo de su recorrido y a intervalos regulares hay estaciones de bombeo. La construcción de un oleoducto, constituye una gran tarea de ingeniería, que por lo general es realizada conjuntamente por varias empresas que contribuyen a la enorme inversión del capital necesario.²

Hablar acerca de oleoductos abarcaría un capítulo complejo, lo cual no correspondería al caso, simplemente se tomarán en cuenta algunos aspectos importantes.

La experiencia y las modalidades del transporte de crudos por tuberías (oleoductos) han dado respuestas satisfactorias a las necesidades de despachar y recibir diariamente grandes volúmenes de petróleo liviano, mediano, pesado y extrapesado desde los

² “Oleoductos” www.petroleoygas.com EN LINEA

campos petrolíferos a las refinerías y/o terminales ubicadas a corta, mediana o grandes distancias, en un mismo país o países vecinos.

El oleoducto se ha hecho necesario porque transporta crudo ininterrumpidamente veinticuatro horas al día, salvo desperfectos o siniestros inesperados, y a precios que difícilmente otros medios de transporte podrían ofrecer, en igualdad de condiciones.

Además, no sólo facilitan el transporte terrestre de petróleo, sino que también se utilizan oleoductos submarinos para llevar a tierra la producción de yacimientos ubicados costa fuera, y a veces a grandes distancias como en el caso del Lago de Maracaibo, El Golfo de México, El Mar del Norte y otras áreas.

2.1.1 Características de las tuberías

Para cada oleoducto se requiere un determinado tipo o clase de tubería. Las tuberías pueden ser de acero, hierro fundido, polietileno plástico, etc.

Generalmente, las dos características más comunes de un oleoducto son el diámetro externo y la longitud, y para identificarlo geográficamente se toma dos puntos de referencia, el de partida y el de llegada.

Sin embargo, durante el proceso de diseño se toma en cuenta una variedad de factores que corresponden al funcionamiento eficaz y buen comportamiento físico del oleoducto.

La selección de la tubería es muy importante debido a que el flujo del petróleo por ella se logra a presión a lo largo del oleoducto. Por tanto, la tubería debe resistir también presiones internas porque de lo contrario estallaría.

A la tubería se le asignan unos patrones los cuales indican la calidad o grado del acero con que es fabricada; su resistencia a fuerzas longitudinales, externas e internas; diámetros externo e interno; espesor y peso de la tubería por unidad lineal; entre otros.

2.1.2 Flujo de fluidos por tuberías

El volumen de crudo transportado está en función del diámetro de la tubería y de la presión que se le imponga al crudo para moverlo por ésta. Como podrá apreciarse, la presión también está en función de la densidad y de la viscosidad del crudo.

La tecnología de la transmisión de fluidos por tuberías arranca de los conceptos y apreciaciones formuladas a través de años por muchos investigadores.

Todo lo antes mencionado tiene su efecto sobre el diseño y los detalles del programa de construcción de un oleoducto. Ese efecto, combinado con los aumentos generales de precios de materiales, equipos, herramientas, transporte y remuneraciones al personal, se traduce en substanciales incrementos de costos por kilómetro de oleoducto. Tampoco es raro que en medio de tanta alza de costos predominen circunstancias que permitan en un tiempo dado rebajas en las inversiones.

2.1.3 Mantenimiento

Este es un aspecto importante de las operaciones y manejo de los oleoductos. El oleoducto, como sistema de transporte, tiene un punto de partida representado por un área, donde se erige un cierto número de tanques para almacenar el crudo que diariamente va a ser bombeado por el oleoducto.

Los tanques deben mantenerse en buen estado para evitar fugas o filtraciones del petróleo almacenado. Además, el estado de limpieza del almacenamiento debe ser tal que el petróleo retirado esté libre de impurezas: agua y/o sedimentos. El volumen y las características del petróleo que se recibe y despacha del almacenamiento es medido y fiscalizado para tener una relación cronológica del movimiento de crudos.

Las bombas succionan petróleo de los tanques y lo descargan al oleoducto para llevarlo al punto de entrega. Estas bombas y sus instalaciones auxiliares de propulsión (mecánica y/o eléctrica) requieren atención y mantenimiento para que todo el tiempo funcionen eficazmente.

El propio oleoducto requerirá también su cuota de atención y mantenimiento. Con el tiempo, se depositan en la pared interna del oleoducto capas de hidrocarburos y sedimentos finos que paulatinamente reducen el diámetro del conducto. Tales obstrucciones redundan en incrementos innecesarios de la presión de bombeo y reducción del volumen bombeado. Por esto, es necesario limpiar el oleoducto de tales sedimentos.

Otro aspecto del mantenimiento es cerciorarse del estado exterior del oleoducto, ya que éste está sujeto a fuerzas internas (bombeo, corrosión, erosión, fatiga) que a la larga pueden debilitar su resistencia y causar filtraciones o estallidos.

Puede ocurrir el caso que un tramo de la tubería del oleoducto se parta por completo. Estos casos son más fáciles de detectar desde la estación de bombeo, ya que la presión disminuye instantáneamente. Se suspenderá automáticamente el bombeo de petróleo y se ubicará el sitio donde ocurrió el accidente. Una vez que se ha detectado el sitio del derrame se bloquean ambos extremos del ducto para reparar el tramo dañado y así continuar con el proceso de transporte.

Para evitar interrupciones inesperadas en el funcionamiento y tomar medidas preventivas oportunamente, siempre es aconsejable conocer de antemano el estado físico del oleoducto, y esto se hace a través de observaciones visuales o exámenes de la tubería por rayos X u otros medios apropiados para luego proceder a las reparaciones debidas.

El final del oleoducto puede ser una refinería o la combinación de refinería y terminal de embarque. Allí el volumen y la calidad de crudo entregado deben corresponder al despachado. De igual manera, las instalaciones de recibo en la refinería y/o terminal deben mantenerse en buen estado físico y seguridad de funcionamiento, como se mencionó con respecto al área de tanques, origen del oleoducto.

Es muy importante todo lo relacionado con el mantenimiento de la ruta del oleoducto y sus instalaciones para cuidar y mantener el ambiente. Si la ruta no está limpia, la maleza

puede ser foco de incendios y si hay derrames se dificultan los trabajos de contingencia y reparación.

Para evitar accidentes que puedan ser ocasionados por terceros, es necesario que cuando el oleoducto está enterrado se señalen debidamente aquellas partes de su ruta o cruces que puedan ser objeto de excavaciones o vayan a formar parte de algún proyecto.

Varios oleoductos conectados entre sí pueden formar un sistema o red de oleoductos.

2.1.4 Transporte de productos por tuberías-Ecopetrol

La empresa estatal colombiana, Ecopetrol, ya sea por cuenta propia o mediante la participación del sector privado, posee y opera una red de transporte por tubería de 11.859 kilómetros.

De ese total, son de su propiedad 6.881 kilómetros de líneas consistentes en 2.527 kilómetros de poliductos para transporte de combustibles, 1.751 kilómetros de oleoductos para el transporte de crudo, 378 kilómetros de propanoductos para el transporte de GLP, 663 kilómetros de combustoleoductos para el transporte de combustóleo.

En la figura 5 se presenta el mapa de la red nacional de oleoductos. Ver figura.

El área estratégica de Transporte tiene la misión de garantizarle al país la disponibilidad oportuna de los diferentes crudos para refinación, exportación o consumo, mediante el manejo eficiente de la red de transporte por tubería. Esta actividad la desarrolla la

Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol y se cumple con el criterio de la mejor competitividad, calidad y oportunidad, a fin de contribuir a garantizar el desarrollo de la Empresa y la transferencia de recursos al Estado.

Figura 5. Red Nacional de Oleoductos



Fuente: www.ecopetrol.com.co/vit/transp1.htm

Un oleoducto importante para Colombia es el Oleoducto Caño Limón – Coveñas. En la sección de anexos se dará información acerca de éste.

El organigrama de la vicepresidencia de transporte se puede ver en la figura 6.

Figura 6. Organigrama de la Vicepresidencia de Transporte-Ecopetrol



Fuente: www.ecopetrol.com.co/vit/transp1.htm

2.2 BARCOS PETROLEROS (SUPERPETROLEROS)

Los grandes volúmenes de crudo entre puertos de países productores a través del mar necesariamente se deben hacer por gigantescos buques, estos son llamados los buques petroleros.

El transporte de hidrocarburos por vía marítima es realmente moderno. Comienza a finales del siglo XIX en cantidades insignificantes, pero poco a poco las grandes potencias se fueron equipando de barcos dedicados al transporte del petróleo. A pesar de que pueda parecer que los grandes petroleros nacieron en las últimas décadas, ya en 1911 en los astilleros ingleses había en construcción 49 buques destinados al transporte de petróleo y después aumentó todavía más la demanda de barcos de esta clase.³

El rápido incremento del consumo de hidrocarburos en la década de los años veinte llevó a Estados Unidos a convocar en 1926 la primera conferencia internacional sobre

³ "Los gigantes que mueven el petróleo" www.ecopetrol.com.co/prin/review/carta/julio/julio98.htm EN LINEA

contaminación del mar. En esta reunión se decidió que los petroleros debían alejarse al menos cincuenta millas de la costa para poder realizar operaciones con hidrocarburos.

2.2.1 Características de los superpetroleros

El petróleo viaja en estos grandes buques, que permiten almacenar gran cantidad de este preciado líquido, en tanques. En la parte superior de cada uno de los diferentes depósitos de petróleo que hay en cada buque se encuentra otro pequeño, que nunca debe estar completamente lleno y que sirve para facilitar la dilatación del petróleo cuando aumenta la temperatura.

Los tubos de entrada y de salida del petróleo se encuentran en el fondo de cada depósito y se cierran mediante válvulas que pueden hacerse funcionar desde cubierta, llenándose o vaciándose los depósitos, independientemente uno de otro. Para disminuir en lo posible los peligros de incendios y de explosiones, los depósitos están separados de los demás compartimentos por medio de dobles paredes entre las cuales se hace circular agua mediante bombas. Si en uno de los depósitos ocurre algún desperfecto y sale de él petróleo por una grieta o agujero, el crudo va a parar al agua de las dobles paredes, asciende por su menor densidad y sale arriba por una abertura especial. Gracias a esta disposición se hace imposible que el petróleo vaya a parar a otras partes del buque, especialmente a la sección de máquinas. Ver figura 7.

En el mundo se han construido buques que pueden contener hasta 15.000 toneladas de petróleo. Hoy día un petrolero típico tiene las siguientes características generales:

- Aunque en general son buques de una hélice, no es raro que en los de mayor porte, es decir, en los de más de 300.000 toneladas o ULCC (Ultra Large Crude

Carriers), se disponga de dos hélices, ya que la gran potencia requerida conduciría en buques de un solo propulsor a diámetros muy grandes, que requieren enormes calados, so pena de que se alcancen rendimientos muy bajos.

Figura 7. Distribución del espacio en un barco petrolero



Fuente: www.clubdelamar.org/petroleros.htm

- Toda la zona de carga está ocupada por una serie de tanques, hoy día con doble forro y normalmente separados por uno o dos mamparos longitudinales y varios

transversales, cuya disposición viene determinada principalmente por la reglamentación internacional en materia relativa a evitar la contaminación de los mares.

- Los tanques disponen del sistema COW (Crude Oil Washing, o lavado de crudo), con el fin de permitir una limpieza lo más completa posible de los residuos que quedan adheridos a las paredes. Deben tener también un sistema de inyección de gas inerte en los tanques, con el fin de prevenir una posible explosión.

Sobre la cubierta no existen grandes escotillas, sino únicamente pequeñas aberturas o registros, que permiten el acceso a los tanques para su inspección, así como el sistema de tuberías que comunica los diferentes tanques entre sí y con las bombas. Estas, del tipo centrífugo, se disponen casi siempre en una cámara de bombas, situada inmediatamente a proa de la cámara de máquinas. Si bien la carga suele efectuarse con elementos de bombeo de tierra, la descarga se hace casi siempre con los medios del buque.

Los petroleros más grandes que existen actualmente en circulación son el "Janhre Viking", de bandera noruega y propiedad de Mercur Tankers ASA, que tiene una eslora de 458,23 metros y una manga, es decir, la anchura mayor del buque, de 68,86 metros; y el "Sea Giant", de bandera liberiana y propiedad de Lamar Navigation Ltd., con 414,23 metros y manga de 63,05 metros.

2.2.2 Mareas negras

Contaminación de cualquier hábitat por cualquier hidrocarburo líquido. Se trata de una de las formas más graves de contaminación del agua, y el término se emplea sobre todo en relación con el vertido de petróleo al medio ambiente marino; en este caso, la masa que se produce tras el vertido y que flota en el mar se conoce con el nombre de marea negra.

Los casos más espectaculares de contaminación por crudos suelen estar a cargo de los superpetroleros empleados para transportarlos, pero hay otros muchos barcos que vierten también petróleo, y la explotación de las plataformas petrolíferas marinas supone también una importante aportación de vertidos. Se estima que de cada millón de toneladas de crudo embarcadas se vierte una tonelada.

Desde hace unos 30 años los derrames de combustible protagonizados por los petroleros en mares y ríos del mundo comienzan como catástrofes ecológicas y terminan como noticias.

2.2.3 Reseña Histórica de Barcos Petroleros Accidentados

El superpetrolero Torrey Canyon, de 120.000 toneladas, viajaba el 18 de marzo de 1967 a 17 nudos de velocidad cuando golpeó contra los arrecifes de Seven Stones, en el archipiélago de las Scilly, al Suroeste de Cornwall (Inglaterra), el violento impacto rasgó y abrió seis de sus tanques, además de dejar otros muy maltrechos. 120.000 toneladas de crudo rápidamente fueron derramadas de sus tanques (unos 860.000 barriles) ayudadas por los golpes de las olas, generaron en unos pocos días una inmensa marea negra, que

alcanzó las costas y playas de Cornwall, isla de Guernsey y el litoral francés de la Bretaña, principalmente en la comarca de Treguier.

Según el Tanker Advisory Center de Nueva York, en un corto periodo de 5 años solamente (entre 1969 y 1973), se perdieron en todo el mundo 82 petroleros, con un total de 3.299.000 toneladas, derramando en conjunto unas 719.000 ton. de petróleo. Hasta finales de 1974 se habían contabilizado en todo el mundo, alrededor de quinientos accidentes con pérdidas de crudo.

Se presenta una pequeña reseña histórica a partir de 1978 de superpetroleros accidentados, algunos de ellos vertiendo petróleo crudo y otros hidrocarburos.⁴

1978

El 16 de marzo, el petrolero “Amoco Cádiz” embarranca y derrama 1,6 millones de barriles de crudo frente a las costas francesas de Bretaña. Ver figura 8. Este vertido se encuentra en la lista de los más grandes de la historia.

En julio, se produjo un inmenso vertido de unas 141.000 toneladas, debido a la colisión de los petroleros “Aegean Captain” y “Atlantic Empress”, cerca de Trinidad y Tobago.

El 1 de noviembre, el “Burmah Agate” colisionó con el Mimosa, al sudeste de Galveston Entrance, en el Golfo de México. Se estimó un vertido de hidrocarburo de 650.000 litros en el medio marino, sin embargo, alrededor de 1.900.000 litros ardían y se perdían en la atmósfera.

⁴ “Mareas Negras”-www.guppys.biz/contrakom/menu.htm EN LINEA

Figura 8. Accidente del Amoco Cádiz



Fuente :www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_historia2.htm

1983

El 5 agosto de 1983, el naufragio del petrolero español "Castillo de Bellver" frente al cabo de Buena Esperanza, en la costa sudafricana, causó el vertido al mar 250.000 toneladas de crudo. La corrosión del petrolero español Castillo de Bellver, que naufragó en 1983 en las costas sudafricanas, provocó un nuevo escape en el buque que aún contenía más de 100.000 litros de crudo en su interior el 25 junio 1994.

1989

El 24 de marzo, el petrolero "Exxon Valdez" derramó más de 40 millones de litros de crudo (entre 40.000 y 50.000 toneladas) en el Prince William Sound, Alaska, afectando a una de las más importantes reservas ecológicas norteamericanas. Ver figura 9.

En una sola semana generó una marea negra de 6.700 km², poniendo en peligro la fauna silvestre y las pesquerías de la zona. Este desastre es considerado uno de los más grandes en la historia de las mareas negras.

Figura 9. Exxon Valdez



Fuente: www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_historia2.htm

El 28 de junio, el petrolero de bandera maltesa "Puppy" choca contra otro navío a 1.350 millas de Bombay (India). Se derraman 40.000 toneladas.

El 19 de diciembre, el "Khark 5" iraní se accidenta en las costas marroquíes y vierte más de 25.000 toneladas de crudo al Atlántico.

1990

El 6 de marzo, el "Cibro Savannah", explota y se incendia en Linden, New Jersey (EEUU), vertiendo alrededor de 32.000 litros de hidrocarburos. Ver figura 10.

El 8 de junio, el "Mega Borg" derramó 20,5 millones de litros de hidrocarburos a 60 millas al sureste de Galveston, Texas (EEUU), tras un accidente y posterior incendio. Ver figura 11.

El 16 de septiembre, el "Júpiter", que transportaba gasolina, arde por completo en City Bay, Michigan (EEUU), por un incendio declarado a bordo.

Figura 10. Explosión del Cibro Savannah



Fuente: www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_historia2.htm

Figura 11. Mega Borg



Fuente: www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_historia2.htm

1991

El 25 de enero, Irak arrojó al golfo Pérsico unos 11 millones de barriles de crudo de los pozos de Kuwait para dificultar el desembarco aliado, causando el mayor desastre ecológico de la historia.

El 11 de abril, el petrolero chipriota "Haven" se incendió debido a una explosión en el puerto italiano de Génova y derramó 80.000 toneladas de crudo que causaron una mancha de 25 kilómetros cuadrados.

1992

El 13 de diciembre, el "Mar Egeo" ("Aegean Sea") encalla frente a la costa de A Coruña (NO de España) donde se incendia y hunde posteriormente, las subvenciones tardan 10 años en llegar a los afectados.

La Agencia Espacial Europea que en 1991 había lanzado el satélite ERS-1 provisto de un sensor radar cuyas propiedades permiten observar la Tierra a través de las nubes. Esta señal captó la imagen de la marea negra producida por el petrolero.

1993

El 5 de enero, el petrolero "Braer" naufraga en la costa de las Islas Shetland. Las 85.000 toneladas de petróleo (680.000 barriles) que vierte, causa daños únicamente a las piscifactorías locales y poblaciones de aves marinas gracias a la acción favorable del viento, estado sumamente agitado del mar y densidad del petróleo derramado, que quedó dispersado en pocos días.

El 20 de enero, el superpetrolero danés "Maersk Navigator", con unas 255.000 toneladas de crudo, chocó contra el japonés "Sanko Honor", con 96.000 toneladas, frente a la isla Indonesia de Sumatra.

El 10 de agosto, colisionan tres buques en la bahía de Tampa; el "Bouchard" B155, el Balsa 37 y el Ocean 255. El Bouchard B155 derramó alrededor de 84.000 litros de combustible que se extendieron por toda la bahía.

El 18 de agosto, un submarino francés de propulsión nuclear y un petrolero colisionaron en el golfo de Fos-sur-Mer, en la costa mediterránea gala, y unas 2.800 toneladas de hidrocarburos se derramaron en el mar.

1994

El 24 de enero, el petrolero maltés "Cosmas" explotó en el mar de China, a 530 kilómetros al SE de Hong Kong, cuando transportaba 23.000 toneladas de crudo.

13 marzo, el petrolero "Nassia", con 98.000 toneladas de crudo, y un carguero, se incendiaron tras chocar en el Estrecho del Bósforo, 5.000 toneladas de crudo se vertieron al mar.

1996

El 15 de febrero, el petrolero de bandera liberiana "Sea Empress" embarrancó en la costa suroeste de Gales, derramando 70.000 toneladas de crudo.

1997

El 2 de enero, un fuerte temporal hizo naufragar a unos 160 kilómetros de las costas de la isla nipona de Oki, en el Mar del Japón, al petrolero ruso "Najodka", cargado con 19.000 toneladas de crudo, que formaron una mancha de petróleo de unos 1.800 metros de largo y de ancho entre 100 y 500. La costa occidental del Japón quedó cubierta por densas

manchas en cientos de kilómetros, causando graves daños a la industria pesquera, reservas naturales, playas, etc.

El 8 de febrero, el petrolero panameño "San Jorge" encalló frente a las costas uruguayas vertiendo al mar parte de las 80.000 toneladas de petróleo y combustibles que llevaba.

1999

El 12 de diciembre, el petrolero "ERIKA" de 180 metros de eslora se hundía tras partirse en dos en el SO de Penmarc'h (Finistère, Francia). Provoca un desastre ecológico al vertir 10.000 toneladas de petróleo que contaminan 400 kilómetros de costa. Esta catástrofe desencadena una serie de medidas (conocidas como Erika I y Erika II) por parte de la Comisión Europea para evitar que desastres así vuelvan a producirse.

2000

El 3 de octubre, el petrolero de bandera panameña "Natuna Sea" vierte 7.000 toneladas de crudo frente al estrecho de Singapur.

2001

El 19 de enero, el buque tanque "Jessica" de bandera ecuatoriana, embarrancó frente al archipiélago de las Galápagos, mítico paraíso en el que Darwin basó su famosa teoría de la evolución de las especies.

Produce un derrame de más de medio millón de litros de combustible después de encallar, debido a un error de navegación, en las inmediaciones de la isla San Cristóbal. Era un buque de mediano porte que realizaba un abastecimiento de rutina de combustible

a las islas. La amenaza de contaminación a uno de los más importantes santuarios naturales de aves, tortugas e iguanas del mundo lleva a requerir a Ecuador la asistencia en las tareas de recuperación a grupos especializados de otros países.

El rápido despliegue para la recogida de residuos, el fuerte oleaje del lugar, y las características de las playas y litoral de las islas favorecieron las labores de limpieza.

Afortunadamente, aunque inicialmente se consideró que se había producido un gran desastre ecológico, posteriormente se comprobó que, aunque preocupante, no tenía el alcance que se le había atribuido.

El 28 de marzo, el choque entre dos barcos de carga en el mar Báltico provoca el vertido de 1.900 toneladas de petróleo frente a las costas de Dinamarca.

2002

18 de noviembre, el petrolero "Prestige" después de navegar con una brecha en su casco de 40 metros por la que vierte entre 12.000 y 15.000 toneladas de fuel al mar, se parte en dos a 133 millas del cabo Fisterra- A Coruña (NO de España), y se hunde con 77.000 toneladas en sus tanques, el fuel que transportaba es del tipo pesado (del tipo N° 2 según la clasificación francesa, por su contenido en azufre o M-100 según la clasificación rusa).

Se emplea en la combustión industrial (centrales térmicas, hornos, cementeras) y el suministro de barcos propulsados por motores diesel lentos, de gran potencia. Los fueles pesados son los residuos de la destilación de los petróleos crudos. Para facilitar la mezcla

de los residuos pesados procedentes de la destilación, a menudo se añaden sustancias de destilación más ligeras, llamadas "cutter stock".

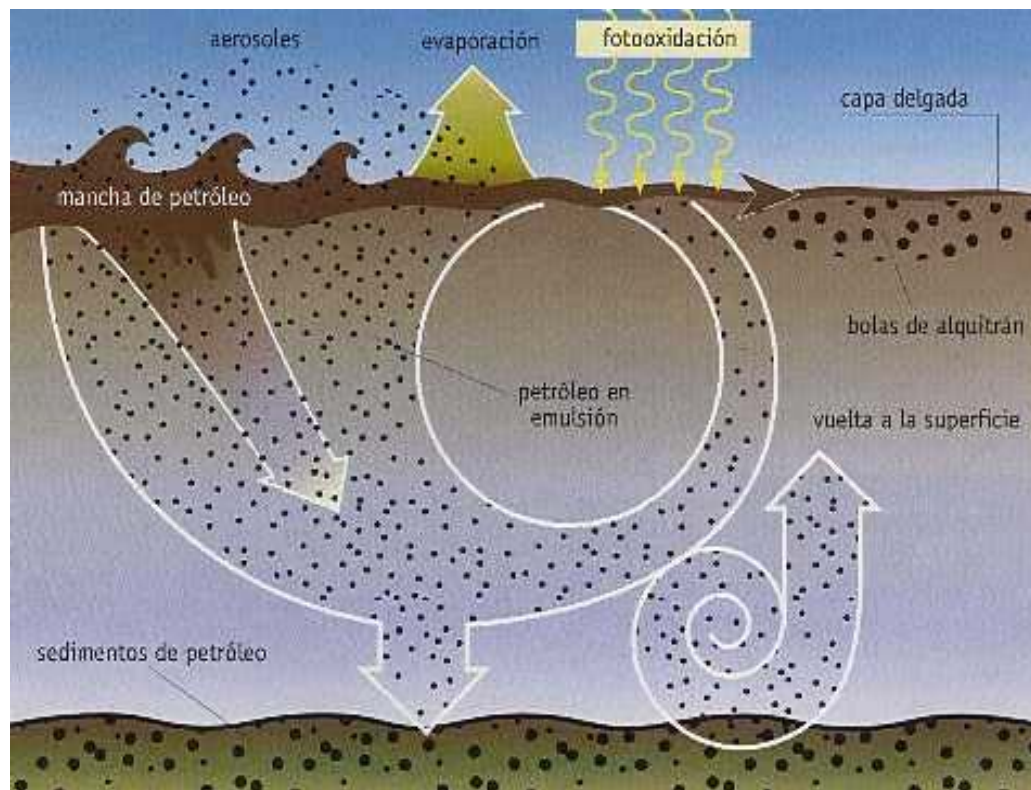
Provoca un enorme desastre ecológico, con 900 kilómetros de costa afectados por las sucesivas mareas negras. La aparición de fisuras en el casco hace emerger el crudo a la superficie, la velocidad de estos nuevos vertidos dependerá de las condiciones de la zona en especial de la temperatura en el fondo y la aparición de nuevas grietas por efecto de la presión.

3. COMPORTAMIENTO DEL CRUDO EN DIFERENTES MEDIOS

3.1 COMPORTAMIENTO DEL CRUDO EN CUERPOS DE AGUA

El crudo al entrar y hacer contacto con el agua sufre una serie de transformaciones debido a la reacción que intercambia con ésta y con el medio circundante. Ver figura 12.

Figura 12. Procesos de evolución de una mancha de petróleo en agua



Fuente : www1.ceit.es/asignaturas/ecologia/hipertexto/11CAgua/160VerPe.htm

3.1.1 Esparcimiento

La fuerza de mayor empuje que impulsa el esparcimiento del crudo es su peso. Es por eso que un derrame grande instantáneo se esparcirá más rápidamente que una descarga lenta. Después de un período inicial de esparcimiento en el cual las fuerzas gravitacionales juegan un gran papel, la única fuerza importante tendiente a causar más esparcimiento del aceite es la tensión superficial, de manera que la delgada mancha de aceite tiende a esparcirse sobre el agua en respuesta al desbalance de fuerzas. Las tensiones influyentes en una mancha de aceite sobre el agua son:

Tensión superficial del agua: la cual tiende a esparcir el aceite sobre la superficie del agua. Tensión superficial del aceite, y tensión interfacial entre el aceite y el agua. Las dos últimas tratan de contraer la mancha sobre si misma. La tensión superficial del agua es típicamente más grande que la suma de las otras dos.

3.1.2 Evaporación

Depende de varios factores ambientales, donde la velocidad del viento y la temperatura son las más importantes, aunque otras variables tales como la radiación y la agitación del agua también influyen. Otro elemento fundamental en la tasa de evaporación es el área superficial que alcanza la mancha.

Dependiendo de que tan volátil sea el crudo derramado, así será la tasa de evaporación.

Normalmente se evaporan más rápido las fracciones más ligeras, ya que las partes más pesadas se evaporaran con mayor lentitud.

La tasa de evaporación depende de la presión de vapor, de la temperatura ambiente, ésta tasa se acelera por efecto de los vientos y por la acción de las olas.

3.1.3 Emulsificación

Una emulsión es la mezcla de dos líquidos no miscibles, en este caso el crudo y el agua.

En una emulsión el líquido que se rompe en pequeñas gotas, se le llama la fase dispersada y el líquido que la rodea es la fase continua. Al emulsificarse el petróleo, algunos de sus componentes tienden a acumularse en la interfase petróleo-agua actuando como unos agentes creadores de una capa compuesta de asfaltenos, resinas y ceras que se oponen a la unión de diferentes fragmentos de petróleo.

3.1.4 Dispersión

Es el factor que más influye en la duración del derrame. Los crudos livianos y pocos viscosos se dispersan lentamente al estar bajo condiciones de oleaje moderado. Por otra parte, bajo un oleaje fuerte, los crudos con alto grado de emulsificación se dispersan rápidamente.

3.1.5 Disolución

Gran parte de los componentes de bajo peso molecular se separan de la masa de crudo y se disuelven en el medio acuoso. Generalmente este mecanismo es largo, ya que los procesos de oxidación y degradación microbiana producen compuestos polares que también se disuelven en el agua.

3.1.6 Fotolisis

Es el efecto de fenómenos de descomposición química por efecto de la luz, en particular los causados por los rayos ultravioleta. Ocurre cuando el petróleo absorbe la luz.

Los cuantos de luz visible o ultravioleta perturban los electrones de los enlaces químicos, haciendo pasar a las moléculas a niveles de energía más altos. Las moléculas excitadas, reaccionan rápidamente irradiando la energía absorbida como fluorescencia o convirtiéndola en energía vibratoria (calor).

3.1.7 Biodegradación

Consiste en la mineralización y destrucción de la materia orgánica. Este proceso natural es muy importante para la renovación del medio ambiente después de haber ocurrido un derrame.

Se han identificado numerosos organismos que pueden utilizar al crudo como una fuente tanto de energía como de carbono, pero el proceso de la biodegradación del crudo es

muy complejo. Los microorganismos son capaces de transformar los crudos en alcoholes más solubles, en ácidos y en CO₂ y agua por medio de reacciones catalizadas por enzimas.

3.1.8 Oxidación atmosférica

La oxidación de una mancha incrementa la rapidez de su disolución y produce moléculas surfactantes que fomentan la emulsificación.⁵

La oxidación atmosférica ocurre, debido a que el oxígeno ataca al crudo líquido, especialmente a los crudos aromáticos y parafínicos, los cuales tiene cadenas laterales.

En ausencia de agentes catalíticos iónicos, la auto-oxidación es un proceso en cadena de radicales libres. La tasa de propagación de dicho proceso en cadena es controlada por la tasa de abstracción de un radical (H) del crudo por un radical alcalino peroxigenado.

Como los vínculos terciarios (C-H) son más débiles que los primarios o los secundarios, los crudos con hidrógenos terciarios son atacados más rápidamente. Este mecanismo se complica por la foto-oxidación causada por la luz solar, además de que la oxidación misma, es inhibida por la variedad de otras materias que pueden estar contenidas en el crudo.

⁵ Organización Marítima Internacional. Manual sobre la contaminación ocasionada por hidrocarburos. Parte IV - OMI

Por ejemplo, un crudo altamente parafínico, con bajo contenido de azufre, se oxidará mucho más rápido que un crudo con menor contenido de parafina y mayor contenido de azufre, a condiciones de igual calor y luminosidad.

3.1.9 Hundimiento

Al producirse un derrame de crudo se forma sobre la superficie del agua una mancha que puede fragmentarse en manchas de menor tamaño, estas pequeñas manchas o fragmentos eventualmente pueden flotar, hundirse hasta una cierta profundidad o hundirse totalmente. Para que ocurra este fenómeno deben presentarse dos condiciones.

En primer lugar, el crudo debe tener una densidad cercana a la del agua antes de ser vertido, y segundo, la viscosidad inicial del crudo debe ser suficientemente alta para permitir el rompimiento de la mancha en fragmentos aislados.

3.1.10 Intemperización

Son las alteraciones que sufre el petróleo una vez derramado, pues pierde muchos de sus componentes solubles o volátiles. Este crudo puede dañar a los organismos marinos, permanecer en los sedimentos y causar daño a las aves.

3.1.11 Resurgimiento

Cuando la densidad del petróleo hundido se reduce por efecto de una prolongada oxidación anaeróbica, el petróleo puede volver a flotar otra vez y los procesos anteriores se producirán nuevamente hasta su desaparición completa o contaminación de una costa.

Sobre un rango de 10° C de temperatura, la densidad del agua de mar cambiará en 0.25%, mientras que las densidades de un hidrocarburo cambian en un 0.5%. Esto significa que un hidrocarburo que apenas flote durante el día, puede sumergirse a medida que la temperatura baja y luego resurgir en aguas más cálidas.

3.2 COMPORTAMIENTO DEL CRUDO EN TIERRA

El comportamiento del petróleo derramado en tierra depende de la topografía del terreno, de la evaporación, la permeabilidad del suelo, la vegetación y de las propiedades físico-químicas del petróleo como la densidad, viscosidad, etc.

Algunos aspectos son de vital importancia para integrar un estudio detallado del comportamiento del crudo en tierra, entre ellos se tiene: Suelos, Vegetación, Topografía, Clima, Hidrografía, Actividades Humanas, Uso de la Tierra, Características del petróleo y de las instalaciones petroleras, entre otras.

El comportamiento de un derrame de petróleo en tierra está gobernado principalmente por los siguientes procesos:

3.2.1 Evaporación

La evaporación es el proceso que determina los mayores cambios de volumen del petróleo durante un derrame, se estima que del total del petróleo derramado, entre un 30 % y un 50 % del volumen se pierde por evaporación.

El porcentaje del volumen de petróleo perdido por evaporación está en función de las propiedades físico-químicas de los componentes del aceite, la temperatura del ambiente y la duración del derrame.

El petróleo crudo está formado por miles de componentes diferentes, de los cuales la fracción más volátil se evapora rápidamente al inicio, seguida progresivamente por las fracciones menos volátiles.

3.2.2 Infiltración

En la medida que el petróleo derramado se distribuye horizontalmente sobre la superficie del terreno, parte del petróleo tiende a infiltrarse en el suelo por acción de la gravedad. El nivel de infiltración, depende de la permeabilidad y el contenido de agua en el suelo así como de las propiedades físicas del petróleo.

La infiltración de petróleo en el suelo es un proceso lento, se ha determinado que la infiltración del petróleo (crudo pesado) en las primeras 48 horas alcanza una profundidad máxima de 50 cm, o profundidades menores en el caso de encontrar estratos de suelos de texturas finas.

El volumen de petróleo retenido en el suelo (saturación residual) depende de la distribución y tamaño de las partículas del suelo.

3.2.3 Biodegradación.

La biodegradación del petróleo depende de la aireación, fertilidad y acidez del suelo, la temperatura y la naturaleza de los componentes del petróleo. Después de un período de adaptación los microorganismos del suelo inician la degradación del aceite; para lo que requieren de oxígeno y otros elementos como nitrógeno y fósforo.

3.2.4 Adherencia superficial

Parte del petróleo derramado cesa su movimiento ya que se adhiere principalmente a la cobertura vegetal existente en el área del derrame. La proporción de petróleo adherido es función de la densidad de la cobertura vegetal, la topografía del terreno y de la viscosidad del crudo.

3.2.5 Distribución horizontal.

Depende fundamentalmente de las condiciones topográficas presentes en la zona.

El tiempo de flujo, la acumulación y las pérdidas de petróleo están relacionadas con el suelo, la vegetación, el clima y las propiedades del petróleo. Cada uno de estos procesos está afectado por diversos factores como topografía, suelo, vegetación, clima, propiedades físico químicas del crudo, entre otros.

3.3 COMPORTAMIENTO DE DERRAMES DE CRUDO EN AGUAS GLACIARES

3.3.1 El crudo en aguas glaciares

La presencia de hielo frágil, en témpanos o en bloques crea formas únicas de retención y contención del petróleo derramado sobre la superficie del hielo, en medio de éste o bajo las capas de él.⁶

El hielo marino flota debido a que éste es menos denso que el agua de mar (agua de mar = 1,03 grs / cm³; hielo marino = 0,93 grs / cm³). La densidad del crudo fluctúa entre los 0,7 y 1,0 grs / cm³, por lo tanto, la mayoría del crudo más pesado flota en el hielo. Sin embargo, la intemperización puede aumentar significativamente la densidad incluso del crudo más liviano, causando: la emulsificación, evaporación y disolución de los componentes livianos del petróleo; absorción del petróleo en partículas; o crecimiento de bacterias en el petróleo.

Los crudos más densos, que tienen una flotabilidad más baja, tienden a acumularse en una capa entre el agua y el hielo y, a veces, incluso pueden flotar bajo la línea del agua.

3.3.2 Crudo atrapado en el hielo

Existen dos maneras de que el petróleo se incorpore en un banco extenso de hielo flotante:

⁶ “ANTECEDENTES SOBRE LOS DERRAMES DE HIDROCARBUROS EN AGUAS GLACIARES”-

www.directemar.cl/spmaa/areas_trabajo/Antártica/Combate/Petroleo.htm EN LINEA

La mancha de petróleo puede dispersarse en la columna de agua y luego volver a la superficie como gotitas de petróleo para entonces ser atrapadas dentro de la estructura de cristal del hielo.

El petróleo puede penetrar el hielo, que se está formando, desde arriba cuando existen diferencias de densidad entre el petróleo y la mezcla de hielo fangoso y agua.

Finalmente, el petróleo que se encuentra atrapado debajo de la superficie de hielo emerge en una de sus dos formas: el hielo puede derretirse y romperse durante las estaciones más calurosas; o canalizos (extensos canales de aguas abiertas entre grandes témpanos), o polynyas (aberturas como lagos) podrían abrirse entre los témpanos de hielo o en los riscos formados por las presiones que ejercen las capas de hielo.

3.3.3 Crudo ubicado entre los témpanos de hielo

El petróleo derramado que se mueve entre los témpanos comienza a esparcirse como si estuviera en aguas abiertas, una vez más a merced de la intemperización. En ausencia de olas y fuertes corrientes, el petróleo permanecerá en los pasadizos libres y polynyas, en vez de esparcirse bajo los témpanos circundantes. Entonces, el esparcimiento del petróleo es influenciado en gran parte por el movimiento del hielo, el que se rige, a su vez, por la corriente y la velocidad del viento. Mientras más gruesa sea la capa de hielo y mayor la duración de ésta, más importancia tiene el hielo para determinar el futuro del derrame de petróleo.

3.3.4 Ventajas del hielo

A pesar de que la presencia de hielo dificulta la planificación de contingencia para efectuar las operaciones de limpieza y recuperación del petróleo derramado, también presenta distintas ventajas.

Por pruebas realizadas se ha demostrado que la presencia de hielo disminuye considerablemente el esparcimiento de una mancha de petróleo en comparación con las manchas en aguas abiertas.

El punto más importante de los derrames se concentra en el hecho de que el hielo actúa como un elemento de contención del petróleo. Se cuenta con mucho tiempo, a menudo meses, para ordenar los recursos y llevar a cabo una operación de limpieza organizada.

El poder caminar sobre el hielo constituye una ayuda para responder ante un derrame.

3.3.5 Seguimiento de derrames

El petróleo derramado en aguas abiertas, sobre el hielo o debajo de éste, está sujeto a una condición de mucha deriva a causa de los fuertes vientos y corrientes predominantes en la zona. Se han sometido a pruebas en el ártico varias boyas de seguimiento que pueden ayudar a rastrear el movimiento de una mancha de petróleo.

La boya para el seguimiento de la mancha se conecta a un equipo de presentación visual de tiempo real de detección. Se recomienda el uso de la boya Orion de seguimiento

radioeléctrico y de las boyas Argus. Estas boyas también se pueden usar para efectuar rastreos a distancia por medio de satélites.

3.3.6 Detección de crudo debajo del hielo

La capacidad de un dispositivo de detección a distancia para detectar petróleo atrapado debajo del hielo podría ayudar, en gran medida, a optimizar los procesos de limpieza y de recuperación y permitir una planificación más efectiva. Se han hecho grandes esfuerzos en el campo de la investigación y se han desarrollado varias técnicas para detectar petróleo atrapado debajo de una capa de hielo.

Varios investigadores, han estado llevando a cabo estudios sobre el uso del radar para detectar petróleo debajo de hielo marino. Un simple sistema de detección por radar depende de los cambios que se producen en la superficie del agua al estar en contacto con el petróleo. Una vez hechas las pruebas, los investigadores concluyeron que el uso del radar no sería práctico y además complicado, debido a que la absorción de las ondas electromagnéticas en el hielo causarían demasiado "ruido" proveniente de las burbujas de aire, canales de drenaje del agua de mar y de la dispersión de la superficie, lo que dificultaría la posibilidad de detectar, en forma exacta, la presencia de petróleo.

El uso de la fluorescencia inducida proyectada por la luz ultravioleta como un método para detectar la presencia de petróleo debajo del hielo se podría usar. Se sabe que el crudo es mucho más fluorescente a una longitud de onda más baja que el agua de mar y el hielo. Sin embargo, sería necesario contar con un sensor para absorber esta fluorescencia.

Investigadores del Programa para el Derrame de Petróleo en el Mar y el Artico recomendó equipar a las naves de recuperación con "un radar de visión panorámica, un escáner infrarrojo- ultravioleta de doble canal, un fluorosensor láser, televisión con bajo nivel de luz, una cámara a color, un equipo de presentación visual de tiempo real" para localizar y clasificar con exactitud el petróleo derramado.

Los investigadores del AMOP (Arctic and Marine Oilspill Program) también señalaron la necesidad de distinguir entre las manchas de petróleo continuas y discontinuas, mediante el uso de dispositivos de detección a distancia, con el propósito de aplicar procedimientos de recuperación y de limpieza más efectivos.

4. EFECTOS DE DERRAMES DE CRUDO

Los efectos causados por la contaminación de crudo son varios. Por ejemplo, la fauna y en especial las aves marinas son muchas de las víctimas generadas por el flagelo de derrames de petróleo. Ver figura 13.

Grandes pérdidas económicas se registran a diario por efecto de estas circunstancias.

Estos efectos se pueden clasificar en varios componentes.

Figura 13. Ave marina víctima de los Derrames de Petróleo



Fuente: www.seo.org/2002/prestige/informe_2002-12-19.pdf

4.1 COMPONENTE FÍSICO

4.1.1 Aire

La existencia de una película en la interfase agua-aire tiene por consecuencia la perturbación de los intercambios gaseosos, lo que provoca una disminución del proceso de auto depuración por la disminución de la capacidad de re-oxigenación del medio.

Cuando se quema crudo producto de un derrame, si no hay suficiente oxígeno se genera una combustión incompleta dando como producto moléculas del tipo CO, NO_x, SO_x, gases que amenazan la calidad del aire.

4.1.2 Agua

Nuestros ríos son muy vulnerables a estos fenómenos y no se quedan atrás en verse afectados. Ver figura 14.

Figura 14. Derrame de crudo en el río Arauca - Colombia



Fuente: www.mindefensagov.co/derechos_humanos/medio_ambiente/20020308informedeoleoductos.ht

El océano es un ecosistema muy dinámico y complejo basado en un fluido, el agua salada, que el hombre está destruyendo por contaminantes químicos, entre ellos el petróleo crudo y sus derivados. Ver figura 15.

Las partes más sensibles de los océanos son las plataformas continentales que constituyen aproximadamente el 10 % del total. A su vez éstas, representan un 60 % de las fuentes de pescado para consumo humano. Las zonas próximas a las plataformas continentales, representan las de mayor actividad humana, y en particular de exploración y producción de hidrocarburos, de rutas de barcos y otras actividades.

Se ha considerado al mar como una función "depuradora" porque la mayoría de las sustancias, se "disuelven", se "diluyen" o "desaparecen". Es cierto en gran parte, ya que la actuación y la intervención de los componentes bióticos y abióticos del medio marino lo permite. Los organismos vivientes y en particular los vegetales, especialmente los unicelulares (enzimas, bacterias), son capaces de actuar sobre el crudo.

Existen tres criterios generalmente aceptados para determinar la contaminación del agua:

Materia en suspensión (MES), Demanda Biológica de Oxígeno (DBO), Demanda Química de Oxígeno (DQO).

Sin embargo no existe método válido como para medir el DQO en agua de mar, y para que la medida del DBO en laboratorio, sea válida o representativa de la contaminación del medio, es necesario que se reúnan simultáneamente las siguientes condiciones:

- Presencia de microorganismos capaces de metabolizar las sustancias orgánicas presentes.
- Condiciones favorables de pH y temperatura para la prueba.
- Presencia de elementos minerales nutritivos (nitrógeno, fósforo) indispensables para el desarrollo de dichos organismos.
- Ausencia de productos tóxicos o inhibidores de la actividad biológica.

Figura 15. Contaminación del mar por derrame de crudo



Fuente: www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_comportam.htm

4.1.3 Componente Geológico

El mayor efecto se presenta en una reducción total o parcial de las playas costeras, acabando con la vida que en ellas habitan. Ver figura 16.

4.2 COMPONENTE BIOTICO

Las grandes contaminaciones por crudo, producido cerca de las costas, pueden causar daños de extrema importancia a las mismas, afectando a la flora y a la fauna marina y terrestre, permanentes o migratorias de estas costas.

Figura 16. Reducción de costa como causa de derrame de crudo



Fuente: www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_limpieza1.htm

Los efectos sobre la fauna y la flora son los más perjudiciales, pues a menudo son irreversibles.

4.2.1 Flora

De acuerdo con las observaciones y estudios de respuesta de las plantas, frente a una contaminación petrolera, se ha podido establecer una escala de referencia.

a) Plantas muy susceptibles a la contaminación:

Las de raíces de poca profundidad, con reservas alimenticias muy bajas. No se recuperan y mueren - Ej. Suaeda marítima.

b) Plantas susceptibles:

Plantas perennes arbustivas, con los extremos de las ramas expuestos al crudo.

Ejemplo: Halimione portulacoides. Algas verdes filamentosas.

c) Plantas intermedias:

Plantas perennes que aceptan una o dos contaminación y luego declinan en otra.

Ej. Spartina anglica, Puccinellia marítima

d) Plantas resistentes:

Plantas perennes con grandes reservas alimenticias y en particular las que mueren superficialmente en invierno. Ej. Armenia marítima

e) Plantas muy resistentes:

Son del mismo tipo que las anteriores y además tienen resistencia a nivel celular. Por ejemplo la familia de las Umbíferas.

Por supuesto, en cada segmento o escala indicada, la respuesta puede ser diferente según el tamaño, la morfología y fisiología de las plantas.

En el fitoplancton, a grados diversos según su especie, el contacto con el petróleo provoca muerte más o menos lenta. Por ejemplo las diatomeas de tipo Licmophora

ehrenbergii, *Coscinodiscus granii*, *Melosira monolimorfosis*, mueren con una concentración de petróleo de 1 ml/l en agua de mar, con exposición inferior a una semana. Si bien el petróleo o el agua contaminada pueden ser removidos por las mareas, vientos o corrientes, una breve exposición puede provocar un retardo en el desarrollo y crecimiento de los mismos.

Los líquenes que viven en las costas rocosas están afectados por el petróleo, de manera diferente según la especie. Las plantas costeras que crecen en las arenas o en las marismas (zona húmeda abierta con vegetación de juncos, hierbas y cañas y con pequeñas lagunas y canales intercalados) tienen también respuestas diferentes a la contaminación, por ejemplo, el pasto marino (*Phyllospadix*) muere. Algunas plantas mueren y se recuperan por brotes, otras se restablecen después de largo tiempo.

Cabe destacar que en el caso de las plantas de playa, si la contaminación ocurrió durante el periodo invernal, cuando el crecimiento es leve o adormecido, (*Juncus gerardii*, *Spartina anglica*) el crecimiento en primavera se realiza normalmente, una vez que la contaminación ha desaparecido.

Las algas son aparentemente menos sensibles que los animales a la contaminación por petróleo crudo y presentan diferentes reacciones a dichas contaminaciones. Algunas algas verdes, tales como la *Ulva lactuca*, la *Gratelupia dichotoma* y la *Polysiphonia*, mueren por la inhibición de la fotosíntesis y biosíntesis ocasionada por petróleo. La *Pophyra tenera* o alga roja de cultivo, al ser contaminada por petróleo desarrolla una enfermedad carcinimatososa. Otras, las algas rojas (*Porphyra*) mueren al contacto con el petróleo y con agua con 2 ppm de contenido de hidrocarburos, adquieren el olor a

petróleo. Se ha observado cierta proliferación de algas en zonas contaminadas, pero este proceso parece imputable a la desaparición de los moluscos herbívoros que controlan las mismas y su crecimiento indebido de ciertas algas tal como la “Enteromorpha” o la “Fucus vesiculosus” determina la declinación de especies animales tales como los crustáceos cirripedios.

4.2.2 Fauna

Los microorganismos que viven en el medio marino son los más afectados, debido a que el 71 % de la superficie terrestre está cubierta por el océano, y estos son el depósito final de todos los mayores sistemas de aguas, constituyendo el destino final de la mayoría de los desechos producidos por la actividad humana.

Los microorganismos pueden actuar directamente sobre varios constituyentes químicos en el agua. Los animales marinos captan contaminantes y contribuyen a diseminarlos durante sus migraciones.

Es importante recordar la cadena alimenticia: Vegetales-animales-herbívoros-animales-carnívoros-hombre.

Si consideramos a los organismos marinos bajo este punto de vista, se destruirá la fuente del mayor recurso alimenticio existente y el mayor potencial de recursos bioquímicos que proporcionan los organismos vivientes cerca de las plataformas continentales; destrucción de los vegetales autótrofos (algas) y desequilibrio del regulador de los procesos biológicos que representa el mar para el planeta.

Protozoos:

No existen muchos datos sobre los efectos del petróleo sobre los unicelulares. Los hidrocarburos de alto peso molecular, no parecen realizar mayor daño sobre los protozoarios. Sin embargo, las amebas expuestas a crudos de bajo peso molecular (tóxicos) mueren.

Corales:

El crudo puede entrar en contacto con los corales de diversas formas. Los crudos son menos densos que el agua, por lo que generalmente flotan por encima del arrecife. Sin embargo, algunas áreas de arrecife están expuestas al aire durante las mareas bajas, así como durante mareas excepcionalmente bajas debido a los ciclos lunares. Esta situación, en conjunción con un derrame de crudo, puede causar el contacto directo del líquido vertido con los corales, produciendo asfixia. Otro mecanismo de contacto se produce cuando el oleaje, al romper sobre los arrecifes y la línea costera, produce gotitas de crudo que se distribuyen en la columna de agua y entran en contacto con los corales.⁷

Los corales representan un gran grupo de animales de gran importancia para la vida de otros animales y del ecosistema local en general. Las especies de corales que segregan mucus, parecen protegerse contra el petróleo. Algunas especies, observan alteración de "conducta", con reacciones de la abertura bucal, relacionada con la alimentación del coral. Se han observado en dichas contaminaciones, retardo de crecimiento y reducción de la sobrevivencia de la mayor parte de corales.

⁷ Biological Impacts Of Oil Pollution: Coral Reefs Ipieca Reports Series www.ipieca.org ON LINE

Anélidos:

Los anélidos han sido utilizados como indicadores de ambientes marinos contaminados, en particular la *Capitella capitata*, especie que se encuentra en todos los mares y que vive en los sedimentos que reciben efluentes de los desagües domésticos y en sedimentos ricos en productos de desechos de las refinerías de crudo.

Los Anfípodos, o pulgas de mar:

Presentan una repulsión por el petróleo y la capacidad de evitar algún contacto con el mismo.

Crustáceos:

En el grupo de los copépodos se encuentran muchos crustáceos que componen el zooplancton. Estos copépodos son sensibles a concentraciones de petróleo de 0,5 a 0,1 ml/l y mueren, salvo algunas excepciones.

Los Decápodos o crustáceos superiores tales como los camaroncitos, las centollas, el cangrejo, etc. tienen una resistencia notable a las contaminaciones, en el estado adulto.

Las larvas no resisten, algunas sensibles a la contaminación, migran a lugares más apropiados en caso de detectar contaminación.

Los Cirripedios o más conocidos como "picos de mar" viven generalmente en las zonas cubiertas y descubiertas por las mareas. La mayor parte muere por asfixia, y los sobrevivientes con petróleo adherido, demuestran gran dificultad de respiración, nutrición, etc. En el grupo de los isópodos, especie bentónica de las aguas frías, más conocidos

como "bichos bolitas" se han notado una resistencia notable a las contaminaciones, aunque no existen estudios para definir el comportamiento a posteriori.

Los animales protegidos por conchillas tienen cierto grado de protección, aunque los gasterópodos experimentan una mortandad importante.

Gasterópodos:

Demuestran comportamientos, reacciones y resistencias diferentes según las especies. La mayor parte de los que viven cerca del litoral son más resistentes a los hidrocarburos tóxicos que los que viven mar abierto. Bivalvos tales como los mejillones, cholgas, choros, tienen la particularidad de resistir a las contaminaciones ya que captan los hidrocarburos (saturados y aromáticos) y los acumulan con pequeñas desintegración metabólica. Es decir los mejillones son capaces de degradar los hidrocarburos, pero en caso de contaminación no son aptos para el consumo humano.

Peces:

El petróleo y sus derivados en el mar son altamente tóxicos para los huevos de los peces, pero las larvas son algo más resistentes. Los peces que nacen de huevos contaminados son generalmente anormales.

Los peces grandes adquieren olor a hidrocarburo, tanto del mar como del lecho marino. Este olor se comunica a través de las branquias, que generalmente desaparece con el lavado con agua limpia. Los efectos a largo plazo de la contaminación sobre los peces igual que sobre otros animales marinos y mamíferos, resultan en cambios de metabolismo lípidos, con acumulación de grasas en el hígado y otros tejidos.

Aves:

El petróleo y sus derivados provocan daños importantes sobre la avifauna y en particular el petróleo fresco. Por una parte ciertas aves suelen ingerir las "bolitas" de petróleo o deglutirlas a sus pichones, y por otra parte el "empetrolamiento" de las aves modifica su flotabilidad, el poder aislante y térmico de su plumaje, produciéndose la muerte por hipotermia y la imposibilidad de volar.

Un ave "empetrolada" pierde su capacidad de flotación y su aislamiento térmico-Ver figura 17; reduce también la incubación y ciertas especies, tales como los pingüinos (especies sin o con peligro de extinción), pueden ser condenados a destrucción masiva CO₂.

La penetración de los componentes tóxicos del petróleo puede traer como consecuencia la inhibición del metabolismo, acumulación de tóxicos a nivel de la membrana celular provocando la inhibición de los intercambios entre la célula y el mundo exterior; modificación de las propiedades físicas del medio tales como la tensión superficial, el pH, la temperatura, el potencial de óxido reducción; la precipitación de elementos minerales (nitrógeno, fósforo, hormonas, oligoelementos, vitaminas, etc.) indispensables para la vida de los microorganismos y plancton.

Rescate y limpieza de aves:

La limpieza de un animal que es bañado en crudo requiere una atención individual, especializada y costosa. Lamentablemente son muchas las especies que mueren inmediatamente al contacto con el petróleo. Los pasos a seguir son:

- Rápida captura de las especies afectadas.
- Traslado a centros de rehabilitación en donde se limpia y se inician tratamientos médicos. En caso de que no exista un centro cercano al lugar del desastre, se construyen centros temporales.

Figura 17. Ave empetrolada



Fuente: www.clubdelamar.org/petroleros.htm

- Remoción del petróleo de los ojos y los intestinos de las aves. Aplicación de telas absorbentes para quitar las manchas de aceite del cuerpo del animal. Ver figura 18.
- Realización de exámenes para detectar quebraduras, cortes u otras lesiones.
- Administración de medicamentos orales para prevenir la absorción de petróleo en el estómago del ave.
- Implementación de planes de nutrición adecuados a los distintos cuadros de intoxicación.

Figura 18. Limpieza de ave empetrolada



Fuente: www.tierramerica.net/2001/0211/articulo.shtml

- Realización de pruebas para verificar si el animal es capaz de flotar y sin no ha perdido su impermeabilidad, antes de restituirlo a su hábitat natural

4.3 COMPONENTE SOCIOECONÓMICO

Miles de millones de dólares pierden los estados a causa de los efectos de los Derrames de Crudo. Grandes inversiones a nivel de prevención y restauración de las zonas afectadas son llevadas a cabo por dichos gobiernos.

Las industrias pesqueras, turismo y sobre todo la infraestructura petrolera son en gran magnitud las más afectadas.

Como consecuencia de los atentados contra la infraestructura petrolera, Colombia no solamente sufre en gran magnitud daños económicos, sino sociales y ecológicos, entre

otros. Oleoductos, gasoductos, poliductos, instalaciones petroleras, pozos, etc, a lo largo del territorio colombiano son muy atacados por los actos terroristas. Los atentados contra los oleoductos, en particular contra el oleoducto Caño Limón-Coveñas, quebrantan el Protocolo II de Ginebra, el cual prohíbe en todo tiempo actos de terrorismo, es decir, actos de violencia injustificables dirigidos a causar temor o zozobra entre la población civil.

Estos actos de terrorismo han sido calificados como acciones que agreden el principio de humanidad y de proporcionalidad que deben primar como límites de todo conflicto.

En Colombia el oleoducto más atacado es el Oleoducto Caño Limón-Coveñas. Ver figura 19.

Referente al oleoducto Caño Limón-Coveñas, de 1986 a mediados de Diciembre del año 2000 la empresa estatal de Colombia-Ecopetrol ha gastado casi 130 millones de dólares en recuperación, descontaminación y valor del crudo perdido.

Dejando de percibir los municipios y departamentos casi 190 millones de dólares por concepto de regalías.⁸

De acuerdo con cifras del Ministerio del Medio Ambiente, más de dos millones de barriles de petróleo se han derramado sobre 2.600 kilómetros de ríos.

También han sido afectadas más de 6.000 hectáreas de terrenos aptos para el cultivo y 1.600 hectáreas de biomas estratégicos como ciénagas y humedales.

⁸ Empresa Colombiana De Petróleos - ECOPETROL

Los mayores impactos se han alcanzado en los ríos Sardinata, El Tarra y el Catatumbo, prolongando las manchas hasta 180 kilómetros. En la región del Magdalena, la expansión de crudo ha comprometido hasta 1.000 hectáreas de lagos o esteros, cerca de 40 kilómetros del río Simaña y unos 150 kilómetros de caños o arroyos secundarios.

Figura 19. Efecto ocasionado por la voladura de un tramo del oleoducto Caño-Limón Coveñas



Fuente: Foto tomada por Efraín Patiño para Reuters-1986

Finalmente, sobre el río Arauca los derrames han llegado a extenderse en más de 120 kilómetros de su cauce.

Colombia es competitiva en cuanto a los estímulos que brinda a los inversores del sector petrolero, pero la inseguridad llevó a que "entre 1996 y 2000 las inversiones en exploración pasaran de 2.600 millones de dólares a 700 millones".

El estado ha tratado de encontrarle una solución a este problema. Se han analizado algunas formas para contrarrestar esta situación. Una sería con la vigilancia de la fuerza pública. Implicaría un costo adicional poder disponer de suficiente personal de las Fuerzas Armadas para que vigilen las líneas de transporte. Es difícil por la longitud de tubería pues se tendría que tener metro a metro personal a lo largo de los oleoductos.

Otra forma sería por medio de acuerdos (Guerrilla – Gobierno). Para el Ministerio del Medio Ambiente el problema de las voladuras de oleoductos depende de un tercero que viene y provoca el daño. Su labor no es la de señalar culpables, sino que busca que “la empresa dueña del crudo asuma la limpieza y cumpla con los convenios, legalizaciones y tratados, es decir que se rijan por las normas existentes de una forma rápida para evitar que el impacto ambiental aumente”.

