

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA RECUPERACIÓN AMBIENTAL DEL SUELO  
POR DERRAME DE PETRÓLEO CRUDO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA  
TECNOLOGÍA OIL SPILL EATER II EN UN POZO DE UN BLOQUE EN EL  
CASANARE

SARA MILENA CASALLAS PEÑA  
MARÍA CAMILA GONZÁLEZ LÓPEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ  
2020

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA RECUPERACIÓN AMBIENTAL DEL SUELO  
POR DERRAME DE PETRÓLEO CRUDO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA  
TECNOLOGÍA OIL SPILL EATER II EN UN POZO DE UN BLOQUE EN EL  
CASANARE

SARA MILENA CASALLAS PEÑA  
MARÍA CAMILA GONZÁLEZ LÓPEZ

Proyecto integral de grado para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2020

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Ing. Johana Romero López

---

Ing. Luz Bricelda Pardo Rojas

Bogotá, D.C., Febrero de 2020

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados (E)

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMAN

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMAN

Decano General Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de Programa de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento.

Estos corresponden únicamente a los autores.

## DEDICATORIA

A mis padres: Lina Peña y Wilson Casallas,  
personas que admiro por su integridad, esfuerzo y  
apoyo incondicional a lo largo de mis estudios  
académicos.

Y a todas aquellas personas que de alguna forma  
u otra me apoyaron para lograr mi título  
profesional.

*SARA MILENA CASALLAS PEÑA*

Una etapa más, un logro más con Dios, quienes siempre han estado a mi lado y nuevas personas que conocí en el transcurso de estos años.

Quiero agradecerle a mi mamá, mis hermanas, mis abuelos, mi familia y a mi novio Camilo Escobar por apoyarme cuando lo necesite y que gracias a su ayuda hoy este sueño se hace realidad.

*MARIA CAMILA GONZÁLEZ LÓPEZ*

## CONTENIDO

	<b>pág</b>
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	<b>23</b>
<b>1.1 TÉCNICAS DE CONTENCIÓN</b>	<b>23</b>
1.1.1 Barreras verticales	23
1.1.2 Barreras horizontales	23
1.1.3 Barreras de suelo seco	24
1.1.4 Sellado superficial	24
1.1.5 Sellado profundo	24
1.1.6 Barreras hidráulicas	24
<b>1.2 TÉCNICAS DE CONFINAMIENTO</b>	<b>24</b>
1.2.1 Estabilización físico-química	24
1.2.2 Inyección de solidificantes	25
1.2.3 Vitricación	25
<b>1.3 TÉCNICAS DE DESCONTAMINACIÓN</b>	<b>25</b>
1.3.1 Tratamientos físico-químicos	25
1.3.1.1 Extracción	25
1.3.1.2 Lavado	26
1.3.1.3 Flushing	27
1.3.1.4 Electrocínética	27
1.3.1.5 Adición de enmiendas	28
1.3.2 Tratamientos biológicos	28
1.3.2.1 Procesos in situ	28
1.3.2.2 Biodegradación asistida	28
1.3.2.3 Biotransformación de metales	29
1.3.2.4 Fitorrecuperación	29
1.3.2.5 Bioventing	30
1.3.2.6 Procesos ex situ	30
1.3.3 Tratamientos térmicos	31
1.3.3.1 Incineración	31
1.3.3.2 Desorción térmica	31
1.3.4 Tratamientos mixtos	31
1.3.4.1 Extracción multifase	31
1.3.4.2 Atenuación natural	32
<b>2. METODOLOGÍA Y DATOS</b>	<b>34</b>
<b>2.1 PROCEDIMIENTO DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO</b>	<b>34</b>
2.1.1 Pruebas realizadas por EOM	34
2.1.2 Pruebas realizadas por la operadora	35
<b>2.2 CRONOLOGÍA TOMA DE MUESTRAS POR LAS EMPRESAS</b>	<b>37</b>
2.2.1 Pruebas realizadas antes de la contingencia por la operadora en febrero 2018	38
2.2.2 Pruebas realizadas días después de la contingencia por la operadora en marzo de 2018	38

2.2.3 Pruebas realizadas al finalizar el proceso de estabilización del suelo en septiembre de 2018	38
2.2.4 Pruebas realizadas un año transcurrida la contingencia por la operadora en marzo 2019	39
<b>2.3 CARACTERISTICAS DE LA TOMA DE MUESTRA</b>	<b>39</b>
<b>2.4 OIL SPILL EATER II</b>	<b>40</b>
<b>2.5 APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA OSEII</b>	<b>46</b>
2.5.1 Fase I	46
2.5.2 Fase II	49
<b>3. RESULTADOS</b>	<b>54</b>
<b>3.1 RESULTADOS DE LABORATORIO</b>	<b>54</b>
3.1.1 Resultados generados por la operadora	54
3.1.2 Resultados generados por EOM	59
<b>3.2 FLUJOGRAMA PLAN DE CONTINENCIA PARA DERRAME DE PETRÓLEO CRUDO</b>	<b>64</b>
3.2.1 Plan de contingencia para derrame de petróleo crudo	67
3.2.1.1 Plan estratégico	67
3.2.1.2 Plan operativo	69
3.2.1.3 Planeación de operación	72
3.2.1.4 Plan informático	79
<b>4. CONCLUSIONES</b>	<b>80</b>
<b>5. RECOMENDACIONES</b>	<b>82</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	

## LISTA DE IMÁGENES

	pág
<b>Imagen 1. Proceso de lavado de suelo</b>	<b>26</b>
<b>Imagen 2. Tratamiento in situ de flushing</b>	<b>27</b>
<b>Imagen 3. Proceso electrocinético de recuperación de suelos</b>	<b>28</b>
<b>Imagen 4. Esquema de biodegradación asistida</b>	<b>29</b>
<b>Imagen 5. Proceso de bioventing</b>	<b>30</b>
<b>Imagen 6. Extracción de TPH en diversos estudios de suelos</b>	<b>34</b>
<b>Imagen 7. Cronología de eventos en la contingencia</b>	<b>38</b>
<b>Imagen 8. Diagrama de procesos descontaminación de hidrocarburos</b>	<b>45</b>
<b>Imagen 9. Zonificación del área afectada</b>	<b>46</b>
<b>Imagen 10. Flujograma atención derrame de petróleo</b>	<b>64</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág
<b>Tabla 1. Principales técnicas de recuperación de suelos</b>	<b>32</b>
<b>Tabla 2. Parámetros tomados por la operadora</b>	<b>36</b>
<b>Tabla 3. Parámetros a estudiar</b>	<b>37</b>
<b>Tabla 4. Producto total aplicado en Fase I</b>	<b>48</b>
<b>Tabla 5. Producto autorizado por operadora vs OSE II total aplicado Fase I</b>	<b>48</b>
<b>Tabla 6. OSE II aplicado Zona 1B</b>	<b>49</b>
<b>Tabla 7. OSE II aplicado Zona D1</b>	<b>51</b>
<b>Tabla 8. OSE II aplicado Zona D1</b>	<b>51</b>
<b>Tabla 9. OSE II aplicado Zona 4</b>	<b>52</b>
<b>Tabla 10. Producto aplicado OSE II Fase II</b>	<b>53</b>
<b>Tabla 11. Resultados aceites y grasas</b>	<b>54</b>
<b>Tabla 12. Resultados benceno</b>	<b>55</b>
<b>Tabla 13. Resultados HAP'S</b>	<b>56</b>
<b>Tabla 14. Resultados TPH</b>	<b>57</b>
<b>Tabla 15. Resultados BTEX</b>	<b>58</b>
<b>Tabla 16. Resultados tolueno</b>	<b>58</b>
<b>Tabla 17. Valores iniciales de TPH para fase II</b>	<b>60</b>
<b>Tabla 18. Comparativa de valores de TPH iniciales y finales en la fase II del proyecto.</b>	<b>63</b>

## LISTA DE CUADROS

	pág
<b>Cuadro 1. Evaluación de emergencia</b>	<b>70</b>
<b>Cuadro 2. Funciones comandante del incidente</b>	<b>72</b>
<b>Cuadro 3. Funciones Líder logística</b>	<b>73</b>
<b>Cuadro 4. Funciones Líder operaciones</b>	<b>74</b>
<b>Cuadro 5. Funciones Líder Logística</b>	<b>75</b>
<b>Cuadro 6. Funciones Líder Administrativo y Finanzas</b>	<b>76</b>
<b>Cuadro 7. Funciones Trabajador de seguridad</b>	<b>77</b>
<b>Cuadro 8. Funciones información pública</b>	<b>78</b>
<b>Cuadro 9. Funciones Trabajador de enlace</b>	<b>78</b>

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág
<b>Gráfica 1. Resultados aceites y grasas</b>	<b>55</b>
<b>Gráfica 2. Resultados benceno</b>	<b>56</b>
<b>Gráfica 3. Resultados HAP'S</b>	<b>57</b>
<b>Gráfica 4. Resultados TPH</b>	<b>57</b>
<b>Gráfica 5. Resultados BTEX</b>	<b>58</b>
<b>Gráfica 6. Resultados tolueno</b>	<b>59</b>
<b>Gráfica 7. Valores iniciales de TPH para fase II</b>	<b>60</b>
<b>Gráfica 8. Disminución de TPH en zona B posterior a la aplicación de OSE II</b>	<b>61</b>
<b>Gráfica 9. Reducción de TPH en zona D1</b>	<b>61</b>
<b>Gráfica 10. Reducción de TPH en zona D2</b>	<b>62</b>
<b>Gráfica 11. Reducción de TPH en zona F</b>	<b>62</b>
<b>Gráfica 12. Comparativa de valores de TPH iniciales y finales en la fase II del proyecto.</b>	<b>63</b>

## LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Volumen total inicial de contaminante	47
Ecuación 2. Volumen total inicial de contaminante	47
Ecuación 3. Volumen total inicial de contaminante	47
Ecuación 4. Volumen de OSE II requerido	47

## ABREVIATURAS

<b>ANLA</b>	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
<b>BTEX</b>	Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno
<b>C.A.R.</b>	Corporación Autónoma Regional
<b>CDGRD</b>	Consejo Departamental para la gestión de Riesgos de Desastres
<b>EOM</b>	Eom Consulting SAS
<b>HAP´S</b>	Hidrocarburos aromáticos policíclicos
<b>MADS</b>	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
<b>OSE II</b>	Oil Spill Eater II
<b>PDC</b>	Plan de Contingencia
<b>PNC</b>	Plan Nacional de Contingencias
<b>TPH</b>	Hidrocarburos totales de petróleo

## GLOSARIO

**APIQUE:** excavación utilizada para examinar detalladamente el subsuelo y obtener muestras inalteradas.

**BLOQUE:** la subdivisión de un área en acres dedicada a la exploración y producción.

**CONTAMINACIÓN:** la introducción de un agente contaminante dentro de un medio natural, causando inestabilidad, desorden y también daños en el ecosistema.

**CONTINGENCIA:** evento que es probable que ocurra, pero del cual no se tiene la certeza de que vaya a ocurrir.

**DERRAME:** pérdida en un fluido que, al caer, lo hace en varias direcciones.

**POZO:** perforación efectuada en el subsuelo por medio de revestimiento de tubería con el fin de poner en contacto un yacimiento de hidrocarburo con la superficie.

**RECUPERACIÓN AMBIENTAL:** es la restauración de las condiciones ambientales de un área para su uso seguro, saludable y sostenible.

**REMEDIACIÓN:** remoción de contaminantes contenidos en el suelo o aguas subterráneas, hasta alcanzar los límites permisibles por la norma.

**SUELO:** es un componente fundamental del ambiente, natural y finito, constituido por minerales, aire, agua, materia orgánica, macro y micro-organismos que desempeñan procesos permanentes de tipo biótico y abiótico, cumpliendo funciones vitales para la sociedad y el planeta.

## RESUMEN

Los derrames de petróleo crudo no son inevitables, puesto que estos dependen de factores tanto internos como externos de la industria petrolera; teniendo esto en cuenta, decidimos desarrollar una estrategia de manejo que permita dar una respuesta oportuna y eficiente en un futuro, basada en un caso real que tuvo lugar en un pozo ubicado en el Casanare, donde se implementó la tecnología OIL SPILL EATER II para la recuperación ambiental del suelo contaminado por petróleo crudo. Para validar la veracidad y eficacia de la atención prestada y la tecnología utilizada durante el tiempo transcurrido desde la intervención a la contingencia y el desarrollo de este texto, se realizaron pruebas de laboratorio al suelo para la determinación del contenido de aceites y grasas, benceno, HAP'S, hidrocarburos totales de petróleo (TPH), suma BTEX y tolueno; rigiéndose bajo la norma Louisiana 29B para determinar el estado del suelo. Las pruebas se relacionaron y evaluaron con las tomadas por la operadora y la prestadora de servicios que dejaron en evidencia la eficiente recuperación del suelo, ya que los porcentajes de TPH, el parámetro principal para medir procesos de remediación de suelo, alcanzaron valores menores a los reglamentados al finalizar la intervención y un año después de la contingencia.

**PALABRAS CLAVES:** Derrame, Petróleo Crudo, Contaminación, Suelo, Recuperación Ambiental.

## ABSTRACT

Crude oil spills aren't inevitable, it depends of internal or external factors of the oil industry; taking this into account we decide to developed a strategy that will allow a timely and efficient response in the future, based on a real case that took place in a well located in Casanare Colombia, where OIL SPILL EATER II technology was used for the environmental recovery of the soil contaminated by oil. In order to validate the veracity and effectiveness of the care provided and the technology since the intervention of the spill and the development of this text, we verify the laboratory tests of the soil to determinate the content of oils and fats, benzene, HAP'S, total petroleum hydrocarbons (TPH), BTEX sum and toluene; governed under Louisiana 29B to determinate the soil status. These tests were related and evaluated with the results of the operating company and the service provider that evidenced the efficient recovery of the soil, since the percentages of TPH, the main parameter to measure soil remediation process, reach values lower than required, at the end of the intervention and one year after the contingency.

**KEY WORDS:** Spill, Crude Oil, Pollution, Soil, Environmental Recovery.

## INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la población humana a lo largo de la historia ha ocasionado un desbalance en el equilibrio natural, tras la aparición de diferentes factores contaminantes. El mundo depende del petróleo como combustible principal, lo que ha llevado al agotamiento de las reservas naturales debido a la alta necesidad de esta fuente energética (Snežana Maletić, 2013), sin embargo, la contaminación ambiental con petróleo y derivados ha sido reconocido como un problema grave y significativo (Alexander, 1995,2000). Gran parte de los componentes del petróleo son tóxicos para los seres vivos, es por esto el interés científico en examinar la distribución y el comportamiento del petróleo en el medio ambiente. (Stroud J., Paton G., Semple K., 2007).

Los derrames de petróleo contribuyen a la contaminación a largo plazo de fuentes hídricas, el suelo, la flora, la fauna, la salud humana y los recursos naturales. Estos provienen de accidentes en plataforma, procesos de embarque y desembarque de crudo en puertos, operaciones de prospección, actividades de extracción, almacenamiento, refinamiento y abandono de pozo (Ecopetrol, 2001; Rolling et ál., 2002), como también durante el transporte en carro tanques y oleoductos, que se encuentran expuestos a atentados por el conflicto armado en Colombia. Las empresas operadoras tendrán siempre un riesgo de estar implicados en una contingencia, no obstante, de las medidas preventivas, de mitigación, corrección y compensación que estas posean.

La importancia de una atención oportuna ante una contingencia como un derrame de petróleo crudo determinará las consecuencias y el estado en que resultará la fuente afectada, esto dependerá del plan de contingencias que cuenta la empresa el cual debe estar bajo las exigencias de las entidades gubernamentales de Colombia MADS (Ministerio Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2018) y la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) que rigen a la industria petrolera.

La caracterización del petróleo derramado es indispensable para predecir el comportamiento en el medio ambiente y así seleccionar el método de limpieza adecuado. El peligro potencial del crudo en los seres humanos y el medio ambiente, hacen que las pruebas de caracterización de los procesos de bioremediación de los hidrocarburos en suelo sean necesarias para la transformación de los contaminantes orgánicos en sustancias menos nocivas y de esta manera garantizar su eliminación o reutilización segura (Snežana Maletić, Božo Dalmacija and Srđan Rončević 2013).

Aun no siendo exigido, es indispensable que las compañías realicen un estudio de las técnicas y tecnologías existentes en el mercado para la atención de sucesos como un derrame de petróleo crudo. De esta manera asegurar que los resultados a

obtener tengan un bajo grado de incertidumbre en el proceso de estabilizar la fuente afectada y así escoger la más indicada, eficiente, rentable y sostenible para cada ubicación geográfica en donde se esté operando por posibles variaciones en las propiedades del suelo y del crudo.

La experiencia en el derrame Torrey Canyon ocurrido el 18 de marzo de 1967 y el cual es denominado como “la primera gran catástrofe de la historia de las mareas negras”, debido a que la tragedia se aumentó por los métodos que se utilizaron en las tareas de limpieza. Lo que generó la preocupación por el uso de dispersantes químicos frente a un derrame de petróleo ya que se indicó que los dispersantes tempranos eran altamente tóxicos por lo que varios gobiernos han impuesto severas restricciones sobre su uso. Aun así, existe la controversia si realmente se cura o mata el ecosistema como lo indica J.A. Wardrop<sup>1</sup>. Además, la falta de experiencia, no plantea una solución a largo plazo, lo que lleva a justificar la necesidad de contar con un plan de contingencia eficaz y el uso de la tecnología adecuada para tener una recuperación eficiente.

La importancia que tiene una buena planeación de contingencias frente a derrames de hidrocarburo y la creación de un plan de contingencia bien pensado y estructurado en las compañías que se encuentran dentro de las áreas de exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización de petróleo crudo, es fundamental para intervenir, pues no solo elimina o minimiza el sentido de pánico, también puede minimizar el daño y el costo involucrado. S.H. Kipe<sup>2</sup> en su artículo “planificación contingencia de derrames de hidrocarburos” explica como en la empresa SSB / SSPC ha adoptado un enfoque de árbol de decisiones para enfrentar una emergencia por derrame de hidrocarburo, al ser la principal empresa de exploración y producción de petróleo y gas que opera en alta mar (offshore) en los estados de Sarawak y Sabah, en Malasia y cómo el entrenamiento y los ejercicios regulares por medio de simulacros han mejorado la habilidad del personal clave, en especial aquellos involucrados con la recuperación mecánica del hidrocarburo derramado.

Tener una estrategia en las empresas puede facilitar la toma de decisiones ante acontecimientos inesperados, evitando un aumento en los costos causados por la contingencia, como sanciones ambientales y económicas por parte de las entidades gubernamentales, quienes se basan en premisas como la causa, la metodología usada para la atención frente al derrame y los resultados de la estabilización del suelo. Es por lo que se debe realizar una selección acertada de la tecnología o técnicas de tratamiento que cumplan con la normativa ambiental vigente.

---

<sup>1</sup> J.A. Wardrop, AGC Woodward-Clyde Pty. Ltd., 1991, SPE 22999, Uso de dispersantes químicos en la gestión de derrames de petróleo: ¿Matar o curar? Persiste la controversia

<sup>2</sup> S.H. Kip, Sarawak Shell Bhd/Sabah Shell Petroleum Co. Ltd. (Malaysia), 1988, SPE 17699, PLANIFICACIÓN CONTINGENCIA DE DERRAMES DE HIDROCARBUROS

Basados en los antecedentes propuestos y el acontecimiento ocurrido en el año 2018 en un pozo en el departamento del Casanare Colombia, se decide realizar en el presente proyecto académico una caracterización del proceso de recuperación ambiental del suelo por medio de una estrategia de manejo para la atención de contingencias causadas por derrame de petróleo crudo y de esta manera servir como memoria modelo y consulta en el desarrollo de otras actuaciones basada en un caso real.

El pozo donde ocurrió la contingencia se localiza en el departamento de Casanare, en jurisdicción de los municipios de Aguazul y Yopal. El Bloque se encuentra sobre sedimentos del Cuaternario de origen aluvial, que se asocia a acumulación de depósitos provenientes de los cauces de los ríos Charate y Unete. Estos depósitos son sedimentos granulares predominantemente, arenas finas y limos, aunque en zonas inundables, se observa el dominio de material arcilloso. Además, la presencia de gravas y material conglomerático es alta a moderada debido a zonas cercanas que se caracterizan por tener presencia del material mencionado. El crudo presente en el pozo es liviano ya que su gravedad API es de 32.8 grados API.

Como acción correctiva a lo ocurrido, se utilizó la tecnología Oil Spill Eater II para intervenir el suelo teniendo en cuenta que no se presentó afectación a cuerpos de agua según lo afirma la corporación regional. Además, la geología mencionada, las especificaciones del suelo, el tipo de crudo y los límites de afectación fueron requeridos al momento de seleccionar la tecnología. Según la delimitación del área a intervenir, al iniciar el proceso de recuperación se decidió dividir en zonas donde se encuentra la plataforma y terrenos aledaños al pozo.

Durante la descontaminación la operadora realizó siete pruebas de tomografías eléctricas. Por otra parte, la prestadora del servicio de estabilización EOM CONSULTING SAS de ahora en adelante "EOM" realizó pruebas de laboratorio antes y después de la aplicación de la tecnología OSE II de tipo puntual y compuesta para la determinación hidrocarburos totales de petróleo (TPH). La presencia de altos porcentajes de TPH representa graves problemas ambientales para los ecosistemas y problemas económicos para la compañía. Estas pruebas de laboratorio se realizan con el fin de verificar si el procedimiento y cantidades aplicadas eran las adecuadas para tratar el área afectada por la contingencia.

