



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 24 de julio de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

Neiva

El (Los) suscrito(s):

Constanza Vargas Castellanos, con C.C. No. 55151263,

Erika Patricia Cordoba Ley, con C.C. No. 1115792808,

Sonia Yulieth Cardozo Cabrera, con C.C. No. 1075300492,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Análisis del Porcentaje de Remoción de TPH, utilizando ECH – Encapsulador de Hidrocarburos como Agente Biorremediador Aplicado en Residuos Generados en Tanques de Crudo (BORRAS)

presentado y aprobado en el año 2019 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.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Constanza Vargas Castellanos

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Erika Patricia Cordoba Ley

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Sonia Yulieth Cardozo Cabrera

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** ANÁLISIS DEL PORCENTAJE DE REMOCIÓN DE TPH, UTILIZANDO ECH – ENCAPSULADOR DE HIDROCARBUROS COMO AGENTE BIORREMIADOR APLICADO EN RESIDUOS GENERADOS EN TANQUES DE CRUDO (BORRAS).AUTOR O AUTORES.

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Cordoba Ley Cardozo Cabrera	Erika Patricia Sonia Yulieth

**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:** Facultad de Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Ingeniería de Petróleos

**CIUDAD:** Neiva      **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2019      **NÚMERO DE PÁGINAS:** 100

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

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



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

**MATERIAL ANEXO:**

Documento en formato Word

**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. <u>Biorremediación</u>	<u>Bioremediation</u>	6. <u>Residuos peligrosos</u>	<u>hazardous waste</u>
2. <u>Borra</u>	<u>Effluent</u>	7. <u>Tanques de tratamiento</u>	<u>treatment tanks</u>
3. <u>Hidrocarburo</u>	<u>Hydrocarbon</u>	8. <u>Aglomeración</u>	<u>agglomeration</u>
4. <u>TPH</u>	<u>Total Petroleum Hydrocarbons</u>		
5. <u>ECH</u>	<u>Hydrocarbon Encapsulator</u>		

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

El manejo de tratamiento y disposición de los residuos sólidos de hidrocarburos, provenientes de tanques de almacenamiento, sistema de tratamientos y líneas de conducción, constituye un reto técnico y ambiental, en tanto dicho residuo, denominados borras, está constituido por parafinas, asfáltenos, en general de la fase más pesada de los hidrocarburos, además de arenas provenientes del yacimiento. En las últimas décadas se viene trabajando en el tratamiento de borras a través de técnicas costosas y cuya efectividad requiere lapsos de tiempo considerable, por lo que se plantea la utilización de ECH – encapsulador de hidrocarburo, debido a que ha sido utilizado exitosamente en la biorremediación de suelos expuestos a derrames de hidrocarburos. El ECH – Encapsulador de Hidrocarburo es producido por la empresa GROKACORP. El objetivo de este estudio es analizar la variación del TPH (Hidrocarburos Totales de Petróleo) utilizando un encapsulador de hidrocarburos - ECH de la empresa GROKACORP como un agente biorremediador aplicándolo en residuos generados en tanques de almacenamiento de crudo, recolectados en las facilidades de producción de la empresa ECOPETROL.



**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

The management, treatment and disposal of solid waste from hydrocarbons, coming from storage tanks, treatment systems and conduction lines, constitutes a technical and environmental challenge, since said waste, denominated as sludges, is constituted by paraffin, asphaltenes and in general the heaviest phase of hydrocarbons, in addition to sands from the reservoir. In the last decades it has been working in the treatment of waste through expensive techniques and whose effectiveness requires considerable time lapses, so the use of ECH - hydrocarbon encapsulator is considered because it has been used successfully in bioremediation of soils exposed to oil spills. The ECH - Hydrocarbon Encapsulator is produced by the company GROKACORP. The objective of this study is to analyze the variation of TPH (Total Oil Hydrocarbons) using a hydrocarbon encapsulator - ECH from the company GROKACORP as a bioremediation agent, applying it in wastes generated in crude storage tanks, collected in the production facilities of the company ECOPETROL.

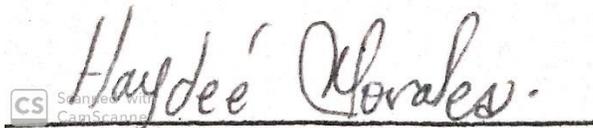
**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

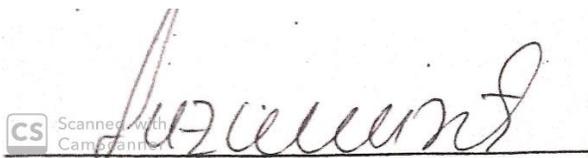
Nombre Jurado: Haydee Morales Morales

Firma:

  
CS Scanned with CamScanner

Nombre Jurado: Luz Marina Botero Rojas

Firma:

  
CS Scanned with CamScanner

**ANÁLISIS DEL PORCENTAJE DE REMOCIÓN DE TPH, UTILIZANDO ECH –  
ENCAPSULADOR DE HIDROCARBUROS COMO AGENTE BIORREMEDIADOR  
APLICADO EN RESIDUOS GENERADOS EN TANQUES DE CRUDO (BORRAS).**



**ERIKA PATRICIA CORDOBA LEY  
SONIA YULIETH CARDOZO CABRERA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
NEIVA, HUILA  
2019**

**ANÁLISIS DEL PORCENTAJE DE REMOCIÓN DE TPH, UTILIZANDO ECH –  
ENCAPSULADOR DE HIDROCARBUROS COMO AGENTE BIORREMEDIADOR  
APLICADO EN RESIDUOS GENERADOS EN TANQUES DE CRUDO (BORRAS).**

**ERIKA PATRICIA CORDOBA LEY  
SONIA YULIETH CARDOZO CABRERA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de ingeniero de petróleos**

**Grupo de Investigación: Geociencias, Infrastructure Productivity and Environment  
Semillero de Investigación: Operations, Process, Hydrocarbons, Energy and Environment –  
OPHEEN  
Línea de Investigación: Medio Ambiente**

**DIRECTORA: (Mg) CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS  
INGENIERA DE PETROLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
INGENIERIA DE PETROLEOS  
NEIVA, HUILA  
2019**

**ANÁLISIS DEL PORCENTAJE DE REMOCIÓN DE TPH, UTILIZANDO ECH –  
ENCAPSULADOR DE HIDROCARBUROS COMO AGENTE BIORREMEDIADOR  
APLICADO EN RESIDUOS GENERADOS EN TANQUES DE CRUDO (BORRAS).**

**Grupo de Investigación: Geociencias, Infrastruture Productivity and Enviroment  
Semillero de Investigación: Operations, Process, Hydrocarbons, Energy and Enviroment –  
OPHEEN  
Línea de Investigación: Medio Ambiente**