Desde hace varios años se ha producido la polémica alrededor de puntos álgidos como la generación de pérdidas económicas de los afectados por los actos terroristas, y la posible indemnización a la comunidad por parte de Ecopetrol. Sin embargo es muy claro que la voladura es un delito ocasionado por los terroristas y que los afectados: el dueño de la línea de conducción, el poseedor del crudo y el campesino no pueden ser indemnizados porque todos han perdido.

La Dirección Ambiental de ECOPETROL atiende el caso de las voladuras de oleoductos mediante un Plan de Contingencia el cual se deriva del Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres formulado por el Ministerio del Medio Ambiente, el cual será analizado en el capítulo de Plan de Contingencia.

Colombia no es el único país que sufre sabotajes a su infraestructura petrolera, estos son llevados a cabo en otros países tales como el caso de Nigeria y Ecuador.

Algunos casos de sabotaje en Nigeria se deben a activistas que tratan de forzar al gobierno y a las petroleras para que compensen a las comunidades por el uso del suelo y por la aducida contaminación. En otros casos los lugareños perforan la tubería para recoger combustible y hacer una mezcla de petróleo y gasolina para usar generadores baratos y otros motores.

4.4 COMPONENTE HUMANO

El hombre recibe una dosis de contaminación importante, aunque los organismos consumidos no presenten evidencia de contaminación, ya que la misma es de baja concentración y de efectos a largo plazo.

El problema para el hombre no se detiene aquí: el crudo se une a lípidos, los cuales se movilizan en el cuerpo uniéndose a su vez a las proteínas, las cuales pueden llegar a afectar a los ácidos nucleicos (ADN y ADR), con un posible deterioro del código genético y memoria de la especie.

Los componentes altamente tóxicos pueden ser penetrados bajo su piel causando los posibles daños citados. Ver figura 20.

Aunque todos los efectos causantes son de difícil evaluación, debido a la amplia gama de compuestos químicos que lo componen.

Figura 20. Hombre afectado por Derrame de Petróleo



Fuente: www.santander.umng.edu.co/~lfpinzon/terrorismo//errorismopetrolero

En conclusión los efectos del crudo se pueden resumir de la siguiente forma:

- Reducción o destrucción de la vida marina, destrucción de los hábitat de toda forma de vida silvestre, reducción total o parcial de las playas costeras y sus animales.
- Sufrimiento y mortalidad de las aves, tales como las gaviotas y pingüinos, inmovilizados por “empetrolamiento”.

El sitio donde se produce un derrame de crudo influye directamente en la selección del método adecuado para contrarrestar dicho fenómeno. La mejor manera de tratar un derrame de crudo es recojiéndolo directamente.

5 TÉCNICAS DE RESPUESTA Y CONTROL A DERRAMES DE CRUDO

Existen diferentes técnicas de hacerle frente a un derrame de crudo, independiente de si el crudo es derramado en tierra o en agua, desde el simple uso de una tabla así como mecanismos más sofisticados que la industria petrolera ha diseñado día tras día debido al impacto que genera esta clase de eventos.

Existen casos durante las operaciones de recolección del crudo derramado donde se expone la vida de los operarios. En todo momento, la seguridad del grupo encargado de hacer frente al derrame debe prevalecer sobre cualquiera otra consideración.

La **primera alternativa** que se debe analizar es si se debe hacer una operación de respuesta al derrame o solo monitorear el crudo derramado para que por acción natural éste se disperse y se degrade sin intervención alguna por parte de las entidades involucradas en dicho vertimiento.

Por ejemplo, en zonas donde se expone la vida de los operarios, por presencia de grupos al margen de la ley donde no dejan operar, lo mejor es **NO HACER NADA** y así preservar el grupo personal de trabajo.

Básicamente las maneras o medios de dar respuesta a un derrame de crudo se dividen en:

- **Mecánicos:** A este grupo pertenecen los equipos tales como: bombas, skimmers, barreras de contención, sorbentes, etc.
- **Químicos:** En este grupo se incluyen los dispersantes y otras sustancias.
- **Físicos:** La quema in situ.
- **Biológicos:** Biorremediación y todos los que abarque la Biotecnología.

En la mayoría de los derrames cada uno de ellos es utilizado bajo ciertas condiciones, presentando limitaciones dependiendo de las condiciones climáticas, ubicación geográfica del derrame, volumen vertido, etc.

5.1 PRINCIPALES TÉCNICAS DE RESPUESTA A DERRAMES DE CRUDO

A continuación se detallan las principales técnicas de contrarrestar los derrames de crudo.

5.1.1 Mecánicos

La industria ofrece un mercado de diferentes componentes o accesorios para dar respuesta a los derrames de crudo.

La selección de cada uno de ellos dependerá de muchos factores, medio a trabajar, tierra o agua, condiciones climáticas, volumen, el costo de alquiler, etc.

5.1.1.1 Barreras de contención

La mayoría de los crudos se extienden muy rápido por el agua, por eso es importante tratar de confinar de alguna manera este flujo. El medio más común de juntar el crudo derramado es por el de barreras. Existen diferentes diseños de estas de acuerdo al tipo de derrame y a otros factores que influyen para hacer uso de estos dispositivos como medio de control a los derrames de crudo. Las barreras permiten cercar derrames sobre la superficie del agua.

Se utilizan las barreras de contención para:

- Mantener el crudo en un lugar o área determinado.
- Dirigir el aceite hacia un punto determinado.

Básicamente se usan barreras cuando los derrames de crudo son muy grandes.

Para usar este tipo de contención en ríos se debe tener en cuenta:

- Selección del tipo de barrera a usar.
- Ancho del río en el cual se va a colocar la barrera. Si es posible se debe cubrir todo el ancho del río.
- Angulo de la barrera (basado en la velocidad de la corriente) y la longitud de barrera necesaria.
- Forma de anclaje de la barrera.
- Despliegue de la barrera.

❖ **Características de una barrera.**

Toda barrera debe tener al menos estas características:

- Una porción flotante para impedir el paso de crudo por encima.
- Una falda para impedir el flujo de crudo por debajo.
- Peso suficiente sobre la falda para impedir su movimiento con la corriente del agua.
- Buena flotación.
- Flexibilidad para permitir que la barrera siga los contornos de la superficie del agua bajo la acción del viento y de la corriente.
- Manejo fácil y seguro.
- Fortaleza mecánica para resistir las fuerzas que se ejercen sobre ella.
- Resistencia al desgaste por clima y acción del crudo.
- Almacenamiento compacto.
- Fácil transporte.
- Fácil conexión entre los tramos, con las anclas y las boyas.

❖ **Componentes de una barrera**

Flotación

El tamaño y la forma de una barrera influyen en la estabilidad. La flotación debe ser grande para que resista el efecto de las fuerzas del agua y del crudo una vez sea anclada.

A mayor fuerza de la corriente, mayor flotación es requerida.

Falda

Esta es la propia barrera. El material del cual esta fabricada debe ser por lo menos de poliéster de 22 onzas cubiertas de vinilo. La falda debe tener entre 15 y 30 centímetros de profundidad.

Sistemas de tensión.

Esto es importante pues le dan a la barrera una resistencia contra la fuerza de tensión, pues ellos absorben la mayor parte de las fuerzas de corriente, vientos y olas.

Endurecedores

Como su nombre lo indica, estos componentes le dan firmeza a la barrera, algunas lo tienen en los extremos de los tramos.

Lastre

Es el peso que está localizado en la parte más baja de la falda el cual aumenta la fuerza gravitacional que actúa sobre la barrera y le permite permanecer en posición vertical. Los lastres más comunes son pesos de plomo, cadenas y cables.

Puntos de anclaje

Son orificios localizados en la parte inferior y superior de la barrera.

Conectores

Son los acoples de la barrera, debe distribuir la tensión sobre la barrera.

Las principales características son:

Poder ser conectados en forma rápida y fácil.

Flexibilidad rotacional.

Construcción liviana pero fuerte.

Material resistente a la corrosión.

No tener protuberancias externas peligrosas.

Color

Casi todas son de color brillante, pues se divisan a gran distancia evitando choques contra ella.

Durabilidad

Depende del uso que se le dé y el cuidado que se tiene al trabajarla. La durabilidad depende también del diseño, del material con que está formada, de las partes móviles, etc. De la forma y cuidado al ser usada, por ejemplo donde se va a guardar después de ser usada.

❖ Tipos de Barreras

Existen muchos tipos de barreras. Entre ellos están: barreras de sorbentes, barreras flotantes, barreras improvisadas, etc. Los tipos de barreras más comunes que la industria ofrece son barreras mecánicas y barreras neumáticas (aire). El sistema más utilizado es la barrera mecánica. Cuando no se cuenta con suficiente tiempo para solicitar barreras,

no existen barreras en depósito o el acceso al área de trabajo es muy difícil, hay que recurrir a las barreras improvisadas.

Barreras improvisadas

Son las barreras que se hacen usando los materiales que estén alrededor, por ejemplo palos, materiales absorbentes, como plumas, paja, etc. Son muy útiles en ríos, quebradas, lagos, lagunas, etc.

- **Barreras de palos**

Si existen palos a la mano, se unen sobreponiéndolos y amarrándolos para contener el crudo. Es efectiva si hay poca corriente.

- **Tablas**

Si se trata de un pequeño arroyo se puede utilizar tablas colocadas horizontalmente, permitiendo el flujo del agua por debajo de la tabla y reteniendo el crudo en la superficie. Si se inclina la tabla, el crudo puede ser llevado a la orilla. Si se trabaja colocando tablas paralelas, la operación puede salir más fácilmente.

Barreras de burbuja

Estas barreras se producen cuando se bombea aire por una tubería perforada colocada por debajo de la superficie del agua. Las burbujas de aire crean una contracorriente en la

superficie del agua que retiene el crudo contra un flujo de agua de hasta 0.7 nudos. A veces se instalan estas barreras para proteger los puertos donde las corrientes son relativamente bajas y donde las barreras flotantes estorbarían el paso de embarcaciones. Se debe tener cuidado que los orificios no se tapan con sedimentos u otros objetos u organismos marinos

Barreras sorbentes

Este tipo de barrera es la que está construida por materiales que tiene la capacidad de absorber el petróleo derramado. Estas barreras pueden ser sacos rellenos de arena o paja u otro material.

Son utilizadas para contener y recuperar petróleo en corrientes no tan fuertes como quebradas, pequeños riachuelos, etc.

Tienen limitaciones de accesibilidad, no sirven para aguas profundas, el tiempo de implementación no es corto, las velocidades de las corrientes deben ser bajas.

Su eficiencia disminuye al momento que se va saturando de líquido.

Barreras mecánicas

Es un equipo mecánico o físico que se extiende sobre y por debajo de la superficie del agua, con la finalidad de contener, confinar y concentrar el petróleo derramado para su recolección, a fin de llevarlo a otras áreas o proteger áreas sensibles del impacto del petróleo. Entre las barreras mecánicas se tiene las barreras flotantes.

Barreras flotantes

En el mar son muy utilizadas para cercar el vertido o dirigir la mancha de crudo hacia un sitio de recolección. Se presentan en tres versiones que difieren del diseño de sus flotadores. Estos pueden ser planos, cilíndricos o cilíndricos hinchables.

Ver figura 21.

Figura 21. Barrera flotante



Fuente: www.inverplas.com

❖ Despliegue de las barreras

En aguas tranquilas, o en una bahía, la barrera será normalmente lanzada al agua desde un muelle o una playa y remolcada por una embarcación hasta el lugar del derrame. En alta mar las barreras son normalmente desplegadas desde embarcaciones con equipos especializados.

En la figura 22 se puede observar un despliegue de barrera en el mar.

Figura 22. Despliegue de barrera en el mar, inflada con ventilador portátil



Fuente: www.inverplas.com

❖ **Despliegue de barreras en ríos**

Una manera de usar las barreras es hacer un círculo alrededor de la mancha de crudo y llevarla a un área de recobro en el mismo sitio.

Otra forma es llevar la mancha hacia el sitio de recolección, pero se debe tener algo de corriente para llevar a cabo este proceso. No se recomienda usar barreras cuando las aguas son muy turbulentas o las velocidades de la corriente exceden 6 kilómetros por hora.

El efecto del viento en ríos no es tan importante como en el mar. Este ejerce una fuerza sobre la estabilidad de la barrera y sobre todo en el movimiento de la mancha. Si el viento es en dirección contraria a la corriente, disminuye la velocidad de la mancha, logrando un mejor cercamiento del crudo.

La acción del viento sobre la mancha es de 3.4% de la velocidad del viento en la dirección que éste lleve.

❖ **Despliegue de barreras en ríos de aguas turbulentas.**⁹

Existen tres (3) formas de desplegar barreras en aguas turbulentas. Ellas son:

- **Mano de Obra**

Se utiliza en ríos de escasa profundidad. Los tramos de barrera se conectan en la orilla y se utilizan tres hombres por sección de 15 metros de barrera para llevarla a través del agua y anclarla en posición. Estos hombres deben llevar equipo adecuado para la operación tales como botas altas, chalecos salvavidas, etc. Después se coloca el desnatador y deben haber hombres aguas abajo por si existe algún imprevisto.

- **Uso de corrientes**

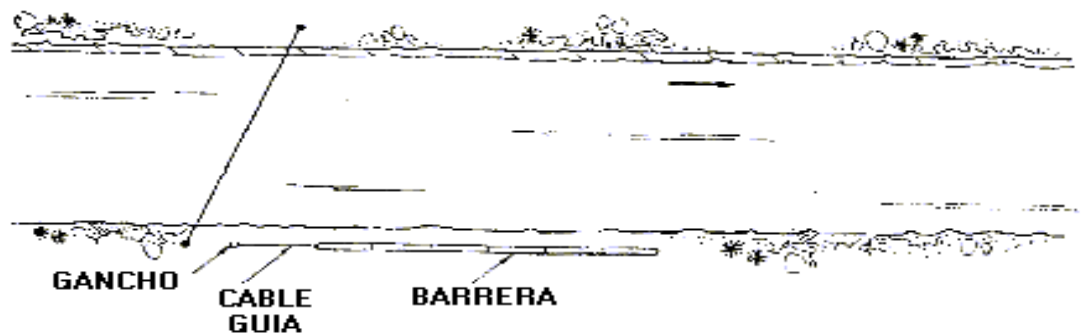
Al usarse el método de anclaje por cable, la corriente ayuda a desplegar la barrera. Los pasos a seguir son:

1. Anclar el cable

⁹ Ecopetrol-Instituto Colombiano Del Petróleo. ICP.“Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza”. Bucaramanga, Septiembre 1992

2. Colocar la barrera en tierra a lo largo de la orilla; colocarle el sistema de arrastre y un cable en la parte anterior de la barrera. Conectar los diferentes tramos de la barrera y asegurarse de que los pines están en su sitio. Ver figura 23.

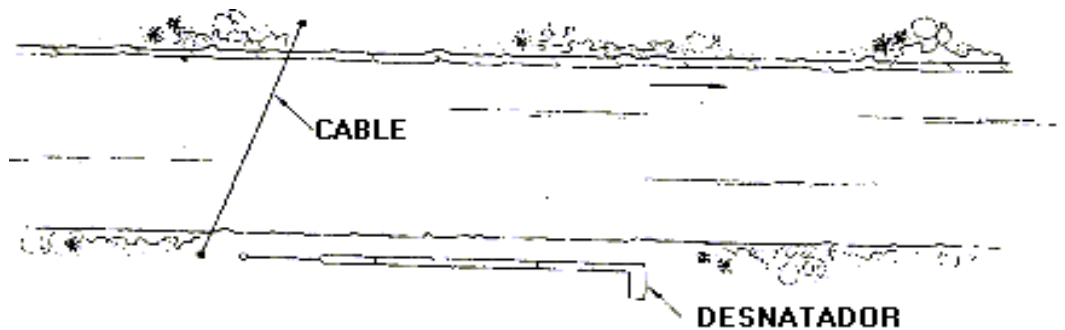
Figura 23. Conexión de tramos de la barrera



Fuente: ECOPETROL, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

3. Si se tiene un desnatador, fijarlo al extremo final de la barrera. Verificar que la barrera se fije en el lado correcto del desnatador y que los pines estén asegurados. Ver figura 24.
4. Amarrar las cuerdas a tierra y a la barrera comenzando desde el extremo distal de la primera barrera y de allí en adelante cada 15 metros. La primera cuerda a tierra será la más larga y cada una subsiguiente será más corta a medida que se aproximan al desnatador. Ver figura 25.

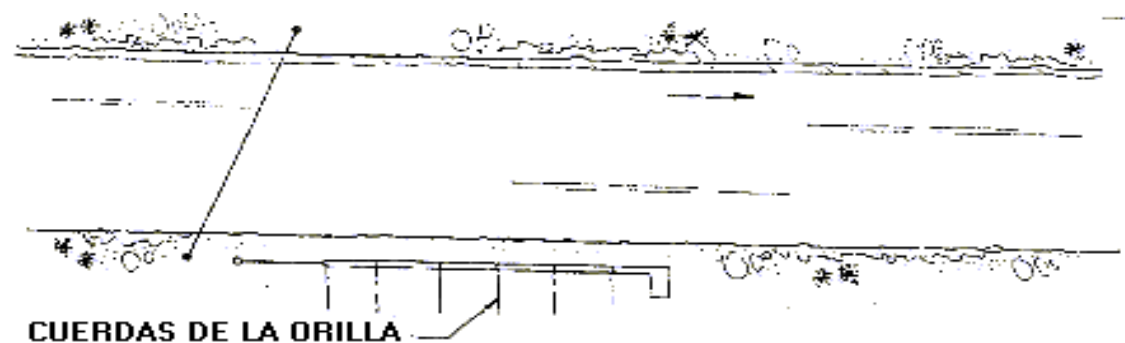
Figura 24. Fijación del desnatador



Fuente: ECOPETROL-ICP, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

Es importante que estas cuerdas estén amaradas a la parte inferior y superior de la barrera. Estos amarres se harán a los conectores metálicos de la sección o a los huecos para boyas. Una tensión uniforme mantendrá la barrera perpendicular a la superficie del agua, brindando estabilidad máxima y optimizando la efectividad de la barrera. Ver figura 26.

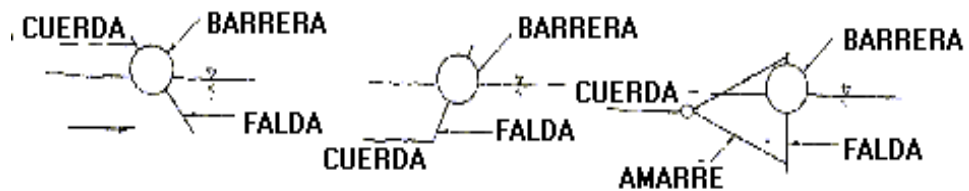
Figura 25. Amarre de cuerdas



Fuente: ECOPETROL-ICP, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

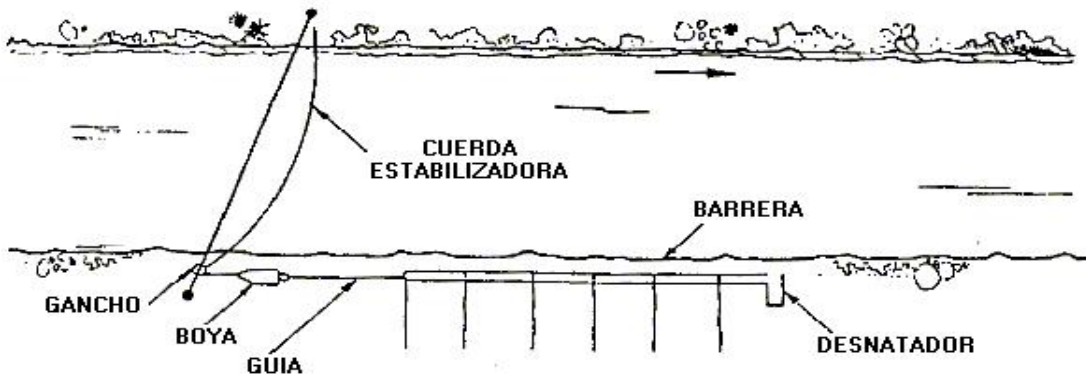
5. Amarrar un cable y una boya al cable principal. La cuerda principal de la boya se amarrará al otro extremo de la boya. La boya actuará como sistema de protección impidiendo que el cable o la barrera se vaya por encima o por debajo del agua. Al cable de amarre se le amarrarán dos cuerdas de tal manera que lleguen a las orillas y se usen para localizar o mantener la barrera en su sitio. Ver figura 27.

Figura 26. Estabilidad de la barrera



Fuente: ECOPETROL-ICP, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

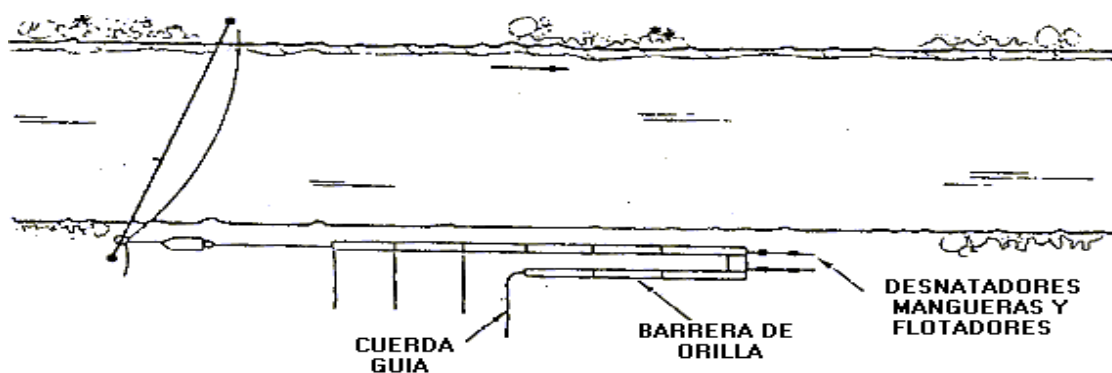
Figura 27. Localización de la boya



Fuente: ECOPETROL-ICP, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

6. Amarrar la barrera de orilla (15 a 30 metros) al desnatador: En el extremo distal amarre una cuerda de 15 metros de longitud y 9 a 12 milímetros de diámetro. Conecte las mangueras y la cuerda de anclaje al desnatador. Ver figura 28.

Figura 28. Conexión de manguera y cuerda de anclaje

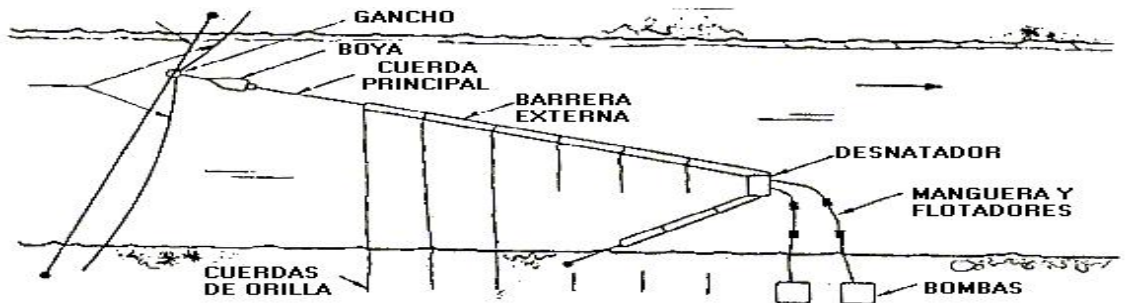


Fuente: ECOPETROL-ICP, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

7. Asignar personal a cada una de las cuerdas principales de las orillas y a las cuerdas cortas, mover la barrera hacia la orilla opuesta. ; si la velocidad del río es grande, la barrera se moverá hacia donde hay una mayor corriente en el río.

Al lograrse el ángulo apropiado, fijar las cuerdas para impedir los movimientos posteriores. Ver figura 29.

Figura 29. Movimiento de barrera hacia la orilla opuesta

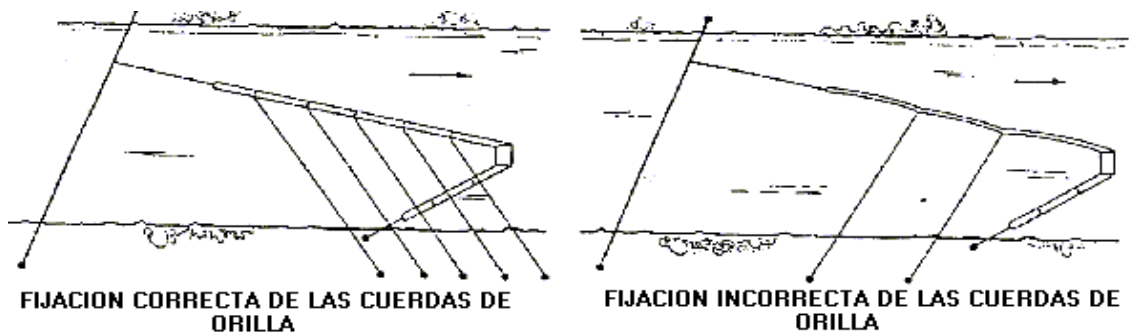


Fuente: ECOPETROL-ICP, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

Una vez que estén en el agua la barrera externa, el desnatador y la barrera de orilla, la barrera se puede enderezar halando las líneas estabilizadoras. Esta operación debe hacerse aguas abajo. Estas cuerdas se aseguran individualmente a la playa.

El desnatador debe flotar libremente y la barrera cercana a la orilla se puede posicionar con la cuerda que está amarrada al extremo cercano a la playa. Ver figura 30.

Figura 30. Comparación de la fijación de las cuerdas de orilla

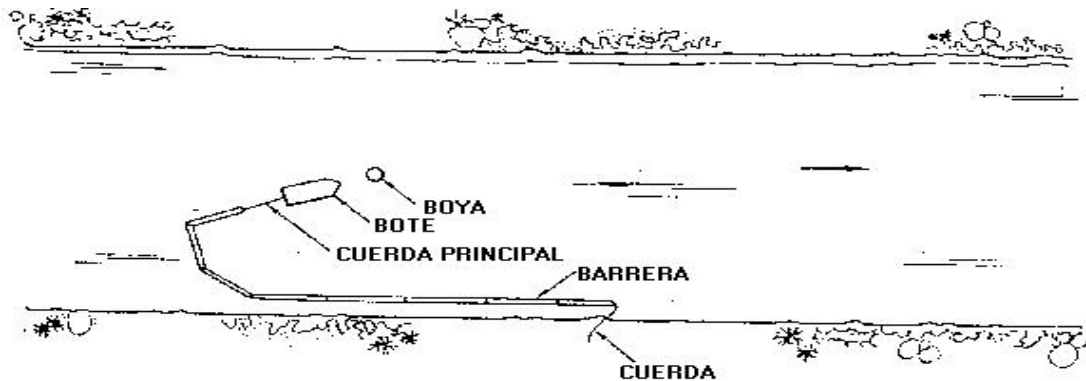


Fuente: ECOPETROL-ICP, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

- **Uso de botes**

La barrera se debe amarrar a la boya. El bote debe tener suficiente potencia para halar la barrera. Esta debe estar colocada en la orilla con sus conexiones terminadas. El desnatador se debe dejar en la orilla hasta que la barrera esté colocada en posición. Al extremo opuesto de la barrera se amarrara una cuerda de manera que ésta se puede dejar en la orilla. Ver figura 31.

Figura 31. Procedimiento con bote



Fuente: ECOPETROL-ICP, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

Los pasos siguientes se tienen en cuenta para halar la barrera y colocarla en su lugar:

1. Halar la barrera tan pegada a la orilla como sea posible, hasta que se haya llevado la mitad de la barrera aguas arriba de la boya o del punto de anclaje deseado.
2. Dar vuelta al bote y dirigirse aguas abajo hacia la boya. Utilizando el gancho en la cuerda principal, amarrar la barrera a la boya.

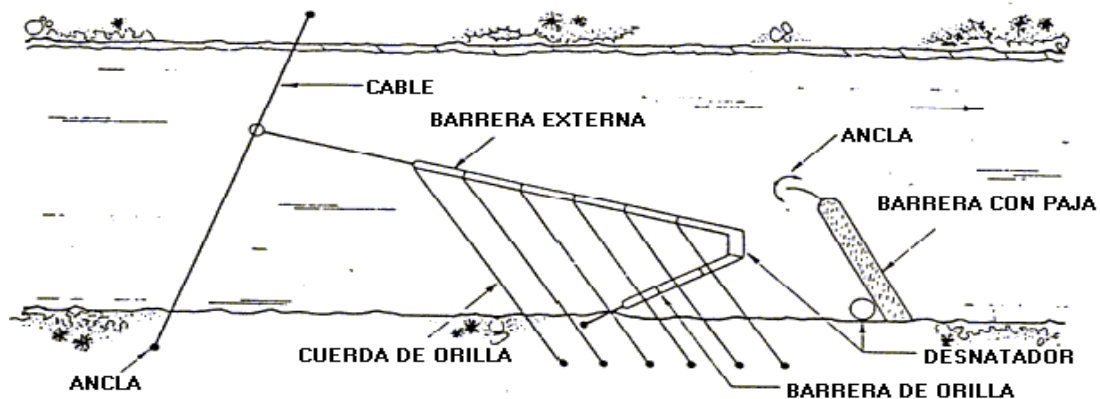
3. El extremo final aguas debajo de la barrera se puede halar y colocar en su lugar utilizando la cuerda que está amarrada.

Hay diversas formas de configurar la barrera. Dependiendo de la velocidad de la corriente y del estado del cuerpo de agua. En situaciones de corrientes rápidas, el propósito principal de la barrera es dirigir el crudo de la sección más rápida hacia la orilla en donde la corriente es menor y las operaciones de recobro son más eficientes. Ver figura 32.

Para medir la velocidad de la corriente se deja un pedazo de madera en la corriente y se mide cuanto tiempo gasta en recorrer una determinada distancia. Ver tabla 1.

Al desplegar una barrera en un río se debe determinar un ángulo al cual se va a colocar la barrera contra la corriente.

Figura 32. Arreglo típico de barrera



Fuente: ECOPETROL-ICP, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

Tabla 1. Tiempos requeridos contra velocidad de la corriente

TIEMPO REQUERIDO POR LA MADERA PARA RECORRER 30 m	CORRIENTE (Km/h)	VELOCIDAD (m/s)
216	0.5	0.14
108	1.0	0.28
72	1.5	0.42
54	2.0	0.56
43	2.5	0.69
36	3.0	0.83
31	3.5	0.97
27	4.0	1.11
24	4.5	1.25
22	5.0	1.39
18	6.0	1.67
15	7.0	1.94
14	8.0	2.22
12	9.0	2.50
11	10.0	2.78

**Fuente: ECOPETROL, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza.
Bucaramanga, Septiembre 1992.**

Dependiendo del ángulo, por ejemplo si es muy grande, el crudo pasara por debajo de la barrera ya que se soltará de sus anclas.

El ángulo se mide con relación a la corriente del río. Ver tabla 2.

❖ Despliegue de barreras en lagos

A veces el viento es aliado en estos casos, ya que la mancha tiende a irse hacia una de las orillas. Si esto sucede se despliega una barrera alrededor del aceite para impedir que una inversión en la dirección del viento termine por sacar el crudo.

En la mayoría de los casos la mancha se extenderá sobre la superficie del agua y tendrá que ser limitada y dirigida hacia la orilla para su recolección.

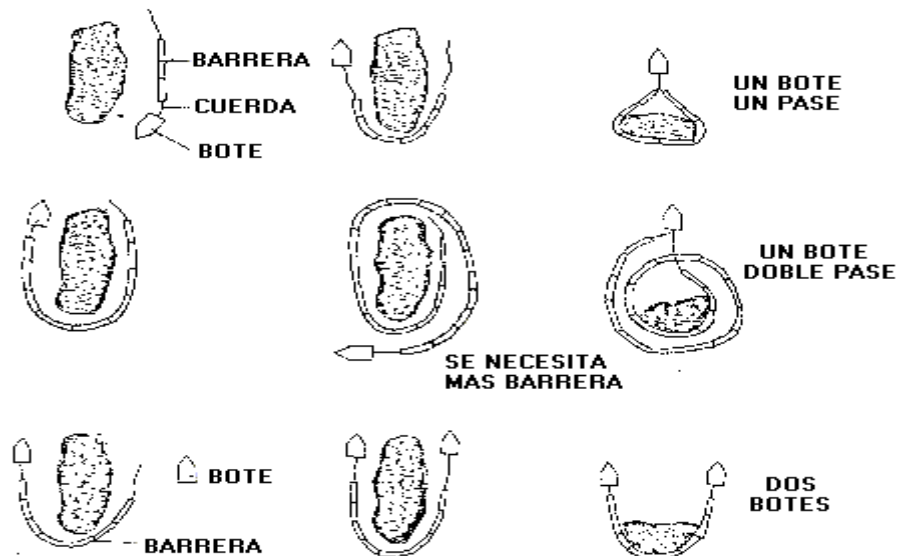
Sé despliega una barrera alrededor de la mancha con la ayuda de botes. Ver figura 33.

Tabla 2. Velocidad de la corriente y ángulo de barrera

VELOCIDAD DE LA CORRIENTE (Km/h)	ANGULO DE LA BARRERA (GRADOS)
0.1 – 1.6	60
1.6 – 3.2	45
3.2 – 6.4	15

Fuente: ECOPETROL, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

Figura 33. Uso de botes y barreras en la contención en lagos.



Fuente: ECOPETROL, Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992.

❖ **Despliegue de barreras en el mar**

Por medio de dos embarcaciones se puede remolcar barreras de longitud de 300 metros en configuración de U, V y J. El dispositivo recolector es remolcado ya sea junto con la formación de las barreras o por una tercera embarcación detrás de la barrera. El recolector debe estar en la parte más ancha de la mancha pero no se debe dejar que roce la barrera.

5.1.1.2 Equipos o elementos recolectores

Cuando el aceite derramado se encuentra confinado, lo ideal es recuperarlo de la superficie del agua. Tan pronto como sea posible, se despliegan barreras en el lugar afectado , se debe movilizar equipo y personal para tratar de aprovechar el espesor de la capa, para evitar operar con petróleo degradado, y minimizar las posibles pérdidas de líquido que se originan por fallas en las barreras.

❖ **Recolectores (Skimmers)**

Un recolector puede ser definido como un equipo mecánico diseñado para remover el petróleo desde la superficie del agua sin causar mayores alteraciones en sus propiedades físicas o químicas. En la figura 34 se puede apreciar un skimmer de discos. Ver figura 34.

Figura 34. Skimmer de discos



Fuente: www.iclam.gov.ve/art1.htm

La viscosidad del crudo derramado determina el tipo de skimmer a usar para que su recuperación sea de una gran efectividad.¹⁰

En general, estos equipos pueden ser clasificados de acuerdo a sus principios básicos de operación en cinco categorías:

Recolectores de Vertedero

Este tipo de recolector aprovecha la fuerza de la gravedad que permite separar el petróleo del agua. Estos equipos, en su forma más simple, consisten, de un vertedero o presa, un estanque y una conexión hacia una bomba exterior. Algunos de estos equipos traen incorporada la bomba.

¹⁰ Skimmers Davit Sales Inc. www.davitsalesinc.com ON LINE

Existen diversos equipos del tipo de vertedero de una simplicidad para ser operados.

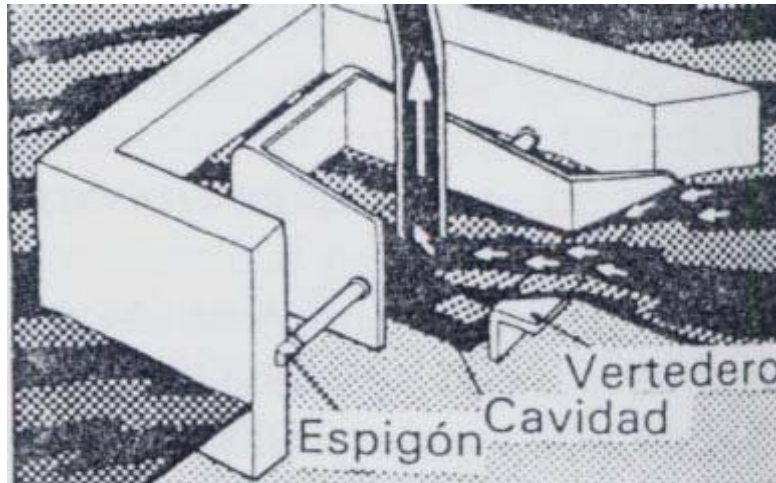
La parte superior de un recolector flotante de vertedero está ubicada a un cierto nivel con respecto a la superficie del agua. El agua y el petróleo llegan hasta la parte superior y caen en un depósito especial. A medida que el petróleo que hay en la superficie del agua cae dentro del vertedero, es aspirado continuamente por una bomba. El ideal es que este equipo éste ajustado de manera tal que la parte superior quede exactamente en la interfase agua / petróleo con el objeto de minimizar la cantidad de agua captada junto con el petróleo. Sin embargo, en la práctica esto es muy difícil pese a las variadas técnicas usadas para bajar o subir el nivel de los vertederos. El recuperador de tipo vertedero utiliza un sistema de flotación especial ajustable en el nivel requerido.

El crudo fluye por encima de un vertedero autonivelante hacia la cavidad en el recolector y es bombeado hacia un depósito. Ver figura 35.

Estos equipos pueden operar con una gran variedad de bombas y han sido usados con bastante éxito para recuperar petróleo de baja viscosidad. Un problema es inherente al diseño, cuando tiende a aspirar demasiada agua en relación a la cantidad de aceite recuperado. En consecuencia las tasas de bombeo deben ser ajustadas.

El problema más agudo de estos equipos es su vulnerabilidad con el efecto de las olas, ellos tienden a cabecear en aguas un poco movidas aspirando el aire cuando están por sobre el nivel o agua cuando están bajo el nivel. Algunos dan vuelta de campana en aguas movidas.

Figura 35. Recolector Tipo Vertedero



Fuente: ITOPF- The International Tanker Owners Pollution Federation
Response To Marine Oil Spills. London. England. 1987.

Recolectores de Succión

Los recolectores de aspiración son similares en muchos aspectos a los equipos del tipo vertedero y tienden a presentar problemas de la misma naturaleza.

Estos equipos también trabajan en la superficie del agua, generalmente utilizan un sistema separado de bombas de vacío y están ajustados para flotar en la interfase agua/petróleo. Debido a que son muy compactos con poco calado, estos equipos son de mucha utilidad en aguas someras y en áreas confinadas, por ejemplo debajo de un muelle.

La cabeza de aspiración de este recolector es simplemente una prolongación de la manguera de aspiración que aumenta el área de la superficie desde el cual aspira una

bomba a distancia. Este equipo es simple de operar, requiere poco o ningún ajuste y recupera con alta eficiencia una amplia gama de aceites de diferentes viscosidades. La capacidad máxima de la mayoría de los recolectores de succión está determinada por el tamaño de la manguera que va hasta la bomba misma. Tal como ocurre con los equipos de vertedero, estos recolectores pueden taponarse con basura y requieren de una constante atención para evitar daños a la bomba. Tienden a caer sobre la superficie de la agua con corrientes superiores a 0,6 nudos, resultando en pérdida de succión.

Estos equipos son más efectivos en aguas tranquilas cuando se usan barreras de contención que dirigen el flujo de aceite hacia la cabeza flotante del recolector.

Otra forma de recolección es por medio de los camiones de vacío, que normalmente son empleados para otros propósitos, tales como el drenaje de pozos sépticos. A medida que este es el equipo de recolección de petróleo más accesible y puede ser relativamente efectivo cuando la mancha está concentrada en capas gruesas. El líquido es succionado desde la superficie del agua por una o más mangueras conectadas al camión de vacío.

Un problema común es la gran cantidad que se aspira junto con el petróleo.

Recolectores Centrifugos

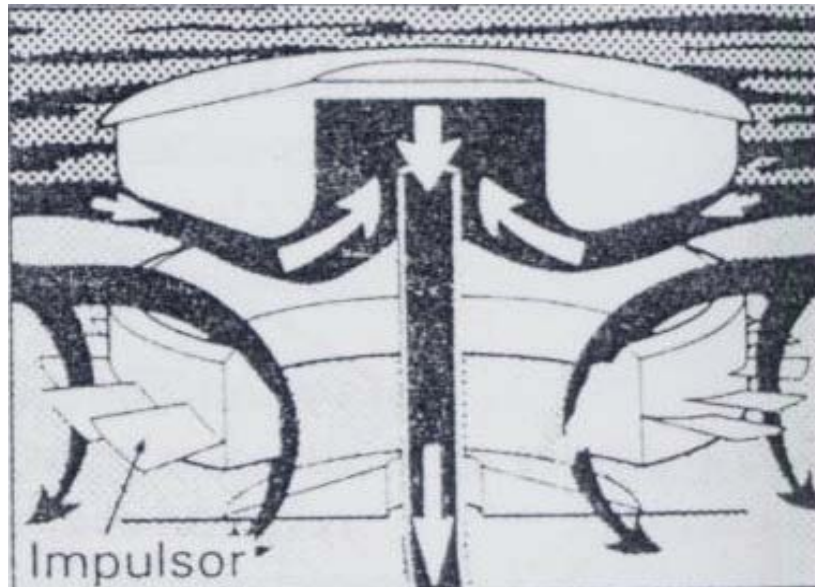
Este recolector está diseñado para operar por la formación de un remolino o vórtice de agua, que arrastra el petróleo hacia un área de recolección.

Desde allí el petróleo pasa a un separador de agua / petróleo para su recuperación.

Tiene limitaciones de corrientes y de olas similares a la mayoría de recolectores del tipo vertedero y por lo general operan con poca eficiencia en olas mayores de 60 centímetros o en corrientes que excedan de 0,6 nudos.

Un remolino producido por un propulsor hace que el petróleo se concentre en el centro del vórtice debido a los efectos centrífugos. El crudo es bombeado por la parte superior y el agua no contaminada sale por la parte inferior. Ver figura 36.

Figura 36. Recolector Tipo Vórtice



Fuente: ITOPF-The International Tanker Owners Pollution Federation Response To Marine Oil Spills. London. England. 1987.

Recolectores Sumergidos

Este tipo de recolector generalmente es de tamaño grande en comparación con los equipos descritos anteriormente, está generalmente montado o incorporado en una embarcación autopropulsada. El petróleo que está en línea por donde avanza el

recolector es llevado hacia debajo de la superficie por una correa que se mueve con un determinado ángulo de inclinación. Esta correa lleva el petróleo hacia abajo hasta la boca de un depósito desde donde finalmente sube a la superficie por diferencia de densidades.

El agua junto con el petróleo recolectado pasa por debajo del depósito hacia fuera por una puerta de descarga. El petróleo que se adhiere a la correa es removido por un elemento mecánico que está ubicado junto o en el interior del depósito. Este aceite es luego almacenado en un dispensador cercano.

Son altamente eficientes con viscosidades bajas y cuando la mancha es relativamente delgada.

Los recolectores sumergidos no son muy afectados por las basuras, aun cuando varios modelos tienen rejillas para minimizar la cantidad de basuras que pasa con el petróleo hacia el pozo de recolección. Aun cuando las olas disminuyen en cierta medida la eficiencia de los recolectores sumergidos, su efecto no es tan grande como el que generalmente se observa en los equipos de vertedero, succión o centrífugos. Como los recolectores sumergidos son generalmente más grandes y tienen que desplazarse para recolectar el petróleo, son muy adecuados para limpiar el petróleo en áreas confinadas o adyacentes a barreras de contención. Sin embargo, este tipo de aparato puede ser utilizado para recuperar una mancha que flote libremente y, al contrario de la mayoría de los otros recolectores, la capacidad y el rendimiento de recolección son relativamente altos.

Recolectores de sorbentes superficiales (oleofílicos)

Este tipo de recolector incorpora una superficie a la cual el petróleo se adhiere y de esta manera es posible removerlo desde el agua. La superficie sorbente u oleofílica puede tener la forma de un tambor, de un disco, o de una correa sin fin o de una cuerda, que es movida continuamente a través de la película de petróleo.

El líquido recuperado en cada una de estas superficies es removido ya sea por un limpiador a presión o por un sistema de roletes a presión y posteriormente depositado en un contenedor de a bordo o bombeado hacia facilidades de almacenamiento en una embarcación o en tierra.

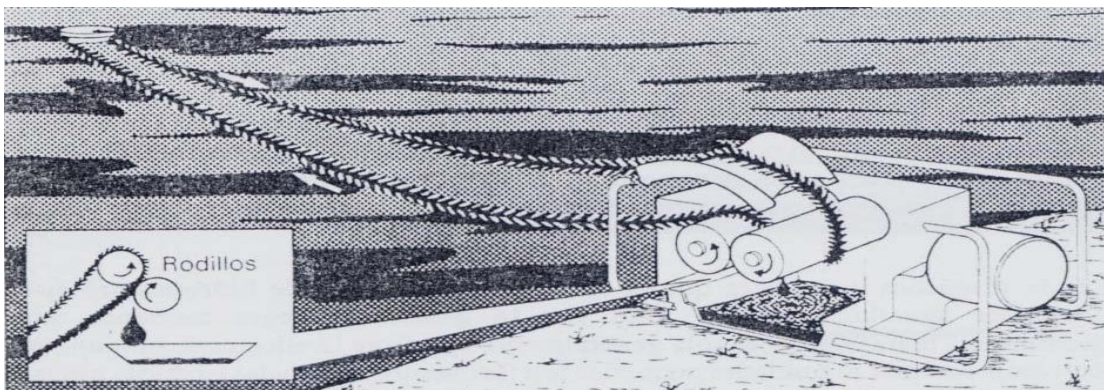
Estos equipos varían de tamaño, tienen una alta capacidad de recolección, siendo más efectivos con petróleos de viscosidad mediana. La superficie varía según el fabricante y el modelo y van desde tambores y otros aparatos metálicos hasta plásticos pueden ser utilizados en una mayor gama de hidrocarburos que los metálicos y debido a que no absorben gran cantidad de agua pueden operar continua y eficientemente con manchas de petróleo relativamente delgadas.

Un problema asociado con algunos tipos de recolectores de sorbentes superficiales es la tendencia de las correas sin fin u otras superficies adherentes a lanzar el petróleo fuera del recolector causando turbulencias o provocando olas de presión que llegan al agua, especialmente cuando el recuperador está avanzando sobre la mancha. Este inconveniente puede ser minimizado disminuyendo la velocidad de rotación de la superficie adherente, pero esto reduce la tasa de recolección de petróleo. En cierta

medida, han evitado este problema combinando el principio de sorbente superficial con el principio de inmersión.

Una cuerda con núcleo central de tensión, a través de la cual se han entretejido hebras oleofílicas formando una larga soga continua. La soga flotante es movida por dos rodillos propulsores alrededor de una polea de retorno. Los rodillos exprimen el crudo hacia un tanque de almacenamiento. Ver figura 37.

Figura 37. Recolectores de Cuerda Oleofílica



Fuente: ITOPF -The International Tanker Owners Pollution Federation Response To Marine Oil Spills. London. England. 1987.

La industria presenta gran variedad de estos dispositivos. Algunos ejemplos de ellos son presentados en la sección de anexos.

5.1.1.3 Productos Sorbentes o Absorbentes

Se sabe que el crudo que flota en el agua se puede cubrir con alguna sustancia sorbente, tal como el heno seco, paja, etc. La utilización de estas sustancias, especialmente en

aguas confinadas, donde se puede agitar para que el material se empape bien de crudo, es uno de las mejores técnicas para retirar pequeñas cantidades de aceites viscosos.

Estos materiales se han usado con éxito, ya que por su superficie oleófila, los aceites quedan atrapados entre la estructura de las fibras y no en razón de su capilaridad.

Absorben de 5 a 10 veces su peso.¹¹

La viruta de la madera también puede servir como sorbente. Se debe tratar previamente con un repelente al agua, para que la madera no la absorba, pues de lo contrario el sorbente termina hundiéndose.

En algunas partes del mundo se han usado cenizas volcánicas, piedra pómez, madera petrificada, etc. Muchos polímeros sirven como sorbentes, pues retienen bien el líquido cuando se emplean en forma de espuma o de fibra.

La preparación de algunos de estos polímeros como el poliuretano es fácil ya que se mezclan los componentes y al momento se tiene una espuma deseada, evitando o disminuyendo cuidados en transporte y almacenamiento.

No existe una sustancia que sea la mejor, porque los criterios de eficacia se contrarresta con la disponibilidad y con el precio. En determinados casos, una sustancia técnicamente menos satisfactoria puede tener una relación costo-rendimiento muy superior a otra

¹¹ OMI-ORGANIZACIÓN MARÍTIMA INTERNACIONAL. Manual sobre la contaminación ocasionada por hidrocarburos. Parte IV. Londres. England. Edición revisada.1980.

técnicamente menos satisfactoria pero más costosa. Otra manera es usar material en gránulos, en terrones o troceado que se distribuye por encima del crudo flotante, agitar el material para que sorba el crudo y recogerlo después. Esta operación es difícil de llevarla cabo en mar abierto.

La selección del material depende de su precio, de la disponibilidad y eficacia. El rendimiento depende de la tensión superficial crítica entre el crudo y las materias sólidas, de la superficie disponible del sorbente y de la viscosidad del crudo.

El crudo debe empapar el material y mantenerse inmerso en el agua de manera que no se libere de nuevo el aceite. El uso del material no es ilimitado, su duración depende del uso que se le dé, del cuidado y de la presión con que se escurre para retirar el líquido, etc.

En la mayoría de países desarrollados es fácil obtener un gran número de sorbentes industriales, o productos que se adaptan para sorbente.

Presentación del sorbente

Se presentan bajo diversas formas:

- Correas, astillas, fregadores
- Almohadas, telas oleofílicas, etc. Ver figura 38.
- En polvo, fibras, bolas
- Láminas

Figura 38. Tela oleofílica usada como absorbente



Fuente: www.publstatic.com

A continuación se cita una lista de sorbentes que son comunes en el mercado:

- **Minerales:** carbón activado, polvo de carbón, cal, arcilla, cenizas, perlita, etc.
- **Vegetales:** aserrín, cortezas de árbol, heno, algas marinas, paja, etc. Ver figura 39.
- **Sintéticos:** poliestireno, poliuretano, espumas de resinas, etc.

Figura 39: Aserrín usado como absorbente



Fuente: Investigación de los autores

Aplicaciones prácticas de la sorción

La recuperación mediante sorbentes comprende cuatro etapas básicamente:

a) Distribución de los sorbentes

Esta distribución depende del crudo, del volumen vertido, y de la forma material del sorbente que se utilice.

En lugares de acceso relativamente difícil donde la descarga es de poco volumen se usa a mano material como estropajo, donde el método de trabajo de limpieza ha dejado residuos.

Los sorbentes deben seguir flotando aunque estén saturados de aceite. En las superficies del agua en movimiento se puede retener el material sorbente que flota en forma de bolas, fibras, gránulos, discos y laminillas controlando su movimiento por medio de redes de superficie, barreras, etc.

También se puede espolvorear espumas y fibras sorbentes que se han fabricado in situ.

b) Recogida de los sorbentes

A veces por efecto de la corriente los sorbentes pueden pasar por debajo de la barrera.

Es imposible usar estos sorbentes cuando hay corrientes o mareas muy fuertes. Si es imposible recoger el sorbente, éste debe ser inerte y biodegradable.

La tabla 3 muestra una lista de sorbentes que se pueden obtener rápidamente.

c) Separación del sorbente

Se puede usar un rodillo escurridor, se debe tener un tiempo mínimo entre recogida y la separación, pues el sorbente tiende a escurrir el crudo antes de llevarlo al sitio indicado.

Tabla 3. Productos sorbentes de fácil obtención

Productos Minerales	Productos Vegetales	Productos Sintéticos
Carbón activado	Cortezas de árbol	Virutas de plásticos Poliestericos
Polvo de carbón	mazorca de maíz, molida	Poliestireno
Cal	Heno	Poliuretano
Arcilla	Algas marinas	Espumas de resinas
Cenizas volantes	Fibra de madera modificada	Formaldehído de urea
Perlita	Turba	
Talco	aserrín	
Ceniza volcánica	Paja	

Fuente : OMI. Organización Marítima Internacional. Manual sobre la contaminación ocasionada por hidrocarburos. Parte IV

d) Eliminación o reutilización del sorbente y del crudo recuperado

No sólo con obtener el material impregnado de aceite ya está solucionado el problema del derrame, se debe tener una clara decisión de qué se van hacer con él.

Lo ideal es volver a usar el sorbente. Si se requiere el sorbente, se tiene que llevar a cabo la eliminación del residuo de aceite. Si ya están separados se debe tener un sitio para almacenamiento del aceite. Si no se han separado, el material es de gran volumen y se tiene que decidir que hacer con el sorbente con aceite.

Ningún material sorbente se puede volver a utilizar de manera ilimitada; su duración dependerá del tipo de aceite, del cuidado con que se maneje el material, de la presión con que se escurre, etc.

Una manera de almacenar los fluidos recuperados es llevando al sitio del derrame unas bolsas inflables para almacenar el aceite.

La industria petrolera en nuestros días está muy adelantada en lo que se refiere a las sustancias sorbentes, pues debido a la continua investigación se han creado materiales de alta capacidad de sorción y fácil manejo.

5.1.1.4 Recuperación manual

Aun siendo un trabajo muy lento y de mucha duración, la recuperación manual del petróleo con baldes, palas o equipos similares es una técnica muy utilizada. Esta forma de

enfrentar el problema se utiliza comúnmente en derrames ocurridos cerca de lugares poblados y costas afectadas o alcanzadas por grandes manchas de petróleo.

Los aceites más viscosos son más rápidamente recuperados manualmente que aquellos de baja viscosidad.

Un hombre puede remover un promedio de 50 y 80 kilos de residuos por hora.

Normalmente se utiliza en áreas rocosas costeras, donde han quedado charcos y que es imposible usar cualquier medio mecánico para la recuperación.

Se debe tener un sitio predeterminado para la disposición del material recuperado contaminado.

- **Limpieza de playas y costas marinas:**

La limpieza de las playas y costas requiere el esfuerzo de muchos puesto que a veces las zonas son de difícil acceso.

En las operaciones de limpieza de estas zonas se procura no utilizar maquinaria pesada para no causar daños físicos al área afectada.

Las playas se pueden limpiar con palas, rastrillos, baldes, etc., arrancando el crudo impregnado y dándole una disposición final.

Para la limpieza de rocas se puede usar otros métodos como:

- **Chorro de baja presión con agua de mar a temperatura ambiente.**

Para aplicar apropiadamente esta técnica se requiere de un esfuerzo coordinado de muchos operarios así como una gran cantidad de equipo. Existen obvias ventajas al realizar el lavado del crudo libre de la costa sin causar ningún daño físico, pero es necesario retener el vertido mediante el empleo de una barrera y recuperarlo con ayuda de desnatadores antes de que pueda contaminar otras costas. También es preferible que no se lave el crudo hacia abajo a través de las áreas más sensibles de la costa inferior, así que las operaciones deben llevarse a cabo cuando el nivel de la marea esté casi a la altura de la roca contaminada. Para lograr los resultados deseados, la presión y el volumen del agua deben ser regulados constantemente.

- **Chorro de agua fría o caliente a alta presión y limpieza a vapor**

Estos métodos son muy destructivos y solo deberían aplicarse si la preocupación acerca de la destrucción completa de la comunidad de la costa rocosa natural y su tasa de recuperación se ve anulada por otros factores. Si se les utiliza en áreas pequeñas de la costa alta para eliminar las manchas de alquitrán o de petróleo, deben llevarse a cabo durante mareas altas o de tal forma que el agua contaminada pueda contenerse y ser retirada.

A veces la mancha se va depositando en lugares de difícil acceso a los equipos o materiales usados para su recuperación.

Este método suele hacer más mal que bien porque a veces entierra el hidrocarburo más profundamente en la arena y mata todo ser vivo de la playa. Ver figura 40.

Figura 40. Lavado de costa con chorro a presión



Fuente: www.uscg.mil/d1/staff/m/rrt/shore.html

Se ha comprobado que este método en ocasiones no es conveniente pues se ha usado y se ha observado que en zonas que se habían dejado para que se limpiaran de forma natural, al cabo de unos meses estaban en mejores condiciones que las que se habían sometido al tratamiento, demostrando que consideraciones estéticas a corto plazo no deben imponerse a planteamientos ecológicos más importantes a largo plazo.

5.1.2 Químicos

Existen diferentes sustancias químicas que ayudan a minimizar o controlar los derrames de crudo. Entre ellas se tiene a las siguientes:

agentes de hundimiento, agentes gelatinosos, detergentes, dispersantes, etc.

A continuación se hace énfasis en el uso de dispersantes pues es uno de los más desarrollado y usados en estos casos.

5.1.2.1 Uso de dispersantes

Los primeros dispersantes estaban constituidos por un agente tensoactivo en un disolvente de crudo; el producto se aplicaba directo sobre la mancha. Hoy día, los agentes tensoactivos suelen presentarse en forma concentrada diluible en agua de mar antes de su aplicación.¹²

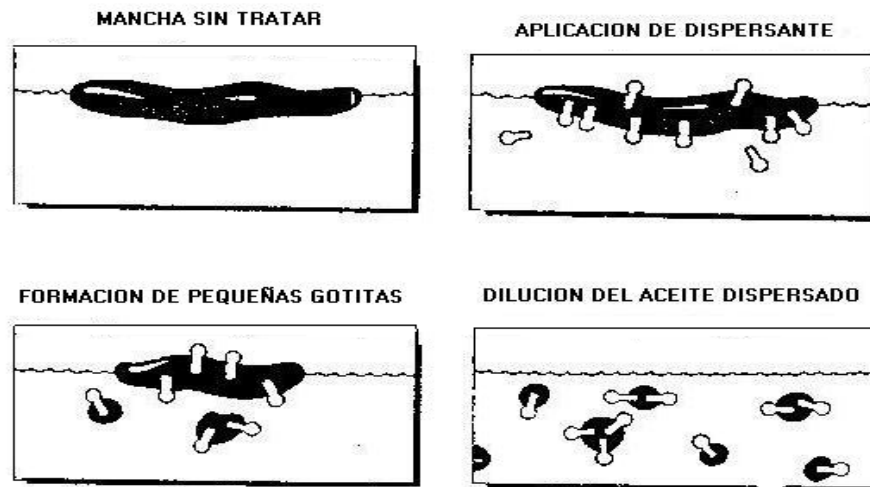
Cuando existen derrames de crudo en el medio marino y se desea obtener buen resultado, éste dependerá del tipo y viscosidad de los dispersantes.

Básicamente un dispersante es un agente de superficie activo cuya estructura molecular tiene afinidad por el crudo (oleófila) y otra que tiene afinidad por el agua (hidrófila). Cuando se aplica a una mancha y se mezcla con esta, las moléculas se arreglan en la interfase aceite / agua de tal manera que se reduce la tensión interfacial entre estas sustancias, ayudando a la formación de pequeñas gotas de aceite dispersado con un área superficial combinada mayor que la mancha de aceite inicial. Ver figura 41.