En la actualidad se cuenta con variedad de tecnologías de recuperación del suelo contaminado y otras que siguen en proceso experimental, la función de éstas consiste en alterar la estructura química de las sustancias contaminantes para aislarlas o destruirlas, esta alteración química se puede generar mediante procesos químicos, biológicos o térmicos. La aplicación de la tecnología depende tanto de las características del suelo como del contaminante (en este caso el petróleo crudo), del presupuesto económico y del tiempo que se requiere para la estabilización del suelo y la ubicación en donde se va a tratar el material.

El Objetivo general de este trabajo de grado fue evaluar técnicamente la recuperación ambiental del suelo por derrame de petróleo crudo mediante la aplicación de la tecnología Oil Spill Eater II (OSE II) en un pozo ubicado en el departamento del Casanare Colombia y los objetivos específicos fueron los siguientes:

- Explicar las técnicas de recuperación ambiental del suelo utilizadas actualmente para derrames de petróleo crudo en Colombia.
- Describir las generalidades del Bloque en el Casanare, el tipo de petróleo, las zonas y los límites de afectación causados por el derrame.
- Describir las fases del proceso de recuperación ambiental del suelo por medio de la aplicación de la tecnología OSE II.
- Describir las pruebas de laboratorio de las zonas intervenidas trascurrido un año de la contingencia determinando el estado actual del suelo mediante el contenido de aceites y grasas, suma de HAP'S y porcentaje de TPH.
- Verificar la eficiencia de la estabilización del suelo analizando las pruebas de laboratorio, el monitoreo tomado por la empresa y la prestadora de servicios durante el proceso de recuperación ambiental.
- Establecer una estrategia de manejo para la atención de contingencias causadas por derrame de petróleo crudo en el suelo a condiciones similares a las del Bloque en el Casanare.

El estudio se concentra en comprobar si el procedimiento realizado para la estabilización del suelo contaminado por petróleo crudo fue exitoso. Esto se realiza por medio de diferentes pruebas de laboratorio, las cuales miden parámetros para determinar los niveles de toxicidad presentes en el suelo tomando como parámetros de medición los dados por la norma Louisiana 29B, lo que determina si el proceso aplicado y las medidas tomadas por la compañía petrolera fueron las correctas.

## 1. MARCO TEÓRICO

Es fundamental aclarar que la técnica hace referencia al método a implementar y la tecnología a la metodología utilizada. Para la implementación de las técnicas se debe tener en cuenta los dos tipos de aplicación que existen: *in situ* o *ex situ*, el primer tratamiento actúa sobre los contaminantes en el lugar que se encuentran ubicados y en el segundo se requiere la excavación del suelo para ser tratado, puede ser en el mismo lugar que se denomina tratamiento *in situ* o en alguna instalación en la cual se requiere el transporte del suelo contaminado, denominado tratamiento *ex situ*.

Se debe determinar de forma minuciosa qué tipo de técnica es la más apropiada para la contingencia y así poder elegir la tecnología que nos ofrezca las características que se requieran, por lo cual se describirán las tres técnicas a continuación como lo dice Irene Ortiz Bernard<sup>3</sup>:

### 1.1 TÉCNICAS DE CONTENCIÓN

Estas técnicas no actúan sobre el contaminante, se encargan de aislarlo del suelo y prevenir su expansión aplicando barreras físicas sin necesidad de excavación del suelo y a un costo bajo, es necesario tener inspecciones periódicas al utilizar estas técnicas. Existen seis tipos de barreras físicas.

**1.1.1 Barreras verticales.** Es una aplicación *in situ* para prevenir el movimiento lateral de la sustancia contaminante; consiste en la instalación de muros de pantalla mediante la excavación de zanjas de hasta 100 metros, las cuales son rellenadas por una mezcla de cemento y bentonita u hormigón que hacen el papel de material aislante. Para la creación de los pilotes que constituyen una barrera subterránea continua se inyecta a presión de manera vertical la mezcla. Esta técnica de contención es utilizada en suelos que cuenten con una textura gruesa y poco compacta, en el caso de los muros pantalla se dificultan las labores de excavación por la presencia de grandes bloques.

**1.1.2 Barreras horizontales.** Son zanjas que se excavan *in situ* y se rellenan con material aislante. Aún no ha sido demostrada la efectividad de esta técnica.

---

<sup>3</sup>ORTIZ BERNAD, Irene. Técnicas de recuperación de suelos contaminados. 2007. [En línea]. Bogotá: la entidad. [10-08-2019]. Archivo pdf. Disponible en: [http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6\\_tecnicas\\_recuperacion\\_suelos\\_contaminados.pdf](http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6_tecnicas_recuperacion_suelos_contaminados.pdf) . p 23.

**1.1.3 Barreras de suelo seco.** Se encuentra en estudio si este tratamiento puede ser usado en las zonas contaminadas por petróleo. Se utilizan en ambientes superficiales cuando otras tecnologías no son económicamente viables. Impide la migración de las sustancias líquidas contaminantes hacia los reservorios de aguas subterráneas ya que aumenta la capacidad natural del suelo para retener estas sustancias contaminantes mediante la desecación del suelo, esto se genera a partir de un entrapamiento de pozos verticales u horizontales por los cuales se deja fluir aire seco hasta la zona afectada, el cual vaporiza el agua del suelo y el vapor de agua es conducido hacia los pozos de extracción para que en superficie el agua sea eliminada y el aire seco sea reinyectado con el fin de evaporar el agua residual que pudo haber entrado en la zona desecada. Adicional a esto, la circulación del aire puede evaporar los contaminantes volátiles y conducirlos a la superficie para ser tratados.

**1.1.4 Sellado superficial.** Se realiza el sellado de la superficie del suelo a partir de la inyección *in situ* de materiales naturales, los cuales reducen la permeabilidad del suelo. La generación de residuos sólidos es un inconveniente que se presenta en esta técnica.

**1.1.5 Sellado profundo.** Controla el avance de la contaminación hacia capas más profundas alterando *in situ* la estructura del suelo y disminuyendo así su permeabilidad, indicada para suelos de textura gruesa y con permeabilidad alta. Esto a partir de perforaciones verticales que se realizan hasta la profundidad deseada y por las cuales se inyecta de material plastificante.

**1.1.6 Barreras hidráulicas.** Consiste en extraer el agua subterránea mediante pozos, drenes o zanjas de drenaje con el fin de disminuir el nivel freático del suelo y en algunos casos tratar el agua para descontaminarla y posteriormente ser inyectada de nuevo.

## 1.2 TÉCNICAS DE CONFINAMIENTO

Permiten limitar la movilidad del contaminante en el suelo para evitar su dispersión, actuando en las condiciones fisicoquímicas de los contaminantes como lo dice Irene Ortiz Bernard.<sup>4</sup>

**1.2.1 Estabilización físico-química.** Esta técnica se realiza *ex situ* para tratar compuestos inorgánicos, incluidos elementos radioactivos con baja eficacia para las sustancias orgánicas y pesticidas. Reduce la solubilidad en el suelo de los contaminantes y su lixiviado mediante reacciones químicas, disminuyendo así la movilidad de estos contaminantes. El proceso empleado para el suelo contaminado

---

<sup>4</sup> Ibid; p 26

como primera parte tiene pre tratar el suelo para eliminar la fracción gruesa y posterior a ello para aumentar el pH y aumentar la precipitación de los metales pesados se mezcla el suelo contaminado en tanques con agua y agentes estabilizantes (cementos y fosfatos o álcalis). Dependiendo del estado del suelo, puede ser devuelto a su lugar de origen o llevado a un vertedero controlado.

**1.2.2 Inyección de solidificantes.** Esta técnica es semejante a la anterior para suelos contaminados con sustancias inorgánicas, presentando falencias en la eficacia para compuestos orgánicos semivolátiles o pesticidas. Se inyectan *in situ* agentes estabilizantes inorgánicos (cemento) u orgánicos (sustancias bituminosas, polietileno o parafinas) al suelo contaminado, mediante pozos similares a los que utilizados en el sellado profundo o son mezclados en el suelo, los cuales encapsulan físicamente en una matriz estable impermeable al agua los contaminantes.

**1.2.3 Vitrificación.** Para la eficiencia de esta técnica se debe contar con un suelo que contenga una cantidad suficiente de sílice para que se genere la masa vítrea, así como óxidos alcalinos que le generen estabilidad, también se debe tener en cuenta la textura y la humedad del suelo, ya que en el proceso de calentamiento la alta presencia de arcilla y limo dificulta la liberación del agua del suelo. Es utiliza esta técnica para contaminaciones poco profundas y a gran escala, la problemática de esta tecnología radica que debido a la modificación completamente el suelo se limita su reutilización, además tiene un costo y un consumo de energía muy elevado.

Esta técnica reduce la movilidad de los contaminantes inorgánicos y destruye los contaminantes orgánicos mediante el calentamiento del suelo contaminado a temperaturas altas, fusionándolo y transformándolo en material vítreo estable, siendo así una técnica de estabilización térmica. Se puede llevar a cabo *ex situ* o *in situ*, la macro porosidad dificulta el tratamiento en este último.

### 1.3 TÉCNICAS DE DESCONTAMINACIÓN

En esta técnica se busca disminuir la concentración y presencia de los contaminantes presentes en el suelo como lo dice Irene Ortiz Bernard<sup>5</sup>.

**1.3.1 Tratamientos físico-químicos.** Las diferentes técnicas utilizadas para los tratamientos físico-químicos se describen a continuación.

**1.3.1.1 Extracción.** Son técnicas que por lo general se aplican *in situ*. Es un tratamiento se requiere que el suelo sea permeable, las sustancias contaminantes tengan capacidad de movilidad y que no se encuentren altamente adsorbidas en el suelo, su objetivo es separara los contaminantes del suelo para ser tratados

---

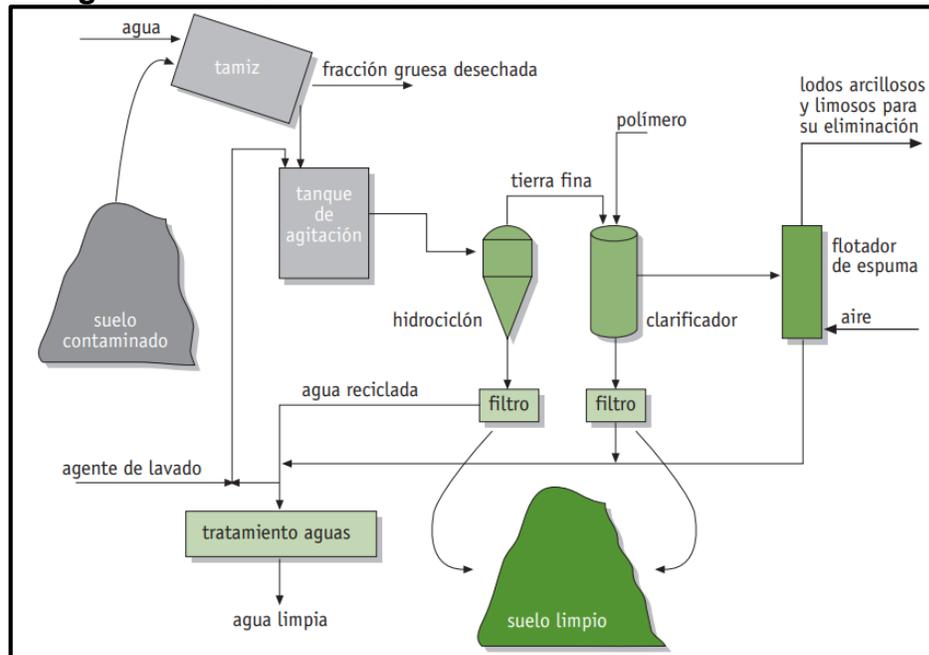
<sup>5</sup> Ibid., p 29.

posteriormente. Su clasificación es según el elemento con el que se realice la extracción:

- Extracción de aire.
- Extracción de con disolventes y ácidos.

**1.3.1.2 Lavado.** Es un tratamiento *ex situ* en el que se separan las partículas de grava más gruesa con poca capacidad de adsorción de la fracción fina mediante un proceso de separación física que puede ser mediante el tamizado, densidad o gravedad después de ser excavado el suelo y posterior a esto con el fin de resorber y solubilizar los contaminantes es lavado con extractantes químicos. Para devolver el suelo al lugar de origen, el suelo se lava nuevamente con agua para eliminar los contaminantes y agentes extractantes<sup>6</sup>.

**Imagen 1.** Proceso de lavado de suelo

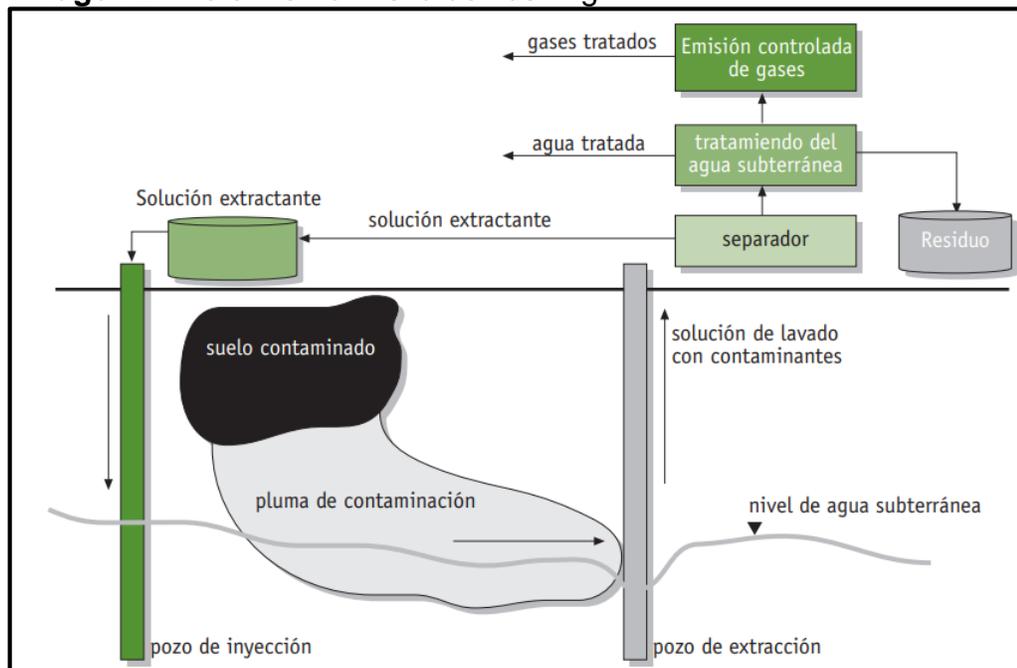


Fuente: ORTIZ BERNAD, Irene. Técnicas de recuperación de suelos contaminados. 2007. [En línea]. Disponible en: "[http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6\\_tecnicas\\_recuperacion\\_suelos\\_contaminados.pdf](http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6_tecnicas_recuperacion_suelos_contaminados.pdf)"

<sup>6</sup> Ibid., p 33

**1.3.1.3 Flushing.** Como dice Irene Ortiz Bernard<sup>7</sup>, es un tratamiento in situ que puede ser combinado con otros tipos de tratamiento como la biodegradación y el pump & treat (bombear y tratar). Es aplicado a todo tipo de contaminantes, siendo difícil su aplicación a suelos que presenten baja permeabilidad o ricos en elementos finos. En este tratamiento se anega el suelo contaminado mediante la inyección o infiltración de agua o una solución acuosa. Mediante pozos de extracción se bombean a la superficie el agua subterránea y los fluidos extractantes, donde posteriormente son tratados y en determinados casos reciclados.

**Imagen 2.** Tratamiento in situ de flushing



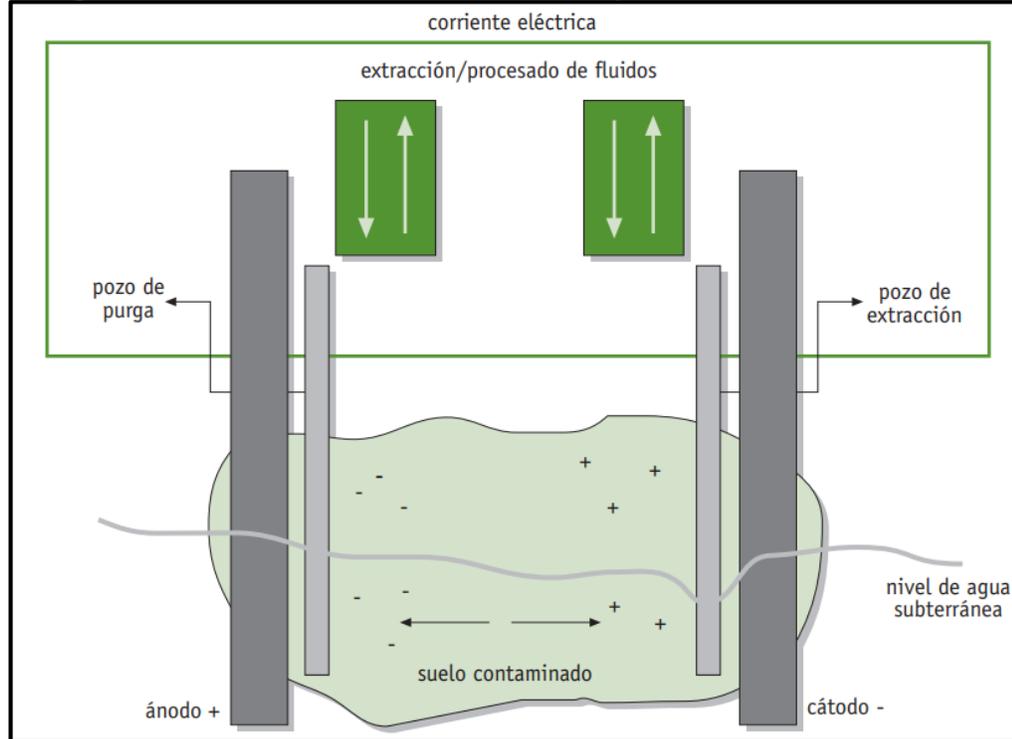
Fuente: ORTIZ BERNAD, Irene. Técnicas de recuperación de suelos contaminados. 2007. [En línea]. Disponible en: "[http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6\\_tecnicas\\_recuperacion\\_suelos\\_contaminados.pdf](http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6_tecnicas_recuperacion_suelos_contaminados.pdf)"

**1.3.1.4 Electrocinética.** Es un tratamiento *in situ* aplica al suelo contaminado corriente eléctrica de baja intensidad entre electrodos, esto produce la movilización del agua, iones y partículas cargadas. Se aplica la ley de cargas y de esta manera los aniones (carga negativa) se mueven hacia el electrodo positivo y los cationes (carga positiva) hacia el electrodo negativo<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> Ibid., p 34

<sup>8</sup>Ibid., p35

**Imagen 3.** Proceso electrocinético de recuperación de suelos



Fuente: ORTIZ BERNAD, Irene. Técnicas de recuperación de suelos contaminados. 2007. [En línea]. Disponible en: "[http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6\\_tecnicas\\_recuperacion\\_suelos\\_contaminados.pdf](http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6_tecnicas_recuperacion_suelos_contaminados.pdf)"

**1.3.1.5 Adición de enmiendas.** Es una técnica *in situ* que se utiliza cuando el suelo se encuentra contaminado por sales o metales pesados, se añade sustancias orgánicas e inorgánicas y se mezclan con los horizontes del suelo.

**1.3.2 Tratamientos biológicos.** Existe un gran interés por este tratamiento, entre los más relevantes se encuentran los siguientes<sup>9</sup>:

**1.3.2.1 Procesos in situ.** Frente al proceso *ex situ* el proceso *in situ* es más económico, debido a que no se ve en la necesidad de transportar el material a plantas de tratamiento. El tiempo de desarrollo es más lento, ya que este proceso depende de las características del suelo, como su heterogeneidad.

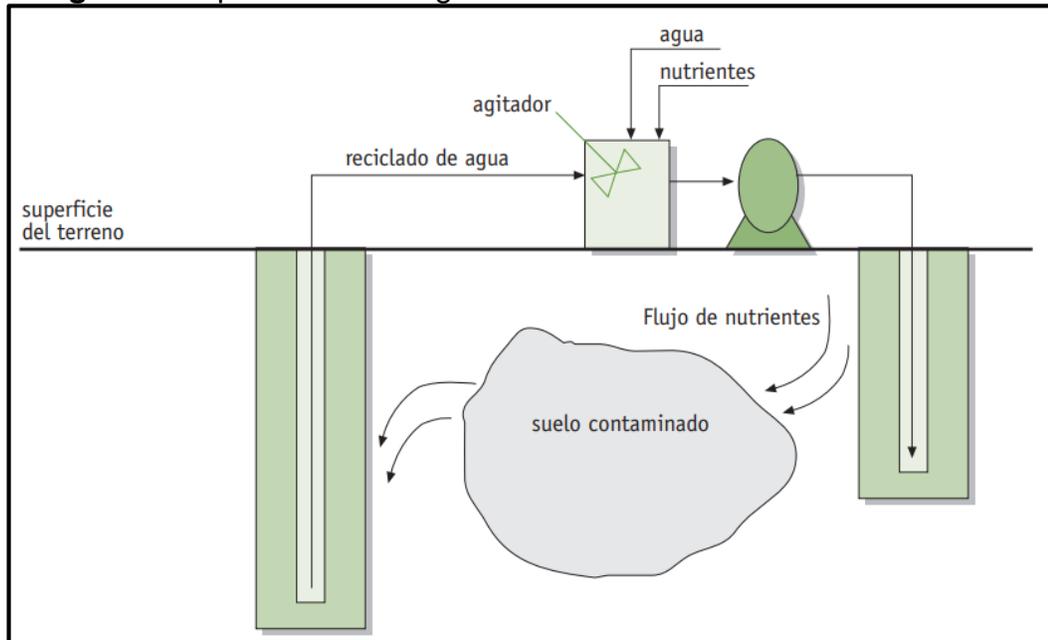
**1.3.2.2 Biodegradación asistida.** La biodegradación es la descomposición orgánica de los materiales contaminantes por bacterias u otros medios biológicos, dando como resultado productos inocuos<sup>10</sup>. Esta descomposición se genera ya que

<sup>9</sup> Ibid., p 39

<sup>10</sup> Ibid., p 40

son biotransformados los contaminantes orgánicos por los microorganismos que utilizan para su propio crecimiento fuente de carbono (este viene contenido en el contaminante), por esto es importante la presencia de donadores y aceptadores de electrones, una fuente de carbono y nutrientes (N, P, K, S, Mg, Ca, Mn, Fe, Zn, Cu).