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

---

**Msc. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS**

---

**Msc. LUZ MARINA BOTERO ROJAS**

---

**Esp. HAYDEÉ MORALES**

Neiva, junio de 2019

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por permitirme cumplir sueños, logros y anhelos durante estos años de vida, pero hoy principalmente, le doy gracias por culminar esta importante etapa académica, agradezco al principal y grande motor en mi vida, mi hermosa madre FABIOLA LEY IPIA, quien es mi ejemplo de vida, por su valentía, perseverancia, y humildad, mi padre MARLO SALGADO ESCOBAR por su amor, cariño, respeto y tolerancia, agradezco a los dos por ese apoyo incondicional durante mis años académicos, a mis amigos incondicionales por esa bonita amistad de honestidad y apoyo incondicional en los momentos difíciles y por esas aventuras llenas de risas y alegrías durante estos años, DAVID FERNANDO PERDOMO, (DAFER) ANGELA VICTORIA LOSADA, DIANA CAROLINA SALAZAR CANO, y demás compañeros que hicieron parte de este proceso, a mi directora de tesis la MSc. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS, por sus enseñanzas durante el desarrollo de este proyecto, y a lo largo del pregrado de INGENIERIA DE PETROLEOS, finalmente a mis hermanas de vida ELIANA MARIA VELAZQUEZ y VICTORIA EUGENIA RESTREPO, por los años de amistad incondicional, con las que he vivido lo mejor, lo bueno, y lo malo de cada momento y aventuras que nos da la vida, por sus palabras de aliento en el momento indicado, solo me queda decir; GRACIAS a todos.

### **ERIKA PATRICIA CORDOBA LEY**

Dios, infinitas gracias te doy porque pusiste en mi camino a muchas personas que me apoyaron y me acompañaron durante este proceso tan importante para mí. Incondicionalmente el amor de mi familia siempre estuvo presente, impulsándome y alentándome cada día de mi vida para poder alcanzar lo que hoy logré con tanto esfuerzo y dedicación; ANA MILENA, madre mía, le agradezco por cada oración, por preocuparse por mí y por buscar las palabras adecuadas para consolarme y alentarme cuando la distancia nos separaba; a ti padre, MARIANO, gracias por confiar y creer en mis capacidades, por su compromiso y dedicación que me ayudaron a seguir en este proceso. Gracias, padres por inculcarme los valores, por buscar siempre lo mejor para mí, por su amor, sus regaños, su dedicación y paciencia que cada día de estudio me brindaron para culminar mi carrera. VIVI, PAO y CARLOS MARIO, gracias, hermanos por su cariño, por estar conmigo en los buenos y no tan buenos momentos y por su colaboración en cada situación presentada. MANOLO, CELESTE y CAMILO, ustedes siempre me brindaron su alegría y su luz en los instantes en que tal vez pensé no poder lograrlo; Gracias, GERSON, compañero de mi vida, por tú fe en mí y por ponerme los “pies sobre la tierra” cuando pensé en renunciar; hijo mío, JOSE ALEJANDRO, gracias por ayudarme a descubrir la gran fuerza que habita en mi interior que me permitió terminar esta aventura. Gracias Universidad Surcolombiana, por haberme abierto sus puertas y así poder formarme profesionalmente; a sus maestros que me enseñaron y me aportaron su conocimiento, en especial a la profesora CONSTANZA por depositar su confianza en nosotras con este proyecto de investigación; a mis compañeros de estudio que me ayudaron a entender y avanzar en la carrera, y específicamente a quien se convirtió en mi compañera de tesis, ERIKA, gracias por su perseverancia y comprensión durante estos meses de trabajo y de corazón deseo que Dios la premie por su gran dedicación y empeño que deposito en este proceso tan importante para las dos. Soy muy afortunada de poder estar en una gran familia, de haber sido guiada en esta investigación por una excelente maestra y por haber trabajado con una gran mujer. Mil y mil gracias, que Dios los bendiga.

**TABLA DE CONTENIDO**

SUMMARY .....	9
RESUMEN .....	10
INTRODUCCIÓN .....	11
OBJETIVOS .....	12
Objetivo general .....	12
Objetivos específicos.....	12
1. MARCO TEÓRICO .....	13
1.1. BORRAS.....	13
1.1.1. Composición de las borras .....	13
1.1.2. Tratamiento de las borras.....	13
1.1.3. Tipos de tratamientos que ofrecen las empresas en Colombia para tratar borras...	14
1.2. EL SUELO .....	15
1.2.1. El suelo en el ciclo de las rocas .....	15
1.2.2. Composición del suelo.....	16
1.2.3. Clasificación de los suelos .....	17
1.3. SUELOS EN COLOMBIA .....	18
1.3.1. Factores que influyen en la Biorremediación de suelos.....	19
1.4. ¿QUE ES BIORREMEDIACION?.....	21
1.4.1. Métodos más empleados en la biorremediación .....	22
1.5. HIDROCARBUROS TOTALES DE PETROLEO (TPH).....	22
1.5.1. TPH en el medio ambiente.....	23
1.6. ECOPETROL S.A.....	23
1.7. GROKACORP COLOMBIA S.A.S. ....	24
1.8. ECH-ENCAPSULADOR DE HIDROCARBURO .....	25
1.8.1. ¿Por qué ECH-Encapsulador de Hidrocarburo? .....	25
1.8.2. Características del ECH-Encapsulador de Hidrocarburo.....	16
1.8.3. Aplicación del ECH-Encapsulador de Hidrocarburo.....	16
1.8.4. Ventajas del ECH-Encapsulador de Hidrocarburos.....	16

1.8.5.	Mecanismo de acción del ECH-Encapsulador de Hidrocarburo .....	17
2.	MARCO LEGAL .....	18
3.	MARCO EXPERIMENTAL.....	20
3.1.	ETAPA DE OBTENCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS .....	20
3.1.1.	Suelo .....	20
3.1.2.	Borra .....	22
3.1.3.	ECH-Encapsulador de Hidrocarburos.....	23
3.2.	ETAPA DE DISEÑO .....	24
4.	ETAPA PRÁCTICA.....	27
4.1.	PREPARACIÓN DE LAS ERAS .....	27
4.2.	BIORREMEDIACIÓN .....	30
4.3.	DESARROLLO DE PRUEBA TPH EN EL LABORATORIO .....	30
5.	ANÁLISIS Y RESULTADOS .....	34
5.1.	BALANCE ESTEQUIOMETRICO .....	34
5.2.	RESULTADOS .....	36
5.3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	41
6.	CONCLUSIONES.....	53
7.	RECOMENDACIONES .....	54
	BIBLIOGRAFIA .....	55
	ANEXO A.....	59
	ANEXO B.....	68
	ANEXO C.....	83

