

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>					  	
	<b>CARTA DE AUTORIZACIÓN</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-06</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 2</b>

Neiva, 05 de noviembre de 2015

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Juan Sebastian Alvarez Yaguara con C.C. No. 1'075.270.197 de Neiva

Luis Carlos García Jaramillo con C.C. No. 1'075.264.653 de Neiva

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado EVALUACIÓN DE LA DISMINUCIÓN DE HIDROCARBUROS TOTALES DE PETRÓLEO (TPH) EN SUELOS IMPREGNADOS CON FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE DE HIGUERILLA Y BASES FUERTES presentado y aprobado en el año 2015 como requisito para optar al título de INGENIERO DE PETRÓLEOS

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.



## GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

### CARTA DE AUTORIZACIÓN



<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-06</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 2</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Juan Sebastian A.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Luis Sorcia

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						   
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 4</b>

**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** EVALUACIÓN DE LA DISMINUCIÓN DE HIDROCARBUROS TOTALES DE PETRÓLEO (TPH) EN SUELOS IMPREGNADOS CON FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE DE HIGUERILLA Y BASES FUERTES.

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Álvarez Yaguara	Juan Sebastián
García Jaramillo	Luis Carlos

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas Castellanos	Constanza

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero de Petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Ingeniería de Petróleos

**CIUDAD:** Neiva

**AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2015

**NÚMERO DE PÁGINAS:** 94

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						   
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 4</b>

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías X Grabaciones en discos \_\_\_\_ Ilustraciones en general X Grabados\_\_ Láminas\_\_  
Litografías\_\_ Mapas X Música impresa\_\_ Planos\_\_ Retratos\_\_ Sin ilustraciones\_\_ Tablas o Cuadros X

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

**MATERIAL ANEXO:**

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Humus	Humus	5. Suelos	Soils
2. Fluidos	Fluids		
3. Perforación	Drilling		
4. Biorremediación	Bioremediation		

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

Con el fin de disminuir las afectaciones ambientales por contaminantes petroleros, se buscó comparar el efecto de remediación de suelos impregnados con residuos de fluidos de perforación base aceite vegetal, como la higuera, frente a suelos impregnados con residuos de fluidos de perforación base aceite mineral, tal como el diésel. A su vez, se establecieron parámetros para futuros proyectos de investigación que busquen reducir la contaminación causada por lodos base aceite mineral mediante la implementación de nuevos lodos amigables con el ambiente y que además sirvan para descubrir usos adicionales de aceites vegetales extraídos de plantas comunes que se cultivan en las tierras colombianas.

Se propuso elaborar fluidos de perforación base aceite de higuera y base aceite diésel para posteriormente impregnar los suelos separados y aplicar tratamiento de

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>					   	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>3 de 4</b>

biorremediación, el cual consiste en la aplicación de humus líquido, derivado de la transformación de la materia orgánica compostada por medio de la lombriz roja californiana (*Eiseniafoetida*). El parámetro a comparar fue el porcentaje de hidrocarburos totales de petróleo (TPH) antes y después de la aplicación del humus líquido, esto con el fin de poder determinar la disminución del TPH en los suelos.

Por otra parte, se midió la ecotoxicidad en plantas mediante la medición de variables como la altura de la planta, el número de hojas y la coloración de las hojas. Con los resultados arrojados se pudo determinar el grado de afectación de los contaminantes de fluidos de perforación en un tipo de planta común de la región colombiana.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

To reduce the environmental effects caused by oil contaminants, we sought to compare the remediation effect in soils impregnated with waste vegetable-oil-based muds (VBM), such as castor oil, against soils impregnated with waste mineral-oil-based muds (OBM), such as diesel. In addition, parameters were established to future research projects that seek to reduce pollution by mineral oil based muds by implementing new environmentally friendly mud and also serve to discover additional uses of vegetable oils extracted from common plants that are grown in Colombian lands.

We proposed to make castor oil based and diesel oil based drilling fluids to further impregnate the selected soils and implement bioremediation treatment, which involves the application of liquid humus derived from the transformation of organic matter composted by Californian red earthworms (*Eiseniafoetida*). The parameter to compare was the percentage of total petroleum hydrocarbons (TPH) before and after application of the liquid humus, this in order to determine the TPH decrease in soils.

Besides, ecotoxicity in plants was estimated by measuring variables such as plant height, leaf number and leaf coloration. With the results, we could determine the extent of involvement of the drilling fluid contaminants in a type of common plant in the Colombian region.

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>					  	
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>4 de 4</b>

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma:



Nombre Jurado: Jaime Rojas Puentes

Firma:



Jaime Rojas Puentes  
Jurado.

**EVALUACIÓN DE LA DISMINUCIÓN DE HIDROCARBUROS TOTALES DE  
PETRÓLEO (TPH) EN SUELOS IMPREGNADOS CON RESIDUOS DE FLUIDOS  
DE PERFORACIÓN BASE ACEITE DE HIGUERILLA Y BASES FUERTES**



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETROLEÓS  
NEIVA  
2015**

**EVALUACIÓN DE LA DISMINUCIÓN DE HIDROCARBUROS TOTALES DE  
PETRÓLEO (TPH) EN SUELOS IMPREGNADOS CON RESIDUOS DE FLUIDOS  
DE PERFORACIÓN BASE ACEITE DE HIGUERILLA Y BASES FUERTES**

**JUAN SEBASTIÁN ÁLVAREZ YAGUARA COD: 2010192386**

**LUIS CARLOS GARCÍA JARAMILLO COD: 2010192198**

**Proyecto de grado para optar al título de: Ingeniero de Petróleos**

**Director del Proyecto  
CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS  
Ingeniera de Petróleos**

**Presentado a  
COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO  
Facultad de Ingeniería**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2015**

**EVALUACIÓN DE LA DISMINUCIÓN DE HIDROCARBUROS TOTALES DE PETRÓLEO (TPH) EN SUELOS IMPREGNADOS CON RESIDUOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE DE HIGUERILLA Y BASES FUERTES**

**AREA DE INVESTIGACIÓN: FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

**PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Director: Constanza Vargas Castellanos

**Ing. Constanza Vargas Castellanos**

Jurado: Jaime Rojas Puentes

**Ing. Jaime Rojas Puentes**

Jurado: Luis Fernando Ramón Bonilla Camacho

**Ing. Luis Fernando Ramón Bonilla Camacho**

## **DEDICATORIAS**

### **JUAN SEBASTIAN ALVAREZ YAGUARA**

Quiero dedicar este trabajo a Dios, mi familia, quienes me brindaron el apoyo y los recursos necesarios para poder adelantar y sacar adelante este hermoso proyecto, a mis sobrinos que son el motor fundamental de mi vida.

A todos aquellos quienes hicieron su aporte a este proyecto, en cabeza de nuestra directora de tesis Constanza Vargas, quien nos apoyó y nos brindó todo su conocimiento, a todos los integrantes del grupo de investigación GISOPP y a mi compañero de trabajo Luis Carlos García por su entrega y compromiso en el cumplimiento de este importante objetivo.

### **LUIS CARLOS GARCIA JARAMILLO**

Primero quiero agradecerle a Dios, por la oportunidad de tener cerca grandes personas en la vida y permitirme terminar mis proyectos y empezar unos nuevos. También quiero agradecer a mi familia, mi mamá Nelly, mi papá Carlos Iván y mi hermana María Alejandra por brindar amor de familia y darme apoyo tanto motivacional como económico para realizar mis estudios. A mi novia Tatiana por darme su apoyo incondicional en las situaciones difíciles.

Agradecimiento especial a la ingeniera Constanza Vargas por las enseñanzas inculcadas, a mi compañero de trabajo Juan Sebastian Alvarez y al resto de compañeros del grupo de investigación GISOPP por emprender tan grandioso proyecto juntos. A los amigos que hice a lo largo de la carrera quienes quedaron para toda la vida y los amigos que siempre están al lado de uno en los momentos buenos y malos.

## **RESUMEN**

Con el fin de disminuir las afectaciones ambientales por contaminantes petroleros, se buscó comparar el efecto de remediación de suelos impregnados con residuos de fluidos de perforación base aceite vegetal, como la higuera, frente a suelos impregnados con residuos de fluidos de perforación base aceite mineral, tal como el diésel. A su vez, se establecieron parámetros para futuros proyectos de investigación que busquen reducir la contaminación causada por lodos base aceite mineral mediante la implementación de nuevos lodos amigables con el ambiente y que además sirvan para descubrir usos adicionales de aceites vegetales extraídos de plantas comunes que se cultivan en las tierras colombianas.

Se propuso elaborar fluidos de perforación base aceite de higuera y base aceite diésel para posteriormente impregnar los suelos separados y aplicar tratamiento de biorremediación, el cual consiste en la aplicación de humus líquido, derivado de la transformación de la materia orgánica compostada por medio de la lombriz roja californiana (*Eisenia foetida*). El parámetro a comparar fue el porcentaje de hidrocarburos totales de petróleo (TPH) antes y después de la aplicación del humus líquido, esto con el fin de poder determinar la disminución del TPH en los suelos.

Por otra parte, se midió la ecotoxicidad en plantas mediante la medición de variables como la altura de la planta, el número de hojas y la coloración de las hojas. Con los resultados arrojados se pudo determinar el grado de afectación de los contaminantes de fluidos de perforación en un tipo de planta común de la región colombiana.

## **FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

Debido a que existe la necesidad de innovar, optimizar las operaciones y minimizar los impactos ambientales de la actividad petrolera, se ha optado por sustituir los fluidos de perforación base aceites minerales por bases de aceite vegetal que son renovables y fáciles para su degradación. Por ende, se ha empezado a investigar en fluidos alternativos extraídos de plantas como por ejemplo el aceite de higuera, usado anteriormente para la obtención de biodiesel.

Las afectaciones ambientales generadas por los residuos de lodos de perforación base aceite (principalmente diesel) a la hora de dárseles un tratamiento para su disposición, resulta en la posibilidad de afectación de los suelos y diferentes cuerpos de agua. Lo que puede repercutir en el desarrollo normal de los organismos vivos que habitan estos ecosistemas, como es el caso de las plantas que, al crecer en suelos expuestos a este tipo de residuos, su ciclo de vida disminuye.

La posible afectación a los suelos es generada por malos manejos en la formulación, utilización y esencialmente en el tratamiento y disposición final que se da a los residuos, tanto sólidos como líquidos, de fluidos de perforación base aceites minerales. Estos residuos sólidos y líquidos se encuentran contaminados con hidrocarburos, que a su vez están formados principalmente por carbono e hidrogeno con contenidos menores de otros elementos como azufre, oxigeno, nitrógeno y otros elementos, dependiendo del lugar donde provengan, siendo clasificados como contaminantes primarios por distintas agencias ambientales (EPA, United States Environmental Protection Agency).

## **INTRODUCCIÓN**

Con las legislaciones ambientales cada vez más rigurosas, las actividades en la industria petrolera deben estar regidas por procedimientos que aseguren una disminución en las afectaciones ambientales que puedan ser ocasionadas sobre el ecosistema.

Es de total conocimiento que cuando se vierten al ambiente fluidos que son resultado de procesos llevados a cabo dentro de las actividades petroleras, se genera un cambio en el comportamiento normal de las especies que se ven afectadas por dicho vertimiento. Es evidente que aquellos fluidos que contienen entre sus componentes, sustancias químicas que al estar en contacto con el suelo, alteran las características de este, a tal punto de convertirlo en un suelo sin sus funciones o nutrientes adecuados. Además los residuos sólidos los cuales vienen humectados por la fase líquida del fluido de perforación y en algunos casos con fluidos de formación, pueden en condiciones ambiente desprender aquella película que humecta al sólido y movilizarse a otras zonas tales como cuerpos de agua.

Este proyecto busca mostrar la disminución del porcentaje total de hidrocarburo en suelos impregnados con contaminantes residuales de fluidos de perforación base aceite de híguerilla y bases fuertes, en comparación con uno impregnado con diesel. Para la disminución de TPH se aplicó humus líquido, producto que actúa como bioestimulante convirtiendo componentes degradables en biomasa, dióxido de carbono o agua, listos para ser liberados al ambiente y, de tal forma, disminuyendo la concentración de hidrocarburos en el suelo.

Como conclusión, este proyecto arrojó datos sobre porcentaje total de hidrocarburos en suelos impregnados con residuos de fluidos de perforación base aceite de híguerilla, bases fuertes y solamente diesel. Las mediciones tomadas fueron antes y después de la aplicación de humus líquido como bioestimulante y se comparó las disminuciones de TPH en las muestras de suelos, obteniendo menores TPH en muestras donde se aplicó el humus líquido.

## JUSTIFICACIÓN

En el área de fluidos de perforación, es de vital importancia la disposición final que reciben los residuos de los lodos. Por tal motivo, la industria está en constante búsqueda de lodos amigables con el ambiente, buscando cumplir con normas ambientales estipuladas e igualmente causar el menor daño posible al entorno.

Así mismo, y conociendo que todo derrame hacia el ecosistema será de riesgo, se buscará evaluar la reducción de TPH en suelos impregnados con residuos de lodos base aceite vegetal. Todo lo anterior en pro de disminuir las afectaciones que puedan ser causadas sobre el medio ambiente debido al contacto de fluidos con rastros de hidrocarburos y presencia de metales pesados con el medio ambiente y suelos productivos.

Con el fin de lograr disminuir las afectaciones ambientales, sociales y económicas que conlleve el derramar residuos contaminantes derivados de la fabricación de fluidos usados en perforación especialmente base aceites vegetales y pesados, se dará una comparación de los resultados obtenidos mediante este proyecto. En esa comparación se correlacionarán los resultados del uso de humus líquido aplicado en cada residuo de lodo, y además de esto, para determinar si el lodo es amigable con el ambiente, se compararán los efectos toxicológicos en el crecimiento y desarrollo de una especie común de planta criada en la región.

Con el avance en las tecnologías de extracción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales y yacimientos de crudo costa afuera, se dejará un precedente en los estudios de disminución de la contaminación por hidrocarburos en suelos y así mismo se dará un gran paso en la búsqueda de lodos amigables con el ambiente. Diferentes entidades regulan la aplicación de procedimientos ambientales en actividades petroleras tanto onshore como offshore (EPA, Environmental Protection Agency).

Las políticas ambientales nacionales especifican que en todo plan de manejo ambiental debe estar contemplado el procedimiento que se aplicará a los residuos de fluidos de perforación, y es allí donde deben especificarse las operaciones y técnicas que se usarán para controlar y mitigar las afectaciones ambientales (Guía de Manejo Ambiental para proyectos de perforación de pozos de petróleo y gas, Ministerio del Medio Ambiente).

## OBJETIVOS

### OBJETIVO GENERAL

- Comparar la disminución del porcentaje de hidrocarburos totales en suelos antes y después de ser impregnados con residuos de fluidos de perforación base aceite vegetal frente a residuos base aceite mineral.

### OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Clasificar texturalmente el suelo a impregnar con los residuos.
- Extraer residuos de los fluidos de perforación mediante pruebas de retorta y filtrado.
- Realizar pruebas físicas y químicas al suelo para medir sus propiedades como pH, cantidad de nutrientes, entre otros.
- Determinar la cantidad de TPH antes y después de la aplicación del humus en cada una de las muestras.
- Analizar las afectaciones causadas por las diferentes mezclas de lodos aplicadas a los suelos.
- Evaluar la incidencia de los lodos de perforación base aceite en el crecimiento (hojas, tallo) de una planta común de la región comparada con una planta de control (sin exposición al lodo).

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de las partículas de un suelo. ....	22
Tabla 2. Composición de fracciones químicas de hidrocarburos. ....	28
Tabla 3. Composición del aceite de higuera. ....	44
Tabla 4. Formulación del fluido de perforación base aceite de higuera. ....	54
Tabla 5. Formulación del fluido de perforación base aceite de higuera con bases fuertes. ....	54
Tabla 6. Formulación del fluido de perforación base diésel. ....	55
Tabla 7. Datos de densidad medidos a los tres lodos. ....	58
Tabla 8. Valores de viscosidad medidos a los tres lodos. ....	59
Tabla 9. Resultados prueba de filtrado a 7,5 minutos y a 30 minutos. ....	62
Tabla 10. Aplicación de muestras y productos para el proceso de remediación. ....	68
Tabla 11. Medición pH día jueves 20 de agosto 2015. ....	69
Tabla 12. Medición pH día sábado 22 de agosto de 2015. ....	69
Tabla 13. Medición pH día martes 25 de agosto de 2015. ....	70
Tabla 14. Reporte de resultados muestra de suelo + diésel. ....	71
Tabla 15. Reporte de resultados muestra de suelo + diésel + humus. ....	71
Tabla 16. Reporte de resultados muestra de suelo + higuera. ....	71
Tabla 17. Reporte de resultados muestra de suelo + higuera+ humus. ....	72
Tabla 18. Reporte de resultados muestra de suelo + higuera + bases fuertes. ....	72
Tabla 19. Reporte de resultados muestra de suelo + higuera + bases fuertes + humus. ....	72
Tabla 20. Identificación de las plantas para los reportes de medición en plantas. ....	72
Tabla 21. Medición de la longitud de las plantas. ....	73
Tabla 22. Medición del número de hojas de las plantas. ....	73

Tabla 23. Medición de la coloración de las hojas..... 74

Tabla 24. Porcentajes de disminución de TPH ..... 75

Tabla 25. Variación mediciones en plantas..... 79

## LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Ubicación de la zona de extracción del Suelo dentro de la finca La Bonita. ..	19
Ilustración 2. Estructuras químicas de diferentes componentes de hidrocarburos. ....	29
Ilustración 3. Estructura química de hidrocarburos aromáticos policíclicos representativos. ....	34
Ilustración 4. Acido Butírico. ....	35
Ilustración 5. Ácido cis-9-octadecenoico. ....	36
Ilustración 6. Ácido trans-9-octadecenoico. ....	36
Ilustración 7. Ácido alfa-linolénico (omega-3). ....	37
Ilustración 8. Ácido linoleico (omega-6). ....	37
Ilustración 9. Ácido ricinoleico (omega-9). ....	37
Ilustración 10. Estructura del ácido ricinoleico. ....	43
Ilustración 11. Proceso de degradación de la n-alcanos. ....	46
Ilustración 12. Degradación de Hidrocarburos aromáticos. ....	47
Ilustración 13. Reacciones en la biodegradación del Naftaleno. ....	48
Ilustración 14. Reacciones iniciales del metabolismo aeróbico de los HAP's. ....	50
Ilustración 15. Zona de extracción del suelo Finca La Bonita. ....	63
Ilustración 16. Guía para extracción de suelos. ....	64
Ilustración 17. Proceso de tamizaje para obtener suelos arenosos finos. ....	64
Ilustración 18. Adecuación de las muestras de suelo en su respectivo recipiente. ....	65
Ilustración 19. Mezclado de contaminantes sólidos con la muestra de suelo. ....	66
Ilustración 20. Humus líquido y muestra agregada a cada recipiente. ....	67
Ilustración 21. Montaje para aplicación de humus y entrada de oxígeno. ....	68
Ilustración 22. Valor TPH en muestras impregnadas con diesel. ....	76

Ilustración 23. Valor TPH en muestras impregnadas con higuera. ....	76
Ilustración 24. Valor TPH en muestras impregnadas con higuera + bases fuertes.....	77
Ilustración 25. Comparación porcentaje remoción de TPH en las muestras.....	77
Ilustración 26. Crecimiento plantas de control. ....	80
Ilustración 27. Crecimiento plantas regadas con lodo base higuera.....	80
Ilustración 28. Crecimiento plantas regadas con lodo base higuera + bases fuertes.....	81
Ilustración 29. Crecimiento plantas regadas con lodo base diesel. ....	81
Ilustración 30. Número de hojas en plantas de control. ....	82
Ilustración 31. Número de hojas en plantas regadas con lodo base higuera. ....	82
Ilustración 32. Número de hojas en plantas regadas con lodo base higuera + bases fuertes.....	83
Ilustración 33. Número de hojas en plantas regadas con lodo base diesel. ....	83
Ilustración 34. Variación de cantidad de hojas en plantas.....	84
Ilustración 35. Porcentaje de variación de hojas en plantas.....	84
Ilustración 36. Crecimiento en plantas. ....	85
Ilustración 37. Porcentaje de variación de crecimiento en plantas.....	85

## TABLA DE CONTENIDO

<b>CAPÍTULO I: CONTEXTUALIZACIÓN</b> .....	16
1.1 GENERALIDADES.....	16
1.2 IMPORTANCIA PARA LA INDUSTRIA PETROLERA.....	17
1.3 LOCALIZACION DEL AREA DE INTERÉS.....	17
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO</b> .....	20
2.1 SUELOS.....	20
2.1.1 Composición del suelo.....	20
2.1.2 La fracción mineral.....	21
2.1.3 Clasificación de suelos.....	21
2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	22
2.2.1 Generalidades de los fluidos de perforación.....	22
2.2.2 Funciones de los fluidos de perforación.....	23
2.2.3 Fluidos de perforación base aceite.....	26
2.3 QUÍMICA DE LOS HIDROCARBUROS.....	27
2.3.1 Composición por familias de hidrocarburos.....	28
2.3.2 Hidrocarburos totales del petróleo (TPH).....	32
2.3.3 Ácidos grasos.....	35
2.4 BIORREMEDIACIÓN.....	37
2.4.1 Biorremediación de suelos contaminados con hidrocarburos.....	39
2.5 Humus.....	40
2.5.1 Beneficios del humus de lombriz.....	41
2.5.2 Composición.....	41
2.5.3 Influencia del humus en biorremediación de Hidrocarburos.....	42
2.6 ACEITE DE HIGUERILLA.....	43
2.7 DEGRADACION DE HIDROCARBUROS.....	44
2.7.1 Degradación del petróleo.....	44
2.7.2 Degradación de hidrocarburos alifáticos en procesos aeróbicos.....	45
2.7.3 Degradación de hidrocarburos aromáticos en ambientes aeróbicos....	46
2.7.4 Degradación de PAH's.....	47
2.8 ECOTOXICIDAD.....	50
<b>CAPÍTULO III: PROCEDIMIENTOS</b> .....	53

3.1	FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	53
3.1.1	Fluido de perforación base aceite de higuera.....	54
3.1.2	Fluido de perforación base aceite de higuera con bases fuertes.....	54
3.1.3	Fluido de perforación base diésel.....	55
3.2	FABRICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	55
3.2.1	Procedimiento para la elaboración del fluido base aceite de higuera para 5 bbl. ....	55
3.2.2	Procedimiento para la elaboración del fluido base aceite de higuera con bases fuertes para 5 bbl. ....	56
3.2.3	Procedimiento para la elaboración del fluido base diésel para 5 bbl. ...	57
3.3	PRUEBAS DE LABORATORIO A FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	57
3.3.1	Densidad de los fluidos de perforación.....	58
3.3.2	Viscosidad Marsh de los fluidos de perforación.....	59
3.4	PRUEBAS PARA OBTENCIÓN DE RESIDUOS.....	60
3.4.1	Procedimiento para realización de la prueba de retorta.....	61
3.4.2	Procedimiento para realización de la prueba de filtrado. ....	62
3.5	MONTAJE BIORREMEDIACIÓN EN SUELOS.....	63
3.5.1	Extracción del suelo.....	63
3.5.2	Tamizaje y adecuación.....	64
3.5.3	Aplicación de contaminantes.....	65
3.5.4	Aplicación de humus líquido.....	66
3.5.5	Medición pH.....	68
	<b>CAPÍTULO 4: RESULTADOS.....</b>	<b>71</b>
4.1	RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE PRUEBAS DE TPH.....	71
4.2	REPORTE DE MEDICIÓN EN PLANTAS.....	72
4.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	75
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>86</b>
	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>87</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....</b>	<b>88</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>93</b>
	ANEXO 1. DIAGRAMA MÉTODO EPA 9071 B – SM 5520 D.....	93
	ANEXO 2. RESULTADOS PRUEBAS TPH.....	94

## CAPÍTULO I: CONTEXTUALIZACIÓN

### 1.1 GENERALIDADES

El objetivo principal es medir la disminución de hidrocarburos totales de petróleo (TPH) en suelos impregnados con residuos de fluidos de perforación base aceite mineral y aceite vegetal. La búsqueda de fluidos de perforación amigables con el ambiente ha llevado a la industria a incursionar en los aceites vegetales para, partiendo de ellos, formular y elaborar fluidos de perforación base aceites vegetales cuyos costos e impacto ambiental sean menores.

El aceite de higuera es una biomolécula formada principalmente por carbono e hidrógeno que es extraído de una planta común que se da fácilmente en el departamento del Huila y además había sido considerada anteriormente como una maleza por parte de los agricultores. Mediante el uso del aceite de higuera se han descubierto varias aplicaciones en la medicina natural, pero también ha sido explotado como un biodiesel, y es de allí donde nace el interés particular de la aplicación como aceite para formulación de fluidos de perforación base aceite vegetal.

Para lograr medir la disminución de TPH en los suelos impregnados y así poder evaluar el impacto ambiental, se aplicará un producto orgánico lixiviado que es usado como abono orgánico y favorece la remediación de suelos afectados por contaminantes. El uso de este humus líquido a base de lixiviado del compostaje de la lombriz californiana ha dado resultados positivos en remediación de suelos con hidrocarburos. De tal manera se buscará su aplicación en suelos contaminados con los aceites mineral y vegetal.

Para poder establecer una comparación entre ambas disminuciones y así mismo determinar cuál de los dos aceites (mineral o vegetal) ofrece un mejor comportamiento, referente a la disminución de TPH, se presentarán resultados de pruebas externas que arrojarán mediciones de porcentajes de hidrocarburos totales en suelos, para de esta manera analizar los resultados obtenidos y poder entregar conclusiones sobre el uso y posible aplicación de este aceite de higuera en fluidos de perforación que sean ambientalmente sanos.