¹² Response To Marine Oil Spills-ITOPF-The International Tanker Owners Pollution Federation Ltd-London ,UK

A menor tamaño de las gotas mayor es la probabilidad de que se mantengan suspendidas en el agua. Para la mayoría de los crudos es poco probable que el crudo regrese a la superficie, excepto en condiciones de aguas tranquilas, siempre y cuando las gotas producidas tengan un diámetro promedio de 0.2 mm o menor.

Figura 41. Mecanismo de dispersión



Fuente : Reacción a derrames de petróleo en el mar. Capítulo III

❖ Parámetros de selección de dispersantes

Toxicidad: No sólo se evalúa la toxicidad sino la mezcla de éste con el crudo. Se debe observar la afinidad de la mezcla crudo-dispersante por los organismos filtradores. El uso de dispersantes preocupa, ya que entra un contaminante más al mar, ocasionando una concentración local de crudo en la columna de agua, pudiendo afectar algunas especies marinas existentes en el área.

Persistencia en el medio marino: Deberá ser del mismo orden de magnitud que la del aceite que se han de dispersar.

Eficacia: No siempre, si es eficaz en el mar, es eficaz en tierra, algunos disminuyen su efectividad si se mezcla con agua de mar antes de su aplicación.

Costo: Depende de la eficacia. Según la experiencia que se tenga por operaciones, se tiene una referencia de cual dispersante es bueno para determinados casos.

❖ Tipos de dispersante

Existen de dos tipos de dispersantes:

- **Dispersantes a base de hidrocarburo o dispersantes convencionales**

Los cuales tienen una base de solvente de hidrocarburo y una proporción de 15 a 25% de surfactante. Las tasas de aplicación por lo general varían entre 1:1 y 1:3 (dispersante: hidrocarburo).

Las primeras formulas a base de hidrocarburo, denominadas a veces de “primera generación”, utilizaban solventes aromáticos tóxicos mientras que los actuales, conocidos como “de segunda generación”, tienen un solvente sin compuestos aromáticos.

- **Concentrados o dispersantes auto-mezclantes**

Tienen solventes de alcohol o glicol y por lo general contienen una proporción mayor de surfactantes. Estos productos “de tercera generación” deben ser aplicados preferiblemente puros, pero pueden ser diluídos con agua de mar antes de ser rociados. Por lo general las tasas de aplicación están en un rango de 1:5 y 1:30 (dispersante puro: hidrocarburo)

Se debe tener una buena mezcla entre el dispersante y el crudo para obtener una buena dispersión.

El punto de fluidez de un crudo es la temperatura por debajo de la cual éste no fluye.

La tabla 4 muestra algunos ejemplos de crudo los cuales pueden ser tratados con dispersantes como otros que no pueden ser tratados debido a su alto punto de fluidez.

- ❖ **Formas de aplicación en el mar**

Para la aplicación de dispersantes se debe tener en cuenta el tipo de dispersante, el tamaño, ubicación del derrame y la disponibilidad de embarcaciones o aeronaves para el rociado.

Existen en el mercado grandes y pequeñas naves. Estas naves pequeñas no son muy apropiadas para grandes operaciones ya que por su tamaño no cuenta con suficiente área para almacenamiento de dispersante.

Tabla 4. Hidrocarburos con Puntos de Fluidez Altos

CRUDO	PUERTO DE CARGA	PAIS	GRAVEDAD °API	VISCOSIDAD	PUNTO DE FLUIDEZ	
					°C	°F
Amma	Ras Lanuf	Lybia	36.1	13	18	65
Ardjuna	SBM	Indonesia	37.7	3	27	80
Bachaquero	La Salina	Venezuela	16.8	275	-23	-10
Bahia	Salvador	Brazil	35.2	17	38	100
Bakr	Ras Gharib	Egypt	20.0	152	7	45
Bass Strait		Australia	46.0	2	15	60
Belayim	Wadi Feiran	Egypt	27.5	18	6	43
Boscán	Bajo Grande	Venezuela	10.3	20.0000	15	60
Bu Attifel	Zueitina	Libya	40.6	-	39	102
Bunju	Balikpapan	Indonesia.	32.2	3	17.5	63
		E .Kalimantan				
Cabinda	SPMB-Gamba	Angola	32.9	20	27	80
Cinta	SBM	Indonesia,	32.0	-	43	110
		Sumatra				
Duri	Dumai	Sumatra	20.6	100	14	57
El Morgan		Egypt	32.3	9.5	7	45
Es Sider	Shaukeer	Libya	37.0	5.7	9	48
Gamba	Es Sider	Gabon	31.8	38	23	73
Gippsland	Western Port Bay	Australia	44.4	2	15	60
Handil	SBM	Indonesia.	33.0	4.2	29	85
		E.Kalimantan				
Heavy Lake Mix	La Salina	Venezuela	17.4	600	-12	10
Iranian	Nowruz Bahrgan	Iran	18.3	270	-26	15
Jatibarang	SBM	Indonesia,Java	28.9	-	43	10
Jobo/Morichal	Puerto Ordaz	Venezuela	12.2	3780	-1	30
Lagunillas	La Salina	Venezuela	17.7	500	-20	-5
Mandji	Cap Lopez	Gabon	29.0	17	9	48
Merey	Puerto La Cruz	Venezuela	17.2	520		
Minas	Dumai	Indonesia	35.2	-	32	90
		Sumatra				
Panuco	Tampico	Mexico	12.8	4700	2	35
Pilon	Carpito	Venezuela	13.8	1900	-4	25
Qua Iboe	SBM	Nigeria	35.8	3.4	10	50
Quiriquire	Carpito	Venezuela	16.1	160	-29	-20
Ras Lanuf	Ras Lanuf		36.9	4745		
Río Zulia	Santa Maria	Colombia	40.8	4	7	45
San Joachim	Puerto La Cruz	Venezuela	41.5	2	24	75
Santa Rosa	Puerto La Cruz	Venezuela	49.4	2	10	50
Seria	Lutong	Brunei	36.9	2	2	35
Shengli	Qingdao	R.P.China	24.2	-	-21	70
Taching	Darien	R.P. China	33.0	1383595		
Tia Juana	Puerto Miranda	Venezuela	13.2	>10000	-1	30
Pesada						
Wafra	Mina Saud/Mina	Neutral Zone/Kuwait	18.6	270	-29	-20
Eocene	Abdulla					
Zaire	SBM	Zaire	34.0	20	27	80
Zeta North	Puerto La Cruz	Venezuela	35.0	3	21	70

Fuente: Reacción ante Derrames de Hidrocarburos en el mar-ITOPF

Rociado con embarcaciones

El uso de dispersantes concentrados permite la mejor utilización de las capacidades limitadas de tales embarcaciones y el tratamiento de mayores volúmenes de aceite que la misma cantidad de dispersante a base de hidrocarburo.

Cuando el aceite se aleja de la fuente del derrame, las embarcaciones de todos los tamaños requieren de la asistencia de aeronaves que las sobrevuelan para dirigir las hacia la mancha.

A veces no existe un equipo especializado a la mano y se tiene que usar las bombas y mangueras contra incendios. Los dispersantes a base de hidrocarburo no deben ser rociados con este equipo, ya que el diluido previo con agua inactiva el surfactante.

El dispersante concentrado es introducido en la corriente de agua de mar por un eductor, pero la salida debe ser controlada por la tasa de bombeo o purgando el exceso de agua para lograr una concentración del 10% de dispersante.

A causa de que las tasas de flujo de agua tienden a ser altas, puede ocurrir tanto una dilución excesiva como un alto consumo del químico.

Cuando se aplican dispersantes a base de hidrocarburo o concentrados diluidos desde botalones de aspersion acoplados a embarcaciones, es posible alcanzar el nivel requerido de mezclado remolcando tableros mezcladores a través de la mancha.

Con este equipo, el dispersante es por lo general aplicado a una tasa constante, y la proporción de dispersante: hidrocarburo sólo puede ser ajustada cambiando la velocidad de la embarcación o cerrando uno de los botalones de aspersión. En la práctica la aeronave sólo puede navegar entre 4 y 10 nudos ya que éste es el rango de operación de los tableros mezcladores. Los tableros, por lo general son remolcados colgando de los botalones de aspersión, son difíciles de desplegar en ciertas embarcaciones y la tripulación a menudo no quiere utilizarlos resultando en una reducción considerable de la efectividad del dispersante. El diseño de las embarcaciones obliga a colocar los botalones de aspersión en la mitad del barco o en la popa, y en algunas embarcaciones la ola creada por la proa al navegar a velocidades mayores de unos 5 nudos puede empujar gran parte del crudo flotando más allá del alcance de la amplitud de rociado del dispersante. Esto disminuye la tasa de tratamiento del hidrocarburo y resulta desperdiciándose el dispersante.

Rociado aéreo

Esta técnica ofrece ventajas de rápida respuesta, buena vigilancia, altas tasas de tratamiento, uso óptimo del dispersante y una mejor evaluación al usar este método.

Para el rociado aéreo sólo es permitido los dispersantes concentrados aplicados puros, ya que no requieren de mezclado adicional al proporcionado por la acción de las olas.

Se requiere de una buena visibilidad en el mar y haber movimiento de olas, ya que en aguas tranquilas es difícil romper la mancha de aceite.

Tipos de aeronaves

Se han utilizado helicópteros y aeronaves multimotor de ala fija. La aeronave debe tener capacidad de volar a baja altitud y bajas velocidades, de 50 a 150 nudos, debe tener una buena maniobrabilidad. Se han usado aeronaves de uso agrícolas y control de plagas, las cuales se modifican para operaciones de rociado.

Estas aeronaves están catalogadas en tres tipos:

- **Mono-motor:** Las aeronaves de primer tipo incluyen el Piper Pawnee, Cessna Agtruck, helicóptero Bell 47.
- **Multimotor:** Estas naves varían de tamaño desde el Piper Aztec al Douglas DC6.
- **Aeronaves mayores:** Estas incluyen la mayoría de helicópteros y aeronaves más grandes que las anteriores tales como el Hércules C130.

Aeronaves pequeñas de ala fija con alta resistencia, bajo consumo de combustible, corta duración de viaje redondo y la capacidad de operar desde pistas de aterrizaje cortas, e incluso improvisadas, son a menudo las más adecuadas para derrames pequeños o manchas fragmentadas cercanas a la costa. Las aeronaves mono-motor estarán limitadas por la distancia de la costa desde la cual pueden operar con seguridad. A menudo es de un valor considerable la capacidad de los helicópteros de rociar en situaciones confinadas y operar de una base muy cercana al sitio del derrame. La posibilidad de utilizarlos para otros trabajos por ejemplo, transporte rápido de personal y de equipo a localidades costeras inaccesibles donde se esté efectuando limpieza puede constituir una ventaja adicional. Para aeronaves más grandes debe tenerse en cuenta que se necesita, pistas

de aterrizaje más largas y mayor apoyo operacional, pues los tiempos de viaje redondo son mayores y la visibilidad y maniobrabilidad son más restringidas.

Equipo de rociado aéreo

Los siguientes son los equipos para una nave pequeña:

- Bomba: esta ubicada debajo del fuselaje y alimenta el químico dispersante.
- Boquillas: es el punto de salida del dispersante.
- Tanque de almacenamiento: contiene el líquido dispersante.
- Medidor de tasa: registra la tasa de flujo.
- Válvula: junto con el medidor de tasas por medio de esta se mide el flujo.

El equipo de rociado para helicópteros es similar a los que se acopla a las aeronaves de ala fija con el tanque y el botalón de aspersion fijado al fuselaje. También pueden llevar un tanque combinado, bomba y botalón de aspersion suspendido del gancho para carga por medio de aparejos de cables con un mecanismo de acople rápido. El rociado es controlado directamente desde la cabina. Utilizando dos de estas unidades de cubeta alternadamente los viajes de tiempo redondo pueden ser reducidos. Mientras que estos también presentan la ventaja de que es menos probable de que el patrón de rociado se vea afectado por el tiro de la corriente de aire del rotor, es más difícil mantener la altitud baja necesaria cuando se utiliza un sistema colgante a no ser que utilice un aparejo corto de cables. Los cables deben ser al menos 1.5 metros de largo a fin de que haya suficiente espacio para que la cubeta pueda ser desenganchada con seguridad.

Los dispositivos utilizados para controlar el tamaño de gotas se clasifican en dos categorías:

- Boquillas de presión por ejemplo, sistemas de rociado “tee-jet”, boquillas de Develan “rain-droop” que se colocan a intervalos a lo largo de botalón de aspersión.
- Dispositivo rotatorio por ejemplo, el atomizador rotatorio Micronair, que consiste de un tambor rotatorio de tela metálica de propulsión por viento, a través del cual se bombea el químico formando gotas del tamaño requerido.

Hay similitud en el rociado de dispersantes y de químicos agrícolas. Sólo difieren en las tasas de aplicación y en el tamaño de las gotas, pues en el rociado agrícola estos dos elementos son mayores.

Todos lo componentes del equipo de rociado deben ser revisados regularmente, los operarios deben recibir adiestramiento general y realizar prácticas permanentes.

Rociado de dispersantes en costas

Los dispersantes pueden ser usados en algunas costas, especialmente en las etapas finales de la limpieza.

Ambos tipos de dispersantes pueden ser usados, aunque los dispersantes a base de hidrocarburo resultan más efectivos con crudos viscosos debido a la mayor penetración obtenida con el solvente de hidrocarburo.

Al usar este proceso se debe tener en cuenta que el agua de mar bañe las costas 30 minutos después de ser aplicados para minimizar la penetración de éste en el material de la playa.

El equipo más apropiado para la aplicación depende del tipo de material de playa que será limpiado, la facilidad de acceso y el tamaño de la operación. Para playas inaccesibles, los morrales portátiles son los más adecuados, y para grandes extensiones, se pueden utilizar vehículos construidos con ese propósito, tractores o aeronaves.

Es importante tener en cuenta que el crudo tratado permanezca disperso y no se resurja en la superficie para formar una mancha que podría contaminar otras zonas.

❖ Tasas de aplicación

Está determinada por el tipo de crudo, su viscosidad, y las condiciones prevalecientes en el entorno. El control de la tasa de aplicación puede obtenerse de dos maneras variando la tasa de descarga de la bomba o variando la velocidad de la aeronave mientras se mantiene constante la tasa de descarga. La relación general entre las variables es:

$$\begin{array}{cccc} \text{Tasa de Descarga de la Bomba} & = & 0.003 * \text{Tasa de Aplicación} * \text{Velocidad} * \text{Anchura de Rociado} \\ \text{Litros/minuto} & & \text{Litros/Hectárea} & \text{Nudos} & \text{Metros} \end{array}$$

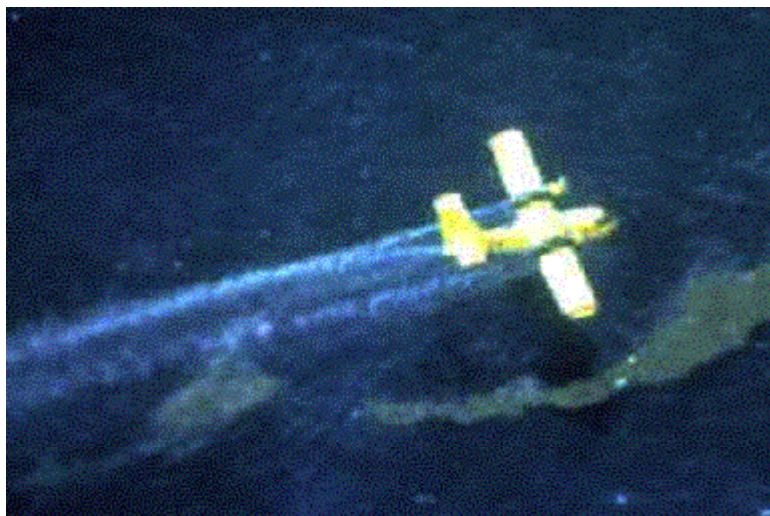
Tasa de descarga

Para una mancha de alrededor 0.2 mm de espesor un volumen de 2m^3 / hectárea se requeriría una tasa de aplicación de 100 litros por hectárea de concentrado de dispersante con una relación de 1:20

Una embarcación viajando a diez nudos con una altitud de rociado de 10 metros necesitaría descargar el dispersante a una tasa de 90 litro por minuto. Si una aeronave volando a 90 nudos con una amplitud de rociado efectivo de 15 metros fuera utilizada para tratar la misma mancha, se requeriría una tasa de descarga de 405 litro por minuto.

Se debe rociar sobre las partes gruesas de la mancha o por el contrario el dispersante se pierde, en climas fríos se debe prestar atención a la viscosidad de los dispersantes concentrados lo cual limita el rendimiento de boquillas y medidores de flujo. Ver figura 42.

Figura 42. Aeronave rociando dispersantes



Fuente: www.1a3soluciones.com/DOCUMENTOS/ARTICULOS/TITULARES59i.htm

Se debe minimizar las pérdidas de dispersante debido a la deriva por el viento y a la turbulencia del aire. La deriva por el viento puede ser limitada aun más, volando hacia el viento mientras se rocía. Esto por lo general es necesario de todos modos debido a la tendencia del crudo flotante de alinearse en hileras estrechas en la dirección del viento entremezclada con zonas de brillos delgados o mar limpio.

Cualquiera que sea el método para la aplicación de dispersantes en el mar se debe realizar una evaluación objetiva y continua de la efectividad para evitar el desperdicio de químico.

Se requiere de una buena organización para mantener las operaciones de rociado por el mayor tiempo posible durante las horas de luz.

Otra forma de rociar dispersantes es por medio de tangones montados a ambas bandas de una embarcación, que llevan boquillas rociadoras especialmente diseñadas para producir un rociado uniforme de gotitas cuyo tamaño hace que apenas las afecte el viento. Ver figura 43.

❖ Seguridad

Todos los procedimientos de seguridad deben ser observados a pesar de tiempo difíciles.

Los dispersantes conllevan a un trabajo resbaloso y poco seguro especialmente en la cubierta de la embarcación, por eso es importante minimizar los derrames promoviendo buenas prácticas operacionales.

Figura 43. Rociado de dispersantes por medio de tangones



Fuente: OMI-Organización Marítima Internacional. Manual sobre la contaminación ocasionada por hidrocarburos. Parte IV. Londres. England. Edición revisada.

5.1.2.2 Otros Productos Químicos

Entre ellos se cuenta con:

❖ **Agentes solidificantes**

Hacen que la mancha se transforme más pesada y así poder disminuir el trabajo de recuperación. A veces presenta dificultades al interactuar el agente solidificante con el crudo.

❖ **Precipitantes**

Se trata de materiales especiales, como ser, arena tratada, polvo de plomo, etc, que

favorece la precipitación del hidrocarburo. No es aconsejable en aguas cerradas. Su utilización lo único que consigue es trasladar la mancha de petróleo al fondo marino y afectar la ecología.

❖ **Gelatinizantes**

Son productos químicos que le otorgan temporalmente mayor viscosidad al crudo.

Su mejor empleo está casi exclusivamente reservado al interior del tanque averiado de un petrolero, lo cual contribuirá a disminuir el ritmo del vertimiento. Ello estará sin duda relacionado con el tamaño de la avería y su altura con respecto a la línea de flotación, la importancia ecológica de la zona y por último al alto costo de estos productos. No son muy usados.

5.1.3 Físicos

❖ **QUEMA IN-SITU**

La quema in situ involucra la combustión controlada de crudo derramado, antes de que este se disperse a través de grandes áreas pudiendo contaminar zonas sensibles.^{13.}

Quemar el petróleo derramado suele ser una forma eficaz de hacerlo desaparecer.

13. “Controlled Burning Of Offshore Oil Spills” www.elastec.com/index.html ON LINE

En circunstancias óptimas se puede eliminar el 95% del vertido. El principal problema de este método es que produce grandes cantidades de humo negro que, aunque no contiene gases más tóxicos que los normales que se forman al quemar el petróleo en la industria o los automóviles, es muy espeso por su alto contenido de partículas.

Lo primero que se hace es contener el crudo para después hacer la respectiva quema.

La contención es realizada con una barrera hecha de material resistente al calor o al fuego. Hoy día la tecnología ha avanzado enormemente y existe en el mercado una variedad de estas barreras. Ver figura 44.

Consideraciones operacionales

A nivel operacional existen dos categorías con respecto a la quema in situ, ellas son:

factibilidad y seguridad ¹⁴

Factibilidad de la quema in situ

Condiciones del crudo

La mayoría de los crudos o refinados queman al estar flotando en agua si el espesor de la capa es de por lo menos varios milímetros y el área de ignición y temperatura son lo suficientemente grandes como para vaporizar el crudo para combustión continua. Por

¹⁴ Allen, Alan A.FEREK, Ronald J. "Advantages y disadvantages of burning spilled oil". Oil Spill Conference, Noviembre de 1999.

experiencia se ha demostrado que por lo menos 0.1 pulgadas (2 o 3 milímetros) de espesor de crudo se necesita para prevenir un exceso de pérdida de calor de la capa al agua que tiene debajo. La combustión se detiene cuando el espesor promedio se reduce a aproximadamente 1 o 2 mm. El espesor crítico para sustentar combustión crece unos pocos milímetros a medida que la concentración de agua en el crudo aumenta.

Figura 44. Quema in situ con barrera aislante de fuego



Fuente: www.davitsalesinc.com/pyroboom.htm

La emulsificación, evaporación, el adelgazamiento de la capa de crudo derramado impide para que la quema sea exitosamente controlada.

Cuando el crudo está en el mar se requiere que tenga uno o dos días de haber sido vertido y que el contenido de agua este entre 20 y 30 por ciento.

En algunas circunstancias la incineración se puede llevar a cabo sin contención y con un alto contenido de agua.

Cada aspecto favorable y no favorable para la incineración se tiene que considerar en cada escenario potencial del derrame. Si se hace en unas buenas condiciones de ignición, se puede eliminar crudo derramado a razón de 0.07 galones / minuto/ pie cuadrado, que equivale a una razón de 100 galones /día /pie cuadrado.

Una sola barrera a prueba de fuego de 500 pies (152 metros) de largo posicionada en "U", puede proveer suficiente área de quema para sostener una razón de eliminación de 15000 barriles, unos 2.385 metros cúbicos por día.

Disponibilidad de equipo

Sin un equipo necesario no se debería usar esta técnica. Una quema efectiva en el mar normalmente requiere de 300 a 500 pies (92 a 152 metros) de barrera a prueba de fuego; dos botes remolcadores de barrera (30 o 40 pies ó 10 metros de longitud) con hélices gemelas, postes de remolque y líneas de remolque de 500 pies de longitud; y un medio de ignición los cuales pueden ser llevados a mano o una heli-antorcha desplegada desde un helicóptero.

Los botes remolcadores a una velocidad de $\frac{3}{4}$ de nudo arrastraran la barrera en forma de "U" para interceptar el crudo y mantenerlo en el vértice aguas debajo de la barrera. La ignición se puede comenzar desde una avioneta o un helicóptero de ignición mientras los botes interceptan el crudo o luego de que el crudo se ha capturado y relocalizado fuera

del área del derrame o de otras capas flotantes de crudo. Se debe incluir en el equipo, botes de relevo o de suministros para el personal a cargo de la labor.

Disponibilidad de personal entrenado

El personal a cargo debe ser conocedor y además tener la experiencia necesaria para afrontar cualquier eventualidad. Se cree que con personas altamente conocedoras de combustión se logran estas operaciones y esto no es cierto.

En este tipo de operación no se necesita manejar desnatadores, mangueras, conectores. Las destrezas básicas son en remolcar las barreras en forma de “U” y minimizar las pérdidas de crudo contenido al usar las técnicas de apropiadas y convencionales para remolcar la barrera.

Seguridad en la quema in situ

El personal a cargo se puede entrenar en pocas horas para llevar una segura quema in situ en el mar.

Localización del crudo

La decisión de quemar aceite derramado va ligada al sitio donde se haría la quema y al área de influencia durante ésta. Se debe tener en cuenta la cercanía de puertos, comunidades costeras, vegetación, reservas biológicas sensibles, otras embarcaciones cercanas y otras manchas relativamente cerca al área de ignición.

Por ende se debe tener un buen equipo de comunicación y de navegación para asegurar que la quema y sus productos de combustión no impacten a la gente. El equipo o las facilidades que estén aguas abajo o vientos debajo del lugar de quema.

Existe el caso de que se inicie un fuego secundario, es poco peligroso pues la llama y el humo estará lejos del equipo y el fuego se extinguiría rápidamente con un cambio brusco de dirección del viento o de la corriente. La operación debe tener en cuenta lugares sensibles o poblaciones con el fin de anticipar la trayectoria del humo con el uso de modelos de dispersión atmosférica y de las consideraciones prevalecientes del viento.

Ignición del crudo

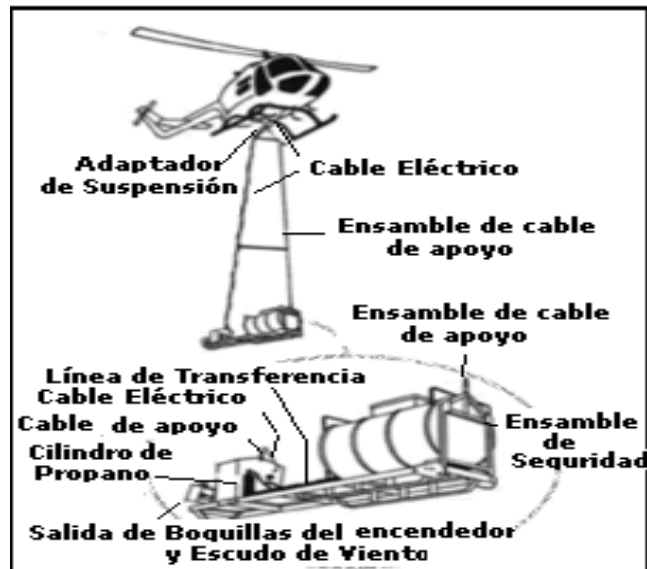
Algunas personas creen que la quema in situ es difícil por estar viejo el crudo o porque la película es muy delgada o es muy peligroso (porque el crudo es muy volátil o está fresco) pero no necesariamente es desventaja trabajar bajo estas condiciones ya que existe un margen natural de seguridad contra la ignición prematura o accidental de una capa. Las preocupaciones de una ignición accidental incluyen las pruebas y monitoreo de los niveles de vapores explosivos; posicionamiento de embarcaciones, aeronaves y del personal de manera que se eviten niveles de vapor peligrosos e inesperados; y la iniciación de una ignición controlada mediante técnicas y equipos probados para tal operación.

La capa de crudo se debe prender con un aparato y desde una distancia segura para que el personal y el equipo estén fuera del alcance de cualquier efecto directo o indirecto de la combustión. Algunos encendedores caseros tales como rollos de papel impregnados de gasolina, o trapos, absorbentes o una pequeña botella plástica llena de gelatina-

combustible y se suelta bien arriba del crudo a quemar tratando que la corriente del agua lo arrastre hasta la capa de crudo. Existen encendedores especiales, diseñados (Pyroid igniter, o el Dome igniter) los cuales se pueden soltar de la mano desde una embarcación o un helicóptero.

La tecnología ha desarrollado estos aparatos para una segura ignición y un cuidado severo contra el personal operativo. Ver figura 45.

Figura 45. Componentes de una heliantorcha



Fuente: www.elastec.com/inSitu1.html

Consideraciones sobre la contaminación del aire.

El impacto de las emisiones de humo en la calidad del aire es uno de los mayores parámetros que se tiene que considerar cuando se hacen quemas In Situ.

Otro factor es que la quema in situ elimina vapores tóxicos que con la no quema del crudo quedarían en el medio vecino al área del derrame.

Los principales productos que resultan de la combustión de crudo son bióxido de carbono y agua. Sin embargo se producen algunos compuestos no deseados como óxidos de nitrógeno como el NO_3 , y el bióxido de azufre. Si no hay buena cantidad de oxígeno se producirá monóxido de carbono y hollín (carbón grafitado).

Los crudos policíclicos aromáticos presentan preocupación pues al no existir una combustión completa, estos pueden escapar al medio ambiente, sin embargo con la rápida dilución del humo, las concentraciones a nivel de tierra están en los rangos de calidad del aire. Ver figura 46.

Las características generales de una quema in situ deben ser:

- Debe ser relativamente eficiente, con cerca del 90% a 95% del carbón emitido como CO_2 , cerca de 1% de CO y cerca de 0.5% como vapores de crudo.
- La emisión de partículas entre 5 y 10% del combustible quemado, donde casi la mitad de la masa de las partículas son hollín.
- El azufre será emitido en proporción al contenido en el crudo, la mayoría en forma de SO_2

- El NO_2 será emitido en una proporción aproximada al contenido de nitrógeno en el combustible, y las temperaturas de combustión serán muy bajas para producir mucho exceso de NO_3 .
- Las concentraciones máximas en el humo cerca de cualquier quema In situ típica (cerca de un cuarto a media milla de distancia viento abajo) deben ser del orden de 100 ppm de CO_2 , 1ppm de SO_2 y de CO , 50 ppm de NO_2 y cerca de 1000 microgramos por metro cúbico de partículas.

Figura 46. Gases tóxicos producto de combustión incompleta



Fuente: www.fossenv.com/worldwide/products/boom/fire/training/

La tabla 5 indica los resultados de las medidas en los dos grandes pozos de crudo (Campo Minagish, y Campo Magwa), expresados como factores de emisión y como porcentaje de todo el carbono emitido.

Cantidades emitidas en una quema In Situ

Considerando 10000 barriles por día a quemar, los factores de emisión se usan para calcular la cantidad emitida por los contaminantes citados en la tabla 5 y en la tabla 6 se observa los resultados de estos cálculos. Los cálculos se comparan con otras fuentes de combustión como las estufas de madera, plantas de energía, y quemado de matorrales. La quema In Situ no produce cantidades muy grandes de emisiones comparadas con las otras fuentes.

Tabla 5. Factores de emisiones y partículas en las columnas de humo del incendio de dos pozos de aceite crudo en Kuwait.

Lugar	Unidades	Especies de Carbón								
		Especies Gaseosas						Especies Particuladas		
		SO ₂	NO _x	CO ₂	CO	NMHC	CH ₄	aerosol orgánico	Hollín	Total Part Sub 3.5 um
Fuego en Campo	g C/kg	-	-	824	5.6	2	0.7	1.6	16.3	-
Minagish	g especie/kg q	70	83	3021	13	2.3	0.9	1.9	-	43
Magwa	Porcentaje del carbón	-	-	96.9	0.7	0.2	0.1	0.2	1.9	-
Fuego en Campo	g C/kg	-	-	805	9.5	2.8	1.8	2.8	28.2	-
Minagish	g especie/kg q	32	0.39	2952	22	3.3	2.4	3.3	-	52
Magwa	Porcentaje del carbón	-	-	94.7	1.1	0.3	0.2	0.3	3.3	-

g especie/kg q = gramos de especie por kilogramo quemado

Fuente: Alan A. Allen. Ventajas y Desventajas de la Quema In situ de Derrames de Petróleo. Universidad de Washington.

Tabla 6. Velocidades de emisión para una quema In Situ (10000 bl/día)

COMPONENTE	FACTOR DE EMISION PROMEDIO (g/Kg DE COMBUSTIBLE QUEMADO)	VELOCIDAD DE EMISION (Kg/hr)	EMISIONES COMPARATIVAS OTRAS FUENTES
CO ₂	2986	1.7*10 ⁵	Aprox.La quema de 2 acres de matorrales
CO	17.5	998	Aprox.La quema de 0.2 acres de matorrales
SO ₂	51	2907	7400Kg/hr(Planta de energía promedio)*
Partículas totales de humo	117	6670	Aprox.La quema de 7 acres de matorrales
Partículas de humo Sub3.5um	48	2736	Aprox.La quema de 4 .5 acres de matorrales
Hollín Sub 3.5 um	22	1254	Aprox.La quema de 32 acres de matorrales
Aerosol Orgánico Sub3.5um	2.6	148	99Kg/hr (Emisiones de cigarrillos en el área de Los Angeles)
NMHC	2.8	159	Equivalente a emisiones naturales de un bosque vivo de 11000 acres
PAHs	0.4	23	Equivalente a unas 12000 estufas de madera

* Este valor es el promedio de las emisiones por hora de cuatro plantas diferentes con rangos entre 600 a 2100 megavatios.

Fuente: Alan A. Allen. Ventajas y Desventajas de la Quema In situ de Derrames de Petróleo. Universidad de Washington.

Consideraciones sobre la contaminación del agua

El calor absorbido por el agua debajo de la mancha que se está quemando prácticamente es despreciable, siempre y cuando haya corrientes que estén remplazando el agua debajo

de la mancha. El 98% del calor producido durante la operación es emitido hacia arriba y a los lados.

La mayoría de las quemas controladas dan como residuo final una especie de melaza fácil de recoger. Los efectos al océano y a los habitantes deben ser analizados. El movimiento de compuestos de petróleos solubles a la columna de agua no es tan preocupante ya que el tiempo de quema y la superficie expuesta son reducidos, lo cual debe compensar cualquier aumento de la solubilidad inducida térmicamente.

Ventajas de la quema In – Situ.

- Alta eficiencia de quemado.
- El volumen de crudo eliminado depende del espesor original de este, el cual es quemado comúnmente a un espesor promedio de cerca de un décimo de pulgada (2 a 3 milímetros) o menos. Las capas de crudo de cerca de 4 pulgadas (aproximadamente) 100 milímetros o más pueden resultar en una eficiencia de remoción del 98 al 99%.
- Al final de la quema disponer del residuo en un lugar determinado previamente.
- Efectiva labor en aguas dulces o saladas.

- La cantidad de equipo y operarios para dicho trabajo es mínimo.
- El tamaño del área que se está quemando puede ser controlada alterando la velocidad de botes remolques de la barrera.
- El lugar de quemado puede ser seleccionado con el fin de minimizar efectos de contaminación.
- Los costos son cercanos al 20 o 30% relativamente más bajos que otras técnicas de respuesta en aguas marinas.

Desventajas de la quema In – Situ

- Condición del crudo: El contenido de agua en el crudo debe estar entre 20 a 30% y los volátiles deben ser suficientes para mantener la combustión.
- El espesor del crudo debe ser suficiente para soportar la combustión, por lo menos 2 o 3 milímetros.
- Impacto visual: Casi siempre lo que molesta es la aparición de humo negro, pues de una u otra manera interfiere en las labores de personas alrededor de la operación. Se están adelantando estudios para reducir la producción de hollín durante la quema.
- Las mareas no deben ser mayores de 4 o 5 pies de altura y la velocidad del viento debe ser por lo menos una de 20 nudos (aproximadamente 37 kms7hr).

- Se debe quemar entre las primeras 12 o 24 horas de ocurrido el derrame.

5.1.4 Biológicos

5.1.4.1 Generalidades

Infinidad de técnicas biotecnológicas permiten resolver de diferentes y novedosas formas, el problema de contaminación ambiental por derrames de crudos. A continuación se cita algunas técnicas que pertenecen a esta gran e inmensa rama de la Biología:

Bioconversión, biorremediación, fitorremediación, fitobactorremediación, entre otras.

Entre algunas de las aplicaciones de la biotecnología están:

- Eliminación de metales pesados
- Eliminación de mareas negras.
- Obtención de energía no contaminante,
- Tratamiento de diferentes tipos de contaminación por residuos urbanos,
- Separación selectiva de mezclas de hidrocarburos
- Tratamiento de derrames de petróleo, etc.

La existencia de bacterias que se alimentan de crudo fue conocida por la industria petrolera durante más de 50 años antes de que fueran usadas experimentalmente para recoger derrames de petróleo. En 1947 el Instituto Scripps de Oceanografía describió los primeros técnicas bacterianas para recoger petróleo, y apenas en la década de 1950 fue cuando la industria petrolera comenzó a experimentar con el uso de microorganismos

para eliminar las aguas de desecho producidas por refinerías y por las operaciones de campos petrolíferos. Desde hace unos cuantos años, se han acelerado las investigaciones sobre la degradación de compuestos orgánicos, en parte debido a la proliferación de derrames mayores. Las fracciones más ligeras de hidrocarburos se evaporan y el resto es colonizado por las bacterias que pueden biodegradar entre el 40% y el 90% del petróleo, dependiendo de su composición y de la mezcla de bacterias utilizada.

Últimamente, la descomposición natural o la llamada biodegradación de hidrocarburos ha adquirido una enorme importancia en el control natural de los derrames de petróleo.

5.1.4.2 Biorremediación

La biorremediación, como su nombre lo implica, es el proceso de remediar desastres ecológicos mediante medidas y aplicaciones biológicas.

Si bien la degradación del petróleo y sus derivados es un proceso natural, pero muy lento por la complejidad molecular de sus compuestos, la acumulación de los contaminantes en la biosfera va en aumento debido a la utilización, por ejemplo, de hidrocarburos como fuente de energía. Pero también debido a derrames marinos de petróleo, por accidentes, cada vez más frecuentes, de buques- tanque; a derrames de petróleo crudo en las zonas de donde se lo extrae; o a los múltiples talleres de automotores que dejan al aire libre residuos de derivados del "oro negro" y que carecen de técnicas de reciclaje.

El obtener microorganismos capaces de crecer en condiciones ambientales que puedan facilitar la eliminación de contaminantes, y capaces de degradar hidrocarburos, representa

una serie de retos y problemas como son las condiciones ambientales de temperatura. Sobre todo, deben poder crecer y vivir con petróleo como única fuente de carbono y energía en condiciones de alta temperatura, salinidad y baja tensión de oxígeno.

Los microorganismos producen una enzima que degrada o rompe algún enlace molecular de los compuestos y los utiliza como fuente de carbono. Lo que para todos es un contaminante, para el microorganismo es un alimento, ya sea la molécula completa o parte de ella; o la actividad propia del microorganismo en el ambiente tiene la capacidad colateral de actuar sobre la molécula indeseable, aunque no la pueda utilizar, pero la modifica para que otro microorganismo, que exista en el mismo medio, la utilice. De esta manera, existen muchas posibilidades, pero se debe conocer cómo actúan los microorganismos y cuál es la factibilidad de usarlos.

La bioremediación utiliza generalmente microorganismos (bacterias, hongos, levaduras y algas), y recientemente han comenzado a utilizarse plantas superiores para algunas aplicaciones.

Los grupos microbianos usados para esta técnica básicamente son:

- **Hongos:** Penicillium SPP, Aspergillus SPP, Mucor spp, Trichoderma, Candida pichia, etc.
- **Bacterias:** Bacillus, Pseudomonas, Corynebacterium, Enterobacter, Serratia, Staphylococcus, etc

- **Protozoos:** Astasia, Peranema, Oikomonas, Lacrymaria, Vorticella, Biepharisma, Loxodes, Colpoda, Coleps, Actinosphaerium, etc
- **Algas:** Phorinidium, Nostoc, Eurastrum, Pinnularia, Navicula, gamphonema, Kirchnerrella, Botryococcus, Protococcus, Chlorella, etc.

Aunque nuevos enfoques en la bioremediación han surgido basados en la biología molecular y la ingeniería de bioprocesos, la biorremediación clásica continúa siendo el enfoque favorito para procesar desechos biológicos y evitar la propagación de bacterias patógenas.

Hoy en día, las técnicas de la Biorremediación se han convertido en la solución más económica y sencilla para descomponer "in situ" y por medios totalmente naturales, la mayoría de las sustancias consideradas contaminantes hasta convertirlas en sustancias inofensivas aptas para su utilización o para su vertido normal.

La aplicación de técnicas de biorremediación de suelos en escala exige un intenso monitoreo y control de variables operacionales. ¹⁵

Los beneficios que aporta la bioremediación son los siguientes:

- Descomposición de materia orgánica.

¹⁵ Análisis y evaluación de parámetros críticos en biodegradación de hidrocarburos en el suelo. www.eco2site.com/informes/bioirremediacion.asp# EN LINEA

- Reducción del residuo sólido y lodos.
- Reducción de la Demanda Química de Oxígeno (DQO) y Demanda Biológica de Oxígeno (DBO).
- Eliminación de olores.

Actualmente las sustancias capaces de metabolizarse mediante la bioremediación son todas las sustancias orgánicas y la mayoría de las inorgánicas.

El tratamiento con bioremediación dada su gran sencillez resulta altamente rentable debido a que no necesita de grandes infraestructuras, ni de costosos equipos. Hoy se está aplicando esta técnica en Depuradoras Urbanas e Industriales, etc.

5.1.4.3 Técnicas de limpieza de suelos

Las técnicas más apropiadas que se pueden usar para quitar los contaminantes del suelo dependerán si estos contaminantes (crudo) se encuentra en la zona saturada o la zona insaturada, del tipo de suelo, de la naturaleza química y física del contaminante y del horizonte del suelo a tratar.

La aplicación de técnicas de biorremediación de suelos en escala exige un intenso monitoreo y control de variables operacionales.

❖ Técnica de limpieza ex – situ

Tratamiento térmico. Cuando se realiza una combustión controlada, a altas temperaturas, del suelo contaminado.

- **Biodegradación.** Tratamiento biológico de suelos con compuestos orgánicos, mediante la acción microbiana. Las dos principales técnicas biológicas son: landfarming y biorreactores.

- **Landfarming:** Consiste en extender el suelo contaminado sobre una geomembrana para evitar el escape de lixiviados, airearlo mediante volteo o arado para proporcionarle microorganismos y nutrientes. La efectividad depende de factores tales como: condiciones climáticas, características Agronómicas, topográficas y microbianas de suelo receptor, etc.

- **Bioreactores:** Para biorreactores, se toma un suelo altamente contaminado y se pasa a un sistema reactor compacto el cual provee oxígeno y nutrientes. Se mezcla el suelo para promover un buen contacto entre los microorganismos, los contaminantes, el oxígeno y los nutrientes, controlando los factores bióticos y abióticos.

Técnica de biodegradación on situ.

El suelo se coloca en piscinas de suelo arcilloso con el fondo recubierto de una capa de plástico de polietileno que dispone de drenaje para tratar el agua de percolación. Por encima de la capa de polietileno se coloca arena limpia para proteger la capa de plástico y

para ajustar el drenaje. Se dispone de rociadores para agregar agua, nutrientes y microorganismos.

Técnica de biodegradación in situ.

Es el tratamiento en el propio lugar, sin excavación, de los suelos y aguas subterráneas contaminados con compuestos orgánicos.¹⁶

En las figuras 47 y 48 se puede apreciar la comparación de un área determinada contaminada con crudo y la misma área después de utilizarse el método de bioremediación in situ.

Las técnicas de biodegradación in situ se clasifican en:

Extracción in situ.

Consiste en la percolación de la extracción de agentes acuosos dentro del sitio contaminado. Los contaminantes solubles del suelo se disuelven en la percolación por medio de un sistema especial de separación donde la percolación es bombeada y tratada. Después del reacondicionamiento, los agentes extractores son reutilizados. Se continúa con el proceso hasta que el porcentaje de residuos en el suelo satisfaga los estándares de limpieza.

¹⁶ LITCHFIELD, CAROL. "Biorrecuperación In Situ: Fundamentos y Prácticas". Chester Environmental. Monroeville, Pennsylvania

Figura 47. Area contaminada con crudo



Fuente: Investigación de los autores.

Figura 48. Area anterior después de efectuado el proceso de bioremediación



Fuente: Investigación de los autores.

Bioestimulación

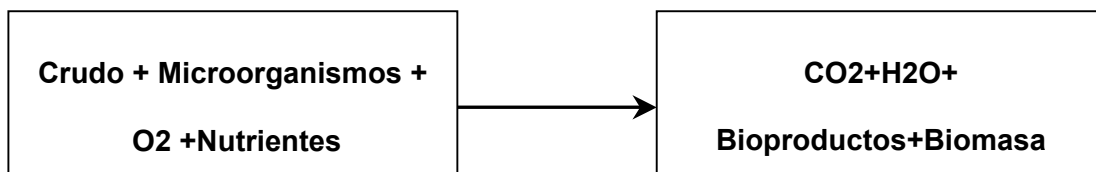
Se agregan los nutrientes básicos para que los microorganismos activen su metabolismo.

Se aplica a suelos arenosos contaminados con sustancias orgánicas tales como: tricloroetileno y percloroetileno.

Ventilación del suelo

Se le agrega al suelo otro tipo específico de microorganismos o se aumenta la concentración de los existentes en aquellas condiciones en las que los procesos biológicos naturales no son suficientes para llevar a cabo la depuración, con el fin de favorecer los procesos de biodegradación. Los microorganismos que usa el proceso pueden ser obtenidos por aislamiento a partir del suelo a remediar y pueden ser autóctonos o exógenos.

La siguiente ecuación describe la degradación de aceite crudo mediante el uso de microorganismos:



La biodegradación se hace por medio de enzimas llamadas oxigenasas, localizadas en la pared celular del microorganismo que introducen uno o más átomos de oxígeno en el compuesto a degradar. Las enzimas específicas son:

- a) Monooxigenasas para la biodegradación de crudos alifáticos.
- b) Dioxigenasas para la biodegradación de compuestos aromáticos.
- c) Sistemas basados en cultivos dispersos de microorganismos que no formen tejidos (bacterias y hongos) son conocidos como reactores microbianos (biorreactores, fermentadores). Se encargan de mantener los microorganismos destinados para la bioaumentación, y en ellos se controla la temperatura, la humedad, los nutrientes y los microorganismos.

Bioaumentación

Biorreactores para crecimiento microbiano

El biorreactor es el recipiente donde se realiza el cultivo y su diseño debe ser tal asegure un ambiente propicio para los microorganismos.

Algunas de las funciones que debe cumplir este biorreactor son:

- Mantener uniformemente distribuidas las células en todo el volumen del cultivo a fin de evitar la flotación o sedimentación.

- Minimizar los gradientes de concentración de nutrientes.
- Mantener constante y homogénea la temperatura.
- Mantener el cultivo axénico o libre de contaminantes.

Tipos de biorreactores

a) Tipo tanque agitado

La agitación se realiza mecánicamente mediante un eje provisto de turbinas accionado por un motor. El aire se inyecta en la parte inferior del tanque y es distribuido por una corona que posee pequeños orificios espaciados regularmente. El chorro de aire que sale de cada orificio es golpeado por las paletas de la turbina inferior generándose de este modo miles de pequeñas burbujas de aire desde las cuales difunde el oxígeno hacia el seno de líquido. La agitación se completa con cuatro o seis deflectores que tienen como fin cortar o romper el movimiento circular que las turbinas imprimen al líquido, generándose de este modo mayor turbulencia y mejor mezclado.

b) Tipo Air Lift

En este sistema el aire inyectado al cultivo promueve la agitación. Consiste de dos cilindros concéntricos; por la base de uno de ellos, por ejemplo en el interior, se inyecta

aire. Se genera una circulación del líquido ascendente en el comportamiento interno y descendiente en el externo, lo que favorece el mezclado.

El aire se inyecta solo en una parte de la sección transversal del tanque, llamada riser. La presión de gas y la disminución de la densidad del líquido en ese punto, hacen que el líquido fluya hacia arriba. El aire abandona el líquido en el tope del reactor, dejando un líquido pesado y libre de burbujas que recircula por el downcomer. La circulación del líquido en un reactor Air Lift es el resultado de la diferencia de densidades entre el riser y el downcomer.

Fitorremediación

Consiste en favorecer el desarrollo de un determinado tipo de vegetación ya sea por flora arbórea, arbustiva o herbácea que puedan limpiar, corregir, atrapar y retener distintas sustancias químicas del medio ambiente o que sustenten una población específica de bacterias capaces de llevar a cabo la degradación de contaminantes.

La fitorremediación es el uso de plantas verdes, incluyendo hierbas, especies de árboles leñosos, etc., con el fin de remover y convertir en inofensivos algunas sustancias contaminantes presentes en suelos y aguas contaminadas.¹⁷

¹⁷ Phytoremediation. Using Green Plants to Clean Up Contaminated Soil Groundwater, and Wastewater. www.ipd.anl.gov/biotech/pdfs/phyto98.pdf ON LINE

Procesos de la fitorremediación

La fitorremediación se divide en dos procesos.

Fitoestabilización

Incluye los procesos involucrados en la estabilización y en la retención de los contaminantes en el suelo. El proceso busca reducir el daño medioambiental potencial, disminuyendo la movilidad y disponibilidad del contaminante. Algunos de esos procesos son: Humificación, lignificación, ligamento irreversible.

Fitodescontaminación

Es un subconjunto de la fitorremediación. En este proceso se reduce la concentración de contaminantes en el suelo a un nivel aceptable a través de las técnicas agronómicas, la acción de las plantas y de su microbiota asociada.

Algunos procesos que involucran la fitodescontaminación son: fitoextracción, fitovolatilización, bombeo orgánico, fitodegradación, entre otros.

El comportamiento de las plantas como estructuras de remediación de suelos contaminados, se basa en las raíces de las plantas las cuales captan rápidamente los contaminantes de cada una de las fases del suelo.

La captación de los volátiles encontrados en la fase gaseosa del suelo, es un mecanismo muy importante.

Los contaminantes encontrados en la fase líquida del suelo, son captados por las raíces de las plantas por difusión y flujo de masa. Los compuestos muy solubles con afinidad pequeña para los sólidos del suelo también están sujetos a lixiviar fuera de las zonas de la raíz y pueden ponerse físicamente indisponibles para la captación de la raíz.

Las raicillas y pelos están, en muchos casos, en íntimo contacto con las superficies coloidales del suelo.

Ventajas y desventajas de la fitorremediación

Ventajas

- Emplea la energía solar disponible y los procesos biológicos, químicos y físicos emanados de las plantas para lograr la remediación; entre ellos, la absorción, la transformación, la acumulación, la reserva y la degradación rizosférica microbiana.
- Es una tecnología in situ que incluye menor perturbación del lugar y emisiones aéreas mínimas.
- Las plantas tienen la habilidad de resistir más contaminantes orgánicos que la mayoría de los microorganismos.

- Efectiva contra una gran variedad de contaminantes, incluyendo una mezcla de afluentes.
- El grado de aceptación comunitaria es mayor debido al factor estético.
- Es una técnica que actúa en conjunto con el proceso de revegetalización – biodegradación.

Desventajas

- El suelo está desprotegido y sujeto a erosión durante las fases tempranas de la planta.
- Los compuestos presentes en concentraciones fitotóxicas no pueden tratarse a menos que una especie resistente sea seleccionada o que el suelo sea pretratado para reducir la fitotoxicidad.
- Requiere de tiempos relativamente largos.

5.2 CONTROL DE DERRAMES EN TIERRA

Para controlar un derrame en tierra, se debe en lo posible detener el esparcimiento del crudo vertido por medio de **barreras de contención** y tratar de confinarlo en un lugar adecuado para posteriormente recolectarlo.

Los equipos más usados para este fin son:

- Maquinaria pesada para remoción de tierra.
- Materiales para ser usados como represas.
- Bombas, tanques de almacenamiento, camiones de vacío, etc.
- Materiales sorbentes naturales y artificiales.

La contención se debe hacer usando maquinaria pesada para remover tierra adyacente y hacer represas, o usando ramas, tablas, palos u otros materiales para su posterior recolección.

Dependiendo del tipo de sustrato se procede de la siguiente manera:

Para **sustratos impermeables** se debe bloquear entradas a sistemas de drenajes, sistemas de alcantarillados y ductos con el fin de evitar explosiones o contaminación de plantas de acueductos o de riego.

Para los **sustratos permeables** la acción a tomar es evitar la penetración profunda del crudo.

Se debe hacer lo siguiente:

- Incrementar el esparcimiento del crudo en la superficie para evitar que éste se profundice en sitios sobresaturados. El resultado será más material contaminado a

tratar, pero es preferible a que el subsuelo o aguas subterráneas terminen contaminadas ya que los trabajos de descontaminación serán más arduos.

- En lo posible aumentar la eficiencia de operación de los materiales absorbentes como por ejemplo; paja, aserrín u otros sorbentes.
- Bombear las lagunas o charcos de crudo libre tan rápido como sea posible.
- Mover con bulldozer el aceite libre y el suelo saturado de crudo hacia una superficie contigua o impermeable ya sea natural o artificial.

Intercepción de derrames con zanjas

Lo que se pretende es interceptar el movimiento del crudo derramado en el subsuelo, por medio de zanjas construidas a través de la trayectoria de migración.

Los materiales usados para este fin son:

Excavadoras y equipo manual

Material de soporte (tablones de madera, miembros para refuerzo, etc.

Bombas de agua.

La zanja es construida por una excavadora mecánica. Dependiendo de la profundidad de la zanja se colocan soportes a los lados, preferiblemente entablado vertical o recubrimiento de las paredes con material impermeable, para evitar que el crudo contamine áreas vecinas. Estas zanjas pueden ser construidas si el nivel freático está situado a menos de 3 metros por debajo de la superficie del terreno.

Otra opción es recoger el material contaminado y revolverlo con lodos de perforación que han sido usados y hacer luego el proceso de **bioremediación**.

Control y limpieza de derrames en aguas glaciares

Por una cuestión natural, el hielo mantiene y absorbe el petróleo, complicando los esfuerzos para realizar las faenas de limpieza y recuperación. Sin embargo en una situación donde predominan los témpanos de hielo o capas de hielo, se puede usar el hielo como una barrera de contención. Mediante el uso de naves de apoyo se puede facilitar este tipo de operaciones, ya que éstas pueden dirigir los témpanos de hielo a las posiciones adecuadas. Las brigadas de trabajo también pueden emplear una barrera o una barrera sorbente para atrapar el hielo y estimular la acumulación progresiva de hielo en ciertas áreas. Las formas y tamaños del hielo determinarán la factibilidad y uso práctico de este método, como también dependerán de la naturaleza de las velocidades del viento y de las corrientes.

Las operaciones de rociado con agua también han demostrado ser efectivas como una barrera de contención cuando se usan en el hielo que se forma en la temporada de invierno, el cual se mueve con mayor lentitud. Un rociado combinado de agua / hielo crea una berma baja en la superficie del hielo que impide el movimiento del petróleo. Un rociado de esta mezcla de agua / hielo sobre la superficie del hielo de agua de mar, también puede ayudar a engrosar la cubierta y crear un mayor aislamiento, lo que a su vez estimularía la formación de depresiones debajo del hielo que contendrían el petróleo de manera más efectiva. Cuando un plan de recuperación exige el uso de recolectores se

pueden utilizar chorros de agua a presión para desviar y concentrar las manchas de petróleo incluso en los lugares donde el hielo se encuentra quebrado.

Las barreras de burbuja pueden contener el petróleo a la vez que permiten el paso del hielo flotante. Una barrera de burbuja se crea bombeando el aire comprimido a través de las aberturas que se producen a intervalos regulares en una tubería sumergida.

Este tipo de barreras es práctico sólo en situaciones de calma, donde la corriente es lenta y las barreras flotantes obstaculizarían el movimiento de los buques, como es el caso de un puerto o ensenada pequeña. Se debe tener la precaución de verificar que los orificios de ventilación de la tubería no estén tapados con organismos marinos u otro elemento.

Otras de las barreras que también se ha usado con mucho éxito para contener el petróleo en lugares cercanos a la costa, es la Jackson / West Netting. Esta actúa como una barrera semi-permeable que puede coleccionar una emulsión viscosa de petróleo. En una prueba realizada al Sur del Mar del Norte, Morris, North y Thomas pudieron demostrar que se recuperó el 73 % del petróleo derramado. La gran ventaja de este sistema es que puede ser llevado al mar, sin problemas, por embarcaciones pesqueras menores, aunque se requiere una nave de mayor potencia (por lo menos unos 500 hp) para rodear el petróleo con el sistema de redes.

El Taller sobre Tecnología de Respuesta ante Derrames de Petróleo en Alta Mar en la zona del ártico, Alaska, reunido en 1988 recomendó otros estudios y aplicaciones en terreno de la utilización del hielo como barrera de contención.

La logística en las operaciones de limpieza de derrames de petróleo realizadas en aguas frías difiere de aquellas realizadas en aguas cálidas. La complejidad de las operaciones de limpieza depende de las condiciones climáticas, de las diversas formas de hielo, y de los cambios que experimenta el derrame mismo como respuesta a las bajas temperaturas.

El crudo actúa de manera diferente en situaciones donde las temperaturas son más templadas. A menudo las operaciones de limpieza se tornan más complicadas con la presencia de hielo. Por lo general, las técnicas apropiadas para los derrames ocurridos en zonas más cálidas deben ser modificadas para los derrames ocurridos en la antártica.

El petróleo atrapado en el hielo, se recogerá en las áreas con imperfecciones de la superficie que está debajo de la capa de hielo. Estas áreas imperfectas en la superficie del fondo del hielo son generadas por el aislamiento térmico (el grosor del hielo o una sustancia como el petróleo depositado en la parte superior del hielo produce una reducción en la velocidad de congelamiento por debajo del hielo).

6 ANÁLISIS DE RIESGOS

El riesgo es la probabilidad de que se liberen al medio ambiente sustancias como el petróleo crudo, capaces de afectar adversamente a la población, los ecosistemas o los bienes. La peligrosidad de una sustancia se evalúa en función de que tanto puede ser corrosiva, reactiva, explosiva, tóxica, infecciosa, etc. Los eventos durante los cuales se liberan cantidades importantes de estas sustancias debido a una explosión, incendio, fuga, o derrame súbito se denominan accidentes de alto riesgo ambiental y existe una normatividad detallada que los define con precisión, permitiendo su identificación e intervención oportuna.

Todo proyecto que se pretenda realizar en la industria petrolera como por ejemplo el tendido (construcción u operación) de un oleoducto, gasoducto, montaje de una refinería o de una batería de almacenamiento, etc., debe contemplar un estudio de análisis de riesgos previsto dentro del E.I.A (Estudio de Impacto Ambiental), el cual consiste en la superposición de las acciones o actividades características de las diferentes etapas del proyecto.

En Colombia, la ley 99/93, en su artículo 1, estableció los principios generales que rigen la Política Ambiental colombiana y que, por tanto, orientan la gestión ambiental de las actividades industriales.¹⁸

¹⁸ MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. "Guía básica ambiental para explotación de campos petroleros y de gas". Santa Fé de Bogotá, 1998. Grupo Editor Buitrago.

El Decreto 1220 del 21 de abril de 2005 emitido por el **MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL** “Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre Licencias Ambientales”

A continuación nos permitimos transcribir dicho decreto.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de sus facultades constitucionales, en especial de lo establecido en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y en desarrollo de lo previsto en los artículos 49 y siguientes de la Ley 99 de 1993.

DECRETA

TÍTULO II

EXIGIBILIDAD DE LA LICENCIA AMBIENTAL

ARTÍCULO 8.- COMPETENCIA DEL MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, otorgará o negará de manera privativa la Licencia Ambiental para los siguientes proyectos, obras o actividades:

1. En el sector hidrocarburos:

- a. Las actividades de exploración sísmica que requieran la construcción de vías para el tránsito vehicular;

- b. Los proyectos de perforación exploratoria, por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes, de acuerdo con el área de interés que declare el peticionario;
- c. La explotación de hidrocarburos que incluye las instalaciones propias de la actividad y obras complementarias incluidas el transporte interno del campo por ductos y su almacenamiento interno, las vías y demás infraestructura asociada;
- d. El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a 6 pulgadas (15.24 cm), y el transporte de hidrocarburos gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación y que reúnan las siguientes condiciones: longitudes mayores de diez (10) kilómetros, diámetros mayores a seis (6) pulgadas y presión de operación superior a veintiocho (28) bares (400 psi), incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente infraestructura de almacenamiento y control de flujo;
- e. Los terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos, entendidos como la infraestructura de almacenamiento asociada al transporte por ductos;
- f. La construcción y operación de refinerías y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación.