**Imagen 4.** Esquema de biodegradación asistida



Fuente: ORTIZ BERNAD, Irene. Técnicas de recuperación de suelos contaminados. 2007. [En línea]. Disponible en: "[http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6\\_tecnicas\\_recuperacion\\_suelos\\_contaminados.pdf](http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6_tecnicas_recuperacion_suelos_contaminados.pdf)"

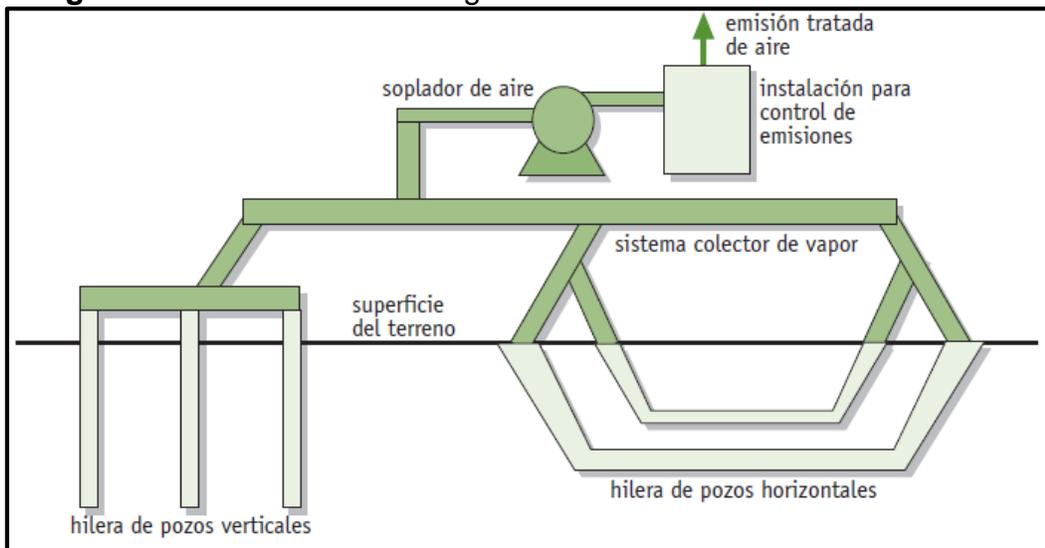
**1.3.2.3 Biotransformación de metales.** A diferencia del caso anterior los microorganismos no pueden degradar ni destruir los metales o cualquier otro compuesto inorgánico, la función de los microorganismos en este caso es controlar la movilización o inmovilización de metales y la transformación a formas más o menos tóxicos, a partir de mecanismos de oxidación, reducción, metilación, dimetilación, formación de complejos, biosorción y acumulación intracelular. La movilización de metales por microorganismos se puede realizar a través de lavado, quelación por metabolitos microbianos y sideróforos, transformaciones redox, metilación y consecuente volatilización y la inmovilización se lleva a cabo mediante los procesos de biosorción y acumulación intracelular, y precipitación.

**1.3.2.4 Fitorrecuperación.** Es un tratamiento limpio, natural y económico. Mediante la implementación de determinadas especies vegetales que tienen la capacidad de sobrevivir en ambientes que están contaminados con metales

pesados<sup>11</sup> y sustancias orgánicas se extrae, acumula, inmoviliza o transforma los contaminantes del suelo. Cuenta con cinco procesos básicos para la contención o eliminación, los cuales son: fitoestabilización o fitoinmovilización (hacen parte de la contención), fitoextracción, fitodegradación, fitovolatilización y rizofiltración (estos cuatro últimos hacen parte de la eliminación del contaminante). La eficiencia de esta técnica radica en la selección de las especies vegetales según el tipo de contaminante que se vaya tratar.

**1.3.2.5 Bioventing.** Es una técnica aplicada *in situ* para contaminantes como hidrocarburos de petróleo que tengan peso mediano, puesto que los que son ligeros tienden a volverse volátiles de manera más rápida<sup>12</sup>. Esta técnica se lleva a cabo en los suelos de zona no saturada que ha adsorbido los compuestos orgánicos mediante pozos por los cuales se inyecta aire y en algunas ocasiones nutrientes que estimulen la actividad de degradación, para esto se debe tener en cuenta la permeabilidad del suelo y la biodegradabilidad del compuesto orgánico.

**Imagen 5.** Proceso de bioventing



Fuente: ORTIZ BERNAD, Irene. Técnicas de recuperación de suelos contaminados. 2007. [En línea]. Disponible en: "[http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6\\_tecnicas\\_recuperacion\\_suelos\\_contaminados.pdf](http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6_tecnicas_recuperacion_suelos_contaminados.pdf)"

**1.3.2.6 Procesos ex situ.** Este proceso consiste en retirar el material contaminado, transportarlo hacia el lugar donde será tratado, descontaminarlo para finalmente llevarlo a su lugar de origen en condiciones favorables.

<sup>11</sup> Ibid., p 47

<sup>12</sup> Ibid., p 49

- **Landfarming**<sup>13</sup>. Es un tratamiento que se implementa aproximadamente hace un siglo, el cual mediante el arado y riego superficial de fertilizantes se genera un proceso de remoción del hidrocarburo. Para el éxito de este tratamiento se requiere que el suelo se encuentre bien mezclado y oxigenado.
- **Biopilas**. En este tratamiento se genera la degradación a partir de la respiración microbiana, este tratamiento es similar al *landfarming* con la diferencia que la aireación no se genera a partir del arado sino mediante la inyección de aire.
- **Compostaje**. Este proceso se produce bajo condiciones termofísicas, las cuales son generadas después de la excavación y el mezclado del suelo con residuos animales y vegetales, ya que el calor que se genera de manera metabólica es atrapado dentro de la matriz del compost. Se somete a un proceso de enfriamiento en el momento que se ha finalizado la descomposición microbiana y esto sucede cuando el carbono orgánico ha sido utilizado.
- **Lodos biológicos**. En este tratamiento el suelo es excavado y con el fin de eliminar los elementos gruesos se tamiza y para ser posteriormente mezclado en un biorreactor controlado con agua y otros aditivos, generando un lodo como resultado el cual mantiene los sólidos en suspensión.

**1.3.3 Tratamientos térmicos.** Entre los tratamientos térmicos se encuentran los siguientes<sup>14</sup>:

**1.3.3.1 Incineración.** Es un tratamiento *ex situ* que se utiliza cuando el suelo está contaminado con hidrocarburos clorados. Para oxidar y volatilizar los compuestos orgánicos del contaminante, se les suministra calor a unas temperaturas aproximadas de 1000°C al suelo contaminado. Esto genera gases y cenizas residuales que deben ser depurados.

**1.3.3.2 Desorción térmica.** En este tratamiento *ex situ* no se busca la destrucción de los contaminantes sino la desorción, por lo que se emplean temperaturas más bajas, que está alrededor de 90°C a 320°C, las cuales volatilizan los contaminantes orgánicos, pero no los oxida.

**1.3.4 Tratamientos mixtos.** Los tratamientos mixtos hacen referencia a la implementación de varios tratamientos en un mismo procedimiento.

**1.3.4.1 Extracción multifase.** Este tratamiento *in situ* realiza la extracción del suelo de manera simultánea los diferentes contaminantes que el suelo tenga, pueden estar en fase vapor, fase líquida y en fase libre.

---

<sup>13</sup> Ibid., p 50

<sup>14</sup> Ibid., p 52

**1.3.4.2 Atenuación natural.** Se utilizan tratamientos biológicos y físico-químicos para evitar la propagación y reducir la concentración de los agentes tóxicos del contaminante.

A continuación, están recopiladas las técnicas con sus tratamientos y la aplicación que estos tienen en la zona afectada.

**Tabla 1.** Principales técnicas de recuperación de suelos

TIPO DE TRATAMIENTO	TRATAMIENTO	APLICACIÓN	
Descontaminación	Físico-químico	Extracción	In situ
		Lavado	Ex situ
		Flushing	In situ
		Electrocinética	In situ
		Adición de enmiendas	In situ
		Barreras permeables activas	In situ
		Inyección de aire comprimido	In situ
		Pozos de recirculación	In situ
	Biológico	Oxidación ultravioleta	Ex situ
		Biodegradación asistida	In situ
		Biotransformación de metales	In situ
		Fitorrecuperación	In situ
		Bioventing	In situ
		Landfarming	Ex situ
Térmico	Biopilas	Ex situ	
	Compostaje	Ex situ	
Mixtos	Lodos biológicos	Ex situ	
	Incineración	Ex situ	
Contención	Desorción térmica	Ex situ	
	Extracción multifase	In situ	
		Atenuación natural	In situ
	Barreras verticales	In situ	
		Barreras horizontales	In situ
Barreras de suelo seco		In situ	
Sellado superficial	In situ		
	Sellado profundo	In situ	
Confinamiento	Estabilización físico-química	Ex situ	
	Inyección de solidificantes	In situ	
	Vitrificación	Ex situ-In situ	

Fuente: ORTIZ BERNAD, Irene. Técnicas de recuperación de suelos contaminados. 2007. [En línea]. Disponible en: "[http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6\\_tecnicas\\_recuperacion\\_suelos\\_contaminados.pdf](http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6_tecnicas_recuperacion_suelos_contaminados.pdf)"

Como se menciona anteriormente es importante conocer las características del suelo y el petróleo crudo que se encuentra como agente contaminante. Está ubicado en un sistema hidrográfico que obedece a paisajes de llanura aluvial cuaternarios constituidos por material rocoso fino como son arenas, limos y arcillas de baja compacidad, alta permeabilidad y porosidad, los cuales son estables geotécnicamente. Las unidades estratigráficas que conforman el suelo y subsuelo del área de estudio comprenden ciclos sedimentológicos que se han desarrollado en el periodo cuaternario. Geotécnicamente el área presenta un alto grado de homogeneidad y solo se observan diferencias en la composición de los depósitos (variaciones en la granulometría de los suelos identificados). Las unidades se asocian a suelos de tipo aluvial que presentan los tres tipos de tamaños de granos existentes: arenas y gravas, arcillas y limos, especialmente arenas de grano medio a fino y combinación entre estas clases de granulometrías.

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

### 2.1 PROCEDIMIENTO DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

Se realizaron pruebas de laboratorio tanto por la operadora como por EOM para verificar si existió una reducción en la contaminación que presentaba el suelo a causa del derrame de petróleo crudo. El procedimiento que ejecutaron las empresas mencionadas anteriormente se explicara detalladamente a continuación:

**2.1.1 Pruebas realizadas por EOM.** En las zonas divididas previamente se realizaron las pruebas de laboratorio antes de comenzar el procedimiento y al finalizar dicho procedimiento previamente explicado. El objetivo de las pruebas de laboratorio fue conocer el porcentaje de TPH, debido a uso común en trabajos de biodegradación o recuperación de suelo (Stephens et al. 1999; Vallejo et al. 2005).

Existen diferentes métodos para análisis de hidrocarburos, como los mencionados en la Imagen 6, los cuales fueron aplicados a diferentes tipos de suelos, sin importar sus características físicas y químicas, por lo cual, se puede inferir que no existe un método único para el análisis de TPH en suelos y se han empleado distintas condiciones para su extracción (M Pons, Guerrero, Zavala, Alarcón et al 2011), destacando el método de extracción Soxhlet y el diclorometano como extractante. En estas pruebas el método utilizado de extracción de la muestra fue Soxhlet.

**Imagen 6.** Extracción de TPH en diversos estudios de suelos

Tipo de estudio	Sistema de extracción	Extractante	Tiempo (h)	Referencia
Biorremediación	Soxhlet	Diclorometano	24	Stephens <i>et al.</i> 1999
Análisis de TPH	Ultrasonido	Diclorometano y Freón-113†	5	Nadim <i>et al.</i> 2002
Biodegradación	Agitación mecánica	Diclorometano	0.5	Harris <i>et al.</i> 2002
Degradación de asfál-tenos	Agitación con barra magnética	n-heptano	18	Pineda-Flores <i>et al.</i> 2002
Identificación de com-puestos	Soxhlet	Diclorometano:metanol (2:1)	8	Ortiz & García 2003
Precipitación de asfál-tenos	Reflujo y agitación	n-heptano	0.33-10	Centeno <i>et al.</i> 2004
Análisis de TPH	Agitación orbital	Diclorometano	4	Pardo <i>et al.</i> 2004
Análisis de TPH	Soxhlet	Diclorometano	8	Sánchez <i>et al.</i> 2004
Evaluación de suelos contaminados	Soxhlet	Diclorometano	8	Rivera-Cruz <i>et al.</i> 2005
Biodegradación	Agitación mecánica	Acetona: Diclorometano (1:1)	0.5	Vallejo <i>et al.</i> 2005
Análisis de TPH	Soxhlet	Hexano	4	Duran & Contreras 2006
TPH en sedimentos	Soxhlet	Hexano	4	Fernández <i>et al.</i> 2006a
Fitorremediación	Agitación mecánica	Diclorometano	0.5	Sangabriel <i>et al.</i> 2006
Remediación	Soxhlet	Freón	ns	Romaniuk <i>et al.</i> 2007
Análisis de TPH	Ultrasonido	Hexano	0.42	Villalobos <i>et al.</i> 2008
Análisis de TPH	Soxhlet	Hexano	8	Villalobos <i>et al.</i> 2008
Biodegradación	Soxhlet	Diclorometano	8	Lu <i>et al.</i> 2009

Fuente: PONS JIMENEZ, M. Extracción de hidrocarburos y compuestos derivados del petróleo en suelos con características físicas y químicas diferentes. 2011. [En línea]. Disponible en: “<http://www.scielo.org.mx/pdf/uc/v27n1/v27n1a1.pdf>”

Estos resultados son obtenidos por el método de retorta hecho en el laboratorio. La toma de muestras compuestas se hace a diferentes profundidades de 20 cm, 40 cm y 60 cm.

**2.1.2 Pruebas realizadas por la operadora.** Con el fin de cumplir lo requerido por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) para la detección de plumas contaminantes, la empresa operadora realizó la medición de determinadas topografías eléctricas. Para la verificación de la estabilización del suelo en este caso se analizaron cuatro (4) monitoreos tomados por la prestadora de servicios, los cuales se presentarán en orden cronológico, estos corresponden a los momentos antes de la contingencia, en el momento de la contingencia, al comienzo de la fase II (denominada así por EOM, según el procedimiento que realizaron), al final de la fase II y un año después de ocurrida la contingencia.

Se realizó una cadena de custodia para asegurar la integridad de la muestra desde su recolección hasta el reporte de los resultados, se realizó bajo una metodología de control y vigilancia de las muestras. El Director Técnico, la Dirección de Operaciones y los Coordinadores o Profesionales de Proyectos son responsables de supervisar el proceso de custodia de las muestras; los profesionales, técnicos y auxiliares de campo son los responsables de la toma, manipulación y transporte de muestras al laboratorio. Consta de los siguientes pasos:

**Plan de muestreo.** Este plan de muestreo contiene la información sobre el tipo de muestreo, el número de muestras que, en el caso de cada monitoreo varia, el lugar de monitoreo, los recipientes utilizados, los parámetros que se analizarán, la preservación de la muestra y los aspectos lógicos relacionados.

**Etiquetas.** Se deben etiquetar las muestras antes o en el momento del muestreo, esto con el fin de prevenir confusiones en la identificación de las muestras. Las etiquetas se realizan con tinta a prueba de agua y como mínimo debe tener el número de muestras, la fecha y el lugar de recolección, preservación realizada y la firma de la persona que realizó el monitoreo.

**Datos de campo y cadena de custodia.** Se debe procurar reconstruir el evento del muestreo para tener resultados más reales y para esto es fundamental registrar todas las observaciones de campo o del muestreo en el formato cadena de custodia según la matriz de análisis a monitorear, ya que se tiene en cuenta que las situaciones de muestreo varían ampliamente.

**Preservación y cantidad de muestra.** Envío de la muestra al laboratorio: Las muestras deben ser entregadas en el laboratorio lo más pronto posible después del muestreo, teniendo en cuenta los tiempos máximos de almacenamiento previos al análisis de los parámetros; las muestras deberán ser enviadas de tal forma que se cumpla este requerimiento o el tiempo de retención mínimo para el grupo de parámetros a analizar, para establecer la composición físico-química del suelo se

realizó la medición en las pruebas de laboratorio con los siguientes parámetros, ver Tabla 2.

**Tabla 2.** Parámetros tomados por la operadora

PARÁMETROS	UNIDADES	TÉCNICA
Aceites y Grasas	mg/kg	NTC 1464/EPA 9071
Arsénico Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Bario Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Benceno	mg/kg	PS-9002
Cadmio Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Cloruro efectiva	meq/100g	PS-9002
Cloruros	mg/kg	IGAC 110/SM 110 Modificado
Cobre Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Conductividad Eléctrica	μS/cm a 25°C	NTC ISO 596:2008-03-26
Cromo Hexavalente	mg/kg	PS-9051
Cromo Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Etilbenceno	mg/kg	PS-9002
Fenoles	mg/kg	PS-9023
HAP'S (Suma)	mg/kg	PS-9071
Hidrocarburo Totales	mg/kg	NTC 1464/EPA 9071/SM 520 Modificado
Hidrocarburo Totales C10-C28 DRO	mg/kg PS	EPA 8015/TPH'S
Hidrocarburo Totales C6-C10 GRO	mg/kg PS	EPA 8015/TPH'S GRO
Humedad	%	PS-9039
m,p-Xileno	mg/kg	PS-9002
Mercurio Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Molibdeno Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Niquel Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
o-Xileno	mg/kg	PS-9002
pH	Unidades de pH	EPA-9045-D
Plata Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Plomo Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Porcentaje de Sodio Intercambiable (PSI)	%	PNT interno
Potasio Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
RAS		PNT interno
Salinidad	%	NTC 1464:1995-ISO 11265:1994
Selenio Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
SUMA BTEX	mg/kg	PS-9002
Tolueno	mg/kg	PS-9002

Fuente: OPERADORA. Caracterización fisicoquímica de cortes. Colombia. 2018, 2019.

Se realizó la selección de los parámetros, verificando sus propiedades y cuenta la reacción de estos frente a la presencia de hidrocarburos, también se tuvo en cuenta que estos son los más utilizados en pruebas de detección de la presencia de hidrocarburos en los estudios del nivel de contaminación. Los parámetros elegidos son, aceites y grasas, benceno, HAP'S, hidrocarburos totales, suma BTEX y tolueno (dependiendo de la existencia de estos parámetros en los monitoreos).

**Tabla 3. Parámetros a estudiar**

PARÁMETROS	UNIDADES	TÉCNICA
Aceites y Grasas	mg/kg	NTC 1464/EPA 9071
Arsénico Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Bario Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Benceno	mg/kg	PS-9002
Cadmio Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Cloruro	meq/100g	PS-9002
Cloruros	mg/kg	IGACV/ISM 110B Modificado
Cobre Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Conductividad Eléctrica	μS/cm a 25°C	NTC ISO 5596:2008-03-26
Cromo Hexavalente	mg/kg	PS-9051
Cromo Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Etilbenceno	mg/kg	PS-9002
Fenoles	mg/kg	PS-9023
HAP'S (Suma)	mg/kg	PS-9071
Hidrocarburo Totales	mg/kg	NTC 1464/EPA 9071B/ISM 520F Modificado
Hidrocarburo Totales C10-C28 DRO	mg/kgPS	EPA 8015C TPH'S
Hidrocarburo Totales C6-C10 GRO	mg/kgPS	EPA 8015C TPH'S GRO
Humedad	%	PS-9039
m,p-Xileno	mg/kg	PS-9002
Mercurio Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Molibdeno Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Niquel Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
o-Xileno	mg/kg	PS-9002
pH	Unidades de pH	EPA-9045-D
Plata Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Plomo Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
Porcentaje de Sodio Intercambiable (PSI)	%	PNT interno
Potasio Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
RAS		PNT interno
Salinidad	%	NTC 1464:1995-ISO 1265:1994
Selenio Total	mg/kg	NTC 1464/EPA 200.7
SUMA BTEX	mg/kg	PS-9002
Tolueno	mg/kg	PS-9002

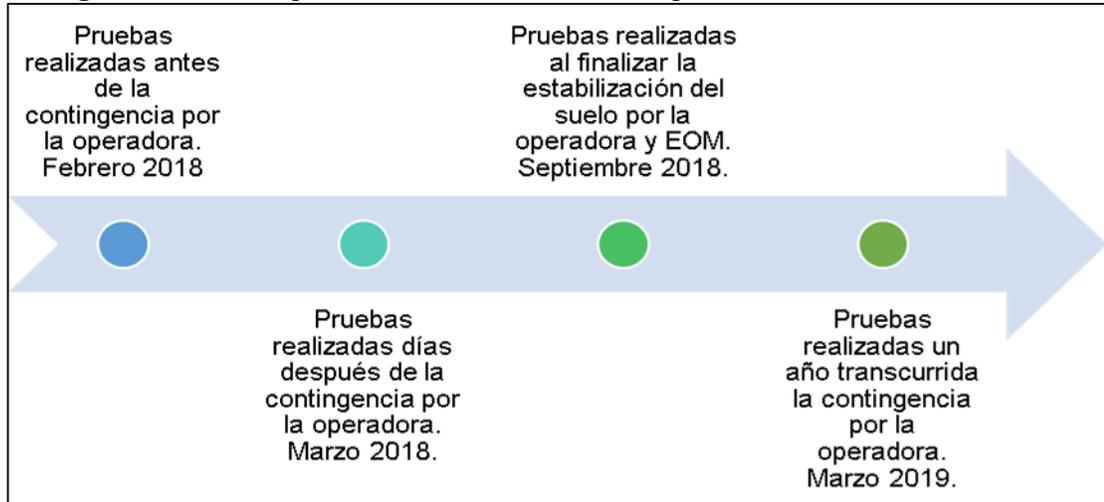
Fuente: OPERADORA. Caracterización fisicoquímica de cortes. Colombia. 2018, 2019.