## 1.2 IMPORTANCIA PARA LA INDUSTRIA PETROLERA

Los fluidos de perforación son de gran importancia para la industria petrolera pues circularán en todo momento durante la fase de la perforación desde las bombas de lodo en superficie hasta el fondo de pozo viajando por la tubería y de regreso a superficie por el anular. Las funciones de los fluidos de perforación son:

- Controlar presiones de formación.
- Remover los cortes de perforación del fondo de pozo.
- Sellar las formaciones permeables que se puedan encontrar durante la perforación.
- Enfriar y lubricar la broca de perforación.
- Transmitir energía hidráulica a las herramientas de fondo y a la broca.
- Mantener estabilidad y control del pozo.

A medida que pasan los años, los pozos con dificultades de perforación y con condiciones extremas se van haciendo más comunes, encontrándose así con facilidad, pozos desviados y hasta totalmente horizontales e inclusive pozos en zonas demasiado profundas que manejan altísimas temperaturas y presiones en fondo de pozo. La necesidad de mejorar constantemente los fluidos de perforación conlleva a que sea un área de estudio constante por parte de los ingenieros encargados de la investigación.

La línea de fluidos de perforación en la industria petrolera ha permitido la apertura de nuevos mercados, se ha incrementado el número de compañías y así mismo se hace indispensable la contratación de las mismas en el momento de realizar actividades de perforación de un pozo de petróleo o gas. Para la elaboración e inyección de un fluido de perforación es necesario una serie de equipos y productos puestos en pozo que van desde sustancias químicas comunes como barita o carbonato de calcio y agua o el mismo crudo extraído de pozos aledaños, hasta tanques enormes para mezclado, mangueras y bombas para llevarlos hasta la broca en fondo de pozo y ponerlo en contacto con la formación.

## 1.3 LOCALIZACION DEL AREA DE INTERÉS

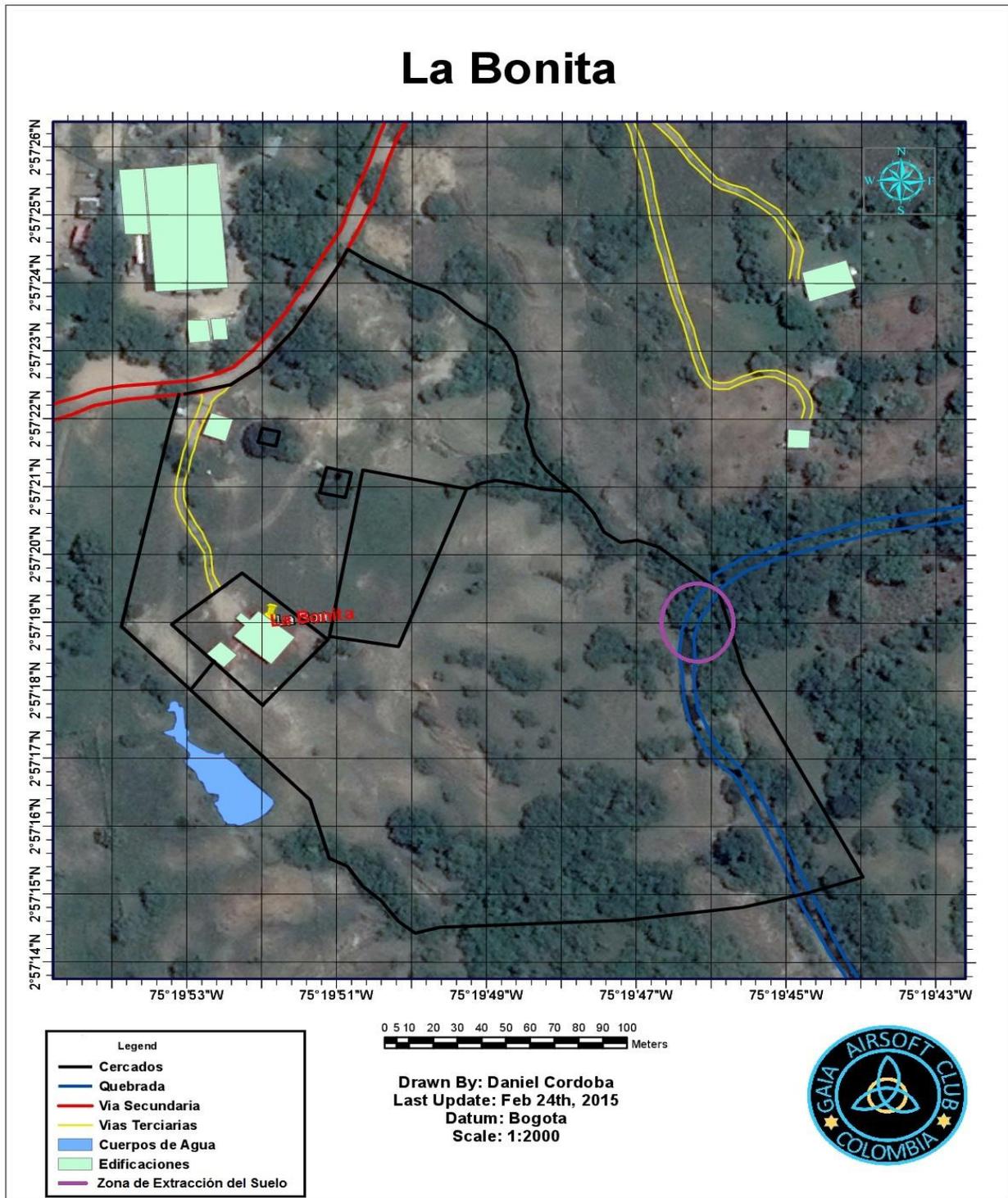
La extracción de la muestra de suelo se realizó en una zona a las afueras de la ciudad de Neiva, en cercanías con el municipio de Palermo. El sector fue escogido debido a la cercanía con un cuerpo de agua (Véase Ilustración 1), lo cual permite la presencia de sedimentos y materia orgánica acumulada, puesto que la mayor presencia de materia orgánica permite un mejor proceso de remediación.

Cabe resaltar que la zona se encuentra dentro de una propiedad privada a la cual se tuvo acceso mediante previo permiso y que además la finca colinda con la Batería Santa Clara al servicio de Hocol, en donde se prestan servicios de recibo, almacenamiento, separación de gas, re-envío de gas a otras baterías, consumo local de gas y quema de los excesos. Al ser un punto de fiscalización, presenta diferentes líneas que conectan a los pozos y demás baterías; líneas a través de las cuales el fluido viaja y en cualquier punto puede presentarse un derrame o fuga, afectando las zonas aledañas como cuerpos de agua y suelos.

Las actividades realizadas en los sectores aledaños a la zona de extracción del suelo, suponen que el estudio que se realizó podría llegar a ser aplicado en caso de un fallo en los equipos de la batería y un posterior derrame de hidrocarburos. De esta manera se trabajó con suelos característicos que estén en riesgo de sufrir afectaciones por aceites hidrocarburos de cualquier tipo.

Además que la batería debe contar con un plan de manejo ambiental, el cual involucra las posibles afectaciones a zonas aledañas, como la zona de extracción del suelo, entonces deben conocer el comportamiento de estos suelos al estar en contacto con hidrocarburos y deben tener una disposición de residuos adecuada con el fin de evitar la contaminación del cuerpo de agua cercano o de los suelos vecinos.

Ilustración 1. Ubicación de la zona de extracción del Suelo dentro de la finca La Bonita.



Fuente: Información brindada por Gaia Airsoft Club.

## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1 SUELOS

Se considera como suelo a la delgada capa que se encuentra sobre la corteza terrestre, compuesto por un material proveniente de la desintegración y/o alteración física y/o química de las rocas y de los residuos de las actividades de los seres vivos que habitan sobre éste. Cuando es una alteración física el suelo mantiene su composición mineralógica, mientras que si es una alteración química la constitución mineralógica es diferente a la que poseía la roca madre (Crespo, 2004).

Según Ansorena (1994), en su publicación en la revista *Sustrai*, dice que el suelo se compone de tres fases: *sólida*, *líquida* y *gaseosa*, cuya composición y proporciones dependen de la naturaleza del suelo y de las condiciones ambientales (temperatura, humedad, etc.). La fase sólida contiene los componentes mineralógicos y la materia orgánica (residuos de organismos animales y vegetales) y se genera debido a la degradación o meteorización de la roca madre mediante acción de agentes climáticos. La materia orgánica en los suelos es una gran fuente de carbono y su descomposición se debe a microorganismos que obtienen su energía de la materia orgánica dejando como residuo final un **humus**<sup>1</sup> el cual aporta beneficios nutricionales a los suelos<sup>2</sup>. Por otra parte la fase líquida es en realidad una solución acuosa de gases y sólidos disueltos que se encuentran retenidos en los poros debido al efecto capilar, tal cual es el proceso que ocurre en un tubo capilar que simula ser un material poroso. Finalmente la fase gaseosa no es sino aireación de las plantas en el suelo y dependerá de la cantidad de agua presente en el suelo. A menor cantidad de agua en el suelo, la aireación será máxima, y a medida que se humedezca el suelo, disminuirá la cantidad de aire.

#### 2.1.1 Composición del suelo

La matriz de un suelo está compuesta por cinco componentes principales:

- **Minerales:** Los materiales minerales constituyen los principales componentes estructurales de los suelos y suponen más del 50% del volumen total.

---

<sup>1</sup> Humus: Residuo final de la descomposición de la materia orgánica. Aporta el color oscuro al suelo.

<sup>2</sup> Hay suelos que contienen cerca del 10% de materia orgánica lo cual beneficia la degradación de los contaminantes del suelo.

- **Aire – agua:** Conjuntamente constituyen el volumen de poros, que, por lo general, ocupa entre el 25 y 50% del volumen total. La proporción aire – agua varía considerablemente con la humedad del suelo.
- **Organismos vivos:** Ocupan menos del 1% del volumen.
- **Materia orgánica:** Oscilan entre el 3 y 6% del volumen, con valor medio.

### 2.1.2 La fracción mineral

El mineral predominante en un suelo es el dióxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ). Igualmente se encuentran en abundancia el aluminio y el hierro, mientras que el calcio, magnesio, potasio, titanio, manganeso, nitrógeno, azufre, sodio y fósforo están presentes en menor cuantía (Alexander, 1991). La composición química varía de un suelo a otro y, en un mismo suelo, a diferentes profundidades. Los microorganismos obtienen parte de los nutrientes que necesitan de la fracción mineral del suelo, siendo dichos nutrientes nitrógeno, fósforo, potasio, magnesio, azufre, hierro, calcio, manganeso, zinc, cobre y molibdeno. Sin embargo los microorganismos pueden disponer con facilidad únicamente de una pequeña parte de estos minerales, convirtiéndolos más en una provisión de lento empleo, que en una fuente de rápido uso.

### 2.1.3 Clasificación de suelos

Los suelos se clasifican según el tamaño de sus partículas, teniendo en cuenta tres componentes principales:

- **Arcilla:** Pasa por un tamiz de 0,002 mm ( $2\mu\text{m}$ ).
- **Limo:** Queda retenido en el tamiz de 0,002 mm pero pasa a través del tamiz de 0,05 mm.
- **Arena:** Queda retenida en el tamiz de 0,05mm aunque pasa a través del de 2mm.

El área específica (área/volumen) de los diferentes tipos de partículas afecta directamente las propiedades físicas, químicas y biológicas del suelo (Ver Tabla 1). La arcilla constituye el tipo de partícula que mayor efecto produce sobre las propiedades de un suelo, principalmente debido a la alta actividad superficial que

la caracteriza. La mayor parte de sus partículas son de naturaleza coloidal, tienen una carga superficial negativa y de forma plana; además, son buenos absorbentes de agua, iones y gases. Las partículas de mayor tamaño, como la arena, no tienen el mismo nivel de actividad superficial. Los principales efectos asociados a las partículas de arena están relacionados con el tamaño del poro del suelo y, por tanto, con el movimiento del aire y el agua a través del mismo (las arenas no afectan en gran medida a las propiedades químicas y biológicas del suelo).

La presencia en un suelo de superficies que absorban con gran intensidad determinadas clases de compuestos puede reducir la disponibilidad de compuestos orgánicos para la biodegradabilidad. También afecta la disponibilidad de nutrientes la capacidad de intercambio de cationes en el suelo de los minerales arcillosos y los compuestos orgánicos que constan de zonas con carga eléctrica superficial negativa. El amonio, por ejemplo, que tiene carga positiva, pasa a estar disponible en menor grado para su uso directo por plantas y microorganismos y queda retenido en el suelo más tiempo que los nitratos, oxidándose y pasando a tener carga negativa.

**Tabla 1. Clasificación de las partículas de un suelo.**

Tipo de Partícula	Diámetro, mm	Área específica, m <sup>2</sup> /kg
Arena		
Gravilla	1,0 - 2,0	1,1
Arena gruesa	0,5 - 1,0	2,3
Arena media	0,25 - 0,5	4,5
Arena fina	0,1 - 0,25	9,1
Arena muy fina	0,05 - 0,1	22,7
Limo	0,002 - 0,05	45,4
Arcilla	< 0,002	1130,0

Fuente: USDA, 1951

## 2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

### 2.2.1 Generalidades de los fluidos de perforación

El Fluido de Perforación es un fluido de características químicas y físicas apropiadas, que puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinaciones de agua y aceite con diferente contenido de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y además, estable a altas temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las

exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias.

El objetivo principal que se desea lograr con un fluido de perforación, es garantizar la seguridad y rapidez del proceso de perforación, mediante su tratamiento a medida que se profundizan las formaciones de altas presiones, la circulación de dicho fluido se inicia al comenzar la perforación y sólo debe interrumpirse al agregar cada tubo, o durante el tiempo que dure el viaje que se genere por el cambio de la mecha (González, 2003).

Los fluidos de perforación cumplen muchas funciones: controlan las presiones de formación, remueven los recortes del pozo, sellan las formaciones permeables encontradas durante la perforación, enfrían y lubrican la broca, transmiten la energía hidráulica a las herramientas de fondo de pozo y a la broca y, quizás lo más importante, mantienen la estabilidad y el control del pozo. Aludido a menudo como "lodo", el fluido de perforación fue introducido por primera vez alrededor del año 1913 para el control de la presión del subsuelo. Las décadas de 1920 y 1930 fueron testigo del surgimiento de las primeras compañías estadounidenses especializadas en la distribución, desarrollo e ingeniería de los fluidos y componentes de perforación. En las décadas siguientes, las compañías de fluidos de perforación introdujeron desarrollos en materia de química, mediciones e ingeniería de procesos, que produjeron mejoras significativas en la eficiencia de la perforación y la productividad (Schlumberger Oilfield Review, 2013).

## 2.2.2 Funciones de los fluidos de perforación

Las funciones del fluido de perforación son varias y todas muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación son necesarias para lograr el avance eficiente de la broca y la buena condición del hoyo (Barberii, 1998). Entre sus principales funciones se encuentran:

- **Transportar los ripios de perforación, derrumbes o cortes desde el fondo del hoyo hasta la superficie:** Los ripios de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la rotación de la broca; para lograrlo, el fluido de perforación se hace circular dentro de la columna de perforación y con la ayuda de la broca se transportan los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción eficaz y continua de los ripios, depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, de la velocidad de penetración, rotación de la columna de perforación y de la viscosidad, siendo el parámetro más importante, la velocidad anular del fluido de perforación, el cual depende del caudal o régimen de bombeo y

para esto, el fluido debe ser bombeado a la presión y volumen adecuado, logrando que el fondo del hoyo se mantenga limpio.

- **Mantener en suspensión los ripios y material densificante cuando se detiene la circulación:** El fluido de perforación debe tener la capacidad de suspender los recortes de perforación y el material densificante cuando la fuerza de elevación por flujo ascendente es eliminada y estos caen al fondo del hoyo al detener la circulación. Esta característica del fluido de perforación, se puede lograr gracias a la propiedad tixotrópica que pueden poseer algunos de ellos, la cual le permite al fluido de perforación mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación y luego depositarlos en superficie al reiniciar la misma. Así mismo, bajo condiciones estáticas la fuerza de gelatinización debe evitar que el material densificante se precipite en los fluidos más pesados.
- **Controlar las presiones de la formación:** El fluido de perforación se prepara con la finalidad de contrarrestar la presión natural de los fluidos en las formaciones. Se debe alcanzar un equilibrio justo, es decir, un equilibrio tal en el que la presión ejercida por el fluido de perforación (presión hidrostática) contra las paredes del pozo sea suficiente para contrarrestar la presión que ejercen los fluidos que se encuentran en las formaciones, el petróleo y el gas; pero que no sea tan fuerte que dañe el pozo. Si el peso del fluido de perforación fuese muy grande, podría provocar la fractura de la roca y el fluido de perforación se perdería hacia la formación.
- **Limpiar, enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación:** A medida que la broca y la sarta de perforación se introducen en el hoyo, se produce fricción y calor. Los fluidos de perforación brindan lubricación y enfriamiento mediante la capacidad calorífica y conductividad térmica que estos poseen, para que el calor sea removido del fondo del hoyo, transportado a la superficie y disipado a la atmósfera, y así permitir que el proceso de perforación continúe sin problemas y se pueda prolongar la vida útil de la broca. La lubricación puede ser de especial importancia para los pozos de alcances extendidos u horizontales, en los que la fricción entre la tubería de perforación, la broca y la superficie de la roca debe ser mínima.
- **Prevenir derrumbes de formación soportando las paredes del hoyo:** La estabilidad del pozo depende del equilibrio entre los factores mecánicos (presión y esfuerzo) y los factores químicos. La composición química y las propiedades del fluido de perforación deben combinarse para proporcionar la estabilidad del pozo hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. Independientemente de la composición química del fluido de perforación, el peso de debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo

(presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La inestabilidad del pozo se identifica por el derrumbe de la formación, causando la reducción del hoyo, lo cual requiere generalmente el ensanchamiento del pozo hasta la profundidad original. Además, el fluido de perforación debe ofrecer la máxima protección para no dañar las formaciones productoras durante el proceso de perforación.

- **Suministrar un revoque liso, delgado e impermeable para proteger la productividad de la formación:** Un revoque es un recubrimiento impermeable que se forma en la pared del hoyo, debido al proceso de filtración, la cual puede ocurrir bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas, durante las operaciones de perforación. La filtración bajo condiciones dinámicas ocurre mientras el fluido de perforación está circulando y bajo condiciones estáticas ocurre durante las conexiones, los viajes o cuando el fluido no está circulando.
- **Ayudar a soportar, por flotación, el peso de la sarta de perforación y del revestimiento:** La inmersión de la tubería de perforación en el fluido produce un efecto de flotación, lo cual reduce su peso y hace que se ejerza menos presión en el mecanismo de perforación; puesto que, con el incremento de la profundidad de perforación el peso que soporta el equipo se hace cada vez mayor, con lo cual el peso de una sarta de perforación o de revestimiento puede exceder las 200 toneladas y esto puede causar grandes esfuerzos sobre los equipos de superficie. El peso de la sarta de perforación y la tubería de revestimiento en el fluido de perforación, es igual a su peso en el aire multiplicado por el factor de flotación. A medida que aumenta el peso del fluido de perforación, disminuye el peso de la tubería.
- **Transmitir la potencia hidráulica a la formación por debajo de la broca:** En perforación de pozos, cuando se habla de hidráulica se hace referencia a la relación entre los efectos que pueden causar la viscosidad, la tasa de flujo y la presión de circulación sobre el comportamiento eficiente del fluido de perforación. Durante la circulación, el fluido de perforación es expulsado a través de las boquillas de la broca a gran velocidad. La energía hidráulica hace que la superficie por debajo de la broca esté libre de recortes para así maximizar la velocidad de penetración; ya que, si estos no son removidos la broca sigue retriturando los viejos recortes, lo que reduce la velocidad de penetración. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la broca. Las propiedades reológicas ejercen influencia considerable sobre la potencia hidráulica aplicada y por lo tanto deben mantenerse en valores adecuados.

### 2.2.3 Fluidos de perforación base aceite

En términos muy generales, los fluidos de perforación base aceite son aquellos en los cuales la fase continua es el aceite, y si hablamos de emulsiones inversas (agua en aceite), el agua es la fase dispersa. Los lodos base aceite tienen una gran cantidad de ventajas que no pueden ofrecer los lodos base agua, tales como una menor sensibilidad a las temperaturas y las presiones, por tal motivo son aplicables a grandes profundidades sin que los lodos pierdan sus propiedades, además son utilizados cuando se está perforando zonas con arcillas hidratables, cuando se está perforando formaciones sujetas a pegajos por presiones diferenciales (Prieto, 1993).

El rango de Proporción Agua-Aceite abarca desde 50% Aceite-50% Agua hasta 95% Aceite - 5% Agua. Comúnmente varias operadoras prefieren usar Lodo base aceite, en vez de lodo base agua. Ello se debe precisamente a que con base aceite se cuenta con las siguientes ventajas (Darley, 1988):

- Es bueno para ambientes de altas temperaturas debido a su base aceitosa.
- Bueno para perforación en formaciones lutíticas debido a que no reacciona con las arcillas de la formación causando inestabilidad en el fluido.
- Casi siempre crea revoques delgados, lo cual reduce el riesgo de atascamiento de la tubería.
- Puede ser tratado y reutilizado, así como ser empleado para largas corridas pudiendo con ello reducir los costos totales debidos a fluidos de perforación.
- Teniendo al aceite como fase externa funciona como buen lubricante, reduciendo con ello los torques de perforación.
- Es excelente para usarse en algunas áreas donde se enfrenta con problemas de hidratos como en perforaciones de aguas profundas.
- Generalmente, cuando se perfora con lodo base aceite se puede fácilmente conservar el calibre del hoyo.

Sin embargo, el lodo base aceite también tiene sus desventajas:

- **Concientización ambiental:** Este tipo de lodo es considerado como residuo Tóxico, por lo tanto no puede ser dispuesto directamente al ambiente, sino que realmente necesita dársele un tratamiento especial cuando se usa. Varias autoridades gubernamentales no permiten operar a las compañías petroleras que no posean buenos tratamientos de los residuos mientras perforan con lodo base aceite.

- **Salud personal:** Este lodo emite vapores peligrosos que pueden causar problemas en la salud del personal que trabaja con él, tanto con cortos como por largo tiempo. Por eso se requiere que el personal use sus Elementos de Protección Personal (EPP) apropiados para trabajar con el lodo, ya que el mismo puede ocasionar irritaciones en la piel.
- **Costos:** Los costos de este sistema de fluidos son mayores de los de lodo base agua si se habla en términos de costo por barril.
- **Detección de influjos de gas:** Es muy difícil de identificar ya que el gas se disuelve en el aceite. Se debe estar pendiente de los influjos es en la ganancia en los tanques o en el incremento de flujo. En estos casos cuando la burbuja de gas es movida hacia arriba durante la circulación se verá repentinamente ganancia en los tanques e incremento de flujo por la expansión del gas.
- **Limpieza:** Es muy difícil mantener el taladro limpio durante la perforación con lodo base aceite. El personal requiere de mayor tiempo y esfuerzo para limpiar el área donde se trabaja con el lodo.
- **Equipos:** Las piezas de goma se deterioran fácilmente con el lodo base aceite, por lo tanto el personal debe frecuentemente chequear las piezas de goma expuestas al lodo, tales como mangueras, juntas de expansión, etc.

## 2.3 QUÍMICA DE LOS HIDROCARBUROS

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados principalmente por carbono e hidrógeno. Debido a que su composición química es sumamente compleja, pudiendo contener miles de compuestos (Rossini, 1960), se ha optado por clasificar los hidrocarburos por las similitudes que presentan en las estructuras de sus moléculas, en diferentes subgrupos (Kostas, J. L. 1993). Los principales subgrupos son: *i*) Saturados o parafinicos (*n*-alcanos, alcanos ramificados con cadenas alquílicas y las cicloparafinas), *ii*) fracción aromática (monoaromáticos, diaromáticos e hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH's), *iii*) fracción de resinas y *iv*) fracción de asfaltenos que son menos abundantes y consisten en compuestos más polares, pudiéndose encontrar hidrocarburos heterocíclicos, hidrocarburos oxigenados y agregados de alto peso molecular (Speight, 1991).

Tabla 2. Composición de fracciones químicas de hidrocarburos.

Fracción o Subdivisión	Composición
<b>Saturados o Parafínicos</b>	n- alcanos, alcanos de cadena ramificados e isoprenoides, y cicloparafinas o cicloalcanos, hopanos.
<b>Aromáticos</b>	Hidrocarburos monoaromáticos, diaromáticos, aromáticos policíclicos (PAH's)
<b>Resinas</b>	Agregados de piridinas, quinolinas, carbazoles, tiofenos, sulfóxidos y amidas
<b>Asfaltenos</b>	Agregados de PAH, ácidos nafténicos, sulfuros, ácidos grasos, metaloporfirinas, fenolespolihidratados.