El análisis de riesgos involucra el conocimiento de los sistemas involucrados en el proyecto, los productos o sustancias a manejar (crudo, agua, gas, etc.), y sus principales características como medio de predecir su comportamiento.

6.1 PASOS PARA ANÁLISIS DE RIESGOS

- Definición del problema.
- Identificación de peligros (usando HAZOPs, que pasa si...).
- Desarrollo de modelos de accidentes (árbol de eventos, árbol de fallas).
- Resolver modelos de accidentes para determinar los efectos de los accidentes.
- Calcular o estimar la frecuencia en la cual ocurren los efectos de un accidente individual o categorías de los efectos de los accidentes.
- Combinar la frecuencia y las consecuencias para los efectos de un accidente para realizar un gráfico.

Las técnicas utilizadas para el análisis de riesgos son:

¿Qué pasa Si? (What if...). Esta técnica no requiere técnicas cuantitativas especiales o una planeación extensiva. El método utiliza información específica de un proceso para generar una especie de lista de preguntas de verificación. Un equipo especial prepara una lista de preguntas, llamadas preguntas ¿Qué pasa Si?, las cuales son contestadas colectivamente por el grupo de trabajo y resumidas en forma tabular.

Esta técnica es ampliamente utilizada durante las etapas de diseño del proceso, así como durante el tiempo de vida o de operación de una instalación, asimismo cuando se introducen cambios al proceso o a los procedimientos de operación.

Las ventajas que representa esta metodología son las siguientes:

- Fácil de utilizar.
- Aplicable al proceso completo o secciones del mismo.
- Método creativo con una visión de trabajo en equipo.
- Flexible.
- Puede usarse en procesos por baches (batch).

Las desventajas que representa esta metodología son las siguientes:

Fácilmente pasa por alto los riesgos potenciales ya que:

- Carece de estructura.
- Su efectividad depende de la experiencia del coordinador.
- Requiere de un entendimiento básico de las operaciones de proceso y de los procedimientos. Requiere de los diagramas de tubería e instrumentación.
- Se basa en una revisión conceptual.

Arbol de Fallas (Failure Tree). Es una herramienta de análisis que utiliza el razonamiento deductivo y los diagramas gráficos, mostrando la lógica del proceso de razonamiento deductivo para determinar como puede ocurrir un evento particular no deseado.

Es un método estructural y sistemático que puede ser utilizado en un sistema sencillo. Es una de las pocas herramientas que puede tratar adecuadamente el asunto de fallas comunes, y es una técnica que puede producir resultados tanto cualitativos como cuantitativos. Esta metodología se usa durante la etapa de diseño para detectar fallas

escondidas, o durante la operación para evaluar accidentes potenciales en el sistema y detectar fallas en procedimientos o en el operador.

Las ventajas que representa esta metodología son las siguientes:

Uno de las mejores técnicas para encontrar las causas de un evento, siguiendo interrelaciones complejas.

- Incorpora el error humano.
- Muestra los efectos aditivos al accidente.

Las desventajas que representa esta metodología son las siguientes:

- Requiere de un conocimiento muy completo del caso de estudio.
- Requiere de entrenamiento para usarlo.
- El árbol puede ser difícil de interpretar, ya que diferentes representaciones dan diferentes resultados.
- Es costoso ya que requiere de mucho tiempo.
- Esta metodología puede dar resultados cuantitativos si se incluye una asignación de rangos en cuanto a fallas.

6.2 VALORACIÓN DE RIESGOS

Permite jerarquizar los factores de riesgo con base a datos cuantificables, utilizando para ello tres variables básicas (**Consecuencia; Exposición; Probabilidad**).

Consecuencia (C): es el resultado más probable y esperado a consecuencia de la materialización del riesgo, que se evalúa, incluyendo los daños personales y materiales. Al decidir el control de un riesgo, no todos deben tener el mismo peso porque en su materialización no originarán las mismas consecuencias.

Exposición (E): frecuencia con que se presenta la situación de riesgo que se trata de evaluar, pudiendo ocurrir el primer acontecimiento que iniciaría la secuencia hacia las consecuencias.

Probabilidad (P): Posibilidad de que los acontecimientos de la cadena se completen en el tiempo, originándose las consecuencias.

A cada una de estas tres variables se le debe asignar un valor que la pondere, y que se debe determinar en escalas propuestas. Así es posible definir el grado de peligrosidad (GP).

$$GP=C \times P \times E$$

donde C es Consecuencia, P es Probabilidad y E es Exposición.

6.3 TÉCNICAS DE PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE RIESGOS

La presentación de resultados puede hacerse por medio de matrices de riesgo, histogramas de riesgos y curvas F-N (frecuencia contra número de eventos).

Durante la realización de un Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental se debe efectuar un proceso de análisis de riesgos asociados al proyecto. Este proceso en general consiste, en la identificación de amenazas las que en combinación con un análisis de frecuencia y consecuencias permiten estimar un riesgo.

Los objetivos principales en el análisis de riesgos de todo proyecto son identificar y analizar los diferentes factores de riesgo que potencialmente podrán afectar las condiciones socio-ambientales circunvecinas a este y viceversa.

~

Establecer, con fundamento en el análisis de riesgo, las bases para la preparación del Plan de Contingencia y el Programa de Prevención de Accidentes de acuerdo con la aceptabilidad del riesgo estimado.

6.4 DESARROLLO DEL ANÁLISIS

6.4.1 Identificación de Actividades que Implican Riesgos

Al evaluar la probabilidad de ocurrencia de un evento se asignará un valor único para el frente de trabajo, sin embargo es importante establecer diferencias según el grado de vulnerabilidad que presenten las áreas a intervenir. Por ejemplo, una fuga de producto combinada con un evento explosivo y de incendio representa mayores riesgos cuando ocurre cerca de asentamientos humanos o a un tipo de vegetación combustible (cultivos o bosque).

6.4.2 Riesgos Originados en el Petróleo Crudo

Uno de los principales problemas de operación con petróleo crudo es cuando se encuentran confinados en recipientes bajo efectos de temperaturas, presiones y de procesos corrosivos ya que comprometen la resistencia de los materiales, válvulas y conducciones. Por lo tanto, se requiere cumplir con estrictas normas de calidad y de adiestramiento a los operarios, lo mismo que de planes de contingencia específicos, los cuales deben ser desarrollados por las empresas y entidades productoras, comercializadoras y usuarias.

6.5 AMENAZAS

Se define como como "un peligro latente, una condición química o física con el potencial de causar efectos indeseables, serios daños para la población, la propiedad y el medio.

Existen fallas en equipos y accesorios a presión que conducen o contienen petróleo crudo. Los materiales usados para el diseño de recipientes a presión tales como tanques de almacenamiento, tuberías, etc., están regidos por normas y especificaciones establecidas.

Los requisitos del control de calidad cubren todos los aspectos de la producción, desde el momento en que se pone en fabricación el metal hasta el momento en que se pone en servicio el recipiente o el sistema de conducción.

Durante este proceso se hacen unas pruebas con el fin de detectar un producto defectuoso.

Hoy día estas pruebas son excelentes pero no dejan de existir algunos errores, llevando al producto a una futura rotura. Se tendrá que anotar o hacer un informe de las condiciones de trabajo a las cuales estaba sometida la pieza y todos los detalles posibles para un examen riguroso por parte del proveedor del material y así analizar las diferentes causas del por qué de la rotura. En los recipientes, depósitos y tuberías a presión se usan materiales férreos y no férreos. Los defectos pueden presentarse en todos ellos y las roturas se han producido en materiales de la más alta calidad y, desafortunadamente se seguirá presentándose.

En efecto las grietas, la propagación de grietas, la corrosión y la erosión en materiales, se ven tanto a simple vista como bajo el microscopio.

El material perfecto para la fabricación de estos equipos no existe.

Un defecto se define como la falta o ausencia de algo esencial para la integridad o perfección. Los defectos pueden variar en los metales desde dislocaciones en el campo atómico, no observables incluso con los más sofisticados equipos de inspección, hasta discontinuidades apreciables a simple vista.

Bajo unas condiciones de trabajo y de uso, un defecto determinado, puede ser muy improbable que cause una rotura en servicio. Bajo otras condiciones de trabajo, el mismo defecto puede ser tan peligroso que puede causar la rotura instantánea dando lugar a

problemas tales como explosiones, incendios, derrames, u otros y poniendo en peligro la vida del hombre.

Una de las amenazas más comunes y que pueden terminar en accidentes de gran magnitud son las fugas o escapes de productos en los recipientes que los contienen.

6.5.1 Fugas o escapes de producto:

En la sección de análisis de causas se detallará este fenómeno.

El desarrollo de actividades ajenas a la realización de un proyecto sumado a los fenómenos naturales puede llegar a constituirse en elementos perturbadores del medio ambiente y posibles generadores de emergencias. Estas amenazas son de tipo exógeno y entre ellas se consideran: incendios forestales provocados por quemas no controladas, sismos, inundaciones, tormentas eléctricas, deslizamientos de terreno y atentados.

6.5.2 Incendios: Un incendio se define como un fuego incontrolado o un proceso de combustión sobre el cual se ha perdido el control. Los incendios se pueden clasificar en: conato o amago (para incendios incipientes) y declarado (para fuegos en pleno desarrollo). Los efectos de este accidente serán tratados en el Anexo A.

6.5.3 Sismos: Son movimientos de la corteza terrestre causados por fenómenos naturales como las fallas geológicas activas, la acomodación de placas tectónicas, y la acumulación de energía por el movimiento relativo de las mismas.

6.5.4 Inundaciones: Son el cubrimiento de un terreno con cantidades anormales de agua producto de una precipitación abundante (Crecidas o Tormentadas) o el desbordamiento de un cuerpo de agua cercano.

6.5.5 Tormentas eléctricas: Una tormenta eléctrica es el resultado de una combinación de fenómenos atmosféricos los cuales generan descargas eléctricas inesperadas.

6.5.6 Deslizamientos: Son los movimientos del terreno causados por factores exógenos, tales como las altas precipitaciones que favorecen la reactivación de flujos de tierra.

6.5.7 Atentados: Son actos criminales efectuados por personas o grupos al margen de la ley.

6.6 ESTIMACIÓN DE PROBABILIDAD

Dado que el concepto de riesgo se basa en la probabilidad de ocurrencia de los eventos, una parte importante del análisis es la determinación de las probabilidades.

La estimación de la probabilidad se determina en base a criterios cualitativos, debido a la ausencia de datos estadísticos que sustenten la evaluación.

6.7 ANALISIS DE VULNERABILIDAD

La vulnerabilidad es el grado relativo de sensibilidad, que un sistema tiene respecto a una amenaza determinada.

Se entiende por elementos vulnerables las personas, el medio ambiente y los bienes que puedan sufrir daño como consecuencia de los accidentes mayores.

Se debe tener en cuenta que el riesgo es una combinación de la probabilidad de ocurrencia y la severidad del evento.

6.7.1 Factor de Vulnerabilidad

El entorno se clasifica según su factor de vulnerabilidad FV como:

Entorno poco vulnerable

Entorno medianamente vulnerable

Muy vulnerable

El método es útil para dar una evaluación inicial y rápida de los riesgos al entorno, que permite disponer de elementos de juicio para definir la necesidad de técnicas para la identificación y evaluación de riesgos más o menos profundos.

Los factores de vulnerabilidad dentro de un análisis de riesgos, permite determinar cuales son los efectos negativos, que sobre un escenario y sus zonas de posible impacto pueden tener los eventos que se presenten.

Para efectos del análisis de riesgo de las instalaciones que manejan hidrocarburos y de las zonas de interés ambiental y socioeconómico, se consideran los siguientes factores de vulnerabilidad.

Víctimas: Se refiere al número y clase de afectados (empleados, personal de emergencia y la comunidad); considera también el tipo y la gravedad de las lesiones.

Daño ambiental: Incluye los impactos sobre cuerpos de agua, fauna, flora, aire, suelos y comunidad a consecuencia de la emergencia.

Pérdidas materiales o económicas: Representadas en instalaciones, equipos, producto, valor de las operaciones de emergencia, multas, indemnizaciones, y atención médica entre otros.

Imagen Empresarial: Califica el nivel de deterioro de la imagen corporativa de la empresa como consecuencia de la emergencia.

Suspensiones: Determina los efectos de la emergencia sobre el desarrollo normal de las actividades de desarrollo del proyecto en términos de días perdidos.

6.7.2 Estimación de Gravedad

La gravedad de las consecuencias de un evento se evalúan sobre los factores de vulnerabilidad, y se califica dentro de una escala que establece cuatro niveles. Los niveles corresponden a gravedad nivel 1 o insignificante, nivel 2 o marginal, nivel 3 o crítica, y nivel 4 o catastrófica. Un ejemplo de la calificación de la gravedad tomado de un estudio para la construcción y operación de un Gasoducto de la empresa Transredes se presenta en el cuadro 1.

Cuadro 1: Calificación de la Gravedad

Factor de Vulnerabilidad	Calificación de Gravedad			
	Insignificante	Marginal	Critica	Catastrófica
	1	2	3	4
Víctimas	No hay lesiones, o no se requiere atención hospitalaria	Lesiones leves que requieren atención	Lesiones con necesidad de hospitalización	Muertes
Daño Ambiental	No hay impactos ambientales significativos	Impactos ambientales dentro del área del escenario de emergencia	Impactos en las áreas aledañas al escenario	Impactos con consecuencias sobre la comunidad
Pérdidas Materiales	Menos de US\$ 0.5 millones	Entre US\$ 0.5 y 3 millones	Entre US\$ 3 y 5 millones	Mas de US\$ 5 millones
Imagen de TRANSREDES S.A.	Conocimiento interno solamente	Conocimiento local	Conocimiento nacional	Conocimiento internacional
Suspensiones (construcción o en operación)	Suspensión de 1 día	Suspensión de 2 a 4 días	Suspensión de 5 a 10 días	Suspensión mayor a 10 días

Fuente: Análisis de Riesgos y Plan de Contingencias-Transredes

6.7.3 Cálculo del Riesgo

El riesgo es producto de la combinación de dos factores, la probabilidad de ocurrencia de una amenaza y la gravedad de las consecuencias de la misma. Matemáticamente el riesgo R puede expresarse como el producto de la probabilidad de ocurrencia P por la gravedad G. **R = P x G**

En el cuadro 2 se presenta un ejemplo de resumen de la aceptabilidad de riesgos de un estudio que hizo la empresa Transredes para un Plan de Contingencias en Colombia.

Aceptabilidad

En cuanto a la aceptabilidad a los riesgos, los escenarios se clasifican como:

Cuadro 2: Aceptabilidad de Riesgo según Combinación de probabilidad-Gravedad

			GRAVEDAD			
			1	2	3	4
			INSIGNIFICANTE	MARGINAL	CRITICA	CATASTROFICA
PROBABILIDAD DE SINIESTROS	1	IMPOSIBLE				
	2	IMPROBABLE				
	3	REMOTO				
	4	OCASIONAL				
	5	MODERADO				

Aceptable
 Tolerable
 Inaceptable

Fuente: Análisis de Riesgos y Plan de Contingencias-Transredes

Aceptable: Un escenario situado en esta región de la matriz significa que la combinación de probabilidad-gravedad no representa una amenaza significativa por lo que no amerita la inversión inmediata de recursos y no requiere una acción específica para la gestión sobre el factor de vulnerabilidad considerado en el escenario. Cuantitativamente representa riesgos con valores menores o iguales a tres puntos.

Tolerable: Un escenario situado en esta región de la matriz significa que, aunque deben desarrollarse actividades para la gestión sobre el riesgo, éstas tienen una prioridad de segundo nivel. Cuantitativamente representa riesgos con valores entre cuatro y seis puntos.

Inaceptable: Un escenario situado en esta región de la matriz significa que se requiere siempre desarrollar acciones prioritarias e inmediatas para su gestión, debido al alto impacto que tendrían sobre el sistema. Cuantitativamente representa valores de riesgo entre ocho y veinticuatro puntos.

Relativamente pocas son las amenazas cuyo nivel de severidad o frecuencia de ocurrencia puedan traducirse en riesgos que requieran la activación de un Plan Nacional de Contingencia.

Los factores generales de riesgo del Sector de Hidrocarburos que se tiene en cuenta para la formulación del Plan Nacional de Contingencia son:

1. Rotura mayor de ducto - impacto en tierra y afluente fluvial.
2. Rotura mayor de ducto en cruce fluvial de cauce importante.
3. Colisión, encallamiento o naufragio masivo de sistema fluvial de transporte.
4. Rotura mayor de oleoducto submarino en terminal fluvial o costero.
5. Descontrol de instalación industrial en ribera o costa.
6. Accidente de vehículo(s) de transporte terrestre.
7. Rotura mayor de línea o sistema de cargue en terminal marítimo o fluvial.
8. Encallamiento o naufragio de buque tanque en área costera.
9. Naufragio de buque tanque en áreas costeras remotas o aguas territoriales.
10. Mancha de origen desconocido y gran volumen en ribera o costa.

En el capítulo de Plan de Contingencias se detallará sobre los anteriores factores.

Los incidentes que se puedan obtener en el análisis de riesgo sirven para dar vía al desarrollo del diseño del Plan de Contingencia.

7. PLAN DE CONTINGENCIA

Los riesgos industriales contribuyen a los desastres, junto con la naturaleza y la acción del hombre. Por esto se debe estar muy atento y prepararnos para salvar la vida, la subsistencia biológica y la subsistencia económica. Esto se hace mediante una organización regida por las instituciones gubernamentales con el fin de coordinar y estandarizar las acciones que conduzcan a preservar la vida, el medio ambiente y los bienes de la población.

De esta forma se involucra a todos los gremios estatales, privados y población civil, con el fin de enfatizar la prevención sobre la atención, sin que esta última sea un "problema" puntual, sino un accionar coordinado, eficiente, participativo y eficaz.

Es así como nace un **Plan de Contingencia**.

Un plan de contingencia es una herramienta de coordinación interinstitucional entre las instancias de prevención y atención de desastres, las autoridades ambientales y el sector industrial, que permite optimizar y fortalecer las acciones de prevención y atención de derrames.

Cada país cuenta con su propio Plan de Contingencia, el cual es elaborado con las instituciones ambientales, empresas estatales petroleras y autoridades civiles para tener el mejor desempeño cuando este sea aplicado ante una eventualidad.

A nivel de **Colombia** entre los planes de contingencia, la mayor herramienta para contrarrestar los impactos que pueda sufrir la economía por su incidencia monetaria como

ambiental, está el **Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres**, que se establece por el Decreto N° 321 del 17 de Febrero 1999.¹⁹

El Plan de Contingencia es un documento que establece una estrategia de respuesta para atender un derrame, define las responsabilidades de las entidades y personas que intervienen en la operación, provee una información básica sobre posibles áreas afectadas y los recursos susceptibles de sufrir las consecuencias de la contaminación y sugiere cursos de acción para hacer frente al derrame, de manera que se permita racionalizar el empleo de personal, equipos e insumos disponibles.

Básicamente un Plan de Contingencia esta compuesto por tres planes:

Plan Estratégico, Plan Operacional, Plan Informativo.

A continuación se dará un énfasis en los aspectos más relevantes de cada plan y sugerir al lector a que se remita al documento original que tiene por titulo **Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres** – PNC el cual es una herramienta diseñada por personas y entidades de mayor conocimiento referente al tema y este se encuentra en la Dirección General de Prevención y Atención de Desastres. Cuya página web es www.dgp.ad.gov.co

¹⁹ MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. “Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres” Santa Fé de Bogotá, 1999.

7.1 PLAN ESTRATEGICO

El Plan Estratégico es el que debe describir el alcance del plan, incluyendo la cobertura geográfica, los riesgos probables, las funciones / responsabilidades de los encargados de la puesta en marcha del Plan y de la respuesta estratégica propuesta.

El **Objetivo General del PNC** es el siguiente:

Dotar al Sistema Nacional de Prevención y Atención de Desastres de una herramienta estratégica, informática y operativa que permita coordinar la prevención, el control y el combate eficaz de un eventual derrame de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas en aguas marinas, fluviales y lacustres, con la participación de entidades competentes en la materia tales como:

Ministerio de Minas y Energía, Empresa Colombiana de Petróleos, Dirección General Marítima, Ministerio del Medio Ambiente, Asociación Colombiana del Petróleo, Asociación Nacional de Industriales, el Consejo Colombiano de Seguridad.

Entre los **Objetivos Específicos** se tienen los siguientes:

- Dotar al PNC de las bases jurídicas, institucionales, de cooperación internacional, de organización, estrategia general de activación, de responsabilidades de las entidades públicas y privadas existentes en el país.

- Dotar al PNC de un plan operativo que defina sus niveles de activación, prioridades de protección, prioridades de acción, las bases para la sectorización del país y los mecanismos de notificación, organización, funcionamiento y apoyo del PNC a los Planes de Contingencia Locales y los Planes de Ayuda Mutua en los aspectos de prevención, mitigación, control, recuperación, limpieza, comunicaciones, vigilancia y servicios, o la eventual activación del nivel tres (3).
- Dotar al PNC de un plan informático que defina los aspectos de lo que este requiere, en términos de bases de datos y sistemas de información que identifiquen y clasifiquen los recursos disponibles en el país, así como la información básica fisiogeográfica y logística de las áreas críticas por parte de las entidades públicas y del sector industrial, a fin de que los planes estratégico y operativo sean eficientes. Así mismo se establecen los mecanismos para la estandarización y entrega de la información de apoyo al Plan Nacional de Contingencia.

7.1.1 Niveles de Cobertura Geográfica

La cobertura geográfica del Plan Nacional de Contingencia será el siguiente:

- **Nivel Local.** Terminal marítimo, un puerto, una instalación industrial con sus respectivas áreas de influencia. En este caso se trata de un Plan de Contingencia Local, que debe ser muy específico, considerando las características propias de operación y del área, siendo de responsabilidad de la industria afectada, con el apoyo del Comité Local para la Prevención y Atención de Desastres respectivo.

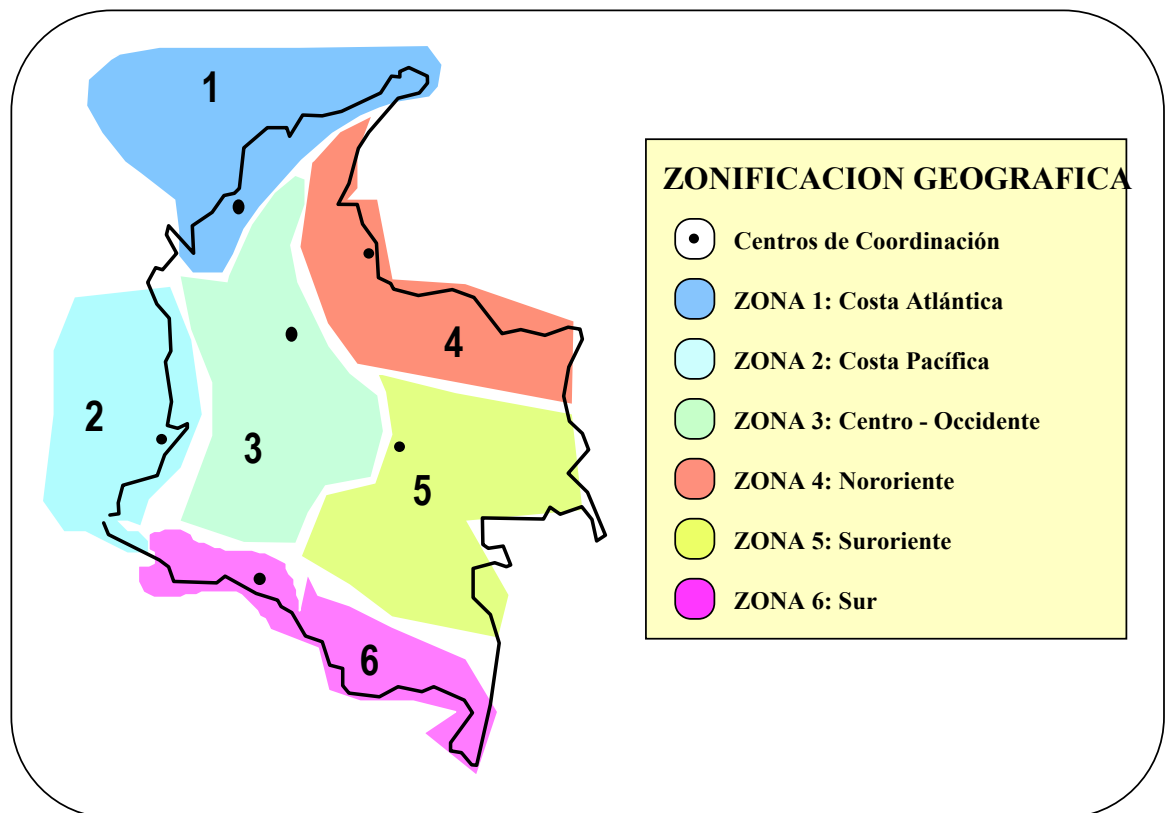
- **Nivel Regional - Zonal.** Cubre una amplia zona costera o continental, incluyendo varios puertos, terminales marítimos o fluviales, áreas industriales o municipios. Se aplica cuando la magnitud del derrame excede la capacidad de un Plan de Contingencia Local, o ha ocurrido en un lugar distante de los centros locales. Sigue siendo de responsabilidad de las empresas donde se originó el evento, con el apoyo de los Comités Regionales para la prevención y atención de desastres respectivos.
- **Nivel Nacional.** Es el nivel más amplio que cubre toda la zona costera y las arterias fluviales y lacustres del país. Se aplica cuando la capacidad de respuesta del Plan de Contingencia local y/o regional ha sido desbordada. El nivel nacional se activará a través de los Comités Operativo y Técnico Nacional del Plan Nacional en coordinación con el Director en Escena, para una movilización masiva de recursos y personal de una zona a otra, en caso de ser necesario.
- **Nivel Internacional o Nacional.** Cuando la magnitud de un derrame es tal que excede la capacidad del país para enfrentarlo, o bien cuando el derrame pone en peligro los recursos de otro país, se debe recurrir a la Cooperación Internacional o a una acción de respuesta conjunta a nivel bilateral o internacional para enfrentar el derrame.

7.1.2 Areas de Responsabilidad Geográfica

El país estará dividido en 6 zonas, para efectos de soporte, coordinación y sectorización de los procedimientos de ayuda. Los centros de coordinación tendrán la función de integrar los recursos de los Comités Regionales para la Prevención y Atención de

Desastres que conforman cada una de las zonas, para lo cual dispondrán de facilidades de comunicación, informática y seguridad. Estos centros estarán a cargo de un coordinador designado por cada una de las entidades responsables de los centros y con funciones asignadas por el Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia. La División geográfica se muestra en la figura 49.

Figura 49. Zonificación Geográfica del Plan Nacional de Contingencia



Fuente: Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres – PNC

Zona 1: Costa Atlántica

Abarca la línea costera desde la zona fronteriza con Venezuela hasta la frontera terrestre con Panamá, y las aguas interiores, mar territorial, zona contigua, zona económica exclusiva y plataforma continental colombiana en el mar Caribe. El centro de coordinación de apoyo para operaciones conjuntas de Plan Nacional de Contingencia estará localizado en la Base Naval de Cartagena, con un centro delegado en las Instalaciones de ECOPETROL en Coveñas, bajo la coordinación del Director en Escena y la Autoridad Marítima, con el apoyo de los Comités Regionales de PAD respectivos, aunque podrá estar localizado en cualquier punto cercano al derrame, de acuerdo con las necesidades específicas.

Zona 2: Costa Pacífica

Abarca la línea costera desde la frontera con Panamá hasta la frontera con Ecuador, y los espacios marítimos, aguas interiores, mar territorial, zona contigua, zona económica exclusiva y plataforma continental colombiana en el Pacífico. El centro de coordinación de apoyo para el PNC estará localizado en la Base Naval de Bahía Málaga, con un centro delegado en Tumaco en el Centro de Control de Contaminación del Pacífico, bajo la coordinación del Director en Escena y la Autoridad Marítima con el apoyo de los Comités Regionales de PAD respectivos Aunque podrá estar localizado en cualquier punto cercano al derrame, de acuerdo con las necesidades específicas.

Zona 3: Centro – Occidente

A este pertenecen las operaciones industriales y comerciales en las cuencas de los ríos Magdalena y Cauca. Para efectos del Plan Nacional de Contingencia, tendrá el centro de coordinación de apoyo y comunicaciones en el Complejo Industrial de Barrancabermeja para la parte referente a derrames de hidrocarburos y derivados, y para la parte de derrames de sustancias nocivas su centro de coordinación será CISPROQUIM en Bogotá.

Zona 4: Nororiente

Cubre los Departamentos de Arauca, Santander del Sur y Santander del Norte hasta el Valle del Bajo Magdalena. Maneja los acuerdos de cooperación fronteriza con Venezuela en los ríos Arauca y Catatumbo. Su centro de coordinación para el PNC estará localizado en Cúcuta, en las instalaciones de ECOPETROL, bajo la coordinación del Director en Escena y con el apoyo de los Comités Regionales de PAD respectivos.

Zona 5: Suroriente

Abarcará la jurisdicción de los Departamentos de Casanare, Meta, Vichada, Caquetá y Guainía. Para efectos del PNC el centro de coordinación podrá estar localizado en cualquier punto cercano al derrame, de acuerdo con las necesidades específicas; sin embargo para efectos de ubicación el centro estará localizado en el CPF (Central Production Facilities) de Cusiana -B.P.- en Tauramena, bajo la coordinación del Director en Escena, con el apoyo de los Comités Regionales de PAD respectivos.

Zona 6: Sur

Comprende los Departamentos de Putumayo y Amazonas. Manejará eventuales acuerdos transfronterizos de cooperación con Ecuador, Perú o Brasil. Aunque podrá estar localizado en cualquier punto cercano al derrame, de acuerdo con las necesidades específicas, el centro de coordinación se localizará en las instalaciones de ECOPETROL en Orito, Putumayo, bajo la coordinación del Director en Escena, con el apoyo de los Comités Regionales de PAD respectivos.

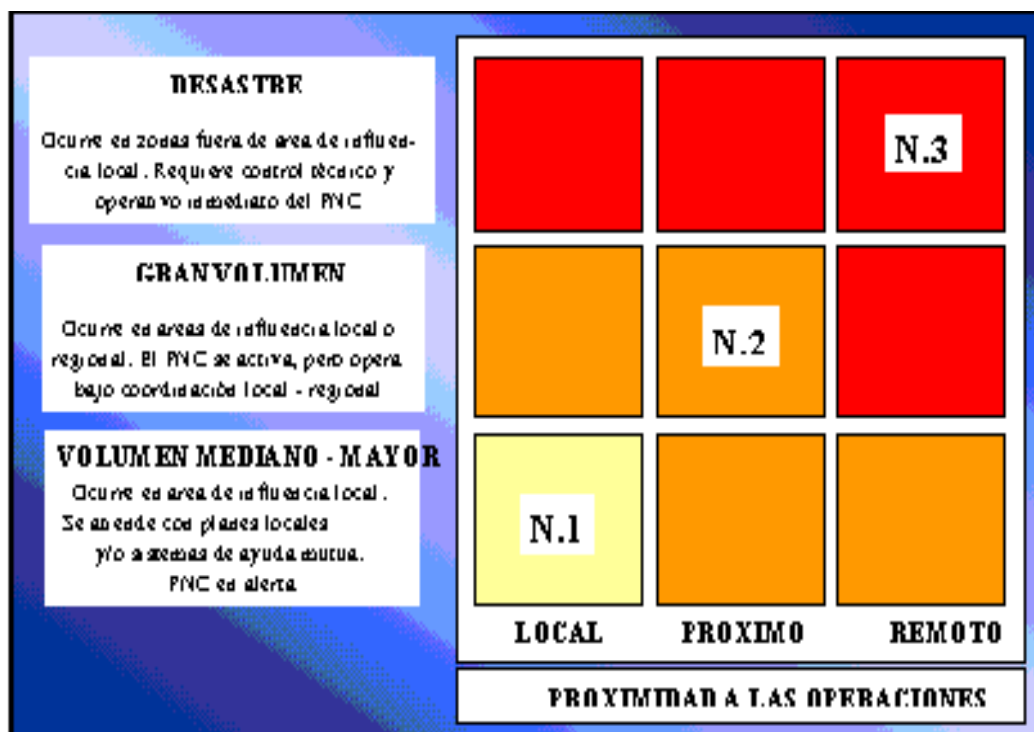
7.1.3 Niveles de Activación

Existen tres niveles de activación del PNC. Ver figura 50.

Nivel 1: Activación parcial del PNC. PNC en Alerta.

En este tipo de eventos, el Plan de Contingencia Local activa su máximo nivel de respuesta (que probablemente incluye la activación de un sistema nacional de compañía o la activación de planes de ayuda mutua). Manejada totalmente bajo la organización del Plan de Contingencia local con la colaboración directa del Comité Local para la Prevención y Atención de Desastres, se alertará al Comité Operativo Regional del PNC. Sin activar toda la estructura, el Comité Operativo Local, prepara y suministra los sistemas de apoyo que solicite el Director en escena del plan local, sin intervenir en su estructura ni en las operaciones de control.

Figura 50. Niveles de activación del PNC



Fuente: Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres – PNC

En caso de que el sitio de ocurrencia del derrame se encuentre muy alejado del área de influencia del Plan de contingencia de la empresa responsable por el derrame, el Comité Local para la Prevención y Atención de Desastres debe asumir el mando de las acciones inmediatas de control del derrame, mientras la empresa encargada se hace presente en el lugar de la emergencia.

Nivel 2: Activación del PNC a través de los PDC's y los Comités Operativos Regionales.

Ocurre en zonas remotas dentro de la cobertura de los planes locales de contingencia.

El Plan Nacional de Contingencia se activa manteniendo las operaciones de control bajo el mando del área operativa que solicitó la activación. Los recursos suministrados por el PNC son administrados y controlados a través de la estructura estratégica del PDC local, en coordinación con los comités locales y regionales de prevención y atención de desastres. Puede manejarse a nivel de sector, es decir, involucrando en la respuesta los recursos específicos de la industria petrolera o de la industria química, según el caso.

Nivel 3: Activación total instantánea del PNC - Sistema Nacional PAD Desastre volumen y severidad mayores dentro de zona de cobertura de PDC local

El evento está totalmente fuera de control del área operativa local, y excede la capacidad de sistemas locales o regionales de ayuda mutua. En acuerdo con el Director en escena que activó la respuesta inicial, todo el organigrama del PNC se pone en marcha, se abre un puesto de comando regional en la zona definida por el PNC según la localización del evento, y se utiliza la estructura operativa de la empresa afectada, vigente hasta el momento, con asistencia Comité Operativo Nacional del PNC.

Desastre - evento de gran volumen por fuera del área de cobertura de PDC's locales

Este tipo de evento puede ocurrir sólo en áreas marítimas de paso inocente de buque tanques petroleros o transportadores de sustancias químicas por aguas jurisdiccionales colombianas, o incidentes de embarcaciones nacionales o fletadas por operadores locales totalmente fuera del alcance de sus planes de contingencia locales, y posiblemente cerca de áreas críticas o recursos vulnerables de gran importancia estratégica (Archipiélago de San Andrés, Gorgona, Chocó, etc.).

7.1.4 Estructura Básica

El Plan Nacional de Contingencia estará coordinado por la Dirección General para la Prevención y Atención de Desastres - DGPAD, a través del Sistema Nacional para la Prevención y Atención de Desastres - SNPAD, conformado por un Comité Técnico y un Comité Operativo del Plan Nacional de Contingencia, dos Sistemas de Información y un Centro de Respuesta Nacional, con la participación de entidades competentes en la materia, como el Ministerio de Minas y Energía, la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL, la Dirección General Marítima - DIMAR, de la Armada Nacional, el Ministerio del Medio Ambiente, la Asociación Colombiana del Petróleo, la Asociación Colombiana de Industriales - ANDI, y el Consejo Colombiano de Seguridad, entre otras.

Los miembros del comité operativo local deben conocer sus responsabilidades específicas. Ver tabla 7.

7.1.5 Organización y Coordinación Nivel II

7.1.5.1 Coordinación Regional

El Plan Nacional de Contingencia estructura una coordinación de acciones en el nivel II de activación, a través de los Comités Regionales para la Prevención y Atención de Desastres y los directores en escena de la atención del derrame. Para esta coordinación los Comités Regionales para la Prevención y Atención de Desastres contarán con las áreas de responsabilidad geográfica en todo el país, en las cuales se conforman centros

Tabla 7. Miembros Comité Operativo Local

MIEMBRO DEL COMITÉ	FUNCIONES
Cruz Roja Colombiana	Atención Prehospitalaria. Búsqueda y rescate Comunicaciones. Apoyo logístico
Defensa Civil Colombiana	Búsqueda y rescate Comunicaciones. Apoyo logístico Evacuación
Cuerpo de Bomberos	Extinción Incendios. Apoyo logístico Evacuación
Alcaldía Municipal	Secretaría del comité. Información comunitaria
Fuerzas Armadas presentes en los Municipios	Seguridad, Maquinaria, Personal, Apoyo Logístico, Comunicaciones
Ecopetrol. Distritos Operativos localizados en los Municipios afectados	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Hidrocarburos Comunicaciones
Asociación Colombiana de Petróleos. Operadoras de campos y Transportadoras privadas localizadas en los Municipios afectados	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Hidrocarburos Comunicaciones
Empresa Industrial afectada por el Derrame y/o Comité de Ayuda Mutua a la que pertenece. Cooperativa transportadora del municipio	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Sustancias Nocivas
Corporaciones Autónomas Regionales	Control y manejo de cuencas y vertimientos Asesoría Ambiental
Juntas de Acción Comunal	Apoyo Logístico. Información comunitaria
Servicios Seccionales de Salud	Atención Médica.

Fuente: Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres – PNC

de coordinación y apoyo, para proveer todo el apoyo logístico necesario en la atención de un derrame que lo amerite.

Los Centros de Coordinación y apoyo se estructuran según la atención en áreas marinas o continentales así:

1. Derrames Marinos: Conformados por los Centros de coordinación de las áreas de responsabilidad geográfica de la Costa Atlántica (Zona 1) y Costa Pacífica (Zona 2).

2. Derrames Continentales: Conformados por los Centros de coordinación de las áreas de responsabilidad geográfica de la región Centro - Occidente (Zona 3), región Nororiente (Zona 4), región Sur oriente (Zona 5) y región Sur (Zona 6).

La DGPAD coordinará el Plan Nacional de Contingencia, con la asesoría de los Comités Técnico y Operativo del Plan Nacional y con la activación del Centro Nacional de Respuesta. Ver figura 51.

7.1.5.2 Responsabilidades Especificas Comité Operativo Regional

Los miembros del comité Operativo Regional y sus funciones se encuentran en la tabla 8.

Tabla 8. Miembros Comité Operativo Regional

MIEMBRO DEL COMITÉ	FUNCIONES
Cruz Roja Colombiana	Atención Prehospitalaria. Búsqueda y rescate Comunicaciones. Apoyo logístico
Defensa Civil Colombiana	Búsqueda y rescate Comunicaciones. Apoyo logístico Evacuación
Cuerpo de Bomberos	Extinción Incendios. Apoyo logístico Evacuación
Gobernación	Secretaría del comité.
Fuerzas Armadas presentes en los Departamentos	Seguridad, Maquinaria, Personal, Apoyo Logístico, Comunicaciones
Ecopetrol. Distritos Operativos localizados en los Departamentos	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Hidrocarburos Comunicaciones
Asociación Colombiana de Petróleos. Operadoras de campos y Transportadoras privadas localizadas en los Departamentos	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Hidrocarburos Comunicaciones
Empresa Industrial afectada por el Derrame y/o Comité de Ayuda Mutua a la que pertenece. Cooperativa transportadora del Departamento.	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Sustancias Nocivas
Corporación Autónoma Regional respectiva	Control y manejo de cuencas y vertimientos Asesoría Ambiental
Juntas de Acción Comunal	Apoyo Logístico
Servicios Seccionales de Salud	Atención Médica.

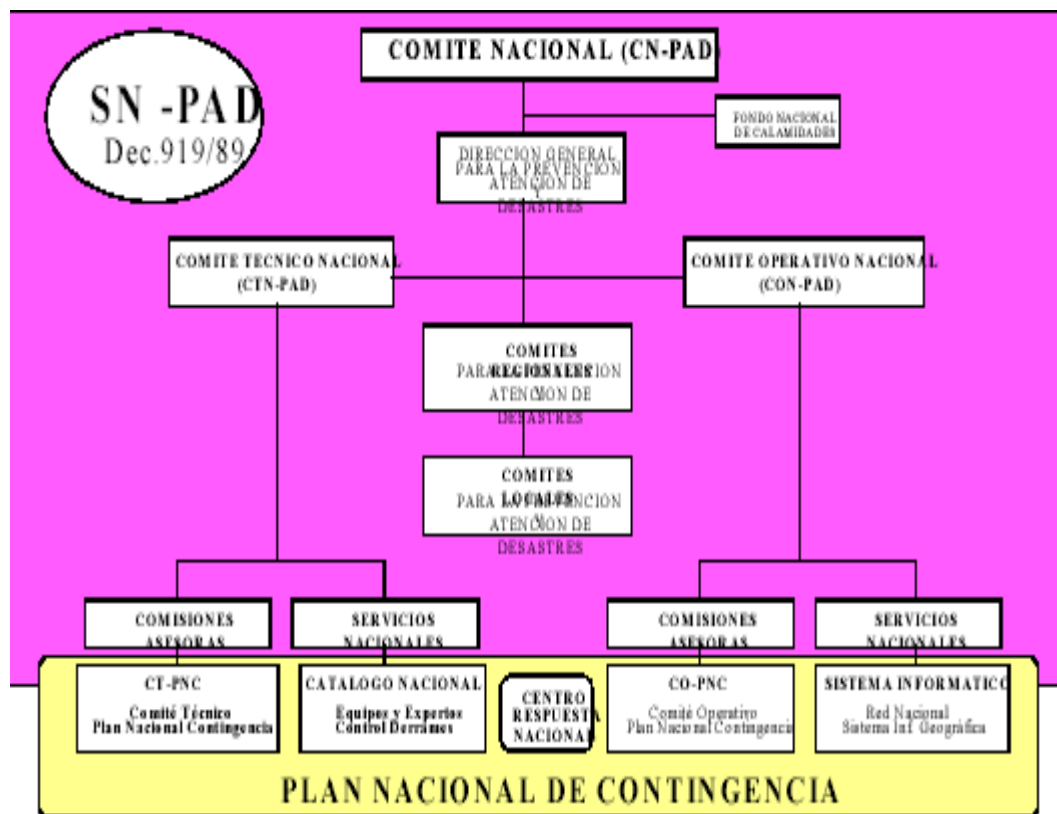
Fuente: Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres – PNC

El Plan Nacional de Contingencia cuenta con un organismo rector, el cual es el Comité Nacional para la Prevención y Atención de Desastres, quién se constituye como la máxima instancia aprobatoria y de gestión del Plan Nacional de Contingencia. Este

organismo rector delegará en el Comité Técnico del Plan Nacional de Contingencia, todas las funciones de planificación, operatividad, control y revisión de todos los aspectos relacionados con el Plan Nacional de Contingencia.

Los miembros del Comité Operativo Nacional y sus funciones se encuentran en la tabla 9.

Figura 51. PNC dentro del Sistema Nacional PAD



Fuente: Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres – PNC

Tabla 9. Miembros Comité Operativo Nacional

MIEMBRO DEL COMITÉ	FUNCIONES
Cruz Roja Colombiana	Atención Prehospitalaria. Búsqueda y rescate Comunicaciones. Apoyo logístico
Defensa Civil Colombiana	Búsqueda y rescate Comunicaciones. Apoyo logístico Evacuación
Cuerpo de Bomberos	Extinción Incendios. Apoyo logístico Evacuación
Consejo Colombiano de Seguridad	Información sobre Materiales peligrosos.
Ministerio de Defensa	ARMADA: Coordinación Actividades en mar EJERCITO: Seguridad. Maquinaria y Personal Apoyo logístico FUERZA AEREA: Apoyo logístico aéreo POLICIA: Seguridad. Comunicaciones
Andi	Coordinación y apoyo de los Planes de Contingencia industriales.
Ecopetrol. Distritos Operativos	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Hidrocarburos Comunicaciones
Asociación Colombiana de Petróleos. Operadoras de campos y Transportadoras privadas	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Hidrocarburos Comunicaciones
Empresa Industrial afectada por el Derrame o Comité de Ayuda Mutua a la que pertenece	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Sustancias Nocivas
Ministerio de Relaciones Exteriores	Trámites Visas Expertos extranjeros Activación de Convenios Internacionales
Ministerio de Hacienda y Crédito Público. DIAN	Trámites de entrada de equipos
Ministerio de Transporte	Control e información Vías
Ministerio de Salud	Atención Médica. Comunicaciones Información Toxicológica
Ministerio de Comunicaciones	Comunicaciones Internacionales.
Aeronáutica Civil	Operación Aérea
Superintendencia de Puertos	Operación Portuaria.

Fuente: Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres – PNC

7.1.6 Responsabilidades Especificas Comité Operativo Nacional

El Comité Operativo Nacional del Plan Nacional de Contingencia -CONPNC- estará coordinado por la Dirección General para la Prevención y Atención de Desastres. Esta coordinación contará para cada emergencia con una secretaría técnica, que será ocupada por una de las entidades integrantes del Plan Nacional de Contingencia, de acuerdo con el sector (Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Químicas) y la zona geográfica en los cuales se suscite la emergencia.

7.2 PLAN OPERATIVO

El Plan Operativo define las bases y los mecanismos de notificación, organización, funcionamiento y apoyo del PNC a los Planes locales, o la eventual activación inmediata de su estructura de nivel tres (3).

Local. Los Comités Técnico y Operativo establecerán mecanismos de apoyo a los sistemas de organización y control, dentro de un esquema regional que tenga las siguientes actividades generales. Ver figura 52.

7.2.1 Mecanismos de reporte del derrame

El Reporte del derrame se constituye como una herramienta estratégica del Plan Nacional de Contingencia, en la cual el Comité Técnico Nacional del Plan Nacional tiene la información sobre la ocurrencia del derrame y pone en alerta a los estamentos participantes en el Plan Nacional, para una posible cooperación en la atención y manejo del derrame.

El funcionamiento general del Plan Operativo será el mismo de un Plan de Contingencia

7.2.1.1. Reporte Inicial del Derrame

La Empresa o Industria afectada elaborará un Reporte Inicial del derrame, el cual contendrá la información básica de las circunstancias específicas del derrame (modo, tiempo y lugar), con el fin de estimar preliminarmente la magnitud y severidad de la emergencia.

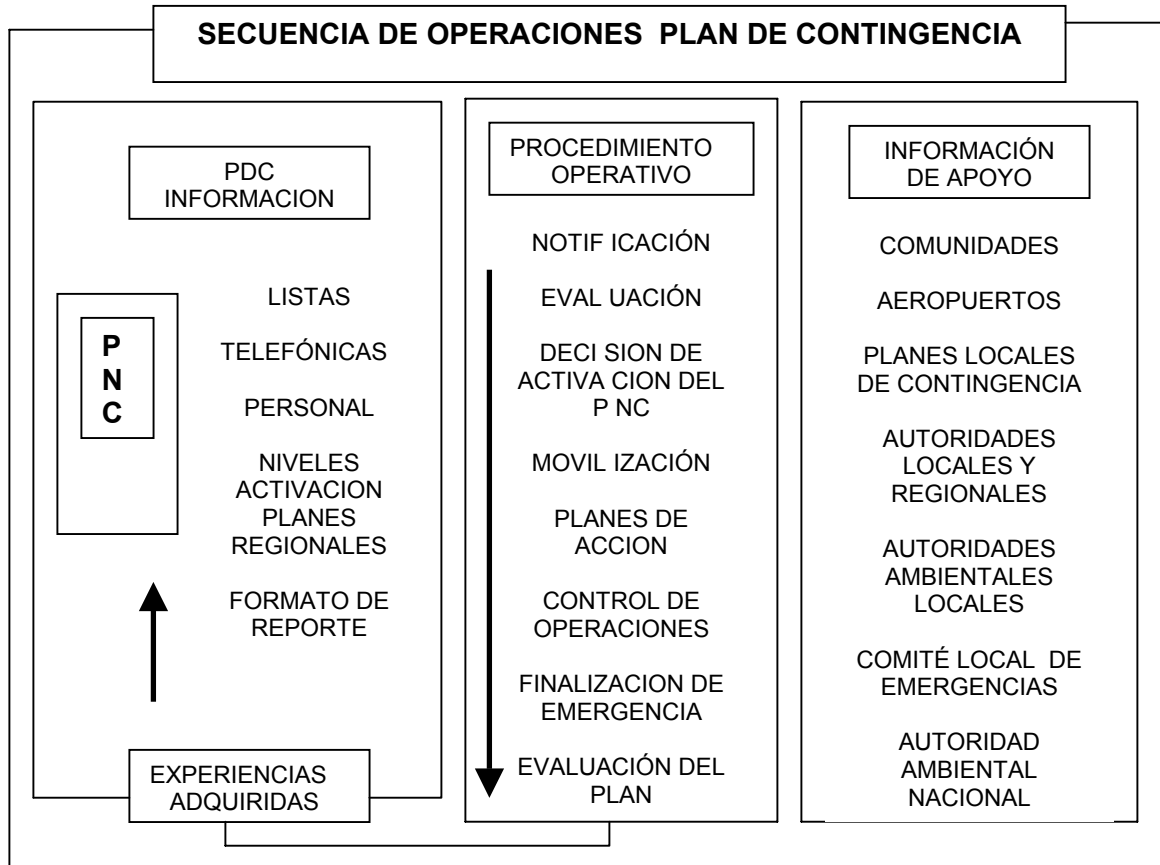
En la figura 91 del anexo C se muestra un modelo de un Formato de “Reporte Inicial Del Derrame”, el cual será el mecanismo único a ser remitido a las autoridades ambientales (Corporación Autónoma Regional correspondiente, Ministerio del Medio Ambiente, Capitanía de Puerto si el derrame se presenta en aguas marinas o fluviales de su competencia), a la Coordinación del Comité Técnico del Plan Nacional de Contingencia, Servicios Seccional de Salud Respectivo y Comité Local y Regional de Prevención y Atención de Desastres respectivo. A su vez el Coordinador del Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia informará al Centro de Coordinación Regional pertinente para su conocimiento y puesta en alerta.

7.2.1.2 Informe Final del Derrame

Se deberá presentar un Informe final escrito, dirigido a las diferentes agencias gubernamentales responsables de los aspectos ambientales (Corporación Autónoma Regional respectiva, Ministerio del Medio Ambiente, Capitanía de Puerto, si el derrame se presenta en aguas marinas o fluviales de su competencia) y a la Coordinación del Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia, dentro de los veinte (20) días contados

a partir del día de la ocurrencia del derrame, con el fin de tener un conocimiento detallado de las circunstancias del derrame y su atención y control.

Figura 52. Secuencia operacional del Plan Nacional de Contingencia



Fuente: Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres – PNC

7.2.2 Evaluación del derrame

La evaluación del derrame se desarrollará desde el nivel del Plan Local de Contingencia a través de procedimientos específicos de cada plan, el cual tendrá criterios técnicos para valorar su capacidad de atención al evento y a su vez identificar los riesgos inmediatos del derrame.

En el evento de un derrame, es necesario conocer completamente los aspectos que afectarán el comportamiento del hidrocarburo, derivado o sustancia nociva, para así definir la estrategia de respuesta al derrame. Los aspectos a considerarse en la evaluación del derrame son los siguientes:

Origen del Derrame, Características del Hidrocarburo, Derivado o Sustancia Nociva, Riesgos para la seguridad de la vida humana e instalaciones, Estimación aproximada del volumen máximo potencial del derrame, Evaluación de las Condiciones Ambientales y Climatológicas predominantes, Trayectoria esperada del derrame, Identificación de los recursos amenazados, Equipos disponibles, Personal disponible, Tiempos máximos de desplazamiento al sitio de ocurrencia, Entidades de ayuda mutua en el área de influencia, Establecimiento de las prioridades de protección y formulación de la estrategia de respuesta.

En las Operaciones de Respuesta se debe tener en cuenta criterios de prioridad.

Entre ellos se tiene:

1. La más alta prioridad va dirigida a proteger y preservar la vida humana amenazada por el incidente, las tomas de agua potable para consumo humano y animal.
2. Cuando hay limitaciones de recursos y tiempo se deberá optar por proteger aquellos recursos que tengan mayor valor e importancia para la seguridad y bienestar de la población humana del área. Posteriormente, se protegerán los recursos de alto valor ecológico y de mayor sensibilidad y por último los recursos amenazados de menor valor socio-económico y ecológico y que tengan un índice de sensibilidad catalogado como medio o bajo.

3. En caso de tener que escoger entre la protección de dos recursos amenazados de alto valor para la comunidad, pero distinto índice de sensibilidad se dará prioridad al más sensible. Si se da el caso de que existan dos recursos en iguales condiciones de valor de sensibilidad se optará por proteger aquel recurso que de verse afectado pueda causar mayor impacto socio-económico en la población humana a corto o mediano plazo.
4. En caso de existir una disyuntiva en cuanto a la protección de uno u otros recursos igualmente importantes a la luz de los criterios de valor y sensibilidad, se deberá tener en cuenta la capacidad de proteger cada uno de ellos de tal forma que se opte por aquel recurso al cual sea más factible garantizar seguridad con los medios disponibles.
5. En caso de alguna incompatibilidad entre las operaciones de salvamento y respuesta se deberá dar prioridad a aquellas maniobras de tendientes al rescate de vidas humanas que estén en inminente peligro. Para el logro de esto deberá existir una coordinación eficiente entre el Director en escena con el Coordinador de las Operaciones de Salvataje, de tal forma que se puedan planear maniobras conjuntas eficaces.
6. En caso de que circunstancias imprevisibles hagan peligrar la operación y la seguridad de los equipos que estén comprometidos en la maniobra de respuesta, se optará por suspenderla o variarla de tal forma que se obtenga el máximo de seguridad para el equipo de respuesta y se pierda al mínimo la posición ventajosa para tratar de controlar el incidente de contaminación.

7. Si el fenómeno de contaminación no amenaza de manera directa e inminente algún recurso de alto valor y sensibilidad se optará por vigilar estrechamente el comportamiento de la mancha y tratar de recuperar el hidrocarburo o la sustancia nociva.
8. Una vez detectada la causa de un derrame y si la misma aún está generando problemas se dará prioridad a las maniobras tendientes a su eliminación.

7.2.3 Selección de Niveles de Activación del Plan Nacional de Contingencia.

Como resultado de la evaluación del derrame y con base en las capacidades de respuesta de los Planes de Contingencia Locales y de los Planes de Contingencia Regionales, la vulnerabilidad y sensibilidad del escenario de la emergencia y el comportamiento del derrame, se pondrá en marcha el Plan Nacional de Contingencia de acuerdo a los niveles de activación.

- Para el Nivel I de activación, la empresa encargada del derrame pondrá en alerta el Plan Nacional, a través de cualquier medio de comunicación disponible (fax, teléfono, correo electrónico, radiocomunicación etc.) informando al Comité Local para la Prevención y Atención de Desastres, el cual a su vez informará a la Coordinación del Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia.
- Para el Nivel II de activación del Plan Nacional de Contingencia, la Empresa que atiende la emergencia definirá, la capacidad de respuesta desbordada y la necesidad de apoyo logístico. De acuerdo al Plan de Contingencia local, el nivel jerárquico correspondiente de la empresa informará, a través de cualquier medio de comunicación disponible (fax,

teléfono, correo electrónico, radiocomunicación etc.) comunicando al Comité Regional para la Prevención y Atención de Desastres, el cual a su vez informará a la Coordinación del Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia.

- Para el Nivel III de activación del Plan Nacional de Contingencia, la Empresa que atiende la emergencia definirá, la capacidad de respuesta desbordada y la necesidad de apoyo logístico. De acuerdo al Plan de Contingencia Local, el nivel jerárquico correspondiente de la empresa informará, a través de cualquier medio de comunicación disponible (fax, teléfono, correo electrónico, radiocomunicación etc.) a la Coordinación del Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia, el cual a su vez, convocará los Comités Operativo y Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia.
- Para el caso del Nivel III de activación del Plan Nacional de Contingencia, por la ocurrencia de un accidente en áreas marítimas de paso inocente de buque tanques petroleros o transportadores de sustancias químicas por aguas jurisdiccionales colombianas, o incidentes de embarcaciones o cualquier otro medio de transporte nacional o fletados por operadores locales totalmente fuera del alcance de sus planes de contingencia locales, la autoridad a la cual se le haya informado la ocurrencia del derrame, comunicará inmediatamente a través de cualquier medio de comunicación disponible (fax, teléfono, correo electrónico, radiocomunicación etc.) a la Coordinación del Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia, el cual aplicando el principio precautorio, activa de forma completa e inmediata el Plan Nacional de Contingencia, convocando a los Comités Técnico y Operativo nacionales. Así mismo, la autoridad que fue informada del hecho, inicia el proceso de verificación del mismo,

para una vez conocido éste, confirmar a la Coordinación del Comité Técnico Nacional la necesidad de continuar la activación de nivel III del Plan.

7.2.4 Factores de Riesgo en el Sector de Hidrocarburos –Niveles de Activación

- **Rotura mayor de ducto - impacto en tierra y afluyente fluvial:**

Históricamente él más frecuente en Colombia. Regularmente, este tipo de emergencias se considera de nivel I, y eventualmente podría alcanzar un nivel II de activación del PNC: en ambos casos, los planes de contingencia locales son activados, y con ellos los sistemas de ayuda mutua regional, si los hay. La dirección estratégica continúa en manos del coordinador en escena local, las operaciones involucran contención en tierra y agua, y el PNC proporciona elementos de soporte estratégico, logístico y de comunicaciones.

- **Rotura mayor de ducto en cruce fluvial de cauce importante:**

Debe su importancia al hecho de que su detección y reparación son relativamente más lentas, dependiendo de si se trata de cruce aéreo o subsuperficial, y su impacto en el sistema hídrico es instantáneo. Su probabilidad de ocurrencia es menor, y generalmente se actúa de manera similar al caso anterior.

- **Colisión, encallamiento o naufragio masivo de sistema fluvial de transporte:**

La severidad de la emergencia depende del número de embarcaciones afectadas y el tipo de producto derramado. Puede producirse a causa de un incendio no controlado o un atentado terrorista. Como en los casos anteriores, se actúa a través de los PDC's locales, y el PNC actúa como apoyo en comunicaciones y coordinación de respuesta regional a lo largo del río, aguas abajo.

- **Rotura mayor de oleoducto submarino en terminal fluvial o costero:**

Muy probablemente hace parte de los escenarios de riesgo de los planes de contingencia locales, y por lo tanto manejable donde estos planes sean operativos; este tipo de derrame puede escapar fácilmente al control local pues parte de su desplazamiento ocurre en la columna de agua antes de subir a superficie.

- **Descontrol de instalación industrial en ribera o costa:**

El incendio o explosión de una instalación industrial, planta química, refinería, sistema de almacenamiento, etc. puede ocasionar derramamiento de productos en el río o mar, con el consecuente riesgo para personas y ecosistemas.