## 2.2 CRONOLOGÍA TOMA DE MUESTRAS POR LAS EMPRESAS

Con el fin de validar la eficiencia de la estabilización del suelo contaminado se analizaron los monitoreos tomados por las empresas en determinado momento. La primera prueba fue tomada por la operadora en febrero de 2018, la segunda muestra a estudiar se realizó en marzo del 2018 (en el momento que sucede la contingencia) por la operadora, la siguiente prueba se realiza en septiembre del

2018 en este caso por la operadora y EOM, para finalizar se estudia el monitoreo de las pruebas tomadas un año posterior a la contingencia.

**Imagen 7. Cronología de eventos en la contingencia**



Fuente: elaboración propia

**2.2.1 Pruebas realizadas antes de la contingencia por la operadora en febrero de 2018.** Las pruebas fueron tomadas por la operadora un mes antes al derrame, donde se encontraban anteriormente dos piscinas. Aunque no se tiene información de toda el área afectada se tomara como punto de referencia para el estudio y el análisis de este proyecto.

Los monitoreos se llevaron a cabo en condiciones normales, se tomaron tres muestras, en las cuales se midieron la cantidad de aceites y grasas y TPH, a diferentes profundidades, estrato superior, medio y profundo en las zonas B y C. Para efectos de comparación con los monitoreos posteriores se promediaron los valores de estas profundidades para arrojar un único dato.

**2.2.2 Pruebas realizadas días después de la contingencia por la operadora en marzo de 2018.** Días después de la contingencia se llevó a cabo un monitoreo a condiciones normales, con el fin de conocer el estado del suelo y así poder determinar las medidas pertinentes para disminuir la toxicidad generada por el derrame, adicional a esto las pruebas son utilizadas para realizar los reportes presentados ante la ANLA. Estas pruebas fueron tomadas por la empresa operadora en las zonas A, B, C y D, en las cuales se midieron la cantidad de aceites y grasas, benceno, HAP'S, TPH, BTEX y tolueno.

**2.2.3 Pruebas realizadas al finalizar el proceso de estabilización del suelo en septiembre de 2018.** Con el fin verificar si el proceso desarrollado cumplió con los objetivos establecidos y determinar si los parámetros requeridos cumplían con el

lineamiento legal en las zonas de interés se realizan monitoreos por parte de la operadora en todas las zonas estudiadas al igual que EOM. Cabe recordar que esta última solo realiza pruebas del porcentaje de TPH y la operadora de aceites y grasas, benceno, HAP'S, TPH, BTEX y tolueno.

**2.2.4 Pruebas realizadas un año transcurrida la contingencia por la operadora en marzo 2019.** Se realizó un último monitoreo, transcurrido un año de la contingencia, esto para poder verificar el estado del suelo y estudiar la eficiencia de la tecnología implementada. Estas pruebas se realizaron en las zonas A, B y D de la cantidad de aceites y grasas, HAP'S y TPH.

### **2.3 CARACTERISTICAS DE LA TOMA DE MUESTRA**

El tipo de las muestras mencionadas anteriormente son por reducción del tamaño de la muestra (Cuarteo), en la que, con el fin de reducir la masa de la muestra, se debe mezclar muy bien el total de esta amontonándola sobre una superficie limpia, plana y dura, para formar un cono. Luego se le da la vuelta con una pala, para formar un nuevo cono. Esta operación se lleva a cabo tres veces. Luego el montículo se divide en cuartos, que deben ser de diámetro y espesor uniforme y se debe considerar y recombinar los cuartos opuestos diametralmente. El proceso se repite hasta que los dos cuartos finales producen la masa de muestra requerida. Los cuartos pueden ser utilizados para la toma de muestras por duplicado o triplicado. La toma de las muestras en campo se realizó de forma compuesta, con ayuda de una muestra tomada a tres profundidades diferentes en cada punto monitoreado.

Para la toma de muestras, se prepararon recipientes nuevos de vidrio transparente (boca ancha) de 500 mL. En el siguiente esquema se presenta la metodología empleada para la toma de las muestras en cada uno de los puntos de monitoreo designados por la operadora.

Es importante aclarar que las muestras tomadas tanto por la operadora como por EOM fueron identificadas con etiquetas protegidas contra el agua y almacenadas en neveras de plástico refrigeradas con hielo para su transporte al laboratorio. Las muestras fueron transportadas en el vehículo suministrado por el laboratorio una vez concluido el ciclo de monitoreo. Al ser recibida por el personal encargado, bajo supervisión del Director Técnico y/o Jefe de Laboratorio, la muestra es revisada en su integridad y se determina su estado para los ensayos solicitados.

Una vez se presentó el incidente, se activó el plan de contingencia de la operadora, con el fin de dar una atención oportuna al derrame de petróleo crudo y evitar la expansión del fluido que podría traer consigo peores consecuencias. El área de afectación total fue calculada aproximadamente de 7.100 m<sup>2</sup> que fueron

intervenidos de inmediato mediante la recolección y contención del crudo derramado.

Posterior a estas actividades la operadora contrató a EOM, quienes prestaron el servicio de recuperación y limpieza del suelo por medio de la aplicación de la tecnología OSE II.

## **2.4 OIL SPILL EATER II**

Es una tecnología de biorremediación asistida que hace parte de la técnica de descontaminación por tratamientos biológicos, se caracteriza por ser un proceso in situ, es decir no se requiere de transporte de material para ser tratado. OSE II es un agente de biorremediación, que consiste en un concentrado líquido multienzimático preformado, el cual estimula y acelera reacciones biológicas naturales, para su uso se requiere combinar con agua fresca o salada y oxígeno. OSE II produce la descomposición rápida del petróleo crudo y de otras sustancias orgánicas, que eventualmente se biodegrada en dióxido de carbono y agua. La tecnología utilizada no es toxica para los seres humanos, fauna o flora ya sea terrestre o marina, tampoco es venenoso, incluso si fuera consumido por accidente. En caso de salpicaduras en la piel no es irritante, aún para las pieles muy sensibles. No contiene alérgenos conocidos como causantes de reacciones alérgicas en la respiratorias, piel o de otro tipo, de igual manera toda esta información esta recopilada en la ficha técnica del producto que se encuentra a continuación.

**Tabla 3. Ficha técnica Oil Spill Eater II**

<b>NOMBRE DEL PRODUCTO (como figura en la etiqueta y en la lista)</b>		Nota: No se permiten los espacios en blanco. Si algún ítem no es aplicable o si no hay información disponible, debe ser indicado.		
<b>Sección OIL SPILL EATER II</b>				
<b>Nombre del Fabricante</b>		<b>Teléfono de Emergencia</b>		
<b>OIL SPILL EATER INTERNATIONAL</b>		(972) 669-3390		
<b>Dirección (Calle, Número, Ciudad, Estado y Código Postal)</b>		<b>Número de Información Telefónica</b>		
Chandler Drive 13127		Ídem anterior - FAX (972) 644-8359		
Dallas, Texas CP 75243		<b>Fecha de preparación de la información</b>		
		28 de octubre de 1998		
		<b>Firma del preparador (opcional)</b>		
<b>Sección II – Elementos Peligrosos/ Información de Identidad</b>				
<b>COMPONENTES PELIGROSOS - IDENTIDAD QUÍMICA ESPECÍFICA;</b>			<b>OTROS LÍMITES</b>	<b>%</b>
<b>NOMBRE(S) COMÚN(ES)</b>	<b>OSHA PEL</b>	<b>ACGIH TLV</b>	<b>RECOMENDADOS</b>	<b>(OPCIONAL)</b>
Sin Componentes Peligrosos (OSE II)	SIN TLV	SIN TLV	NINGUNO	
H2O	SIN TLV	SIN TLV	NINGUNO	
NITROGENO	SIN TLV	SIN TLV	NINGUNO	
MELAZA	SIN TLV	SIN TLV	NINGUNO	
SURFACTANTE NO IÓNICO	SIN TLV	SIN TLV	NINGUNO	
AZÚCAR	SIN TLV	10 mg por metro cúbico seco	NINGUNO	
PROTEASA	SIN TLV	SIN TLV	NINGUNO	
FÓSFORO	SIN TLV	SIN TLV	NINGUNO	
AMILASA	SIN TLV	SIN TLV	NINGUNO	
SURFACTANTE ANIÓNICO	SIN TLV	SIN TLV	NINGUNO	
MALTA	SIN TLV	SIN TLV	NINGUNO	

**Tabla 3. (Continuación)**

<b>NOMBRE DEL PRODUCTO</b> (como figura en la etiqueta y en la lista)		Nota: No se permiten los espacios en blanco. Si algún ítem no es aplicable o si no hay información disponible, debe ser indicado.			
<b>Sección OIL SPILL EATER II</b>					
<b>Nombre del Fabricante</b>		<b>Teléfono de Emergencia</b>			
<b>OIL SPILL EATER INTERNACIONAL</b>		(972) 669-3390			
<b>Dirección (Calle, Número, Ciudad, Estado y Código Postal)</b>		<b>Número de Información Telefónica</b>			
<b>Chandler Drive 13127</b>		Ídem anterior - FAX (972) 644-8359			
<b>Dallas, Texas CP 75243</b>		<b>Fecha de preparación de la información</b>			
		28 de octubre de 1998			
		<b>Firma del preparador (opcional)</b>			
<b>Sección III – Características Físico-Químicas</b>					
<b>Punto de Ebullición</b>	214° F *(101° C)	<b>Gravidez Específica (H2O = 1) 20° C</b>			1,05
<b>Presión del Vapor (mm Hg.)</b>		<b>Punto de Derretimiento</b>			0° F
<b>Densidad del Vapor (AIRE= 1)</b>	1,1	<b>Rango de Evaporación</b>			
		(Acetato de Butilo =1)			
<b>Solubilidad en Agua 100%</b>					
Aspecto y Olor Ambar con olor a fermento					
<b>Sección IV- Información de Riesgo de Incendios y Explosión</b>					
<b>Punto de Deflagración: (Método Usado)* Superior a 7000° F (3871° C) / Retardador del Fuego</b>	<b>Limites de</b>	<b>LEL</b>	<b>UEL5</b>		
	<b>Inflamación : NO INFLAMABLE</b>	NA (No aplica)	NA (No Aplica)		
<b>Agentes Extintores NINGUNO - RETARDADOR DEL FUEGO *MÉTODO- ASTM-D56</b>					
<b>Procedimientos Especiales para combatir el fuego NINGUNO - RETARDADOR DEL FUEGO</b>					
<b>Riesgo inusual de Fuego y Explosión NINGUNO</b>					

**Tabla 3. (Continuación)**

<b>NOMBRE DEL PRODUCTO (como figura en la etiqueta y en la lista)</b>		<b>Nota: No se permiten los espacios en blanco. Si algún ítem no es aplicable o si no hay información disponible, debe ser indicado.</b>							
<b>Sección OIL SPILL EATER II</b>									
<b>Nombre del Fabricante</b>				<b>Teléfono de Emergencia</b>					
OIL SPILL EATER INTERNATIONAL				(972) 669-3390					
<b>Dirección (Calle, Número, Ciudad, Estado y Código Postal)</b>				<b>Número de Información Telefónica</b>					
Chandler Drive 13127				Ídem anterior - FAX (972) 644-8359					
Dallas, Texas CP 75243				<b>Fecha de preparación de la información</b>					
				28 de octubre de 1998					
				<b>Firma del preparador (opcional)</b>					
<b>Sección V- Información de Reactividad</b>									
<b>Estabilidad</b>		Inestable				Condiciones a evitar las temperaturas superiores a 120° F (49° C) pueden reducir la actividad enzimática;			
		Estable		X		Evitar condiciones ácidas (PH menor a 3.5)			
<b>Incompatibilidad (Materiales a evitar) bases fuertes (PH mayor a 11.5)</b>									
<b>Descomposición Peligrosa o Productos Derivados NINGUNA (Los productos derivados son CO2 y agua)</b>									
<b>Polimeración Peligrosa</b>			Podría Ocurrir				Condiciones a evitar		
			No ocurrirá		X				
<b>Sección VI- Información de Riesgo para la Salud</b>									
<b>Ruta(s) de Entrada ¿Inhalación? ¿Piel? ¿Ingesta?</b>									
NO TOXICO NO TOXICO Tóxico si se ingiere más de un cuarto.									
<b>Peligros para la Salud (Agudos y Crónicos) Test de toxicidad – Prácticamente no muestra toxicidad para la inhalación, contacto con la piel u ojos, e ingestión.</b>									
<b>Efecto Cancerígeno ¿NTP? ¿Monografías del IARC? ¿Regulado por OSHA? NINGUNO No registrado NINGUNA NO</b>									
<b>Síntomas e indicios de la exposición NA</b>									
<b>Enfermedades generalmente agravadas por la exposición NINGUNA</b>									
<b>Procedimientos de Emergencia y Primeros Auxilios</b>									
Lavarse los ojos con abundante agua. Realizar las prácticas de higiene pertinentes.									
<b>Sección VII- Precauciones para el Uso y el Manejo Seguro</b>									
<b>Pasos para tomar en caso de que el material sea derramado o liberado</b>									

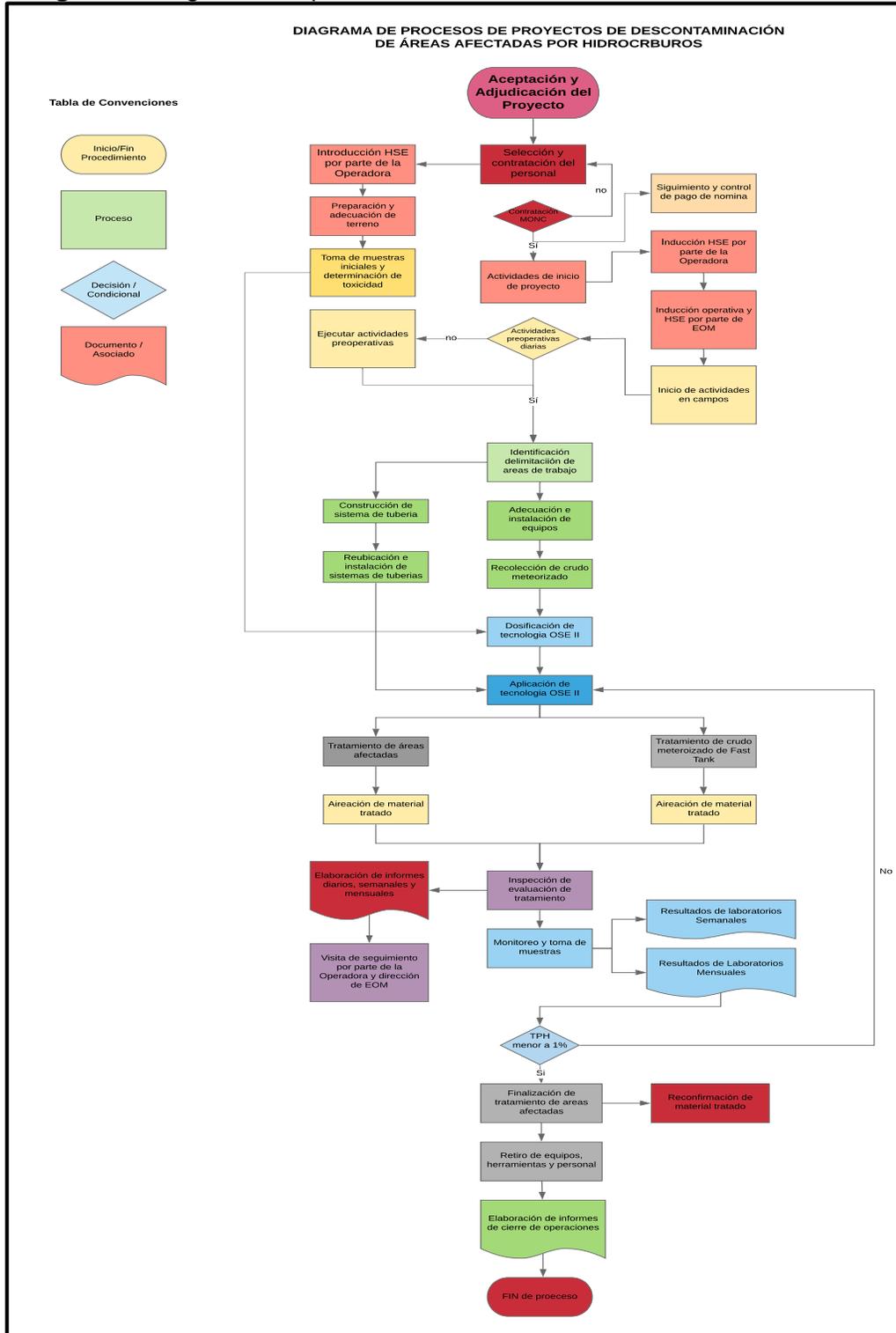
**Tabla 3. (Continuación)**

<b>NOMBRE DEL PRODUCTO</b> (como figura en la etiqueta y en la lista)	Nota: No se permiten los espacios en blanco. Si algún ítem no es aplicable o si no hay información disponible, debe ser indicado.					
<b>Sección OIL SPILL EATER II</b>						
<b>Nombre del Fabricante</b>	<b>Teléfono de Emergencia</b>					
OIL SPILL EATER INTERNATIONAL	(972) 669-3390					
<b>Dirección</b> (Calle, Número, Ciudad, Estado y Código Postal)	<b>Número de Información Telefónica</b>					
Chandler Drive 13127	Ídem anterior - FAX (972) 644-8359					
Dallas, Texas CP 75243	<b>Fecha de preparación de la información</b>					
	28 de octubre de 1998					
	Firma del preparador (opcional)					
Puede ser arrojado al sistema de cloacas o absorbido por la tierra.						
Método para la eliminación de desechos						
Ninguno en especial.						
Precauciones a seguir en el manejo y almacenamiento						
Ninguna en el manejo. No almacenar a una temperatura superior de 120° F (49° C). Vida Útil:5 años.						
Otras Precauciones NINGUNA						
<b>Sección VIII- Medidas de Control</b>						
Protección respiratoria (Especificar Tipo) NINGUNA						
Ventilación: Local por Extracción NO SE NECESITA – Especial NINGUNA						
Ventilación: Mecánica (General) NO SE NECESITA – Otra NINGUNA						
Guantes Protectores NO SE NECESITAN						
Otras Prendas o Equipamiento Protectores NINGUNO						
Prácticas de Higiene Laboral Realizar Buenas Prácticas de Higiene						

Fuente: EOM CONSULTING S.A.S. Hoja de Seguridad de los Materiales. Dalas, Texas. 28 de octubre de 1998.

El proceso que explica la implementación de esta tecnología OSE II está descrito en el siguiente diagrama:

**Imagen 8. Diagrama de procesos descontaminación de hidrocarburos**



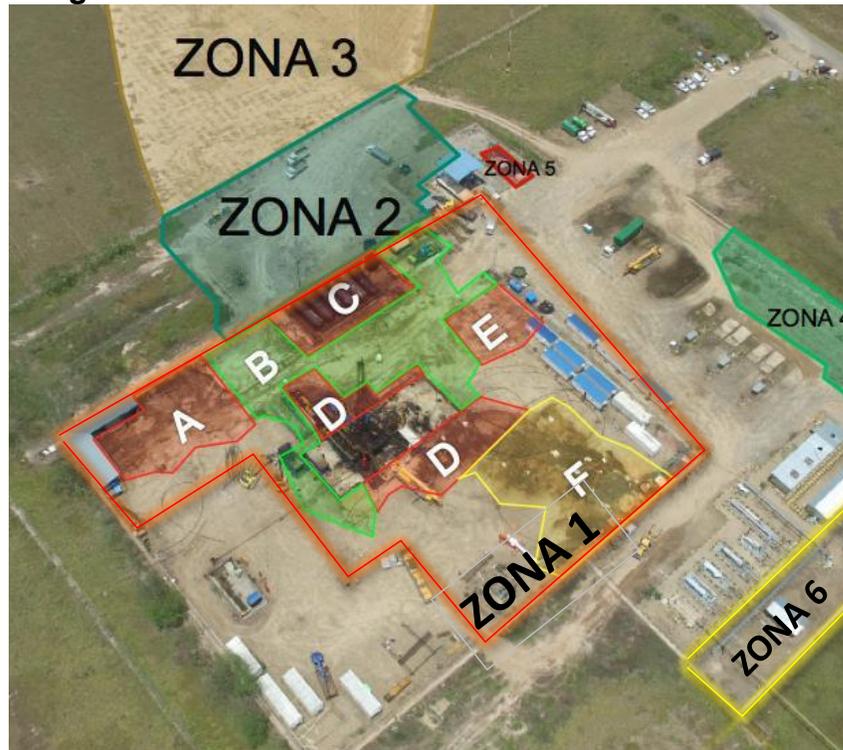
Fuente: elaboración propia, con base en Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. 27 de agosto de 2018.