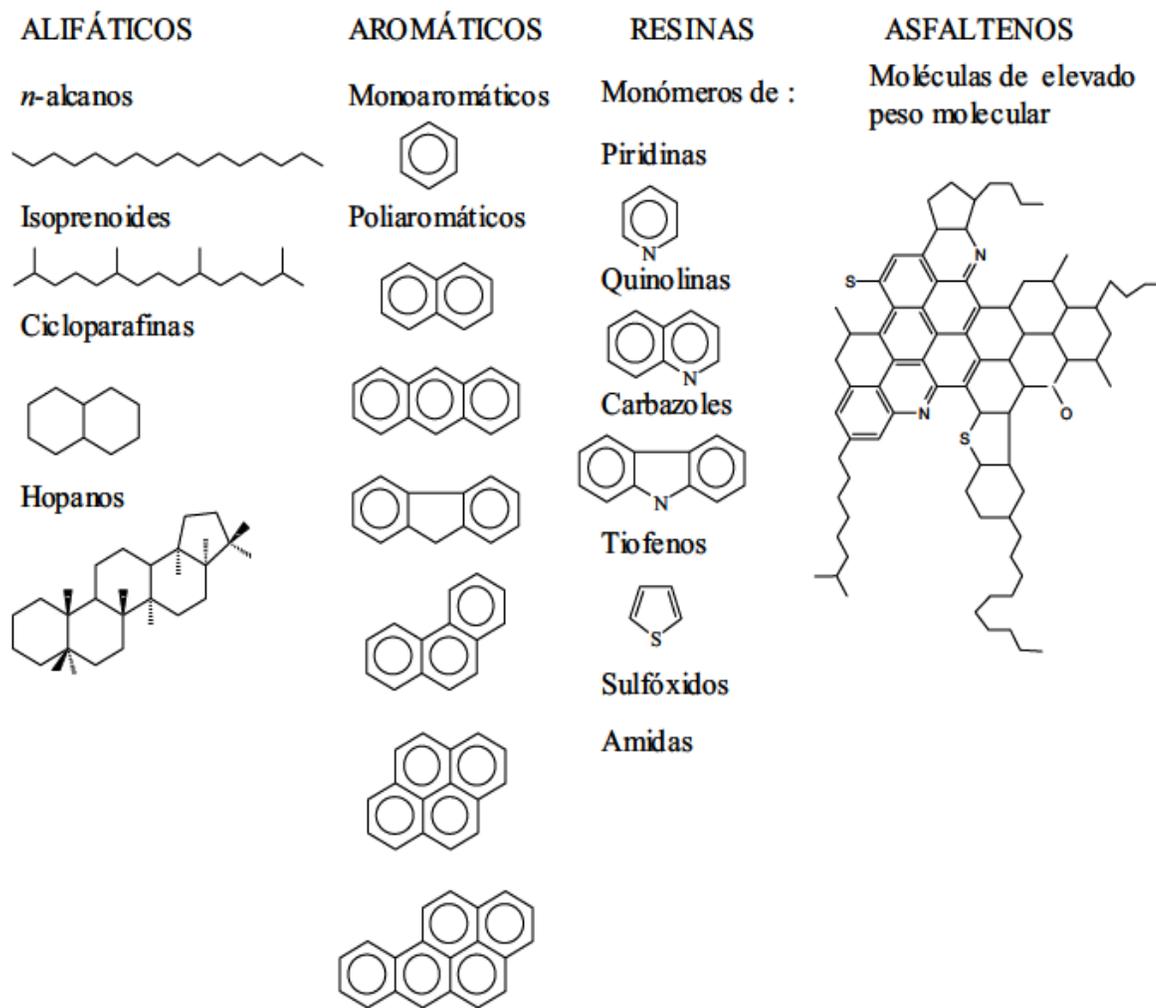
Fuente: *Canals, M.; 2005.*

### 2.3.1 Composición por familias de hidrocarburos

Según Howe-Grant (1996) más detalladamente se han agrupado los hidrocarburos en las siguientes familias:

- Parafinas volátiles (alcanos ramificados y no ramificados, hasta C<sub>10</sub>).
- Parafinas no volátiles (alcanos ramificados y no ramificados, entre C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>).
- Naftenos (Cicloalcanos o cicloparafinas).
- Oleofinas (alquenos).
- Aromaticos (monoaromáticos y poliaromáticos).
- Resinas y asfaltenos.

**Ilustración 2. Estructuras químicas de diferentes componentes de hidrocarburos.**



Fuente: Benavidez et al, 2006

**2.3.1.1 Parafinas volátiles (n-alcanos e isoprenoides volátiles)**

Los alcanos son poco reactivos debido a sus enlaces covalentes sencillos. Por eso reciben el nombre de “Parafinas”. Debido a su estabilidad, los alcanos se encuentran abundantemente en la naturaleza. Son *n*-alcanos e isoprenoides (alcanos ramificados) de un tamaño C<sub>1</sub>-C<sub>10</sub> (de 1 a 10 átomos de carbono). Este grupo de parafinas son la fracción más volátil del crudo y susceptible a pérdidas por volatilización. Podemos encontrar la fracción de gas natural, de C<sub>1</sub> – C<sub>5</sub>. Y los isoprenoides tenemos principalmente al isobutano e isopentano.

### 2.3.1.2 Parafinas no volátiles (n-alcanos e isoprenoides)

Se definen como aquellos n-alcanos e isoprenoides entre C<sub>11</sub>-C<sub>40</sub>. Los componentes entre C<sub>11</sub>-C<sub>15</sub> son de volatilidad intermedia. Los n-alcanos oscilan entre C<sub>11</sub>-C<sub>40</sub>, aunque se han descrito cadenas más largas y pueden constituir entre el 15-20% de crudos no degradados. Los isoprenoides varían de C<sub>12</sub>-C<sub>22</sub> y constituyen entre 1-2% del crudo, llegando a 15% en crudos degradados.

### 2.3.1.3 Naftenos (cicloalcanos)

Esta familia está compuesta por las cicloparafinas o cicloalcanos. El anillo de los compuestos nafténicos puede estar formado por un número de átomos de carbono entre 3 (ciclopropano) y 8 (ciclooctano), sin embargo los compuestos más abundantes de esta familia son los ciclopentanos alquilados (fundamentalmente metilados).

### 2.3.1.4 Oleofinas (alquenos)

Los alquenos y alquinos son compuestos que contienen doble y triple enlace en su estructura respectivamente. Los compuestos que tienen doble o triple enlace son compuestos insaturados y hacen que estos compuestos sean más reactivos que los alcanos; por lo tanto, solamente se encuentran pequeñas cantidades de estos compuestos en los hidrocarburos que existen naturalmente. Adquieren importancia en los productos resultantes del refinado, ya que se generan durante el proceso de cracking, existiendo hasta un 30% en gasolinas y un 1% en fueles.

### 2.3.1.5 Hidrocarburos aromáticos

El crudo de petróleo contiene una mezcla muy compleja de hidrocarburos aromáticos. Esta fracción la componen moléculas que contienen uno o varios anillos bencénicos en su estructura. Así encontramos hidrocarburos monoaromáticos (un anillo bencénico), diaromáticos (2 anillos bencénicos) y poliaromáticos (HAPs, con más de dos anillos bencénicos).

**Hidrocarburos monoaromáticos:** Se encuentran el benceno y sus alquilados (monoalquilados como el tolueno y dialquilados como los xilenos), formando la

familia de los BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno) de gran importancia ambiental debido a su volatilidad y toxicidad.

**Hidrocarburos poliaromaticos (PAH's):** Entre los hidrocarburos diaromáticos, encontramos el naftaleno y sus alquilados (mono, di, tri y tetrametilnaftalenos). Constituyen la familia mayoritaria de hidrocarburos aromáticos presentes en un crudo.

Entre los hidrocarburos poliaromáticos de tres anillos, encontramos el fenantreno, antraceno, fluoreno, y sus derivados alquilados. El fenantreno y los metilfenantrenos, representan los componentes mayoritarios de los triaromáticos

Entre los hidrocarburos poliaromáticos de más de tres anillos, encontramos el fluoranteno (3 anillos bencénicos y uno no bencénico), pireno y criseno (4 anillos aromáticos), pireno y benzo(a)pireno (5 anillos aromáticos) y coroneno (un PAH pericondensado con 6 anillos).

También se pueden incluir compuestos muy relacionados con los hidrocarburos aromáticos que contienen anillos aromáticos heterocíclicos con azufre (tiofenos, dibenzotiofenos) o nitrógeno (carbazoles).

### 2.3.1.6 Resinas y asfaltenos

Se trata de mezclas complejas, integradas por núcleos policíclicos o naftenoaromáticos. Contienen cadenas hidrocarbonadas con heteroátomos de oxígeno, nitrógeno y azufre (componentes NOS del petróleo) y a veces están asociadas con pequeñas concentraciones de haluros y metales (Howe-Grant 1996). Los asfaltenos y resinas tienen estructuras básicas generales. Sin embargo, sus propiedades físicas y químicas son dramáticamente diferentes. Los asfaltenos no son solubles en petróleo, pero están suspendidos como coloides. Los asfaltenos puros no son volátiles, no ebulen, se descomponen (cuando son calentados), y son sólidos secos negros. Las resinas, sin embargo, pueden estar disueltas en el petróleo. Las resinas, cuando se separan del petróleo, existen como líquido o sólido, dependiendo de su peso molecular, polaridad y composición. Las resinas presentan volatilidad. (Kostas, J. L. 1993).

### 2.3.2 Hidrocarburos totales del petróleo (TPH)

El término hidrocarburos de petróleo, se usa para describir a un grupo extenso de varios cientos de sustancias químicas derivadas originalmente del petróleo crudo. En este sentido, los hidrocarburos de petróleo son realmente una mezcla compleja, denominados así porque casi todos los componentes están formados de carbono e hidrógeno (ASTDR, 1999).

El gran número de hidrocarburos moleculares presentes en el petróleo dificulta mucho las tareas de separación e identificación de sus componentes. El análisis más extenso llevado a cabo hasta la fecha alcanza el aislamiento y la identificación de aproximadamente 175 hidrocarburos (Hamel, 2009). Estos compuestos aislados representan solamente alrededor de 50% y son principalmente hidrocarburos de puntos de ebullición bajos. De los 175 hidrocarburos aislados, 108 son compuestos alifáticos saturados, mientras que 57 son aromáticos.

Debido a que hay muchos productos químicos diferentes en el petróleo crudo y en otros productos de petróleo, no es práctico medir cada uno en forma separada. Sin embargo, es útil medir la cantidad total de TPH en un sitio (ASTDR, 1998). Los científicos han dividido a los TPH en grupos de hidrocarburos de petróleo que se comportan en forma similar en el suelo o el agua. Estos grupos se llaman fracciones de hidrocarburos de petróleo. Cada fracción contiene muchos productos químicos individuales. Algunas sustancias químicas que pueden encontrarse en los TPH incluyen a hexano, combustibles de aviones de reacción, aceites minerales, benceno, tolueno, xilenos, naftalina, y fluoreno, como también otros productos de petróleo y componentes de gasolina. Sin embargo, es probable que muestras de TPH contengan solamente algunas, o una mezcla de estas sustancias químicas.

Los TPH pueden entrar al ambiente a raíz de accidentes, fugas y derrames industriales, o como subproductos de uso comercial o privado. Una vez en el ambiente una fracción de los TPH flotará en el agua y formará una capa superficial. En tanto, la otra fracción de los TPH se depositará en los sedimentos del fondo. La presencia de TPH en el ambiente puede ser de origen natural o antrópica, la problemática de contaminación por TPH surge cuando las cantidades de hidrocarburos en los suelos, aguas superficiales y/o subterráneas son mayores a la capacidad de degradación de los microorganismos presentes en el medio, responsables de oxidar y mineralizar los TPH a sustancias inocuas. Las fracciones de TPH que no sean degradadas se adherirán a las partículas en el suelo o sedimentos donde pueden permanecer por largo tiempo dando origen a un suelo contaminado por hidrocarburos, en el cual se encuentran presentes hidrocarburos que por sus cantidades y características afecten la naturaleza del suelo.

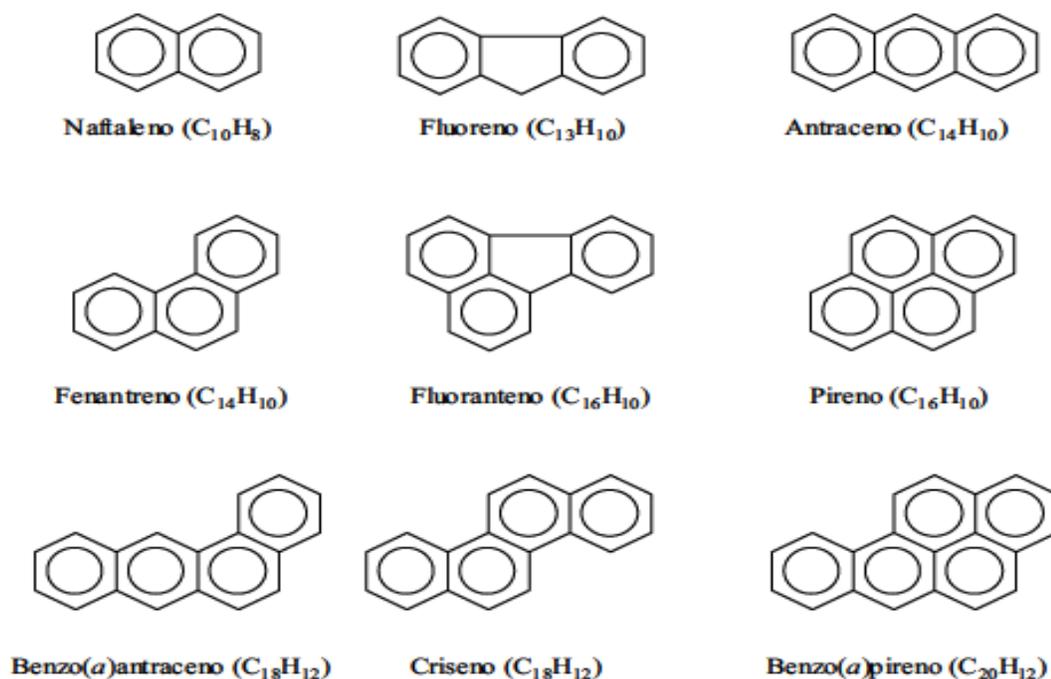
Los hidrocarburos totales de petróleo (TPH) están conformados por dos grandes fracciones, los hidrocarburos alifáticos (HAL) y los hidrocarburos aromáticos (HAR). Existen dos clases de hidrocarburos aromáticos (HAR): los de bajo peso molecular que tienen de 2 a 3 anillos aromáticos como el naftaleno, fluoreno, fenantreno y antraceno y derivados; y los de alto peso molecular que tienen de 4 a 7 anillos aromáticos como el criseno. Sus características físicas y químicas varían de acuerdo a su peso molecular. Dentro de los hidrocarburos aromáticos se encuentran los hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH's) (Padilla, 1989).

### **2.3.2.1 Hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH'S)**

Los hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH's) son compuestos orgánicos formados por tres o más anillos aromáticos condensados, en donde algunos átomos de carbono son comunes a dos o tres anillos. La estructura atómica del anillo bencénico les confiere una gran estabilidad (Dagley, 1981).

La estructura condensada más sencilla, formada por sólo dos anillos aromáticos condensados, es el naftaleno. A los anillos aromáticos pueden unirse otros tipos de anillos, como los de cinco átomos de carbono o los que contienen otros átomos (oxígeno, nitrógeno o azufre) en lugar del carbono.

Ilustración 3. Estructura química de hidrocarburos aromáticos policíclicos representativos.



Fuente: Torres, 2009

Los PAH's se forman por la exposición de moléculas orgánicas a elevadas temperaturas (pirólisis), así como también por exposiciones a menor temperatura (100-150°C) y a elevadas presiones durante millones de años en sedimentos, durante la formación del petróleo (origen petrogénico). Las mezclas de PAH's de origen petrogénico se distinguen de las pirolíticas por ser más ricas en PAH's alquilados debido a la diferente temperatura de formación (Blumer, 1976).

La composición de los productos resultantes de la pirosíntesis depende del combustible, la temperatura y el tiempo de estancia en la zona de caldeo. Los combustibles que forman PAH's son metano, otros hidrocarburos, hidratos de carbono, ligninas, péptidos, etc. Sin embargo, los compuestos que contienen cadenas laterales, los compuestos insaturados y las estructuras cíclicas suelen favorecer la formación de PAH's. (Stellman, 1998).

### 2.3.2.2 Propiedades fisicoquímicas de los PAH's

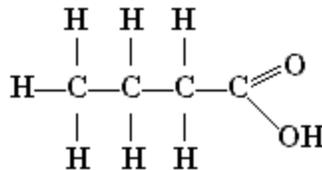
Los sistemas conjugados  $\pi$ -electrón de los HAPs son los responsables de su estabilidad química. Son sólidos a temperatura ambiente y su volatilidad es muy pequeña. Dependiendo de su carácter aromático, los PAH's absorben luz ultravioleta y producen un espectro fluorescente característico. Son solubles en muchos disolventes orgánicos, pero muy poco solubles en agua, tanto menos cuanto mayor sea su peso molecular.

Desde el punto de vista químico, los PAH's reaccionan por sustitución del hidrógeno o por adición cuando se produce su saturación. Generalmente se conserva el sistema de anillos. La mayoría de los PAH's se foto-oxidan, una reacción importante para eliminarlos de la atmósfera. El hecho de que los PAH's cancerígenos reaccionen con otras sustancias no significa necesariamente que se inactiven como tales; por el contrario, muchos PAH's que contienen sustituyentes son carcinógenos más potentes que el correspondiente compuesto progenitor (Stellman, 1998).

### 2.3.3 Ácidos grasos

Los ácidos grasos consisten de átomos de carbono (C), hidrógeno, (H) y oxígeno (O) organizados como una cadena de carbonos con un grupo carboxilo (-COOH) en un extremo. Los ácidos grasos saturados tienen todos los hidrógenos que pueden enlazarse a los átomos de carbono y consecuentemente no tienen enlaces dobles entre los carbonos. Los ácidos grasos monoinsaturados tienen solamente un enlace doble. Los ácidos grasos poliinsaturados tienen más de un enlace doble.

Ilustración 4. Ácido Butírico.



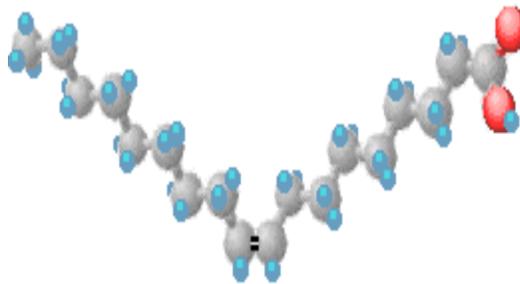
Fuente: Zamora, 2015

Los ácidos grasos son frecuentemente representados por una notación como C18:2 que indica que el ácido graso consiste de una cadena de 18 carbonos y dos enlaces dobles. Aunque esta notación puede referirse a varios isómeros de ácidos grasos con esta composición, se usa para denotar el ácido graso natural con estas características, i.e., el ácido linoleico. Los enlaces dobles se llaman "conjugados" cuando están aislados por un enlace simple, e.g., (-CH=CH-CH=CH-). El nombre

"ácido linoleico conjugado" (ALC) se refiere a varios variantes del ácido linoleico C18:2 como el 9,11-ALC y 10,12-ALC que corresponden al ácido 9,11-octadecadienoico y el ácido 10,12-octadecadienoico.

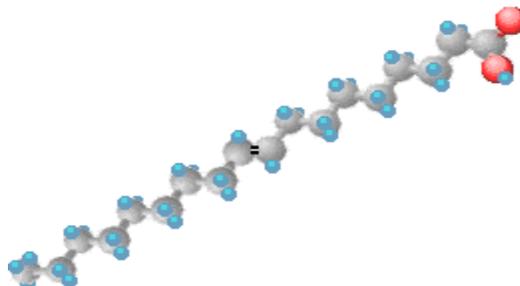
Los enlaces dobles son muy fuertes y previenen la rotación de los carbonos alrededor del eje del enlace doble. Esta rigidez da origen a los isómeros geométricos que consisten de arreglos de átomos que solamente pueden cambiarse quebrando los enlaces dobles.

**Ilustración 5. Ácido cis-9-octadecenoico.**



Fuente: Zamora, 2015

**Ilustración 6. Ácido trans-9-octadecenoico.**



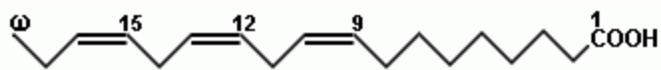
Fuente: Zamora, 2015

Estos modelos moleculares tridimensionales demuestran los isómeros geométricos Cis y Trans del ácido 9-octadecenoico con los átomos de hidrógeno representados de color azul. Los prefijos latinos Cis y Trans describen la orientación de los átomos de hidrógeno con respecto al enlace doble. Cis significa "en el mismo lado" y Trans significa "en el lado opuesto". Los ácidos grasos naturales generalmente tienen la configuración Cis. La forma natural del ácido 9-octadecenoico (ácido oleico), un constituyente del aceite de oliva, tiene forma de "V" por la configuración Cis en la posición 9. La configuración Trans (ácido eláidico) tiene una forma recta.

La nomenclatura de los ácidos grasos usa el alfabeto griego ( $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,...,  $\omega$ ) para identificar la posición de los enlaces dobles. El carbono del grupo carboxilo es el

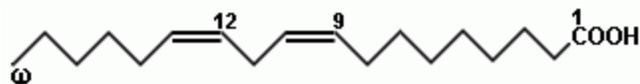
número uno, y el carbono "alfa" es el carbono adyacente (el carbono número 2). El carbono "omega" corresponde al último carbono en la cadena porque la letra omega es la última letra del alfabeto griego. El ácido linoleico es un ácido graso omega-6 porque tiene un enlace doble a seis carbonos del carbono "omega". El ácido alfa-linolénico es un ácido graso omega-3 porque tiene un enlace doble a tres carbonos del carbono "omega". La clasificación de un ácido graso se puede obtener sustrayendo la posición del último enlace doble en la nomenclatura química del número total de carbonos. Para el ácido araquidónico, sustrayendo 14 de 20 obtenemos 6, que corresponde a un ácido graso omega-6. Esta terminología a veces se aplica al ácido oleico que es un ácido graso omega-9.

Ilustración 7. Ácido alfa-linolénico (omega-3).



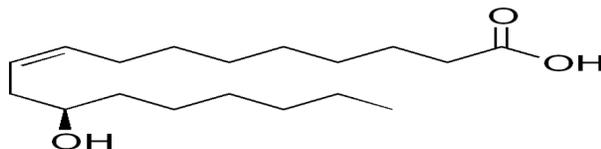
Fuente: Ros, 2015

Ilustración 8. Ácido linoleico (omega-6).



Fuente: Ros, 2015

Ilustración 9. Ácido ricinoleico (omega-9).



Fuente: Ros, 2015

## 2.4 BIORREMEDIACIÓN

La biorremediación puede ser definida como un proceso de ingeniería el cual usa mecanismos bioquímicos en organismos para degradar ambientes de suelos contaminados y convertirlos productos finales menos complejos y menos dañinos como lo son el dióxido de carbono, el agua, sales inorgánicas y/o biomasa (Coulon et al., 2010).

Los tratamientos biológicos llevan muchos años siendo importantes en el tratamiento de aguas residuales, tanto industriales como urbanas, pero es en los

últimos tiempos cuando empiezan a implementarse de forma habitual en el tratamiento de aguas subterráneas y suelos (US-EPA, 2000; US-EPA, 1998).

La degradación microbiana de HAPs en un suelo está condicionada por una serie de factores fisicoquímicos (temperatura, pH, salinidad, fuentes de N y P, estructura molecular del contaminante y biodisponibilidad) y biológicos (población microbiana adaptada al catabolismo del contaminante), que condicionan el éxito del proceso de biorremediación. También, la baja biodisponibilidad de los PAHs en suelos condiciona el resultado del proceso de biorremediación.

Un evento sencillo de biorremediación puede ser el de los hidrocarburos. Los derrames de crudo provocan un desequilibrio al aumentar la cantidad de carbono, lo que descompensa los niveles de nitrógeno y fósforo, en esas condiciones metabólicamente no se puede consumir el carbono. La biorremediación de los hidrocarburos consiste en verter los mismos nutrientes que están descompensados, fósforo, nitrógeno y dejar que los microorganismos que ya están presentes degraden el hidrocarburo.

Para aumentar la eficiencia de la disminución del TPH en suelos, comúnmente se han desarrollado proyectos de biorremediación usando bacterias u otros productos orgánicos sobre los suelos contaminados.

Lo que busca la degradación de los Hidrocarburos mediante la utilización de microorganismos es descomponer largas cadenas de hidrocarburos por compuestos más sencillos y que generen el menor impacto sobre el medio ambiente.

Para Llevar a cabo la reacción en una remediación se requiere lo siguiente:

Fuente de Carbono + F. de Energía + aceptor de e<sup>-</sup> + nutrientes + H<sub>2</sub>O + MO => MO' + CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O

La biorremediación en fase sólida (compostaje) se considera como un método de biorremediación ex situ, por el cual pueden tratarse suelos y sedimentos contaminados con compuestos orgánicos biodegradables, para obtener subproductos inocuos estables. El material contaminado se mezcla con agentes de volumen (paja, aserrín, estiércol, desechos agrícolas), que son sustancias orgánicas sólidas biodegradables, adicionadas para mejorar el balance de nutrientes, así como para asegurar una mejor aireación y la generación del calor durante el proceso. Los sistemas de composteo incluyen tambores rotatorios, tanques circulares, recipientes abiertos y biopilas (Alexander, 1995).

### 2.4.1 Biorremediación de suelos contaminados con hidrocarburos

Los suelos contaminados por hidrocarburos pueden tener consecuencias importantes en términos de la capacidad de las funciones que cumplen los suelos. Los suelos pueden dejar de apoyar la vegetación y de producir biomasa y/o dejar de proporcionar materiales valiosos y sustrato a las actividades humanas, los sistemas ecológicos y biológicos. Puede también interrumpirse el ciclo de nutrientes o quedar incapacitado para actuar como filtro y posiblemente llegando a afectar la hidrosfera. En casos de contaminación severa donde puedan presentarse riesgos para la salud humana y/o para el medio ambiente, es necesaria la recuperación del suelo (Van Straalen, 2002).

La capacidad metabólica de las poblaciones microbianas, frente a los contaminantes presentes en un suelo, es el fundamento sobre el que se sustenta la tecnología de la biorremediación (Alexander, 1999). Generalmente, en un suelo con contaminación recurrente o con episodios previos de contaminación, las poblaciones microbianas autóctonas se habrán seleccionado en favor de la metabolización del contaminante, el cual puede ser transformado con mayor rapidez que la materia orgánica húmica del suelo. Por este motivo, en emplazamientos previamente contaminados, la bioestimulación de la población microbiana indígena, tanto hongos como bacterias, puede acelerar el proceso de biodegradación de los contaminantes (Alexander, 1999). Únicamente en aquellos casos de contaminación puntual o de compuestos de gran recalcitrancia, puede ser necesaria la inoculación de poblaciones alóctonas, con capacidades degradativas especializadas, para posibilitar la degradación de los contaminantes existentes, técnica conocida como bioaumento.