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Tipo de tratamiento que las empresas colombianas ofrecen .....	14
Figura 2: Composición del suelo .....	16
Figura 3: Triangulo textural del suelo.....	18
Figura 4: Oxidación de los alquenos.....	18
Figura 5: Ubicación Satelital propiedad "LA BONITA" .....	20
Figura 6: Recolección de la muestra de suelo.....	22
Figura 7: Muestra de suelo en cada era.....	28
Figura 8: Adición de la borra a las eras .....	29
Figura 9: Adición del ECH-Encapsulador de Hidrocarburo a las Eras. ....	29
Figura 10: Eras contaminadas .....	29
Figura 11: Peso de los recipientes de vidrios vacíos.....	30
Figura 12: Paso 1 prueba TPH .....	31
Figura 13: Paso 2 prueba TPH .....	31
Figura 14: Paso 3 prueba TPH .....	32
Figura 15: Paso 4 prueba TPH .....	32
Figura 16: Paso 5 prueba TPH .....	33
Figura 17: Paso 6 prueba TPH .....	33
Figura 18: Variación del %TPH t=16 días.....	41
Figura 19: Variación del %TPH t=22 días.....	42
Figura 20: Variación %TPH t=29 días .....	43
Figura 21: Variación %TPH t=36 días .....	44
Figura 22: Variación %TPH t=44 días .....	45
Figura 23: Variación %TPH t=50 días .....	46
Figura 24: Variación %TPH t=0 a t=50.....	47
Figura 25: Eras en el laboratorio t=50 días.....	48
Figura 26: Variación %TPH con ECH 4,5 gr. ....	48
Figura 27: Variación %TPH con ECH 2,25 gr .....	49
Figura 28: Variación %TPH con ECH 6,25 gr .....	50
Figura 29: Variación %TPH con ECH 9 gr .....	51
Figura 30: Variación %TPH durante t=0 y t=55.....	52
Figura 31: Carta Munsell .....	61
Figura 32: Muestras de tierra en carta Munsell .....	62
Figura 33: Conductímetro y Potenciómetro.....	63
Figura 34: Tabla 5 ASTM.....	70
Figura 35: Curva salinidad.....	80

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de gravas .....	16
Tabla 2: Clasificación de los suelos.....	18
Tabla 3: Factores Medioambientales .....	20
Tabla 4: Factores Físicoquímicos .....	20
Tabla 5: Factores Biológicos .....	20
Tabla 6 Características de la aplicación del ECH-Encapsulador de Hidrocarburo: .....	16
Tabla 7: Artículos de la Constitución Política 1991 .....	18
Tabla 8: Normatividad de manejo de residuos de hidrocarburos en Colombia.....	19
Tabla 9: Características físicoquímicas de la muestra de suelo.....	22
Tabla 10: Propiedades físicoquímicas de la borra. ....	23
Tabla 11: Concentración de referencia para un TPH del 10%.....	25
Tabla 12: Grupo 1, composición de ECH, suelo y borra para cada ERA.....	26
Tabla 13: Composición de ECH, suelo y borra para cada ERA. ....	26
Tabla 14: Cronograma de pruebas .....	30
Tabla 15: Balance estequiométrico ERA A .....	34
Tabla 16: Porcentaje inicial de TPH .....	36
Tabla 17: Porcentaje TPH a t=16 días .....	36
Tabla 18: Porcentaje TPH a t=22 días .....	37
Tabla 19: Porcentaje TPH a t=29 días .....	37
Tabla 20: Porcentaje TPH t= 36 días .....	38
Tabla 21: Porcentaje TPH t=44 días .....	38
Tabla 22: Porcentaje TPH t=50 días .....	39
Tabla 23: Resultados %TPH de t=0 a t=50 días. ....	39
Tabla 24: Relación color - propiedades del suelo.....	60
Tabla 25: Clasificación de suelos según su CE, pH y sodio intercambiable. ....	62
Tabla 26: Lectura Termo hidrómetro y Gravímetro .....	69
Tabla 27: Coeficientes de expansión para gravedad específica.....	69
Tabla 28: °API 60 F y Gravedad específica 60 F .....	70
Tabla 29: Lectura Tabla 5 ASTM.....	71
Tabla 30: Resultado °API 60 F .....	71
Tabla 31: Datos prueba en la centrifuga ASTM D4007-11 .....	72
Tabla 32: Datos zanahoria mililitros BSW .....	73
Tabla 33: Datos zanahoria mililitros de agua .....	73
Tabla 34: Datos zanahoria mililitros de crudo.....	73
Tabla 35. Datos viscosidad Segundos Saybolt Furol.....	75
Tabla 36: Coeficiente de expansión para gravedad específica .....	76
Tabla 37: Gravedad específica a 60 F.....	76
Tabla 38. Densidad del agua a varias temperaturas .....	77

Tabla 39: Resultados prueba de viscosidad .....	77
Tabla 40: Porcentaje error prueba viscosidad.....	78
Tabla 41: Resultados prueba de salinidad.....	80

## SUMMARY

**TITLE:** ANALYSIS OF THE PERCENTAGE OF REMOVAL OF TPH, USING ECH - HYDROCARBONS ENCAPSULATOR AS A BIORREMIATOR AGENT APPLIED IN RESIDUES GENERATED IN OIL TANKS (SLUDGES).

The management, treatment and disposal of solid waste from hydrocarbons, coming from storage tanks, treatment systems and conduction lines, constitutes a technical and environmental challenge, since said waste, denominated as sludges, is constituted by paraffin, asphaltenes and in general the heaviest phase of hydrocarbons, in addition to sands from the reservoir.

In the last decades it has been working in the treatment of waste through expensive techniques and whose effectiveness requires considerable time lapses, so the use of ECH - hydrocarbon encapsulator is considered because it has been used successfully in bioremediation of soils exposed to oil spills. The ECH - Hydrocarbon Encapsulator is produced by the company GROKACORP.

The objective of this study is to analyze the variation of TPH (Total Oil Hydrocarbons) using a hydrocarbon encapsulator - ECH from the company GROKACORP as a bioremediation agent, applying it in wastes generated in crude storage tanks, collected in the production facilities of the company ECOPETROL.

It was possible to identify that the ECH agent acts efficiently in the erasure bioremediation process, applied at soil-ECH ratios of 1: 1, 1: 0.25, 1: 2.25 and 1: 2, where in each relation there are four samples of contaminated soil at 5%, 10% 20% and 30%. This product reduced the TPH in each test maintaining a downward trend, resulting in that the highest concentration of hydrocarbons present was obtained in the contaminated soil at 30%, followed by the values obtained at a concentration of 20%, then at 10%. % and finally obtaining the lowest rate of TPH at 5%.

From 16 designed eras to the 50th day of the experiment, 25% of them metted the criteria of Louisiana 29 B and 43.75% metted the criteria of Louisiana 29B and the API standard.

Keywords: bioremediation, effluent, hydrocarbon, TPH - Total Petroleum Hydrocarbons, Hydrocarbon Encapsulator, hazardous waste, treatment tanks, agglomeration.

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS DEL PORCENTAJE DE REMOCIÓN DE TPH, UTILIZANDO ECH – ENCAPSULADOR DE HIDROCARBUROS COMO AGENTE BIORREMIADOR APLICADO EN RESIDUOS GENERADOS EN TANQUES DE CRUDO (BORRAS).