## 2.5 APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA OSEII

Para iniciar la recuperación, se identificó los límites, se dividió en zonas para la intervención y se realizaron los cálculos para la dosificación de la tecnología.

**2.5.1 Fase I.** La fase I inicia dos (2) días después de ocurrido el derrame, inicialmente se fraccionó el terreno en seis zonas tal como se evidencia en la Imagen 7, cada zona fue objeto de medición en el borde externo de la contaminación para determinar el área total en metros cuadrados de las mismas, siendo un total de 7.100 m<sup>2</sup> el área afectada. Al calcular dicha área, se realizaron apiques de 1.20 metros, estos son excavaciones utilizadas para examinar detalladamente el subsuelo y obtener muestras inalteradas y así establecer la profundidad de penetración del petróleo crudo derramado.

**Imagen 9.** Zonificación del área afectada



Fuente: EOM CONSULTING S.A.S. Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. 27 de agosto de 2018.

Se tomaron muestras de laboratorio para determinar el nivel de contaminación del suelo. Al finalizar la toma de muestras se calculó la dosificación de OSE II requerido por cada zona (Ecuación 3) y se inició con ayuda de una retroexcavadora el traslado

del suelo, se apiló y se aplicó la tecnología mediante aspersión manual con bombas mezclando con agua en proporción de 1:50.

**Ecuación 1.** Volumen total inicial de contaminante

$$VTc [m^3] = Ac [m^2] * h [m]$$

Fuente: elaboración propia

**Ecuación 2.** Volumen total inicial de contaminante

$$VTc [gal] = Vc [m^3] * 264,6$$

Fuente: elaboración propia

**Ecuación 3.** Volumen total inicial de contaminante

$$Vc = VTc [gal] * \%TPH$$

Fuente: elaboración propia

**Ecuación 4.** Volumen de OSE II requerido

$$VoseII [gal] = \frac{Vc}{50}$$

Fuente: elaboración propia

El volumen de agua requerido es igual al volumen de contaminante, se aconseja que el agua a utilizar sea de la zona, puede ser agua fresca o salada.

En la Fase I se intervino la zona uno, zona dos y zona seis con las cantidades de producto OSE II descritas en la Tabla 4 según los cálculos realizados. La zona tres, zona cuatro y zona cinco no se aplicó la tecnología durante esta fase.

**Tabla 4. Producto total aplicado en Fase I**

ZONA	SUBZONA	TIEMPO [ día]	CANTIDAD OSE II [gal]	CANTIDAD DE AGUA [gal]	TOTAL OSE II APLICADO POR SUBZONA [gal]	TOTAL OSE II APLICADO POR ZONA [gal]
1	A	5	40	2000	60	164
		6	10	500		
		8	10	500		
	B	-	-	0	0	
	C1	7	1	50	16	
		10	5	250		
		12	5	250		
		14	5	250		
	C2	0	0	0	0	
	D1	0	0	0	0	
	D2	0	0	0	0	
	E	3	13	650	18	
		15	2,5	125		
16		2,5	125			
F	12	40	2000	70		
	15	30	1500			
2		3	26	1300	26	26
6		10	20	1000	40	40
		14	10	500		
		19	5	250		
		20	5	250		
<b>TOTAL</b>				<b>11.500</b>	<b>230</b>	<b>230</b>

Fuente: elaboración propia, con base en EOM CONSULTING S.A.S. Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. 27 de agosto de 2018

**Tabla 5. Producto autorizado por operadora vs OSE II total aplicado Fase I**

ZONA	SUBZONA	TOTAL OSE II AUTORIZADO POR ZONA [gal]	TOTAL OSE II APLICADO POR ZONA [gal]	DIFERENCIA [gal]
1	A	105	60	45
	C1	28	16	12
	C2	66,2	0	66,2
	D1	56,2	0	56,2
	D2	116,1	0	116,1
	E	26,4	18	8,4
	F	189,8	70	119,8
2	2	26	26	0
6	6	59,3	40	19,3
<b>TOTAL</b>		<b>673</b>	<b>230</b>	<b>443</b>

Fuente: elaboración propia, con base en EOM CONSULTING S.A.S. Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. 27 de agosto de 2018

Por otro lado, la cantidad total de producto OSE II aprobada por la operadora para la primera fase fue de 673 galones y el producto total aplicado fue de 230 galones como lo representa la Tabla 5.

Las labores de la Fase I culminan el día veintiséis (26), el pozo es entregado en buenas condiciones, no se evidencian manchas de crudo en la plataforma ni en zonas aledañas. La prestadora de servicios fue evacuada debido a la necesidad de contar con el área despejada, que permitiera el desarrollo de operaciones en el pozo por parte de la operadora.

**2.5.2 Fase II.** La Fase II inició, el día setenta y cinco (75) después de la contingencia, se describe el plan de trabajo para cada zona afectada el cual se desarrolló en totalidad durante la Fase II teniendo en cuenta las actividades de la Fase I.

- **Zona 1A.** El material contaminado, se desplazó con ayuda de la retroexcavadora cerca al área excavada donde se removió y se creó un dique para evitar que se depositara nuevamente. En la zona excavada se aplicaron 0,5 galones de tecnología OSE II como medida de contención a un afloramiento de petróleo crudo que se produjo. Finalmente se delimita con cinta perimetral la zona excavada.
- **Zona 1B.** Este terreno no fue tratado durante la Fase I, para iniciar el proceso de recuperación y limpieza se realizaron apiques en diferentes puntos donde se evidenció grandes brotes de crudo, olor y trazas de crudo hasta nivel de profundidad de geomembrana.

**Tabla 6.** OSE II aplicado Zona 1B

ZONA 1	OSE II APLICADO [gal]
B	15,0

Fuente: elaboración propia, con base en EOM CONSULTING S.A.S. Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. 27 de agosto de 2018

Se aplicaron 15 galones de la tecnología OSE II como medida de tratamiento del material contaminado. Posterior se hace hidratación manual y volteo con retroexcavadora de acuerdo con el plan de trabajo para esta zona. Al finalizar la operación de descontaminación se procedió con ayuda de la retroexcavadora a la reconfiguración del material de la zona.

- **Zona 1C.** La zona C se subdivide en la sección interna y externa, en la sección interna también mencionada como C1 se remueve material de operaciones y se hacen apiques con el fin de determinar la profundidad y

alcance de impregnación e infiltración de petróleo crudo, donde se corrobora que, el área más afectada es la que se encuentra adyacente al muro que delimita al dique construido orientado hacia la plataforma. Además, se hace una excavación a 40 cm de profundidad en un trazo que conecta la zona C externa con la zona D1, con la que se verifica que no hay conexión de material contaminado entre las dos zonas.

Se lleva a cabo la operación de corte de tubería de agua y de producción de la zona C externa liderada por la operadora. Durante el desarrollo de la actividad se recolectan aproximadamente 85 galones de crudo producto de la filtración en las tuberías. Gran parte de este crudo contamina la zona 1C y como acciones de contención se realizó limpieza y se extrajo la mayor cantidad de crudo posible, haciendo uso de telas oleofílicas y de herramienta menor.

Además, se realiza la aplicación de 1,5 galones de tecnología OSE II como medida de tratamiento inmediato sobre el área afectada. Se evidencia una excelente evolución y degradación del crudo que afectaba la zona. Se realiza limpieza general de las cunetas de la zona, removiendo sedimentos, arbustos, tuberías y elementos de metal.

Como última acción, es demolido el dique que encierra la zona y a medida que continúa la excavación, el material contaminado es evacuado en volquetas con destino a tratamiento externo a laboratorio. Finalmente se delimita con cinta perimetral la zona excavada.

- **Zona 1D.** Esta zona es dividida en zona D1 y zona D2, para las cuales se ejecutaron las siguientes actividades:

Zona D1. Se delimitó la zona, se realizó apertura de seis apiques para tomar muestras compuestas en profundidades de 20, 40 y 60 cm y fueron enviadas a dos laboratorios con el fin de obtener resultados más precisos.

Posterior a estas actividades, se excava hasta profundidad de geomembrana, abarcando un área aproximada de 289 m<sup>2</sup> donde se evidenció afloramiento de petróleo crudo desde las paredes inferiores de la placa de concreto y en puntos donde se almacenaban y se liberaron al momento de la excavación. Debido a esto y teniendo en cuenta el área total de la zona, se aplicaron en 27 galones de tecnología OSE II tal como se evidencia en la Tabla 6, haciendo los respectivos procedimientos de hidratación, oxigenación, seguimiento y monitoreo de la evolución del proceso de descontaminación del material de esta zona.

**Tabla 7. OSE II aplicado Zona D1**

ZONA 1	ÁREA INTERVENIDA [m2]	VOLUMEN TRATADO [m3]	OSE II APLICADO [gal]
D1	289,54	347,4	27,0

Fuente: elaboración propia, con base en EOM CONSULTING S.A.S. Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. 27 de agosto de 2018

Finalmente se realiza la reconfiguración de la zona intervenida con apoyo de la retroexcavadora y adecuación para su entrega final.

Zona D2. Se realizó el mismo procedimiento que en la zona D1, al realizar la excavación se evidenció afloramiento de petróleo crudo desde las paredes inferiores de la placa de concreto de la plataforma, en varios puntos de la zona incluyendo debajo de la tubería de producción que se encontraba enterrada en esta zona. Como consecuencia, se hizo la aplicación total de 42 galones de tecnología indicado en la Tabla 7, haciendo los respectivos procedimientos de hidratación, oxigenación, seguimiento y monitoreo de la evolución del proceso de descontaminación del material de esta zona.

**Tabla 8. OSE II aplicado Zona D1**

ZONA	ÁREA INTERVENIDA [m2]	VOLUMEN TRATADO [m3]	OSE II APLICADO [gal]
D2	355.50	426,6	42.0

Fuente: elaboración propia, con base en EOM CONSULTING S.A.S. Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. 27 de agosto de 2018

Finalmente se realiza la reconfiguración de la zona intervenida con apoyo de la retroexcavadora y adecuación para su entrega final.

- **Zona 1F.** Se realizan apiques para la toma de muestras compuestas para determinar el valor de TPH del material de esta zona. La toma de muestras compuestas se hace a diferentes profundidades de 20 cm, 40 cm y 60 cm. Se hace la aplicación total de 20 galones de OSE II sobre el material y posteriormente se hidrata y se oxigena la zona mediante volteo con retroexcavadora en los días posteriores a la aplicación.

Se realiza limpieza general de las cunetas de la zona, removiendo sedimentos, arbustos y reemplazamiento de una barrera oleofílica y por último se delimita el área excavada de la zona con cinta perimetral.

- **Zona 4.** Se ejecutó el plan de trabajo que integró de las siguientes actividades. Se remueve la cubierta de plástico de la zona y se hace un volteo con apoyo de la retroexcavadora, una vez realizado esto se evidencia iridiscencia en varios puntos del material apilado y en agua de la canal que rodea la zona. Se hace el cálculo del material de la zona, arrojando un aproximado de 622 m<sup>3</sup>, se aplica 5 galones de OSE II sobre la zona.

Posteriormente se hace hidratación y volteo con apoyo de la retroexcavadora en días siguientes a la aplicación de OSE II. Se realiza limpieza general de las cunetas de la zona, removiendo sedimentos, arbustos y se hace la instalación de dos barreras oleofílicas y, por último, se toman cuatro muestras compuestas y se envían a laboratorio.

A continuación, se muestra la evidencia del estado final de esta zona durante su último volteo y un cuadro con los valores de área y volumen tratados.

**Tabla 9.** OSE II aplicado Zona 4

ZONA	ÁREA INTERVENIDA [m <sup>2</sup> ]	VOLUMEN TRATADO [m <sup>3</sup> ]	OSE II APLICADO [gal]
4	691	622.0	5.0

Fuente: elaboración propia, con base en EOM CONSULTING S.A.S. Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. 27 de agosto de 2018

- **Zona 6.** Durante la fase I del proyecto, detrás de la planta de gas, a lo que se denomina zona seis, se apiló material contaminado, el cual fue evacuado mediante volquetas para tratamiento externo en laboratorio, es decir, *ex situ* y se hace limpieza de la placa de concreto en la que se encontraba este material, culminando de esta manera la intervención en esta zona.

Los trabajos de la Fase II concluyeron el día ciento cuatro (104), fecha en la cual se finaliza el proceso de recuperación ambiental de suelo debido a derrame de petróleo crudo, obteniendo el siguiente resumen de producto utilizado en la última Fase del plan de trabajo.

**Tabla 10. Producto aplicado OSE II Fase II**

ZONA	SUBZONA	TIEMPO [ día]	CANTIDAD OSE II [gal]	CANTIDAD DE AGUA [gal]	TOTAL OSE II APLICADO POR SUBZONA [gal]	TOTAL OSE II APLICADO POR ZONA [gal]
1	A	104	0.5	25	0.5	106
	B	102	9	450	15	
		103	5	250		
		104	1	50		
		C2	87	1		
	88	0.5	25			
	C1	-	0	0	0	
	D1	83	15	750	27	
		87	5	250		
		88	2.5	125		
		89	0.5	25		
		96	2	100		
		97	0.5	25		
		98	0.5	25		
		99	0.5	25		
	D2	79	5	250	42	
		80	20	1000		
		84	6.5	325		
		86	5	250		
		88	0.5	25		
		95	3	150		
96		0.5	25			
97		0.5	25			
98		0.5	25			
101		0.5	25			
F	75	5	250	20		
	76	15	750	5		
	78	5	250			
4	<b>TOTAL</b>			<b>5550</b>	<b>111</b>	<b>111</b>

Fuente: EOM CONSULTING S.A.S. Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. 27 de agosto de 2018

### 3. RESULTADOS

Como resultados se evidencian los datos obtenidos del laboratorio por la operadora y la empresa EOM y el flujograma para derrame de petróleo crudo, creado como modelo para próximas contingencias.

#### 3.1 RESULTADOS DE LABORATORIO

Según el procedimiento descrito anteriormente se presentan los respectivos resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio de los parámetros relacionados a hidrocarburos en las zonas de interés antes, durante y después de la contingencia, con el fin de obtener una visión clara del comportamiento de los parámetros a través del tiempo al usa OSE II como tecnología de remediación.

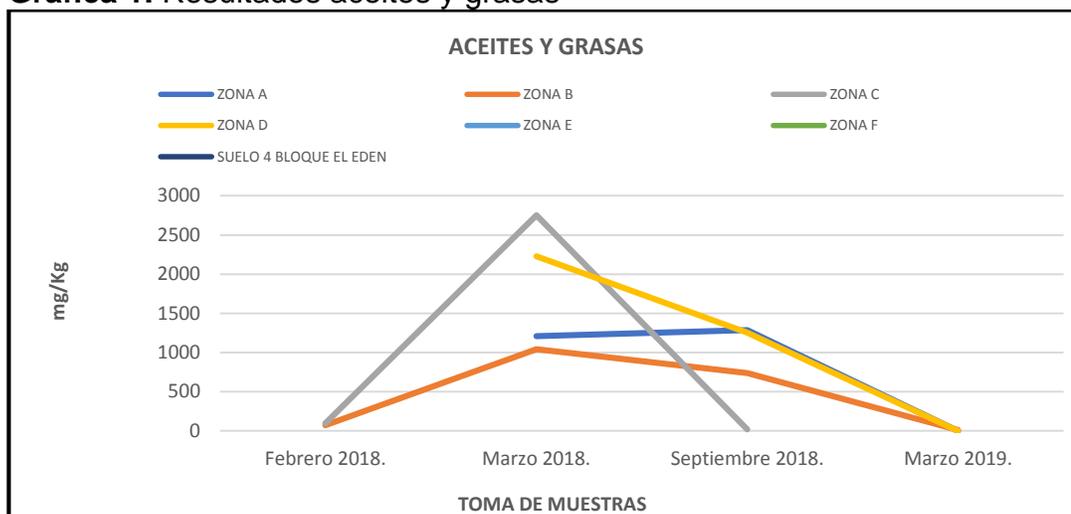
**3.1.1 Resultados generados por la operadora.** A continuación, se representan todos los valores de los resultados por parámetros:

**Tabla 11.** Resultados aceites y grasas

ACEITES Y GRASAS							
ZONA	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D	ZONA E	ZONA F	SUELO 4 BLOQUE EL EDEN
Protocolo Internacional de Lousiana 29B. Capitulo 3.	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
Febrero 2018.		71,2	96,3				
Marzo 2018.	1208	1042,666	2752,666	2228,67			
Septiembre 2018.	1285,00	737,00	20,50	1252	194,00	210,00	215,00
Marzo 2019.	18.8	11		56.6			

Fuente: elaboración propia, con base en OPERADORA. Caracterización fisicoquímica de cortes. Colombia. 2018, 2019.

**Gráfica 1. Resultados aceites y grasas**



Fuente: elaboración propia

La existencia de aceites y grasas en el suelo genera variaciones tanto en la permeabilidad como en la compactación, debido a que está asociado a la saturación del aceite en el medio. Referente a la variación mecánica se destaca, que las alteraciones en el comportamiento mecánico están condicionadas al tipo de suelo y a las concentraciones de las distintas sustancias.

Observando los resultados se identifica que los valores alcanzados a los días de la contingencia (marzo 2018) no superan la norma establecida, pero si se puede detallar un incremento en las zonas B y C con respecto a los resultados obtenidos antes de la contingencia (febrero 2018) como se muestra en la Tabla 11. Esto quiere decir que el derrame no tuvo un impacto toxico importante en el suelo.

La zona que presentó un mayor nivel de contenido de aceites y grasas fue la zona D, sin embargo, alcanzo un nivel considerablemente inferior al finalizar la implementación de la tecnología. Ver Gráfica 1.

**Tabla 12. Resultados benceno**

BENCENO							
ZONA	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D	ZONA E	ZONA F	SUELO 4 BLOQUE EL EDEN
Febrero 2018.							
Marzo 2018.	0.25	0.25	0.25	0.25			
Septiembre 2018.	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Marzo 2019.							

Fuente: elaboración propia, con base en OPERADORA. Caracterización fisicoquímica de cortes. Colombia. 2018, 2019.

**Gráfica 2. Resultados benceno**



Fuente: elaboración propia

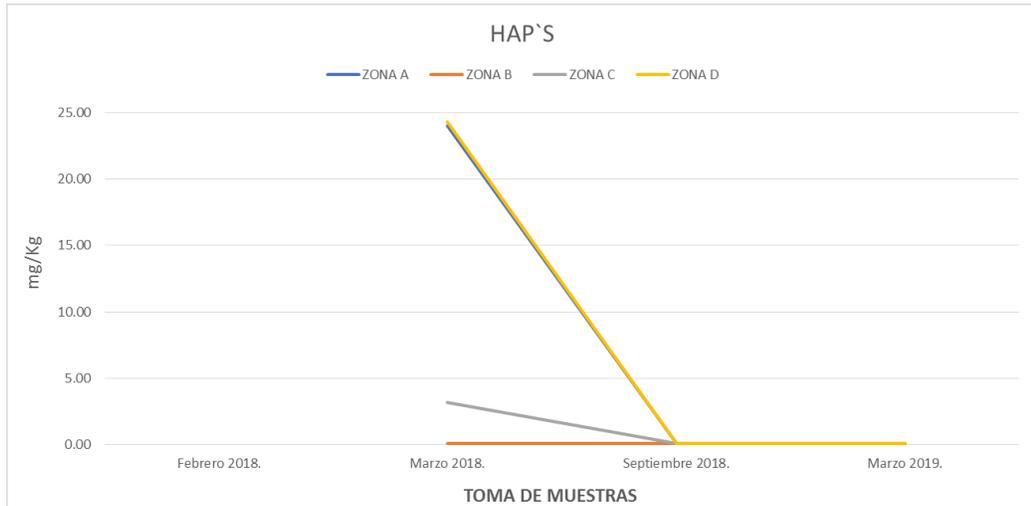
Observando los resultados obtenidos en las diferentes zonas se puede evidenciar que no hay ningún cambio e incluso el nivel de este parámetro se encuentra en niveles bajos, mostrando el bajo índice de toxicidad.

**Tabla 13. Resultados HAP'S**

HAP'S							
ZONA	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D	ZONA E	ZONA F	SUELO 4 BLOQUE EL EDEN
Febrero 2018.							
Marzo 2018.	24	0.09	3.18	24.32			
Septiembre 2018.	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Marzo 2019.	0.0667	0.0667		0.0667			

Fuente: elaboración propia, con base en OPERADORA. Caracterización fisicoquímica de cortes. Colombia. 2018, 2019.

**Gráfica 3. Resultados HAP'S**



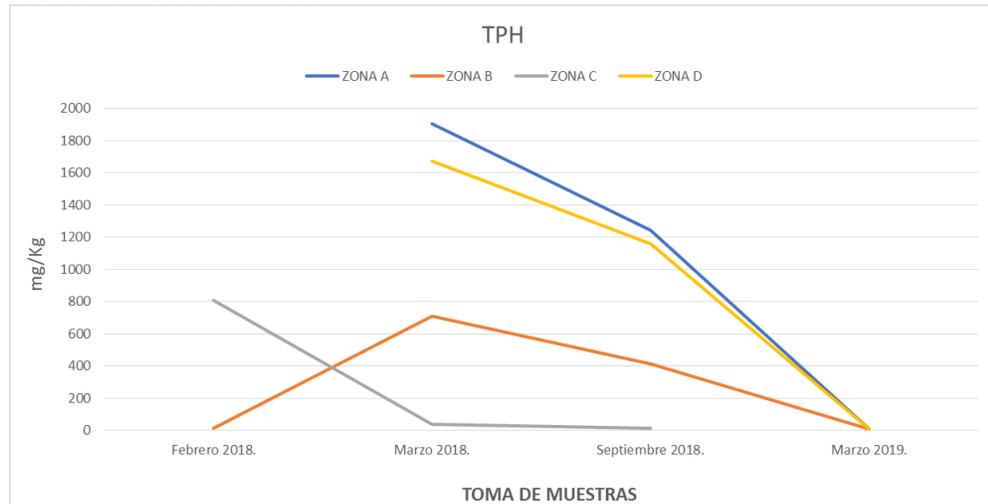
Fuente: elaboración propia

**Tabla 14. Resultados TPH**

TPH							
ZONA	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D	ZONA E	ZONA F	SUELO 4 BLOQUE EL EDEN
Febrero 2018.		15.3	807				
Marzo 2018.	1903.333	708.00	40.7	1671.7333			
Septiembre 2018.	1243.00	411.666	15.00	1159.00	185.00	198.00	175.00
Marzo 2019.	10	10		10			

Fuente: elaboración propia, con base en OPERADORA. Caracterización fisicoquímica de cortes. Colombia. 2018, 2019.