La degradación microbiana de HAPs en un suelo está condicionada por una serie de factores físicoquímicos (temperatura, pH, salinidad, fuentes de N y P, estructura molecular del contaminante y biodisponibilidad) y biológicos (población microbiana adaptada al catabolismo del contaminante), que condicionan el éxito del proceso de biorremediación. También, la baja biodisponibilidad de los HAPs en suelos condiciona el resultado del proceso de biorremediación.

Un buen número de factores que afectan la biodegradación de hidrocarburos derivados del petróleo han sido mencionados anteriormente. La estructura de la matriz contaminante puede ser uno de los factores más importantes y por eso debe estar muy bien caracterizada, durante los ensayos de tratabilidad de suelos contaminados. Por otro lado, factores físicos como la temperatura, el pH y la humedad siempre se deben tener en cuenta, ya que afectan directamente a las características químicas de los compuestos contaminantes, como su solubilidad en agua, así como a la fisiología y diversidad de microorganismos autóctona del suelo (Das & Chandran, 2011). Además, la presencia de tanto nutrientes

inorgánicos (nitrógeno, fósforo, potasio...) como aceptores de electrones es básica para que las tecnologías implementadas tengan resultados aceptables. En suelos contaminados, donde la presencia de carbono orgánico suele ser alta, debido a la naturaleza del contaminante, los nutrientes disponibles pueden agotarse rápidamente (Breedveld & Sparrevik, 2001).

## 2.5 Humus

Según Stevenson (1994), el humus es la materia orgánica transformada y estabilizada que se acumula en el suelo y en los sedimentos acuáticos y que constituye la fracción orgánica más abundante de la biosfera.

El humus es un regenerador de suelos y abono 100% natural, que se obtiene de la transformación de materia orgánica compostada, por medio de la Lombriz Roja Californiana (*Eisenia foetida*). La lombriz tiene la capacidad de asimilar elevadas concentraciones de algunos compuestos protóxicos y metales (Cu, Fe, Cd, Pb, Zn), disminuyendo la concentración de éstos en los suelos (Cova et al 2007).

Este producto tiene unas propiedades específicas que lo convierten en un complemento extraordinario para mejorar los suelos de cultivo de cualquier vegetal. La primera y más importante, es su riqueza en Microorganismos (flora microbiana: 1gr. de Humus contiene aproximadamente 2 billones de microorganismos vivos), que al ponerse en contacto con el suelo, aumentan la capacidad biológica de éste y como consecuencia su capacidad de producción vegetal.

De acuerdo a experiencias anteriores (Sánchez et al.2004), los suelos contaminados con petróleo crudo pueden limpiarse mediante la acción de bacterias autóctonas presentes en agentes bioestimulantes para mejorar la calidad de los suelos.

El humus de lombriz es, en realidad, las deyecciones de un anélido invertebrado, de los que se conocen muchas especies pero que solo dos o tres se han adaptado a las prácticas de lombricultura. En concreto la "*Eisenia foetida*" o lombriz roja de California, es la más utilizada, que aunque es originaria del Cáucaso, se la conoce por este nombre gracias a Thomas Barret, un californiano que empezó su cultivo en los años veinte de forma experimental.

Estas deyecciones son un verdadero milagro para la tierra. Millones de colonias de microorganismos beneficiosos por gramo hacen del humus de lombriz un material extraordinario para afianzar y devolver la vida a los suelos.

Aunque las proporciones de nutrientes no son muy elevadas, sin embargo su pH neutro, buenas cantidades de ácidos húmicos y fúlvicos, su enorme capacidad de intercambio catiónico (CIC 150 a 300 meq/100 gr.) de ahí su gran capacidad de retener nutrientes y agua (hasta 1500 cc. /kg.), convierten al humus de lombriz como en un extraordinario fertilizante natural.

### 2.5.1 Beneficios del humus de lombriz

- Nivel físico:

Mejora la aireación y capacidad de retención de agua y nutrientes.

Mejora la capacidad de germinación de las semillas.

Reduce la erosión del suelo.

Mejora el manejo del suelo.

- Nivel químico:

Enriquece el suelo de sustancias orgánicas y minerales esenciales.

Promueve la asimilación de los nutrientes transformándolos en formas asimilables.

Conserva y eleva el contenido orgánico de los suelos.

- Nivel biológico:

Incorporado en el transplante, reduce el "shock" postransplante.

Favorece la formación de micorrizas.

Aumenta la flora microbiana beneficiosa.

Aumenta la resistencia de las plantas a plagas y enfermedades.

(Información brindada por Agropecuaria Canamar)

### 2.5.2 Composición

La estructura del humus está formada por diferentes macromoléculas complejas que son muy resistentes a la biodegradación. Por esta razón, el humus es considerado como un material recalcitrante, lo cual se ve reflejado en la vida media de sus componentes que puede llegar a ser mayor a 500 años (Stevenson, 1994). A pesar de su sobresaliente estabilidad en el ambiente, muchos estudios recientes han indicado que el humus puede jugar un papel importante en la transformación de compuestos orgánicos e inorgánicos en ambientes anaerobios, como el suelo y los sedimentos de acuíferos. Los estudios iniciales revelaron que las quinonas, estructuras muy abundantes en el humus, son las responsables de las propiedades catalíticas del humus que pueden facilitar múltiples reacciones (Scott et al., 1998). Los ácidos húmicos constituyen la fracción del humus que contiene una mayor concentración de quinonas (Stevenson, 1994). Por esta razón,

los ácidos húmicos han mostrado un mayor impacto catalítico, comparado con las otras fracciones del humus (humina y ácidos fúlvicos), en la conversión de diferentes contaminantes (Field et al., 2000).

Los principales elementos que se encuentran en el humus son:

- Ácidos Húmicos.
- Ácidos Fúlvicos.
- Nitrógeno.
- Fósforo.
- Carbono.
- Potasio.

### 2.5.3 Influencia del humus en biorremediación de Hidrocarburos

La industria petrolera genera una gran cantidad de desechos con altos contenidos de hidrocarburos, los cuales requieren una adecuada disposición. En el suelo, los hidrocarburos pueden llegar a representar un riesgo para el aire, las aguas subterráneas, la calidad del suelo, la flora y la fauna (Schaefer & Filser, 2007). La biorremediación permite la recuperación de suelos contaminados, mediante el empleo de microorganismos autóctonos, los cuales llevan a cabo la degradación del hidrocarburo, empleándolo como fuente de energía en procesos oxidativos y reductivos bajo ciertas condiciones especiales (Álvarez & Guevara, 2003)

Debido a la variada composición que presentan los hidrocarburos lo hace un sustrato ideal para medir el potencial degradativo que tiene el humus en procesos de biorremediación de hidrocarburos (Canals, 2005).

Los suelos contaminados de hidrocarburos contienen mayor cantidad de microorganismos con respecto a suelos no contaminados, pero la diversidad microbiana es menor, por esta razón se decide emplear productos y técnicas que permitan estimular el crecimiento bacteriano para llevar a cabo procesos de biodegradación de los componentes de los hidrocarburos (Gallego et al, 2004).

El humus al ser utilizado en suelos contaminados actúa como un agente *bioestimulador*<sup>3</sup>, ya que provee una fuente de nutrientes para aumentar la cantidad de bacterias nativas del suelo contaminado, además mejora el intercambio catiónico y puede actuar como aceptor final de electrones en procesos de respiración microbiana (función necesaria para la degradación anaerobia de contaminantes).

---

<sup>3</sup>La bioestimulación como su nombre lo indica, consiste en estimular los microorganismos nativos del suelo adicionando nutrientes como nitrógeno y fósforo. (Gallego et al. 2005).

Todas estas razones hacen del humus un agente biodegradable ideal para reducir los niveles de contaminación que se puede llegar a presentar por parte de los hidrocarburos.

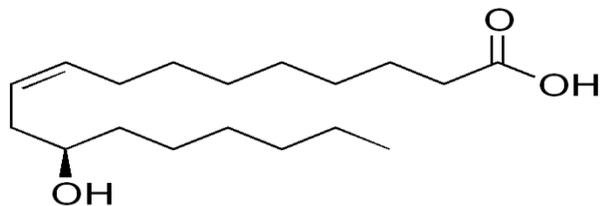
## 2.6 ACEITE DE HIGUERILLA

El aceite de Higuierilla o de resino es una biomolécula formada básicamente por carbono e hidrógeno extraída de la higuierilla, una planta muy común en el departamento del Huila y que es considerada como maleza por el agricultor

El aceite de higuierilla llamado también aceite de ricino o de castor se extrae de las semillas de la higuierilla (*Ricinus Communis*). Su principal componente es el ácido ricinoleico, el cual se encuentra formando el triglicérido simple denominado triricinoleína, cuya concentración en porcentaje por peso es cercana al 90%. Adicionalmente, en el aceite de higuierilla se pueden encontrar pequeñas cantidades de tripalmitina, triestearina y otros triglicéridos mixtos. Dada su naturaleza química, el aceite de higuierilla es un líquido altamente viscoso, miscible en alcohol y ácido acético y de bajo punto de solidificación (Goering, 1982).

El principal componente el ácido ricinoleico es un ácido graso omega 9 insaturado, químicamente, se diferencia del ácido oleico por tener un hidroxilo en el décimo segundo carbono (a partir del carboxilo).

Ilustración 10. Estructura del ácido ricinoleico.



Fuente: Ogunniyi, 2006

La composición principal de los ácidos grasos presentes en el aceite de higuera es:

**Tabla 3. Composición del aceite de higuera.**

<b>Ácidos grasos presentes en el aceite de higuera</b>	
Ácidos grasos	Porcentaje (%)
12-OH-9-C18:1 Ricinoléico	88.1
C18:1 Oléico	4.3
C18:2 Linoléico	4.2
C18:0 Esteárico	1.6
C16:0 Palmítico	1.0
C18:3 Linoléico	0.7
C20:0 Araquídico	<0.1
C22:0 Behénico	<0.1

Fuente: *Meneghetti et al, 2006*

El aceite de higuera, también ha sido usado como combustible alternativo, debido a que por ser un aceite de origen vegetal, ayuda a mitigar los problemas por el uso de combustibles fósiles. Entre dichos combustibles alternativos encontramos el Biodiesel el cual se obtiene por reacciones de transesterificación del aceite de higuera.

La extracción de aceites vegetales ya ha dado sus frutos a la industria de los combustibles, tanto así que en el mundo ya hay una enorme cantidad de plantas de biodiesel a partir de aceites de carácter vegetal como soya, sorgo o girasol.

Debido a su composición química, el aceite de higuera posee ciertas propiedades químicas y físicas particulares, que son aprovechadas en diversos procesos en la industria química; por ejemplo en la elaboración de pinturas, recubrimientos, lubricantes, cosméticos, resinas, etc.

## 2.7 DEGRADACION DE HIDROCARBUROS

### 2.7.1 Degradación del petróleo

La elevada complejidad de la composición del crudo de petróleo y derivados, implica la existencia de una amplia capacidad enzimática si se quiere conseguir una degradación significativa del crudo. La mayor parte de los estudios realizados se han llevado a cabo con cepas bacterianas individuales o con la combinación de

diferentes cepas aisladas (Bayona et al., 1986). En la mayoría de los casos, son degradadoras de alcanos, debido a que los alcanos son los componentes más abundantes del crudo de petróleo. No obstante en algunos casos, estas cepas tienen la capacidad de oxidar selectivamente las cadenas alquílicas de ciertos PAH's alquilados, compuestos abundantes en el crudo (Davis y Raymond, 1961).

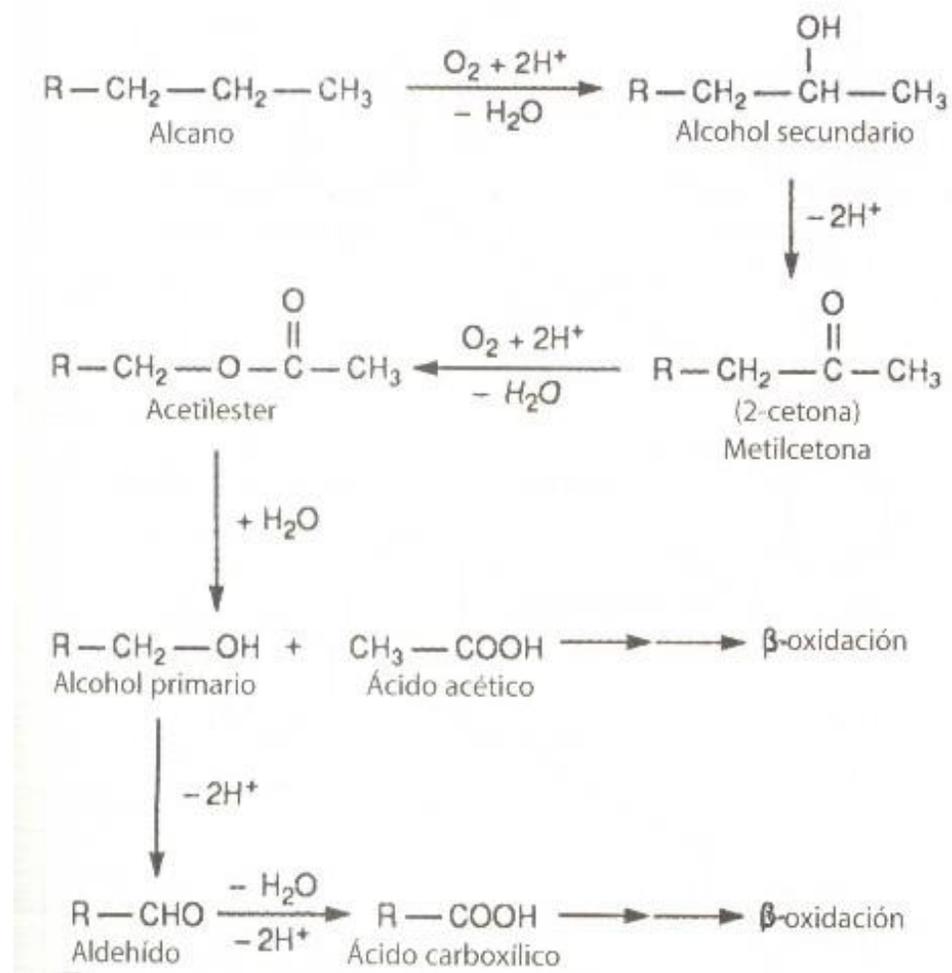
Recientemente, se han descrito algunas cepas con la capacidad de degradar tanto PAH's de elevado peso molecular como alcanos (Churchill et al., 1999), pero ésta, no parece que sea una norma general. De hecho los degradadores de alcanos citados habitualmente en la bibliografía generalmente no son capaces de romper el anillo aromático de los PAH's, mientras que los degradadores de PAH's generalmente no crecen con alcanos (Foght et al., 1990).

### **2.7.2 Degradación de hidrocarburos alifáticos en procesos aeróbicos**

Los hidrocarburos alifáticos los podemos clasificar en alcanos, alquenos y alquilos dependiendo de lo saturados que estén sus enlaces. Como norma general decir que como más insaturado sea una cadena carbonatada (más dobles y triples enlaces) más difícil o lenta será su degradación. De igual manera los alcanos de cadena larga son más resistentes a la biodegradación a medida que la longitud de su cadena aumenta. Cuando alcanzan un peso molecular superior a 500 dejan de servir como fuente de carbono para el crecimiento microbiano. En general también la presencia de ramificaciones reduce la tasa de biodegradación porque los átomos de carbono terciario y cuaternario interfieren con los mecanismos de degradación o lo bloquean totalmente (Salgado et al, 2008).

Los microorganismos que utilizan hidrocarburos como sustrato deben de tener enzimas denominada monooxigenasas que son dependientes de oxígeno. La mayoría de los microorganismos en teoría si son capaces de sobrevivir en ese ambiente pueden degradar sin más problemas hidrocarburos de cadena larga. Para que sea de fácil comprensión y sin entrar en demasiados detalles metabólicos podemos decir que para que los microorganismos puedan degradar alcanos primero deben de oxidar con oxígeno el último carbono de la molécula gracias al complejo multienzimático que no hacen más que incorporar esta molécula de oxígeno. Así se obtiene un hidrocarburo con un grupo alcohol siendo así una molécula más reactiva. Mediante otras enzimas este grupo alcohol se oxida más hasta grupo aldehído y finalmente carboxílico. Así se obtiene una molécula similar a un ácido graso y puede ser degradado a acetil-CoA por b-oxidación. Este proceso de oxidación también puede darse en carbonos no terminales dando lugar a dos ácidos grasos que se procesarán por b-oxidación (Janssen et al, 2001).

**Ilustración 11. Proceso de degradación de la n-alcános.**



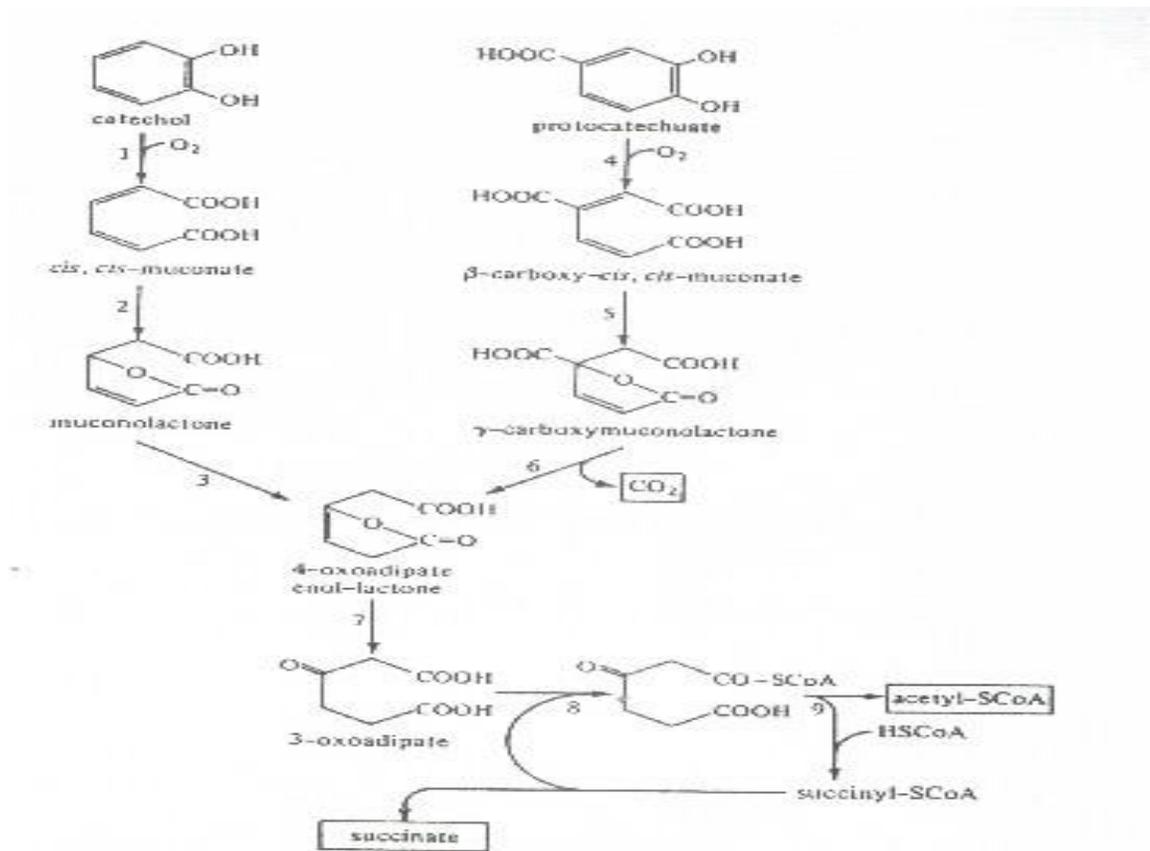
Fuente: Salgado, 2008

**2.7.3 Degradación de hidrocarburos aromáticos en ambientes aeróbicos**

En el caso de los hidrocarburos aromáticos, el principal problema para degradarlos es romper estos anillos aromáticos que pueden ser muy variados. Los microorganismos que utilizan estos compuestos aromáticos como fuente de carbono, lo que hacen es que en lugar de utilizar una enzima mono-oxigenasa específica para cada molécula diferente, utilizan unas vías bioquímicas llamadas vías altas o periféricas que consisten en modificar los diferentes anillos aromáticos

absorbidos en protocatechuate<sup>4</sup> y catercol. Es decir, la gran variedad de compuestos aromáticos que se pueden encontrar son modificados y convertidos a estas dos moléculas. A partir de estas dos moléculas que convergen todos los compuestos, ya se puede llevar a cabo el rompimiento del anillo mediante enzimas específicas. Esta segunda fase en la degradación sería lo que se conocería como vías bajas. La parte derecha de la ilustración ilustra la ruta metabólica de estas vías bajas.

**Ilustración 12. Degradación de Hidrocarburos aromáticos.**



Fuente: Mrozik, A. et al, 2002

**2.7.4 Degradación de PAH's**

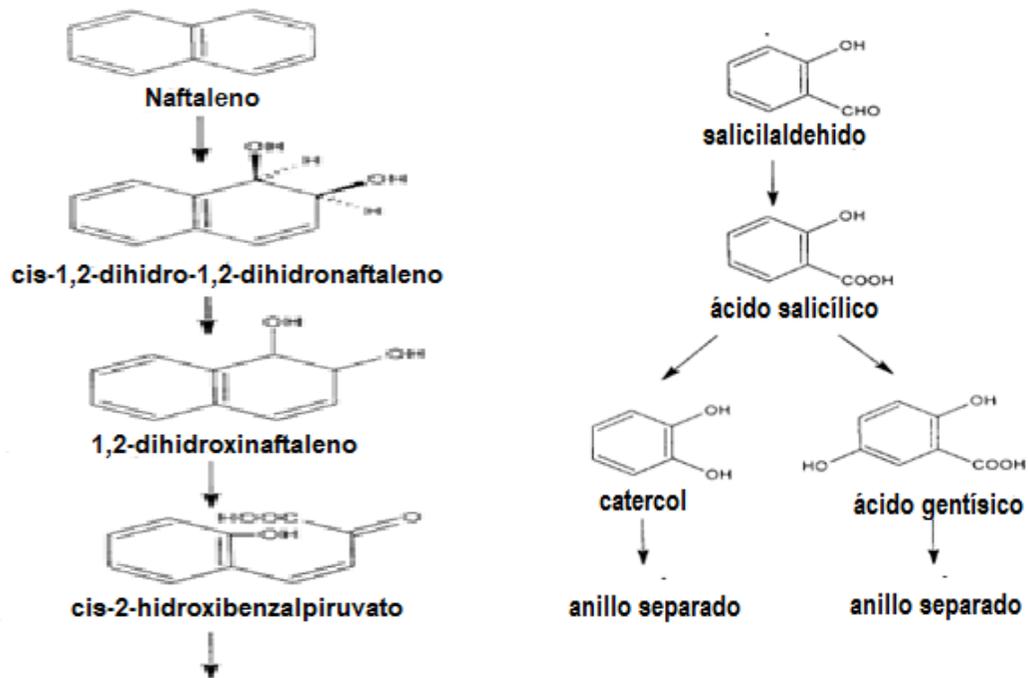
Los hidrocarburos policíclicos aromáticos (PAH's por sus siglas en inglés) son un grupo de compuestos que contienen carbono e hidrógeno, compuestos de dos o más anillos aromáticos fusionados en arreglos lineales, angulares y agrupados.

<sup>4</sup> Es una enzima que cataliza la reacción química 3,4-dihidroxibenzoato --->catercol + CO<sub>2</sub>

Dentro de estos compuestos de largas cadenas en los hidrocarburos podemos encontrar los hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH's) que son compuestos aromáticos, que debido a su estructura molecular poseen enlaces dobles que hacen que sean compuestos difíciles de romper. Mediante la utilización de bacterias en ambientes aerobios, se puede lograr el rompimiento de los enlaces dobles que poseen los PAH's y dan origen a diferentes grupos compuestos tales como: Aldehídos (x-Co), alcoholes (x-OH) y ácidos (x-COOH). Dichos compuestos debido a su estructura hace más fácil su degradación y mitiga los impactos ambientales.

Davies y Evans en 1964, aportan los primeros estudios sobre biorremediación en naftalenos, siendo éstos últimos los PAH más simples y más solubles de todos.

**Ilustración 13. Reacciones en la biodegradación del Naftaleno.**



Fuente: Mrozik, A. et al, 2002

Este primer estudio indicó que inicialmente la bacteria oxida el naftaleno gracias a la incorporación de dos moléculas de oxígeno para romper la molécula aromática dando paso a formar cis-1,2-dihidro-1,2-dihidronaftaleno (Ilustración 3). Esta anterior reacción también arroja tres componentes proteínicos que sirven para alimentar los microorganismos y mejorar el proceso de biorremediación. En el segundo paso del proceso de la oxidación bacteriana, el naftaleno-cis-dihidrodiol deshidrogenasa cataliza la reacción que se tenía en el paso anterior y lo convierte en 1,2-dihidroxinaftaleno. Esto sucede gracias a que la enzima deshidrogenasa es

altamente selectiva con la molécula que se tenía anteriormente. El paso siguiente lleva a la división enzimática del 1,2-dihidroxinaftaleno en cis-2-hidroxibenzalpiruvato el cual es convertido a través de la series de dioxigenasas en salicilato y piruvato. El salicilato es oxidado por el salicalato hidroxilasa hasta obtener catecol, el cual a su vez puede ser sometido a fisión orto o meta, dependiendo al metabolismo bacteriano.

Los PAH's de bajo peso molecular (de 2 a 4 anillos) son más volátiles y más fáciles de degradar que los PAH's de alto peso molecular (más de 4 anillos). (Mrozik, A. et al, 2002).