- **Accidente de vehículo(s) de transporte terrestre:**

Otro tipo de evento de ocurrencia frecuente en Colombia. Uno o varios carro tanques que transportan hidrocarburos o químicos tóxicos colisiona y derrama su carga en una zona remota, contaminando un cuerpo de agua y poniendo en riesgo a comunidades vecinas. Aunque este tipo de derrame no se considera, por su volumen, de nivel 2 o 3, generalmente ocurre en zonas alejadas del área de cobertura de los planes locales y donde las comunidades no tienen conocimiento alguno sobre técnicas para controlar este tipo de emergencias.

- **Rotura mayor de línea o sistema de cargue en terminal marítimo o fluvial:**

Otro evento considerado en las evaluaciones de riesgo de los PDC's locales, pero que puede llegar a requerir de apoyo regional o nacional según la severidad del incidente.

- **Encallamiento o naufragio de buque tanque en área costera:**

Sucedde generalmente cerca a puertos comerciales o terminales petroleros y químicos, por problemas en maniobras de acercamiento. Generalmente constituye un escenario de alto riesgo en los PDC's, y desencadena respuesta inmediata de nivel 3. Requiere labores de coordinación operativa por parte de la Armada Nacional a través del Cuerpo de Guardacostas.

- **Naufragio de buque tanque en áreas costeras remotas o aguas territoriales:**

Puede ocurrir en zonas marítimas de "paso inocente", con tanqueros de bandera y agencia extranjeras que no hayan tocado puerto nacional, y que se encuentren en aguas territoriales como parte de su ruta. Este tipo de riesgo se presenta especialmente en los límites marítimos con Panamá y en rutas del Gran Caribe. Activa en forma instantánea el nivel 3 del PNC, y requiere del comando, coordinación y probablemente operaciones directas de la Armada Nacional.

- **Mancha de origen desconocido y gran volumen en ribera o costa:**

Sucedde a menudo que se presenta una mancha cuyo origen se desconoce. El PNC deberá tener provisiones de tipo legal, operativo y financiero que permitan activar la respuesta en forma inmediata, mientras se lleva a cabo la investigación que determine la responsabilidad civil correspondiente.

7.2.5 Movilización de Equipos y Expertos

El Plan Nacional de Contingencia establece que para el aspecto de apoyo logístico de equipos y expertos, los Comités Locales y Regionales para la Prevención y Atención de

Desastres deben contar con un listado de contratistas, proveedores y servicios de apoyo, que puedan ser utilizados en la atención del derrame, por la empresa afectada.

7.2.6 Plan de Acción para el Control del Derrame

Convocatoria de Equipos de Respuesta de los Planes de Contingencia Locales.

Nivel I.

Una respuesta inmediata a una situación de derrame debe ser ejecutada por el Equipo de Respuesta propio de cada plan, el cual operará desde su respectivo centro de operaciones. Este equipo debe estructurarse con personal clave que cubra todas las actividades de la instalación industrial. El Plan de Contingencia local en este nivel puede activar el Plan Nacional de la compañía, el cual puede enviar expertos de otras áreas del país, para complementar el equipo.

7.2.7 Control de Operaciones

La Empresa afectada por el derrame, en su plan local de contingencia debe determinar el personal de asesoría técnica que le colaborará en la conceptualización de los procedimientos operativos para la atención del derrame.

Así mismo el Plan Nacional de Contingencia, dentro del Comité Técnico Nacional, tendrá unos asesores técnicos en la atención de derrames, con el fin de que puedan colaborar en la evaluación de las operaciones y en el control del Plan de acción en sí, en el nivel de activación III, según la solicitud del Director en escena del derrame.

Para realizar un control adecuado y poder realizar las evaluaciones de las acciones, cada plan de contingencia local deberá manejar una Bitácora, en la cual se lleve el reporte diario de todas las actividades del control y atención del derrame, así como de todas las labores de limpieza. Esta bitácora servirá como base para la elaboración de informes oficiales para investigaciones civiles y de seguros.

Una vez finalizada la emergencia, el coordinador en escena deberá desarrollar una serie de actividades, con el propósito de determinar el momento de cierre definitivo de las operaciones, evaluar las consecuencias derivadas del derrame en lo concerniente a la eficiencia de los procesos de limpieza y descontaminación y a efectos en el entorno tanto por el derrame en sí mismo como por las labores desarrolladas con ocasión de éste y finalmente establecer el estado de los equipos, para de esta forma coordinar la reposición de las partes gastadas y la reparación de las que hubiesen presentado fallas operacionales.

7.2.8 Evaluación del Plan de Contingencia

Después de finalizada una emergencia y con base en los reportes diarios, se realizará una evaluación detallada de la efectividad del Plan Local, teniendo como referencia la atención del derrame. Dicha evaluación la realizará la empresa afectada por el derrame y permitirá determinar los aspectos más importantes a tener en cuenta para la reformulación y rediseño del Plan de Contingencia, basado en la experiencia obtenida a raíz de la emergencia.

7.2.9 Capacitación y Entrenamiento

Es un hecho que un Plan de Contingencia para ser efectivo no solo requiere de la organización y el equipo necesarios para atender la emergencia, sino que requiere del elemento básico que es la calidad y la eficiencia del personal y ello solo se logra mediante la capacitación y el entrenamiento.

La capacitación abarca todos los niveles de personal del Plan Nacional, que incluye los mandos de gestión como lo cuadros operativos y técnicos.

Para efectos de la capacitación específica de los aspectos operativos, los Planes de Contingencia locales de cada una de las empresas del sector petrolero y del sector industrial, deberán establecer los requerimientos mínimos de capacitación y entrenamiento, según cada caso.

Se debe contar con programas específicos de capacitación y entrenamiento en las partes técnica y operativa.

Se presenta la siguiente recomendación para los programas de capacitación de cada plan de contingencia:

- Seis (6) Prácticas por año para equipos de respuesta, en desarrollo de habilidades de manejo de equipos especializados.

- Cuatro (4) entrenamientos por año para personal de comando, en desarrollo de habilidades en toma de decisiones operativas.
- Un (1) curso por año para personal de comando, en técnicas de prevención y control de derrames de hidrocarburos y en el desarrollo de conocimientos básicos sobre efectos de los derrames.
- Un (1) simulacro por año de la activación de procesos locales de ayuda mutua, para medir el grado de conocimiento y compromiso de autoridades y comunidades en la atención de este tipo de emergencias.
- Un (1) simulacro por año de activación de los Planes de Contingencia Local y/o Regional, para medir niveles de preparación y eficiencia, establecer tiempos de reacción y fijación de metas de mejoramiento.
- Un (1) simulacro cada dos años de la activación del Plan Nacional de Contingencia, para medir la preparación y eficiencia de los Comités Técnico y Operativo Nacional del Plan Nacional de Contingencia.

7.3 PLAN INFORMATICO

El Plan Informático del Plan Nacional de Contingencia establece las bases de lo que éste requiere en términos de sistemas de manejo de información, a fin de que los planes estratégico y operativo sean eficientes.

Toda la información del Plan Nacional de Contingencia será recopilada y actualizada permanentemente a instancias del Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia, sobre los requerimientos de información establecidos por éste.

7.3.1 Requerimientos de Información del Sector Público y del Sector Privado

El Plan Nacional de Contingencia contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres presenta unos requerimientos de información que se presentan como Información geográfica, listados generales, apéndices y que se consolidan en los siguientes tipos de información:

Información sobre Legislación, Referenciación, Logística, Estadística, Planes Locales de Contingencia e Industriales y Aspectos ambientales.

Para efectos del manejo del Plan Informático del Plan Nacional de Contingencia contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas, el Comité Técnico Nacional del PNC establecerá las directrices del Plan Informático y realizará los requerimientos de información a las diferentes entidades en el Plan Nacional de Contingencia.

Así mismo, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM tendrá la función de administrar la información remitida al Plan Informático, de acuerdo a las directrices del Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia.

7.3.2 Catálogo Nacional de Equipos y Expertos

El Sistema Nacional de Equipos y Expertos - SINEEX - es un inventario detallado de equipos y expertos a nivel nacional de ECOPETROL, en el cual se relacionan, las características, especificaciones técnicas y localización de los equipos utilizados para el control y manejo de derrames de hidrocarburos, así como la ubicación y forma de contacto con los expertos en contingencias, con el fin de facilitar la consecución de los mismos en caso de ser necesario. Este inventario se desarrolló por el Instituto Colombiano del Petróleo - ICP - en forma sistematizada y será parte de la base de datos del Plan Nacional de Contingencia.

7.3.3 Sistema de Información del Plan Nacional de Contingencias

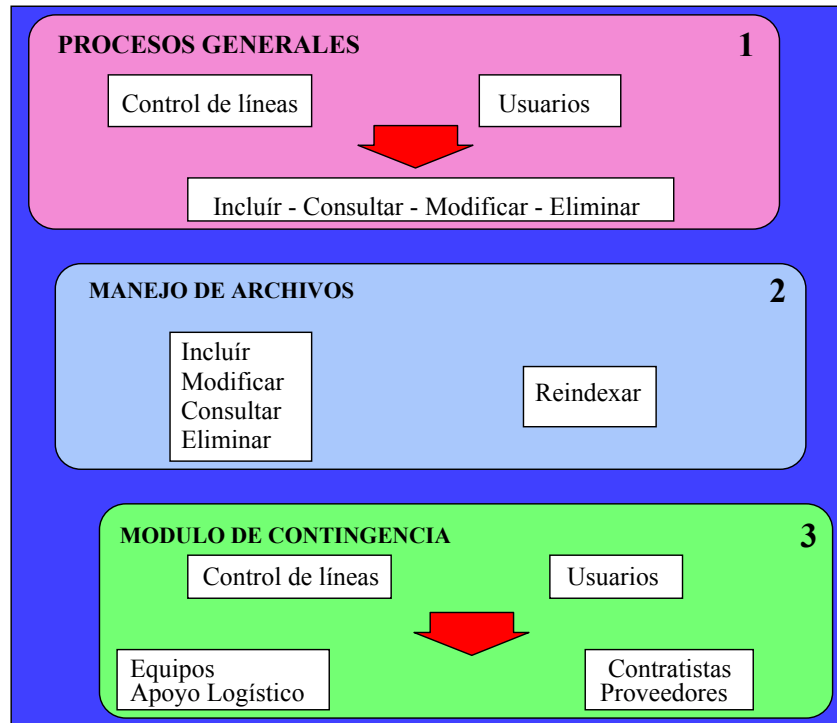
Modelamiento de Derrames - Acoplan

Con base en el modelo para la estandarización de la información del Plan Nacional definido por el Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia, el mismo comité definirá el Sistema de Información y el software de Modelamiento para planes de contingencia por derrames.

Para el programa de simulación, se presenta el programa Acoplan (Asistencia Computarizada para Planes de Contingencia por Derrames de Hidrocarburos), que será evaluado por el Comité Técnico del Plan Nacional, como alternativa para el modelamiento de posibles derrames de derivados y sustancias nocivas. Este programa puede pronosticar las posibles rutas de un derrame simulado y facilitar la toma de decisiones operativas desde un área de control. Está compuesto por tres módulos críticos. Este programa de simulación ha sido desarrollado por el Instituto Colombiano del Petróleo de

Ecopetrol, como una herramienta operativa aplicable a derrames continentales en rutas de oleoducto, utilizando su kilometraje para asociar información geográfica. Ver figura 53.

Figura 53. ACOPLAN



Fuente: Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres – PNC

Para efectos del Plan Nacional de Contingencia, el Instituto Colombiano del Petróleo está en la fase de desarrollo de los siguientes productos:

Acoplan Refinación y Plantas: Para implementación en refinerías y plantas químicas.

Acoplan Operaciones Costeras y Marítimas: Con sistemas de simulación de corrientes superficiales para monitoreo de manchas en el mar.

Acoplan-Sistema de Información Geográfica: Integrado con los sistemas de información geográfica en desarrollo a través del SINA - IGAC que incluye toda la información operacional dentro de sistemas de información geográfica, los que permitirá el manejo de emergencias a escala local, regional e incluso en red nacional.

Acoplan - Base Nacional de Datos: Sistematizará la información del Catálogo Nacional de Equipos y Expertos para su posterior implementación en red nacional al servicio del SN-PAD.

Acoplan - Entrenamiento: Utilizará la información disponible en los Demos de Acoplan para la realización de ejercicios de comando de operaciones.

7.4 EJEMPLOS DE PLANES DE CONTINGENCIA

7.4.1 Generalidades

Los Planes de Contingencia para Derrames de Crudo se elaboran con el fin de manejar los sucesos que impliquen pérdidas de volumen de aceite por la ocurrencia de eventos impredecibles en función del tiempo, del espacio, la magnitud y las condiciones prevalecientes.

En los Planes de Contingencia se analizan las prioridades de riesgo, se estiman los posibles volúmenes del derrame de acuerdo con el suceso, se determina el tiempo de viaje de una mancha de hidrocarburo en un cuerpo de agua, se realiza un inventario de las áreas más

críticas y sensibles a la contaminación, se definen los puntos de control, así como las necesidades y elementos mínimos requeridos para atender la contingencia que se presenta.

Dependiendo la zona afectada, el plan tiene un manejo especial.

ECOPETROL a través de sus distritos tiene una organización especializadas para darle el mejor tratamiento al área involucrada.

Cuando se trata de casos impredecibles la situación es más compleja, ya que el factor tiempo, topografía, condiciones climáticas y la sorpresa del acontecimiento dificulta activar mecanismos de control y utilizar las herramientas del plan.

Con todo esto lo que se busca es proteger los recursos naturales del país.

7.4.2 Plan de Contingencia para camiones tanques transportadores de crudo

A continuación se presenta de manera resumida el modelo básico del Plan de Contingencia para camiones tanques transportadores de crudo usado por la superintendencia de operaciones Apiay-Gerencia Llanos ECOPETROL.

7.4.2.1 Objetivo del Plan

El objetivo de todo plan de contingencia para camiones tanques transportadores de crudo es presentar a los conductores y a todo el personal involucrado formas sencillas de prevención de derrames accidentales con el fin de darle un buen manejo cuando este se presente.²⁰

7.4.2.2 Riesgos

Riesgos de seguridad

Son los de incendio y explosión. Cuando hay un derrame de crudo la seguridad es prioritaria y se deben tomar las precauciones del caso

Riesgos de incendio

Los riesgos de incendio se aumentan bajo las siguientes condiciones:

- Aumento de la superficie de evaporación (impregnación de ramas y desechos).
- Presencia de superficies calientes como exhostos, etc.
- Chispas producidas por equipos eléctricos, automotores, cámaras, grabadoras, etc.
- Presencia de llamas.
- Temperaturas ambientales altas.

²⁰ ECOPETROL-Empresa Colombiana de Petróleos. Plan de contingencia para camiones tanques transportadores de hidrocarburos. Plan de Contingencia Castilla-Apiay . Superintendencia de Operaciones Apiay.

- Poca circulación de aire.

Cuando ocurra el accidente, apague el automotor del camión tanque e impida que se presenten las condiciones anteriores para evitar riesgos de incendio o explosión.

NOTA: En caso de requerirse desconecte la batería soltando únicamente el cable a tierra (nunca el positivo) así evitará la generación de chispas.

7.4.2.3 Prioridades de protección

Las acciones que usted tome deben tener las siguientes prioridades:

- 1) Protección de vidas humanas
- 2) Protección de asentamientos humanos
- 3) Prevención de bocatomas de acueductos y canales de irrigación
- 4) Prevención de contaminación de cultivos
- 5) Prevención de contaminación de áreas de vida silvestre.

7.4.2.4 Respuesta a un accidente de contaminación

Deben ser de dos tipos: Preventivas y Correctivas

Preventivas

Se dirigen a evitar que el accidente tenga consecuencias mayores y que pueda afectar vidas o prioridades.

Correctivas

Las respuestas de corrección se enfocan hacia el manejo y control de derrame de crudo y naturalmente a minimizar los daños que pueda causar.

Se describe a continuación lo que usted debe hacer en caso de un accidente en cuanto a precaución y corrección, pero antes de aplicar cualquier medida, debe tener en cuenta lo siguiente:

Pasos Previos

- a)** Manténgase calmado
- b)** Repase las prioridades de protección y tenga esto en cuenta
- c)** Asegúrese de que la gente involucrada en el accidente entiende los peligros, las precauciones y los primeros auxilios
- d)** Rescate al personal afectado o expuesto y tome las medidas necesarias para prevenir que el accidente pueda afectar a más personas.

7.4.2.5 Selección de las técnicas de respuesta más apropiados

- a)** Identifique el material que transporta
- b)** Consulte el índice de respuestas. Localizando el material que transporta y las acciones recomendadas con una X.

7.4.2.6 Aplicación del plan de respuesta de prevención

A continuación se describen las acciones recomendadas en la tabla 10, las razones para tomarlas, y algunas precauciones a tener en cuenta. Recuerde que la Policía, el Ejército, los Bomberos, la Defensa Civil, líderes Comunitarios y otras autoridades, pueden ayudarle mucho. Llámelos y pida su colaboración.

a) Restricción del Acceso

Se hace cuando hay peligro de incendio o toxicidad. Los espectadores se mantienen fuera del área. Se restringe el acceso si hay peligro de fuego (restringa ignición) o si se encomienda la evacuación. Permita el acceso solamente a las personas que lo están ayudando.

b) Restricción de ignición

Se hace cuando hay peligro de incendio o explosión debido a la presencia de vapores inflamables. Asegúrese de que no hay fuentes de ignición: esto incluye personas fumando, motores encendidos (apague el motor del carro tanque), vehículos, chispas producidas por golpes entre piedras, metales, cámaras, fotográficas, grabadoras, cables eléctricos, lámparas, etc.

c) Evacuación

Cuando hay peligro inminente de incendio, explosión a un material altamente tóxico.

Si transporta crudo, aplique estas precauciones hasta 2 kilómetros en la dirección del viento y 1 kilómetros en contra de su dirección.

Tabla 10: Acciones de Prevención y Corrección

MATERIALES	PREVENTIVAS					CORRECTIVAS									
	RESTRINJA ACCESO	RESTRINJA IGNICION	EVACUE	RESTRINJA USO HUMANO	RESTRINJA AGUA DE RIEGO	SUSPENDA DESCARGA	CORTEN GAS	RECOJA	TRANSPIERA	DRAQUE	QUEME	ABSORBA	LIMPIE	RECUPERE	NEUTRALICE
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP)	X	X	X			X					X				
CRUDO	X	X		X	X	X	X	X			X	X	X	X	
DIESEL	X	X		X	X	X	X	X			X	X	X	X	
ASFALTO							X	X	X	X					
GASOLEO Y BASES LUBRICANTES							X	X	X		X		X	X	
GASOLINAS	X	X	X	X	X	X	X	X							X
ACIDO ALQUIL BENCENO SULFONADOS	X						X	X	X		X				
BENCEN TOLUENO Y XILENOS	X	X		X			X								
CICLO HEXANO	X	X		X			X	X	X		X				

Si transporta crudo, aplique estas precauciones hasta 3 kilómetros en la dirección del viento 2 kilómetros en contra de su dirección.

Fuente: Plan de Contingencia para camiones tanques transportadores de crudo. Gerencia Llanos-Apiay-Meta-Ecopetrol

d) Restricción para Uso Humano

Se hace cuando se contamina un cuerpo de agua del que se toma el líquido para consumo (bocatomas o asentamientos humanos en las orillas). Se recomiendan dos

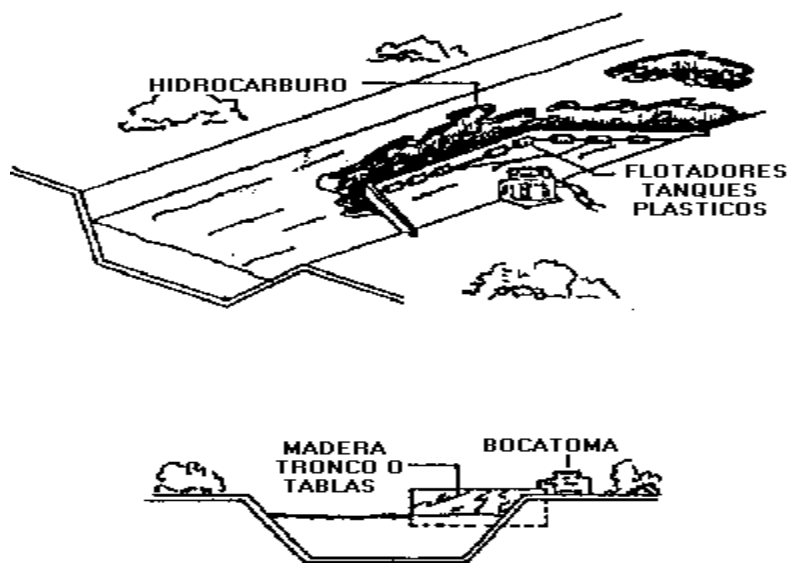
acciones: avisar a las personas para que no consuman el agua y proteger las bocatomas para impedir que el crudo flotante entre en las plantas de tratamiento. Ver figura 54.

e) Restricción para Uso Agrícola

Cuando se pueden contaminar con crudo las aguas usadas para riego. Si esto puede suceder, debe avisarse de inmediato a los usuarios para que se cierren las compuertas que comunican con los canales de riego hasta que la mancha contaminante esté completamente aguas debajo de la bocatoma.

Recuerde que a veces quedan bolsas de hidrocarburo en su recorrido y pueden desprenderse con el tiempo y producir una contaminación.

Figura 54: Protección de Bocatomas



Fuente: Plan de Contingencia para camiones tanques transportadores de crudo. Gerencia Llanos-APIAY-META-ECOPETROL

f) Restricción para Uso Industrial

Cuando se produce contaminación en el agua que pueden afectar la integridad de equipos industriales.

g) Limpieza y recuperación

Se trata con esta acción de dejar el medio ambiente tan similar como sea posible a su situación antes de que ocurriera el accidente. En tierra debe mezclarse, con palas, la tierra contaminada con igual cantidad de tierra de limpia, agregando en el proceso, un bulto de fertilizante NPK por hectárea contaminada.

El área recuperada se dejará con surcos como si en ella se fuera a sembrar. A los cuatro meses aproximadamente, la tierra se habrá recuperado.

En el agua, se deben retirar los vegetales flotantes contaminados, lo mismo que las hojas de los vegetales de las orillas que se han contaminado.

Si hay iridiscencia o manchas en el agua, deben retirarse con sorbentes (paja, hojas de plátano, periódicos). Los residuos contaminados deben quemarse o enterrarse.

7.4.2.7 Aplicación del plan de respuesta de corrección

a) Suspensión de la descarga

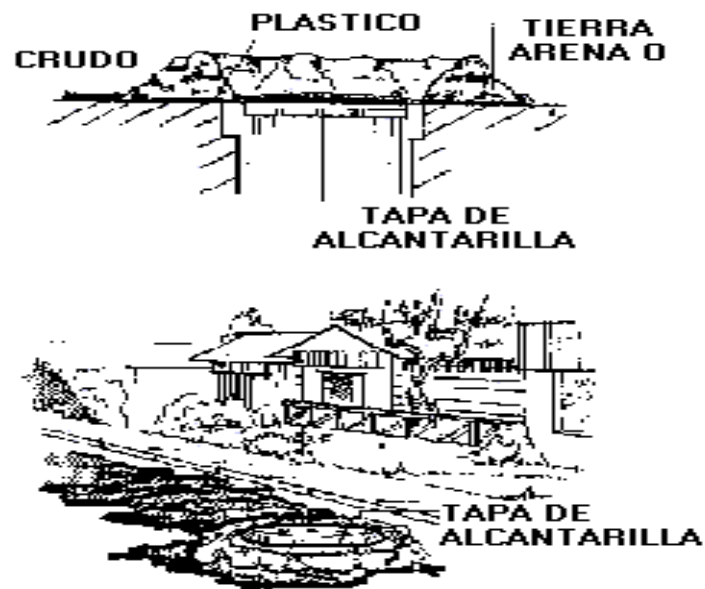
Si se trata de una ruptura en la estructura del cilindro, no debe tratarse de tapar porque cualquier chispa podría producir un incendio. Debe identificarse el punto de escape y tratar de suspender la descarga, cerrando válvulas si es el caso, tapando los orificios, o

conduciendo el crudo a un sitio de almacenamiento, para impedir la llegada a un cuerpo de agua. Debe tratarse además de transferir el líquido a otro camión tanque.

b) Contención

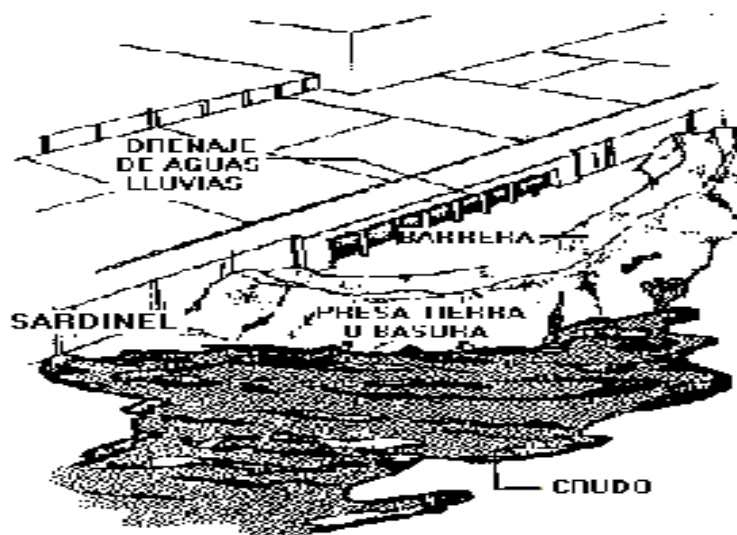
Si no se puede suspender la descarga, se debe tratar por todos los medios que el crudo no llegue a cuerpos de agua. Por el contrario se debe tomar las medidas respectivas. Recuerde que es más fácil manejar un derrame de crudo en tierra que en agua, por tanto, haga todo lo posible para evitar la contaminación acuática. Para esto rodee con arena, tierra, basura o lo que tenga a la mano, los sitios de drenaje de aguas lluvias. Ver figuras 55 y 56.

Figura 55: Barrera de protección para tapa de alcantarilla



Fuente: Plan de Contingencia para camiones tanques transportadores de crudo. Gerencia Llanos-APIAY-META-ECOPETROL

Figura 56: Derrame sobre áreas pavimentadas



Fuente: Plan de Contingencia para camiones tanques transportadores de crudo. Gerencia Llanos-APIAY-META-ECOPETROL

Si es una carretera, bloquee las cunetas de tal manera que ellas le sirvan para retener y almacenar temporalmente el crudo. Asegúrese de que no se rebosan.

Si el accidente es en una ciudad o carreteras pavimentadas, impida drenar alcantarillas.

En el Anexo C, en las figuras 91, 92, 93 y 94 se presenta el modelo de un reporte inicial de derrame, modelo de Identificación y evaluación inmediata de un derrame, fax de notificación de derrame y fax de seguimiento de derrame.

7.5 EJEMPLOS DE DERRAMES DE CRUDO EN COLOMBIA-TRABAJOS DE CAMPO

En esta sección se presenta unos trabajos realizados para recuperación de áreas contaminadas, de las cuales una fue contaminada con lodos de perforación, crudo y residuos químicos y la otra fue contaminada con crudo.

7.5.1 Area de Barrancabermeja-Santander

Se tomaron como ejemplo varias áreas contaminadas pertenecientes a la zona de Barrancabermeja. Nos reservamos el nombre y lo cambiamos por Seguridad y por Confidencia. La nombraremos Area 1- Area 2- Area 3- Area 4.

La Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, a través del Instituto Colombiano del Petróleo ICP, ha estado trabajando en el tratamiento y disposición de residuos aceitosos desde hace más de 10 años. Mediante la utilización de técnicas biotecnológicas, aplicando microorganismos nativos, se ha logrado el tratamiento de más de 10 millones de barriles de residuos aceitosos en sitios contaminados en Colombia.

Para estos trabajos, ECOPETROL, siguiendo con las premisas consignadas en su política ambiental y siendo consecuente con la conservación del medio ambiente decidió realizar la recuperación de zonas contaminadas por hidrocarburo.

El Objetivo del trabajo fue realizar la recuperación de suelos contaminados por sucesivos derrames de hidrocarburo y piscinas pertenecientes a antiguas áreas de recolección.

El alcance de los trabajos corresponde a:

- Remoción de la capa vegetal contaminada en los predios.
- Disposición y tratamiento de los residuos contaminados almacenados en las piscinas.

- Extracción, disposición y tratamiento de los fondos contaminados con hidrocarburo de una parte de una ciénaga.
- Supervisión y control del proceso de biodegradación.
- Toma de muestras para seguimiento de remoción de contenido de hidrocarburo.

El proyecto en mención consistió en cuatro trabajos de recuperación con las siguientes características:

El **primer trabajo** fue en Area 1, y se realizó la recuperación de un predio de aproximadamente 2 hectáreas, el cual presentó en toda su superficie costras de hidrocarburo, las cuales en algunos puntos alcanzaron un espesor de hasta 50 cm. La zona se encuentra localizada en un terreno, por la cual fluyen muchas corrientes de aguas y que han sido impactadas por derrames de hidrocarburo en diferentes ocasiones, por lo que los espesores de suelo contaminado se encontraron estratificados en algunos puntos.

El **segundo trabajo** se llevó a cabo en Area 2, donde se encontraron dos piscinas las cuales almacenaban aproximadamente 500 mt³ de residuos aceitosos, 70 % de estos residuos estaban contenidos en la piscina de la parte superior, los restantes se encontraban en la piscina de la parte inferior, que por su misma ubicación contenía gran cantidad de aguas lluvias.

El **tercer trabajo** fue en Area 3. Se recuperaron los lodos de la Ciénaga allí ubicada, los cuales se encontraron contaminados por hidrocarburo. En este proyecto se construyó un dique para aislar la parte de la ciénaga a tratar y posteriormente diques de menor tamaño

para permitir el acceso de la maquinaria y así poder extraer los lodos del fondo. La parte de la ciénaga recuperada en esta primera fase corresponde a un área de aproximadamente 4500 mt².

El **último trabajo** de este proyecto correspondió a la descontaminación de Area 4, se trata de otra piscina, la cual contenía 1100 mt³ de lodos contaminados, de los cuales fue extraído el 81 %, y el volumen restante fue aislado de la piscina mediante la construcción de un dique. Los lodos extraídos fueron confinados en una zona cercana adecuada y propicia para los trabajos.

El proceso de recuperación consistió en la biodegradación intensiva y estimulada de las zonas anteriormente mencionadas, utilizando caldos bacterianos y oxigenando el terreno mediante el movimiento de éste con la ayuda de una retroexcavadora.

Las actividades desarrolladas se llevaron a cabo de la siguiente manera:

7.5.1.1 Trabajos Area 1.

Del 21 de Septiembre al 16 de octubre se realizaron las actividades para la recuperación del área contaminada por hidrocarburo, para lo cual se realizaron las siguientes operaciones:

Actividades preliminares

- Traslado de maquinaria y equipos al sitio de la contaminación.
- La zona a tratar como se mencionó anteriormente se encontraba en un bajo, por lo que el terreno era bastante pantanoso y en algunos puntos hubo la necesidad de hacer diques carreteables para que la maquinaria tuviera acceso.
- Remoción de la capa de terreno que se encontraba contaminada. En algunos puntos alcanzó una profundidad de 50 cm.

Proceso de biodegradación.

- La recuperación de la zona impactada se llevó a cabo mediante el método de biodegradación intensiva y estimulada, para lo cual se realizaron las siguientes actividades:
- Riego de caldos bacterianos al terreno ya mezclado.
- Riego de cal para optimizar las condiciones microbiológicas.
- Riego de sales nutrientes NPK. (Nitrogen, Phosphorus, Potassium)
- Oxigenación de la zona impactada mediante el movimiento de éste a través de una retroexcavadora.

NOTA: La zona contaminada no se pudo recuperar en su totalidad, ya que las fuertes lluvias y el alto nivel freático del área impidieron la operación de la maquinaria.

7.5.1.2 Area 2

Los trabajos de recuperación se iniciaron el 17 de octubre y se llevaron a cabo hasta el 27 de noviembre del año 2001. En dicho proceso se realizaron las siguientes actividades:

Actividades preliminares.

- Traslado de maquinaria y equipos al área.
- Toma de muestras de los residuos aceitosos.
- Se llevó a cabo el drenaje de aguas lluvias de ambas piscinas, utilizando motobombas.
- Construcción de diques para permitir el acceso de la maquinaria a las piscinas.
- Demolición de las bases en concreto de la una antigua estación para disposición de lodos.

Tratamiento Biológico

El proceso de tratamiento involucró el desarrollo de las siguientes actividades:

- Mezcla de los residuos aceitosos con tierra seleccionada en proporciones 1:2 respectivamente.
- Extensión del material mezclado en la superficie del suelo.
- Optimización de las condiciones microbiológicas del material mezclado mediante las siguientes operaciones:

- Riego de cal agrícola para bajar el pH.
- Adición de nutrientes NPK para activación de la biota nativa.
- Riego de caldos microbianos para estimular el proceso de biodegradación de los residuos.
- Oxigenación del material extendido mediante volteo con retroexcavadora.

7.5.1.3 Area 3

En los predios de una finca se encuentra localizada una ciénaga cuyos fondos están contaminados por hidrocarburos. Debido a la gran extensión de dicha ciénaga se decidió realizar su recuperación por etapas; la primera fase descontaminó un área de 4500 m², la cual incluyó parte de la ciénaga y zonas contiguas a ésta que se encontraron cubiertas por costras de hidrocarburos en forma estratificada alcanzando en algunos puntos hasta 1 mt de profundidad. Las actividades realizadas en esta primera etapa se llevaron a cabo del 4 de octubre al 14 de diciembre del año 2001.

Actividades preliminares

- Gestión de los permisos para laborar dentro de los predios de la finca.
- Traslado de maquinaria y equipos al sitio de trabajo.
- Construcción de una vía de acceso para la maquinaria. Esta actividad se realizó con material proveniente de la mina de ECOPETROL, utilizando aproximadamente 800 m³ de recebo.
- Adecuación de las zonas perimetrales de la ciénaga.

- Drenaje de agua desde la zona a tratar hacia la otra parte de la ciénaga.
- Extracción, disposición y tratamiento de los residuos.

Debido a las características de la zona y el tamaño de la ciénaga, hubo la necesidad de realizar las siguientes actividades:

- Construcción de un dique de aproximadamente 100 metros de largo por 5 metros de ancho, para aislar la parte de la ciénaga a tratar en esta primera fase. La tierra utilizada para este fin (3000 mt^3), se extrajo de una mina de propiedad de ECOPETROL.
- Construcción de diques internos para facilitar la extracción de los lodos contaminados.
- Extracción de lodos y extensión de los mismos en una zona contigua a la ciénaga de aproximadamente 4300 mt^2 .
- Eliminación de los diques internos y utilización de la tierra de éstos como material de mezcla para los lodos contaminados.
- En la recuperación de los lodos se realizaron las siguientes actividades:
 - Riego de caldos bacterianos a los lodos mezclados y extendidos.
 - Riego de cal y nutrientes NPK para optimizar las condiciones microbiológicas.
 - Oxigenación de los lodos mediante el movimiento de éste a través de una retroexcavadora.

7.5.1.4 Area 4

Las labores de recuperación de los fondos de la piscina ubicada en esta estación iniciaron el 19 de noviembre y se extendieron hasta el 14 de diciembre del año 2001.

Actividades preliminares.

- Traslado de maquinaria y equipos al la zona de trabajo.
- Muestreo inicial para determinar niveles de contaminación.
- Demolición de las bases en concreto de la antigua estación.
- Drenaje de aguas contenidas en la piscina para disminuir el nivel de ésta y así facilitar la construcción de diques.
- Construcción de diques para permitir el acceso de la maquinaria a la piscina.
- Extracción, disposición y tratamiento de los residuos aceitosos.

En esta etapa del proceso se realizaron las siguientes actividades:

- Extracción de los lodos contaminados. Debido a restricciones de área para extender el material, los lodos no se pudieron extraer en su totalidad. Se extrajo el 81% de éstos.
- Los lodos extraídos fueron confinados en las instalaciones a la antigua estación.
- Optimización de las condiciones microbiológicas de los lodos en tratamiento utilizando cal y nutrientes NPK.
- Estimulación del proceso de biodegradación mediante el riego de caldos microbianos y la oxigenación de los lodos extendidos.

NOTA: Se realizó la recuperación del 90 % del área, los lodos quedaron confinados para posteriormente ser transportados a un área adecuada y terminar el proceso de biodegradación.

Los siguientes recursos fueron necesarios para la realización de los trabajos y la culminación con éxito de todas las operaciones del siguiente personal y equipos:

- Ingeniero, especialista en actividades de biorremediación al frente de cada trabajo.
- Obreros para oficios varios y riego de caldos bacterianos.
- Retroexcavadoras, con operadores.
- Dos Motobomba de 3" con accesorios.
- Un carro tanque para transporte de los caldos bacterianos.
- Dos vehículos, tipo camioneta.
- Herramientas menores.

En el proyecto de la estación se recuperaron 2 hectáreas aproximadamente de una zona impactada por hidrocarburos, dejando el terreno con niveles de contaminación por debajo del permitido por la legislación ambiental.

El trabajo no se pudo realizar en su totalidad debido a las malas condiciones climáticas de la zona, quedando pendiente un 30% del terreno contaminado.

Las actividades realizadas en los trabajos anteriores se pueden resumir en las tablas 11,12, 13 y 14.

Tabla 11. Actividades realizadas en el Area 1.

VARIABLE	CANTIDAD
Área tratada	2 Hectáreas
Volumen tratado	2000 mt ³
TPH inicial de los residuos	30 %
Población microbiana	108 UFC/ml
TPH final	2 %
Estado final de los residuos	Biodegradados
Costo del proyecto	\$20.350.000

Tabla 12. Actividades realizadas en el Area 2.

VARIABLE	CANTIDAD
Area tratada	800 mt ²
Volumen inicial de residuos aceitosos	500 mt ³
TPH inicial de los residuos	40 %
TPH inicial de los residuos mezclados	15 %
Material de mezcla utilizado	1100 mt ³
Población microbiana	108 UFC/ml
TPH final	4.5 %
Estado final de los residuos	En proceso de biodegradación
Costo del proyecto	\$30.000.000

Tabla 13. Actividades realizadas en el Area 3.

VARIABLE	CANTIDAD
Area tratada	4500 mt ²
Volumen inicial de residuos aceitosos	3000 mt ³
TPH inicial de los lodos	15 %
TPH inicial de las costras	25 %
Población microbiana	108 UFC/ml
TPH final	4.7 %
Estado final de los residuos	En proceso de biodegradación
Costo del proyecto	\$78.000.000

Tabla 14. Actividades realizadas en el Area 4.

VARIABLE	CANTIDAD
Area recuperada	600 mt ²
Volumen inicial de residuos aceitosos	1100 mt ³
Volumen extraído	900 mt ³
TPH inicial de los residuos	15 %
Población microbiana	108 UFC/ml
TPH final	5 %
Estado final de los residuos	En proceso de biodegradación
Costo del proyecto	\$43.000.000

UFC: unidades formadoras de colonias

7.5.1.5 Registro Fotográfico

Foto 1. Bioreactor de campo



Fuente: Visita Técnica a la zona de recuperación de áreas afectadas por Derrames de Hidrocarburos.

Foto 2. Adecuación de las zonas perimetrales de la ciénaga



Fuente: Visita Técnica a la zona de recuperación de áreas afectadas por Derrames de Hidrocarburos.

Foto 3. Recuperación en la ciénaga de lodos contaminados con crudo



Fuente: Visita Técnica a la zona de recuperación de áreas afectadas por Derrames de Hidrocarburos.

Foto 4. Extracción de lodos y extensión de los mismos en una zona contigua a la ciénaga



Fuente: Visita Técnica a la zona de recuperación de áreas afectadas por Derrames de Hidrocarburos.

Foto 5. Extensión de lodos contaminados



Fuente: Visita Técnica a la zona de recuperación de áreas afectadas por Derrames de Hidrocarburos.

Foto 6. Extensión de lodos contaminados



Fuente: Visita Técnica a la zona de recuperación de áreas afectadas por Derrames de Hidrocarburos.

Foto 7. Construcción de diques internos para facilitar la extracción de los lodos contaminados



Fuente: Visita Técnica a la zona de recuperación de áreas afectadas por Derrames de Hidrocarburos.

Foto 8. Riego de caldos microbianos



Fuente: Visita Técnica a la zona de recuperación de áreas afectadas por Derrames de Hidrocarburos.

Foto 9. Drenaje de agua desde la zona a tratar hacia la otra parte de la ciénaga



Fuente: Visita Técnica a la zona de recuperación de áreas afectadas por Derrames de Hidrocarburos.

Foto 10. Lodos contaminados en proceso de biodegradación.



Fuente: Visita Técnica a la zona de recuperación de áreas afectadas por Derrames de Hidrocarburos.

Area afectada por derrame de crudo por rotura de un oleoducto

Recuperación de área afectada por derrame de crudo en el Km 16+600 oleoducto (**San José**)* de 14" averiado por rotura.

7.5.2.1 Actividades a Realizar

- Construcción de una zanja circunvalar de 60 cms de profundidad en la parte alta del área donde se encuentra el aljibe para observar si hay migración del crudo
- Inspección diaria a cuerpos de agua del aljibe y cañadas cercanas.
- Lavados periódicos del aljibe para verificar la no presencia de crudo.
- Monitoreo mensual a los diferentes cuerpos de agua de la zona.
- Cierre de la zanja circunvalar construida en la parte alta del aljibe, debido a que después de dos meses el subsuelo no presenta migración de aceite. En esta área se construyó un filtro con geotextil y piedra para el descole de aguas superficiales aguas abajo.

7.5.2.2 Proceso de Biorremediación

- Construcción e instalación de flautas de irrigación de caldos microbianos en áreas de mayor contaminación con el propósito de facilitar la biodegradación in situ.

* Nombre ficticio

- Tratamiento mediante biodegradación de 100 metros cúbicos de material y posterior disposición como capa fértil en el área de influencia.
- Cultivo y conservación y aplicación de caldos microbianos.
- Aplicación de bionutrientes y aireación del material en tratamiento mediante mezclado y volteo manual.

7.5.2.3 Actividades Complementarias

- Señalización de áreas de riesgo. Se acordona el área afectada con postes de morón, alambre de púa y cinta de seguridad.
- Se disponen en toda el área sacos de polipropileno y canecas para el manejo tanto de residuos sólidos como de residuos aceitosos.
- Construcción de un horno para quema controlada de materiales contaminados como un medio de disposición de residuos sólidos.
- Construcción con cambios periódicos, de barreras de fique en las cajas de control.
- Cubrimiento, con cambio y/o mantenimiento periódico, con plástico de alta densidad de las cajas recolectoras de crudo y que funcionan a manera de separador del sistema agua –aceite-sólidos.
- En áreas arcillosas se construyeron filtros con geotextil y material triturado para el manejo de las aguas por el hinchamiento de las arcillas.
- Protección con cintas de seguridad a las áreas verdes.
- Seguimiento a diario a las áreas afectadas donde se presentó afloramiento de crudo e inspección general a los alrededores.

- Envasado a diario del crudo recuperado para evitar eventualidades por posibles daños en los fasttank.
- Reconformación del área con material biodegradado.
- Charlas de seguridad e higiene y reconocimiento de las actividades.
- Paisajismo y reconformación de áreas.

7.5.2.4 Resultados Generales

- El monitoreo efectuado a cuerpos de agua y suelos, análisis fisicoquímicos, ofrecen unos resultados de acuerdo con los parámetros ambientalmente permisibles.
- El material tratado se dispone como capa fértil en el área del derecho de vía de la zona afectada.
- El agua del aljibe no presenta aceite de acuerdo con el seguimiento efectuado a diario, ni alteración en sus propiedades fisicoquímicas. Posiblemente su contaminación inicial se debió al arrastre de aceite por la entrada de la época de invierno a mediados de abril.
- Los finales de contenidos de aceite en el material de suelo tratado por proceso de biodegradación presentan valores de TPH cercanos a 0.5%, lo que indican remociones mayores del 90%.
- El volumen de crudo recuperado 200 bls, se enviaron a la estación para el respectivo proceso.
- El material tratado mediante biodegradación estimulada, 100 metros cúbicos fueron dispuestos como capa fértil del área de derecho de vía.

- Existe afloramiento de crudo en dos puntos de control en la parte baja de la montaña, la profundidad de los apiques es de 3 metros con una diferencial de 8 metros respecto del oleoducto. El cierre de estas cajas esta sujeto hasta que se alcance el mínimo de afloramiento (12 galones de crudo neto por día
- La rápida respuesta por parte de Ecopetrol ante el incidente contribuye a la protección del medio ambiente de su entorno operativo.
- Se presentó una muy buena cordialidad con los habitantes de la zona.

❖ Balance General del Proyecto

Area de tratamiento	0.2 Htas
Profundidad media	5 metros
Volumen de material tratado	100 metros cúbicos
Concentración microbiana inoculada	10 ⁰⁷ UFC/ml
Crudo estimado derramado	207bls
Conc. Inicial de TPH en suelo afectado	6%
Conc. Final de TPH en suelo tratado	0.5%
Crudo recuperado hasta Julio 31/1998	200bls
Duración del Proyecto (ICP)	3 meses

❖ Análisis Físicoquímicos

Los análisis físicoquímicos son muestras de suelo y de agua a diferentes lapsos de tiempo. Ver tablas 15,16 y 17.

Tabla 15. Análisis de suelo

Fecha de muestreo	pH	TPH	%REM. TPH
Mayo 01	6.5	6.0	0.0
Mayo 20	6.4	3.2	46.7
Mayo 30	6.4	2.5	58.3
Junio 15	6.3	1.8	70.0
Junio 30	6.4	0.5	92.0

Punto de Muestreo: Material de la espina de pescado, parte baja de la falda del área afectada

Análisis de aguas

Tabla 16. Análisis de aguas. Fecha de muestreo- Mayo 01 1998

Punto de muestra	Conductividad	Turbidez	pH	Cl	Color	HT
Aguas arriba	80	20	5.8	ND	110	ND
Pit Skimmer	250	185	6.5	ND	160	ND
Aljibe	300	10	5.1	ND	0	ND
Aguas abajo	300	20	6.5	ND	130	ND

Tabla 17. Análisis de aguas. Fecha de muestreo- Julio 28 1998

Punto de muestra	Conductividad	Turbidez	pH	Cl	Color	HT
Aguas arriba	78	17	5.8	ND	96	ND
Pit Skimmer	200	180	6.5	ND	140	ND
Aljibe	310	5	5.1	ND	0	ND
Aguas abajo	310	20	6.5	ND	120	ND

Las unidades usadas son:

Conductividad : uS/cm **Turbidez:** mg/SiO₂ **pH:** Concentración iones H

Cloruros: ppm Cl **Color:** mg/Co **TPH:** ppm de hidrocarburo

7.5.2.5 Recursos Logísticos

- Un ingeniero ambiental
- Un ingeniero asesor ICP
- Un interventor de obras civiles
- Un supervisor de mantenimiento de línea
- Un ingeniero de seguridad industrial
- Un operador de camión grúa
- Dos ayudantes técnicos
- Dieciséis obreros II
- Dos conductores
- Un operador de excavadora

7.5.2.6 Materiales y equipos

- Un camión grúa
- Equipo de primeros auxilios
- Vehículo para transporte de personal
- Dos desnatadoras de disco (Skimmer)
- Cinco motobombas
- Una planta eléctrica Kholer de 6 Kw
- Cuatro fast tank de 2000 galones
- Una excavadora de oruga
- Materiales para contingencia

Para el Plan de Contingencia se tuvieron en cuenta las siguientes actividades:

- Traslado de personal, equipos, herramientas y materiales de contingencia.
- Se abren apiques a lado derecho y el lado izquierdo del afloramiento para detectar migración del crudo.
- Se abre zanja del oleoducto. La zanja construida sobre el derecho de via es de 120 metros de largo por 5 metros de ancho por 3 metros de profundidad.
- El material limpio de excavación se dispone en la margen derecha de la zanja y el contaminado se almacena para posterior tratamiento mediante biodegradación estimulada.

- En los alrededores de la finca se observa una leve película de aceite en el aljibe. Este se limpia con sorbente oleofílico y se le efectúan lavados sucesivos para un posterior seguimiento.
- En la margen izquierda del oleoducto, donde se observa migración de aceite, se construyen trampas y cajas para la recolección del crudo. Estas cajas son recubiertas con plástico de alta densidad y en estas se instalaron barreras de fique para separación física del mismo. El agua limpia es drenada mediante sifones hacia cajas desnatadoras donde también se ubicaron cortinas de fique y sorbentes oleofílicos.
- Se recolecta parte del crudo en la zanja del oleoducto mediante un desnatador (Skimmer) y con el equipo para contingencia.
- Se instalaron dos tanques rápidos para almacenamiento temporal del crudo
- Se transporta el crudo hacia la estación en canecas de 55 galones para posterior proceso del crudo.
- Se efectúa una inspección general a los alrededores de la finca para detectar otros puntos de afloramiento de crudo.
- Se construyó una letrina para las necesidades del personal que labora en la zona de descontaminación.
- Las áreas de trabajo fueron cercadas para evitar ingreso de ganado.

7.5.2.7 Registro Fotográfico

Foto 11. Cultivo de caldos microbianos



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 12. Adecuación de las piscinas para recuperación de aceite



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 13. Adecuación de las piscinas para recuperación de aceite



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 14. Reparación de oleoducto



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 15. Reparación del tramo de oleoducto



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 16. Area afectada por el derrame



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 17. Area afectada por el derrame



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 18. Punto de control



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 19. Lavado con tensoactivo biodegradable



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 20. Formación de barreras de contención



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 21. Sistema de control de fluidos



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 22. Canales de conducción



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 23. Ubicación de fasttank para almacenamiento de crudo recuperado



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

Foto 24. Construcción de barreras para control de erosión



Fuente: Bioremediación de áreas afectadas por derrame de hidrocarburo.

8 HERRAMIENTAS BÁSICAS PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS

La evolución del concepto de calidad aplicado a la industria muestra claramente que se ha pasado de una etapa, en donde la calidad era aplicada totalmente al control realizado al final de las líneas de producción, a otra donde aplicamos calidad total a todo dentro de la organización.

Recordemos que el concepto de calidad hoy en día, es aplicado en el ámbito industrial, como el logro de hacer las cosas bien la primera vez. Y se aplica control de calidad sobre las operaciones desde el diseño hasta que se obtiene el producto final e inclusive se habla de la calidad en la atención al cliente.

El camino que nos lleva hacia la Calidad Total crea una nueva cultura, establece y mantiene un liderazgo, desarrolla al personal y lo hace trabajar en equipo, además de enfocar los esfuerzos de calidad total hacia el cliente y a planificar cada uno de los pasos para lograr la excelencia en sus operaciones.

El hacer esto exige vencer obstáculos que se irán presentando a lo largo del camino. Estos obstáculos traducidos en problemas se deben resolver conforme se presentan evitando con esto las variaciones del proceso. Para esto es necesario basarse en hechos y no dejarse guiar solamente por el sentido común, la experiencia o la audacia. Basarse en estos tres elementos puede ocasionar que al momento de obtener un resultado contrario al esperado nadie quiera asumir responsabilidades.

De allí la importancia de basarse en hechos reales y objetivos, además de que surge la necesidad de aplicar herramientas de solución de problemas adecuadas y de fácil comprensión.

Las herramientas y técnicas cualitativas y no cuantitativas son las siguientes:

- Recolección de datos.
- Lluvia de ideas
- Diagrama de Pareto.
- Diagrama de Ishikawa.
- Diagrama de flujo.
- Matriz de relación.
- Diagrama de comportamiento
- Diagrama de Gantt.
- Entrevistas.
- Listas chequeables.
- Presentación de resultados.

Uno de los objetivos es aplicar el ciclo PHVA haciendo uso del Diagrama Ishikawa. A continuación se presenta fundamentos de este ciclo y del Diagrama Ishikawa.

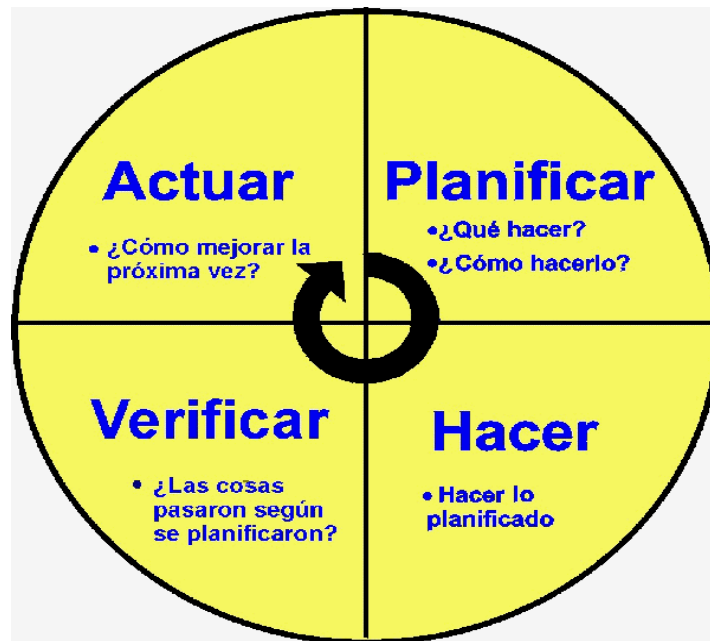
8.1 Ciclo PHVA.

Es una técnica de control de calidad para el mejoramiento continuo de una actividad o de un proceso. Ver figura 57.

Se llevan a cabo las siguientes etapas:

- P** **PLANEAR** : Determinar metas y técnicas para alcanzarlas.
- H** **HACER** : Realizar el trabajo y tomar datos.
- V** **VERIFICAR** : Medir los resultados y compararlo con las metas.
- A** **ACTUAR** : Realizar acciones apropiadas y normalizar.

Figura 57: El ciclo "Planificar-Hacer-Verificar-Actuar"



Fuente: www.diba.es/flordemaig/documents/pdc/agents/se1/iso.pdf

8.2 Diagrama de causa y efecto Ishikawa.

El diagrama de causa –efecto, tiene como propósito expresar en forma gráfica de varios elementos (causas) de un sistema que pueden contribuir a un problema (efecto). Fue desarrollado en 1943 por el profesor Kauro Ishikawa en Tokio. Algunas veces es denominado Diagrama Ishikawa o Diagrama Espina de Pescado por su parecido con el esqueleto de un pescado. Es una herramienta efectiva para estudiar procesos y situaciones de diferentes trabajos.

El Diagrama de Causa y Efecto es utilizado para identificar las posibles causas de efecto, el cual puede ser positivo (objetivo) ó negativo (problema) específico.

El Diagrama de Causa y Efecto puede ser usado individualmente o por grupos; probablemente es más efectivo usado por un grupo.²¹

La naturaleza gráfica del Diagrama permite que los grupos organicen grandes cantidades de información sobre el problema y determinar exactamente las posibles causas.

Para utilizar el Diagrama se debe seguir los siguientes pasos:

- Identificar el problema
- Registrar la palabra clave que resume el problema
- Dibujar y marcar las espinas principales

²¹ Ishikawa Diagram [www.mot.vuse.vanderbilt.edu/mt322/library.htm#Module 2 ON LINE](http://www.mot.vuse.vanderbilt.edu/mt322/library.htm#Module%20ON%20LINE)

- Realizar una lluvia de ideas de las causas del problema
- Identificar los candidatos para las causa más posibles

La relación entre las causas y el problema se expresa por medio de una gráfica que está integrada por dos secciones:

- La primera sección está constituida por una flecha principal hacia la que convergen otras flechas, consideradas como ramas del tronco principal, y sobre las que inciden nuevamente flechas más pequeñas, las subramas. En esta sección quedan organizados los factores causales.
- La segunda sección está constituida por el nombre de la característica de calidad.

La flecha principal apunta hacia el nombre del problema, indicando con ello la relación que existe entre las causas y el problema. Ver figura 58.

Una vez organizado todos los factores que pueden afectar una determinada característica de calidad, se estudia cuáles de éstos son los responsables del defecto que se desea corregir.

El número de niveles no es limitado. Puede darse la circunstancia de que sea necesario seccionar el diagrama en otros pequeños diagramas si aparece un elevado número de niveles en una o más ramas.

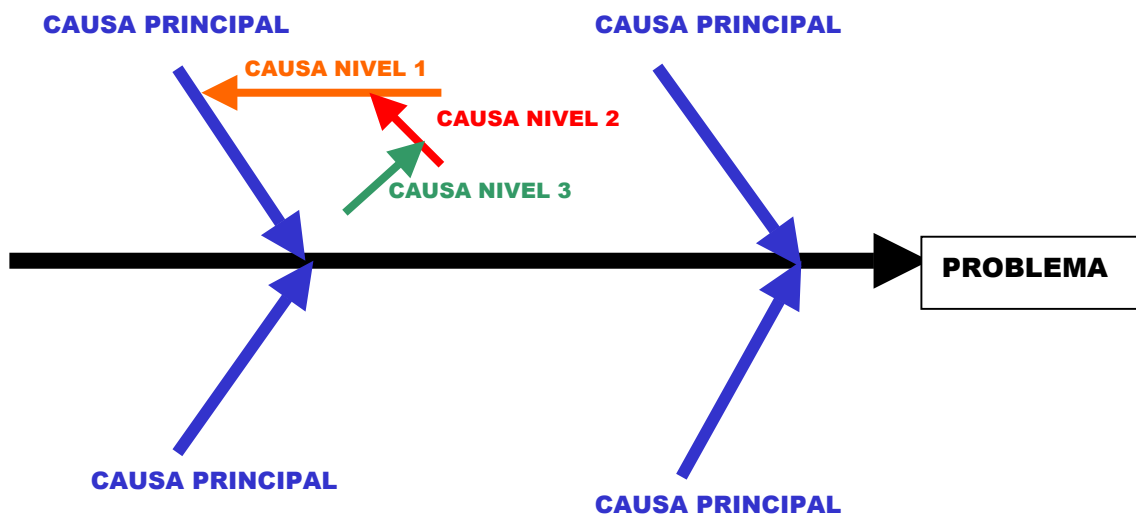
Identificar las causas principales que inciden sobre el efecto. Estas serán las ramas principales del diagrama y constituirán las categorías bajo las cuales se especificaran otras posibles causas.

Las categorías habitualmente usadas son referidas a:

- Equipos que intervienen en el problema.
- Medio o entorno donde se incide el problema.
- Personal (operario de campo o civiles).
- Procesos.

Sin embargo no es imprescindible usar este grupo de categorías; para cada problema se definirán las que se consideren más relevantes en cada caso.

Figura 58: Diagrama Típico de Ishikawa



Fuente: Los autores

8.3 Desarrollo del ciclo PHVA

La forma resumida como se realiza un ciclo PHVA se puede observar en el cuadro 3.