**Gráfica 4. Resultados TPH**

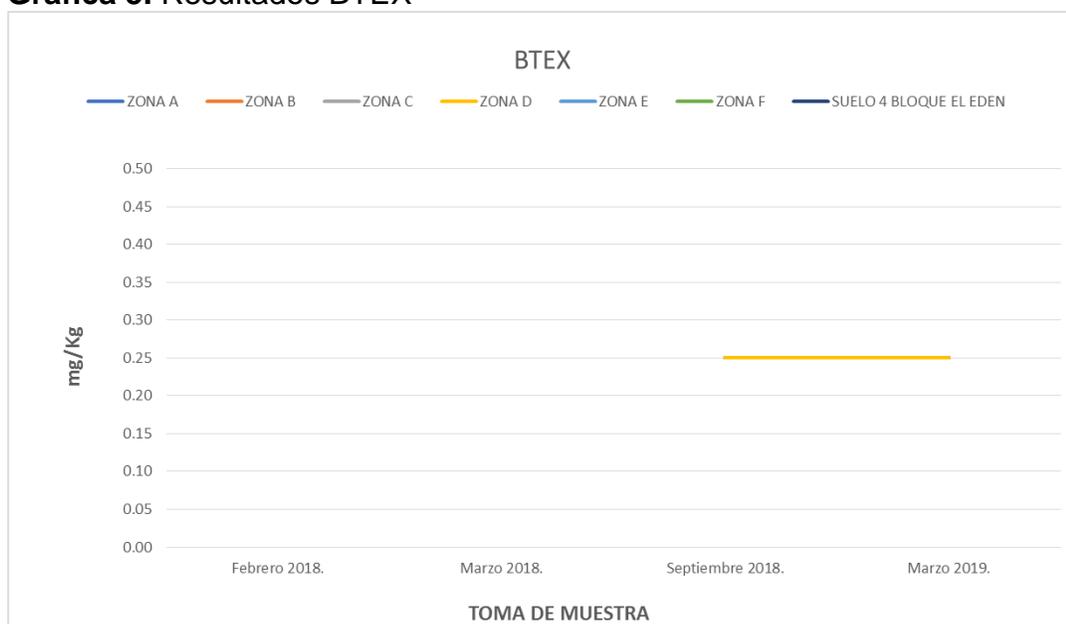


Fuente: elaboración propia

**Tabla 15. Resultados BTEX**

BTEX							
ZONA	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D	ZONA E	ZONA F	SUELO 4 BLOQUE EL EDEN
Febrero 2018.							
Marzo 2018.							
Septiembre 2018.	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Marzo 2019.	0.25	0.25	0.25	0.25			

Fuente: elaboración propia, con base en OPERADORA. Caracterización fisicoquímica de cortes. Colombia. 2018, 2019.

**Gráfica 5. Resultados BTEX**

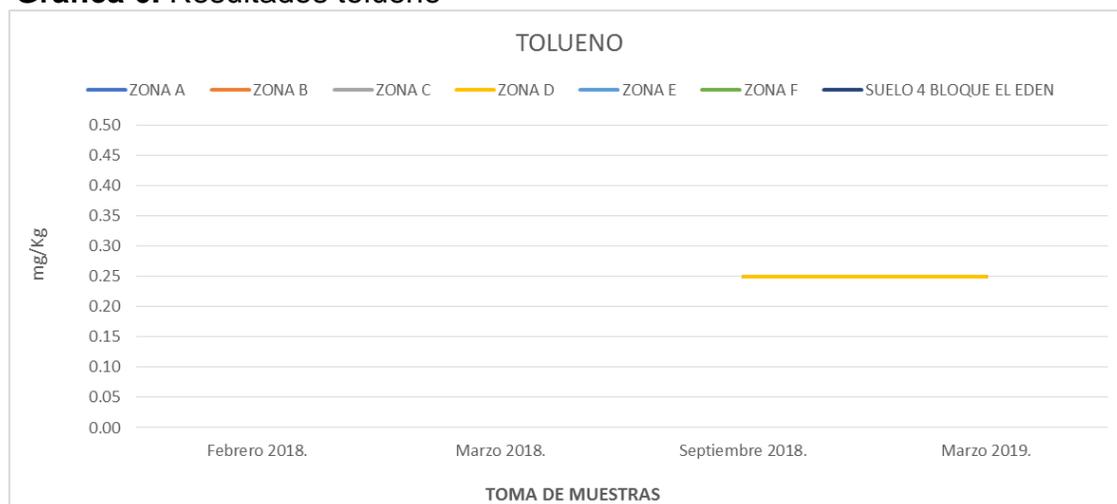
Fuente: elaboración propia

**Tabla 16. Resultados tolueno**

TOLUENO							
ZONA	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D	ZONA E	ZONA F	SUELO 4 BLOQUE EL EDEN
Febrero 2018.							
Marzo 2018.							
Septiembre 2018.	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Marzo 2019.	0.25	0.25	0.25	0.25			

Fuente: elaboración propia, con base en OPERADORA. Caracterización fisicoquímica de cortes. Colombia. 2018, 2019.

**Gráfica 6. Resultados tolueno**



Fuente: elaboración propia.

El protocolo internacional Louisiana 29B indica el límite máximo para Aceites y grasas, el cual corresponde a 10,000 mg/kg según el capítulo 3. De los valores obtenidos se evidencia que en promedio todas las muestras se encuentran por debajo de 3,000 mg/kg lo que representa un 30% con respecto al referente estipulado en la norma.

A su vez, la determinación de Hidrocarburos Totales de Petróleo conocido también como TPH, hace un papel indispensable en la evaluación del material afectado cuando ocurre una contingencia donde exista contaminación por hidrocarburos. Aunque las muestras de cortes provenientes de cada uno de los puntos de monitoreo sean de un mes antes al derrame, se evidencia concentraciones de TPH debido a actividades antropogénicas desarrolladas durante procesos de producción en el pozo.

**3.1.2 Resultados generados por EOM.** Dos (2) días después de ocurrida contingencia, al inicio de la Fase I se llevó a cabo un monitoreo a condiciones normales, con el fin de conocer el estado actual del suelo.

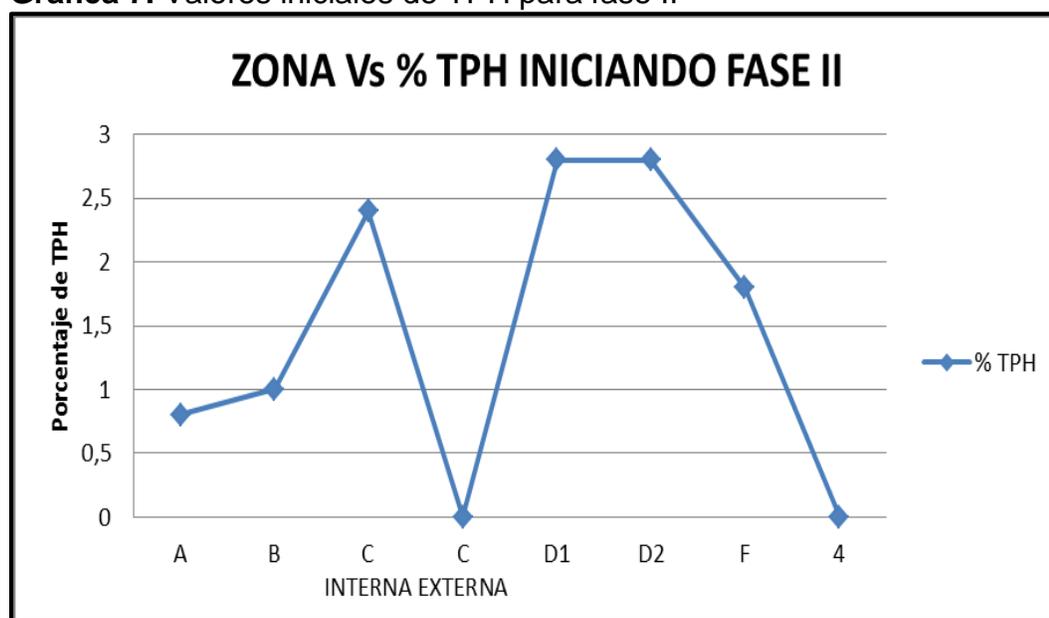
Al comenzar la fase II se tomaron muestras de las zonas respectivas para poder ver posteriormente la eficiencia de la estabilización del suelo.

**Tabla 17.** Valores iniciales de TPH para fase II

Zona	TPH % INICIAL FASE II
A	0,8
B	1
C INTERNA	2,4
C EXTERNA	-
D1	2,8
D2	2,8
F	1,8
4	-

Fuente: elaboración propia, con base en EOM CONSULTING S.A.S. Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. 27 de agosto de 2018

**Gráfica 7.** Valores iniciales de TPH para fase II

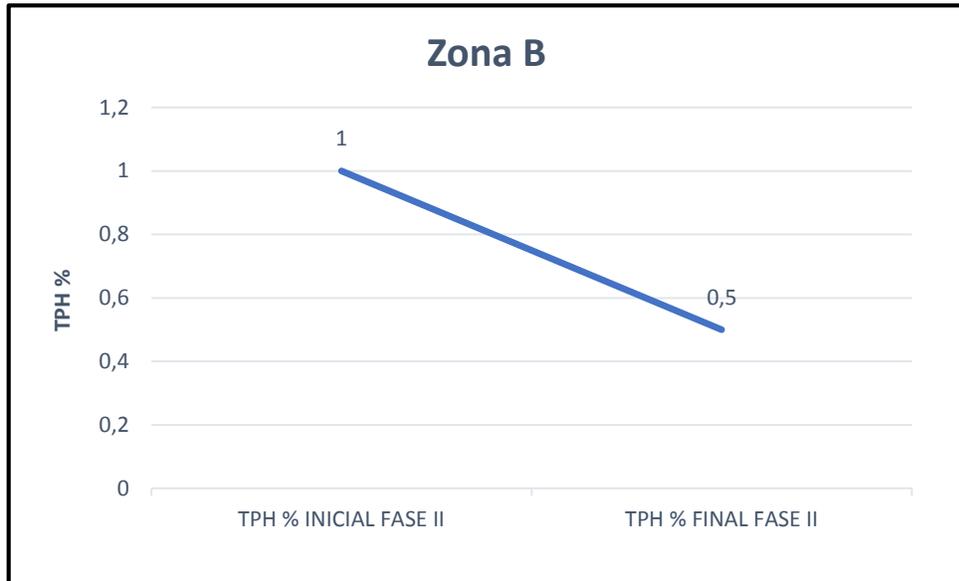


Fuentes: elaboración propia

**Zona A.** Como se evidencia la zona A tuvo el resultado deseado en la fase I, es por ello que en la fase II no se aplica OSE II en esta zona.

**Zona B.** En la fase I no se intervino esta zona, es decir que en la fase II tenía la misma concentración de TPH que cuando ocurrió la contingencia, al aplicarse la tecnología dio como resultado una disminución del 0.5 % en concentración de TPH, estando ya bajo la normativa.

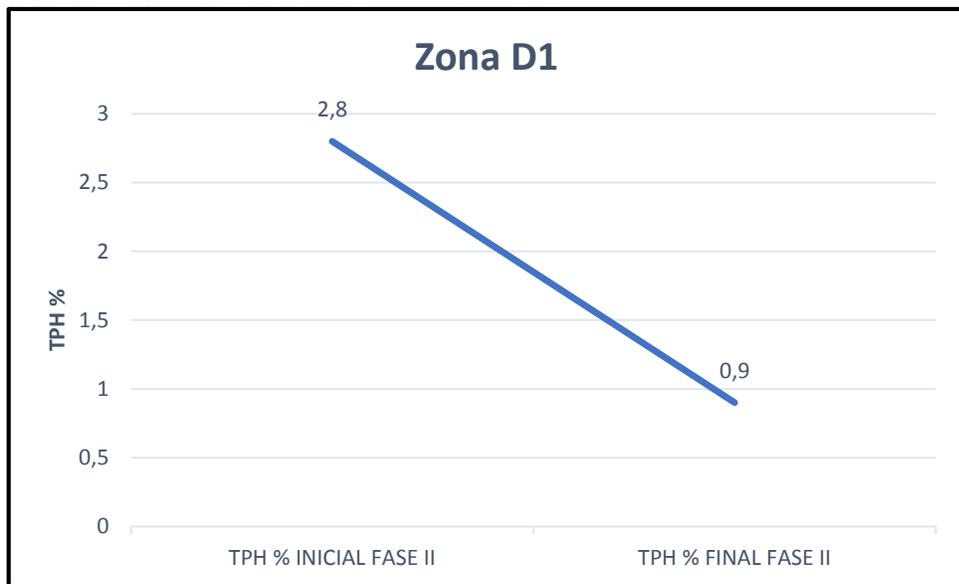
**Gráfica 8.** Disminución de TPH en zona B posterior a la aplicación de OSE II



Fuente: elaboración propia

**Zona D.** Esta zona es dividida en D1 y D2, como se mencionó anteriormente en la zona D1 se tienen 6 resultados de las muestras tomadas, los cuales fueron promediados logrando una disminución considerable de 1.9 en la concentración de TPH. Ver Gráfica 9.

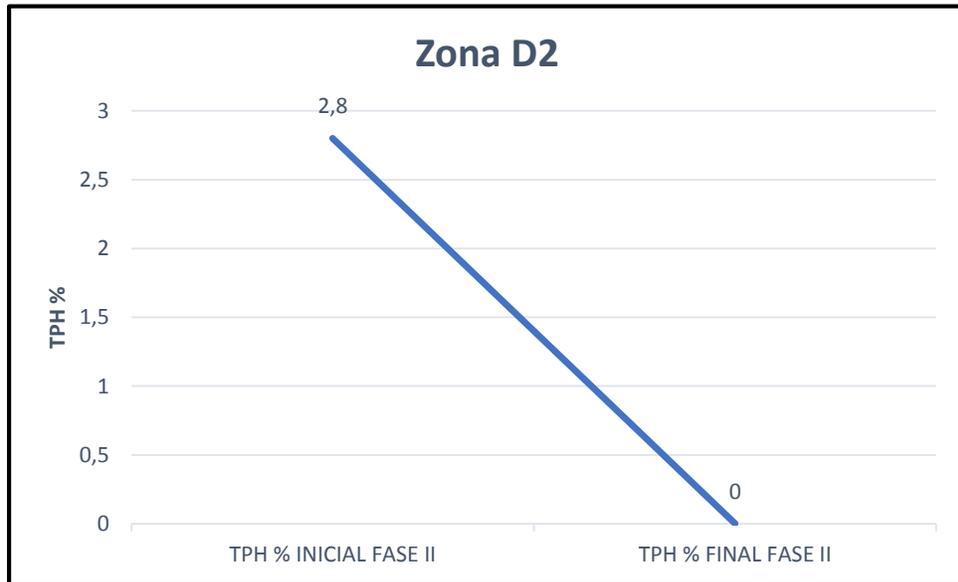
**Gráfica 9.** Reducción de TPH en zona D1



Fuente: elaboración propia

Para la zona D2 se realizó el mismo procedimiento dando como resultado una disminución absoluta de concentración de TPH, es decir que la muestra al finalizar la fase II arrojó un resultado del 0%.

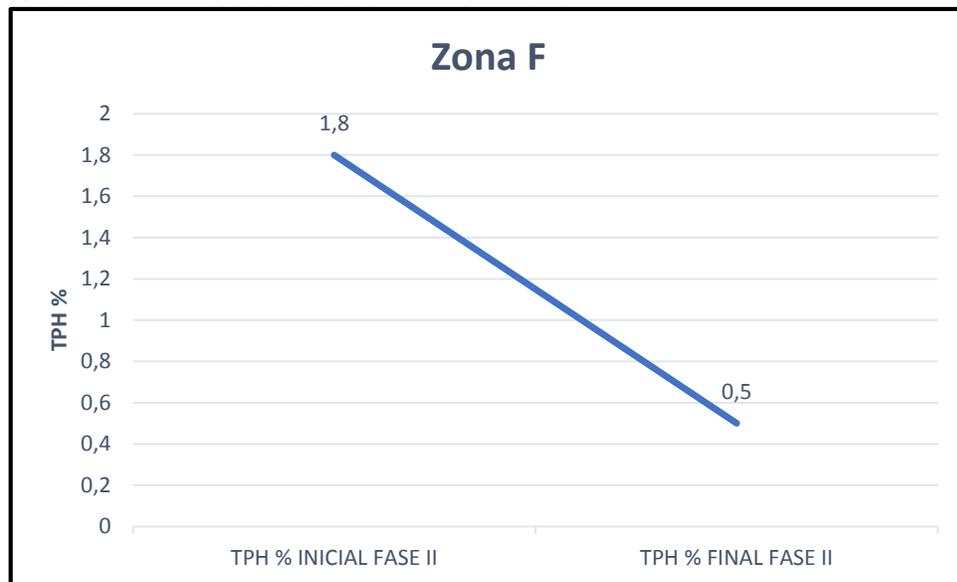
**Gráfica 10.** Reducción de TPH en zona D2



Fuente: elaboración propia

**Zona F.** En la zona F realizó un promedio de los resultados y tal como lo muestra la Gráfica 11 se obtuvo una disminución en la concentración de TPH, de 1,3 %.

**Gráfica 11.** Reducción de TPH en zona F



Fuente: elaboración propia

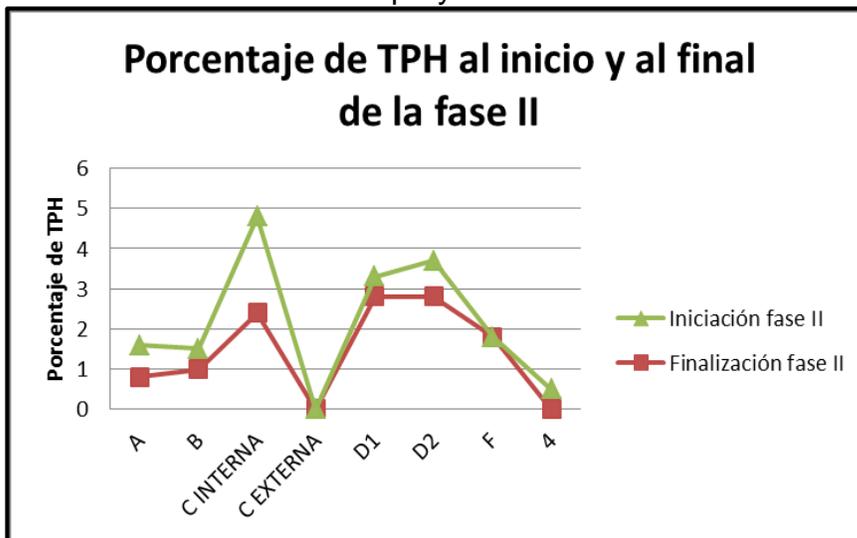
A continuación, se muestran los valores obtenidos de TPH al finalizar la fase II donde comprueba la eficiencia de la recuperación, puesto que todos los resultados se encuentran por debajo de 1%. En el caso de las zonas C externa y 4 no se tienen resultado debido a que estas fueron tratadas *ex-situ* en plantas de tratamiento.

**Tabla 18.** Comparativa de valores de TPH iniciales y finales en la fase II del proyecto.

Zona	TPH % INICIAL FASE II	TPH % FINAL FASE II
A	0,8	0,8
B	1	0,5
C INTERNA	2,4	2,4
C EXTERNA	-	0,5
D1	2,8	0,9
D2	2,8	0
F	1,8	0,5
4	-	4,2

Fuente: elaboración propia, con base en EOM CONSULTING S.A.S. Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. 27 de agosto de 2018

**Gráfica 12.** Comparativa de valores de TPH iniciales y finales en la fase II del proyecto.



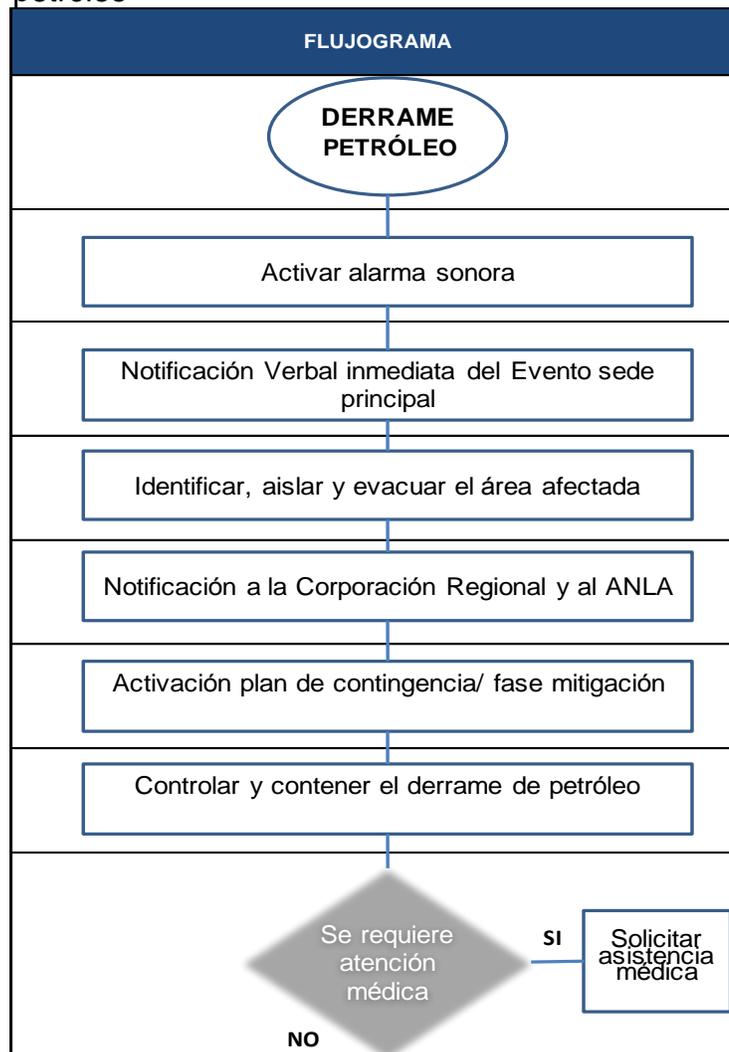
Fuente: elaboración propia

Como se evidencia en la Gráfica 12 en todas las zonas se refleja una reducción en el contenido de TPH durante el transcurso de la implementación de la tecnología.