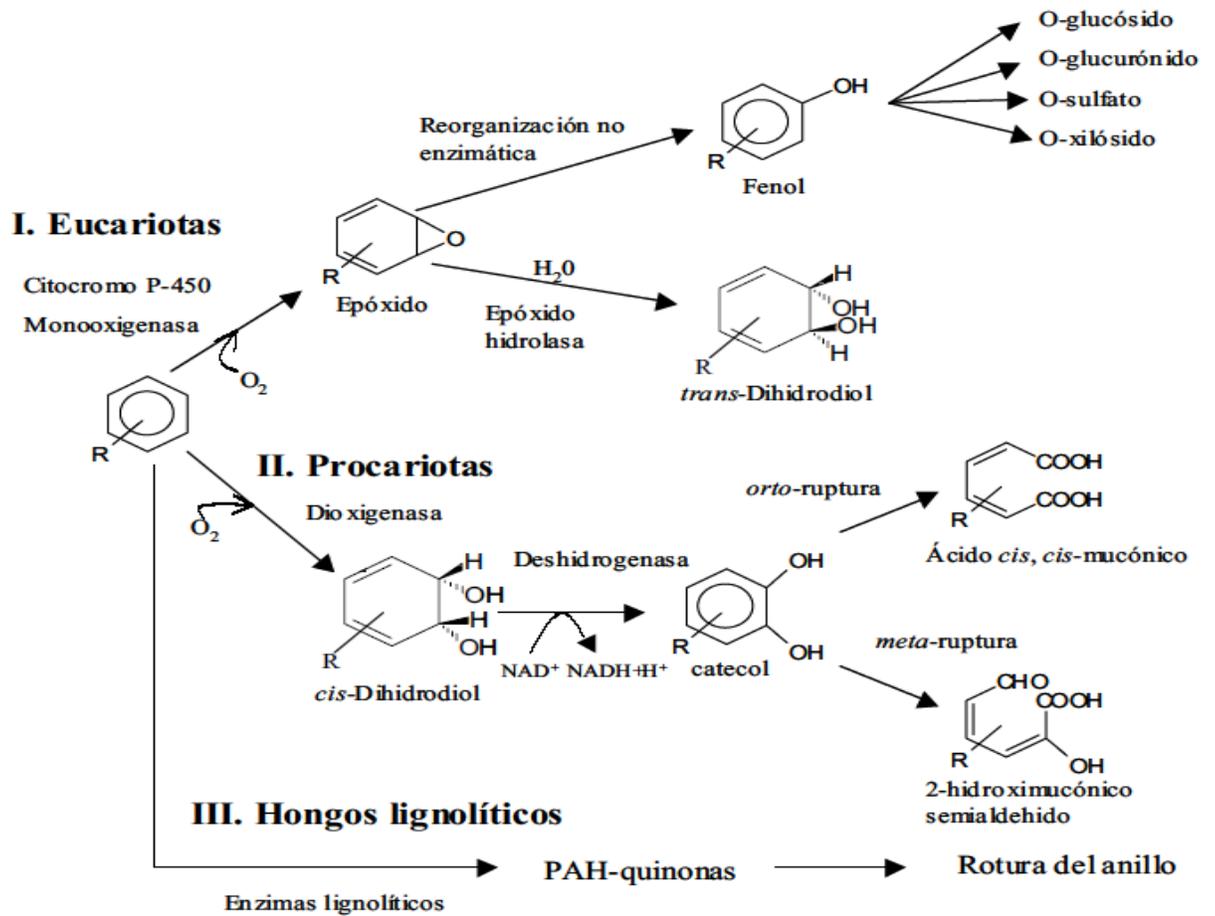
Los microorganismos juegan un papel importante en la eliminación de los HAPs en los ecosistemas terrestres y acuáticos, siendo la degradación microbiana el principal proceso de descontaminación natural (Prince, 1993). Por lo tanto es necesario un buen conocimiento y control de este proceso natural para aplicarlo a tecnologías de biorremediación (Whise, 2000)

En la ilustración 3 se muestran las primeras reacciones de transformación aeróbica de los HAPs, siendo característico de los hongos y los mamíferos la introducción de un solo átomo de oxígeno mediante una monooxigenasa que contiene el citocromo P-450, y la transformación a trans-dihidrodiol. En este proceso de transformación se generan metabolitos más solubles, para su posterior eliminación (proceso de detoxificación) (Cerniglia et al., 1985)

Los hongos lignolíticos pueden degradar e incluso mineralizar los HAPs mediante el conjunto de enzimas implicados en la utilización de polímeros vegetales como la lignina. (Sutherland et al., 1995).

Las bacterias inician la oxidación del anillo aromático mediante la incorporación de dos átomos de oxígeno catalizado por una dioxigenasa. A partir de esta reacción se forma un cis-dihidrodiol, a diferencia de los hongos y mamíferos que generan un transdihidrodiol, y el anillo pierde la aromaticidad. A continuación una deshidrogenasa NAD<sup>+</sup> dependiente, reconstituye el anillo aromático formando un catecol (diol). Los dioles son moléculas a partir de las cuales se produce la ruptura del anillo aromático mediante dioxigenasas estereoselectivas. La ruptura se puede dar entre los dos grupos hidroxilos, denominándose orto-ruptura, o adyacente a estos grupos, denominándose meta-ruptura.

Ilustración 14. Reacciones iniciales del metabolismo aeróbico de los HAP's.



Fuente: Canals, 2005.

## 2.8 ECOTOXICIDAD

Las pruebas para la medición de la ecotoxicidad son aquellos bioensayos empleados para reconocer y evaluar los efectos de los contaminantes sobre los seres vivos. En los bioensayos se usa un tejido vivo, organismo, o grupo de organismos, como muestra para evaluar los efectos de cualquier sustancia fisiológicamente activa.

Estos ensayos consisten principalmente en la exposición de grupos de organismos a determinadas concentraciones del tóxico por un tiempo determinado. El grupo de organismos utilizados como muestreo debe haber pasado por un tiempo de

aclimatación y mantenerse en condiciones ambientales propicias para su desarrollo. Además se dispone de grupos de control (que no se exponen al tóxico), con el fin de poder evidenciar un cambio en las características de los grupos de muestreo, frente a un grupo control en condiciones normales. Luego se miden y registran los efectos biológicos observados en cada uno de los grupos control y tratados y, posteriormente, se efectúa un análisis estadístico de los datos obtenidos.

Los efectos tóxicos a evaluar pueden ser: mortalidad, inmovilidad, inhibición del crecimiento de la población, alteración del comportamiento, etc. Se determinan distintas variables como, por ejemplo, la concentración letal 50 (CL<sub>50</sub>), que es la concentración letal para el 50 % de los individuos expuestos. Las condiciones de los cultivos y los ensayos deben estar altamente estandarizadas para permitir la comparación de los resultados.

Los ensayos de toxicidad permiten establecer los límites permitidos para los distintos contaminantes, evaluar el impacto de mezclas sobre las comunidades de los ambientes que las reciben y comparar la sensibilidad de una o más especies a distintos tóxicos o a diferentes condiciones para el mismo tóxico. Es útil para la investigación básica del fenómeno de toxicidad, establecer criterios o patrones de calidad de aguas superficiales o efluentes, la evaluación del impacto ambiental y del riesgo ecológico y el monitoreo de las condiciones de un cuerpo de agua.

Generalmente, no es suficiente para proteger la biota registrar en un ecosistema dado las concentraciones de las sustancias químicas; los programas para monitorear tales sustancias suelen ser muy caros, y aquellas de alta toxicidad generalmente deben detectarse en concentraciones muy bajas, usando equipo costoso y personal muy entrenado; y en un solo ambiente puede haber cientos de contaminantes con efectos muchas veces no aditivos. Por lo tanto, se necesitan los ensayos biológicos que son relativamente simples, rápidos y económicos, y pueden brindar información adicional sobre el riesgo potencial, incluyendo efectos tóxicos como generación de cáncer, malformaciones, desórdenes de conducta, efectos acumulativos, antagonismos y sinergismos.

Los ensayos pueden ser de laboratorio (con un número reducido de especies, y en condiciones estandarizadas que reproducen sólo en forma muy parcial las condiciones naturales en el ambiente), o de campo (con “encierros” sometidos a las condiciones del medio).

Mediante los ensayos de toxicidad se estudian las relaciones dosis o concentración, efecto y dosis o concentración - respuesta (efecto: cambio biológico evaluable por una escala de intensidad o severidad; respuesta: proporción de la población expuesta que manifiesta un efecto definido).

Los organismos empleados para los ensayos deben tener alta sensibilidad a los tóxicos, ya que al establecer las concentraciones seguras para ellos se espera proteger a todo el ecosistema, pero hay que tener en cuenta que distintas especies tienen diferente sensibilidad<sup>5</sup> a distintas sustancias químicas. Más de 150 especies desde bacterias hasta mamíferos se usaron como organismos para test, pero sólo unas 40 tuvieron cierta aprobación oficial.

De todos modos, ninguna especie aislada podría representar adecuadamente un ecosistema entero en sensibilidad toxicológica, por lo que hay organizaciones que recomiendan una serie de ensayos crónicos incluyendo, por ejemplo las algas, los dafnidos y los peces. Se utilizan métodos integrados (secuencial, para evaluar la toxicidad de sustancias químicas puras, y simultáneo, para desechos que contienen varias sustancias diferentes). Los ensayos deberían complementarse con monitoreo biológicos y el uso de indicadores ecológicos.

---

<sup>5</sup> Capacidad de reaccionar a diferentes sustancias químicas.

## CAPÍTULO III: PROCEDIMIENTOS

De acuerdo a los objetivos del presente proyecto, se realizaron diferentes montajes experimentales, uno realizado en laboratorio y otros a nivel doméstico. El montaje de laboratorio se llevó a cabo para elaborar los 3 fluidos de perforación objeto de este estudio (base diésel, base aceite de higuera y base aceite de higuera con bases fuertes). El montaje de laboratorio fue realizado en el *Laboratorio de fluidos de perforación y completamiento de la Universidad Surcolombiana*. Desarrollado esto, se procedió a realizar pruebas a los fluidos para lograr obtención de residuos de los mismos; estas pruebas fueron realizadas igualmente en el Laboratorio anteriormente mencionado. Los montajes experimentales domésticos fueron llevados a cabo en *La Finca "La Bonita"* de donde se extrajeron las muestras de suelo, allí se realizó el montaje de la contaminación del suelo con los residuos de los fluidos de perforación obtenidos en laboratorio. Igualmente se montó el diseño experimental del tratamiento de biorremediación aplicando humus líquido. Por último el montaje de ecotoxicidad también fue realizado allí, el cual se aplican los residuos de fluidos obtenidos, en plantas para medir que incidencia tienen dichos residuos en el desarrollo normal de las mismas.

La parte experimental de elaboración del fluido realizadas a nivel de laboratorio comprenden dos etapas. La parte inicial se describe los aditivos utilizados en la formulación de cada fluido de perforación. La etapa final describe y muestra los procedimientos de la elaboración de los fluidos de perforación.

Igualmente el montaje de pruebas realizadas a fluidos consta de dos etapas. La parte inicial es la descripción de los equipos y pruebas para lodos de perforación base aceitosa (API RP-13B).

### 3.1 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La formulación de los fluidos de perforación fue proporcionada por un Ingeniero de Petróleos con gran experiencia en la industria y se prepararon 5 barriles equivalentes (1750 mL) de cada uno de los fluidos.

Los principales aditivos son:

- **Viscosificante:** Debido a la falta de arcilla organofílica, el viscosificante más apropiado para fluidos de perforación base aceite, fue sustituido por

bentonita pre-hidratada. La función del viscosificante es mejorar la habilidad de los fluidos para remover cortes del pozo y mantener en suspensión el material densificante.

- **Material alcalino y controlador de pH:** En esta formulación se trabajará con cal (CaO). Tiene como función mantener un rango de pH adecuado en el sistema para asegurar el buen funcionamiento de los otros aditivos. Para el fluido con bases fuertes, se utiliza una cantidad de cal mayor respecto a los otros dos (2) fluidos.
- **Emulsificante:** Se utilizó el producto Versamult. Los emulsificantes modifican la tensión interfacial entre la fase continua y la fase dispersa para poder formar emulsión. Sólo se utilizó emulsificante en la elaboración del lodo base diesel.
- **Fase continua:** Se usaron dos (2) tipos de aceite. Uno de origen mineral (Diésel) y otro de origen vegetal (Aceite de higuera).

### 3.1.1 Fluido de perforación base aceite de higuera

Tabla 4. Formulación del fluido de perforación base aceite de higuera.

ADITIVOS	CANTIDAD
Agua	35 (mL/bbl)
Cal	6 (lbs/bbl)
Bentonita	10 (lbs/bbl)
Aceite de higuera	315 (mL/bbl)

Fuente: Autores

### 3.1.2 Fluido de perforación base aceite de higuera con bases fuertes

Tabla 5. Formulación del fluido de perforación base aceite de higuera con bases fuertes.

ADITIVOS	CANTIDAD
Agua	35 (mL/bbl)
Cal	14 (lbs/bbl)
Bentonita	10 (lbs/bbl)
Aceite de higuera	315 (mL/bbl)

Fuente: Autores

### 3.1.3 Fluido de perforación base diésel

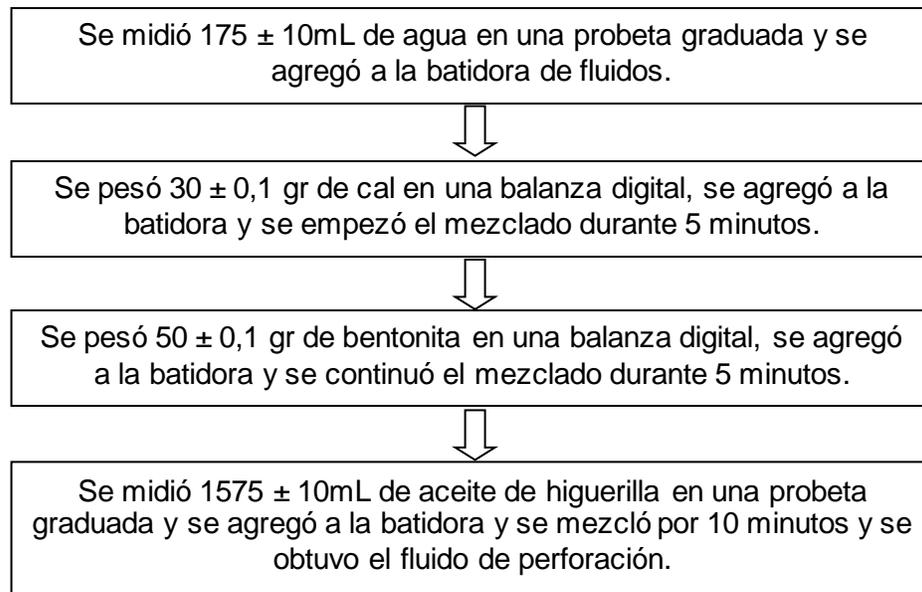
Tabla 6. Formulación del fluido de perforación base diésel.

ADITIVOS	CANTIDAD
Diesel	315 (mL/bbl)
Emulsificante	1.5 (mL/bbl)
Cal	6 (lbs/bbl)
Agua	35 (mL/bbl)
Bentonita	10 (lbs/bbl)

Fuente: Autores

## 3.2 FABRICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

### 3.2.1 Procedimiento para la elaboración del fluido base aceite de higuera para 5 bbl.



### 3.2.2 Procedimiento para la elaboración del fluido base aceite de higuera con bases fuertes para 5 bbl.

Se midió  $175 \pm 10$  mL de agua en una probeta graduada y se agregó a la batidora de fluidos.



Se pesó  $30 \pm 0,1$  gr de cal en una balanza digital, se agregó a la batidora y se empezó el mezclado durante 5 minutos.



Se pesó  $50 \pm 0,1$  gr de bentonita en una balanza digital, se agregó a la batidora y se continuó el mezclado durante 5 minutos.

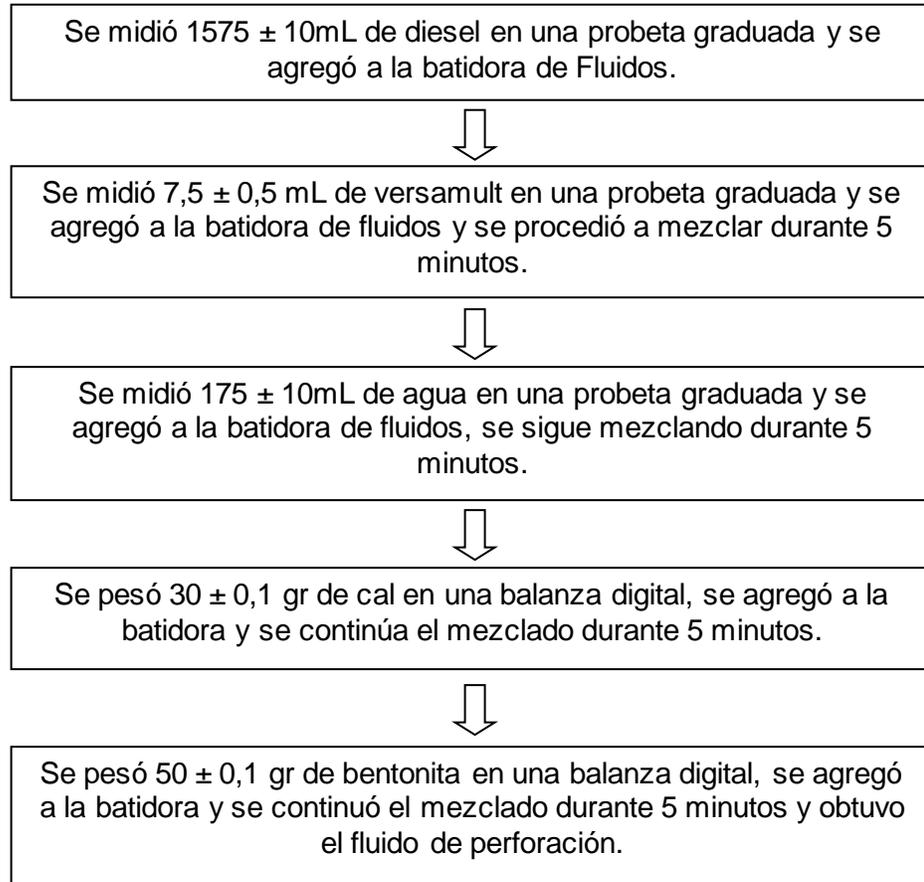


Se midió  $1575 \pm 10$  mL de aceite de higuera en una probeta graduada y se agregó a la batidora y se mezcló por 10 minutos.



Se pesó  $40 \pm 0,1$  gr de cal en una balanza digital, se agregó a la batidora y se hizo mezclar durante 5 minutos y se obtuvo el fluido de perforación.

### 3.2.3 Procedimiento para la elaboración del fluido base diésel para 5 bbl.

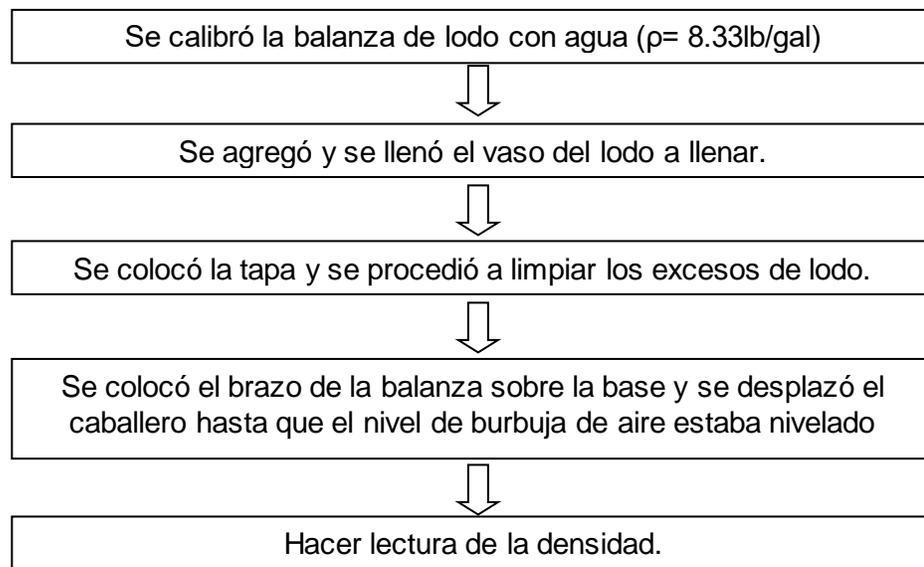


### 3.3 PRUEBAS DE LABORATORIO A FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Como algo adicional, se realizaron pruebas básicas a los diferentes fluidos de perforación para caracterizarlos y poder entender mejor el comportamiento de los mismos, estas pruebas fueron densidad y viscosidad Marsh.

### 3.3.1 Densidad de los fluidos de perforación

La densidad significa el peso por volumen unitario y se mide pesando el lodo. La densidad (comúnmente llamada peso del lodo) se mide con una balanza de lodo, dicha balanza se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchillo, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso. Para realizar cualquier medición primero se debe calibrar la balanza, para ello se utiliza agua pura o destilada ya que la densidad del agua es conocida (8,33 lb/gal o 1 gr/cc). Luego si se procede a medir la densidad de los fluidos.



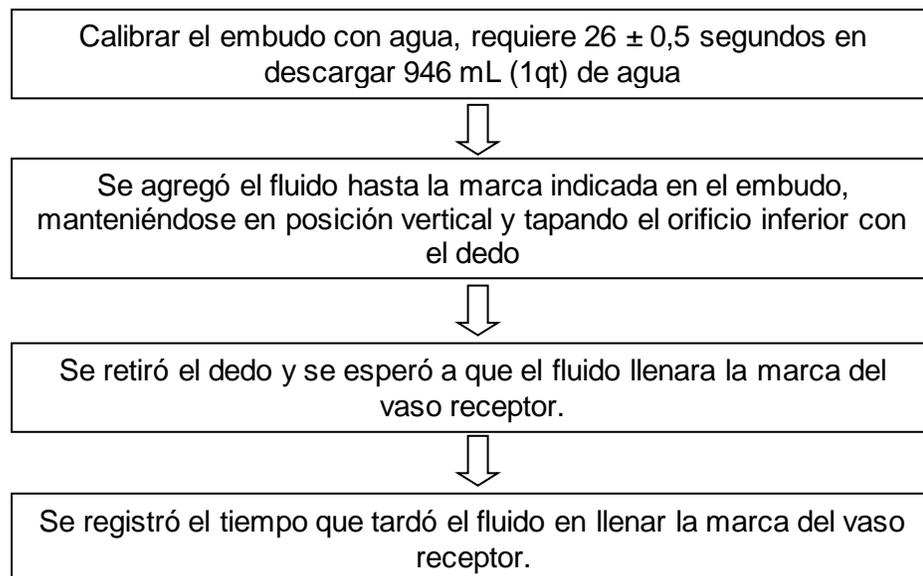
**Tabla 7. Datos de densidad medidos a los tres lodos.**

Fluido	Densidad (lb/gal)
Higuerilla	8,8
Higuerilla con bases fuertes	8,8
Diesel	8,3

Fuente: Autores

### 3.3.2 Viscosidad Marsh de los fluidos de perforación

La viscosidad es la oposición que tiene el fluido al movimiento. El viscosímetro de Marsh es usado para la medición de rutina en el campo, de la viscosidad del lodo de perforación. El viscosímetro de Marsh tiene un diámetro de 6 pulgadas en la parte superior y una longitud de 12 pulgadas. En la parte inferior, un tubo de orificio liso de 2 pulgadas de largo, con un diámetro interior de 3/16 pulgada, está acoplado de tal manera que no hay ninguna constricción en la unión. Una malla de tela metálica con orificios de 1/16 de pulgada, cubriendo la mitad del embudo, está fijada a 3/4 de pulgada debajo de la parte superior del embudo. También se hace calibración con agua.



**Tabla 8. Valores de viscosidad medidos a los tres lodos.**

Fluido	Viscosidad Marsh
Higuerilla	22 min 6 seg
Higuerilla con bases fuertes	23 min 8 seg
Diesel	2 min 10 seg

Fuente: Autores

### 3.4 PRUEBAS PARA OBTENCIÓN DE RESIDUOS

Para esta parte del montaje experimental, fue necesario realizar pruebas de retorta y de filtrado a los fluidos de perforación.

La **retorta** es un equipo que permite la medición del porcentaje de crudo y/o agua, y la estimación de los sólidos totales (suspendidos y disueltos), contenidos en una muestra de un corte o un lodo, ya sea base agua o crudo. Los contenidos de crudo, agua y sólidos son fundamentales para determinar las propiedades del lodo, al considerar: relación crudo/agua, reología, densidad filtración y salinidad del lodo. El conocimiento de sólidos en el fluido de perforación es esencial en el control de viscosidad y en el control de sólidos.

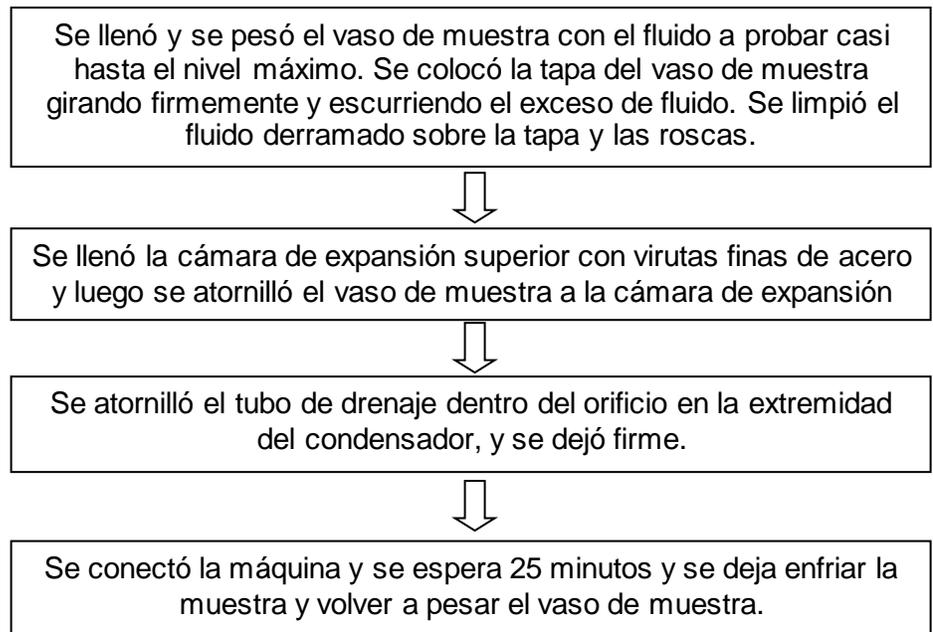
Se usa una retorta de lodo con capacidad de calefacción en el “horno”, Se coloca una muestra de lodo (retortas de 10, 20 ó 50 ml están disponibles) dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. Esto garantiza un volumen correcto. La muestra es calentada hasta que los componentes líquidos se vaporicen. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado que suele ser graduado en porcentajes. El volumen de líquido, petróleo y agua se mide directamente en porcentajes. Los sólidos suspendidos y disueltos son determinados restando de 100% o leyendo el espacio vacío en la parte superior del cilindro.