Cuadro 3. Pasos del ciclo de mejora continua de calidad PHVA

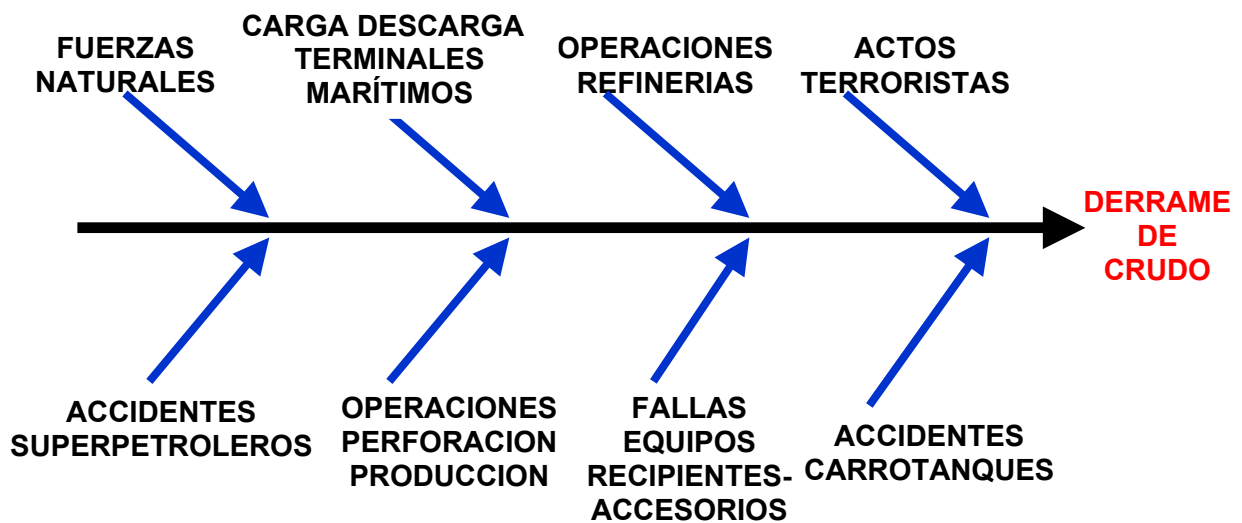
PASOS	QUE SE HACE?	CON CUAL HERRAMIENTA?
I	DEFINIR Y PRIORIZAR UN PROBLEMA DE CALIDAD	<ul style="list-style-type: none">• LLUVIA DE IDEAS• DIAGRAMA DE PARETO
II	ANALIZAR LAS CAUSAS QUE ORIGINAN EL PROBLEMA	<ul style="list-style-type: none">• DIAGRAMA CAUSA-EFECTO (ISHIKAWA)• DIAGRAMA DE FLUJO
III	DISEÑAR MEDIDAS DE SOLUCION AL PROBLEMA	<ul style="list-style-type: none">• MANUALES DE PROCEDIMIENTO Y ORGANIZACIÓN• FORMATO DE ACUERDOS
IV	VERIFICAR Y CONTROLAR LAS ACCIONES IMPLEMENTADAS	<ul style="list-style-type: none">• DIAGRAMA DE CONTROL• INDICADORES

Fuente: Los autores.

El ciclo PHVA hace uso del Diagrama Ishikawa. En la figura 59 se puede observar el Diagrama Ishikawa, el cual representa las causas generales de derrames de crudo.

8.4 Desarrollo del Diagrama Ishikawa

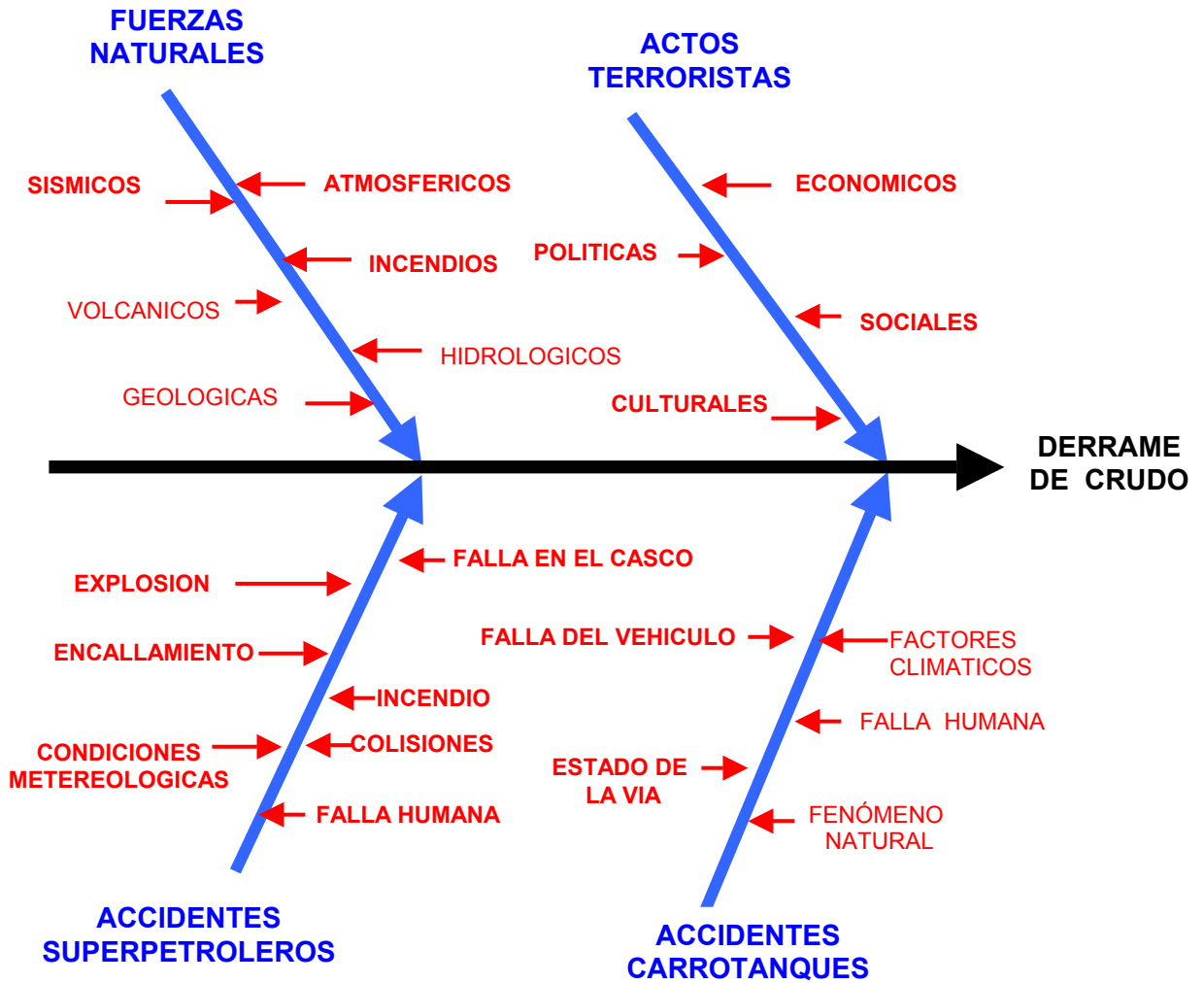
Figura 59: Diagrama Ishikawa representando las causas generales de derrames de crudo



Fuente: Los autores.

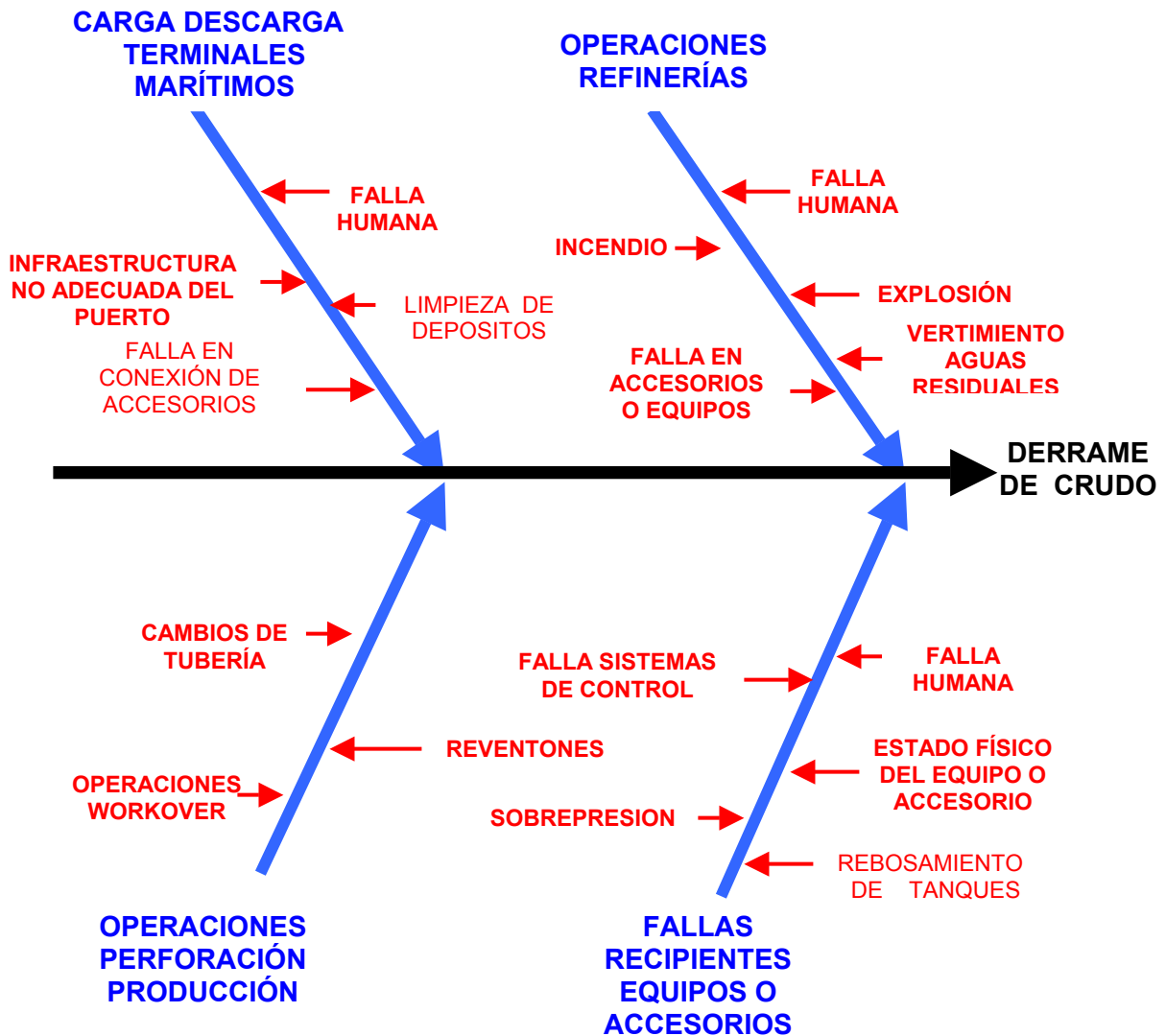
Las figuras 60 y 61 representan las causas que figuran en el diagrama anterior pero dividiendo el diagrama y expresando las causas principales y de Nivel 1.

Figura 60: Diagrama Ishikawa Causas Principales y de Nivel 1



Fuente: Los autores.

Figura 61: Diagrama Ishikawa – Causas Principales y de Nivel 1



Fuente: Los autores

A continuación se generalizara cada una de las causas principales observadas en la figura 60 y en la figura 61.

Fuerzas Naturales

Una definición ampliamente aceptada caracteriza a las amenazas naturales como "aquellos elementos del medio ambiente que son peligrosos al hombre y que están causados por fuerzas extrañas a él".

Una amenaza natural se refiere específicamente, a todos los fenómenos atmosféricos, hidrológicos, geológicos (especialmente sísmicos y volcánicos) y a los incendios que por su ubicación, severidad y frecuencia, tienen el potencial de afectar adversamente al ser humano, a sus estructuras y a sus actividades.

A continuación se anexa una lista de los principales fenómenos naturales potencialmente peligrosos.

- **Atmosféricos**

Granizo, huracanes, incendios, tornados, tormentas tropicales, etc.

- **Sísmicos**

Fallas, Temblores, Dispersiones laterales, licuefacción, tsunamis, etc.

- **Hidrológicos**

Inundación costera, salinización, sequía, erosión, sedimentación, desbordamiento de ríos, etc.

- **Volcánicos**

Cenizas, gases, flujos de lava, corrientes de fango, proyectiles y explosiones laterales, flujos piroclásticos, etc.

- **Incendios**

Forestales (matorrales, bosques, pastizales, sabanas, etc)

- **Geológicas / Hidrológicas**

Avalanchas de ripio, suelos expansivos, deslizamientos, desprendimiento de rocas, deslizamientos submarinos, hundimiento de tierra, etc.

A pesar de que el ser humano puede hacer muy poco para alterar la incidencia o intensidad de la mayoría de los fenómenos naturales, puede desempeñar un papel importante al asegurarse de que los eventos naturales no se conviertan en desastres causados por sus propias acciones. Es importante entender que la intervención humana puede aumentar la frecuencia y la severidad de los eventos naturales.

En general el manejo de amenazas en América Latina y en el Caribe no ha sido totalmente satisfactorio por varias razones, entre otras, la falta de concientización sobre el tema, la falta de incentivos políticos y la idea preconcebida de que los desastres son "naturales". Pero hay nuevas técnicas disponibles, las experiencias están siendo analizadas y transmitidas, los países en desarrollo están demostrando su interés en el tema y los organismos financieros están contemplando su apoyo. Si se alientan estas tendencias favorables, se está cerca de lograr una reducción significativa de los efectos de los eventos naturales en el desarrollo en América Latina y en el Caribe.

Actos Terroristas

La liberación de petróleo al medio ambiente puede ser originada por un acto de terrorismo o como resultado de una guerra entre países.

El ejemplo más común de actos de terrorismo contra la infraestructura petrolera se tiene en Colombia, por los ataques dinamiteros realizados por grupos al margen de la ley contra el Oleoducto Caño Limón Coveñas.

Factores económicos, políticos, culturales y sociales están presentes en este problema que enfrenta el estado colombiano con sus autoridades y su empresa estatal ECOPETROL.

Se ha comprobado que individuos residentes en áreas que atraviesa este oleoducto, dinamitan un tramo de tubería de éste para poder conseguir un contrato de trabajo temporal con la empresa o contratistas de ésta, en reparación del tramo de tubería que ha sido dinamitada.

Entran a jugar entonces factores culturales y sociales de nuestra población actualmente.

Como factor político a nivel mundial se tiene el ejemplo de guerra entre países. Actos terroristas a la infraestructura petrolera fueron llevados a cabo en el Golfo Pérsico en 1991 entre Irak y una coalición de países encabezados por los Estados Unidos, en la cual cinco barcos petroleros kuwaitíes cargados completamente con petróleo crudo fueron arrojados al mar desde la terminal de almacenamiento de petróleo en la Isla del Mar de

Kuwait. Se estimó que 525 millones de litros de petróleo crudo fue arrojado al Golfo Pérsico, lo que equivale a 1.8 veces el volumen de petróleo derramado en el accidente del buque-tanque Castilow de Beliver, y 13 veces el volumen de petróleo arrojado por el accidente del buque-tanque Exxon Valdez.

Un ejemplo claro de **problemas socio políticos** se pudo observar en el paro ocasionado por opositores al gobierno del Presidente de Venezuela Hugo Chávez en Diciembre de 2002, donde la infraestructura petrolera se vió afectada ocasionando graves impactos ambientales al Lago de Maracaibo de dicho país.

A continuación se puede observar en las figuras 62 a 68 algunas escenas referentes al hecho.

Figura 62. Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002



Fuente: www.dimar.mil.co/NewsDetail.asp?ID=2029&IDCompany=1

Figura 63. Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002



Fuente: www.dimar.mil.co/NewsDetail.asp?ID=2029&IDCompany=1

Figura 64. Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002



Fuente: www.dimar.mil.co/NewsDetail.asp?ID=2029&IDCompany=1

Figura 65. Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002



Fuente: www.dimar.mil.co/NewsDetail.asp?ID=2029&IDCompany=1

Figura 66. Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002



Fuente: www.dimar.mil.co/NewsDetail.asp?ID=2029&IDCompany=1

Figura 67. Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002



Fuente : www.dimar.mil.co/NewsDetail.asp?ID=2029&IDCompany=1

Figura 68. Derrames en el Lago Maracaibo. Venezuela Diciembre 2002



Fuente : www.dimar.mil.co/NewsDetail.asp?ID=2029&IDCompany=1

Accidentes de Superpetroleros

Las fallas humanas son la principal causa de derrame por accidentes de superpetroleros, seguida por problemas de infraestructura (equipos, materiales) que a fin de cuentas también son errores humanos.

La tabla 18 resume de manera estadística las causas que generan derrames de hidrocarburos en el mar, en el periodo comprendido entre 1974-2003 según ITOPF (The International Tanker Owners Pollution Federation Ltd). Para vertidos menores de 7Tm, entre 7-700 Tm y mayores de 7 Tm. Ver tabla 18.

Tabla 18. Incidencia de derrames de hidrocarburos en el mar 1974-2003

	MENOS DE 7 Tm	ENTRE 7 Y 700 Tm	MAS DE 700 Tm	TOTAL
OPERACIONES				
CARGA Y DESCARGA	2812	326	30	3168
ALMACENAMIENTO	548	26	0	574
OTRAS OPERACIONES	1177	55	0	1232
ACCIDENTES				
COLISIONES	167	274	95	536
ENCALLAMIENTOS	228	212	114	554
FALLAS EN EL CASCO	572	88	43	703
FUEGO Y EXPLOSIONES	85	11	29	125
OTRAS DESCONOCIDAS	2175	143	24	2342
TOTAL	7764	1135	335	9234

Fuente: WWW.ITOPF.COM

Las colisiones en terminales de embarque no esta exento y un ejemplo de ellos fue el originado por estos dos superpetroleros en el Caribe, el 'Aegen Captain' y el 'Atlantic Empress' en el año de 1979.

Las descargas operativas se deben al lavado de los depósitos en el mar y al vertido de lastre en forma de agua contaminada antes de la carga. Estas operaciones son las responsables de la contaminación crónica de las playas públicas con depósitos similares a la brea. Este tipo de contaminación ha disminuido significativamente desde mediados de la década de 1970 gracias a la Organización Intergubernamental de Consulta Marítima y a los requerimientos de la Convención internacional para la prevención de la contaminación por parte de los buques (MARPOL 73/78). Las mejoras introducidas incluyen el sistema de "cargar encima", que elimina la necesidad de efectuar descargas contaminantes, la creación de instalaciones portuarias para la recepción y tratamiento del agua del lastre y otros efluentes, la instalación de separadores petróleo / agua y de equipos de monitorización del contenido en petróleo del agua en los barcos, y el requisito de incorporar tanques de lastre separados en los nuevos petroleros.

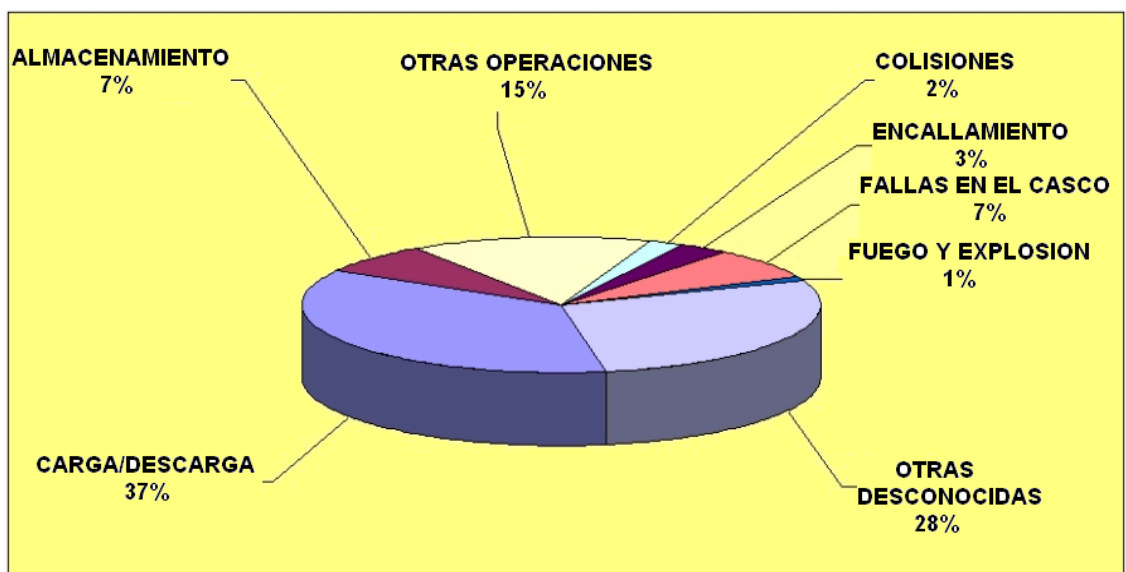
Los vertidos de petróleo acaecidos en el golfo Pérsico en 1983, durante el conflicto Irán-Irak, y en 1991, durante la Guerra del Golfo, en los que se liberaron hasta 8 millones de barriles de crudo, produjeron enormes daños en toda la zona, sobre todo por lo que se refiere a la vida marina.

En forma general, se deben a una combinación de diferentes acciones y circunstancias. En primer lugar nos encontramos con las diferentes **operaciones** que, de forma rutinaria, se llevan a cabo en los buques, tales como las operaciones de carga, descarga y

almacenamiento o bunkering del fluido. La cantidad liberada de combustible en estos procesos suele ser menor de 7 toneladas.

En las figuras 69, 70 y 71 se tiene el porcentaje de causas de hidrocarburos en el mar para vertimientos menores de 7Tm, entre 7-700 Tm y mayores de 700 Tm.

**Figura 69. Causas de derrames de hidrocarburos en el mar.
Vertimientos menos de 7 Tm**

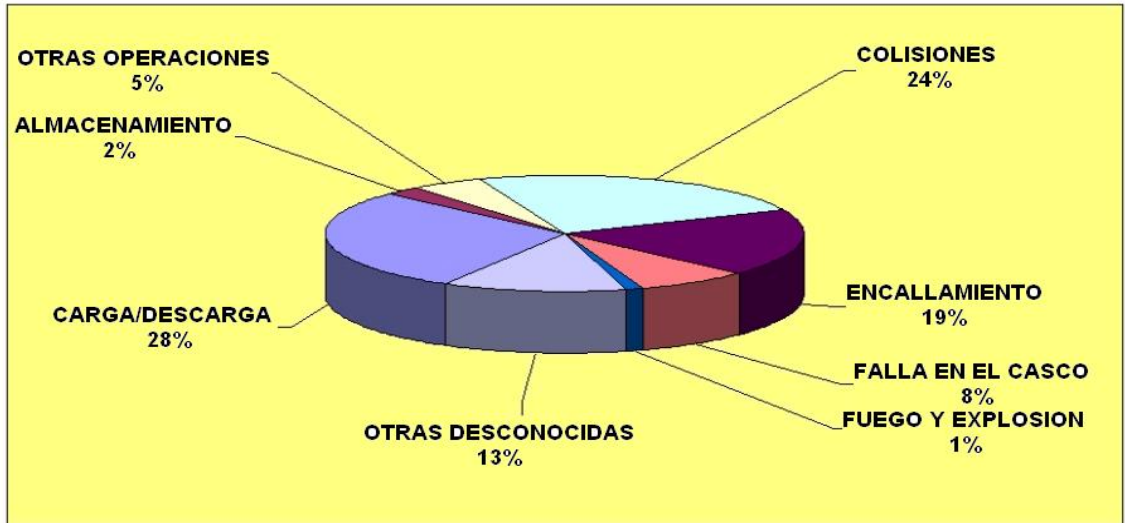


Fuente: www.itopf.com

El mayor impacto ocurre cuando se producen **accidentes** como fallas en el casco, encallado de los buques, incendios o colisiones.

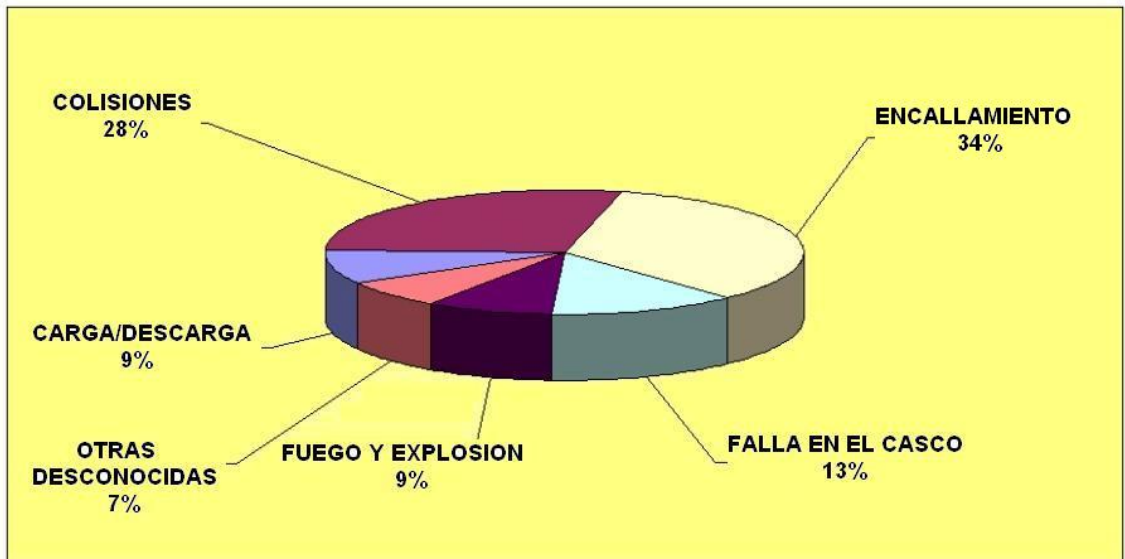
En estos casos, los derrames aumentan dramáticamente hasta cientos de miles de toneladas, produciéndose las mareas negras y los desastres ecológicos, culturales y económicos tanto en el mar como en las zonas costeras que quedan arrasadas.

**Figura 70. Causas de derrames de hidrocarburos en el mar.
Vertimientos entre 7-700 Tm**



Fuente: www.itopf.com

**Figura 71. Causas de derrames de hidrocarburos en el mar.
Vertimientos mayores de 700 Tm**



Fuente: www.itopf.com

Accidentes de Carrotanques

Las posibles causas de un accidente de un carrotanque giran en torno a los siguientes aspectos:

El estado de la vía.

Factor humano (conductor, peatones).

El vehículo.

Los factores climáticos.

Estos elementos como parte de un sistema trabajan en conjunto, el conductor y el vehículo son las variables más impredecibles en su comportamiento, el estado de la vía puede presentar problemas de diseño geométrico y estado de la superficie de rodamiento, lo que puede producir accidentes.

Los factores climáticos tienen influencia principalmente en la visibilidad del conductor en caso de lluvia o niebla y en el contacto neumático-pavimento en caso de pavimento mojado. Un accidente en carretera de estos vehículos puede resultar de gran magnitud, debido a la ruptura del tanque del vehículo.

Operaciones de carga y descarga en terminales marítimos

El riesgo potencial de accidentes con derrames de hidrocarburos en el mar durante las operaciones de carga, descarga, trasbordo y manipulación de crudos y productos petrolíferos a bordo de los buques y en los terminales marítimos, o en las maniobras de suministro de combustibles en fondeaderos y muelles de puertos alrededor del mundo, hace aconsejable revisar las normas existentes en la materia, con el objeto de asegurar el

adecuado nivel de preparación y respuesta en los terminales petrolíferos marinos, instalaciones que manipulan la mayoría de los crudos y productos petrolíferos para tratar de reducir en lo posible los riesgos de derrames, y por otro, contar con los medios adecuados de lucha contra la contaminación en los casos en que dichos sucesos se produzcan.

Las descargas operativas se deben al lavado de los depósitos en el mar y al vertido de lastre en forma de agua contaminada antes de la carga.

Operaciones en refinerías

La refinación del petróleo es el proceso que separa los hidrocarburos en fracciones a través de la destilación, que mejora los hidrocarburos por medio de la conversión química para adaptarlos al uso a que se destine el producto, y que separa los hidrocarburos de las impurezas indeseables, por lo general, compuestos de azufre, nitrógeno, oxígeno y elementos metálicos. Por lo regular, las fuentes de desechos del proceso de refinación pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Pérdidas de petróleo crudo. Dichas pérdidas se deben, más que nada al arrastre, a la emulsificación y, en menor medida, a la disolución de los hidrocarburos en la fase acuosa de todas aquellas operaciones que implican que éstos entren en contacto con el agua, así como por las fugas inadvertidas provenientes del equipo y de la tubería.
- Consumo de materiales auxiliares de insumo, como catalizadores, adsorbentes sólidos, soluciones que absorben líquidos para la limpieza de gases, cáusticos,

ácidos minerales, fluidos para transferencia de calor, lubricantes, sustancias químicas para tratamiento de agua y la propia agua.

- Desechos irreductibles generados como resultado de la separación de las impurezas indeseables en el proceso de refinado; por ejemplo, sales en la solución salina del desalador.

Operaciones de perforación y producción

Reventón (Blowout)

Un reventón es el escape sin control de aceite, gas o agua de un pozo debido a la liberación de presión en un yacimiento o a la falla de los sistemas de contención.

En la industria petrolera a través de los años se han presentado grandes reventones pues en los comienzos del siglo XX los sistemas de perforación no eran tan sofisticados como lo son ahora. Sin embargo aun en estos tiempos no se está exento de ocurrir estos fenómenos y es ahí donde retomamos el ejemplo del reventón del Pozo Ixtoc I en la Sonda de Campeche, Golfo de México en 1979.

Entre las causas de derrames de crudo se pueden considerar los escapes de las válvulas de seguridad de los pozos, derrames en los tanques en las estaciones recolectoras y las fallas en las válvulas de seguridad de los separadores. En el anexo A se detallará el recorrido que hace el crudo en una batería de recolección y tratamiento.

Fallas en recipientes, equipos o accesorios

Existen diferentes problemas o fallas que presentan los equipos o accesorios en un campo petrolero. Una de ellas son las fugas las cuales en algunas ocasiones suelen generar daños graves tanto a los propios equipos como al personal operario.

La mayoría de accidentes graves en los que intervienen sustancias peligrosas, comienzan con una fuga de su lugar de confinamiento (depósitos, tuberías, válvulas, bombas, etc.), por lo que hay que prestar una especial atención a este fenómeno.

Las fugas suelen generarse principalmente en tuberías por las cuales el fluido está siendo transportado. Dentro de éstas los puntos más vulnerables son las uniones entre diferentes tramos y las conexiones a los equipos.

Normalmente estos se producen por fallas de equipos o del material y fallas humanas. Los primeros pueden ser subsanados mediante inspecciones periódicas y un mantenimiento adecuado; y los segundos, mediante la instrucción y el entrenamiento del personal en forma permanente.

La fuga es la salida incontrolada de producto desde la infraestructura empleada para su transporte (red de distribución o sistema de almacenamiento).

Un defecto puede ser la causa original de una grieta y ésta por su propagación la de una rotura. Una terminología usada en la descripción de las posibles roturas se tiene a continuación:

- **Fragilidad:** Propiedad del material que conduce a la propagación de grietas sin una deformación plástica apreciable.
- **Tenacidad:** Facultad que tiene un material para absorber la energía y la deformación plástica antes de producirse la fractura.
- **Ductilidad:** Facultad que tiene un material para deformarse plásticamente sin que se produzca la rotura.

Afortunadamente, la mayoría de las roturas se producen de forma dúctil.

Es decir, se presenta una propagación gradual de las grietas o la corrosión a través del espesor de la pared de los recipientes, depósitos o tuberías a presión. La aparición de fugas sirve de aviso al personal operario y este a su vez da la señal de alerta para su reparación o sustitución de la sección averiada. Ver figura 72.

Las pérdidas pequeñas pueden producirse por orificios en tuberías originados por corrosión o por picaduras.

Para estos casos, la cuadrilla debe contar con tejos (planchas metálicas gruesas semicirculares) para que sean colocados sobre el orificio y aprisionados temporalmente con grapas. Una vez que se ha detenido el derrame y se han aplicado las técnicas de control de contaminación del ambiente acuático próximo, se procede a soldar el tejo y se retiran las grapas. La posibilidad de que se puedan llegar a presentar eventos amenazantes esta directamente relacionada con la presencia de fuegos abiertos (fuentes de ignición) en el área abarcada por el estudio, la magnitud de la fuga o derrame de

crudo, la localización, duración, condiciones climáticas imperantes y el modo de ocurrencia del escape (instantáneo o prolongado).

Figura 72. Fuga en válvulas o juntas corroidas



Fuente : www.venindustry.com/intoconsult

Por ejemplo, casi todos los equipos de una refinería sufren deterioro como resultado de las condiciones a que se ven expuestos.

Bajo condiciones normales este deterioro es usual, pero no siempre gradual. Esto generalmente ocurre como pérdida de metal y ocasionalmente como cambios estructurales o químicos en el metal que resultan sin pérdida de material. Cuando el equipo está sometido a condiciones anormales el deterioro puede ser mucho más rápido. Las condiciones anormales pueden resultar de operaciones mal efectuadas, causadas por ejemplo, por fallas de instrumentos, agua en lugares que están normalmente secos y puede ser el resultado de incendios, terremotos o vientos muy fuertes.

La **tipología de los componentes de un equipo** que integran una instalación química o petrolera, desde el punto de vista de seguridad se puede clasificar en:

- **Naturaleza y procedencia** (componentes de serie, piezas únicas)
- **Servicio que prestan** (continuo o discontinuo)

Falla Humana

El error humano puede ser un factor que contribuye a casi todas las fallas.

La falta de entrenamiento, el desconocimiento de los procesos que está operando, la no familiarización de los sistemas y de áreas de trabajo, operar equipos sin autorización, distracción en el lugar de trabajo, olvido de operar determinado equipo, entre otras, aportan a que se cometan errores de los cuales puede surgir un accidente de pequeña, mediana o gran magnitud.

La tipología de las **fallas humanas**, a nivel general u operativo, se puede clasificar en **falta o carencia** de:

Aptitud física- Aptitud mental- Instrucción- Entrenamiento-Actitudes adecuadas- Supervisión

Cuadro 4. Ventajas y Desventajas de las técnicas de respuesta a derrames de crudo

TECNICA DE RESPUESTA A DERRAMES DE CRUDO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>BARRERAS</p>	<p>Es el medio más común de poder confinar el crudo.</p> <p>Es la manera más práctica de contener el vertido.</p> <p>Permite la protección de áreas sensibles como bocatomas de acueductos, playas para uso de turismo, cría de peces y en fin todo tipo de flora y fauna existente en determinadas zonas.</p> <p>Se cuenta en el mercado con gran variedad de diseños y precios.</p> <p>No presenta daños al medioambiente.</p> <p>Presenta distintas formas de despliegue, desde buques en agua o a pie sobre tierra.</p> <p>Se pueden guardar en carretes ocupando espacio mínimo de almacenaje.</p> <p>Pueden estar amarradas temporalmente desde un solo extremo y permitir que el viento o la corriente las hagan derivar.</p>	<p>Accesibilidad.</p> <p>Tiempo de implementación.</p> <p>En riachuelos, quebradas, los grandes volúmenes de crudo disminuyen la efectividad de la barrera.</p> <p>Daño ambiental infligido por excavación de material para hacer la barrera.</p> <p>Disponibilidad de materiales para construir barrera improvisada</p> <p>Profundidad de agua y velocidades de corriente altas.(ríos, quebradas)</p> <p>Paso de crudo por encima o por debajo de la barrera.</p> <p>La no compatibilidad entre barreras, pues existen muchas empresas fabricantes, cada una con su propio diseño y operación. No estandarización.</p>

TECNICA DE RESPUESTA A DERRAMES DE CRUDO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p align="center">DESNATADORES O SKIMMERS</p>	<p>Se cuenta con diferentes tipos de skimmers tanto por su tamaño como por el principio operativo en el que basan su acción.</p> <p>Tienen buen funcionamiento en aguas calmas.</p> <p>Altamente recomendable porque no produce contaminación adicional ni modifica las propiedades físicas y químicas del medio.</p> <p>El líquido vertido recuperado es posteriormente bombeado a dispositivos de decantación y a continuación a otros de almacenamiento temporal bien flotantes o bien en tierra.</p> <p>Los skimmers están diseñados y contruidos tanto para operaciones de emergencia como para aplicaciones continuas en la industria.</p>	<p>La velocidad máxima de la corriente no debe superar los 0,75 nudos.</p> <p>La velocidad máxima del viento no debe superar los 20 nudos.</p> <p>La altura máxima de las olas debe ser de 1 a 2 metros.</p> <p>La viscosidad del producto y los desechos pueden causar problemas.</p> <p>La mayoría de estos equipos con oleajes mayores de un (1) metro recuperan más agua que crudo.</p> <p>La mayoría de estos equipos usan bombas externas las cuales limitan su capacidad de bombear líquidos viscosos o pesados.</p> <p>El problema más agudo de estos equipos es su vulnerabilidad con el efecto de las olas, ellos tienden a cabecear en aguas un poco movidas aspirando el aire cuando están por sobre el nivel o agua cuando están bajo el nivel. Algunos dan vuelta de campana en aguas movidas.</p>

TECNICA DE RESPUESTA A DERRAMES DE CRUDO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p align="center">BIOREMEDIACION</p>	<p>Puede ser útil para la eliminación de algunos componentes tóxicos del petróleo.</p> <p>La biorremediación es una de las alternativas más económicas para la restauración de suelos.</p> <p>Esta tecnología incluye como alternativa la fitorremediación,</p> <p>En comparación con otras técnicas disponibles, la bioremediación alcanza costos de limpieza más bajos por tonelada de suelo tratado.</p> <p>Se pueden aplicar técnicas in-situ (en el lugar donde se encuentra el suelo contaminado) o ex-situ (cuando el suelo se traslada a una instalación para su tratamiento).</p> <p>Se puede aumentar la masa microbiana del suelo mediante la adición de microorganismos similares presentes en el, obtenidos mediante cultivo en reactores biológicos.</p> <p>Puede tener lugar bajo condiciones anaerobias como aerobias.</p> <p>La biorremediación puede emplear organismos propios del sitio contaminado (autóctonos) o de otros sitios (exógenos).</p> <p>Se requiere un mínimo o ningún tratamiento posterior.</p>	<p>Proceso muy lento.</p> <p>Implica gastos de tecnología.</p> <p>Los metales y las sales en altas concentraciones intoxican a los microorganismos o actúan como biocidas.</p> <p>Cada área a tratar requiere de un estudio para determinar las variables operacionales a manejar. No es estandarizado.</p> <p>Para el tratamiento ex situ el traslado de los sedimentos contaminados aumenta el costo del trabajo.</p> <p>No pueden emplearse si el tipo de suelo no favorece el crecimiento microbiano.</p> <p>Altas concentraciones de sustancias tóxicas del crudo puede resultar dañinos para las plantas utilizadas en el proceso de fitoremediación.</p>

TECNICA DE RESPUESTA A DERRAMES DE CRUDO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
SORBENTES	<p>Reutilización del material sorbente.</p> <p>El material sorbente no contamina.</p> <p>Algunos de estos materiales absorben hasta 20 veces su propio peso en aceite.</p> <p>Estos materiales tienen la propiedad de ser oleofílicos e hidrofóbicos.</p> <p>Tiene fácil y rápido manejo.</p> <p>Su aplicabilidad, tanto manchas delgadas como aquellas de mayor espesor.</p> <p>Si se usa en derrames en agua, aumenta la viscosidad del crudo y disminuye la extensión de la mancha.</p> <p>Si el derrame ocurre en aguas confinadas y tranquilas una buena opción es el usar sorbentes.</p> <p>En lugares donde no se pueden usar dispersantes debido a su efecto ecológico, los sorbentes pueden ser una excelente elección</p>	<p>Una opción de disposición final es la quema del sorbente, lo cual no siempre es fácil en el lugar del derrame y puede generar contaminación del aire.</p> <p>Presenta limitaciones para derrames en aguas poco profundas o en lugares poco accesibles.</p> <p>La necesidad de un proceso de muchos pasos que involucran la extensión y la recolección del sorbente.</p> <p>Debe contar con barreras para confinar el crudo derramado para luego aplicar el sorbente.</p> <p>En el mar, las condiciones climáticas afectan el uso de sorbentes, por ejemplo fuertes vientos y altas corrientes.</p> <p>Si es un derrame de gran volumen, no es buena opción usar sorbentes porque necesitaría suficiente cantidad de estos y se presentaría problemas con la distribución.</p> <p>Su uso en el mar incrementa los costos de despliegue y recolección del sorbente.</p>

TECNICA DE RESPUESTA A DERRAMES DE CRUDO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>DISPERSANTES</p>	<p>Es la técnica de respuesta más rápida.</p> <p>Se pueden utilizar en toda condición de tiempo y de mar.</p> <p>Es posible aplicar dispersantes utilizando aeronaves, de forma tal que se pueden tratar rápidamente grandes áreas en comparación con los métodos de respuesta alternativos.</p> <p>Pueden ser utilizados bajo condiciones naturales extremas, fuertes corrientes marinas. Las altas corrientes, olas y vientos son beneficiosos ya que aceleran la dispersión.</p> <p>Aceleran el proceso natural de biodegradación (división en finas gotas) generando mayor superficie de exposición a bacterias y oxígeno.</p> <p>Reducen el impacto en las costas, hábitats sensibles, pájaros, vida silvestre, etc., ya que destruyen la mancha y evitan la contaminación de las aves con el petróleo en forma directa.</p> <p>Permiten un rápido tratamiento de grandes áreas (mayor área relativa de cobertura que otras opciones).</p> <p>Son un instrumento de respuesta rápido; su uso inmediato evita la formación de emulsión de agua en hidrocarburo (espuma de chocolate o mousse).</p>	<p>No debe usarse en aguas poco profundas con poca circulación como por ejemplo en bahías encerradas y puertos.</p> <p>No debe usarse en aguas dulces utilizadas para las tomas de agua potable.</p> <p>No debe usarse en aguas requeridas para plantas de desalinización o sistemas de enfriamiento.</p> <p>No debe usarse en petróleos solidificados.</p> <p>Se requiere una aplicación rápida porque a medida que pasa el tiempo el petróleo se meteoriza y pierde sus fracciones livianas. Los períodos de aplicación no deben superar las 72 horas de ocurrido el derrame. (Efectividad.)</p> <p>Su uso en playas de arena, aumenta la penetración del hidrocarburo a capas inferiores del sustrato.</p> <p>Pueden afectar la vida marina (moluscos u otras especies de movimiento lento), acuicultura, áreas de desove, viveros y estuarios, entre otros.</p> <p>Su aplicación implica la introducción deliberada al mar de un contaminante adicional, por lo que sus efectos tóxicos podrán ser evidenciados en lugares con escasa capacidad de dilución (ej. Bahías poco profundas).</p>

	<p>Previenen la adherencia del petróleo a superficies sólidas, peces, etc.</p> <p>Aumentan la degradación natural del hidrocarburo, eliminándolo así de la superficie del agua.</p> <p>La aplicación desde el aire ofrece ventajas si el derrame se ha producido a gran distancia de los puertos.</p> <p>Su efectividad también es dependiente de la forma de aplicación, lo que se logra aplicando un tamaño de gota óptimo sobre la porción más espesa del hidrocarburo.</p>	<p>Alteran el comportamiento de los hidrocarburos derramados en el mar al aumentar su incorporación en la columna de agua, afectando organismos que no serían impactados en el caso de mantenerse el hidrocarburo en superficie.</p> <p>Pueden disminuir la efectividad de otras técnicas ó métodos de respuesta en el caso que el proceso de dispersión del hidrocarburo no se alcance.</p> <p>No son eficaces sobre todos los tipos de petróleo y bajo toda condición climática.</p> <p>Su uso efectivo está reducido a rangos de tiempo limitados.</p> <p>No todos los petróleos son dispersables.</p>
TECNICA DE RESPUESTA A DERRAMES DE CRUDO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
QUEMA IN SITU	<p>El personal a cargo se puede entrenar en pocas horas para llevar una segura quema in situ en el mar.</p> <p>Se puede eliminar hasta un 95% del vertido total.</p> <p>Puede ser usada en áreas de extremas condiciones de acceso donde con otras técnicas sería difícil la labor.</p> <p>Reduce los efectos e impactos del crudo en costas, áreas sensitivas, aves, y otra forma de vida.</p> <p>Minimiza las necesidades de recobro y almacenaje del crudo vertido.</p>	<p>Requiere barreras flotantes resistentes al fuego.</p> <p>Aprobación de las autoridades gubernamentales.</p> <p>El contenido de agua en el crudo que se desea quemar debe estar entre 20 a 30% y los volátiles deben ser suficientes para mantener la combustión.</p> <p>Riesgo que el fuego se salga fuera de control.</p> <p>Un problema serio surge del humo negro y las partículas de material que pueden causar afecciones respiratorias en ciertas personas interfiriendo algunas veces las labores alrededor de la operación.</p>

	<p>Reduce los impactos en la calidad del aire debido a la evaporación de componentes volátiles del aceite a quemar.</p> <p>Se puede controlar el área de quema por medio de barreras remolcadas por botes.</p> <p>El costo de la quema controlada es aproximadamente la mitad del costo de usar dispersantes y menos de la tercera parte de recuperación mecánica costa afuera y la posterior disposición del crudo recuperado.</p> <p>Se puede usar en agua dulce o agua salada</p> <p>Se puede elegir el área donde se va a hacer la combustión, con el fin de minimizar efectos nocivos a comunidades o vida animal.</p>	<p>La velocidad máxima de la corriente debe ser de 0,75 nudos</p> <p>Dificultades de ignición del petróleo por sobre los 20 nudos de velocidad del viento.</p> <p>Altura límite de las olas: 1 metro.</p> <p>Dificultad de ignición del petróleo temporizado.</p> <p>Además el desplazamiento del hidrocarburo por corriente y/o viento pueden poner en peligro instalaciones portuarias, buques, zonas costeras, etc.</p>
TECNICA DE RESPUESTA A DERRAMES DE CRUDO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
RECUPERACION MANUAL	<p>Los elementos usados son de fácil obtención.(palas, baldes, rastrillos, etc)</p> <p>Se puede realizar donde los equipos mecánicos de recolección no son accesibles.</p> <p>Cualquier persona no especializada puede ser voluntaria para participar de la recuperación por medio de utensilios caseros como baldes, palas, rastrillos, etc. y en poco tiempo recibir entrenamiento para el trabajo a realizar.</p> <p>Movilizar residuos solidificados.</p>	<p>El lavado con chorros de agua caliente suele hacer más mal que bien porque a veces entierra el hidrocarburo más profundamente en la arena y mata todo ser vivo de la playa.</p> <p>Impacto creado por pisadas sobre áreas sensibles, como el (anidamiento de aves, crecimiento de moluscos, algas, dunas, etc.)</p> <p>Es un proceso muy lento.</p>

Fuente: Los autores

8.5 Comparación de las técnicas de respuesta a derrames de crudo

No hay opción que por sí sola pueda cubrir los requerimientos de una respuesta completa, generalmente son necesarias acciones combinadas utilizando varias opciones para lograr mejores resultados. Sin embargo, algunas, de poder aplicarse, tienen un área de cobertura relativa mayor que otras.

No se debe excluir o limitar anticipadamente ninguna opción de respuesta. Todas deben considerarse y analizarse como una herramienta útil para emplearse siempre que se reúnan las condiciones necesarias.

A continuación se presenta una matriz comparativa de las principales técnicas de respuesta, las cuales van a depender de muchas variables, presentando un comportamiento diferente para cada una de ellas al momento de su operación.

Ver figura 73.

Figura 73. Matriz comparativa – técnicas contra variables

TECNICA	VARIABLE
	<p>CONDICIONES ATMOSFERICAS MARINAS SEVERAS</p>
<p>BARRERAS-SKIMMERS</p>	<p>Velocidad de corriente: Máxima 0,75 nudos Velocidad del viento: Menor 20 nudos Altura de oleaje: Entre 1-2 metros</p>
<p>QUEMA IN SITU</p>	<p>Velocidad de corriente: Máxima 0,75 nudos Velocidad del viento: Menor 20 nudos Altura de oleaje: Máximo 1 metro</p>
<p>DISPERSANTES</p>	<p>Mientras las anteriores técnicas se ven desfavorecidas por las altas corrientes y vientos fuertes, esta técnica se ve favorecida pues estas condiciones aceleran la dispersión.</p>

TECNICA	VARIABLE
	VISCOSIDAD
BARRERAS	<p>Las barreras que son construidas de una lona especial con el fin de ser usadas en el mar como barreras flotantes son independientes de la viscosidad del crudo.</p> <p>Existen barreras sorbentes las cuales dependerán del material con el cual estén construidas, y están diseñadas solo para accionar en corrientes marinas bajas para recoger películas delgadas de crudo.</p>
SKIMMERS	<p>Los recolectores que contienen materiales oleofílicos en correas, tambores, cuerdas sintéticas, generalmente trabajan mejor con crudos de viscosidad media entre 100 y 200 centistokes.</p> <p>Pero hay recolectores diseñados para trabajar con crudos pesados.</p>
ABSORBENTES	<p>Dependiendo del material sorbente que se use y de la porosidad de este, su acción podrá absorber ya sea crudos ligeros o pesados.</p>

	<p>Si los poros son estrechos o profundos, los crudos viscosos no penetran y la absorción será mínima.</p>
<p>BIORREMEDIACION</p>	<p>Esta técnica puede ser usada tanto para crudos pesados o crudos livianos. En crudos livianos el proceso se efectúa más rápido, pues la evaporación de los componentes livianos reducen los elementos contaminantes.</p>
<p>QUEMA IN SITU</p>	<p>Los crudos de altas viscosidades (crudos pesados) presentan cantidades más bajas de componentes ligeros volátiles. Esto no quiere decir que no arden.</p> <p>La baja volatilidad y la emulsificación son precisamente una desventaja de esta técnica.</p>
<p>DISPERSANTES</p>	<p>Para alta viscosidades, la dispersión se ve reducida. Los dispersantes modernos para derrames de crudo son eficaces normalmente hasta una viscosidad del crudo de 5.000 mPa.s o más, y su rendimiento disminuye gradualmente con el aumento de la viscosidad del crudo; crudos con una viscosidad de más de 10.000 mPa.s, en la mayoría de los casos ya no se pueden dispersar.</p>

TECNICA	VARIABLE
	EFFECTIVIDAD
BARRERAS- SKIMMERS	La contención y recuperación del crudo derramado con condiciones severas de tiempo en el mar (alto oleaje), una recuperación del 10% del total del líquido vertido se puede considerar como una buena eficiencia.
ABSORBENTES	Los absorbentes son muy eficientes si se usan en derrames pequeños, ya que en grandes derrames se necesitaría mucho material para retener el líquido vertido. Sin embargo existe un equipo denominado la mopadora que usa materiales de polipropileno, las cuales usadas en serie tienen un alto rendimiento.
QUEMA IN SITU	Elimina entre 95-98% el vertimiento.
DISPERSANTES	Por medio de pruebas de laboratorio a la concentración de petróleo en el agua, en derrames reales, se puede indicar que las concentraciones de petróleo después de la dispersión no son elevadas

TECNICA	VARIABLE
	EFFECTO CONTAMINANTE
<p>BARRERAS-SKIMMERS- ABSORBENTES- BIORREMEDIACION</p>	<p>Las barreras y los skimmers son equipos mecánicos que no reaccionan con el crudo vertido, por lo tanto no causan contaminación.</p> <p>Los absorbentes y el proceso de biorremediación aparentemente no causan contaminación. Se tendrá que analizar la disposición final del sorbente y en el proceso de biorremediación tener en cuenta si el método a usar es in situ o ex situ, pues en traslados puede existir algo de contaminación.</p>
<p>QUEMA IN SITU</p>	<p>En el proceso lo que se obtiene es un residuo de petróleo quemado, el cual se debe tener un lugar para su disposición final. De repente puede existir contaminación de forma visual o por gases productos de la combustión, como humo negro, entre otros, ya que al efectuar el proceso, éste se realiza cerca de puertos o áreas pobladas.</p>
<p>DISPERSANTES</p>	<p>Por pruebas de laboratorio se ha demostrado que los dispersantes modernos son menos tóxicos que el crudo dispersado.</p>

	<p>Pero se puede afirmar que al ser una sustancia química, es otro elemento extraño el que va a estar presente contaminando además del crudo, así sea mínima su toxicidad.</p>
TECNICA	VARIABLE
	VELOCIDAD DE DESPLIEGUE O DE OPERACIÓN
BARRERAS	<p>Las barreras tipo meco son las utilizadas por la empresa Ecopetrol. Estas barreras son mecánicas, es un equipo pesado y su despliegue puede durar entre unas 6 y 10 horas.</p> <p>En el mar, las embarcaciones contienen equipos que con ayuda del viento se puede desplegar barreras mucho más rápido, pues son de un material más liviano y su flotación es base de aire.</p>
SKIMMERS	<p>Existen equipos pesados y livianos. Eso le da la cantidad de crudo derramado recuperado.</p> <p>Para armar un skimmer básicamente va a depender del tamaño del aparato.</p> <p>Hay unos skimmers livianos y pequeños que ya vienen armados, es solo operarlos y otros que son más pesados, los cuales se pueden armar entre una a</p>

	<p>tres horas, esto depende siempre de la experiencia que se tenga en la operación de armado y del conocimiento del equipo a armar.</p>
<p>ABSORBENTES</p>	<p>Dependiendo del tipo de derrame, si es en tierra o en agua y del volumen vertido, casi siempre los absorbentes se emplean para derrames pequeños.</p> <p>En tierra se esparce el absorbente sobre el crudo derramado con uso de carretillas y palas.</p> <p>En el mar se esparce por uso de embarcaciones.</p> <p>El tiempo va a ser relativo pues el recorrido del área contaminada va a variar de un derrame a otro.</p>
<p>BIORREMEDIACION</p>	<p>Dependiendo de la cantidad de material o suelo contaminado a tratar, este proceso puede llevarse a cabo en término de meses o años. Es una técnica para actuar a largo plazo.</p>
<p>QUEMA IN SITU</p>	<p>Se debe en lo posible aplicar esta técnica entre el primer y segundo día de ocurrido el derrame. Esto con el fin de que los componentes ligeros del petróleo derramado no se evaporen y sea una dificultad para la operación.</p>

<p>DISPERSANTES</p>	<p>Esta técnica tiene que usarse lo más pronto posible (en un lapso de tiempo de uno o dos días) antes de que el crudo se emulsione, se meteorice o se fragmente. El despliegue se puede realizar de una manera rápida pues las embarcaciones o aviones a utilizar se encuentran en la costa</p>
<p>TECNICA</p>	<p>VARIABLE</p>
	<p>COSTOS DE OPERACION</p>
<p>BARRERAS</p>	<p>El precio de las barreras tipo Mecco esta alrededor de 1 y 2 millones de pesos colombianos una longitud de 15 metros.</p> <p>Una operación de contención y recuperación de crudo, de un derrame grande, donde se haya trabajado tres meses continuos, con movilización, instalación y operación de equipo (barreras, skimmers, motobombas, mopadoras, lanchas, equipo menor, etc) con una cantidad de recuperación de unos 14000 barriles, operando unas 300 personas, tiene un costo de más o menos 700 millones de pesos colombianos a fecha de 1990.</p>

<p style="text-align: center;">SKIMMERS</p>	<p>El costo de operación de los skimmers casi siempre va acompañado de los costos de operación de las barreras, es decir se hace un costo generalizado por la operación de los medios mecánicos en conjunto (contención y recuperación).</p>
<p style="text-align: center;">ABSORBENTES</p>	<p>El valor varía dependiendo del material.</p> <p>Si es aserrín se puede conseguir que este sea donado. A veces con el mismo material del medio se puede usar para tratar de absorber cierta cantidad de crudo derramado.</p> <p>Por ejemplo el absorbente sphag sorb, un absorbente a base de musgo canadiense, una bolsa de aproximadamente 12 kilos tiene un costo de unos 30 dólares americanos (2003) y puede absorber una cantidad de 13,5 galones, unos 0,33 barriles.</p>
<p style="text-align: center;">BIORREMEDIACION</p>	<p>Para un área de aproximadamente de 2 hectáreas y un volumen tratado de 2000 metros cúbicos con un TPH de 30%, el proceso de Biodegradación puede tener un costo de unos 21 millones de pesos colombianos a fecha de año 2001.</p>

QUEMA IN SITU	Eliminar aceite derramado por medio de la quema in situ en el mar, tiene un costo entre 20 y 50 dólares americanos (1993) por barril de aceite eliminado (usando barrera resistente al fuego, remolcada y configurada en U). Este costo es menos de la mitad si se usará dispersantes y una tercera parte si se usará medios mecánicos como la contención, posterior recuperación y disposición del crudo derramado.
DISPERSANTES	Lo más costoso de esta técnica es el uso de embarcaciones, ya sean botes o aviones. Esto conlleva a aumentar los precios de operación.

Fuente: Los autores.

8.6 Guía Operativa para Selección de Respuesta a Derrames de Crudo

Como uno de los objetivos específicos es realizar una guía operativa en forma de selección de la mejor opción de respuesta a derrames de crudo, se debe tener en cuenta ciertos factores importantes e influyentes para el desarrollo de dicha guía. La guía ha sido dividida según el medio que se actué. Ver figuras 72 a 76.