Durante el desarrollo de este proyecto y según los resultados expuestos se demuestra que el procedimiento óptimo ejecutado por la operadora y la implementación de la tecnología EOM, fue el correcto para lograr la recuperación del suelo según los parámetros de la Norma Lousiana 29B, cumpliendo con lo establecido en la constitución Colombia en artículo 8, 58, 79 y 80 de proteger las riquezas culturales y naturales de la Nación mediante entidades de orden nacional, regional y local (Ministerio de medio y desarrollo sostenible, 2018).

### 3.2 FLUJOGRAMA PLAN DE CONTINENCIA PARA DERRAME DE PETRÓLEO CRUDO

**Imagen 10.** Flujograma atención derrame de petróleo



**Imagen 10. (Continuación)**

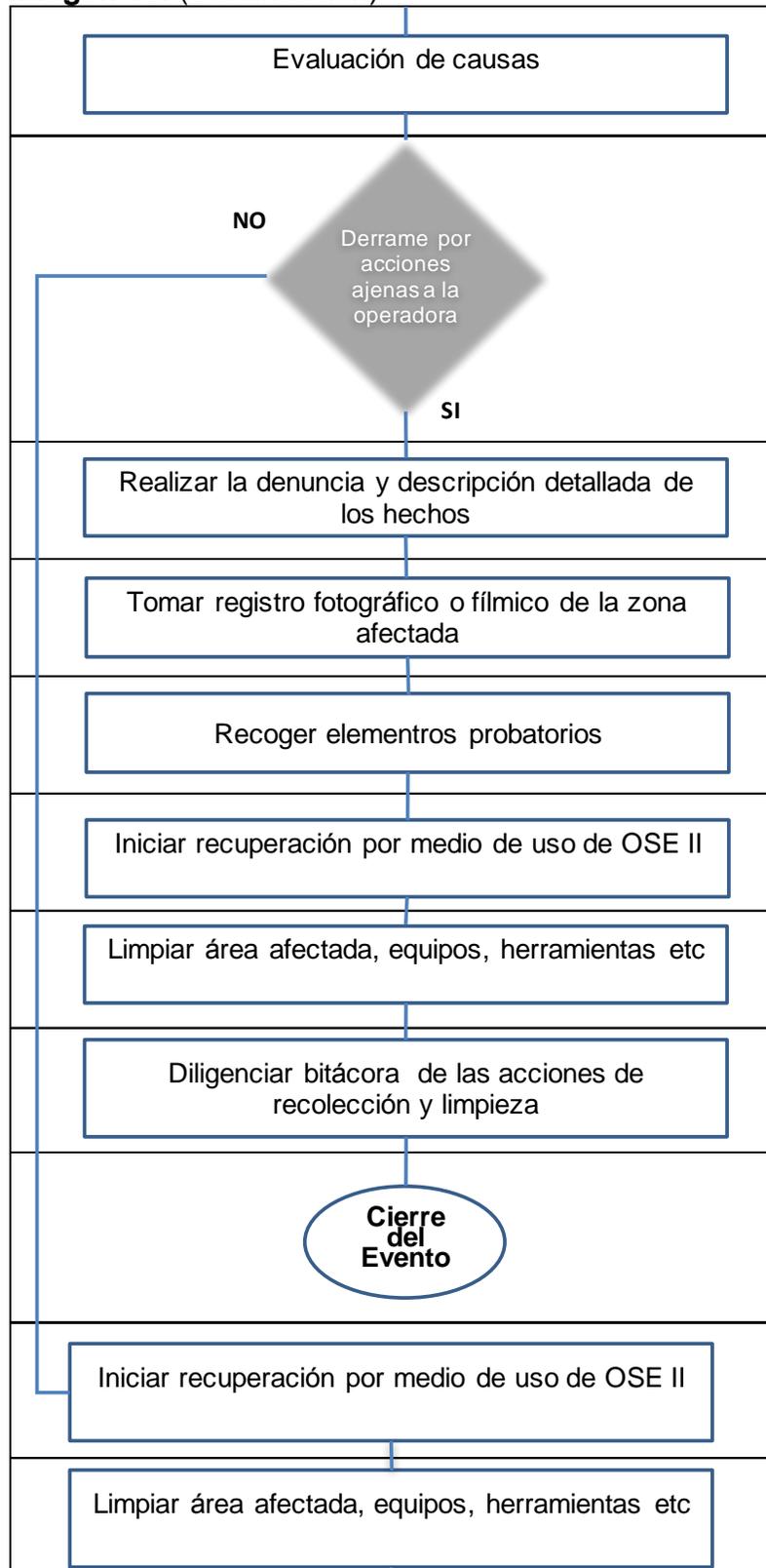
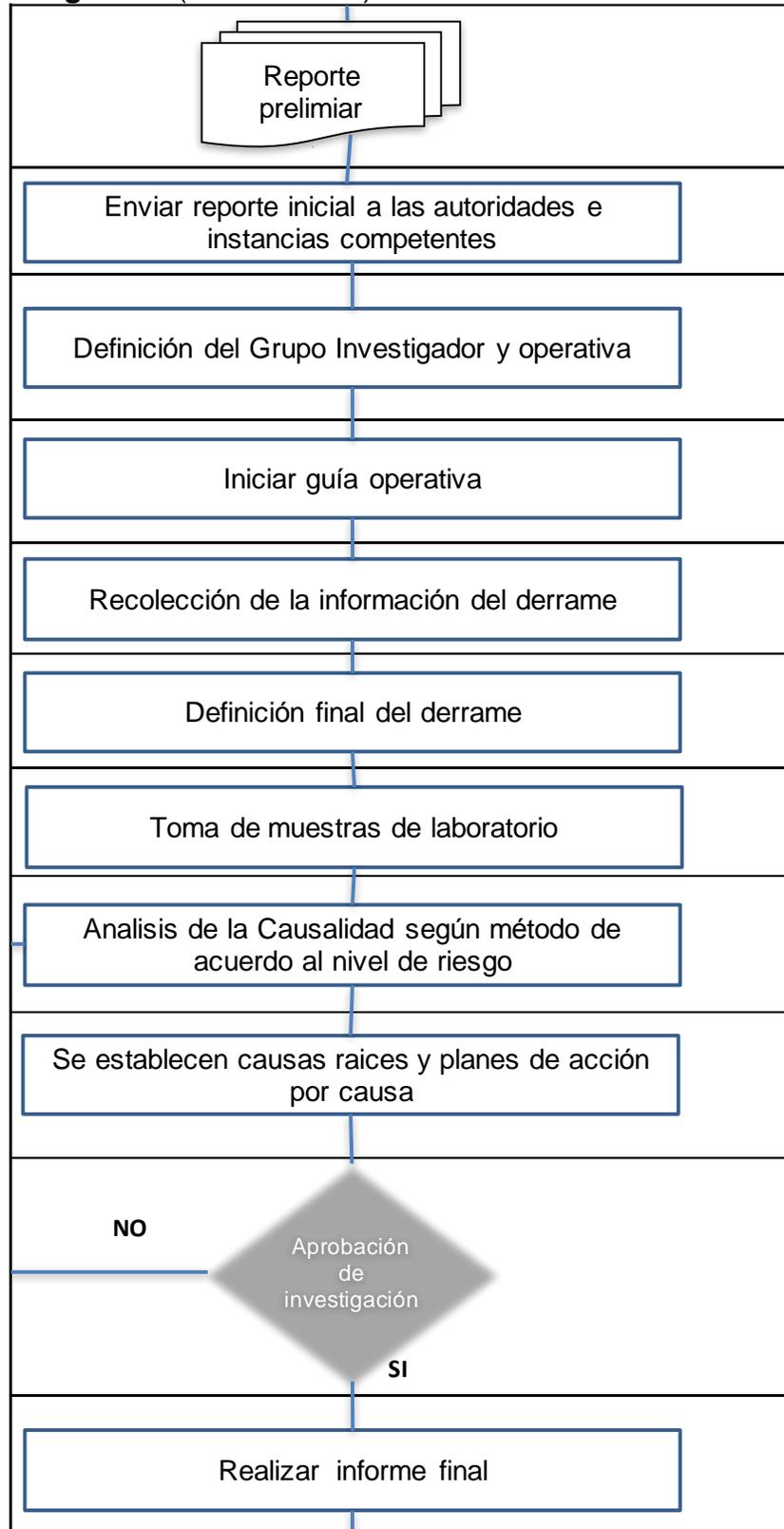
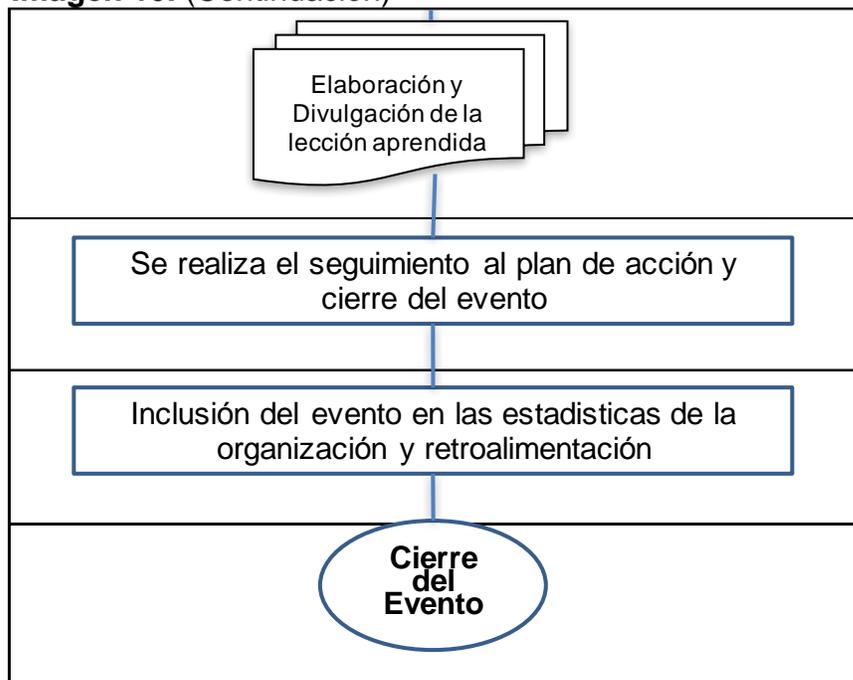


Imagen 10. (Continuación)



**Imagen 10. (Continuación)**



Fuente: elaboración propia basado en OPERADORA. Plan de Contingencias. Colombia. 2016.

**3.2.1 Plan de contingencia para derrame de petróleo crudo.** El Plan de Contingencias para derrame de petróleo en suelo da cumplimiento a los principios establecidos en los Decretos 321 de 1999, Decreto 1609 de 2002 y la Ley 1523 de 2012. Este hace parte integral del Plan Nacional de Contingencias y mantiene la misma estructura y lineamientos, compuesto por un Plan Estratégico, Plan Operativo y un Plan Informático. Dicho documento se encuentra enfocado para quienes manipulen petróleo crudo en actividades como en exploración, refinación, procesamiento, transporte o almacenamiento.

El objetivo principal es crear una estrategia de manejo que permita coordinar la prevenir, el control y la atención oportuna de un eventual derrame o escape de petróleo crudo y así minimizar los efectos negativos sobre el medio ambiente, la vida humana y la infraestructura de la operadora y contratistas.

**3.2.1.1 Plan estratégico.** El Plan Estratégico concentra su desarrollo en la prevención, preparación y entrenamiento para una emergencia. En este documento se realiza una caracterización ambiental y social del área de influencia, la descripción de la instalación, el análisis y evaluación del riesgo, el desarrollo de las estrategias de prevención y respuesta, estructura organizacional, capacitación, entrenamiento y simulacros, socialización y divulgación del PDC.

- **Alcance.** La prevención del daño se compone principalmente por dos fases, la prevención a partir del análisis de riesgo y la mitigación de afectación es decir la respuesta a la contingencia.

Dentro del alcance se define la estructura organizacional para la atención oportuna a la emergencia, los roles y responsabilidades de las personas que actuarán según el nivel de activación, los riesgos teniendo en cuenta la localización de operaciones y así realizar una toma de decisiones adecuada basado en el diseño de las acciones de respuesta. Además, se debe diagnosticar las posibles consecuencias del derrame sobre personas, medio ambiente, bienes e infraestructura.

- **Responsabilidad en la atención del derrame de petróleo.** Las acciones y el alcance de repuesta ante un derrame de petróleo crudo por parte de la operadora dependen directamente del origen de la contingencia. Cuando el derrame se debe a acciones ajenas a la compañía, se deberá realizar la atención y mitigación según lo establecido en el Decreto 321 de 1999 – Artículo 5, numeral 8: Responsabilidad de Atención del Derrame.

En caso de que el derrame se ocasione por fallas operativas en actividades generales de operación o mantenimiento, sean voluntarios o involuntarias, la operadora debe iniciar de inmediato las acciones de mitigación descritas en este documento con el fin de minimizar el impacto producido. Si llegara a causar afectación socio ambiental, debe activar los procedimientos de corrección, descontaminación y remediación y procurar de nuevo el equilibrio ecológico y así cumplir con las exigencias de las autoridades ambientales.

Cuando el derrame ocurre por actos ilícitos, es indispensable realizar un registro fotográfico y/o fílmico del estado en que se encuentra la zona afectada antes de iniciar a intervenir. Posterior se procede a recoger herramientas, válvulas, tuberías de conexión, elementos desconocidos y demás objeto que sirvan como material probatorio.

Además, para llevar control y evaluar los costos que genera la atención del derrame se deberá llevar una bitácora de actividades como la recolección de petróleo crudo derramado y la limpieza de la zona afectada.

- **Acciones ambientales.** Cuando ocurra un derrame de petróleo crudo se debe hacer activación inmediata de la fase de mitigación la cual consiste en controlar y contener el derrame, realizar recuperación ambiental y limpieza del área, equipos y herramientas.

Si el incidente es de origen ilícito, el PDC se llevará a cabo hasta el plan de mitigación apoyado por la C.A.R. en todos los estudios necesarios para conocer lo sucedido y la reducción del riesgo y los integrarán a los planes de

ordenamiento de cuencas, de gestión ambiental, de ordenamiento territorial y de desarrollo. (PDC Operadora junio 2016).

- **Reporte inicial.** El reporte inicial debe ser enviado 24 horas siguientes a la contingencia, a las siguientes autoridades e instancias que tengan jurisdicción en el área afectada, Corporación Autónoma Regional según el municipio, el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, ANLA, Coordinación del Comité Técnico del Plan Nacional de Contingencia, Servicios Seccionales de Salud a nivel municipal y/o departamental, Consejos Municipal y Departamental para la Gestión del Riesgo de Desastres. Su objetivo principal es notificar todo vertimiento de petróleo crudo que puede ocasionar contaminación ambiental y además estimar la magnitud y severidad del incidente.
- **Reporte Final de un Derrame.** El reporte final debe ser enviado máximo 20 días siguientes al derrame, debe ser enviado a las mismas autoridades que fue enviado el reporte inicial, con el objetivo de mantener informado a los entes regulatorios de las circunstancias y la atención prestada.

El reporte inicial como el final debe contener información precisa, continúa y oportuna de lo ocurrido, dichos reportes son de vital importancia ya que a partir de la información documentada se lleva un control del proceso y además se evalúa la atención a la contingencia dando cumplimiento y uso de los formatos establecido por Decreto 321 de 1999.

- **Acciones administrativas.** Si las autoridades deciden iniciar un procedimiento sancionatorio contra la empresa debido al daño ambiental, se debe dar respuesta al acto administrativo y tomar las medidas correctivas que apliquen manejando todos los aspectos de planificación del plan.

**3.2.1.2 Plan operativo.** El Plan Operativo son un conjunto de acciones y decisiones reactivas que se deben tomar para dar una respuesta eficaz a la contingencia teniendo en cuenta las características y los recursos que se tienen disponibles para el control y el manejo adecuado, sirviendo de herramienta para facilitar el manejo y atención al derrame de petróleo crudo.

- **Alcance.** Esta sección define los parámetros de activación, notificación, reporte, líneas de acción, operaciones de respuesta, procedimientos operativos, esquema básico y demás actividades generales y específicas ante una activación del Plan de Contingencia para derrame de petróleo crudo.

- **Evaluación de la contingencia.** Tiene como objetivo principal estimar la magnitud de la contingencia y así mismo la capacidad de atención teniendo en cuenta los riesgos.

**Cuadro 1.** Evaluación de emergencia

Aspecto a considerar	Descripción
Origen del derrame.	Se determina la fuente del derrame.
Características del hidrocarburo	Tipo de sustancia y sus principales características fisicoquímicas.
Riesgos.	Determinación de posibles riesgos del personal involucrado en la emergencia, tanto comunidad, como operativo, afectación al medio ambiente e infraestructura.
Estimación aproximada del volumen máximo potencial del derrame.	Evaluación detallada del daño e inventarios de infraestructura que pueda generar derrames adicionales. Evaluación del posible efecto dominó en otras áreas.
Estimación de las condiciones ambientales y climatológicas predominantes.	Determinación de niveles pluviométricos, dirección, velocidad de los vientos, aspectos geomorfológicos, etc.
Trayectoria esperada del derrame.	A partir de la información ambiental y climatológica, realizar predicciones sobre los movimientos de derrame y verificar dichos comportamientos con sobrevuelos aéreos.
Identificación de los recursos amenazados.	Identificar recursos humanos amenazados, tanto en las instalaciones, como en áreas cercanas al sitio de ocurrencia del derrame, para que en caso necesario se consideren evacuaciones temporales de dicho personal.
Equipos disponibles.	Evaluar la disponibilidad de los recursos de equipos para el control del derrame. Identificar equipos adicionales que sean requeridos para la atención y manejo del derrame, que sean solicitados por el HSEQ.
Personal disponible.	Evaluar la disponibilidad del personal humano operarios, asesores y expertos para el control del derrame en el área de ocurrencia de la emergencia. Identificar el personal adicional que puede aportar al control del derrame.
Tiempos máximos de desplazamiento al sitio de ocurrencia.	Establecer y evaluar los tiempos máximos de respuesta del equipo de respuesta del Plan de Contingencia para derrames de petróleo crudo
Entidades de ayuda mutua en el área de influencia.	Identificar las entidades que puedan brindar colaboración y apoyo logístico para el control del derrame.
Prioridades de protección y estrategia de respuesta.	Definir las acciones a realizarse por parte del equipo de respuesta del PDC por derrame de petróleo crudo, en cuanto a las prioridades de acción y recursos a proteger con el fin de minimizar el daño en la zona afectada.

Fuente: elaboración propia, con base en Plan de Contingencias operadora Colombia. 2016

La determinar y selección el nivel de riesgo y por consecuente el nivel de activación según la siguiente clasificación:

- **Grado Menor.** En esta emergencia de grado menor no se requiere intervención de terceros, se realiza todas las actividades con recursos propios o de contratistas presentes en la locación y se realizan los reportes exclusivamente a nivel interno.

Las consecuencias a nivel ambiental son de efecto leve, ya que el derrame no supera el barril de petróleo sobre la zona o áreas aledañas.

- **Nivel 1- Grado Moderado.** Cuando se define el grado moderado, presenta contaminación suficiente para provocar daño ambiental, pero sin efecto residual. Se requiere involucrar la presencia y participación de externos como las entidades del CMGRD, ARL, EPS, planes de ayuda mutua local entre otros. Este estudio se hace por medio del método Matriz de Causas.
- **Nivel 2- Grado Mayor.** Así como el nivel 1, se identifica el nivel por medio del método Matriz de causas, el efecto a este nivel es localizado en sus descargas limitadas de aproximadamente 70 barriles de petróleo que afectan el medio ambiente.

Para una emergencia nivel 2, es necesario la participación de externos de orden departamental, como Entidades del CDGRD, de salud del Orden Regional, Planes de Ayuda Mutua Regionales. El Consejo Departamental para la gestión de Riesgos de Desastres, Comité Técnico Nacional del PNC, además se contará con apoyo de contratistas para atender las emergencias que puedan ocurrir.

- **Nivel 3- Grado Crítico.** Aunque no es muy común que se presente una emergencia de este tipo, en caso que sucediera superarían las medidas de control del nivel 2 debido daño ambiental severo por derrame de más de 70 barriles que afectan gran extensión de área, lo que involucraría participación de externa de orden Nacional, Entidades como SNGRD.