El manejo de tratamiento y disposición de los residuos sólidos de hidrocarburos, provenientes de tanques de almacenamiento, sistema de tratamientos y líneas de conducción, constituye un reto técnico y ambiental, en tanto dicho residuo, denominados borras, está constituido por parafinas, asfáltenos, en general de la fase más pesada de los hidrocarburos, además de arenas provenientes del yacimiento.

En las últimas décadas se viene trabajando en el tratamiento de borras a través de técnicas costosas y cuya efectividad requiere lapsos de tiempo considerable, por lo que se plantea la utilización de ECH – encapsulador de hidrocarburo, debido a que ha sido utilizado exitosamente en la biorremediación de suelos expuestos a derrames de hidrocarburos. El ECH – Encapsulador de Hidrocarburo es producido por la empresa GROKACORP.

El objetivo de este estudio es analizar la variación del TPH (Hidrocarburos Totales de Petróleo) utilizando un encapsulador de hidrocarburos - ECH de la empresa GROKACORP como un agente biorremediador aplicándolo en residuos generados en tanques de almacenamiento de crudo, recolectados en las facilidades de producción de la empresa ECOPELROL.

Se pudo identificar que el agente ECH actúa de forma eficaz en el proceso de biorremediación de borra, aplicado en diseños de relación suelo-ECH 1:1, 1:0.25, 1:2.25 y 1:2, en donde en cada relación existen cuatro muestras de suelo contaminado al 5%, 10% 20% y 30%. Este producto, redujo los TPH en cada prueba manteniendo una tendencia descendente, resultando que la tasa más alta de concentración de hidrocarburos presentes se obtuvo en el suelo contaminado al 30%, seguido de los valores obtenidos a una concentración de 20%, luego al 10% y finalmente obteniendo la tasa más baja de TPH en 5%.

De 16 eras diseñadas, al día 50 del experimento, el 25% cumplieron con el criterio de Louisiana 29 B y el 43,75% cumplieron con el criterio de Louisiana 29B y la norma API.

**Palabras claves:** biorremediación, borra, hidrocarburo, TPH – Hidrocarburos Totales de Petróleo, Encapsulador de hidrocarburo, residuos peligrosos, tanques de tratamiento, aglomeración.

## INTRODUCCIÓN

En los tanques de almacenamiento y tuberías de producción se generan borras, las cuales son residuos del crudo, que se generan por sedimentación y aglomeración, conformado por sólidos y sedimentos (roca, arena, lodos de perforación, entre otros). Como consecuencia de las aglomeraciones de los hidrocarburos, la emulsión del agua en el crudo y la retención de sedimentos en aquella; los grados API disminuyen, alcanzando valores incluso inferiores a 10 °API, formándose masas densas y viscosas, difíciles de bombear, que se depositan en el fondo de los tanques, reduciendo su capacidad, o generan taponamientos en las tuberías. (GÓMEZ OCAMPO, 2015)

Los hidrocarburos totales derivados del petróleo (HCTP) están comprendidos por compuestos parafínicos, naftalenos y aromáticos, los cuales, a pesar de su alto peso molecular, cuentan con un gran potencial de absorción y son más fácilmente degradados y mineralizados bajo condiciones aerobias (IMFELD A, 2009). Estos compuestos y sus derivados (gasolina, keroseno, aceites, combustibles y parafinas, asfaltos, entre otros) si bien, son muy usados en procesos industriales, domésticos, agrícolas y de transporte, también generan aportes contaminantes al agua. Los combustibles de mayor uso (diésel, gasolina corriente, entre otros) se caracterizan por la presencia de una gran variedad de hidrocarburos que contienen múltiples componentes orgánicos con diferentes grados de solubilidad, de allí que su comportamiento difiera uno de otro (KAMATH, 2004).

En este trabajo de investigación se evaluó la biorremediación de borras como una alternativa amigable con el medio ambiente, frente a la problemática del manejo y tratamiento de borras para lograr su respectiva disposición con la menor afectación posible al medio ambiente.

El encapsulador de hidrocarburos ECH de la empresa GROKACORP, es un producto completamente natural, cuya materia prima es una mezcla de residuos generados en procesos agroindustriales, en los cuales se han inmovilizado extractos enzimáticos y nutrientes (Nitrógeno, Fosfato y Potasio) mediante un procedimiento de modificación, hecho que lo hace no tóxico, biodegradable y completamente seguro. (Es un absorbente, encapsulador, degradador y fertilizador de hidrocarburos patogénicos).

## OBJETIVOS

### Objetivo general

Evaluar el porcentaje de remoción de los TPH (Hidrocarburos Totales de Petróleo) en borras, empleando el solvente ECH-ENCAPSULADOR DE HIDROCARBUROS, en condiciones de laboratorio.

### Objetivos específicos

- ✚ Identificar la concentración óptima del solvente ECH para evidenciar la remediación de borras con base en la cantidad de hidrocarburos presente en residuos generados en tanques de crudo.
- ✚ Evaluar remoción de TPH en las muestras de borras, tratados con ECH bajo condiciones de pH y humedad controladas.

# 1. MARCO TEÓRICO

## 1.1. BORRAS

Las borras generadas en los tanques y tuberías de la industria del petróleo son residuos que se forman después de largos periodos de tiempo, por sedimentación y aglomeración de:

- ✚ Compuestos hidrocarbonados, especialmente de cadenas más largas, presentes en el crudo.
- ✚ Sólidos, sedimentos (rocas, arena, lodos de perforación, entre otros) y materia orgánica,
- ✚ Agua

Como consecuencia de las aglomeraciones de los hidrocarburos, la emulsión del agua en el crudo y la retención de sedimentos en aquella; los grados API disminuyen, alcanzando valores incluso inferiores a 10 °API, formándose masas densas y viscosas, difíciles de bombear, que se depositan en el fondo de los tanques, reduciendo su capacidad, o generando taponamientos en las tuberías. (SUAREZ, 2011)

### 1.1.1. Composición de las borras

La borra está compuesta en general por hidrocarburos parafínicos, asfáltenos, agua, compuestos de azufre, óxidos metálicos, gases disueltos y sólidos, como arena y sedimentos. Como la proporción de estos componentes en las borras depende de las características del crudo y yacimiento de cada lugar donde ha sido extraído, las cuales a su vez dependen de los compuestos con que ha sido formado, es importante señalar algunas generalidades respecto a los crudos. (SUAREZ, 2011)

### 1.1.2. Tratamiento de las borras

Las borras se distinguen en tres fases cómo son fase aceite, fase acuosa y fase sólidos, teniendo en cuenta la eficiencia y el grado de especialización, el tratamiento puede ser clasificado en tratamiento primario, secundario y terciario. Dentro de esta clasificación, los métodos aplicados suelen ser métodos físicos, métodos químicos, métodos térmicos o métodos biológicos. De la aplicación de uno o la combinación de estos métodos depende el éxito del tratamiento de la borra. De tal manera que muchos investigadores han concentrado sus esfuerzos en desarrollar estas técnicas con el objetivo único de lograr un tratamiento y una disposición adecuada de estos desechos con el mínimo impacto posible al medio ambiente y a las personas. (SUAREZ, 2011)

### 1.1.3. Tipos de tratamientos que ofrecen las empresas en Colombia para tratar borras

Se encontró un total de 41 empresas, de las cuales se observa que el tipo de tratamiento es; biorremediación, celdas de seguridad, encapsulamiento, incineración y tratamiento fisicoquímico. (DAVILA, 2015). En la Figura 1 se observa los tipos de tratamientos que se ofrecen en Colombia.