Hemos seleccionado cuatro factores importantes. Ellos son:

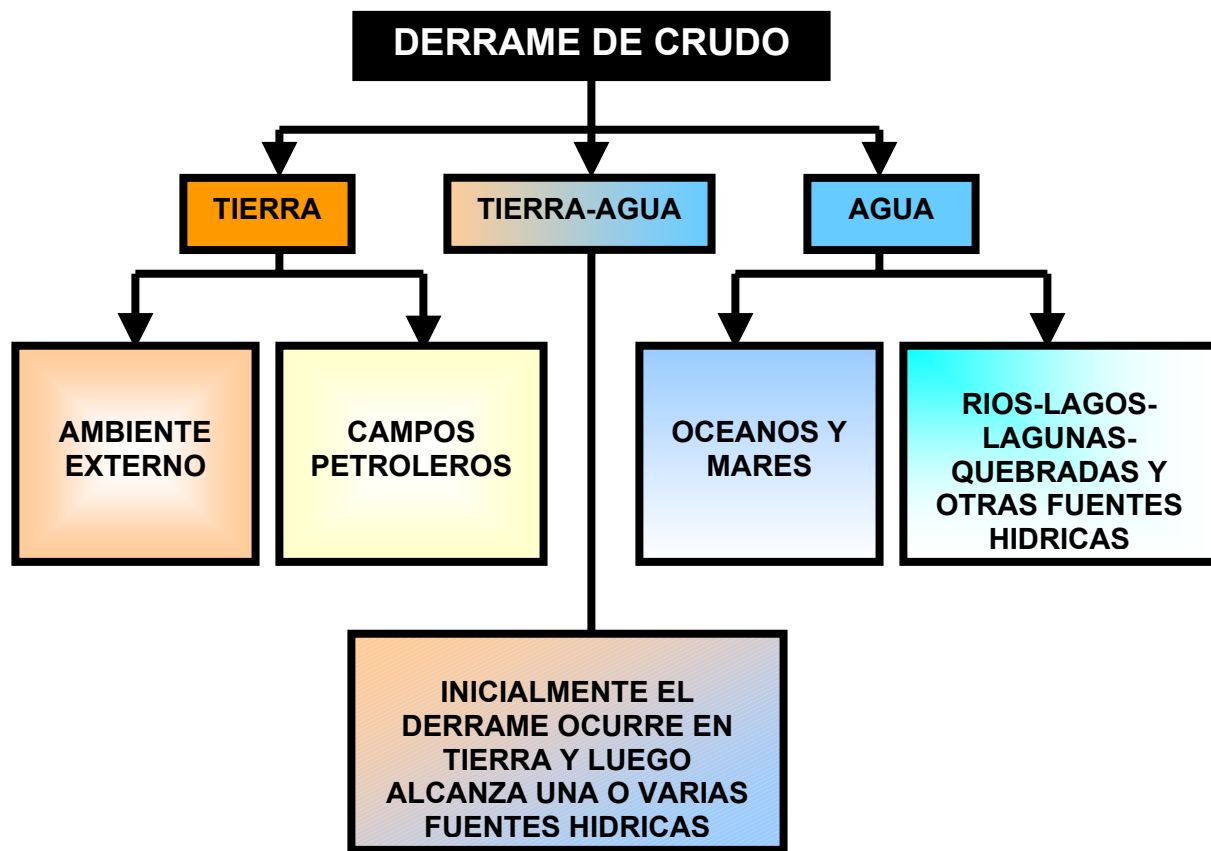
1. Volumen de crudo vertido

2. Tipo de Crudo

3. Area de influencia

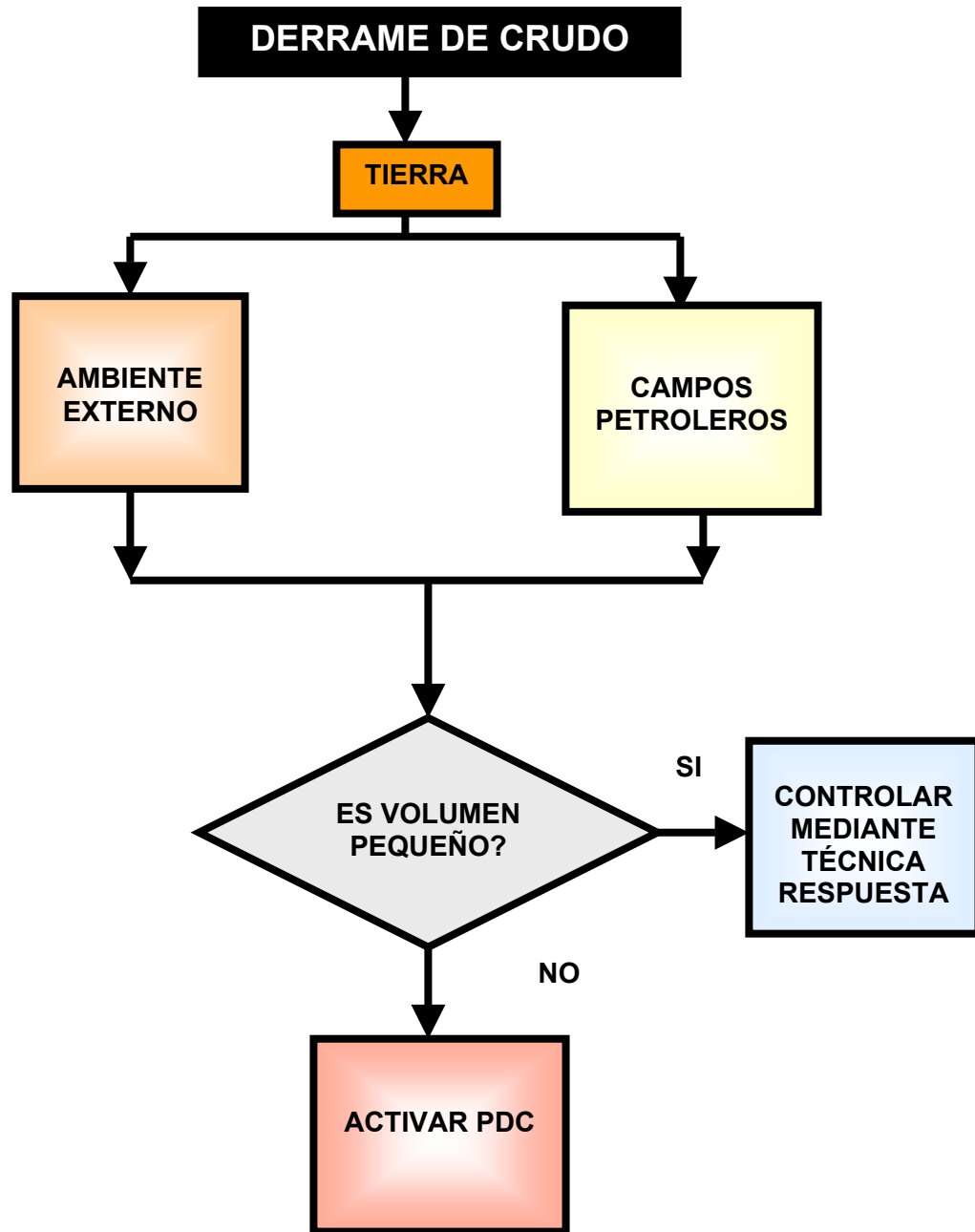
4. Condiciones atmosféricas

Figura 74: Guía Operativa para Derrames de Crudo en diferentes medios



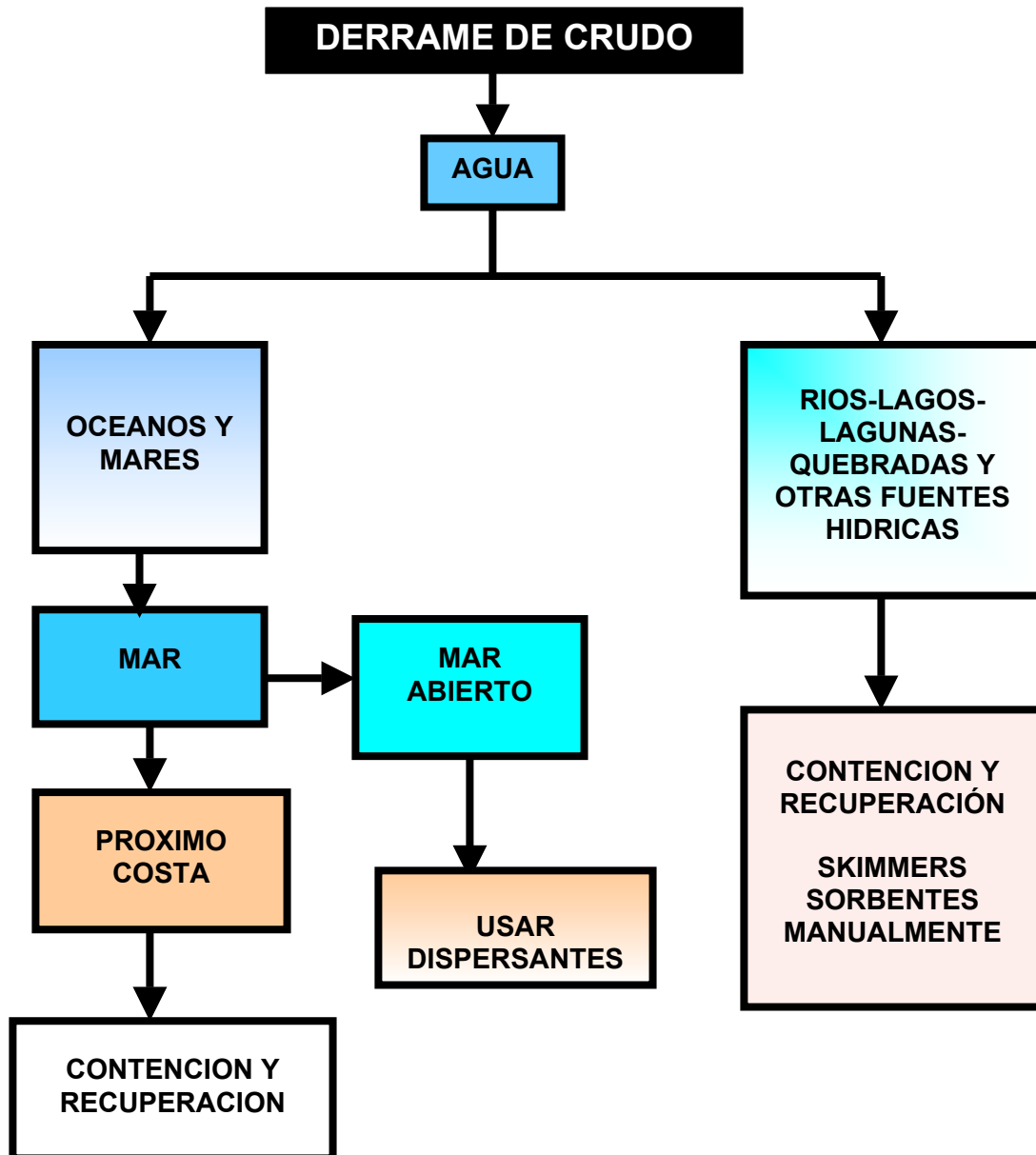
Fuente: Los autores

Figura 75: Guía Operativa para Derrames de Crudo en tierra



Fuente: Los autores

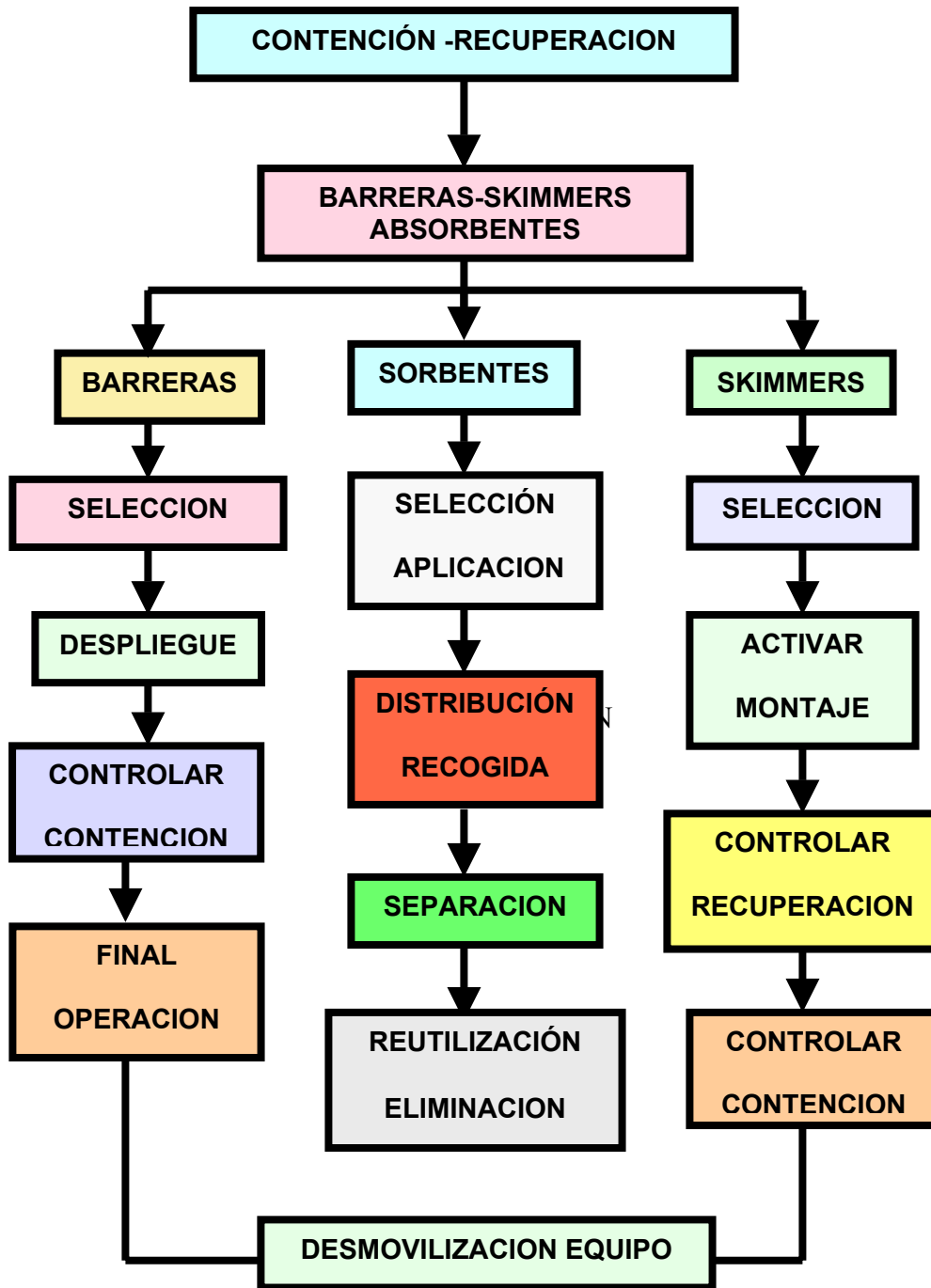
Figura 76: Guía Operativa para Derrames de Crudo en cuerpos de agua



Fuente: Los autores

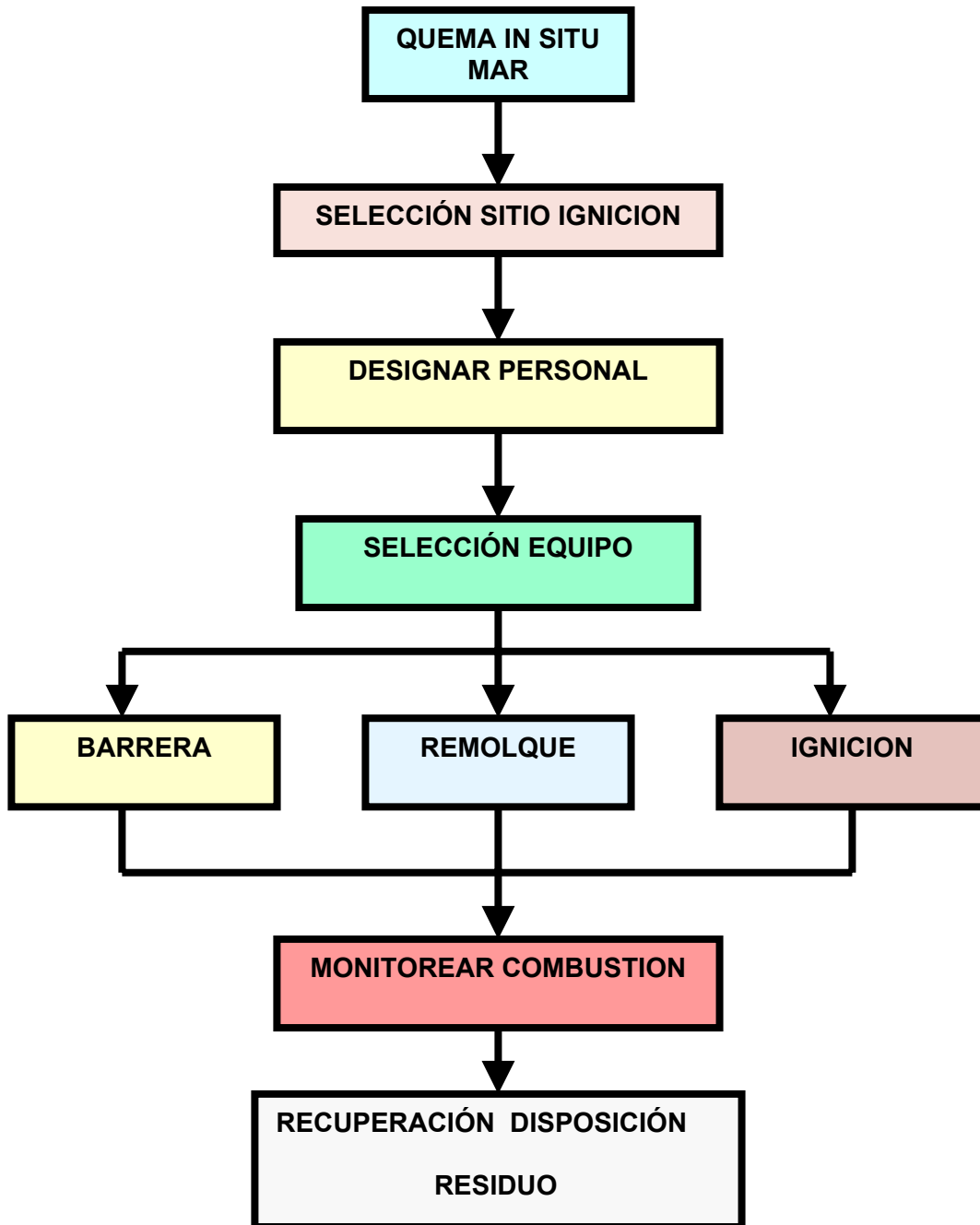
En las figuras 77 a 80 se presenta la secuencia a seguir en respuesta a derrames de crudo.

Figura 77. Secuencia de las técnicas a usar en respuesta a derrames de crudo



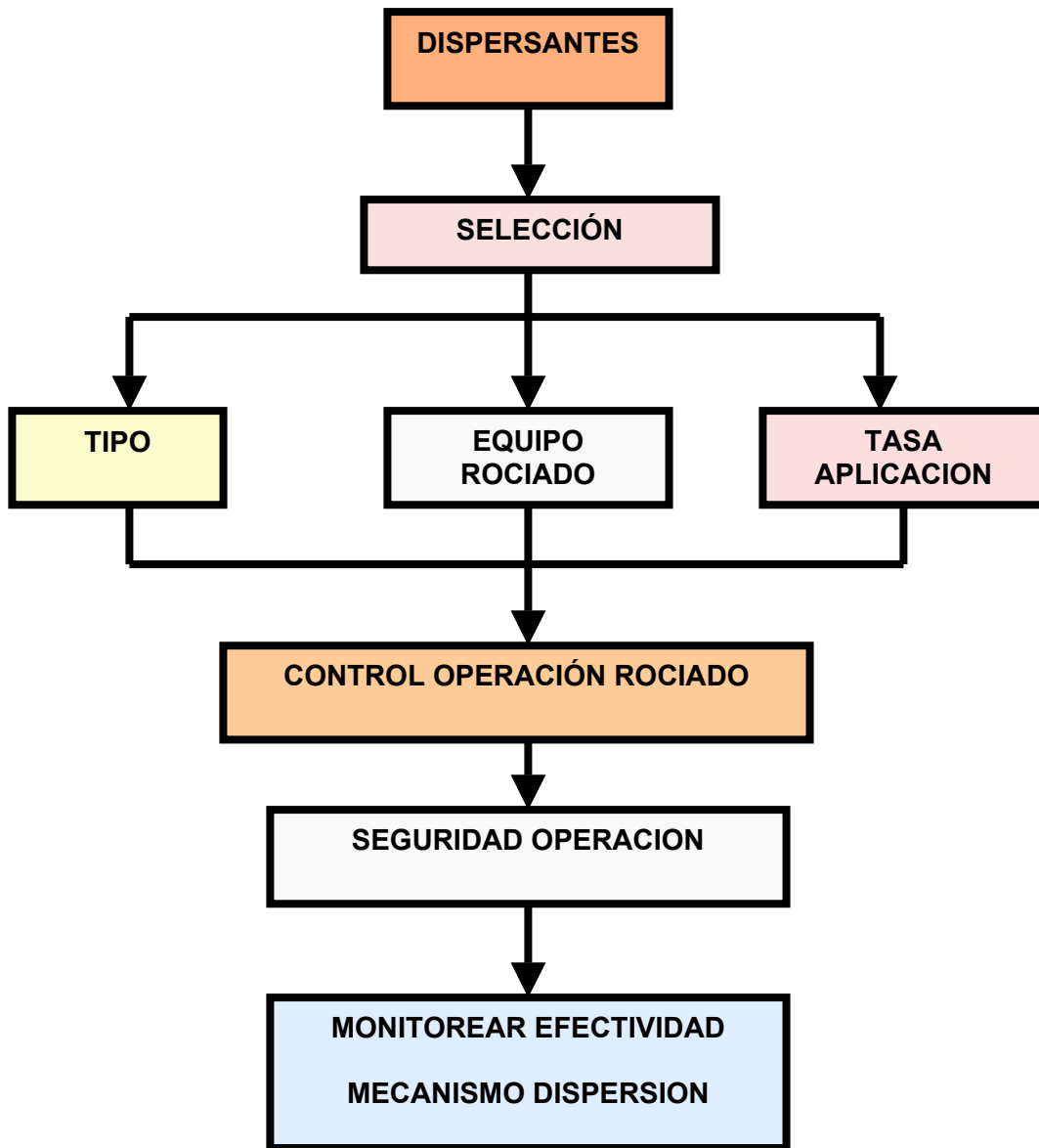
Fuente: Los autores.

Figura 78. Secuencia de las técnicas a usar en respuesta a derrames de crudo



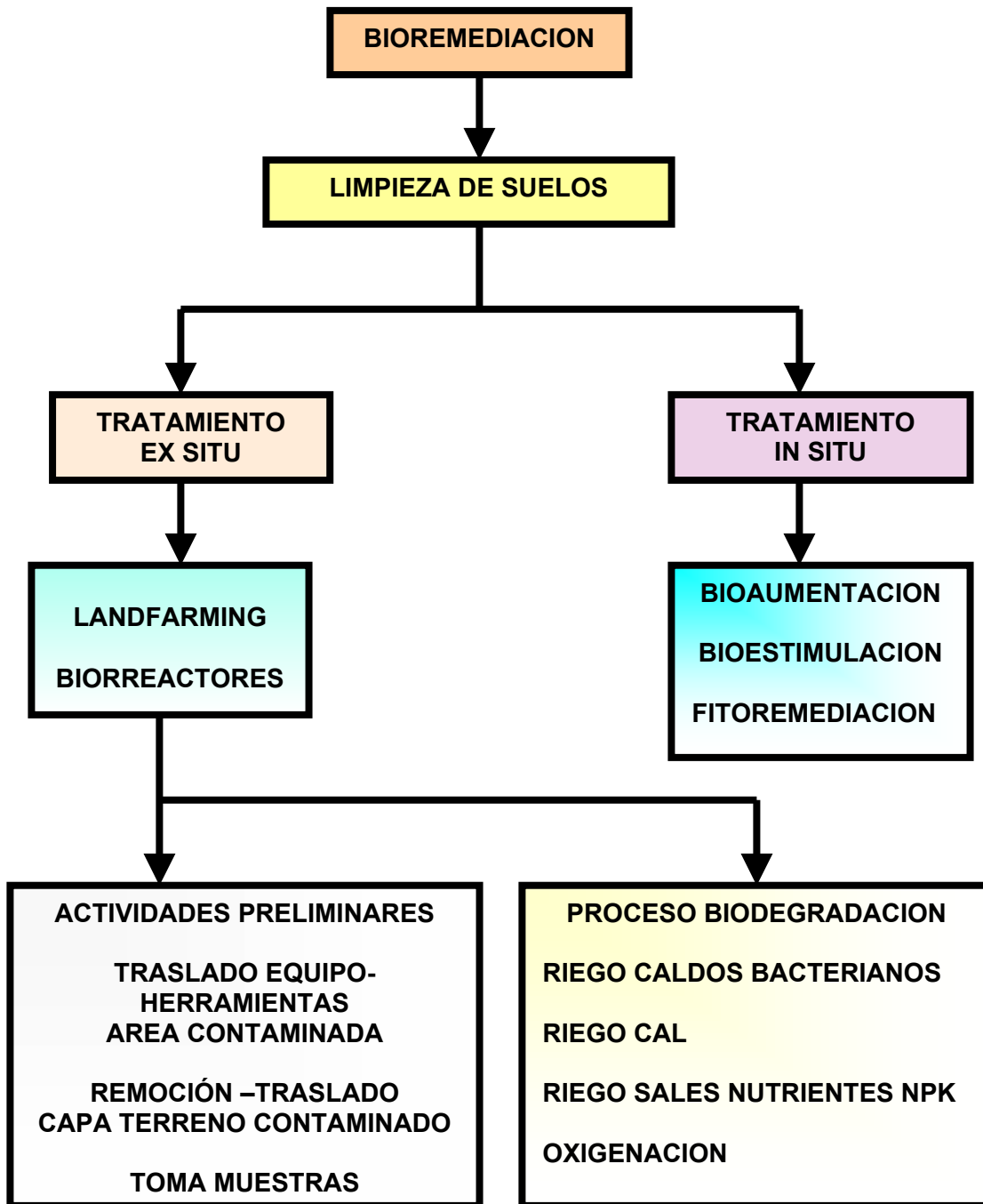
Fuente: Los autores.

Figura 79. Secuencia de las técnicas a usar en respuesta a derrames de crudo



Fuente: Los autores.

Figura 80. Secuencia de las técnicas a usar en respuesta a derrames de crudo



Fuente: Los autores.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Las propiedades básicas de un petróleo crudo determinan los cambios físicos y químicos que se dan cuando ocurre el derrame en el agua y es lo que determina su persistencia y toxicidad.
2. Una vez que el crudo ha sido derramado, es necesario tomar decisiones urgentes acerca de las opciones disponibles para las respuestas de contención y de limpieza, de manera que se puedan reducir al mínimo los impactos ambientales y socioeconómicos.
3. Durante las operaciones de respuesta a los derrames, se asigna la máxima prioridad a la seguridad del público en general y a la del personal de respuesta. Un sistema de gestión de respuestas, con la seguridad como su elemento central, debe comenzar por arriba y llegar a todos los niveles de las organizaciones que participan en las actividades de respuesta.
4. Muchas actividades operacionales en el control de derrames incumplen de manera relativa los postulados de atención de derrames descritos en la teoría.
5. Algunas veces o casi siempre se aprende sobre la marcha y son los obreros y campesinos los que mejor enseñan.

6. Un plan de contingencia ante derrames de crudo, ya sea local, nacional o internacional, que no se pone a prueba periódicamente tiene muy pocas posibilidades de éxito si se implanta en un derrame real.

7. La toxicidad del petróleo se reduce con su exposición a la intemperie. Así, un derrame de crudo que llegue rápidamente a la costa será más tóxico para la vida costera que si aquel ha quedado expuesto a las inclemencias del tiempo durante varios días antes de llegar a la costa.

8. El tiempo que necesita la naturaleza para recuperarse del impacto de un derrame de crudo puede variar de unos pocos días a más de 10 ó 20 años. No existe una relación determinada entre el tamaño del derrame y la magnitud de los daños.

9. La atención y respuesta efectiva a un derrame de crudo requiere en algunos casos de la movilización de recursos internacionales adicionales para complementar los ya disponibles a un nivel local o nacional.

10. El ciclo PHVA es una herramienta que permite trabajar con calidad mediante el mejoramiento continuo y debería aplicarse a muchos otros procesos en la industria del petróleo.

11. Por medio de un Diagrama Causa-Efecto Ishikawa se facilita recoger las numerosas opiniones expresadas por un grupo de personas sobre las posibles causas que generan un determinado problema.

12. El comienzo de una respuesta, se basa idealmente en una evaluación que ha tenido lugar antes del vertido (como parte del proceso de planificación de la contingencia) y después del derrame.

13. No es posible hacer un seguimiento a cada sitio que ha sido contaminado. Por medio de trabajos que Ecopetrol realizó, los más destacados fueron los seguimientos a la zona del complejo cenagoso de Zapatosa, los derrames en el complejo de ciénagas de Saloa y Simaña y la serie de derrames históricos que han ocurrido al Río Catatumbo. En este último caso, dichos derrames abarcan aguas internacionales y se debe activar el Plan de Contingencia Bilateral entre Venezuela y Colombia, por medio de las estatales de cada país, trabajando en conjunto.

14. Todo Plan de Contingencia debe incluir los siguientes planes:

Plan estratégico, que describa el alcance del Plan, incluyendo su cobertura geográfica, los riesgos posibles, las funciones y responsabilidades de los encargados de la implantación del Plan, y las propuestas de respuesta estratégica.

Plan operativo y de acción, que establezca los procedimientos de emergencia que permitan la rápida evaluación del derrame y la movilización de los recursos apropiados de la respuesta.

Plan de información, que contenga todos los mapas pertinentes al caso, la lista de recursos y las hojas de información necesarias que sirvan de apoyo en la conducción de la respuesta a un derrame de hidrocarburos con arreglo a la estrategia acordada.

15. La generalizada utilización del petróleo y sus derivados en nuestra vida cotidiana, como nafta, querosén, aceites pesados o lubricantes, no debe ocultarnos su verdadera naturaleza: es una sustancia peligrosa, tóxica e incluso cancerígena.

16. Una cosa es escribir acerca de la atención de derrames, los métodos, los equipos, las técnicas y las metodologías; y otra cosa bien distinta es estar en una emergencia real, en donde muchas veces hay que utilizar más el sentido común que las teorías sofisticadas.

RECOMENDACIONES

REFERENTE A:

“EQUIPO”

- Se debe tratar de usar todo el equipo disponible pues de lo contrario se convierte en una inversión innecesaria. Hacer un inventario de equipo y materiales para saber con que se cuenta para determinada emergencia. Probar el equipo para conocer su funcionamiento y comprobar que este en buenas condiciones.

“PLANES DE CONTINGENCIA”

- Los **Planes de Contingencia** son documentos que en cualquier momento puede ser de utilidad. Por lo tanto es de gran importancia estar actualizando estos informes para evitar errores y pérdidas de tiempo.

“CAPACITACION DE PERSONAL”

- Es de vital importancia que el personal, con una función específica en la organización de la respuesta, reciba una capacitación eficaz. La capacitación debe incluir el nivel apropiado de clases teóricas sobre derrames de hidrocarburos, relacionadas con las funciones a desarrollar, y el despliegue de equipo. La

familiarización con los planes y los procedimientos de respuesta que estén relacionados también deben formar parte del paquete de capacitación

“SIMULACROS”

Los simulacros de derrames son una excelente manera de ejercitar y capacitar a los recursos humanos en sus funciones en la emergencia y para ensayar los Planes de Contingencia y sus procedimientos. Los ejercicios a escala más amplia en los que intervienen múltiples agencias y organizaciones y contratistas extranjeros, son un excelente foro donde se pueden establecer importantes relaciones. En una emergencia real, un equipo bien entrenado ‘pisa firme sobre el terreno’ y es más eficaz.

“COMPAÑIAS SERVICIOS AMBIENTALES”

Extender la publicidad para sus equipos a nivel de Universidad, con el fin de que el estudiantado desde su formación profesional conozca o al menos sepan de qué se trata cómo operan y que se pretende con estos.

“FUTUROS PROYECTOS”

Los autores recomiendan los siguientes temas como posibles trabajos de Proyectos de Grado:

- Condiciones de Seguridad en Carga y Descarga de Camiones Carrotanques Transportadores de Crudo.

- Sistemas de Simulación de Derrames de Petróleo.
- Seguridad Industrial y Salud Ocupacional en la Industria Petrolera.
- Uso de la Fitoremediación en Suelos Contaminados por Derrames de Crudo.
- Impactos Socioambientales debido a Actividades Petroleras en Colombia.
- Estudios de Contaminación Ambiental en Refinerías Colombianas.

BIBLIOGRAFIA

LIBROS

ALLEN, Alan A. "Oil spill response". An overview of state-of-the-art response techniques and equipment with an emphasis on chemical dispersant application and controlled "in-situ" burning. p 2 - 25

ECOPETROL-Empresa Colombiana de Petróleos, Curso Teórico Practico sobre manejo de derrames de hidrocarburos. La contaminación marina por hidrocarburos. p V 1-15, VIII 1-33.

ECOPETROL-Empresa Colombiana de Petróleos."Compendio de términos comunes utilizados en estudios ambientales de la industria petrolera".Publicación de la Coordinación Ambiental Corporativa de Ecopetrol.Primera edición.Septiembre 1994.104 p.

ECOPETROL-MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA-INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. "Ecopetrol y el Medio Ambiente", 1989. p 2-15

ECOPETROL-INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. "Gestión ambiental de la industria petrolera".1992. Bucaramanga, Colombia. p 2-6.

ECOPETROL-Empresa Colombiana de Petróleos. Plan de contingencia para camiones tanques transportadores de hidrocarburos. Plan de Contingencia castilla-apiay. Superintendencia de Operaciones Apiay. p 1-34

ECOPETROL-INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992. p 1 -29.

ITOPF THE INTERNATIONAL TANKER OWNERS POLLUTION FEDERATION LTD
Response To Marine Oil Spills. London. England. 1987. p I 3-10, II 9-12, III 3-20.

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. “Guía básica ambiental para explotación de campos petroleros y de gas”. Santa Fé de Bogotá, 1998. Grupo Editor Buitrago. 1 p

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. “Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres” Santa Fé de Bogotá, 1999. p 18-66.

OMI-ORGANIZACIÓN MARÍTIMA INTERNACIONAL. Manual sobre la contaminación ocasionada por hidrocarburos. Parte IV. Londres. England. Edición revisada.1980. p 10-107.

STORCH DE GRACIA, J. M. “Manual de Seguridad industrial en plantas químicas y petroleras”. Volumen I y II McGraw Hill, Madrid, 1998. p 3-12

VALLES GARCIA, CARLOS A.; CASTRO L. BERNARDO. Estudio del Comportamiento de un Derrame de Petróleo en el Lago de Maracaibo. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Págs. 1-35

ARTICULOS

Allen, Alan A.FEREK, Ronald J. "Advantages y disadvantages of burning spilled oil". Oil Spill Conference, Noviembre de 1999.

KOLDA CORPORATION."Riesgos de derrames de petróleo en América Latina y en la región del Caribe". Septiembre de 1999.

LITCHFIELD, CAROL. " Biorrecuperación In Situ: Fundamentos y Prácticas". Chester Environmental. Monroeville, Pennsylvania

Páginas web

www.aidisar.org/ecodirsa.html

Asociación Interamericana de Ingeniería Sanitaria y Ambiental

www.arpel.org

Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas en Latinoamérica y El Caribe

www.atech-cti.com/index.html

Atech-Cti Group

www.aiteco.com

Aiteco Consultores. Consultoría en Sistemas de Gestión de la Calidad Total

www.barrameda.com.ar/index.html

Los desastres ecológicos.

www1.ceit.es/asignaturas/ecologia/hipertexto/11CAgua/160VerPe.htm

Ciencias de la tierra y del medio ambiente.

www.clubdelamar.org/petroleros.htm

Súper petroleros

www.coiim.es/enla/Historia%20Industria/transporte_petroleo.htm

Oleoducto alask

www.conocophillips.com

Conoco Phillips Company

www.davitsalesinc/davit_engineering.htm

El calor continúa.

www.diba.es/flordemaig/documents/pdc/agents/se1/iso.pdf

Orientación acerca del enfoque basado en procesos para los sistemas de gestión de la calidad

www.dgpad.gov.co

Dirección General de Atención y Prevención de Desastres en Colombia

www.digiprint.com.ar

Instrumentos de Medición y Control Industrial

www.diorcaindustrial.com/hmt/aluminator.htm

Techos internos y flotantes

www.directemar.cl/spmaa/areas_trabajo/Antártica/Combate/Petroleo.htm

Antecedentes sobre los de derrames de hidrocarburos en aguas glaciares

www.ecopetrol.com.co/prin/review/carta/nov/cart7.htm

Empresa Colombiana de Petróleos

www.ecopetrol.com.co/prin/review/carta/julio/carta.htm

Ecocidio. La voladura de oleoductos, un crimen de lesa humanidad.

www.ecopetrol.com.co/prin/review/carta/ene01/enefeb01.htm

Listos para controlar un eventual derrame de hidrocarburos.

www.ecopetrol.com.co/vit/transp1.htm

Empresa Colombiana de Petróleos-Red Nacional de Oleoductos

www.eco2site.com/informes/birremediacion.asp#top

Análisis y evaluación de parámetros críticos en biodegradación de hidrocarburos en suelo.

www.elastec.com/index.html

Oil Spill Equipment.

www.epa.gov/oilspill/prepare.htm

Environmental Protection Agency –USA

www.foilex.com/spain/fp_miniskimmers.html

Oil Skimmers &Pumps

www.gpa.unep.org/documents/other/brochure/GPA_spanish.pdf

Global Programme of Action for the Protection of the Marine Environment from Land based Activities

www.greenpeace.org

Paz Verde

www.guppys.biz/contrakom/menu.htm

Marea Negra.

www.harco.com.mx/solinfo.htm

Harco Engineering Services

www.iclam.gov.ve/art1.htm

Instituto para la Conservación del Lago de Maracaibo

www-icp.ecopetrol.com.co/prin/review/carta/julio/julio98.htm

Instituto Colombiano del Petróleo Carta Petrolera Empresa Colombiana de Petróleos

www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_historia2.htm

Contaminación Mareas Negras

ww.ipd.anl.gov/biotech/pdfs/phyto98.pdf

Phytoremediation. Using Green Plants to Clean Up Contaminated Soil Groundwater, and Wastewater.

www.ipieca.com

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA)

www.itopf.com

International Tanker Owners Pollution Federation Limited.

www.mre.gov.ve/Noticias/A2003/Encuentro-ChavezUribe/minuta-minas.htm

Minuta de reunión Ministros de Energía y Minas Venezuela - Colombia

www.medioambiente.gov.ar/sian/scruz/educacion/inicioIAP.htm

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Limpieza de derrames de petróleo en tierra.

[www.mindefensa.gov.co/derechos_humanos/medio_ambiente/20020308informedeol
eductos.html](http://www.mindefensa.gov.co/derechos_humanos/medio_ambiente/20020308informedeol
eductos.html)

Ministerio de Defensa Republica de Colombia

[www.mot.vuse.vanderbilt.edu/mt322/library.htm#Module 2](http://www.mot.vuse.vanderbilt.edu/mt322/library.htm#Module_2)

Ishikawa Diagram

www.oei.org.co/sii/entrega18/index.html

Organización de los Estados Iberoamericanos-Colombia

www.oilandgasreporter.com/images/073002/pipespill.jpg

Oil and Gas Report

www.oil-spill-web.com/directory/search.htm

Oil Spill Web

www.osradp.lsu.edu/1999_Deliverables/Hillard99/Hillard99.htm

In Situ Burning and Phytoremediation Studies for Offshore Oil Spills.

www.pnuma.org

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.

www.profepa.gob.mx

Procuraduría Federal de Protección al Ambiente -México

www.publistatic.com

Productos Absorbentes de Petróleo

www.rtdf.org/public/phyto/protocol/protocol99.html

The Remediation Technologies Development Forum (RTDF)

www.riadenoi.com

Desastres en la historia.

www.santander.umng.edu.co/~lfpinzon/terrorismo//errorismopetrolero

Terrorismo Petrolero

www.seo.org/2002/prestige/informe_2002-12-19.pdf

Sociedad Española de Ornitología

www.slb.com

Schlumberger Oilfield Glossary

www.sipresa.com/inicio.php3

Equipos para la industria del Gas Petróleo y, Química Argentina

www.tierramerica.net/2001/0211/articulo.shtml

Medio Ambiente y Desarrollo

www.ucin.org/rcd/environ/environmenu.html

Resistencia civil democrática-Contaminación Ambiental por Terrorismo en Colombia

www.uscg.mil/d1/staff/m/rrt/shore.html

The Regional Response Team (RRT) - Oil Spill Prevention

www.varichem.com

Suministro de Equipos y Productos para el control de derrames.

www.vitalis.net/actualidad_ambiental.htm

Hombres Comunicación y Ambiente-Actualidad Ambiental.

ANEXOS

ANEXO A

“RIESGOS DE DERRAMES DE CRUDO DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION Y PRODUCCIÓN DE UN CAMPO PETROLERO”

Etapas de Perforación

Dentro de la Logística de Perforación está el planeamiento del pozo. Cuando se hace la planeación de un pozo petrolero, todos los factores posibles referentes a la zona de interés deben ser considerados.

Hay dos factores importantes en esta planeación. La seguridad del personal operativo y la seguridad en el control del pozo.

Cuando se perfora un pozo de petróleo o de gas, es posible que éste pierda control debido a que durante la perforación alcance formaciones de alta presión, pudiendo crear **reventones (blowout)** con la salida de fluidos del pozo y ocasionando posibles lanzamientos de tubería y equipo, poniendo en alto peligro la vida del personal operativo de campo. Por eso es importante tomar con anticipación cuidados que permitan conservar la seguridad del pozo, es decir tenerlo bajo control, y así controlar la seguridad del personal operativo de campo.

Con tal fin se usa un equipo especializado. Uno de estos equipos son las **preventoras** que proporcionan un rápido cierre del pozo.

Cellar

El cellar es una estructura especial de más o menos 1.8 metros de diámetro , localizado por debajo de la torre de perforación, el cual sirve de alojamiento para el casing y las preventoras. La profundidad del cellar es tal que la válvula maestra del árbol de navidad sea de fácil acceso sobre el nivel del suelo. Por lo general son de 2 a 3 metros.

Preventoras

Una **preventora** es un dispositivo que se conecta al cabezal de pozo instalado en el revestimiento. Controla la presión en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y alguna tubería interna durante operaciones de perforación, completamiento y/o rehabilitación del pozo.

Durante la operación, para evitar que se pierda el control de la formación, se debe contar previamente con un acumulador de presión, el cual es un equipo que permite operar las preventoras (usualmente operada a distancia por medios hidráulicos), a fin de que la cuadrilla de perforación recupere el control del yacimiento, y pueda iniciar los procedimientos para aumentar la densidad del lodo para controlar la presión de formación.

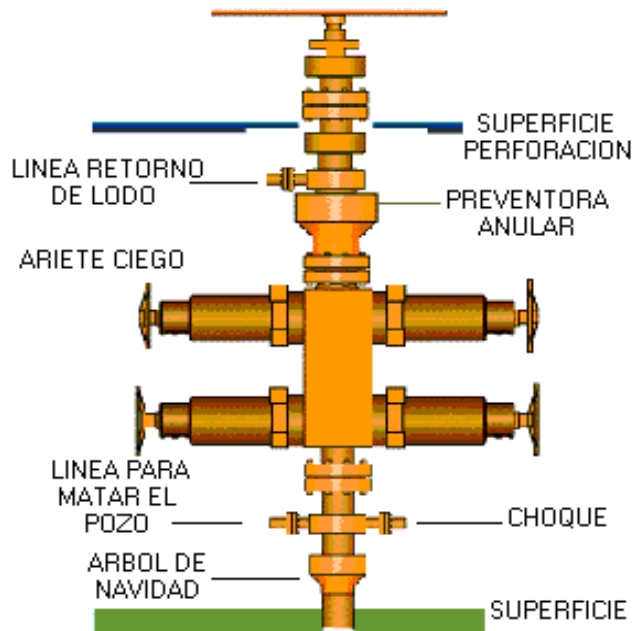
En la figura 81 se puede observar una preventora bajo la subestructura.

Figura 81: Preventora



Fuente: Investigación de los autores

Figura 82: Partes principales de una preventora



Fuente: www.slb.com

Algunas pueden crear efectivamente un pozo abierto, otras son diseñadas para hacer sello alrededor de los componentes tubulares en el pozo (tubería de perforación, revestimiento o tubing) y otras se fabrican con acero endurecido que pueden cortar el drillpipe. Ya que las preventoras son de gran importancia para la seguridad del personal, la torre y el pozo mismo, se inspeccionan, evalúan y se restauran a intervalos regulares determinados por una combinación de valoración de riesgo, práctica local, tipo de pozo y requisitos legales.

Las pruebas de preventoras van desde la evaluación de la función diaria en pozos críticos hasta la evaluación mensual ó menos frecuente de pozos considerados con baja probabilidad de problemas de control de pozo.

Las preventoras se pueden dividir básicamente en dos tipos: anular y de arietes.

En operaciones de perforación al cambiar tubería, si se ha alcanzado formaciones que contengan hidrocarburos, a veces el lodo viene acompañado de crudo. Pero este se escurre por un conducto que hay sobre la plataforma de perforación donde el agua, lodo y posible crudo caen directamente al cellar al lavarse con manguera el sitio de operación de perforación. Ver figuras 83 y 84.

Etapas de Producción

Una vez declarada la comercialidad de un campo petrolero, la empresa operadora puede llegar a perforar decenas o cientos de pozos.

Figura 83: Derrame de lodo más fluidos de formación durante etapa de perforación.



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/vit/transp1.htm>

Figura 84: Plataforma de Perforación



Fuente: Investigación de los autores.

Después de determinar el tamaño del yacimiento, los pozos exploratorios que resultaron productores sirven para extraer el petróleo.

Los nuevos pozos, llamados de desarrollo, se utilizan de dos maneras:

- Pueden ser pozos productores para extraer el petróleo.
- Pueden ser pozos a través de los cuales se inyecte agua, gas o vapor a las formaciones productoras.

Durante la etapa de producción, en un pozo de petróleo se hace necesario hacer una serie de trabajos con el fin de mantener constante los índices de producción. Dichas operaciones se denominan **Operaciones de Workover**.

Las operaciones más comunes en estos trabajos son: limpieza de arena, empaquetamiento con grava, cañoneo y/o recañoneo, reparación de colapsos, taponamiento de averías en casing, acidificaciones, fracturamiento, pruebas de presión, cambio de bombas de subsuelo, cambio de válvulas de gas lift, operaciones de pesca, entre otras.

Estos trabajos conllevan muchas veces a sacar tubería de producción la cual se encuentra impregnada con crudo. El crudo puede contaminar el suelo del área de trabajo, pero ésta área es rápidamente recuperada por medio de lavado o rociado de arena y posterior se le procede a hacer operaciones de bioremediación.

Este crudo también puede ser alojado en el contrapozo que este a su vez conduce a una caja rectangular en concreto, con dimensiones determinadas dependiendo del pozo llamada trampa grasas o trampas API la cual después es succionada por un camión de vacío denominado **Chupamanchas**.

Un campo petrolero a **nivel de producción** debe contar con una serie de sistemas que involucran el manejo de **crudo**.

Estos sistemas son:

- **Sistema de recolección**
- **Sistema de separación**
- **Sistema de tratamiento**
- **Sistema de almacenamiento**

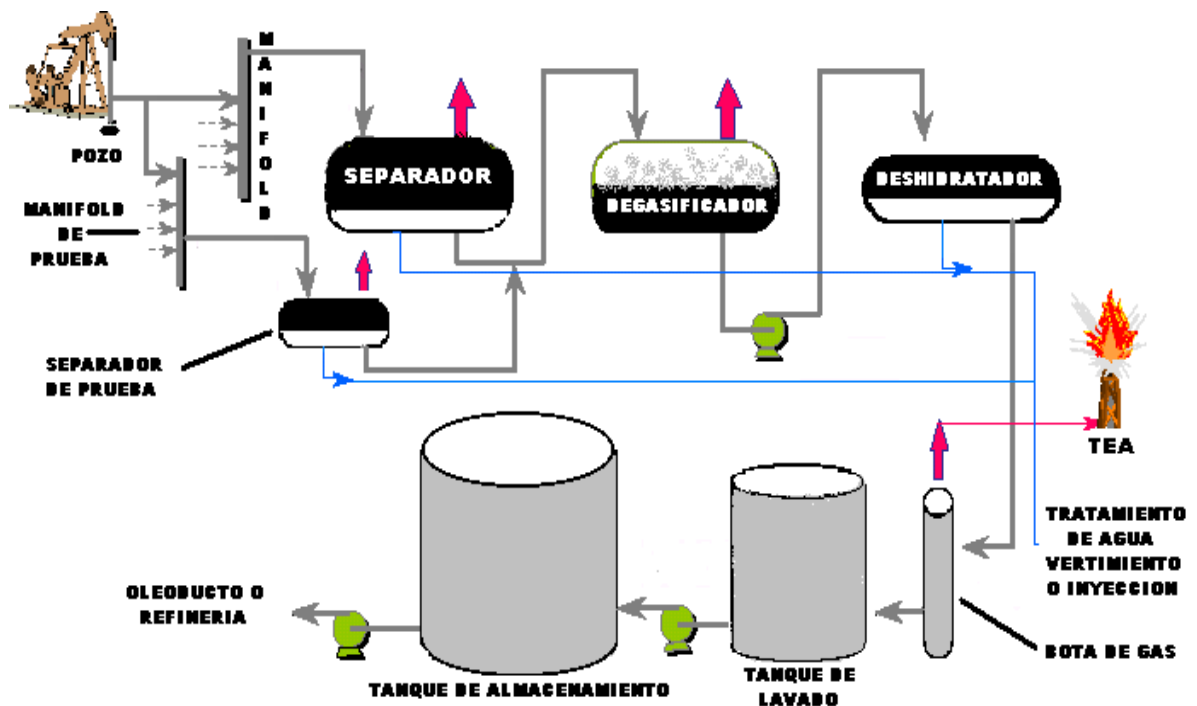
En cada campo petrolero se habilita un área para las instalaciones, vías de acceso, almacenamiento de materiales, tratamiento y disposición de crudo, agua producida y desechos.

Normalmente esta área es llamada batería de recolección y es donde a los fluidos producidos se les hará un tratamiento para cumplir con las normas ambientales vigentes.

Básicamente una batería está formada por: manifold, tanques, separadores, tratadores, calentadores, tuberías, degasificador, deshidratador, etc Ver Figura 85.

Cuando se diseñan estos equipos siempre se les da un margen de seguridad. Por ejemplo si un equipo va a operar a una presión de 35 psig, este equipo tuvo que haberse probado a una presión mayor, por decir 165 psig. Es decir siempre el riesgo de falla es mínimo pero siempre existe. Para minimizar estos riesgos se debe cumplir con lo establecido por las normas de diseño y seguir paso a paso los programas de **Prevención y Mantenimiento**.

Figura 85: Plano de una batería de recolección

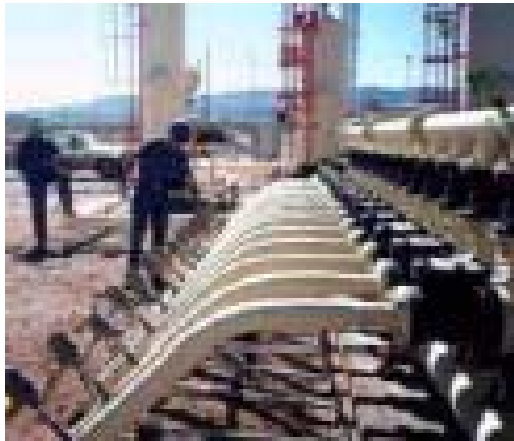


Fuente: Los autores

Manifold: Es el encargado de recibir la producción de los pozos. Este manifold viene equipado de válvulas con el fin de poder tomar muestras de fluido, inyectar químicos, etc. Ver figura 86.

Tuberías o líneas de conducción: Conducen el fluido desde el manifold hasta los recipientes de tratamiento.

Figura 86: Manifold



Fuente: www.digiprint.com.ar

Separadores:

La separación de fluidos provenientes de pozos en sus fases de petróleo, gas y agua puede lograrse mediante el empleo de recipientes horizontales especializados, dimensionados de acuerdo a los requerimientos del proceso. Estos pueden tomar la forma de Separadores Primarios Multifásicos, los cuales separan el fluido producido del pozo en las fases de crudo, agua y gas (y un poco de arena); Separadores de Agua Libre (Free Water Knock Outs), que eliminan grandes volúmenes de agua "libre" del petróleo crudo; o Calentadores-Tratadores (Heater-Treaters) que eliminan mayores cantidades de agua para preparar petróleo con especificación para oleoductos y refinerías.

Los **separadores** son recipientes cerrados con el fin de separar mecánicamente los fluidos de producción (crudo, agua y gas). La separación es un proceso básico en la producción y tratamiento del crudo. Ver figura 87.

Cuando el crudo viene acompañado de una gran cantidad de agua es conveniente usar un separador de agua libre antes de tratar la emulsión. Los separadores de agua libre (FWKO) Free Water Knock Out son recipientes horizontales o verticales. Los fluidos entran al recipiente y la corriente es desviada. Este cambio repentino causa una separación del líquido y el gas. El líquido por gravedad se dirige hacia el fondo y los vapores hacia el tope.

Figura 87: Separador Horizontal



Fuente: ww.thatcompany.com

En la industria petrolera, petroquímica y otras industrias son utilizados distintos tipos de recipientes para almacenar una gran variedad de productos como son: crudo y sus derivados, butano, propano, glp, solventes, agua, etc.

Los hidrocarburos y sus derivados pueden ser alojados en diversos sistemas superficiales precisamente con el propósito de almacenar de forma segura grandes volúmenes provenientes de las diferentes etapas de la industria petrolera, como por ejemplo de la producción de hidrocarburos de los yacimientos, la producción de sus derivados en una refinería, los crudos y/o productos en los terminales de despacho o simplemente almacenaje con propósito de crear reservas.

Tanques de Almacenamiento

El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los hidrocarburos porque:

- Permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de despacharlo por oleoducto o a refinería.
- Brindan flexibilidad operativa a las refinerías.
- Actúan como punto de referencia en la medición de despachos de producto.

Los tanques de almacenamiento tienen varios usos. Pueden ser usados para tanques de asentamiento, con el fin de deshidratar el crudo. Esto se obtiene dándosele un tiempo de residencia o de reposo al fluido contenido. Al estar lleno el tanque se detiene el flujo

dentro del tanque o se desvía a otro tanque. Después esa agua es drenada del fondo del tanque y el petróleo es medido, tomándose muestras y bombeándolo a un oleoducto o a refinería. Pueden existir más tanques para recibir producción y para fiscalizar con el fin de determinar BS&W (Basic Sediments and Water), contenido de sal, gravedad API y su contenido. Los tanques de asentamiento reciben varios nombres. Entre ellos están los gun barrel, tanques de lavado, tanques de deshidratación, entre otros.

Los tanques de almacenamiento deben ser diseñados según reconocidos códigos o normas usando adecuados factores de seguridad y construidos de acuerdo a la buena práctica de ingeniería.

Estos tanques de almacenamiento se diseñan según normas **API** (American Petroleum Institute) que hacen referencia a los materiales fijados por las normas **ASTM** (American Society for Testing Materials), y se siguen las normas de seguridad dadas por **NFPA** (National Fire Protection Association).

Otras instituciones importantes para hacer referencia en el diseño de tanques de almacenamiento son:

STI (Steel Tank Institute), **UL** (Underwriters Laboratories Inc. USA), **ULC** (Underwriters Laboratories of Canada), **SSPC** (Steel Structures Painting Council), **NACE** (National Association of Corrosion Engineers).

Una de las normas más conocida del Instituto Americano del Petróleo es la norma **API 650**. Esta norma fija la construcción de tanques soldados para el almacenamiento de petróleo. La presión interna a la que pueden llegar a estar sometidos es de 15 psig, y una temperatura máxima de 90 °C. Con estas características, son aptos para almacenar a la mayoría de los productos producidos en una refinería.

Entre otras normas figura la **API 620** (Design and Construction of Large Welded, Low Pressure storage Tanks), la cual cubre el diseño y construcción de tanques grandes de acero al carbono, operados a media presión, verticales, sobre la superficie y con temperaturas no mayor de 200°F **API 12B** (Bolted Tanks for Storage of Production Liquids), la cual trata de Tanques con remaches para almacenamiento de líquidos en producción.

Para productos que deban estar a mayor presión por ejemplo (GLP) o a mayor temperatura por ejemplo (asfaltos) hay otras normas que rigen su construcción.

En aplicaciones especiales, se utilizan tanques criogénicos para el almacenamiento de gas natural licuado por ejemplo y se rigen por una norma específica.

Los tanques se pueden clasificar según su **forma**, por su **uso** o por el **producto** que almacenan.

Por su **forma** se clasifican en :

- Cilíndricos con techo cónico
- Cilíndricos con fondo y tapa cóncavos
- Cilíndricos con techo cónico /membrana flotante
- Esféricos

Por el **producto** que almacenan se clasifican en:

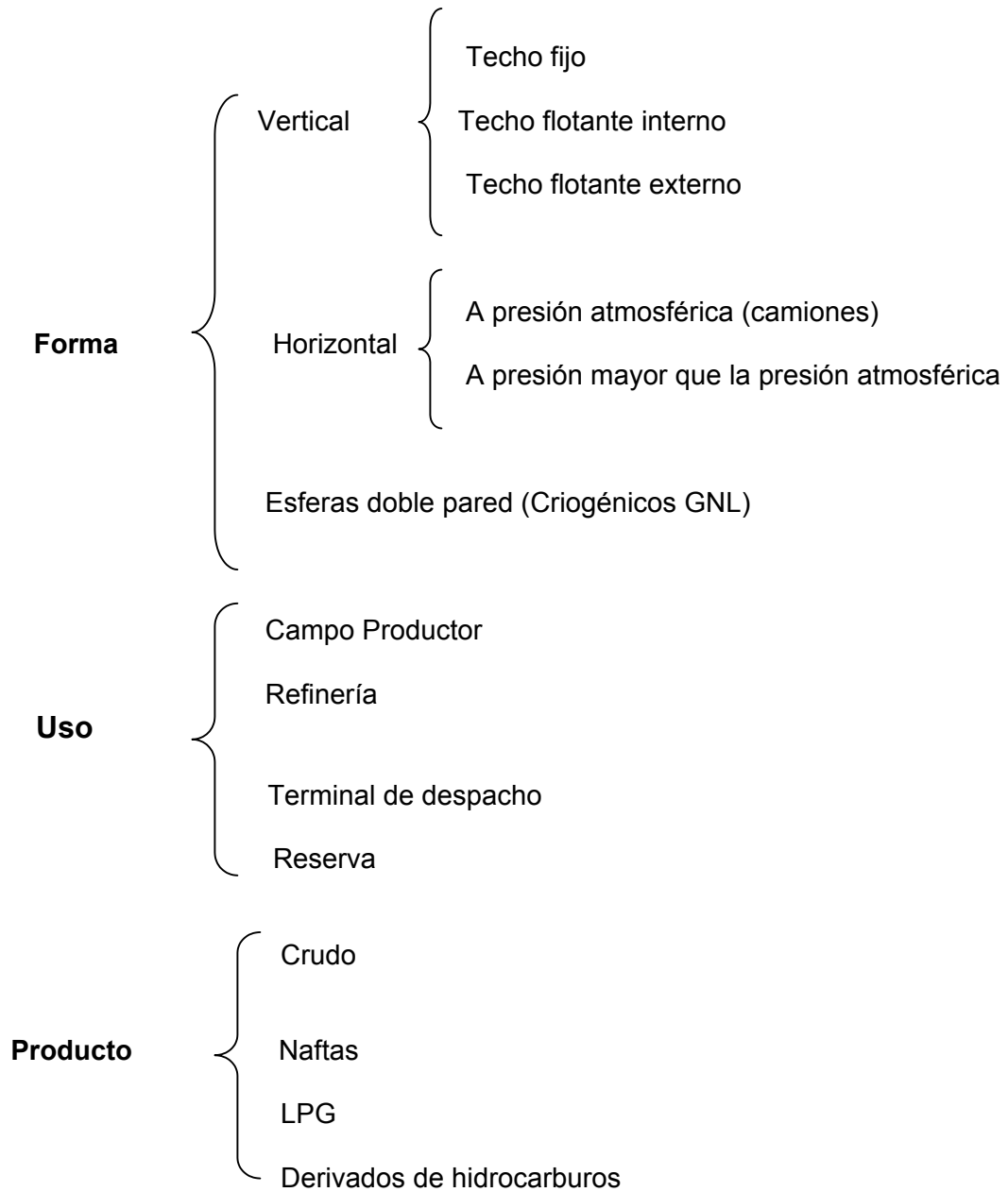
- Para crudo
- Para derivados o refinados
- Para residuos

Los hidrocarburos y sus derivados pueden ser almacenados en diversos sistemas, clasificándose de manera general en "sistemas convencionales" y "sistemas no convencionales".

Los almacenamientos convencionales consisten en tanques superficiales. Dichos tanques son aquellos cuyas paredes laterales y techo están en contacto directo con la atmósfera.