La prueba de **filtrado** es una prueba que se realiza en la filtroprensa con el fin de determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a pasar a través de un papel filtro. El revoque se conoce como la capa de sólidos que queda depositada en las paredes de la formación.

La prueba es realizada bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión especificadas. El filtro prensa usado debería cumplir con las especificaciones indicadas en la Práctica Recomendada de API y la prueba debería ser realizada de la manera recomendada. La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura superficial y a una presión de 100 psi, y los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos. Consta de una celda de lodo, un regulador de presión y un medidor montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil. Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda al regulador, simplemente introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario. Algunas celdas no tienen este dispositivo de cierre y son simplemente introducidas dentro del acoplamiento apropiado. La celda se cierra en la parte inferior con una tapa provista de una tela metálica (orejilla), colocando la tapa firmemente contra el papel filtro y girando hacia la derecha hasta que quede apretada a mano. Esto empuja la hoja de papel filtro

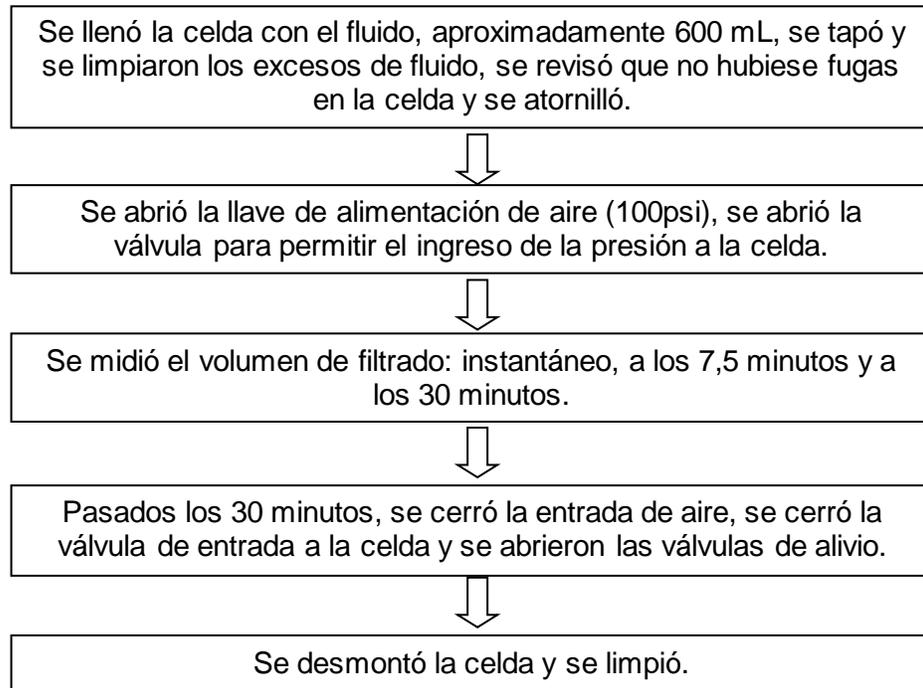
contra la junta tórica que fue previamente introducida en la base de la celda. La presión es proporcionada por un pequeño cartucho de gas carbónico. Se proporciona una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda. No se debe usar N<sub>2</sub>O, óxido nitroso.

### 3.4.1 Procedimiento para realización de la prueba de retorta



Esta prueba se realizó a los tres (3) diferentes fluidos de perforación, pero aquellos de base aceite de higuera a los 5 minutos empezaron a emanar vapores con fuerte olor, visto eso, por cuestiones de salud, se decidió suspender las pruebas de retorta y replantear el uso del fluido directamente como fuente del contaminante y no el residuo obtenido.

### 3.4.2 Procedimiento para realización de la prueba de filtrado.



Esta prueba se realizó a los tres (3) diferentes fluidos y arrojaron los siguientes datos:

**Tabla 9. Resultados prueba de filtrado a 7,5 minutos y a 30 minutos.**

Fluido	Filtrado Instantáneo (mL)	Filtrado 7,5 min. (mL)	Filtrado 30 min. (mL)
<b>Higuerilla</b>	No hubo.	8 ± 0,5	16,5 ± 0,5
<b>Higuerilla con bases fuertes</b>	No hubo.	7,5 ± 0,5	15,5 ± 0,5
<b>Diesel</b>	No hubo.	9,5 ± 0,5	18,5 ± 0,5

Fuente: Autores

### 3.5 MONTAJE BIORREMEDIACIÓN EN SUELOS

#### 3.5.1 Extracción del suelo

La extracción de la muestra de suelo se realizó en una zona a las afueras de la ciudad de Neiva, en cercanías con el municipio de Palermo, en el departamento del Huila. El sector fue escogido debido a la cercanía con un cuerpo de agua y la posible acumulación de sedimentos. Además de esto, la cercanía de la finca con la batería Santa Clara permitió estudiar suelos que se encuentran en riesgo de contaminación en caso de ocurrir un eventual accidente.

El montaje experimental para la adecuación del suelo a remediar se realizó en las instalaciones de la finca “La Bonita”, mismo lugar de donde fue extraído el suelo.

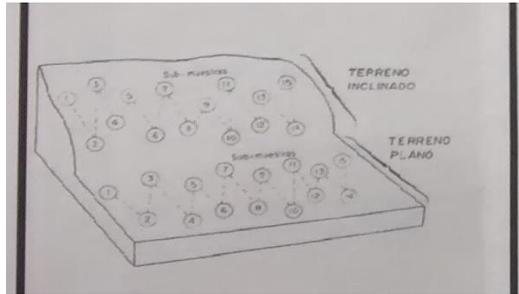
#### Ilustración 15. Zona de extracción del suelo Finca La Bonita.



Fuente: Autores

La extracción del suelo se realizó según las normas presentadas por el laboratorio de suelos de la Universidad Surcolombiana (Instructivo para la extracción de suelos, LABGAA), realizando diversas tomas distantes una de otras a los primeros 20 cm de profundidad para después mezclar homogéneamente.

### Ilustración 16. Guía para extracción de suelos.



Fuente: LABGAA, USCO

### 3.5.2 Tamizaje y adecuación

Se extrajo la cantidad suficiente de suelo y posteriormente fue tamizada para obtener las partículas más finas. En general, la utilización de materiales no consolidados (arenas y gravas finas) permite una mayor efectividad a la hora de ser tratados con procesos de biorremediación (Van Deuren *et al.* 1997, Eweis *et al.* 1998).

### Ilustración 17. Proceso de tamizaje para obtener suelos arenosos finos.



Fuente: Autores

Se dispuso de un total de 30kg divididos en 6 recipientes, cada uno de igual cantidad de suelo y se dejó durante un tiempo de acondicionamiento no superior a 8 días. La utilización de 6 recipientes es debido a que se trabajó con 3 tipos de lodos y se necesitaba tener prueba de TPH antes y después del proceso de aplicación del humus, ya que de esa forma se tendría la evaluación de la disminución de los contaminantes hidrocarburos. Por la anterior razón, todos los 6

recipientes fueron impregnados con sus respectivos contaminantes, pero solo 3 fueron sometidos al proceso de remediación.

**Ilustración 18. Adecuación de las muestras de suelo en su respectivo recipiente.**



Fuente: Autores

### 3.5.3 Aplicación de contaminantes

Basándose en artículo publicado en *Journal of Environmental Management*, llamado "Bioremediation of a tropical clay soil contaminated with diesel oil", las dimensiones de los recipientes son de 15x20x45 cm, con 5kg de suelo cada una y con una proporción de contaminantes que va desde 40 gr por cada kg de suelo hasta 150 gr por cada kilogramo de suelo (Barahona *et al.* 2004). En el proyecto se tomó como medida, 120gr por cada kilogramo de suelo, es decir un total de 600 gr de contaminante sólido en cada recipiente, como se presenta en la tabla 11.

Las muestras fueron homogéneamente mezcladas (Ver Ilustración 19).

### Ilustración 19. Mezclado de contaminantes sólidos con la muestra de suelo.



Fuente: Autores

#### 3.5.4 Aplicación de humus líquido

Como se expresó anteriormente, el humus líquido se aplicó solamente a las muestras número 2 ya que se quería obtener una comparación del TPH en los suelos antes-después de la aplicación del producto orgánico. La aplicación se realizó en las horas de la noche cuando bajaba el sol, por recomendación de los proveedores ya que en esa hora donde se efectúa una mejor remediación de suelo, puesto que el sol no evapora nada de los organismos presentes en la sustancia y así se genera un trabajo de remediación más eficiente.

De igual manera se aplicó el producto orgánico durante 5 días en la misma dosis para que lograra el efecto necesario. El tiempo se escogió en común acuerdo con la directora del proyecto puesto que exponer el suelo a un tiempo mayor sería ya innecesario y el humus ya no trabajaría remediando el suelo.

Para anteriores estudios sobre remediación de suelos contaminados con petróleo mediante la aplicación de humus líquido, se utilizó una cantidad de 190 gr de

humus líquido por muestra de suelo<sup>6</sup> y se obtuvo resultados positivos. De tal manera en el este proyecto se usó una cantidad de 200gr debido a que se busca remediar ácidos grasos de una cadena de hidrocarburos presente en el aceite vegetal usado para fabricar el lodo del cual se extrajeron los contaminantes.

### Ilustración 20. Humus líquido y muestra agregada a cada recipiente.



Fuente: Autores

Debido a que en la cadena de degradación de hidrocarburos se necesita la presencia de oxígeno, se implementó un sistema manual de aireación al suelo mediante la instalación de tubos de PVC que permitieran un mayor contacto de oxígeno con los microorganismos del humus que remediaban el suelo (Ver ilustración 21).

---

<sup>6</sup> EFECTOS DEL ESTIÉRCOL EQUINO Y DEL HUMUS LÍQUIDO EN EL PROCESO DE BIODEGRADACIÓN DE UN SUELO CONTAMINADO CON PETRÓLEO, (2008). Celeste Fernández, Henry Labrador, María Llobregat, Leonardo Méndez, Henry Bastidas, Bonnie Sien. Universidad de Carabobo, Venezuela.

**Ilustración 21. Montaje para aplicación de humus y entrada de oxígeno.**



Fuente: Autores

**Tabla 10. Aplicación de muestras y productos para el proceso de remediación.**

MUESTRA	SUELO	CONTAMINANTE	HUMUS				
			Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5
Higuerilla 1	5000g de suelo	600g residuo higuerilla					
Higuerilla 2	5000g de suelo	600g residuo higuerilla	200g	200g	200g	200g	200g
Diésel 1	5000g de suelo	600g residuo diésel					
Diésel 2	5000g de suelo	600g residuo diésel	200g	200g	200g	200g	200g
Base Fuerte 1	5000g de suelo	600g residuo base fuerte					
Base Fuerte 2	5000g de suelo	600g residuo base fuerte	200g	200g	200g	200g	200g

Fuente: Autores

### 3.5.5 Medición pH

La medición de pH se realizó a 6 muestras de suelo (en solución acuosa) contaminados con residuos de lodos de perforación base aceite mineral (Diesel) y vegetal (Higuerilla). Distribuidos así así:

- Dos (2) muestras contaminadas con lodo base aceite Diesel, de la cual una (1) muestra ha sido sometida a proceso de biorremediación con Humus líquido.

- Dos (2) muestras contaminadas con lodo base aceite de Higuierilla, de la cual una (1) muestra ha sido sometida a proceso de biorremediación con Humus líquido.
- Dos (2) muestras contaminadas con lodo base aceite de Higuierilla con bases fuertes, del cual una (1) muestra ha sido sometida a proceso de biorremediación con Humus líquido.

**Tabla 11. Medición pH día jueves 20 de agosto 2015.**

Muestra de Suelo	pH
Higuierilla 1*	8,37 ± 0,01
Higuierilla 2**	8,38 ± 0,01
Higuierilla + Base Fuerte 1*	8,69 ± 0,01
Higuierilla + Base Fuerte 2**	8,67 ± 0,01
Diesel 1*	8,30 ± 0,01
Diesel 2**	8,50 ± 0,01

\*El número 1 hace referencia a muestra de suelo sin tratamiento de biorremediación. \*\*El número 2 hace referencia a muestra de suelo con tratamiento de biorremediación con Humus líquido. Fuente: (Autores)

**Tabla 12. Medición pH día sábado 22 de agosto de 2015.**

Muestra de Suelo	pH
Higuierilla 1*	7,2 ± 0,1
Higuierilla 2**	8,2 ± 0,1
Higuierilla + Base Fuerte 1*	8,2 ± 0,1
Higuierilla + Base Fuerte 2**	8,0 ± 0,1
Diesel 1*	7,9 ± 0,1
Diesel 2**	7,5 ± 0,1

\*El número 1 hace referencia a muestra de suelo sin tratamiento de biorremediación. \*\*El número 2 hace referencia a muestra de suelo con tratamiento de biorremediación con Humus líquido. Fuente: (Autores)

**Tabla 13. Medición pH día martes 25 de agosto de 2015.**

<b>Muestra de Suelo</b>	<b>pH</b>
Higuerilla 1*	7,2 ± 0,1
Higuerilla 2**	7,8 ± 0,1
Higuerilla + Base Fuerte 1*	7,2 ± 0,1
Higuerilla + Base Fuerte 2**	7,0 ± 0,1
Diesel 1*	8,0 ± 0,1
Diesel 2**	7,5 ± 0,1

Tabla 13. Medición de pH de las seis (6) muestras objeto de estudio. \*El número 1 hace referencia a muestra de suelo sin tratamiento de biorremediación. \*\*El número 2 hace referencia a muestra de suelo con tratamiento de biorremediación con Humus líquido. (Autores)

### **3.5.5.1 Tratamiento con sulfato de hierro**

Para disminuir los valores de pH se utilizó una solución de 4gr de sulfato de hierro en 1 litro de agua para disminuir hasta 1 unidad de pH. Aunque no se logró disminuir toda la unidad de pH, posiblemente por la presencia de cal, si se logró disminuir un poco para que el valor de pH esté más cerca de 7 y en valores neutros la remediación se hace más efectiva.

## CAPÍTULO 4: RESULTADOS

### 4.1 RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE PRUEBAS DE TPH

Los siguientes resultados fueron producto del análisis realizado por parte del laboratorio especializado en análisis químicos **ChemiLab Chemical Laboratory**, con el fin de determinar si hubo disminución de hidrocarburos totales de petróleo (TPH) en las muestras impregnadas de diferentes contaminantes y a su vez poder determinar si el aceite vegetal favorece la biorremediación de los contaminantes grasos que lo componen, siendo más eficaz que la biorremediación de un aceite diesel común.

**Tabla 14. Reporte de resultados muestra de suelo + diesel.**

REPORTE DE RESULTADOS						
Ítem	Fecha de análisis	Parámetro	Unidad	Método Analítico	Límite de Cuantificación	M01
1	2015-09-21	Hidrocarburos Totales (TPH)	%	EPA 9071 B-SM 5520 D	0,002	1,13

Fuente: ChemiLab Chemical Laboratory

**Tabla 15. Reporte de resultados muestra de suelo + diesel + humus.**

REPORTE DE RESULTADOS						
Ítem	Fecha de análisis	Parámetro	Unidad	Método Analítico	Límite de Cuantificación	M02
1	2015-09-21	Hidrocarburos Totales (TPH)	%	EPA 9071 B-SM 5520 D	0,002	0,987

Fuente: ChemiLab Chemical Laboratory

**Tabla 16. Reporte de resultados muestra de suelo + higuera.**

REPORTE DE RESULTADOS						
Ítem	Fecha de análisis	Parámetro	Unidad	Método Analítico	Límite de Cuantificación	M03
1	2015-09-21	Hidrocarburos Totales (TPH)	%	EPA 9071 B-SM 5520 D	0,002	0,847

Fuente: ChemiLab Chemical Laboratory

**Tabla 17. Reporte de resultados muestra de suelo + higuierilla+ humus.**

REPORTE DE RESULTADOS						
Item	Fecha de análisis	Parámetro	Unidad	Método Analítico	Límite de Cuantificación	M04
1	2015-09-21	Hidrocarburos Totales (TPH)	%	EPA 9071 B-SM 5520 D	0,002	0,517

Fuente: ChemiLab Chemical Laboratory

**Tabla 18. Reporte de resultados muestra de suelo + higuierilla + bases fuertes.**

REPORTE DE RESULTADOS						
Item	Fecha de análisis	Parámetro	Unidad	Método Analítico	Límite de Cuantificación	M05
1	2015-09-21	Hidrocarburos Totales (TPH)	%	EPA 9071 B-SM 5520 D	0,002	0,869

Fuente: ChemiLab Chemical Laboratory

**Tabla 19. Reporte de resultados muestra de suelo + higuierilla + bases fuertes + humus.**

REPORTE DE RESULTADOS						
Item	Fecha de análisis	Parámetro	Unidad	Método Analítico	Límite de Cuantificación	M06
1	2015-09-21	Hidrocarburos Totales (TPH)	%	EPA 9071 B-SM 5520 D	0,002	0,590

Fuente: ChemiLab Chemical Laboratory

## 4.2 REPORTE DE MEDICIÓN EN PLANTAS

Se usó limón swingle debido a su facilidad para ser adquirido, sembrado y su desarrollo es directamente proporcional al riego aplicado. Como lo que se quería determinar era la afectación toxicológica como respuesta al riego con contaminantes, el limón swingle cumple con esas características y además crece en un pH entre 5 y 7, permitiendo de tal manera evidenciar las afectaciones sufridas por el riego con los contaminantes.

**Tabla 20. Identificación de las plantas para los reportes de medición en plantas.**

Plantas 1-4	Plantas de control.
Plantas 5-8	Plantas regadas con lodo base aceite de higuierilla.
Plantas 9-12	Plantas regadas con lodo base aceite de higuierilla con bases fuertes.
Plantas 13-16	Plantas regadas con lodo base aceite Diésel.

Fuente: Autores

**Tabla 21. Medición de la longitud de las plantas.**

Planta	Longitud de planta (cm)							
	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 6	Día 7	Día 8
1	30,1	30,3	30,8	31,3	31,9	32,6	32,9	33,2
2	32,2	32,5	32,7	32,9	33,2	33,4	33,5	33,7
3	24,2	24,5	24,6	24,8	25,1	25,3	25,6	25,8
4	33,6	33,9	34,4	34,9	35,4	35,8	36,2	36,7
5	28,9	29,4	29,9	30,6	31,2	31,8	32,5	33,3
6	31,7	32,4	32,8	33,0	33,5	33,9	34,2	34,6
7	29,1	29,2	29,2	29,4	29,5	29,7	29,8	29,8
8	30,3	30,5	30,6	30,8	30,9	31,1	31,2	31,3
9	27,8	28,2	28,5	28,8	29,1	29,6	30,1	30,8
10	29,4	29,9	30,6	31,2	31,9	32,8	33,9	34,8
11	27,2	27,4	27,5	27,6	27,8	27,8	28,0	28,1
12	32,6	32,8	33,0	33,4	33,7	34,1	34,4	34,8
13	27,3	27,3	27,5	27,6	27,8	27,9	28,0	28,1
14	31,8	32,2	32,6	32,8	33,2	33,9	34,3	34,8
15	28,9	29,1	29,4	29,9	30,3	30,9	31,7	31,9
16	32,2	32,8	33,0	33,6	34,1	34,8	35,1	35,6

Fuente: Autores

**Tabla 22. Medición del número de hojas de las plantas.**

Planta	Número de Hojas							
	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 6	Día 7	Día 8
1	33	34	34	35	37	38	39	39
2	39	39	40	41	41	42	42	42
3	22	23	24	24	25	26	26	27
4	33	34	35	37	37	39	39	40
5	26	26	27	27	27	28	28	28
6	34	34	35	35	36	37	38	38
7	32	32	32	32	32	32	32	32
8	18	18	18	19	19	20	20	20
9	18	18	18	18	17	17	16	15
10	26	26	26	25	25	25	24	24
11	29	29	27	27	20	16	16	15
12	28	28	27	27	21	18	18	18
13	37	37	36	35	19	15	14	14
14	35	35	35	34	31	31	30	30
15	33	33	32	32	25	24	22	22
16	32	32	32	31	28	28	27	27

Fuente: Autores

**Tabla 23. Medición de la coloración de las hojas.**

Planta	Coloración de las Hojas							
	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 6	Día 7	Día 8
1	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro
2	Verde Claro*	Verde Claro*	Verde Claro*	Verde Claro	Verde Claro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro
3	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro
4	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro
5	Verde Oscuro*	Verde Oscuro*	Verde Oscuro*	Verde Oscuro*	Verde Oscuro*	Verde Oscuro*	Verde Oscuro*	Verde Oscuro*
6	Verde Claro*	Verde Claro*	Verde Claro*	Verde Claro*	Verde Claro*	Verde Claro*	Verde Claro*	Verde Claro*
7	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro*					
8	Verde Claro	Verde Claro	Verde Claro	Verde Claro	Verde Claro	Verde Claro	Verde Claro	Verde Claro
9	Verde Oscuro	Verde Oscuro*	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo
10	Verde Claro	Verde Claro	Verde Claro*	Verde Claro*	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo
11	Verde Oscuro	Verde Oscuro*	Verde Oscuro*	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo
12	Verde Oscuro	Verde Oscuro	Verde Oscuro*	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo
13	Verde Oscuro	Verde oscuro*	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Amarillo
14	Verde oscuro*	Verde oscuro*	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Amarillo
15	Verde Oscuro	Verde oscuro*	Verde Oscuro*	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo
16	Verde Oscuro	Verde oscuro*	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo	Verde-Amarillo

\*Presentan leves coloraciones amarillas.

Fuente: Autores

### 4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Debido a la formulación de cada uno de los lodos, se puede evidenciar que al no poseer controladores de pérdida de filtrado, se permite una mayor obtención de residuos en pruebas de filtrado y retorta.

Al ser las formulaciones similares de los 3 lodos, se obtuvieron valores similares en la prueba de filtrado. Sin embargo, en la prueba de retorta, al tratar con aceites vegetales que son altamente volátiles y degradables, se desprendió gran cantidad de vapores en menor tiempo que lo recomendado por la norma, entonces se decidió por seguridad y por confiabilidad de los resultados, suspender la prueba.

El aceite de higuierilla tiene propiedades que le permite formar emulsión con agua sin necesidad de agentes emulsificantes, caso contrario el presentado por el aceite diésel, en el cual se utilizó un agente que propiciara la emulsión.

En primer lugar, al analizar los resultados de TPH entregados por el laboratorio, se observa una reducción positiva de la cantidad de hidrocarburos totales de petróleo que contienen las muestras de suelos tratadas con humus frente a las muestras inicialmente contaminadas, esto quiere decir que el humus sí trabajó eficazmente sobre los suelos y sí genera una biorremediación como se expresaba en anteriores estudios.

Por otra parte, evaluando las disminuciones de los valores de TPH, se comprueba que la mayor disminución es presentada en aquellas muestras de suelo impregnadas con residuos sólidos de fluidos de perforación base aceite de higuierilla, debido a que en la cadena de degradación de hidrocarburos, se encuentran un paso más adelante (ácidos grasos) y se hace más fácil su degradación. Sin embargo la que contenía higuierilla más bases fuertes, no tuvo una reducción tan alta como la de higuierilla normal, debido principalmente a que el aumento en la cantidad de cal (CaO) como controlador de pH, generó un ambiente más alcalino en el cual los microorganismos presentes en el humus no pudieron desarrollar su actividad degradadora.