Figura 1: Tipo de tratamiento que las empresas colombianas ofrecen



(DAVILA, 2015)

Como se observa en la Figura 1, las borras en Colombia son tratadas en su mayoría por medio de incineración con un porcentaje del 79%, seguido por las celdas de seguridad y la biorremediación con un 7% cada uno, el encapsulamiento se utiliza en un 5% y el tratamiento fisicoquímico es el que menos se utiliza con un 2%. (DAVILA, 2015)

#### 1.1.3.1. Incineración

Básicamente, la incineración de residuos es la oxidación de las materias combustibles contenidas en el residuo. Los residuos son por lo general materiales altamente heterogéneos, consistentes esencialmente en sustancias orgánicas, minerales, metales y agua. Durante la incineración, se crean gases de combustión que contienen la mayoría de la energía de combustión disponible en forma de calor. Las sustancias orgánicas de los residuos se queman al alcanzar la temperatura de ignición necesaria y entrar en contacto con oxígeno. El proceso de combustión en sí se produce en la fase gaseosa en fracciones de segundo y libera energía de forma simultánea.

Cuando el poder calorífico del residuo y el suministro de oxígeno es suficiente, esto puede producir una reacción térmica en cadena y combustión autoalimentada, es decir, que no requiere la adición de otros combustibles. (CAMACHO, 2011)

### **1.1.3.2. Celdas de seguridad**

Las celdas de seguridad se han concebido como un sistema de sellado, cuyo objeto es proporcionar una barrera física que impida la migración de contaminantes, garantizando un confinamiento completo y definitivo, reduciendo al mínimo los riesgos de contaminación al medio natural. (INGEAMBIENTE DEL CARIBE S.A ESP, s.f.)

### **1.1.3.3. Encapsulamiento**

Se realiza mediante cementación con mortero de arena – cemento y cal en recipientes plásticos. Se utiliza este procedimiento para los residuos que contengan metales pesados y residuos inorgánicos.

Con el encapsulamiento se inmovilizan completamente los contaminantes evitando su posible migración hacia el medio circundante. El mortero se deja fraguar y luego la “cápsula” se sella y se deposita en las celdas de seguridad, para un confinamiento definitivo y seguro. (INGEAMBIENTE DEL CARIBE S.A ESP, s.f.)

## **1.2. EL SUELO**

El suelo es la capa superficial de la tierra y constituye el medio en el cual crecen las plantas. Es capaz de aportar los nutrientes fundamentales para el crecimiento de los vegetales y almacenar agua de lluvias cediéndola a las plantas a medida que la necesitan. También en el suelo las raíces encuentran el aire necesario para vivir. (INIA TACUAREMBÓ, s.f.)

### **1.2.1. El suelo en el ciclo de las rocas**

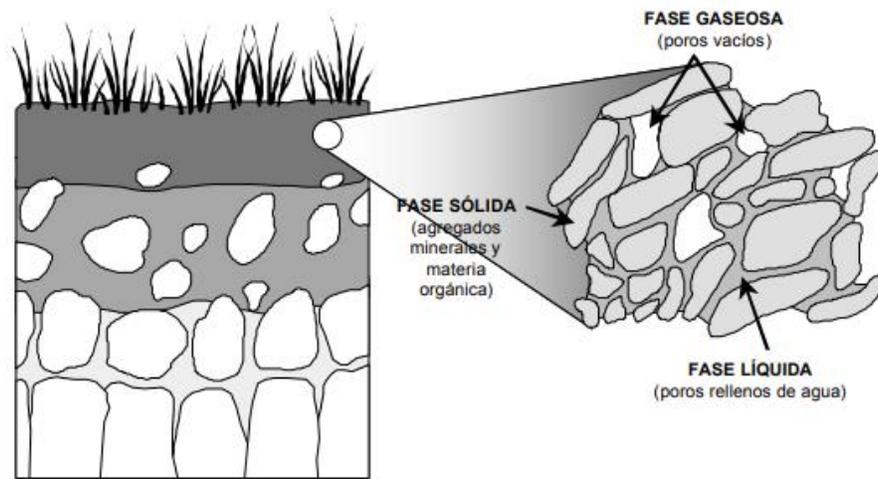
La evolución de un suelo está gobernada por tres procesos generales:

- ✚ Alteración de las rocas, que conduce a la formación de un complejo de alteración.
- ✚ Aumento del contenido de materia orgánica a partir de la vegetación que coloniza el suelo en formación, hasta alcanzar un equilibrio en el que las pérdidas por mineralización se compensan por los aportes de restos vegetales frescos.
- ✚ Movilización de elementos solubles y coloidales, bajo la influencia del agua, que determina la formación de horizontes empobrecidos (eluviales) y otros enriquecidos o de acumulación. (CLEMENTE, 1973)

## 1.2.2. Composición del suelo

La Figura 2, esquematiza las tres fases que componen un suelo común:

Figura 2: Composición del suelo



(LOPÉZ, 2006).

✚ **Fase sólida:** se divide en orgánica e inorgánica:

✚ **Inorgánica:** son los fragmentos de rocas y minerales producto de la meteorización. Las arcillas forman agregados con el humus muy importante para fertilidad del suelo al retener sales minerales. (INIA TACUAREMBÓ, s.f.), en la Tabla 1 se observa la clasificación de gravas, de acuerdo con su tamaño en milímetros.