Se subclasifican en: tanques atmosféricos, tanques a presión, tanques refrigerados y tanque térmicos. Los tanques enterrados son aquellos cubiertos con material sólido y expuesto a presiones ocasionadas por el empuje o peso del material que los rodea.

Clasificación de los tanques de almacenamiento



El almacenamiento "no convencional" pueden ser clasificado de la siguiente manera:

Almacenamiento en pozas abiertas, almacenamiento flotante, almacenamiento en cavernas, almacenamiento en tanques de concreto pretensado, almacenamiento en plataformas marinas.

La selección del tipo de recipiente y su presión de trabajo dependerá de la presión de vapor verdadera del producto a la temperatura de almacenamiento. Con el fin de garantizar que el producto se encuentre en fase líquida y evitar las mermas (perdidas por evaporación) y de ésta forma optimizar el volumen.

De acuerdo a la presión a la cual estarán sometidos se puede hacer esta división:

Atmosféricos y baja presión	Media presión	Presurizados
$p \leq 2.5 \text{ psig}$	$2.5 < p \leq 15 \text{ psig}$	$p > 15 \text{ psig}$
techo fijo	refrigerados	cilindros
techo flotante	no refrigerados	esferas

Tanques atmosféricos

Los principales tipos de tanques atmosféricos son de techo flotante y de techo fijo. Los tanques atmosféricos de techo flotante, son aquellos en que el techo flota sobre la superficie del líquido, eliminándose el espacio para los vapores. Los tanques a presión son utilizados para líquidos con presión de vapor mayor o igual a 0.914 Kg/cm^2 (13 psia) a nivel del mar, los principales tipos de tanques a presión son recipientes cilíndricos y esferas. Los tanques de almacenamiento refrigerados son utilizados para almacenar

gases licuados u otros gases criogénicos para los que el almacenamiento a presión a temperatura ambiente no es factible.

Los principales tipos de techo flotante son: Techos de cubierta simple con pontones, techos de cubierta doble con pontones, y techos flotantes internos que a su vez puede diferenciarse en techos flotantes internos rígidos y en sábanas flotantes. Los tanques atmosféricos de techo flotante serán utilizados en:

- Almacenamiento de líquidos con Presión de Vapor a 0.281 Kg/cm² abs (4 psia).
- Cuando el líquido es almacenado a temperaturas cercanas en 8.3 °C (15 °F) a su punto de inflamación o a temperaturas mayores.
- En tanques cuyo diámetro excede los 45.0 metros y sean destinados a almacenar líquidos de bajo punto de inflamación.
- Almacenamiento de líquidos con alta presión de vapor que son sensitivos a degradación por oxígeno.

Los tanques atmosféricos de techo fijo, pueden tener techo autosoportado o por columnas, la superficie del techo puede tener forma de domo o cono. El tanque opera con un espacio para los vapores, el cual cambia cuando varía el nivel de los líquidos.

Ventilaciones en el techo permiten la emisión de vapores y que el interior se mantenga aproximadamente a la presión atmosférica pero produciéndose pérdidas de respiración. Los tanques de techo fijo son usados para almacenar líquidos en los cuales los tanques de techo flotante no son exigidos.

Tanques a presión

Los tanques a presión son utilizados para líquidos con presión de vapor mayor o igual a 0.914 Kg/cm^2 abs (13 psia) a nivel del mar, los principales tipos de tanques a presión son recipientes cilíndricos y esferas.

Los recipientes cilíndricos son de acero, se usan para almacenar cualquier gas licuado a su temperatura crítica y presión requerida. Su montaje en posición horizontal se hace sobre dos o más apoyos y si es en posición vertical se hace sobre un fuste. Se consideran económicos almacenamientos con dimensiones de hasta 4.50 metros de diámetro y capacidades de agua de hasta 800 metros cúbicos.

Las esferas son otra forma de almacenar líquidos similares. Consisten de un recipiente esférico formado por gruesas paredes de acero, con seis o más aportes o columnas. Se consideran económicas las esferas con capacidad de agua a partir de los 800 metros cúbicos.

Tanques de almacenamiento refrigerados

Los tanques de almacenamiento refrigerados son utilizados para almacenar gases licuados, en rangos del etileno al butano, que tienen un punto de ebullición entre $-126.6\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $-1.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-260\text{ }^{\circ}\text{F}$ a $+30\text{ }^{\circ}\text{F}$). Los principales tipos de tanques refrigerados son; recipientes a presión, esferas a presión y tanques cilíndricos verticales.

Los tanques cilíndricos verticales refrigerados son también la forma más común de almacenar grandes volúmenes de líquidos refrigerados. Puede ser de paredes simples o dobles. El de pared simple es similar a los tanques atmosféricos, excepto que dispone un fondo plano; la cara exterior del cilindro tiene un aislamiento térmico y el techo puede ser en forma de domo o de sombrilla, para operar con presiones ligeramente mayores a la atmosférica de 0.035 a 0.105 Kg/cm^2 (0.5 a 1.5 psig). Los tanques de pared doble se asemejan a los tanques atmosféricos, excepto que el cilindro está compuesto por dos paredes concéntricas con un material aislante que ocupa el espacio anular, el que se encuentra a una ligera presión positiva mediante el uso de un gas inerte como el nitrógeno.

Los tanques térmicos son instalaciones para mantener una adecuada temperatura que permita el flujo de líquidos de alta viscosidad.

Los tanques cilíndricos con techo cónico se usan generalmente para almacenar crudos o productos que tengan una presión de vapor relativamente baja, es decir, aquellos que no tienen tendencia a producir vapores a alta temperatura ambiente. Lo anterior indica que la

presión en el tanque no sobrepasa la presión atmosférica y ello facilita el almacenamiento de diesel, gasolinas pesadas y crudo entre otros.

Los tanques que almacenan crudo son relativamente grandes pues se requiere que la mezcla de crudo preparada para alimentar una planta en refinería o un oleoducto permitan una operación estable durante varios días o meses.

Son recipientes para almacenar los fluidos. Existen varios tipos de tanques en una batería de recolección. Los tipos son: tanques de prueba, tanques de almacenamiento de crudo, tanques de lavado, tanques separadores de agua libre, entre otros.

Precauciones ante derrames accidentales

En las instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos deberán tomarse especiales precauciones para prever derrames accidentales de líquidos, estos pueden poner en peligro edificaciones, servicios, propiedades vecinas o cursos de agua. Se obedecerá lo indicado a continuación.

Para los tanques debe preverse un sistema de protección de derrames, el que puede constar de diques o muros de retención alrededor de los tanques o sistemas de encauzamiento a lugares alejados. Las áreas de seguridad deben estar rodeadas por diques sobre un suelo impermeable a los combustibles que encierra, la capacidad volumétrica no será menor que el 110 por ciento del tanque mayor o el volumen del mayor tanque sin considerar el volumen desplazado por los otros tanques. Las áreas de seguridad y sus diques tendrán las siguientes características:

- El terreno circundante al tanque debe ser impermeable y debe tener una pendiente hacia afuera no menor del 1 por ciento.

- El pie exterior de los diques no estarán a menos de 5 metros de linderos.

- Los diques preferentemente no tendrán alturas interiores menores a 0.60 metros ni mayores a 1.80 metros; cuando la altura interior promedio sea mayor, facilidades especiales deberán preverse para el acceso normal y de emergencia a los tanques, válvulas y otros equipos.

- Cuando dos o más tanques que almacenan líquidos están en un dique común, y uno de ellos tiene más de 45 metros de diámetro, se deberá prever diques intermedios entre tanques de tal manera que contengan por lo menos el 10 por ciento de su capacidad individual.

- La distancia entre la pared del tanque y el borde interno del muro será como mínimo la altura del tanque.

- Las áreas estancas deberán estar provistas de cunetas y sumideros interiores que permitan el fácil drenaje del agua de lluvia o conraincendio, cuyo flujo deberá controlarse con válvulas ubicadas en su exterior, de forma tal que permita la rápida evacuación del agua de lluvia o el bloqueo del combustible que se derrame en una emergencia, evitando su ingreso al sistema de drenaje o cursos de agua.

- Cuando se utilizan sistemas de encauzamiento de los derrames a lugares alejados, deberán prever las siguientes facilidades:
 - a- El terreno alrededor del tanque debe tener una pendiente hacia afuera del 1 por ciento por lo menos en los circundantes 15 metros del tanque.
 - b- El área estanca, deberá tener una capacidad no menor a la del tanque mayor que puede drenar a ella.
 - c- La ruta de drenaje será tal, que en caso de incendiarse el líquido que pasa por ella, no ponga en peligro otros tanques, edificios o instalaciones.
 - d - El área estanca y la ruta de drenaje deberán estar alejadas no menos de 20 metros de los linderos, cursos de agua o de otro tanque.

Seguridad industrial en tanques de almacenamiento

Los accidentes en la industria petrolera se deben principalmente a fallos involuntarios o a la evasión de las normativas en las actividades de diseño, proyecto, operación, y mantenimiento que se llevan a cabo en sus instalaciones. Estos accidentes ocurren principalmente por incumplimiento de los procedimientos de seguridad en labores de apertura, desgasificación, limpieza y reparación de tanques almacenadores de petróleo y derivados.

A continuación se trata de manera específica como se deben llevar a cabo las labores de apertura, desgasificación, limpieza y reparación de tanques almacenadores de petróleo y derivados, tomando en cuenta las medidas de seguridad vigentes.

En estos procesos, los accidentes ocurren principalmente al evadir de manera involuntaria o al pasar por alto algunas de las normas y procedimientos a seguir para estos procesos, lo cual puede dar inicio a una secuencia accidental como se explica a continuación.

Emisión

Derrame (líquidos) o escape (gases y vapores) generalmente por pérdida de contención de los fluidos. Puede generar efectos tóxicos, incendios y/o explosiones según la naturaleza de las sustancias emitidas. La evolución de esta cadena experimental depende de:

- Condiciones (presión, temperatura, cantidad) y estado físico del fluido fugado.
- Naturaleza química (inflamabilidad, toxicidad)
- Tipo de sistema de contención (equipo cerrado o abierto) en el que se origina la fuga.
- Condiciones de entorno (geometría, topografía, meteorología) hacia el que se produce la fuga.

Incendio

Combustión (de varias formas) de los fluidos contenidos o emitidos, generando radiación térmica dañina, cuando aquellos son inflamables.

- **Calor** (generalmente radiante) que produce daños de por si y puede programar la cadena accidental.
- **Humos sofocantes y/o tóxicos.**
- **Onda explosiva de sobrepresión** cuando se dan ciertas condiciones de aceleración de la velocidad de reacción y/o de contención. Otro efecto que puede propagar la cadena accidental.
- **Llamarada (flash fire)** Es un evento peligroso que puede ocurrir cuando una nube de gas de vapores inflamables, se incendia, después de un tiempo prolongado de evaporación, pero no tiene la masa suficiente para producir efectos de sobrepresión, por lo cual es un efecto de menores consecuencias de afectación del área de trabajo.

Este tipo de amenaza puede ser provocada tanto por factores endógenos como por exógenos de acuerdo con las siguientes causas:

- ❑ Chispa, fuente de calor o de ignición en presencia de atmósferas combustibles o explosivas.
- ❑ Procedimientos inadecuados durante las operaciones con equipos y maquinaria.
- ❑ Corto circuito en instalaciones y conexiones eléctricas de equipos o instalaciones.
- ❑ Errores humanos o accidentes.
- ❑ Fenómenos naturales (tormentas).
- ❑ Acción de terceros (atentados o saboteo).

Este siniestro afecta a las personas situadas en el área o corredor del fogonazo por lo tanto el análisis de este fenómeno se reduce entonces, a estimar la distancia del mayor alcance para efectos mortales al interior de la misma.

Usualmente el incendio en recintos de almacenamiento es un espectáculo impresionante, muchas llamas, humo y calor .Pero no pasa de ahí si se diseñan y se construyen de acuerdo a la Norma 30 de la NFPA (National Fire Protection Association), la cual le da a ingenieros de diseño, aseguradores, y operarios lo último en requisitos para líquidos inflamables y combustibles.

En las instalaciones químicas y petroleras los incendios pueden ocurrir de varias maneras que dependen de la naturaleza (propiedades físicas y químicas) y de la disposición del combustible.

Incendio de líquidos en disposición abierta (de charco / pool fire)

Se trata de un caso en el que el incendio se produce en una condición abierta (no presurizada).

- Líquido derramado en un área más o menos extensa.
- Recipiente abierto (sin techo) o a presión atmosférica.

Las manifestaciones de este tipo de incendio suelen ser la emisión de calor radiante y la de humos.

Incendio de líquidos con rebosamientos violentos (boil-over y slop-over)

Se trata de complicaciones del caso anterior que, generalmente, se presentan en los incendios de tanques para almacenamiento donde la altura de líquido combustible es considerable. Ver figura 88.

Los dos fenómenos que consideramos aquí dan lugar a proyecciones o rebosamientos que pueden propagar el incendio y/o sus efectos dañinos.

La combustión en la superficie del líquido genera calor (que se transmite por conducción y convección) hacia las capas inferiores del mismo. En estas últimas se da la presencia de agua (decantada o emulsionada) procedente: a) del propio almacenamiento, o b) de la inyección extintora de agua o espuma. Se producirá ebullición de la misma con formación

de burbujas grandes de su vapor. Éste ascenderá a través del líquido impulsando parte del mismo de manera que rebosa o se proyecta fuera del tanque. En la literatura anglosajona se distinguen, según el origen del agua mencionado antes, las denominaciones «boil-over» (caso a) anterior y «slop-over» (caso b) anterior.

Figura 88: Rebosamiento y fuego en tanque



Fuente: www.profepa.gob.mx

Incendio de gases o vapores en nube abierta (bola de fuego / fireball)

Es el caso de inflamación inmediata (no diferida) de una nube de gases o vapores que se ha situado de forma rápida en espacio abierto. Sus efectos intrínsecos son:

- Radiación térmica, muy intensa y de corta duración, originada en una llama voluminosa.

- Evolución hacia la forma de hongo por la ascensión de gases muy calientes y más ligeros que el aire.
- Sobrepresión no significativa.

Más adelante se verá que este caso se da, con carácter especialmente dramático, cuando se produce la explosión con evaporación (sin o con efecto BLEVE) de gases licuados inflamables.

Incendio de gases o vapores en fuga local presurizada (dardo / jet-fire)

Cuando hay una fuga localizada de gases o vapores (inflamables) a presión (por ejemplo, a través de perforaciones, bridas o estopadas no estancas, etc.) éstos se pueden incendiar dando lugar a un fuego semejante al del dardo de un soplete. Tal tipo de incendio tiene un peligro relativamente bajo en sí mismo (se deberá cortar la fuente de presión y caudal que origina la fuga y proceder a la extinción), pero si el dardo afecta a equipo colindante, puede dar lugar a otros accidentes más graves.

Ello determina que se deba evitar la cercanía de elementos propensos a fugas con respecto a otros para evitar tal efecto de propagación.

Explosiones

Anterior (por ejemplo, de aparatos) a la emisión o posterior (por aceleración de la combustión) al incendio, generando ondas de presión o de sobrepresión que son dañinas. La explosión puede también dar lugar a la propagación de proyectiles.

Las explosiones son fenómenos caracterizados por el desarrollo de una presión (dentro de sistemas cerrados) o de una onda de sobrepresión (en espacios abiertos) que dan lugar a daños mecánicos.

Según su origen y naturaleza las explosiones pueden estar en el inicio de una fuga (con consecuencias, tóxicas y/o incendiarias) o deberse a la evolución de una combustión autoacelerada hacia la detonación (propagación supersónica) como se verá más adelante. Éste parece el criterio mas pedagógico para iniciar la clasificación de los tipos de explosiones que deberá incluir, además, la consideración de origen, de los materiales y del grado de contención que los caracterizan.

A continuación se limita a las explosiones que suelen afectar a instalaciones industriales: en aparatos, recipientes y tuberías; de gases, vapores, nieblas y polvos.

Explosiones iniciadoras de fugas

Como se ha dicho antes, son las que dan lugar a una fuga iniciando así una cadena accidental que puede continuar con emisión tóxica, incendio y otras explosiones. Se pueden clasificar según se den en sistemas cerrados CVCE (confined vapor cloud explosión en términos anglosajones) o en sistemas semiabiertos.

El peligro de explosión por exceso de presión significa que; por alguna de las razones indicadas arriba, se sobrepase la presión correspondiente a la resistencia mecánica de los sistemas contenedores (recipientes, tuberías etc) determinándose así el fallo de contención o confinamiento que origina la fuga del fluido contenido. Esta causa determina la criticidad del diseño de proceso y equipo para su prevención mediante:

- Diseños de recipientes y tuberías; materiales, espesores, presiones y temperaturas de diseño.
- Dispositivos para el alivio controlado de presiones excesivas.
- Instrumentación protectora que controla que controla las condiciones del proceso y de las reacciones incluyendo las paradas de emergencia y el apagado de reacciones, etc.

Explosiones confinadas de polvo suspendido

Debe incluirse aquí la consideración de las explosiones de polvo que acontecen en el interior del equipo para almacenamiento (silos, etc.) y manipulación (tolvas, conductos, molinos, transportadores de sólidos, etc.) de materias sólidas (carbón, granzas de plástico, etc.). Aunque no suelen dar lugar a fugas como los gases y vapores, las explosiones de polvo suspendido en aire acontecen según mecanismos y tienen consecuencias semejantes a las explosiones de aquellos.

Explosiones como consecuencia de fugas

Ignición diferida de gases y vapores no confinados (UVCE), se produce cuando:

- La nube de vapor o gas fugado es inflamable.
- La ignición (diferida) de la nube se produce un tiempo después de la fuga.

En caso tal, una parte de la energía de la combustión se manifiesta en forma de energía mecánica asociando al fuego una onda de sobrepresión. Tal onda, a su vez, está conectada con el avance (subsónico: deflagración; supersónico: detonación) del frente de llama en el seno de la nube inflamada. Más adelante se detallará más la descripción de los efectos de este tipo de explosión. Un caso de la modalidad que estamos considerando es la segunda explosión después de una con efecto BLEVE, si el vapor fugado es inflamable, y acompañada de incendio en bola de fuego.

Ignición diferida de polvos y nieblas no confinados

Como se ha dicho anteriormente, las explosiones de polvo suspendido (a las que añadimos aquí las de niebla) acontecen según mecanismos (por ejemplo, ignición-deflagración-detonación) semejantes a los de gases y vapores. Sus efectos son también parecidos considerando:

- La carga energética por unidad de volumen es mayor para polvos y nieblas que para gases y vapores.

- Los polvos tienen menos capacidad de difusión (dispersión) en el espacio que gases, nieblas y vapores.

Explosiones como consecuencia de incendios

Para continuar el desarrollo posible de una cadena accidental conviene considerar aquí las explosiones que son consecuencia de un incendio, sin estar asociadas al desarrollo del mismo. Ello ocurre cuando las llamas lamen la parte exterior de un contenedor (recipiente o tubería) calentándolo.

El calor originado en un incendio de cualquier tipo puede dar lugar a explosiones tales como las consideradas por otras causas.

- En sistemas cerrados; calentamiento de los contenedores (recipientes y tuberías).
- En sistemas semiabiertos

La propia apertura parcial del sistema puede deberse al fallo del material del continente por efecto del calor (sobre todo en la parte que está en contacto con la fase de vapor no refrigerada por la ebullición del líquido). Lo anterior es aparte del calentamiento que da lugar a aumentos de presión y temperatura que también contribuirán a la explosión.

Explosiones como consecuencia de otras explosiones

Para completar la consideración de los eslabones posibles de una cadena accidental es conveniente mencionar aquí que una explosión puede desencadenar fugas, incendios y otras explosiones.

Por una parte, la onda explosiva puede deformar y hasta destruir equipos continentales (recipientes, tanques, columnas, tuberías, etc.) a su paso. Por otro lado, los proyectiles procedentes de una explosión pueden causar efectos similares. Las pérdidas de contención derivadas de tales eventos pueden continuar la cadena accidental.

Anteriormente se ha visto que los proyectiles procedentes de explosiones con efecto BLEVE pueden arrastrar consigo porciones de líquido que, si es inflamable, puede originar incendios subsiguientes lejos del origen.

Existen una serie de disposiciones, normas y procedimientos de seguridad que se deben llevar a cabo en labores de apertura, desgasificación, limpieza y reparación de tanques almacenadores de petróleo y derivados, a fin de establecer las precauciones necesarias de seguridad para eliminar o controlar riesgos de accidentes cuando se realicen labores dentro de tanques almacenadores de crudo, estas se enumeran a continuación.

- Remover primero las tapas de las bocas de inspección del cuerpo del tanque que estén ubicadas a favor del viento.

- Cualquier equipo portátil de combustión interna que sea requerido, debe ser ubicado fuera del muro de contención. Siempre del lado que esté en contra del viento. Dicho equipo debe estar equipado con matachispas en el escape.
- Proveer al personal que realiza la limpieza con botas y guantes de goma, así como máscaras de aire fresco.
- No permitir el uso dentro del tanque de ningún equipo, herramienta o vestimenta que pueda generar electricidad estática o chispas mientras se tengan lecturas positivas de gas.

Para el caso de tanques de techo flotante se debe:

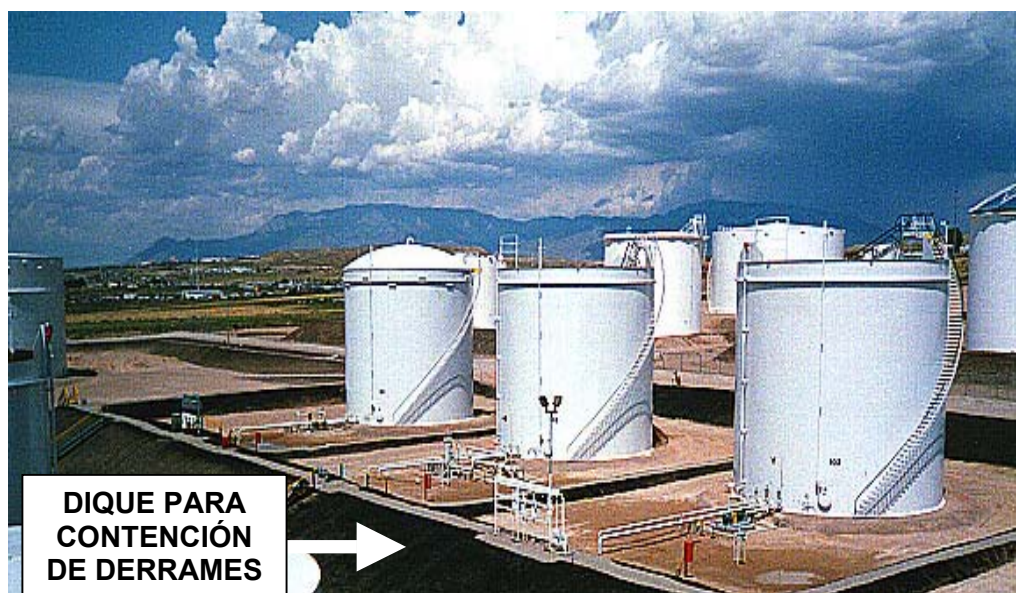
- a) Desgasificar bien los flotantes del techo para permitir los trabajos.
- b) Prohibir la permanencia de personas en el techo durante la limpieza del tanque.

Diques:

Los tanques de almacenamiento deben de contar con diques para protección contra fuego y resistentes a contener en determinado caso el volumen del fluido almacenado y así evitar un posible vertimiento al exterior. Ver figura 89.

Entre la zona del dique y el tanque debe haber drenajes para agua de lluvia y para agua de formación. Debe existir alrededor del tanque un recinto capaz de contener hasta el 10% más de la capacidad máxima del tanque.

Figura 89: Tanques de almacenamiento rodeados por diques para confinamiento y contención de posibles derrames



Fuente: www.conocophillips.com

En caso de haber más de un tanque dentro del recinto, el mismo deberá ser capaz de contener la capacidad máxima del tanque más grande, más el 50% de la capacidad total de los tanques restantes.

Drenajes:

Los tanques de almacenamiento que contienen hidrocarburos crudos, productos intermedios y productos terminados acumulan, con el tiempo, una capa de agua en el fondo. La práctica normal en la industria es la de drenar periódicamente el agua de los tanques de almacenamiento, de manera que la misma no afecte negativamente las especificaciones del hidrocarburo. La remoción de agua también reduce los problemas de corrosión en el piso del tanque. El control manual del drenaje de agua puede dar como

resultado la presencia de hidrocarburos libres en el agua drenada. La pérdida de estos hidrocarburos implica una menor cantidad de producto disponible para la venta, y aumenta el costo del tratamiento de efluentes.

Por seguridad, la apertura del drenaje del recinto debe poder hacerse siempre desde el exterior del muro de contención, para recuperar el producto en caso de rotura del tanque.

Desnatadores o Separadores API: El separador API es una caja o una piscina que recoge toda el agua proveniente del sistema de deshidratación de los fluidos de producción. Consta de un receptáculo inicial en donde se forma una capa gruesa de aceite crudo que puede retirarse fácilmente con un desnatador instalado al final del receptáculo. Este es seguido de una trampa de aceite para retener la mayor cantidad de aceite. Luego entra a otra sección mayor, donde va a actuar un clarificador o demulsificador inverso. En resumen, la función de un separador API es darle al agua un tiempo de residencia con el fin de que el crudo que ha sido arrastrado flote y sea recogido por una flauta o skimmer a la salida de flujo del separador API.

Las **trampas de aceite** son estructuras elementales con el fin de impedir el paso de aceite. Se basa en diferencia de densidades del crudo y del agua. Al final de una piscina interconectada con otra o la salida a vertimiento. Derivan su nombre del hecho de capturar gotas de crudo libres sin impedir el flujo del agua. Las trampas de aceite son estructuras o tabiques interconectadas que impiden el paso del fluido en la parte superior. Por efectos gravitatorios el agua va al fondo y el crudo a la parte superior, éste fenómeno se aprovecha dejando en la parte inferior una abertura por donde circula libremente el

agua. La abertura que permite el flujo debe ser lo suficientemente alta para que no se formen taponamientos por incrustación y lo suficientemente baja para impedir el paso del crudo.

Existen otros elementos importantes para la operación de los procesos de tratamiento de fluidos. Ellos son: piscinas, teas, bombas, filtros, válvulas, etc

En cualquier elemento de estos (unos más que otros) puede existir el caso de que exista un derrame de crudo.

Para esto se dispone de válvulas de seguridad, manómetros, sensores de nivel de fluido, etc.

Sistemas de Seguridad

Cualquier instalación que presente riesgos de accidentes mayores tendrá que disponer de alguna forma de sistema de seguridad.

La forma y el diseño del sistema dependerán de los riesgos que presente dicha instalación.

Algunos de estos sistemas son:

a) Sistemas de alivio de presión

Las válvulas de seguridad pueden liberar gases que en un momento pueden formar una mezcla explosiva con el aire. Se debe tener precaución que esa mezcla no entre en contacto con fuentes de ignición. Se debe contar con tea para no liberar ese gas directamente a la atmósfera.

b) Sensores de temperatura, presión y flujo

Estos elementos son uno de los más importantes pues controlan estas propiedades críticas en el proceso de tratamiento y almacenamiento de fluidos producidos.

c) Sistemas de prevención de rebosamiento

Los controladores de nivel impiden el desbordamiento de los recipientes ya que cierran la admisión de flujo del material o lo desvían.

d) Sistemas de cierre de seguridad

Estos sistemas paran los procesos o activan válvulas, compresores, cerrando o abriendo en una situación de emergencia.

e) Sistemas de alarmas

Son sistemas que, por medio de sensores, permiten a los operarios determinar las causas de un mal funcionamiento tan pronto como se produce.

Además de los sistemas mencionados anteriormente, el campo debe contar con **sistemas complementarios**.

Ellos son:

- **Sistema de aire industrial**
- **Sistema de aire de instrumentación**
- **Sistema de agua industrial**

Los sistemas de aire industrial y de instrumentación son diseñados para operar de una forma correcta y segura. Básicamente lo componen compresores y tambores acumuladores.

Los instrumentos que operan o necesitan del sistema de aire de instrumentación por lo general son: válvulas de control de presión, válvulas de control de temperatura, válvulas de control de nivel, registradores de flujo, compresores, etc.

- **Sistema de agua industrial**

Para operación de: calderas, uso doméstico, tanques de almacenamiento de agua del sistema contra incendio.

- **Sistemas de espuma contraincendio**

Consta de redes para distribución de agua y espuma, cuyo principio es ahogar la combustión en caso de incendio.

En la mayoría de los casos la espuma está compuesta de 97% de agua y 3% de espuma. Casi todos estos equipos actúan automáticamente por sistemas de control que detectan humo o chispas que permiten el paso de esos fluidos al sitio del conato o incendio.

La espuma realiza los siguientes mecanismos al presentarse un incendio en presencia de líquidos inflamables:

- ❑ Sofoca las llamas y previene la mezcla de aire con los vapores emitidos del líquido con el fin de que no se forme una mezcla inflamable.
- ❑ Contiene y previene la fuga de los vapores del líquido.
- ❑ Separa las llamas de la superficie del líquido inflamable.
- ❑ Enfría el líquido y los materiales metálicos adyacentes.

Las características que debe cumplir una espuma son:

- Fluir libremente para cubrir toda la superficie del líquido inflamable.
- Resistir al calor para evitar su descomposición y destrucción.
- Resistir a la saturación con combustible para evitar su propia reignición.

- Retener suficiente agua para enfriar y crear un sello efectivo contra las superficies metálicas calientes.

ANEXO B

OLEODUCTO CAÑO LIMÓN COVEÑAS-COLOMBIA

El oleoducto Caño Limón Coveñas es el más vulnerado y atacado en el mundo.

Este oleoducto tiene una longitud de 772.9 kms y recorre los departamentos de Arauca, Boyacá, Norte de Santander, Cesar, Bolívar y Sucre.

El oleoducto de Caño Limón, es operado conjuntamente por la compañía estatal de petróleo Ecopetrol y la firma estadounidense Occidental Petroleum; puede transportar diariamente hasta 230.000 barriles de petróleo.

Las estaciones pertenecientes a este ducto son:

Caño Limón, Vanadía, Samoré, Toledo, Tibu, Ayacucho, Coveñas.

El diámetro de la tubería está en un rango de 18 pulgadas a 24 pulgadas distribuido así:

De Caño Limón en Arauca a Samoré la tubería es de 18 pulgadas.

De Samoré a Toledo la tubería es de 20 pulgadas.

De Toledo a Río Zulia la tubería es de 18 pulgadas.

De Río Zulia a Coveñas en Sucre la tubería es de 24 pulgadas.

Desde su primer atentado en 1986 hasta transcurrido el año 2000 los atentados han sido en 830 ocasiones.

Miles de millones de dólares pierde el estado por concepto de reparación, contaminación y valor del crudo. Ver cuadro 5.

Cuadro 5. Datos Referidos Oleoducto Caño Limón-Coveñas 1986-2003

Año	Número de Atentados	Producción Diferida (MUS\$)	Regalías no Causadas (MUS\$)	Costo de Reparaciones (MUS\$)
1986	26	2	0.4	8.2
1987	12	2.5	0.5	1.4
1988	52	129.5	25.9	10.8
1989	29	128.5	25.7	5
1990	23	80.5	16.1	7.1
1991	60	104.5	20.9	9.5
1992	62	120.5	24.1	9.1
1993	39	44	8.8	4.5
1994	45	50.5	10.1	6.4
1995	46	47	9.4	7.6
1996	48	20.5	4.1	9.2
1997	65	59	11.8	16
1998	78	60	12	11.3
1999	79	23	4.6	14.9
2000	98	155	31	12.3
2001	170	407	81.4	40.7
2002	43	47.5	11.2	9.1
2003	34	4.8	0.9	7.3

Fuente : WWW.ECOPETROL.COM.CO

Los atentados contra los oleoductos, en particular contra el oleoducto Caño Limón-Coveñas, quebrantan el Protocolo II de Ginebra, el cual prohíbe en todo tiempo actos de

terrorismo, es decir, actos de violencia injustificables dirigidos a causar temor o zozobra entre la población civil. Además, las cláusulas 13 y 14 prohíben acciones que generen serios peligros para la población.

Estos actos de terrorismo han sido calificados como acciones que agreden el principio de humanidad y de proporcionalidad que deben primar como límites de todo conflicto. La Asamblea de la ONU ha señalado su preocupación por seguir examinando el tema del medio ambiente en tiempo de conflicto armado, en el marco del decenio de las Naciones Unidas para el Derecho Internacional.

El tramo que recorre el Departamento de Arauca es el más afectado por las voladuras.

La Gerencia Caño Limón Coveñas tiene como base el Decreto N° 321 de 1999 (17 de Febrero), por el cual se adopta el Plan Nacional de Contingencia contra derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas.

Casos de atentados al Oleoducto Caño Limón Coveñas

Noticias internacionales como las que se presentan en este anexo referentes a este importante oleoducto son muy comunes.

A continuación nos permitimos transcribir una de ellas:

Reuters 13/07/2001 (00:38h.)

“El bombeo de petróleo por el oleoducto Caño Limón-Coveñas, el segundo más importante de Colombia para la exportación de crudo, fue paralizado el jueves por un ataque dinamitero contra la tubería, informó la estatal petrolera Ecopetrol.”

De manera más detallada se presenta algunos casos de ataques al oleoducto Caño Limón Coveñas.

Departamento de Arauca.

Municipio de Arauquita

Diciembre 16 de 1994

Escasamente una hora alcanzó a reanudarse el bombeo de crudo por el oleoducto Caño Limón-Coveñas, cuando un nuevo ataque dinamitero de la guerrilla obligó a la suspensión. En el kilómetro 43 Brasilia en el municipio de Arauquita, una carga de dinamita destruyó un tramo de la instalación provocando el derrame de unos 800 barriles de crudo. Esta es la décima ocasión en que el ducto petrolero es roto mediante una acción del ELN en el departamento de Arauca en lo corrido del año 1994.

Responsable: Ejército de Liberación Nacional, ELN

Departamento de Norte de Santander

Municipio de Orú

Enero 20 de 1995

Dos atentados dinamiteros se registraron contra los oleoductos del Norte de Santander y de Putumayo. Tercera vez en las últimas dos semanas que es volado el oleoducto Caño Limon-Coveñas en el sector del kilómetro 400, en jurisdicción de Orú. El otro atentado se registró en el oleoducto de Orito, en el kilómetro 27, en el sitio conocido como Romedillo, jurisdicción de la Hormiga.

Responsable: Ejército de Liberación Nacional, ELN.

Departamento del Cesar

Municipio de La Gloria

Enero 20 de 1995

Mientras en el río Magdalena la mancha de crudo desaparecía, en algunos afluentes donde se originó el derrame continuaba la recolección de residuos de petróleo. Los habitantes de La Gloria no pudieron utilizar el acueducto durante 25 días, ya que es surtido por el río Simaña, en el cual cayeron 10000 barriles de crudo luego del atentado del ELN.

Responsable: Ejército de Liberación Nacional, ELN.

Departamento de Norte de Santander

Municipio de Teorama

Marzo 13 de 1995

Más de 3000 barriles de petróleo cayeron al río Catatumbo, por el atentado perpetrado por el ELN, en el kilómetro 415 de la red petroquímica. Ecopetrol realizó ingentes esfuerzos para contener la mancha de crudo que causaría graves daños al ecosistema.

Responsable: Coordinadora Guerrillera, CG

Departamento de Norte de Santander

Vereda: Guamalito

Mayo 11 de 2003

Terroristas dinamitaron un tramo del oleoducto Caño Limón-Coveñas contaminando con unos 7.000 barriles de crudo el arroyo Cimitarra que surte el acueducto de la vereda Guamalito, en el departamento Norte de Santander, y afectando a unas 4.700 familias residentes de esa localidad donde ya se presenta una emergencia sanitaria.

Responsables:

Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia – FARC

Otros incidentes en otras zonas

Departamento de Santander

Municipio de Barrancabermeja

Junio 12 de 1995

Un primer atentado terrorista contra el Poliducto Barranca-Barrancabermeja, a la altura del kilometro 21, produjo el derrame de 500 barriles de ACPM y la explosión ocasionó una gran conflagración.

Un segundo atentado dinamitero realizado en el sector de Campo 38, donde fué volado un oleoducto de 12 pulgadas, que va desde la Planta de Hidratación de Crudos hasta el Complejo Industrial de Barrancabermeja, produjo el derrame de 150 barriles de petróleo que se encontraban en la tubería, y afectó un bajo cenagoso cerca del lugar.

Responsable: Ejército de Liberación Nacional, ELN

Departamento de Norte de Santander

Municipio de San Pablo

Marzo 4 de 1995

Como consecuencia de un atentado del ELN contra el oleoducto Colombia, en el que se derramaron 14000 barriles de crudo en las aguas del Río Ité afluente del Cimitarra, el servicio de agua en el municipio de San Pablo fue suspendido durante una semana y la pesca por 15 días, mientras la mancha de crudo que navegaba a lo largo de 10 kilómetros del río Cimitarra pasaba por la ribera de la población.

Por este atentado resultaron afectadas unas 5000 personas que viven en las riberas del río Cimitarra y quienes derivan su sustento exclusivamente de la pesca.

Responsable: Ejército de Liberación Nacional, ELN

Departamento de Nariño

Municipio de Tumaco

Agosto 12 de 2003

Técnicos colombianos, apoyados por expertos de E.U, quienes recibieron 40 toneladas de equipos especiales, intentan controlar un gigantesco incendio en Putumayo causado por terroristas de las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia – FARC, quienes el pasado 23 de julio dinamitaron cinco pozos petroleros inactivos localizados en una zona entre el río Putumayo y el río San Miguel y que estaban listos para que la estatal Empresa

de Petróleos de Colombia (Ecopetrol) los pusiera a producir una vez que se incrementara la seguridad en la zona, donde hay fuerte presencia de la guerrilla.

El ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial advirtió que este atentado ha ocasionado graves daños ecológicos en la zona afectando los cuerpos de agua cercanos y la fauna, y señaló que se está quemando el combustible en los cinco pozos que están ardiendo, por lo que serán necesarios unos 15 días más para apagar totalmente el fuego.

A principios de mayo pasado, un atentado con cilindros bomba lanzados por terroristas de las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia – FARC, provocó también un voraz incendio en una instalación petrolera ubicada en Puerto Asís, en Putumayo.

Responsables:

Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia – FARC

Por datos estadísticos el **peor desastre ambiental** ocurrido por causa de las voladuras contra el oleoducto Caño Limón Coveñas fue el cometido contra el sistema cenagoso de Zapatosa en las estribaciones de la cordillera oriental en la denominada Depresión Momposina, en Mayo de 1990.

La zona es muy rica en variedad de especies de peces y flora.

Simulacro de Plan de Contingencia

El 29 de marzo de 2003 el terminal petrolero de Ocesa realizó un ejercicio de activación del Plan Nacional de Contingencia, con la simulación de un derrame de 6000 barriles de

crudo tipo Cusiana de 28.2 API, el cual fue producto de una serie de situaciones puntuales entre otras fenómeno atmosférico complementado con una falla en las comunicaciones y deterioro del Cabo de Amarre de la TLU2 a la Motonave que en ese instante se encontraba cargando y que arrojó que durante 6 minutos después de haberse soltado la manguera del flanche de conexión se derramara esa cantidad de combustible hasta lograr el cierre de las respectivas válvulas.

Esta situación por demás muy poco probable en la realidad se originó de esta forma por ser en verdad la única forma de tener un derrame de este nivel excepto que fuera por un atentado terrorista contra el buque o el oleoducto. Y se efectuó de esta forma con el fin de aplicar el nivel 3 es decir que se constituyera en un evento de carácter nacional.

En el desarrollo del ejercicio se activo el nivel 1 es decir se constituyó el CLOPAD en la sala de crisis se encontraba la Autoridad Marítima y las autoridades ambientales de Córdoba y Sucre con quienes se tomó la decisión en un instante del ejercicio de aplicación de dispersante por las implicaciones que generaría su no aplicación previa información de la cantidad requerida de dispersante a aplicar.

Posteriormente cuando se activo el nivel 3 el Comité Nacional de Atención y Prevención de Desastres, representado en el Doctor Eduardo José González, así como La Coordinadora del Comité Técnico Nacional PNC Doctora Rosalba Aguilar Ochoa delegaron en el Capitán de Puerto así como el Señor Fernando Delgado de ECOPETROL, ser los expertos para realizar la evaluación del derrame y planeamiento de estrategias a seguir para el control del mismo.

El ejercicio se inició a las 07:27 y se finalizó a las 12:00R, tiempo en el cual se simularon situaciones con heridos para poner en acción el plan de respuesta en el Comité local de Atención y prevención de desastres, se desplegó equipo de recolección de crudo en una playa que se organizó en la segunda ensenada simulando una playa de sacrificio, se aseguró con unas barreras en la boca de la Ciénaga para evitar que el crudo pase a la zona manglarica, se organizó un puesto administrativo para manejo de la información en la Segunda Ensenada, también en la zona marítima se extendieron 750 metros de barrera utilizando 4 motonaves y se desplegó el equipo de recolección de crudo, así mismo se simuló la aplicación de dispersante desde el aire con el helicóptero y se simuló desde un remolcador.

Al finalizar el ejercicio administrativamente es decir a las 12:00R hablando la comisión evaluadora y los observadores invitados se procedió a efectuar una reunión de crítica y posteriormente se efectuó una verificación por los sitios donde se desplegaron acciones de control para el derrame.

Dentro del resultado de la reunión de crítica se resumen los siguientes aspectos:

Aspectos Positivos

El sólo hecho de haber realizado el ejercicio se constituye en un factor de crecimiento y conocimiento en el manejo de la problemática por parte de los entes estatales y privados participantes.

Haber efectuado el ejercicio activando el PNC obligó a la reunión del Comité técnico Nacional desde Bogotá, los cuales estuvieron al tanto de la situación que ocurría en Coveñas.

El despliegue logístico y el uso de los diferentes equipos y herramientas mostró que la Empresa Ocesa cuenta con el entrenamiento en el manejo y conocimiento de los mismos y podría reaccionar de una manera eficiente en la mitigación de un siniestro de este tipo.

Cuando se realiza un ejercicio de este nivel se entiende mas aun el porque es que se deben efectuar los mayores esfuerzos por evitar que una situación de estas se presente de una manera real, ya que son tantos los frentes de acción que se requiere activar que se puede necesariamente presentar situaciones muy criticas.

Aspectos Negativos

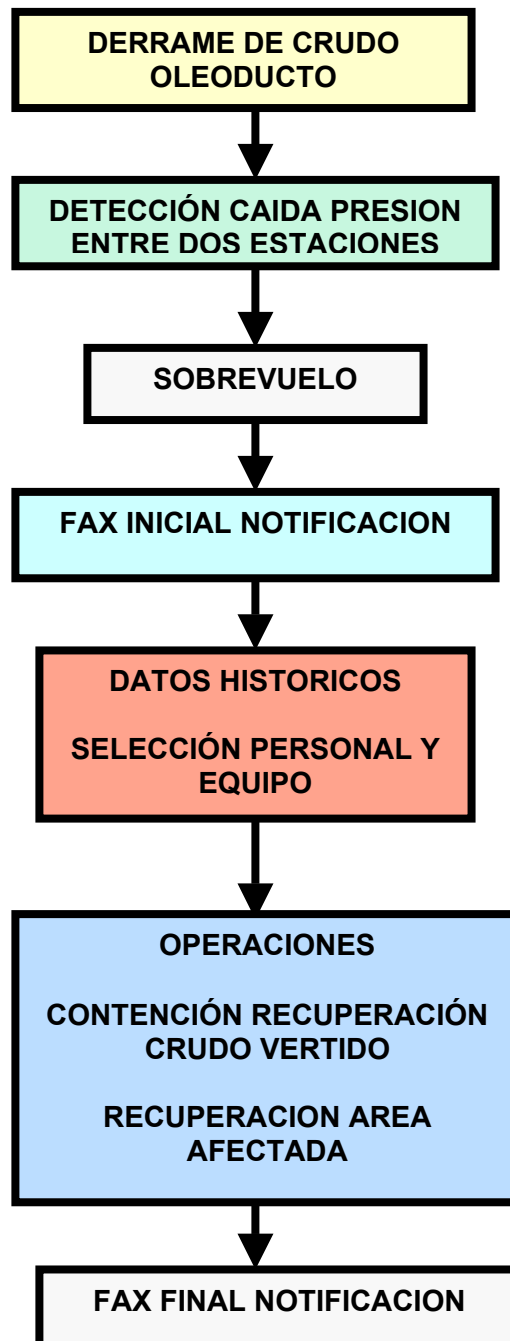
Se pudo evidenciar la necesidad de efectuar modificaciones inmediatas al Plan Nacional de Contingencia específicamente en lo relacionado a la aplicación de los dispersantes, se considera que en la forma como se debe autorizar esta aplicación se retarda esta acción que esta claro es de un carácter inmediato de mitigación en el efecto de una mancha por lo cual se considera que esto debe ser sometido a una modificación en la cual exista una preautorización del uso del dispersante y esta decisión en los niveles 1 y 2 quede por cuenta de las Corporaciones Autónomas regionales con la asesoría de la Autoridad Marítima.

Se requiere implementar un Modelo Numérico de aplicación para el Golfo de Morrosquillo en el cual teniendo en cuenta todos los parámetros que inciden en el comportamiento de una mancha de hidrocarburos puedan ser ilustrados de una manera más exacta y con ello tomar las decisiones mas apropiadas en la contención y recuperación del hidrocarburo.

A nivel empresarial se consideró que es importante entrar en contactos con la Escuela Naval Almirante Padilla, o en su defecto con la Escuela Superior de Guerra, para que se simulen como un juego de guerra escenarios de aplicación del manejo estratégico de un derrame de hidrocarburos a nivel interno de la empresa. Que así lo solicite. Dentro de los equipos y sistemas probados se evidencio que en muchas ocasiones las barreras pueden no actuar en la forma requerida debido a las condiciones meteorológicas que se presenten por lo cual el proceso de recolección se vuelve muy dispendioso. Fuente: “ Capitanía de Puerto de Coveñas “.

En la figura 90 se puede observar la secuencia de operaciones al originarse un derrame de crudo en el oleoducto.

Figura 90: Secuencia de operaciones al originarse un derrame de crudo en el oleoducto Caño Limón-Coveñas



Fuente: Los autores.

A continuación se presenta algunas fotos por cortesía del Departamento de Control Ambiental dirigida por el Biólogo Alvaro Rueda perteneciente a la Gerencia Caño Limón Coveñas con sede en Cúcuta. Ver fotos 25 a 51.

Foto 25. Barreras mecánicas para dar de baja debido a fin de vida útil.



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 26. Trabajos de recuperación de crudo



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 27. Muestra la misma área de la foto anterior pero después de ocurrir una crecida de corriente la noche anterior



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 28. Area que recorre el oleoducto en Las Bancas - Arauca, la cual se incendió al momento de la explosión de la tubería.



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 29. Punto de Control La Gabarra



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 30. Carretera a la Costa Atlántica-Sitio La Mata



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 31. Uso de fast tank para almacenamiento mientras se construyen piscinas



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 32. Despliegue de lona para impermeabilización de piscinas



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 33. Piscinas impermeabilizadas con lona



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 34. Uso de motobombas



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 35. Tubería después de un atentado



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 36. Barreras de contención-Sacos rellenos de arena



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 37. Skimmer operando



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 38. Skimmer de plano inclinado Referencia Desmi



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 39. Carro tanque descargando crudo hacia las piscinas



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 40. Area en el Departamento de Arauca Km.46+0.20



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 41. Reparación de tramo de oleoducto: La China – Samoré



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 42. Río Arauca



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 43. Líneas de barreras desplegadas en serie.



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 44. Uso de camiones para transporte de equipo



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 45. Rescate de ave contaminada. Quebrada La Gritona-Boyacá



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 46. Mancha de crudo direccionada hacia la margen izquierda.



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 47. Mancha de crudo encuentra un entrante y sigue ese curso.



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

La Gerencia Caño Limón Coveñas ha prestado servicios de apoyo a otros distritos. **Foto**

48. Río Rosario Tumaco-Nariño Colombia



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 49. Hundimiento de tanques fast tanks por crecida de río en Venezuela.



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 50. Caño Tibi –Venezuela



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

Foto 51. Equipo pesado, denominado Brazo Largo, para recoger material vegetal. Perteneciente a PDVSA – Venezuela



Fuente: Visita Técnica Cúcuta Cortesía–Control Ambiental Gerencia Caño Limón-Coveñas

ANEXO C
FORMATO DE REPORTES DE DERRAMES

Figura 91: Ejemplo de Formato de Reporte Inicial del Derrame

FORMATO No. 1	
REPORTE INICIAL DEL DERRAME	
ENTIDAD O EMPRESA ENCARGADA DE LA ATENCION DEL DERRAME: _____	
ACTIVIDAD ECONOMICA: _____	
FUNCIONARIO RESPONSABLE DEL REPORTE: _____	
TELEFONO : _____	FAX: _____
FECHA DE DETECCION DEL DERRAME: _____ HORA _____ DIA _____ MES _____ AÑO _____	
NOMBRE PERSONA QUE DETECTO EL DERRAME: _____	
ORIGEN DEL DERRAME (Fuente del derrame, si se tiene determinada): _____	
UBICACION (Dpto - Mcpio - Vereda): _____	
RESEÑA DEL AREA AFECTADA: (Elaborar un esbozo del sitio del derrame, superficie afectada y área de Influencia)	
NOMBRE PRODUCTO DERRAMADO: _____	
CODIGO NACIONES UNIDAS (Si se tiene): _____ DATOS FICHA DE SEGURIDAD (Si se tienen): _____	
(Si no se tienen) EVIDENCIAS FISICAS DEL PRODUCTO DERRAMADO: _____	
CARACTERIZACION DEL PRODUCTO DERRAMADO: TOXICO _____ CANCERIGENO _____	
MUTAGENICO _____ TERATOGENICO _____	
CANTIDAD ESTIMADA DEL DERRAME: _____ Bbls _____ Tons	
IDENTIFICACION DE CAUSAS: DEFINIDAS _____ POR DEFINIR _____ NO DEFINIDAS _____	
EXISTE ALGUIEN ATENDIENDO EL DERRAME SI _____ NO _____	
AFECTACION A RECURSOS NATURALES - TERRENOS - INSTALACIONE _____	
AFECTACION A COMUNIDADES: _____	
ACCIONES EJECUTADAS: _____	
PELIGROS DE LA EMERGENCIA (Incendio-Explosión-Otros): _____	
DESPLAZAMIENTO DEL DERRAME: _____	
SOPORTE REQUERIDO: _____	
OBSERVACIONES: _____	
NOTA: Los aspectos preguntados en este formato serán contestados en la medida de la aplicabilidad del cuestionario en cada caso	

Fuente: Plan Nacional de Contingencia contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres-PNC

Figura 92. Identificación y Evaluación Inmediata de un derrame

Plan de Contingencia para camiones tanques transportadores de hidrocarburos

FORMATO 1
IDENTIFICACION Y EVALUACION INMEDIATA DE UN DERRAME
ECOPETROL

Fecha de ocurrencia del derrame: Hora: Día: Mes:

PERSONA QUE INFORMA
Nombre: Ubicación:

1. SITIO DEL DERRAME:
(Estación Tanques Línea.Manifold, Bombas ..., Buque manifold, Mangueras, Línea submarina ...)

2. PRODUCTO DERRAMADO:
(Crudo, Diesel, otros)

3. VOLUMEN DEL DERRAME: **Bbls.:** **Tons.:**.....

4. CAUSA DEL DERRAME:
(Rotura de líneas, mangueras, daño al manifold, accidente, volcamiento de carrotanque, otros, ...)

5. LESIONES PERSONALES:
(Accidentes: leves, graves: Muertes)

6. DAÑOS A INSTALACION:
(Daños a Equipos o infraestructura - Incendio, Explosión)

7. ACCIONES DE CONTROL:
(Instalación de Barreras, Recuperación, Dispersión, ...)

8. PELIGROS DE LA EMERGENCIA:
(Incendios, explosión, accidentes)

9. DESPLAZAMIENTO DE LA MANCHA:
(Hacia la costa (Ubicación Costera), mar afuera)

10. APOYO NECESARIO:
(Personal: Equipos de Contención, Recolección, Dispersión)

11. TERCEROS INVOLUCRADOS:
(Pescadores, Industrias Costeras, Embarcaciones, ...)

PERSONA QUE RECIBIO EL INFORME:
(Quien toma los datos.)

NOMBRE: **CARGO:** **UBICACION:**

Plan de Contingencia Castilla - Aplay

Fuente: Plan de Contingencia para camiones tanques transportadores de crudo. Gerencia Llanos-Apiay-Meta-Ecopetrol

Figura 93. Fax de notificación de derrame

Plan de Contingencia para camiones tanques transportadores de hidrocarburos

FORMATO 2

URGENTE Y CONFIDENCIAL

FAX DE NOTIFICACION DE DERRAME

DE: **ECOPETROL**
Fax: Teléfonos:

A: Fax: Teléfonos:

FECHA DEL DERRAME: HORA: DIA: MES: AÑO:

1. SITIO DEL DERRAME:

2. PRODUCTO DERRAMADO:

3. VOLUMEN DEL DERRAME:

4. CAUSA DEL DERRAME:

5. LESIONES PERSONALES:

6. DAÑOS A INSTALACION:

7. ACCIONES DE CONTROL:

8. PELIGROS DE LA EMERGENCIA:

9. DESPLAZAMIENTO DE LA MANCHA:

10. APOYO NECESARIO:

11. TERCEROS INVOLUCRADOS:

Plan de Contingencia Castilla - Aplay = 33 =

Fuente: Plan de Contingencia para camiones tanques transportadores de crudo. Gerencia Llanos-Apiay-Meta-Ecopetrol

Figura 94. Fax de Seguimiento de derrames.

FORMATO 3

URGENTE Y CONFIDENCIAL

FAX DE SEGUIMIENTO DE DERRAMES

DE: Fax: Teléfonos:

A: Fax: Teléfonos:

FECHA DEL DERRAME: HORA: DIA: MES: AÑO:

1. ACCION DE CONTROL:
(Realizadas / en curso / por realizar)

2. AVANCE DE LA CONTAMINACION:

3. NOTIFICACIONES EFECTUADAS:
(A Autoridades /Medios de Comunicación/Terceros)

4. COMUNIDADES AFECTADAS:

5. AREAS SENSIBLES AFECTADAS:

6. PELIGROS PREVISTOS:

7. SOPORTE NECESARIO:

8. COSTOS ESTIMADOS:
(Derrame / Limpieza)

Plan de Contingencia Castilla - Aplay = 34 -

Fuente: Plan de Contingencia para camiones tanques transportadores de crudo.
Gerencia Llanos-APIAY-Meta-Ecopetrol

ANEXO D

EQUIPOS OFRECIDOS POR EMPRESAS ESPECIALIZADAS EN DERRAMES DE

CRUDO

En la industria se encuentran infinidad de estas empresas que ofrecen al mercado una gran variedad de equipos para ser utilizados. Dependiendo de la urgencia con que se necesite dicho equipo y de los recursos con se cuentan, de una buena selección dependerá el éxito de la respuesta a un determinado derrame de crudo.

Figura 95. Mínimax Skimmer 60



Fuente: www.lamor.fi

Figura 96. Mínimax Skimmer 10



Fuente: www.lamor.fi

Figura 97. Mínimax 30 BC Skimmer



Fuente: www.lamor.fi

Figura 98. Mínimax Skimmer 20



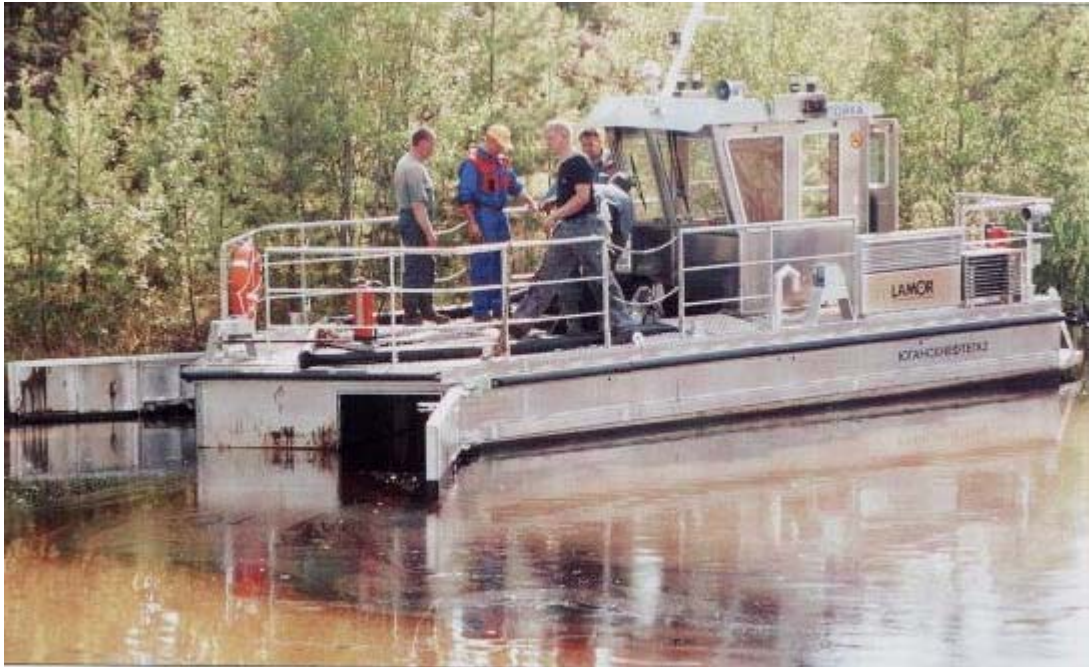
Fuente: www.lamor.fi

Figura 99. Skimmer tds200sk3



Fuente: www.lamor.fi

Figura 100. Oilaway 8000 Boat Multipurpose (Bote Multiproposito)



Fuente: www.lamor.fi

Figura 101. Bucket Skimmer



Fuente: www.lamor.fi

Figura 102. Artic Skimmer



Fuente: www.lamor.fi

Figura 103. Artic skimmer



Fuente: www.lamor.fi

Figura 104. Ultra Light Oil Boom



Fuente: www.lamor.fi

Figura 105. Inflación de barrera por medio de un ventilador portátil



Fuente: www.lamor.fi

Figura 106. Despliegue de barrera desde embarcación



Fuente: www.lamor.fi

Figura 107. Miniskimmer referencia foilex



Fuente: www.foilex.com

Figura 108. Skimmer micro foilex



Fuente: www.foilex.com

Figura 109. .Skimmer micro foilex



Fuente: www.foilex.com

Figura 110. Skimmer Tds150sk4



Fuente: www.foilex.com

Figura 111. Skimmer tds150



Fuente: www.foilex.com

Figura 112. SkimmerTds200sk17



Fuente: www.foilex.com

Figura 113. Skimmer tds200



Fuente: www.foilex.com

Figura 114. Skimmer de altamar tds250



Fuente: www.foilex.com

“ASPECTOS TÉCNICOS SOBRE DERRAMES DE CRUDO”

E MAILS DE LOS AUTORES

LUIS HENRY CARVAJAL ORTIZ : luiscarvajal110@hotmail.com

FREDY JARA GUTIERREZ : fjara_5@hotmail.com