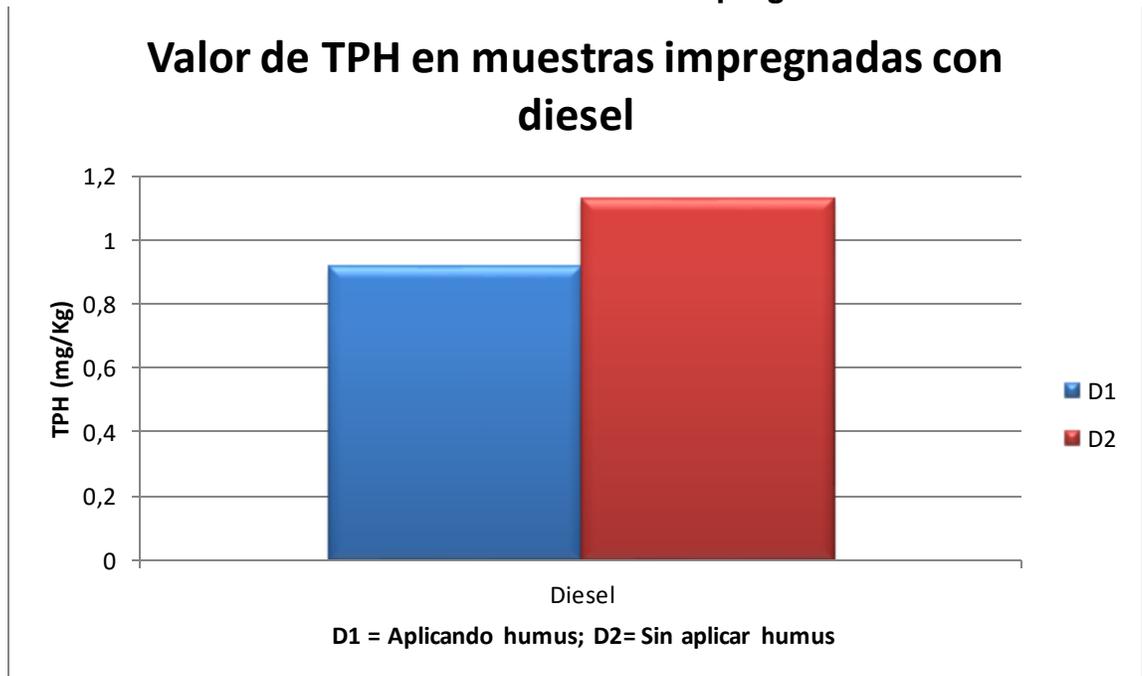
Estos fueron los valores de la disminución de TPH:

**Tabla 24. Porcentajes de disminución de TPH**

CONTAMINANTE	% DISMINUCIÓN DE TPH (mg/Kg)
Diésel	12,65
Higuierilla	38,96
Higuierilla + Bases Fuertes	32,10

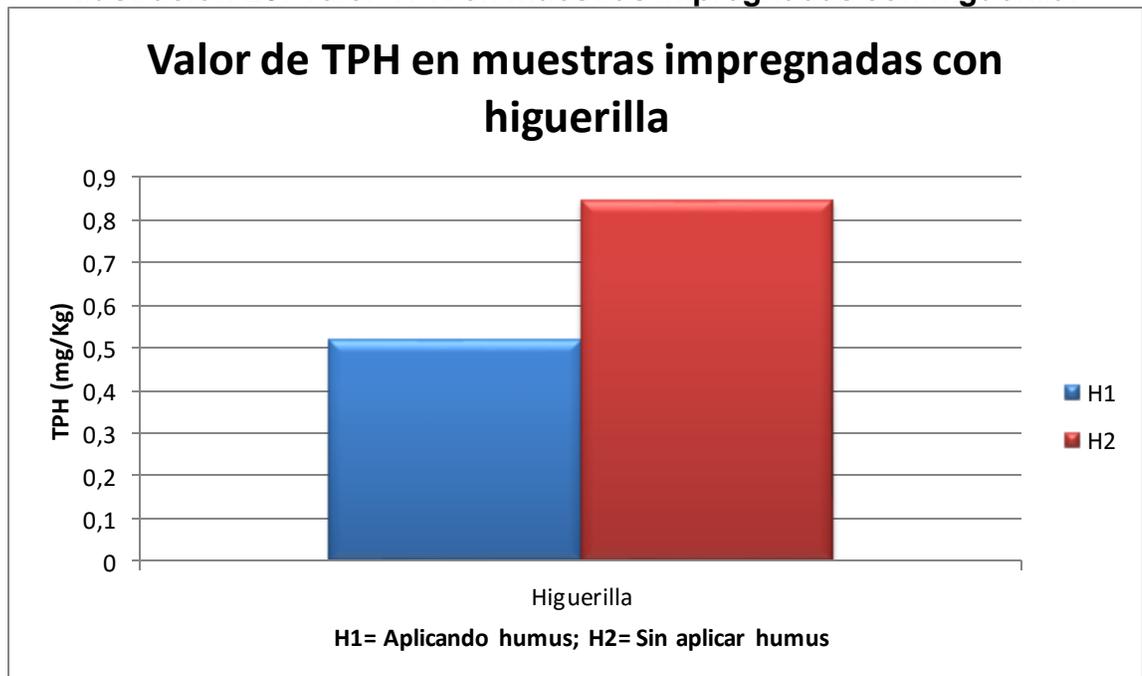
Fuente: Autores

Ilustración 22. Valor TPH en muestras impregnadas con diesel.



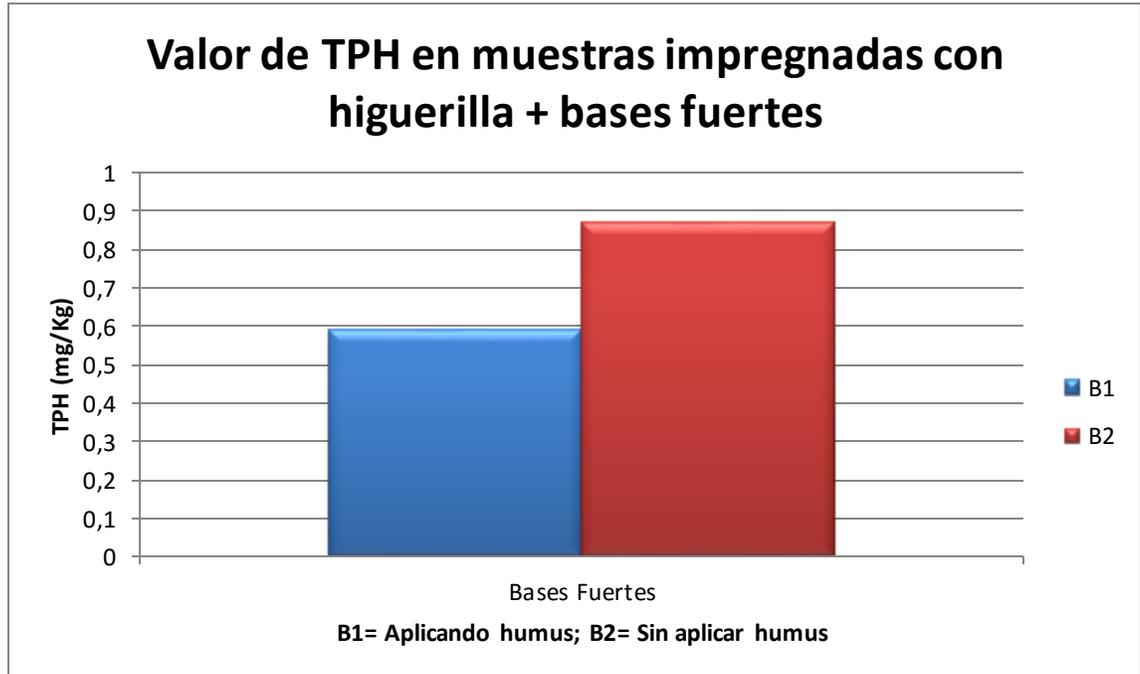
Fuente: (Autores).

Ilustración 23. Valor TPH en muestras impregnadas con higuera.



Fuente: Autores

Ilustración 24. Valor TPH en muestras impregnadas con higuera + bases fuertes.



Fuente: (Autores).

Ilustración 25. Comparación porcentaje remoción de TPH en las muestras



Fuente: Autores

Además de estos valores de disminución anteriormente mostrados, cabe resaltar que las muestras con higuierilla y con higuierilla + bases fuertes lograron disminuir el porcentaje de TPH por debajo del 3%, criterio considerado internacionalmente como el limitante para suelos contaminados (Louisiana Administrative Code, 2010), por el cual la mayoría de países latinoamericanos se rigen y en donde se expresa que el límite de contenido de aceites y grasas en suelos debe ser menor a 3% para considerarse un suelo biorremediado o libre de contaminantes tóxicos para el ecosistema.

Al analizar las plantas regadas con los contaminantes líquidos, es necesario aclarar que, en este caso, el uso de contaminantes (residuos de perforación) sin importar que sea aceite de origen vegetal o mineral, incide en el desarrollo normal de una planta (limón swingle).

En todos los casos donde se aplicaron dichos contaminantes tuvo consecuencias negativas para las plantas en su crecimiento, en su follaje y en su vida, debido a que la presencia de los contaminantes evita que la planta reciba los nutrientes adecuados para poder desarrollarse y subsistir.

Los resultados obtenidos permiten dar cuenta que las plantas a las cuales se le aplicaron residuos de perforación base diésel fueron aquellas que tuvieron una mayor afectación por el contaminante a diferencia de las contaminadas con higuierilla, las cuales aunque también sufrieron impactos negativos, éstos fue en menor medida comparada con el diésel.

Al momento de analizar las tablas elaboradas con las mediciones de las plantas, se observa que el crecimiento no está determinado por el tipo de líquido usado para su riego, ya que la cantidad de centímetros que crece cada planta varía sin un patrón determinado en los ocho días de prueba (Ver Tabla 21).

La afectación más marcada es la cantidad de hojas, puesto que los contaminantes hidrocarburos sí influyen reduciendo significativamente el número de hojas de cada planta, mientras que aquellas plantas de control aumentan su número de hojas (Ver Tabla 22).

Finalmente la coloración de las hojas determina la intensidad de la afectación toxicológica, demostrando que aquellas plantas regadas con contaminantes hidrocarburos alcanzan una coloración amarilla que muestra indicios de deshidratación y falta de nutrientes. Situación diferente a la coloración de las plantas de control, las cuales alcanzan su tonalidad verde característica (Ver Tabla 23).

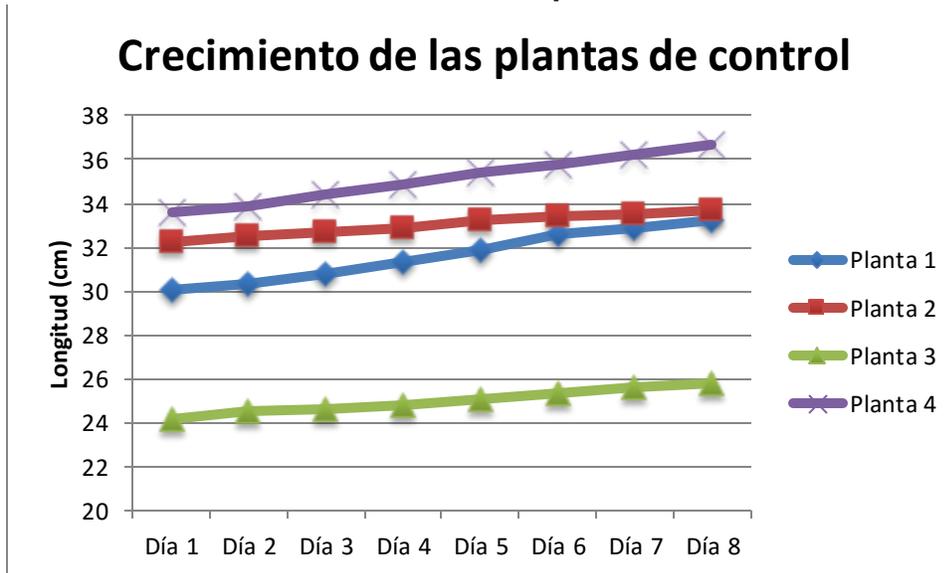
La siguiente tabla presenta los valores de variación de la altura de la planta en centímetros desde el día uno hasta el día ocho, y a su vez presenta la variación en la cantidad de hojas de todas las plantas desde el día uno hasta el día ocho. Finalmente se presenta el porcentaje de variación de ambas propiedades de la planta para establecer qué grupo de plantas presentó una mayor variación ya sea negativa o positiva.

**Tabla 25. Variación mediciones en plantas.**

Planta	Variación cantidad de hojas	Porcentaje de variación %	Planta	Crecimiento (cm)	Porcentaje de variación %
1	6	18,1818182	1	3,1	10,2990033
2	3	7,69230769	2	1,5	4,65838509
3	5	22,7272727	3	1,6	6,61157025
4	7	21,2121212	4	3,1	9,22619048
5	2	7,69230769	5	4,4	15,2249135
6	4	11,7647059	6	2,9	9,14826498
7	0	0	7	0,7	2,40549828
8	2	11,1111111	8	1	3,30033003
9	-3	16,6666667	9	3	10,7913669
10	-2	7,69230769	10	5,4	18,3673469
11	-14	48,2758621	11	0,9	3,30882353
12	-10	35,7142857	12	2,2	6,74846626
13	-23	62,1621622	13	0,8	2,93040293
14	-5	14,2857143	14	3	9,43396226
15	-11	33,3333333	15	3	10,3806228
16	-5	15,625	16	3,4	10,5590062

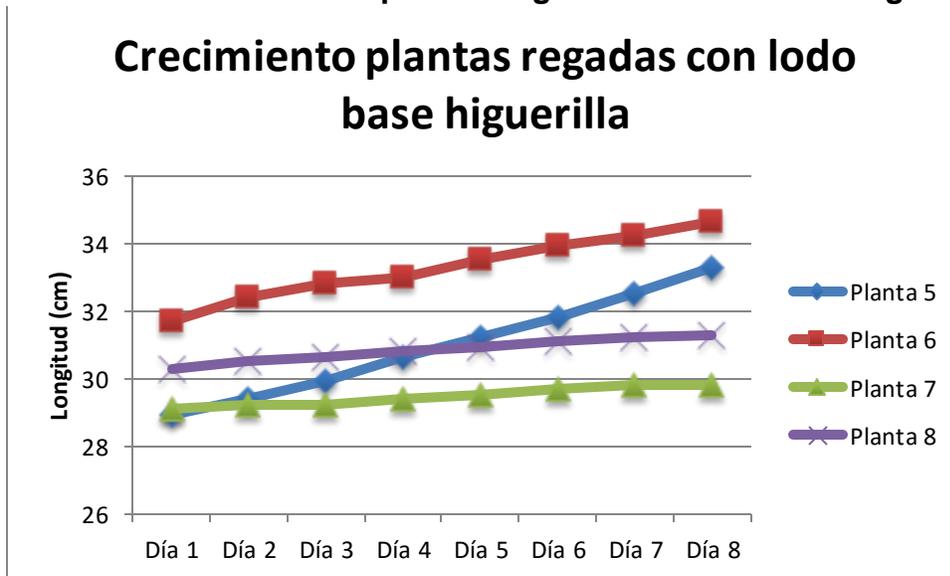
Fuente: Autores

**Ilustración 26. Crecimiento plantas de control.**



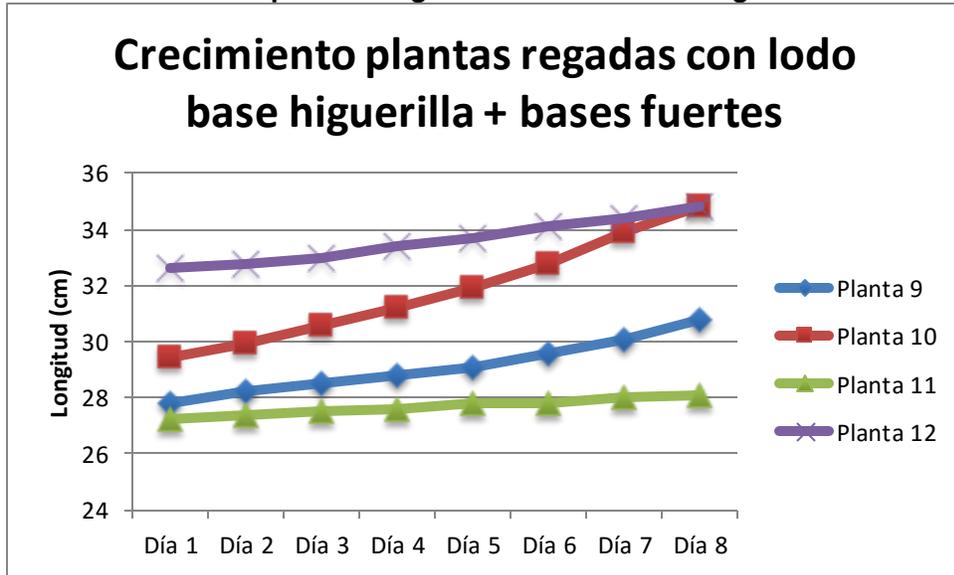
Fuente: Autores

**Ilustración 27. Crecimiento plantas regadas con lodo base higerilla.**



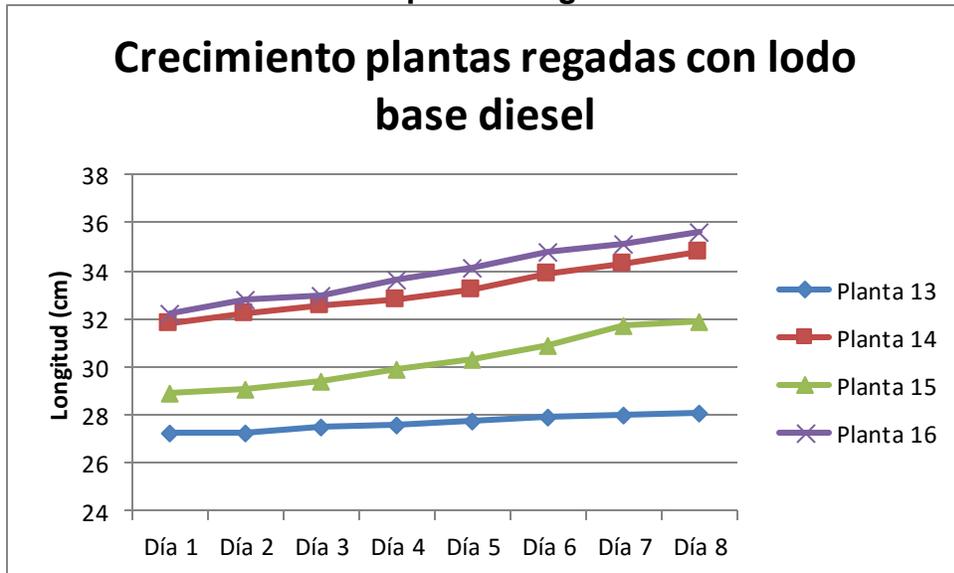
Fuente: Autores

Ilustración 28. Crecimiento plantas regadas con lodo base higerilla + bases fuertes.



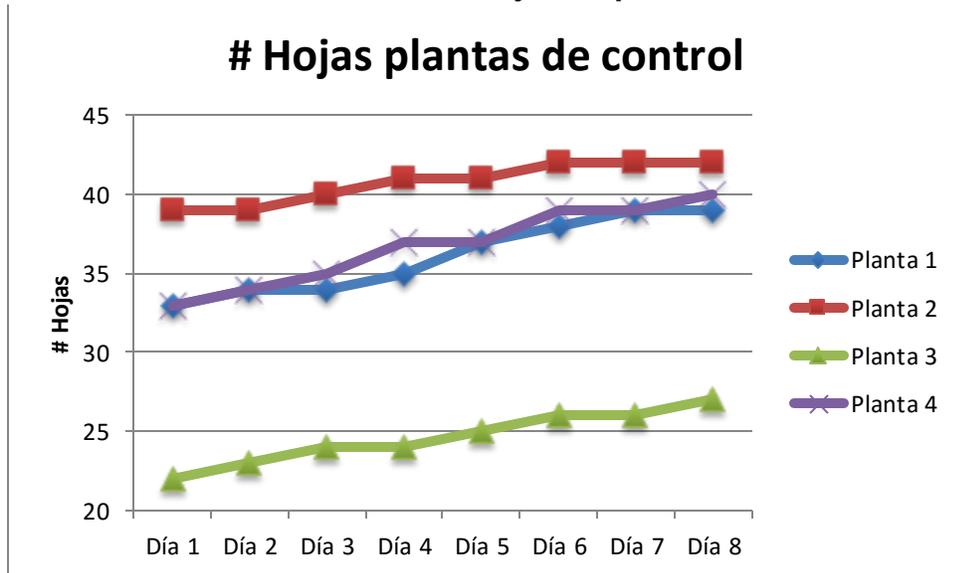
Fuente: Autores

Ilustración 29. Crecimiento plantas regadas con lodo base diesel.



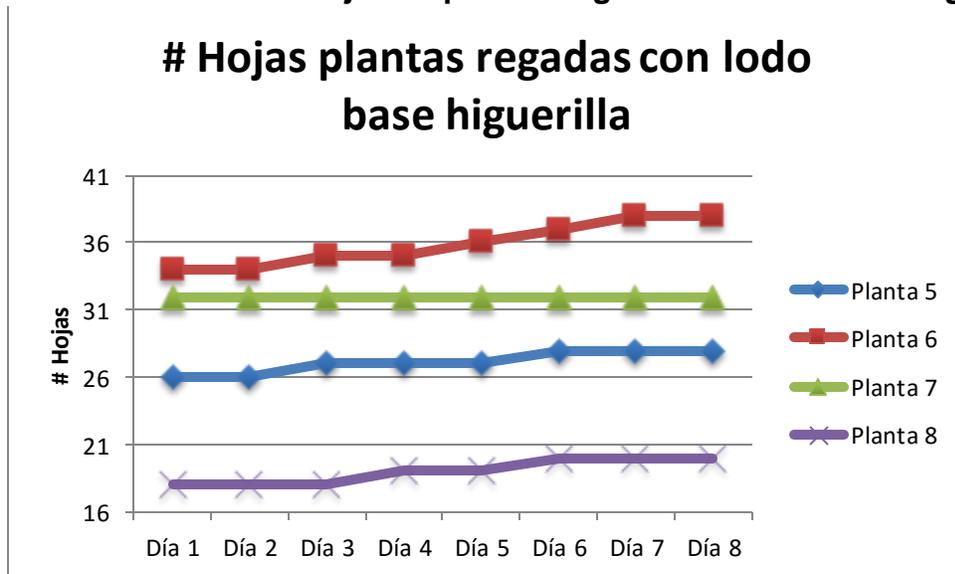
Fuente: Autores

Ilustración 30. Número de hojas en plantas de control.



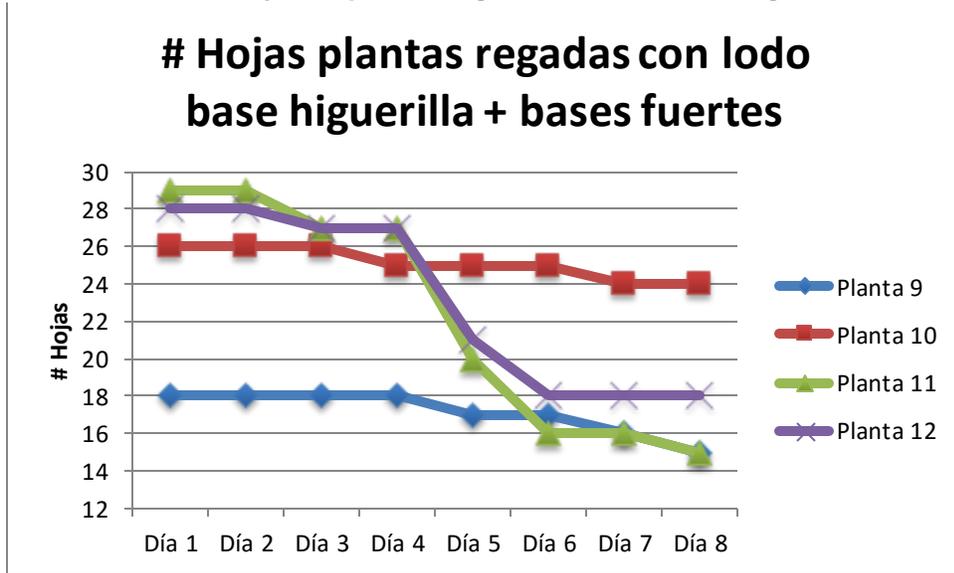
Fuente: Autores

Ilustración 31. Número de hojas en plantas regadas con lodo base higerilla.



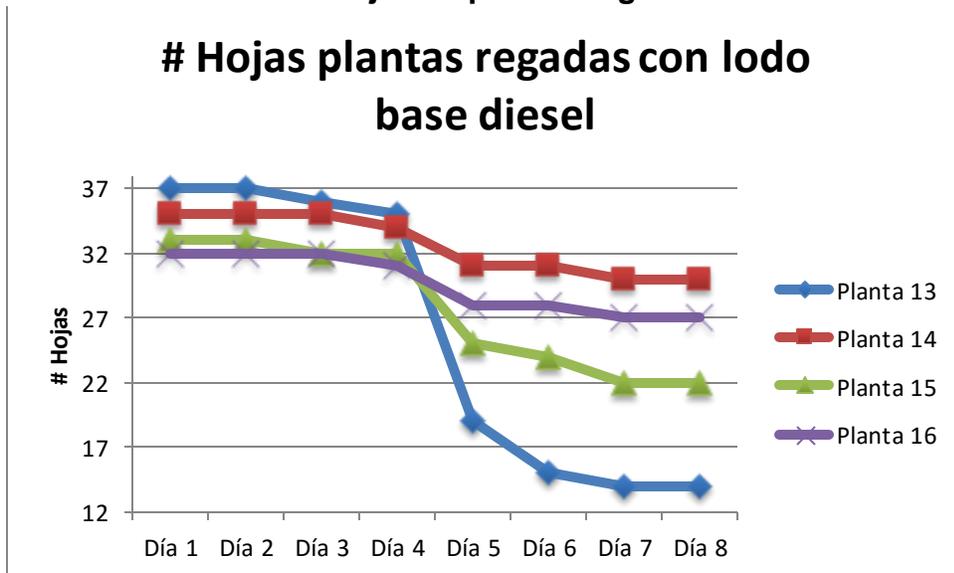
Fuente: Autores

Ilustración 32. Número de hojas en plantas regadas con lodo base higuera + bases fuertes.



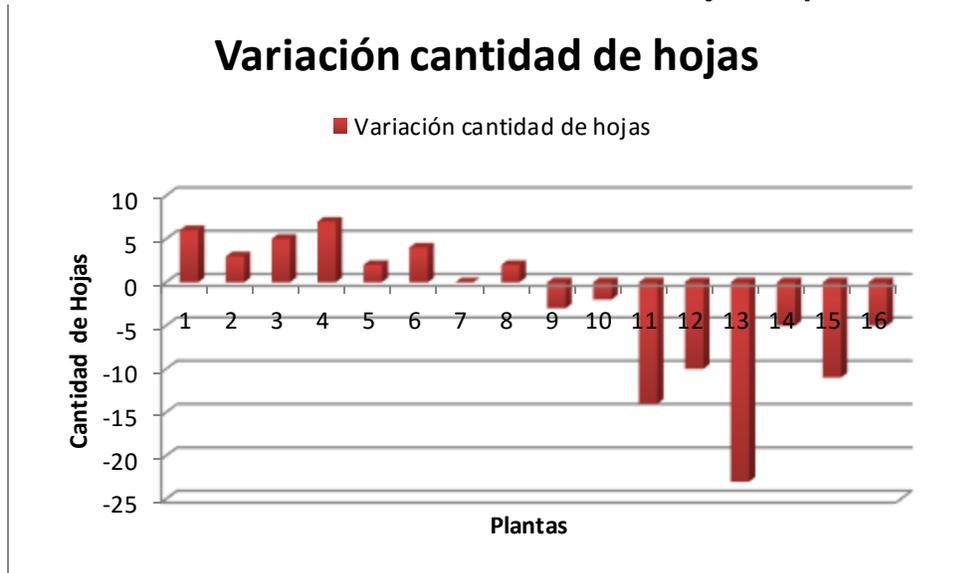
Fuente: Autores

Ilustración 33. Número de hojas en plantas regadas con lodo base diesel.