Tabla 1: Clasificación de gravas

GRAVAS	>2mm
Arenas	2mm – 0.02 mm
Limos	0.02mm – 0.002 mm
Arcillas	< 0.002 mm

(Van Deuren et al. 1997, Ergas et al 1999)

✚ **Orgánica:** está compuesta por materia orgánica procedente de restos de seres vivos como; excrementos, madera. En mayor o menor grado de descomposición. Cuando la descomposición está muy avanzada la materia orgánica se llama “humus”. La

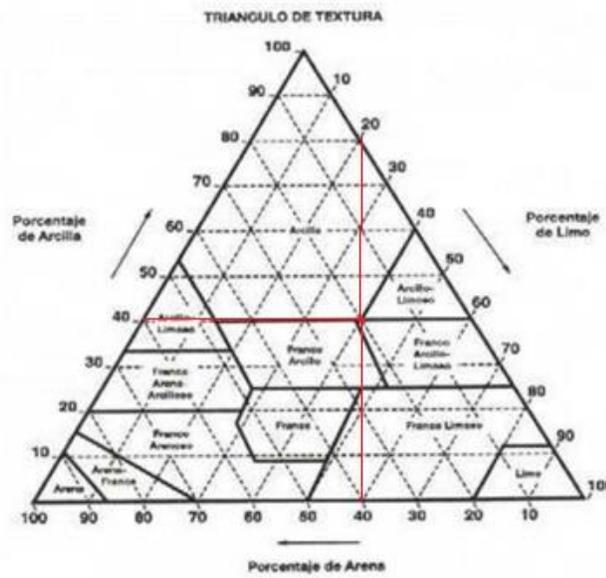
materia orgánica retiene más agua, favorece la aireación del suelo al aglutinar partículas minerales haciéndolo más poroso y aumenta la fertilidad del suelo. Hay una inmensa variedad de seres vivos, entre los que se destacan los descomponedores que degradan la materia orgánica a inorgánica y los que remueven el suelo permitiendo la aireación y evitando su endurecimiento. (INIA TACUAREMBÓ, s.f.)

- ✚ **Fase líquida:** La fase líquida o “agua del suelo” forma el 25% de éste y contiene agua de precipitaciones, mantos freáticos, y escorrentías que una vez estuvieron en contacto con la fase sólida. La porosidad del suelo impacta directamente sobre el flujo del agua en el sistema y las relaciones agua-planta, y depende de la estructura y textura del suelo. (URIBE, 2013)
- ✚ **Fase gaseosa:** El aire se encuentra en los microporos y el agua en los macroporos. El movimiento del agua en el perfil del suelo es regido por el factor gravitacional, de capilaridad, e hidráulico; mientras que, en un suelo no saturado, el movimiento hídrico está dado por la sortividad y la conductividad hidráulica. La compactación del suelo produce la disminución de macroporos y reduce la conductividad hidráulica. (URIBE, 2013)

### 1.2.3. Clasificación de los suelos

Es la proporción de distintas partículas minerales del suelo, clasificadas según su tamaño de gramo; la textura es un factor importante para la caracterización del suelo, principalmente la permeabilidad, aireación y la capacidad de retención del agua y de los nutrientes. En la Figura 3 representa un diagrama ternario, para clasificar los suelos de acuerdo en su porcentaje en peso de arcilla, limo y arena. Este mismo diagrama se encuentra resumido bajo el nombre vulgar de cada suelo en la Tabla 2.

Figura 3: Triangulo textural del suelo



(USDA 1951)

Tabla 2: Clasificación de los suelos

NOMBRES VULGARES DE LOS SUELOS (TEXTURA GENERAL)	ARENOSO	LIMOSO	ARCILLOSO	CLASE TEXTURAL
Suelos arenosos (textura gruesa)	86-100	0-14	0-10	Arenoso
	70-86	0-30	0-15	Franco arenoso
Suelos francos (textura moderadamente gruesa)	50-70	0-50	0-20	Franco arenoso
	23-52	28-50	7-27	Franco
Suelos francos (textura mediana)	20-50	74-88	0-27	Franco limoso
	0-20	88-100	0-12	Limoso
	20-45	15-52	27-40	Franco arcilloso
Suelos francos (textura moderadamente fina)	45-80	0-28	20-35	Franco arenoso arcilloso
	0-20	40-73	27-40	Franco limoso arcilloso
	45-65	0-20	35-55	Arcilloso arenoso
Suelos arcillosos (textura fina)	0-20	40-60	40-60	Arcilloso limoso
	0-45	0-40	40-100	Arcilloso

(USDA, 1951)

Por ejemplo, en la Figura 3 el punto rojo, representa un suelo con porcentaje de arena, limo y arcilla de 40%, 20% y 40% respectivamente, lo cual según la Tabla 2 lo clasifica como un suelo arcillo-limoso.

### 1.3. SUELOS EN COLOMBIA

Los suelos de Colombia son diversos y frágiles, cuenta con 11 de los 12 órdenes de suelos existentes en el mundo a excepción de los gelisoles. Se destacan los suelos incipientes, poco evolucionados con un 58.11 % correspondientes a los órdenes entisoles e inceptisoles. (IGAC, 2012).

Igualmente, tienen una representación considerable del 28.79% los suelos muy evolucionados, pocos fértiles como los ultisoles y los oxisoles. Los mejores suelos agrícolas (andisoles y molisoles) apenas cubren 8.5 millones de hectáreas, equivalente al 7.5% del territorio nacional. De otro lado, no existen suelos de la clase agrológica 1 en Colombia y los de clase 2, 3 y 4 cubren un área de 17.073.144 hectáreas equivalentes al 15 % del territorio continental (IGAC, 2012).

Los procesos de degradación más relevantes en Colombia son la erosión, el sellamiento de suelos, la contaminación, la pérdida de la materia orgánica, la salinización, la compactación y la desertificación; procesos que afectan en gran medida a las regiones Caribe, Andina y Orinoquia y que comienzan a notarse en la Amazonia y en el litoral Pacífico.

Dentro de las causas de la degradación y la gestión insostenible de los suelos en el país se tienen: la creciente demanda de bienes y servicios de los suelos, el desconocimiento de las funciones e importancia del suelo y de alternativas para su recuperación, restauración y rehabilitación, procesos de planeación y de ordenamiento del territorio que no tienen en cuenta las características de los suelos, debilidad en los procesos de seguimiento a la calidad de los suelos, desarticulación institucional y carencia de normas e instrumentos para la gestión sostenible del suelo.

En las llanuras del Caribe, en las cordilleras, en las altiplanicies y en los valles interandinos los suelos han estado sometidos secularmente a intensas actividades agropecuarias, presentan degradación y contaminación y actualmente aquellos de menor pendiente, están siendo cubiertos y sellados por la expansión de pueblos y ciudades sin criterios de sostenibilidad.

En el litoral del Pacífico y en el Amazonas, las selvas húmedas tropicales se encuentran afectadas por procesos de deforestación que avanzan con rapidez, generando focos de degradación del suelo. De otro lado, en la Orinoquia Colombiana, donde predominan las praderas, los suelos fueron inicialmente utilizados para actividades ganaderas extensivas y en la actualidad el uso del suelo se orienta al desarrollo de actividades agrícolas.

El conflicto en el uso del suelo se presenta cuando la utilización actual no corresponde con la oferta ambiental. El IGAC reporta que actualmente un 15% de los suelos del país están sobre utilizados y un 13% subutilizados.

Adicionalmente, 22 millones de hectáreas tienen vocación agrícola, 4 millones vocación agroforestal y 15 millones vocación ganadera. Sin embargo, solo 5 millones de hectáreas se utilizan para agricultura y más de 34 millones de hectáreas se utilizan para ganadería. (IGAC, 2012).

### **1.3.1. Factores que influyen en la Biorremediación de suelos**

En las Tablas 3, 4 y 5 se resumen los efectos de diferentes parámetros: medio ambientales, fisicoquímicos y biológicos en los procesos de biorremediación de un suelo.