Como consecuencia se activará el PNC y será notificado por CDGRD por cualquier medio de comunicación a la Coordinación del Comité Técnico Nacional y el Comités Técnico y Operativo nacionales. Para definir el nivel de riesgo se utiliza el Método TAP ROOT conocido también como Causa Raíz.

Para determinar el nivel de respuesta requerido según el Plan Nacional de Contingencias inicialmente se analiza el informe preliminar para hacer una aproximación de lo ocurrido y la magnitud del derrame, las fuentes o recursos afectados y proceder a tomar acciones según el nivel de gravedad.

**3.2.1.3 Planeación de operación.** Esta sección contiene la guía y los procesos operativos relacionados a la activación del plan, fase básica para desarrollar las reacciones necesarias para la atención de la emergencia. Estos procesos de respuesta se clasifican en la guía operativa, esquema básico y líneas de acción y procedimientos.

- **Guías operativas.** Es una herramienta práctica o lista de chequeo para cada integrante o personal presente que sirve para conocer el estado de la atención y lograr cumplir con las actividades asignadas en el sistema como se describe a continuación.

**Cuadro 2.** Funciones comandante del incidente

Comandante del derrame	
Funciones	
1. Alistamiento	Establecer línea de comunicación con líder operaciones, Ordenar la información de evento, Primer reunión de seguimiento, Asegurar la notificación inicial, Definir periodos de operación y realizar esquema de organización de respuesta.
2. Inicio proceso de respuesta	Analizar información y principales problemas, Identificación de soluciones a problemas identificados, Elaborar lista de tareas para solucionar problemas.
3. Análisis del incidente	Apoyar al líder de planificación para análisis permanentes de la situación, Reunirse con el líder de planificación para discutir el desarrollo del incidente.
4. Definición de objetivos estratégicos	Estrategia general de acción, definición de objetivos del incidente, objetivos estratégicos, coincidir entre acciones y objetivos, divulgar objetivos a la organización.
5. Establecimiento del centro de información	Asegurar que el líder de planificación establezca el centro de información y mantenerse actualizado en la situación del derrame.
6. Desarrollo reuniones de seguimiento	Estado de la situación, seguimiento de las acciones, cumplimiento de los objetivos, diligenciar acta de reunión, programación próxima reunión.
7. Preparación plan de acción	Determinar el plan de acción del incidente, duración y aprobación del plan.

Fuente: elaboración propia, con base en Plan de Contingencias operadora Colombia. 2016

**Cuadro 3. Funciones Líder logística**

Líder logística	
Funciones	
1. Alistamiento	Establecer comunicación entre comandante del incidente, líder de operaciones
2. Inicio proceso de respuesta	Informar al líder de operaciones el derrame, lugar y requerimiento en recursos, servicios, infraestructura, para su control y conformar unidades de apoyo para dar respuesta efectiva.
3. Definición de objetivos estratégicos	Asegurar que se satisfagan las necesidades del personal presente en la locación para apoyar el manejo del incidente.
4. Plan de acción	Desarrollar partes del Plan de acción de incidente: comunicación, médica, alimentos, provisión, facilidades, transporte. Establecer plan de comunicación entre integrantes. Establecer líder de operaciones y planificar facilidades requeridas. Preparar un plan de transporte. Contratar el servicio de alimentos y agua potable. Determinar la cantidad de provisiones.
5. Reuniones de planeación y operativas	Reunir el equipo de trabajo para plan operativo, planificación, administrativo. Determinar recursos y servicios necesarios para la atención, unidad de comunicación, transporte, provisión, facilidades, médicas, alimentos etc.

Fuente: elaboración propia, con base en Plan de Contingencias operadora Colombia. 2016

**Cuadro 4. Funciones Líder operaciones**

Líder operaciones	
Funciones	
1. Alistamiento	Comunicación directa con el comandante del derrame, delegar funciones de respuesta para derrame de petróleo.
2. Inicio proceso de respuesta	Recibir retroalimentación de los problemas y acciones tomadas anteriormente.
3. Definición de objetivos estratégicos	Asegurar que se satisfagan las necesidades del personal presente en la locación para apoyar el manejo del incidente.
4. Elaboración, aprobación e implementación del Plan de Acción	Desarrollar partes del Plan de acción de incidente: comunicación, médica, alimentos, provisión, facilidades, transporte. Establecer plan de comunicación entre integrantes. Establecer líder de operaciones y planificar facilidades requeridas. Preparar un plan de transporte. Contratar el servicio de alimentos y agua potable. Determinar la cantidad de provisiones.
5. Reuniones de planeación y operativas	Reunir el equipo de trabajo para plan operativo, planificación, administrativo. Determinar recursos y servicios necesarios para la atención, unidad de comunicación, transporte, provisión, facilidades, médicas, alimentos etc.

Fuente: elaboración propia, con base en Plan de Contingencias operadora Colombia. 2016

**Cuadro 5. Funciones Líder Logística**

Líder de planificación	
Funciones	
1. Alistamiento	Comunicación directa con el comandante del derrame, delegar funciones de respuesta para derrame de petróleo.
2. Inicio proceso de respuesta	Recibir retroalimentación del líder de operaciones de los problemas y acciones tomadas para atender el derrame. Conformar unidad de apoyo para dar respuesta al derrame.
3. Análisis del incidente	Realizar un análisis potencial del incidente. Reunirse con el comandante para discutir potencial del desarrollo, definir objetivos estratégicos basados en el potencial del incidente.
4. Definición de objetivos estratégicos	Manejar el proceso de planificación, elaborar plan de acción con Líder de operaciones, logística y administrativa-finanzas. Conformar y activar los recursos, situación, documentación y desmovilización según objetivos estratégicos. Establecer plan de acción: Organigrama, listas de asignaciones, mapa, pronóstico del tiempo, mareas, informe de limpieza, progresos del día anterior, listado de comunicaciones. Preparar plan de desmovilización: registros de salida, recursos descargados de forma óptima. Mantener y archivar toda la documentación relativa del incidente, realizar reuniones de planificación.

Fuente: elaboración propia, con base en Plan de Contingencias operadora Colombia. 2016

**Cuadro 6. Funciones Líder Administrativo y Finanzas**

Líder administrativo y finanzas	
Funciones	
1. Alistamiento	Comunicación directa con el comandante del derrame, del líder logístico y planeación.
2. Inicio proceso de respuesta	Recibir información de logística y planificación sobre la emergencia, situación actual, requerimientos en contratación de suministros y servicios. Conformar y activar unidades de apoyo.
3. Definición de objetivo estratégico	Hacer seguimiento de costos y evaluar condiciones financieras del incidente, participar elaboración del plan de acción en conjunto de líder de logística y planeación. Conformar y activar unidades como tiempo, adquisición, costos, reclamación, y compensación. Costear suministros y servicios por el líder de logística para determinar tiempos y negociar los contratos. Registrar tiempos de trabajo y servicios. Realizar pago del personal y suministros. Compensar lesiones o daños a la propiedad. Realizar proyección de los costos de atención. Apoyar plan de desmovilización. Mantener y archivar toda la documentación contable y financiera. Informe final. Realización de reuniones de planificación.

Fuente: elaboración propia, con base en Plan de Contingencias operadora Colombia. 2016

**Cuadro 7. Funciones Trabajador de seguridad**

Trabajador de seguridad	
FUNCIONES	
1. Alistamiento	Comunicación directa con el comandante del derrame y líder operaciones.
2. Inicio proceso de respuesta	Recibir información de operaciones sobre la emergencia, problemas presentes, posibles peligros, sugiriendo soluciones para disminuir riesgos.
3. Definición de objetivos estratégicos	Proteger la vida del personal y medio ambiente que se encuentre en la locación que pueda afectar por el derrame. Plan de acción: Describir el lugar, peligros, área afectada, población cercana, topografía, clima etc.
4. Plan de acción	Determinar sustancias, concentraciones, peligros que afecten de forma social y ambiental. Determinar el control del lugar. Determinar los elementos de protección personal y equipos de seguridad. Elaborar guía de evacuación. Inspeccionar las instalaciones. Determinar el plan alterno de comunicación. Procedimiento de descontaminación.
5. Reuniones de planeación y operativas	Reuniones operativas, revisión de documentación de seguridad y salud de la empresa y contratistas, adquisición de elementos de protección personal.

Fuente: elaboración propia, con base en Plan de Contingencias operadora Colombia. 2016

**Cuadro 8. Funciones información pública**

Trabajador información pública	
Funciones	
1. Alistamiento	Comunicación directa con el comandante del derrame
2. Inicio proceso de respuesta	Recibir información del comandante del derrame, analizarla y asesorarlo en la elaboración de comunicados.
3. Definición de objetivo estratégico	Comunicar lo sucedido a medio de comunicación y comunidad.
4. Plan de trabajo	Plan de trabajo: Recolectar información como tipo de incidente, área afectada, población cercana, medidas de respuestas obtenidas, participación de organizaciones, analizar información y preparar comunicado a medio, establecer centro de información es decir área de prensa, contacto por teléfono. Preparar visita de medio de comunicación al punto de impacto, ingreso de personal a lugares seguros. Informar comunidad por radio, tv, volante, perifoneo entre otros, Actualizar avances, revisar y archivar documentación.
5. Reuniones de planeación y operativas	Realizar reuniones operativas, de medios, planificación para conocer el estado del incidente

Fuente: elaboración propia, con base en Plan de Contingencias operadora Colombia. 2016

**Cuadro 9. Funciones Trabajador de enlace**

Trabajador de enlace	
Funciones	
1. Alistamiento	Comunicación directa con el comandante del derrame
2. Inicio proceso de respuesta	Recibir información del comandante del derrame, analizarla y asesorarlo en los contactos necesarios para lograr respuesta rápida y coordinar el incidente.
3. Definición de objetivo estratégico	Coordina el tipo de apoyo y manejo coordinado de las entidades que intervienen en el control del incidente.
4. Plan de trabajo	Plan de trabajo: Conocer información del incidente, tipo, área afectada, población cercana, medidas de respuesta que se están adoptando. Reunirse con el comandante del derrame. Revisar listado de contactos de autoridades y organismos de apoyo. Establecer contacto con entidades. Capacitar la entidad sobre el caso. Reunión con el líder de planificación y líder de logística para alimentos, provisiones, facilidades médico. Reunión con Líder de administración y finanzas, tipo de recursos y servicios para realizar contratos si se necesita. Reuniones operativas e informativas.

Fuente: elaboración propia, con base en Plan de Contingencias operadora Colombia. 2016

**3.2.1.4 Plan informático.** El Plan Informático incluye comunicaciones con entidades nacionales, regionales y locales, inventarios de equipos, base de datos, directorios y la información referente a figuras, fichas, formatos, cuadros y cartografía relacionados en el Plan de Contingencia, igualmente se pueden consultar áreas de protección y afectación identificadas en el análisis de riesgos.

- **Comunicaciones.** Es uno de los factores estratégicos claves, de esto dependerá la efectividad en la atención a la emergencia y reducirá los impactos en comunidades, medio ambiente y en la operación como tal. Este documento debe ser claro para el receptor ya sea personal interno de la operadora, Entidades Municipales y Departamentales o Comunicaciones con Entidades Nacionales.
- **Comunicaciones a la operadora.** Se debe tener un directorio del personal que labora en la operadora, directivos, gerencia y contratistas.
- **Comunicaciones a Entidades Municipales y Departamentales.** Se debe tener información del Concejo Departamento y Municipal enfocado en la gestión de riesgos por desastres según la ubicación geográfica donde ocurra la emergencia.
- **Comunicaciones a Entidades Nacionales.** Se debe tener información de entidades que hagan parte de la parte operativa del Plan Nacional de Contingencias, en caso de que se requiera.

#### 4. CONCLUSIONES

- En la Fase I se aplicó un 66% menos del total de galones de OSE II presupuestado y aprobado por la operadora trayendo consigo una disminución de costos en la intervención, lo que afirma la eficiencia de la tecnología y las buenas prácticas tomadas por operadora.
- Según el análisis de los resultados obtenidos por la operadora en el momento de la contingencia los contenidos de aceites y grasas y TPH en las zonas evaluadas se encuentran por debajo de lo aceptado por la norma Louisiana 29B, indicando que estos valores deben estar por debajo de 10000 mg/kg y 30000 mg/kg respectivamente, demostrando que el derrame de petróleo crudo no presentó una afectación alarmante al suelo contaminado.
- Las propiedades de benceno, BTEX y tolueno no presentaron ninguna variación en los monitoreos tomados, arrojando valores menores a 0,25 mg/kg en todas las muestras tomadas, evidenciando una vez más que la contingencia no representó una afectación alarmante al suelo implicado y que no se presentan variaciones o alteraciones en las propiedades del suelo al aplicar la tecnología OSE II.
- El TPH fue el parámetro principal para determinar la efectividad de la remediación de suelo debido a la disminución significativa en la zona A, zona B y zona D logrando una reducción del 99,47%, 98.58% y 99.4% respectivamente de las muestras tomadas por la operadora.
- Los valores obtenidos de TPH por EOM demuestran el éxito de la intervención en vista de que todas las zonas intervenidas se encuentran por debajo del 1%, límite establecido por la norma Louisiana 29B.
- De los resultados del contenido de TPH obtenidos al momento de la contingencia, se evidenció un mayor impacto en el suelo de la zona A con una concentración de 1903.333 mg/k, se intervino con la tecnología OSE II durante la fase I de remediación del suelo contaminado logrando reducir el valor de hidrocarburos totales de petróleo a 1243 mg/kg en septiembre de 2018 y así evitar una alteración en las dinámicas normales del ecosistema.

- En el parámetro de aceites y grasas se evidenció una disminución en las zonas A, B y D desde el momento de la contingencia hasta transcurrir un año de los hechos de un 98.44%, 98,94% y 97,46% respectivamente.

## 5. RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas de laboratorio que arrojen las propiedades fisicoquímicas del suelo antes de cualquier procedimiento de exploración en la totalidad del área y zonas aledañas, con el fin de conocer las características iniciales del suelo en caso de presentarse un derrame de petróleo crudo para lograr resultados similares al remediar el suelo.
- Ejecutar las actividades operacionales establecidas en el Plan de Contingencias para derrame de petróleo crudo, con el fin de evitar accidentes del personal, impactos negativos en el medio ambiente, propagación de la contaminación, aumento de costos y sanciones ambientales.
- Tomar las muestras e identificar un probable error al tomar las muestras, este error se clasifica como error humano y es fundamental realizar el proceso de la toma de muestras con minucioso seguimiento a lo establecido.
- Utilizar la tecnología OSE II como principal método de remediación para contingencias por derrame de petróleo en suelo, además puede ser aplicada en fuentes hídricas y vegetación logrando resultados satisfactorios tal cual los obtenidos en este caso de estudio.

## BIBLIOGRAFÍA

ALONSO RIESCO, Raquel, Proyecto de recuperación de suelos contaminados por hidrocarburos. Cerdanyola del Vallés. Trabajo de grado (Ingeniería Técnica Industrial, Especialidad Química Industrial). Universidad Autónoma de Barcelona, Escuela Técnica Superior de Ingeniería. (2012)

Anteagroup, Remediación. [En línea]. Disponible en: <http://www.anteagroup.com.co/es/servicios/remediacion-0>

Autoridad Nacional De Licencias Ambientales, Grupo de hidrocarburos. Colombia. [En línea]. Disponible en: <http://www.anla.gov.co/Sectores-ANLA/hidrocarburos>.

CASTELLANOS Martha L., ISAZA RAIMAR J., TORRES Julio M, Evaluación de los hidrocarburos totales de petróleo (TPH) sobre suelos urbanos en Maicao, Colombia. [En línea]. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/rcq/v44n3/v44n3a02.pdf>. (2015)

Corporación Integral del Medio Ambiente, Informe de monitoreo de suelos derrame en plataforma 5 y caño agua blanca. [En línea]. Disponible en: <https://www.ramajudicial.gov.co/documents/10635/11583843/AP+16-2345+ANEXOS.pdf/d3f1aaed-4338-44f2-8572-da2aad09b9d7>. (2014)

Diccionario geotécnico Online, Apique. [En línea]. Disponible en: <https://www.diccionario.geotecnia.online/palabra/apique/>

Ecologiahoy, Contaminación. [En línea]. Disponible en: <https://www.ecologiahoy.com/contaminacion>

Ecopetrol, Glosario Bloque. [En línea]. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/servicios-de-informacion-al-ciudadano/glosario>

Empresa de Renovación y Desarrollo Urbano de Bogotá, Recuperación ambiental. [En línea]. Disponible en: <http://www.eru.gov.co:81/es/transparencia/informacion-interes/glosario/recuperación-ambiental>

EOM CONSULTING S.A.S. Informe técnico final de operaciones. Reporte de cierre. Colombia. (2018)

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACION. Comendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN9789588585673 153 p.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES, Determinación de grasas y aceites en aguas por el método Soxhlet. [En línea]. Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/tph+por+método+Soxhlet..pdf/15096580-8833-415f-80dd-ceaa7888123d>. (2007)

Lousiana Administrative Code. Protocolo de Louisiana 29 B Convenio internacional sobre responsabilidad por daños causados por la contaminación de aguas del mar con hidrocarburos. 29B. (1969)

MARTIN Alexander, How toxic are toxic chemicals in soil. [En línea]. Disponible en: <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/es00011a003#>. (1995)

MÉNDEZ CASTRO, Armando, Aspectos de producción taller de hidrocarburos en lutitas, [En línea]. Disponible en: <http://www.oilproduction.net/files/Aspectos-de-Produccion.pdf> (2013)

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Resolución No. 1209. [En línea]. Disponible en: <http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/55-Res%201209%20de%202018.pdf>. (2018)

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Resolución No. 0499. [En línea]. Disponible en: <http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/70-res%200499%20de%202018.pdf>. (2018)

Ministerio de medio ambiente, vivienda y desarrollo territorial, Manual Técnico para la Ejecución de Análisis de Riesgos para Sitios de Distribución de Derivados de Hidrocarburos.[En línea]. Disponible en:[http://www.ambientebogota.gov.co/c/document\\_library/get\\_file?uuid=e0044a1f-2470-4a7d-9726-8d4094fbcf67&groupId=3564131](http://www.ambientebogota.gov.co/c/document_library/get_file?uuid=e0044a1f-2470-4a7d-9726-8d4094fbcf67&groupId=3564131). (2008)

PONS JIMÉNEZ M., Guerrero Peña A, Zavala Cruz J, Alarcón A, Extracción de hidrocarburos y compuestos derivados del petróleo en suelos con características físicas y químicas diferentes [En línea]. Disponible en: <http://www.scielo.org.mx/pdf/uc/v27n1/v27n1a1.pdf>. (2011)

OPERADORA. Caracterización fisicoquímica de cortes. Colombia. (2018, 2019).

OPERADORA. Plan de Contingencias. Colombia. (2016)

ORTIZ BERNAD, Irene, Técnicas de recuperación de suelos contaminados. [En línea]. Disponible en:

[http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6\\_tecnicas\\_recuperacion\\_suelos\\_contaminados.pdf](http://www.madrimasd.org/uploads/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6_tecnicas_recuperacion_suelos_contaminados.pdf). (2007)

GARCÍA SAN JOSÉ, Ricardo, Combustion y Combustibles, Capítulo 1. (2001)

S.H. Kip, Sarawak Shell Bhd/Sabah Shell Petroleum Co. Ltd, SPE 17699.OIL SPILL CONTINGENCY PLANNING. (Malaysia) (1988)

Sistema de Información Ambiental de Colombia, Suelo. [En línea]. Disponible en: <http://www.siac.gov.co/suelo>

Significado, Contingencia. [En línea]. Disponible en: <https://significado.net/contingencia/>

SNEŽANA Maletić, BOŽO Dalmacija, SRĐAN Rončević, Petroleum Hydrocarbon Biodegradability in Soil – Implications for Bioremediation, Hydrocarbon. [En línea]. Disponible en: <https://www.intechopen.com/books/hydrocarbon/petroleum-hydrocarbon-biodegradability-in-soil-implications-for-bioremediation>. (2013)

STEPHENS FL, BONNER JS, AUTENRIETH RL, MC DONALD TJ, TLC/FID analysis of compositional hydrocarbon changes associated with bioremediation. In: Proceeding of the 1999 international oil spill conference, Seattle, Washington, American Petroleum Institute (comp.), Washington, D. C. 219-224 pp. (1999)

STROUD J.L., PATON G.I., SEMPLE K.T., Microbe-aliphatic hydrocarbon interactions in soil: implications for biodegradation and bioremediation, Lancaster University. [En línea]. Disponible en: <https://sfamjournals.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/j.1365-2672.2007.03401.x>. (2007)

URCUQUI BUSTAMANTE, Andrés M., Conservación y conflictos socio ambientales en la cuenca media alta del río Cali. Colombia. Trabajo de investigación (Magister en desarrollo rural). Pontificia Universidad Javeriana. (2011)

VALLEJO V, SALGADO L, ROLDAN F, Evaluación de la Bioestimulación en la biodegradación de TPHs en suelos contaminados con petróleo. Revista Colombiana de Biotecnología 7(2): 67-68. (2005)

VERGARA Ignacio, PIZARRO Francisco, Manual Control de Derrames de Petróleo, Capítulo 8. Viña del mar, Chile. (1981)

WARDROP J.A., AGC Woodward-Clyde Pty. Ltd, SPE 22999 Chemical Dispersant Use in Oil Spill Management: Kill or Cure? The Controversy Persists. (1991)

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Resolución No. 0499. [En línea].  
Disponibile en:  
<http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/70-res%200499%20de%202018.pdf>. (2018)

Deconceptos.com, Derrame. [En línea]. Disponible en:  
<https://deconceptos.com/ciencias-naturales/derrame>