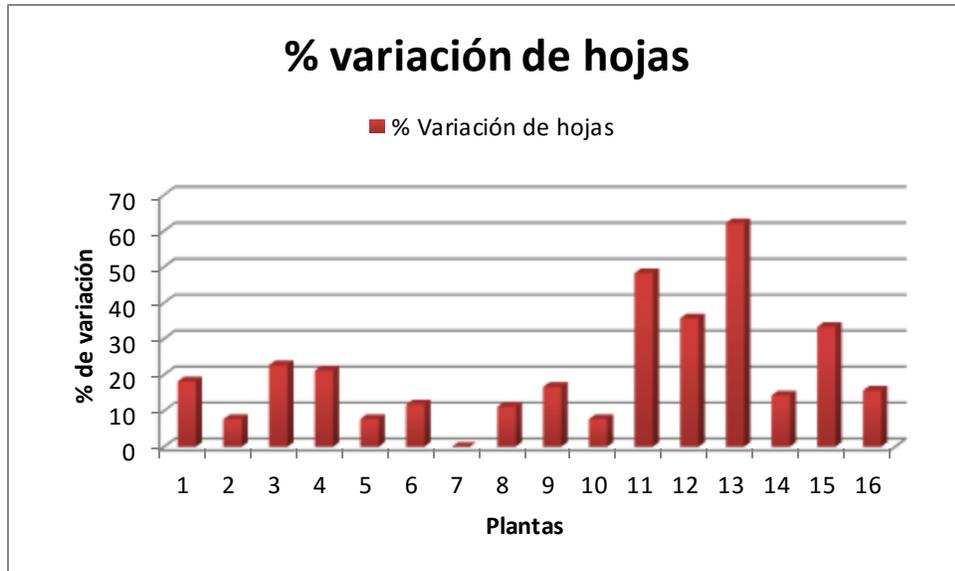
Fuente: Autores

**Ilustración 34. Variación de cantidad de hojas en plantas.**



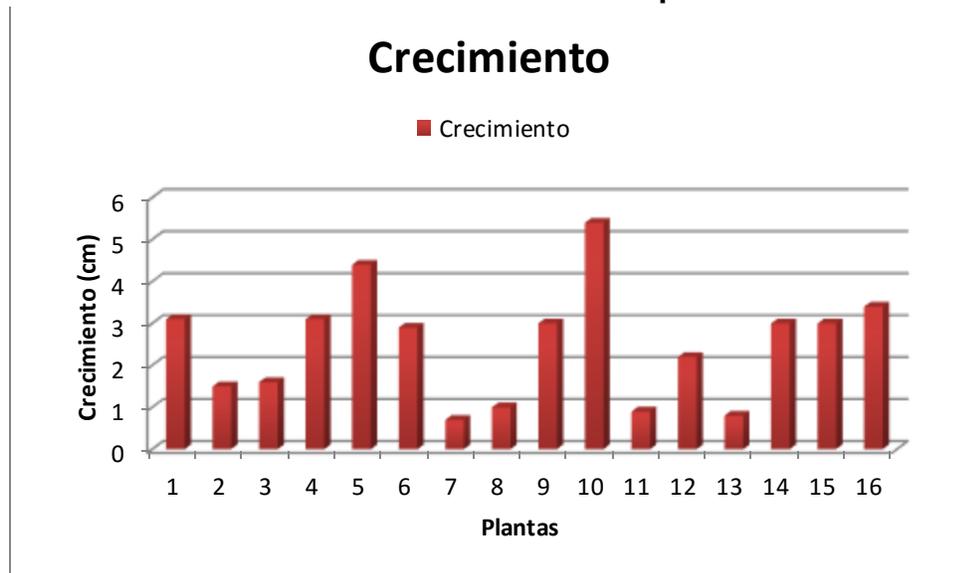
Fuente: Autores

**Ilustración 35. Porcentaje de variación de hojas en plantas.**



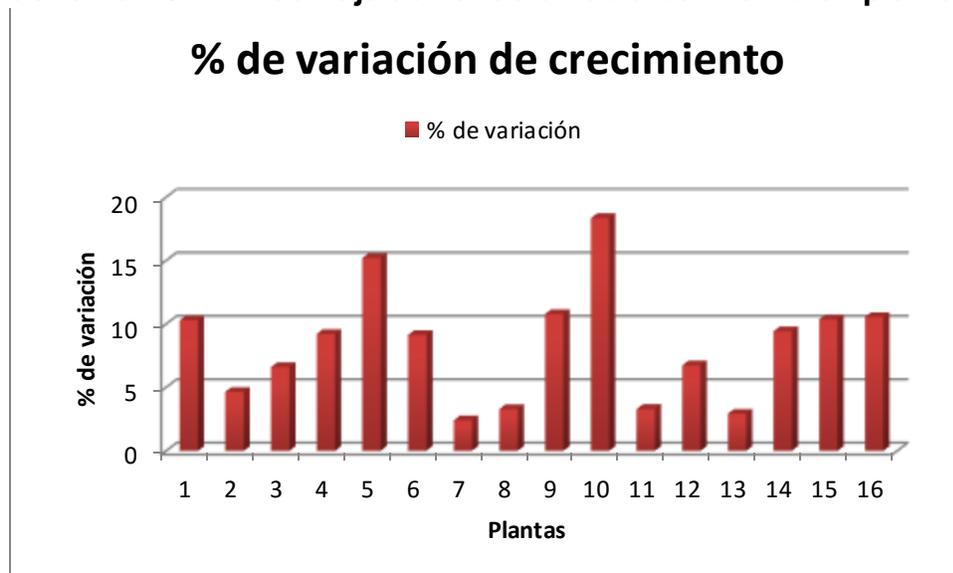
Fuente: Autores

Ilustración 36. Crecimiento en plantas.



Fuente: Autores

Ilustración 37. Porcentaje de variación de crecimiento en plantas.



Fuente: Autores

## CONCLUSIONES

- Los residuos de perforación inciden en el desarrollo normal de las plantas sin importar si son aceites minerales o vegetales, aunque, los vegetales, en este caso particular, el aceite de higuera, tuvo menor impacto con respecto al aceite mineral (diésel). Por lo tanto se hace necesario darle un tratamiento y manejo adecuado a los residuos de perforación, sin importar la procedencia del mismo para mitigar posibles impactos ambientales en actividades de perforación petrolera.
- El porcentaje más elevado de variación negativa de la cantidad de hojas se presentó en una planta regada con diésel, la cual alcanzó cerca de un 66% de la pérdida de sus hojas en ocho días, valor muy elevado para el 22% de ganancia de hojas que tuvo presencia en las plantas de control.
- La mayor degradación de hidrocarburos se presentó en los suelos impregnados con lodos de perforación base aceite de higuera con un 38,96% de remediación, a diferencia del lodo base aceite diésel que presentó una remediación de 12,65%. La higuera y base fuerte presentó un porcentaje de 32,10% muy similar al de la higuera sola, estableciendo que una mayor cantidad de cal incide muy poco en el porcentaje de remediación.
- La fácil obtención de la planta de higuera favorecería futuras investigaciones y mejoras en procesos de extracción del aceite de higuera, lo cual permita incursionar en nuevas técnicas para la industria petrolera que busquen disminuir los impactos ambientales que tanto acosan a las empresas en esta época.
- El componente ambiental del lodo base aceite de higuera lo hace un candidato ideal para ser sustituto de lodos perforación base diésel, debido a que presenta mayor degradabilidad e impactos menos nocivos con respecto al diésel.

## RECOMENDACIONES

- Evaluar otro tipo de parámetros (longitud de raíces, longitud de hojas, germinación de la planta, entre otros) para poder generar una información más acertada del componente ambiental de los residuos de lodos de perforación.
- Monitorear por mucho más tiempo (días, semanas, etc.) las plantas, con el fin de que se logre evidenciar la evolución que va teniendo la planta y poder observar los tiempos de vida de la planta de acuerdo a cada contaminante utilizado.
- Realizar otro tipo de ensayos de toxicidad, ya sea con otra especie de ser vivo (biotoxicidad) o utilizando alguna otra planta, estos estudios son serios indicadores de cómo incide los hidrocarburos sobre el ecosistema determinado.
- Usar equipos de laboratorio más avanzados a los del laboratorio de lodos de la USCO, ya que un equipo de HT/HP permitiría una más eficaz obtención de residuo tanto líquido mediante el filtrado como sólido acumulado en el papel filtro (cake).
- Mantener el pH del suelo en valores más bajos de 7, ya que entre 5 y 7 es donde los microorganismos presentes en el humus pueden trabajar con mayor efectividad.
- Probar con diferentes tipos de plantas el ensayo, para poder establecer comparaciones en la incidencia de los residuos en las mismas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Alexander, M. (1991). *Introduction to Soil Microbiology (Second ed.)*. Cornell University, USA: Krieger Publishing Company.

Alexander, M. (1995). *How toxic are toxic chemicals in soil?* *Env. Sci. Technol.*, 29, 2713-2717.

Alexander M (1999). *Biodegradation and bioremediation*. Academic Press, San Diego.

Álvarez, P. & Guevara, E. (2003). *Biorremediación y atenuación natural de acuíferos contaminados por sustancias químicas peligrosas*. Consejo de Desarrollo Científico y Humanístico de la Universidad de Carabobo (CDCH-UC), Venezuela.

Ansorena Miner, J. (1994). *Composición y propiedades físicas del suelo*. *Sustrai*, 22-25.

API RP-13B, (2000). *Standard Procedure for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids*.

ASTDR, (1998). "Reseña Toxicológica de los Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH)". Atlanta, EE.UU., Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades, Departamento de Salud y Servicios Humanos de los EE.UU., Servicio de Salud Pública.

ASTDR, (1999). "Resumen de Salud Publica Hidrocarburos Totales de Petróleo". EEUU. Septiembre.

Barberii, E. (1998). *El pozo ilustrado*. Cuarta edición, Ediciones FONCIED, Caracas, Venezuela.

Bayona, J. M., J. Albaigés, A. M. Solanas, R. Parés, P. Garrigues y M. Ewald. (1986). *Selective aerobic degradation of methyl-substituted polycyclic aromatic hydrocarbons in petroleum by pure microbial cultures*. *Int. J. Environ. Anal. Chem.* 23:289-303.

Benavidez L. Joaquín, Quintero G., Guevara A., Cáceres D., Gutiérrez S., Miranda J. (2006). *Biorremediación de suelos contaminados por hidrocarburos derivados del petróleo*. NOVA publicación científica. Colombia.

Blumer, M. (1976). "Polycyclic aromatic compounds in Nature". *Scientific American*. 234:35-45.

Breedveld, G.D., Sparrevik, M. (2001). Nutrient-limited biodegradation of PAH in various soil strata at a creosote contaminated site. *Biodegradation*, 11, 391-399.

Canals, M.; (2005). "Biorremediación de suelos contaminados por hidrocarburos: caracterización microbiológica, química y ecotoxicológica", Tesis Doctoral. Universidad de Barcelona, Facultad de Biología, Departamento de microbiología, Barcelona, España.

Cerniglia, C. E., G. L. White y R. H. Heflich. (1985). Fungal metabolism and detoxification of polycyclic aromatic hydrocarbons. *Arch. Microbiol.* 143:105-110.

Churchill, S. A., J. P. Harper y P. F. Churchill. (1999). Isolation and characterization of a *Mycobacterium* species capable of degrading three- and four-ring aromatic and aliphatic hydrocarbons. *Appl. Environ. Microbiol.* 65:549-552.

Coulon, F., Pelletier, E., Gourhant, L., Delille, D., (2005). Effects of nutrient and temperatura on degradation of petroleum hydrocarbons in contaminated sub-Antarctic soil. *Chemosphere* 58, 1439-1448.

COVA, Luis José, GARCIA, Danny Eugenio, CASTRO, Alexander Rafael et al. Efecto perjudicial de *Moringa oleifera* (Lam.) combinada con otros desechos agrícolas como sustratos para la lombriz roja (*Eisenia* spp.). *INCI*, nov. 2007, vol.32, no.11, p.769-774. ISSN 0378-1844.

Crespo, C. V. (2004). *Mecánica de suelos y cimentaciones*. México: Limusa 5a Ed.

Das, N., Chandran, P. (2011). Microbial degradation of petroleum hydrocarbon contaminants: an overview. *Biotechnol. Res. Int.*, 2011, 941810.

Dagley, S. (1981). "New perspectives in aromatic catabolism". In T. Leisinger, A. M. Cook, R. Hütter y J. Nüesch, editors, *Microbial degradation of xenobiotics and recalcitrant compounds*. Academic Press. New York. pp. 181-186.

Davis, J. B. y R. L. Raymond. (1961). Oxidation of alkyl substituted cyclic hydrocarbons by a *Nocardia* during growth on *n*-alkanes. *Appl. Microbiol.* 9:383-388.

EPA, United States Environmental Protection Agency.

EPA Method 9071B- SM 5520 D "n-hexane extractable material (hem) for sludge, sediment, and solid samples". 1998.

Field, J. A., Cervantes, F. J., van der Zee, F. P. y Lettinga, G., (2000). "Role of quinones in the biodegradation of priority pollutants: a review". *Water Science and Technology*, 42: 215-222.

Foght, J. M., P. M. Fedorak y D. W. S. Westlake. (1990). Mineralization of [14C]hexadecane and [14C]phenanthrene in crude oil: specificity among bacterial isolates. *Can. J. Microbiol.* 36:169-175.

Gallego, P., R. Cuéllar y J. Dussán, (2004); "Biorremediación de residuos de petróleo". España.

Goering, C. E. et al. (1982). Fuel properties of eleven vegetable oils. *Transactions of the American Society of Agricultural Engineers (ASAE)*. Vol. 25. Pág.1472 – 1483.

González, F. (2003). Pozos I. Guía de estudios para la materia Pozos I. Universidad Central de Venezuela.

Guía de Manejo Ambiental para proyectos de perforación de pozos de petróleo y gas, Ministerio del Medio Ambiente. Versión No. 1. Agosto 1999.

Hamel, J. F. (2009). "Determinación Cromatográfica De Hidrocarburos Totales En Aguas Por Microextracción En Fase Sólida". ISSN 2075-8944 *Jurnal Boliviano de Ciencias*, volumen 6 numero.

Darley and George R. Gray *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (Fifth Edition)*.

Howe-Grant, M. (1996). *Petroleum. "Encyclopedia of chemical technology 4th ed"*. Wiley Interscience Publication. New York. p. 342-480.

Janssen. D., Jantien. E, (2001). Microbial dehalogenation. *Biotechnology* 2001,12:254–258

Kostas, J. L. (1993). "Course Practical Asphaltene Solutions & Management". Universidad Surcolombiana. p. 1-13.

Louisiana Administrative Code (2010). Title 43, Natural Resources. Part XIX.

Meneghetti, S., Meneghetti, M., Wolf, C., Silva, E., Lima, G., et al., (2006). Ethanolysis of castor and cottonseed oil: A systematic study using classical catalysts. *J. Am. Oil Chem. Soc.*, 83, pp. 819-822.

Mrozik, Z. Piotrowska-Seget, S. Łabuzek A. (2002). *Bacterial Degradation and Bioremediation of Polycyclic Aromatic Hydrocarbon*. University of Silesia, Polonia

Ogunniyi, D., (2006). Castor oil: A vital industrial raw material. *Bioresource Technology*, 97, pp. 1086-1091.

Padilla, R. M. Y. (1989). Determinación de los Niveles de Hidrocarburos en Sedimentos Recientes del Río Calzadas en la Región del Bajo Río Coatzacoalcos,

Veracruz. México. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ciencias. Universidad Nacional Autónoma de México.

Prieto, A. (1993). *Tecnología aplicada a los fluidos de perforación*. CEPET. Maracaibo, Venezuela.

Prince, R. C. (1993). *Petroleum spill bioremediation in marine environments*. *Crit. Rev. Microbiol.* 19, 217-242.

Ros, E. et al. (2015). *Consenso sobre las grasas y aceites en la alimentación de la población española adulta*. *Federación española de sociedades de nutrición, alimentación y dietética*. 2:10-15.

Rossini, F. D. (1960). "Hydrocarbons in petroleum". *Journal of Chem.Educ.* Cap. 39: p. 554-561.

Salgado, R., Pineda, G., Mesta, A. M., Díaz, F., Wang, T. (2008). *Degradación de n-alcanos por Pseudomonas aeruginosa MGP-1*. *Universidad Simón Bolívar. Investigación Universitaria Multidisciplinaria Año 7, N°7*: 123-132.

Sánchez, P., Volke, V., Linares, L., Rodríguez, R., Rivera, M., Ferrera, R. (2004). *Descontaminación de suelos con petróleo crudo mediante microorganismos autóctonos y pasto alemán*. *Revista Agrociencia*. 38(001): 1-12.

Saval, S. (2013). *Bases Bioquímicas de la Bioremediación*. Instituto de Ingeniería, UNAM. México.

Schaefer, M. & Filser, J. (2007). *Efectos de la Lumbricus terrestris, Allolobophora chlorotica y Eisenia foétida sobre las comunidades dinámicas microbianas en los suelos contaminados por petróleo*. *Applied Soil Ecology*. 36, 53-62.

*Schlumberger Oilfield Review: Fundamentos de los fluidos de perforación*. Houston. Julio, (2013), vol. 25, no. 1.

Scott, D. T., McKnight, D. M., Blunt-Harris, E. L., Kolesar, S. E. y Lovley, D. R., (1998). "Quinone moieties act as electron acceptors in the reduction of humic substances by humicsreducing microorganisms". *Environmental Science and Technology*, 32: 2984-2989.

Speight, J. G. (1991). "The chemistry and technology of petroleum". John Wiley and Sons. New York.

Stellman, J. M. (1998). "Encyclopedia of Occupational Health and Safety, fourth edition". Chantal Dufresne, BA.

Stevenson, F. J., (1994). "Humus chemistry: genesis, Composition, Reactions", 2nd ed. Wiley, New York.

Sutherland, J. B., F. Rafii, A. A. Khan y C. E. Cerniglia. 1995. Mechanisms of polycyclic aromatic hydrocarbon degradation. En L. Y. Young y C. E. Cerniglia (Eds), *Micribial transformation and degradation of toxic organic chemicals*. Wiley-Liss. New York. pp. 269-306.

Torres, D. K. Zuluaga T. (2009). *Tesis: Biorremediación de suelos contaminados por hidrocarburos, UNAL. Colombia.*

US-EPA. (2000). *Engineered Approaches to In Situ Bioremediation of Chlorinated Solvents: Fundamentals and Field Applications, Vol. EPA-542-R-00-008.*

US-EPA. (1998). *Seminar Series on Monitored Natural Attenuation for Ground Water, Vol. EPA/625/K-98/001.*

USDA (1951). *United States Department of Agriculture. Soil Survey Staff.*

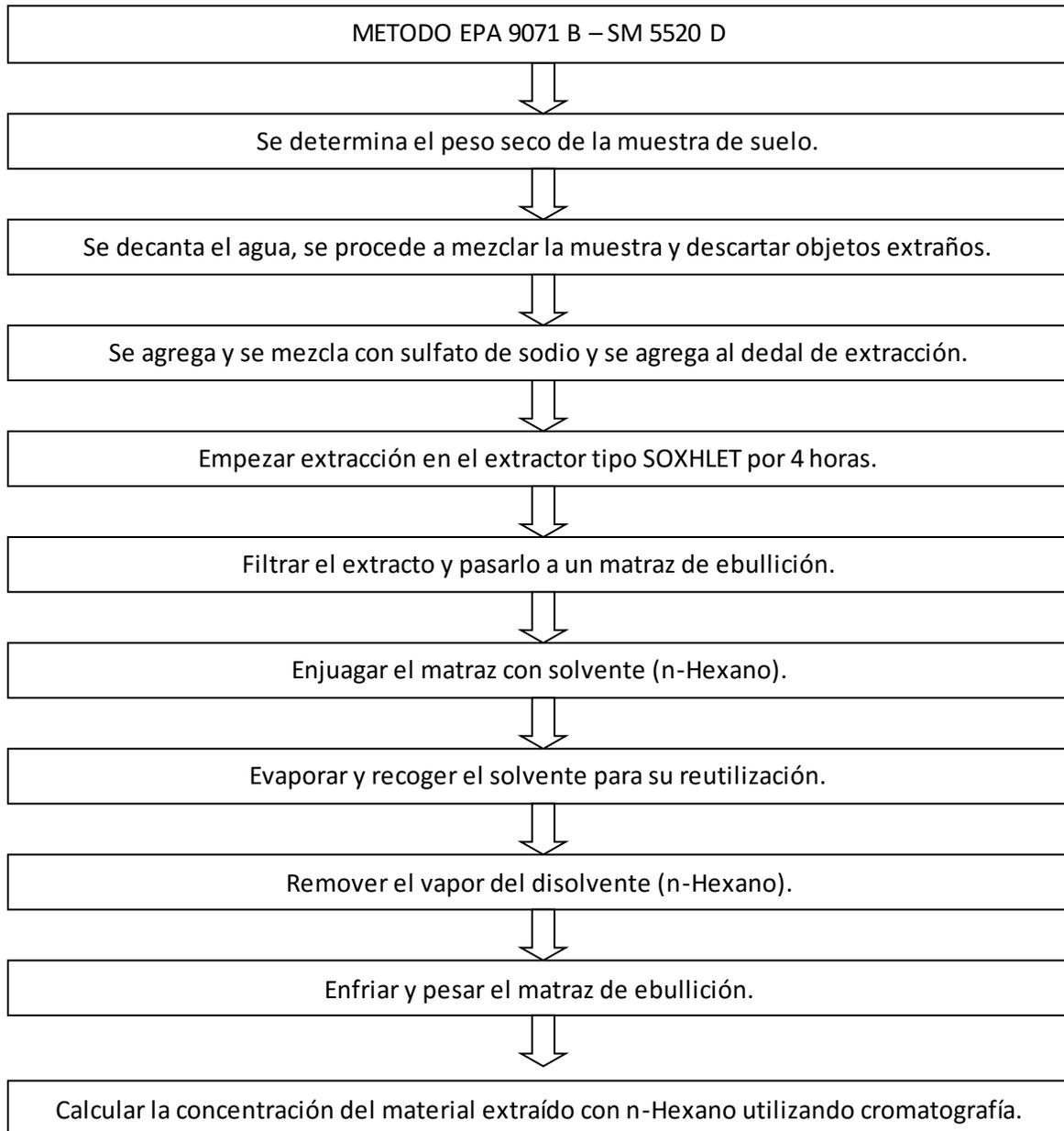
Van Straalen, N. M. (2002). Assessment of soil contamination-a functional perspective. *Biodegradation*, 13(1), 41-52.

Whise, D. L. 2000. *Bioremediation of contaminated soils. Marcel Decker. New York.*

Zamora, A. (2015). *Grasas, aceites, ácidos grasos, triglicéridos. Journal Scientific Psychic. México.*

## ANEXOS

### ANEXO 1. DIAGRAMA MÉTODO EPA 9071 B – SM 5520 D



Fuente: EPA Method 9071B- SM 5520 D "n-hexane extractable material (hem) for sludge, sediment, and solid samples". 1998.

## ANEXO 2. RESULTADOS PRUEBAS TPH



### RESULTADOS DE ANALISIS

N° R 11771



Empresa: LUIS CARLOS GARCÍA JARAMILLO  
 Nit: 24495465-2  
 Dirección: Carrera 3 No. 1-31 Vía Las Termitas  
 Solicitado por: Luis Carlos García Jaramillo  
 Teléfono: -  
 Celular: 3002854421  
 e-mail: luis\_1992@hotmail.com  
 Orden de Servicio: OSI 7819

Fecha Recepción: 2015-09-09  
 Fecha de Emisión de resultados: 2015-09-23  
 Fecha de Muestreo: 2015-08-10  
 Muestreo a cargo de: El cliente  
 Plan de muestreo No: No reporta  
 Procedimiento de Muestreo: No reporta  
 Número total de muestras: 6  
 Lugar de muestreo: Finca La Bonita, Neiva - Huila.  
 Tipo de muestreo: Simple  
 Tipo de Muestra: ARI ( ), ARD ( ), AN ( ), AP ( ), S ( X ), C ( ), Otra ( )

REPORTE DE RESULTADOS											
Item	Fecha de Análisis (AAAA-MM-DD)	Parámetro	Unidad	Método Analítico	LIMITE DE CUANTIFICACION CHEMLAB	D1	D2	H1	H2	B1	B2
						MS 8804	MS 8805	MS 8806	MS 8807	MS 8808	MS 8809
1	2015-09-21	Hidrocarburos totales (TPH)*	%	EPA 9071 B-SM 5520 D	0,002	0,987	1,13	0,517	0,847	0,590	0,869

ARI: Agua Residual Industrial, ARD: Agua Residual Doméstica, AN: Agua Superficial o Subterránea, AP: Agua Potable, S: Suelo, C: Corte  
 \*ChemiLab tiene estos parámetros acreditados mediante resolución 2016 de 2014 del IDEAM.  
 \*\* Análisis realizados por laboratorio subcontratado acreditado  
 Parámetro no acreditado

Observaciones: Métodos de Análisis aplicados según el Laboratorio de Suelos IGAC y US-EPA (aplica para suelos )  
 Métodos de Análisis aplicados según Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater (aplica para aguas )  
**Resultados válidos únicamente para la(s) muestra(s) analizadas.**  
 Prohibida la reproducción total o parcial de este informe sin autorización previa de ChemiLab S.A.S

MARÍA CRISTINA CORTÉS F.  
 COORDINADORA DE REPORTES - INFORMES  
 PQ-4590

\*\* FIN DE ESTE REPORTE \*\*