Tabla 3: Factores Medioambientales

FACTORES MEDIOAMBIENTALES	
<b>Temperatura</b>	La temperatura del suelo afecta considerablemente la actividad microbiana y las tasas de biodegradación. La mayoría de las especies bacterianas presentes en los suelos son clasificadas como mesófilas, las cuales se desarrollan entre 15 °C y 45 °C, teniendo un intervalo de crecimiento óptimo entre 25 °C y 35 °C
<b>pH</b>	La presencia de contaminantes extremadamente ácidos ó alcalinos, pueden llevar el pH del suelo a valores inhibitorios para el desarrollo microbiano.
<b>Humedad</b>	El agua presente y el Potencial de Matriz del suelo revisten una gran importancia en el proceso de biorremediación, ya que regulan la actividad microbiana.
<b>Disponibilidad de oxígeno</b>	El oxígeno (O <sub>2</sub> ) puede constituir uno de los factores limitantes para el desarrollo del proceso de biodegradación en suelos, sedimentos y acuíferos.
<b>Disponibilidad de nutrientes</b>	El metabolismo microbiano está orientado hacia la reproducción de los organismos. Ello requiere que los componentes químicos de la célula se encuentren disponibles para la asimilación y síntesis del nuevo material celular.

(TRUJILLO, 2012)

Tabla 4: Factores Fisicoquímicos

FACTORES FISICOQUIMICOS	
<b>Factores relativos al sustrato: la composición y estructura química del contaminante</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>Volatilidad:</b> es el proceso en el cual un contaminante se difunde desde la fase sólida o líquida a la fase gaseosa</li> <li>✓ <b>Densidad:</b> La densidad de los hidrocarburos es expresada convencionalmente en Grados API (American Petroleum Institute).</li> <li>✓ <b>Viscosidad:</b> Este parámetro es una medida de la resistencia interna de una sustancia a fluir.</li> </ul>
<b>Factores relativos al suelo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>Tamaño de partícula.</b> Los suelos se clasifican en función de su tamaño de partícula, siendo sus tres principales componentes las arcillas (&lt; 0.002 mm), los sedimentos (0.002 - 0.05 mm)</li> <li>✓ <b>Densidad aparente.</b> Es el peso del suelo por unidad de volumen, incluyendo agua y espacios</li> <li>✓ <b>Permeabilidad.</b> Se refiere a la facilidad o dificultad con la que un líquido puede fluir a través de un medio permeable. La permeabilidad de un suelo es uno de los factores que controla la efectividad de tecnologías in situ mm) y las arenas (0.05 - 2.0 mm).</li> </ul>

(TRUJILLO, 2012)

Tabla 5: Factores Biológicos

FACTORES BIOLÓGICOS	
---------------------	--

**Para que una técnica de biorremediación opere eficientemente, deben cumplirse varias condiciones**

- ✓ El residuo debe ser susceptible de biodegradarse biológicamente, y presentarse en una forma física que sea susceptible a los microorganismos.
- ✓ Deben estar disponibles los microorganismos apropiados.
- ✓ Las condiciones ambientales (como el pH, la temperatura y el nivel de oxígeno) deben ser las apropiadas

(TRUJILLO, 2012)

#### 1.4. ¿QUE ES BIORREMEDIAACION?

La biorremediación es todo proceso mediante el cual se busca la recuperación de sitios contaminados empleando organismos (plantas, hongos y bacterias) o enzimas; su técnica consiste en estimular los microorganismos nativos para degradar el contaminante a compuestos menos tóxicos que forman biomasa y dióxido de carbono (mineralización). (SUPERINTENDENCIA INDUSTRIA Y COMERCIO, 2014)

Puede clasificarse de acuerdo con organismo que efectuó la degradación del compuesto xénobiotico:

- ✚ **Fito-remediación:** uso de plantas para la remoción de contaminantes de suelos y aguas, técnica apropiada para la remoción de metales pesados y radio núcleos, no se conoce la habilidad de esa en el tratamiento de suelos, con contaminantes orgánicos persistentes.
- ✚ **Thlaspicaurulencens:** en suelos contaminados con zinc y cadmio, donde se encontró que los elimina del suelo agrícola. Así mismo, existen animales que actúan como agentes descontaminantes, un ejemplo es la lombriz de tierra (*lumbricus terrestres*), la cual absorbe los contaminantes a través de los tejidos o los acumula en las zonas digestivas. (BENAVIDES, 2005)

La biorremediación puede ser dividida en estrategias in-situ y ex-situ:

- ✚ **Ex situ:** por el menor costo y la disminución de la generación de residuos a eliminar en la superficie.
- ✚ **In situ:** es la más aplicada, y utiliza microorganismos autóctonos ya que el suelo puede degradar un gran número de constituyente del lodo, pero su eficacia y población son afectados cuando algunos contaminantes tóxicos, están presentes en altas concentraciones. (BENAVIDES, 2005)

### 1.4.1. Métodos más empleados en la biorremediación

- ✚ **Biofiltración:** en esta entra el aire contaminado a unos bio-reactores en los cuales la flora microbiana degrada los contaminantes volátiles en dióxido de carbono, agua y biomasa.
- ✚ **Bioventing:** el cuál es un proceso de biorremediación in situ que consiste en la ventilación forzada del suelo mediante la inyección de O<sub>2</sub> en la zona no saturada mediante pozos de inyección; debido a la aireación se va a favorecer la degradación de los hidrocarburos por volatilización y migración de la fase más volátil del contaminante, y por biodegradación, ya que al incrementar la oxigenación del suelo se va a estimular la actividad microbiana
- ✚ **Biosparing:** es un método in situ que combina el efecto de la ventilación con la utilización de los microorganismos autóctonos para degradar compuestos orgánicos absorbidos por el suelo en la zona saturada. En este el aire y los nutrientes se inyectan en la zona saturada para mejorar la actividad de los microorganismos presentes.
- ✚ **Biopilas:** son un tipo de biorremediación de tipo ex situ en condiciones no saturadas, consiste en la reducción de la concentración de contaminantes derivados del petróleo de suelos excavados mediante el uso de la biodegradación.

La técnica consiste en la formación de pilas de material biodegradable de dimensiones variables formadas por suelos contaminados y materia orgánica (compost) en esta se aplica una aireación activa volteando la pila o pasiva por tubos de aireación. Este principio se puede aplicar a la mayoría de los compuestos orgánicos.

Entre los factores que influyen en la aplicación de esta técnica se destacan: los hidrocarburos deben ser no halogenados con concentraciones en suelo menores a 50.000 ppm, superficie de trabajo relativamente grandes, necesidad de una población microbiana mayor a 1000UFC (Unidades Formadoras de Colonias) por gramo de suelo.

- ✚ **La atenuación natural:** es una técnica de biorremediación in situ de bajo costo, su característica principal es la utilización de los procesos fisicoquímicos de interacción contaminante suelo y los procesos de biodegradación tienen lugar de forma natural. estos procesos se conocen como procesos de biotransformación natural, que van a reducir la concentración de los contaminantes. Entre ellos se encuentra la dilución, la dispersión, volatilización, adsorción, biodegradación y las reacciones químicas que se producen en el suelo. (BENAVIDES, 2005)

## 1.5. HIDROCARBUROS TOTALES DE PETROLEO (TPH)

Los TPH son una mezcla de productos químicos compuestos principalmente de hidrógeno y carbono, llamados hidrocarburos. 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. (ATSDR, 1998)

### **1.5.1. TPH en el medio ambiente**

- ✚ Los TPH pueden entrar al ambiente a raíz de accidentes, de liberaciones industriales, o como subproductos de uso comercial o privado.
- ✚ Los TPH puede ser liberados directamente al agua por escapes o derrames.
- ✚ Ciertas fracciones de los TPH flotarán en el agua y formarán una capa superficial.
- ✚ Otras fracciones de los TPH se depositarán en los sedimentos del fondo.
- ✚ Bacterias y microorganismos en el agua pueden degradar ciertas fracciones de los TPH.
- ✚ Ciertas fracciones de los TPH se adherirán a partículas en el suelo donde pueden permanecer por largo tiempo. (ATSDR, 1998)

### **1.6. ECOPETROL S.A.**

Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006.

De acuerdo con los Estatutos Sociales, el objeto social de Ecopetrol S.A., es el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos. (ECOPETROL, s.f.)

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dió origen a la Empresa Colombiana de Petróleos. La naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá. Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de

administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación.

En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956. En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República. La empresa funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994). En septiembre de 1983 se produjo la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de millones de barriles. Gracias a este campo, la Empresa inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser en un país exportador de petróleo.

En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte Llanero, en asocio con la British Petroleum Company. En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos.

Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada La ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener resultados con visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial.

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$15,4 billones registrada en 2011 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica. (ECOPETROL, s.f.)

## **1.7. GROKACORP COLOMBIA S.A.S.**

GROKACORP COLOMBIA S.A.S. es una compañía colombiana dedicada a la comercialización de productos para el tratamiento de desechos petrolizados y la biorremediación.

La empresa nace en 2010 bajo el nombre de GROKACORP como distribuidora exclusiva para Venezuela del Producto ECH, comercializando a PDVSA a través de sus empresas mixtas PETROCEDEÑO, PETROMONAGAS, PETROVICTORIA y PETROPIAR (Franja del Orinoco), apoyados por la operadora PALASERVI; logrando hacer trabajos de contingencia de accidentes con hidrocarburos y dando apoyo a procesos de extracción y manejo de desechos petrolizados (borras).

En 2016 se inician operaciones en Colombia, haciendo de este país la casa matriz y registrados bajo el nombre de GROKACORP COLOMBIA S.A.S., actualmente se encuentra laborando de la mano de operadores al servicio de ECOPETROL.

Hoy día adelantan alianzas estratégicas en Perú, Ecuador, Honduras y Canadá, siguiendo la visión de la empresa de globalizar su tratamiento in situ y aportando su tecnología en la solución a los problemas de manejo de desechos de la Industria Petrolera. (GROKACORP, 2016)

## **1.8. ECH-ENCAPSULADOR DE HIDROCARBURO**

Este es un producto para el tratamiento efectivo a la contaminación del ambiente con hidrocarburo, tanto en procesos de extracción como en accidentes; comprobada efectividad in situ ya que encapsula, descompone y biorremedia.

Proporciona una reducción en los altísimos costos de los métodos tradicionales de manejo de accidentes ambientales (traslado de maquinaria, recolección, encapsulado, transporte, alquiler de suelos, disposición final o crematorios).

Elimina la contaminación en sitio, conservando el suelo mientras que se degrada el hidrocarburo, eliminando los costes de transportar y de sustitución del suelo. En condiciones óptimas, se ha observado una reducción del 80% en 20 días. (GROKACORP, 2016)

### **1.8.1. ¿Por qué ECH-Encapsulador de Hidrocarburo?**

Entre los años 1989 y 2004 el oleoducto Caño Limón-Coveñas (Colombia) sufrió más de novecientos atentados, con el derramamiento de más de 450 millones de litros de petróleo. El impacto ambiental por los derrames de crudo ha dejado más de 2.600 kilómetros entre ríos y quebradas, y alrededor de 1.600 hectáreas de ciénagas afectadas.

Dadas estas circunstancias los daños a las fuentes hídricas, suelos, aire, fauna y vegetación son prácticamente irremediables, pues los procesos de descontaminación no alcanzan a cubrir todas las áreas afectadas y se realizan mucho tiempo después de que el crudo ha penetrado el ecosistema (Vargas *et al.*, 2004). (GROKACORP, 2016)

### 1.8.2. Características del ECH-Encapsulador de Hidrocarburo

Está compuesto de material ligno-celulósico, químicamente modificado. Con nutrientes incorporados (Nitrógeno, Fósforo, Potasio y Azufre). Absorbe y encapsula los hidrocarburos de la superficie de la tierra y del agua. Aplicado correctamente, absorbe completamente evitando que el hidrocarburo lixivie en los suelos o en acuíferos subterráneos. Se puede incinerar y contribuir en 6.000 BTU por libra. (GROKACORP, 2016)

### 1.8.3. Aplicación del ECH-Encapsulador de Hidrocarburo

Simplemente mezclar el absorbente seco con el suelo contaminado tan uniformemente como sea posible. La proporción óptima debe ser: un bulto de ECH por cada 9 metros cubico contaminado al 10%. (7-8 barriles hidrocarburo contaminan 1m<sup>3</sup> de suelo al 10%). Las características de aplicación se encuentran consignadas en la Tabla 6. Una vez secuestrado el hidrocarburo no retorna al ambiente y se transforma y libera dióxido de carbono y agua. La degradación mínima del 50% se realiza en los primeros 20 días. En condiciones óptimas, se ha observado una reducción del 80% en 20 días. El pH del contaminante se debe establecer en un nivel entre 5 a 9 para las condiciones óptimas de crecimiento bacteriano. Mantener un nivel de la humedad de entre 20% a 30% a través del período de la remediación. Ninguna otra aireación debe ser necesaria por lo menos en 10 días y solamente si la degradación se atrasa, se puede realizar mediante volteos con el fin de acelerar el proceso de biodegradación. Supervisar los suelos evaluando el contenido de Hidrocarburos Totales, hasta que se alcance los niveles de la limpieza general deseados. (GROKACORP, 2016)

Tabla 6 Características de la aplicación del ECH-Encapsulador de Hidrocarburo:

CARACTERÍSTICAS DE LA APLICACIÓN			
BARRILES DERRAMADOS	GRADOS API	BULTOS (20 KILOS)	OBSERVACIONES
1	MAYOR DE 10	0,5	DEPENDE DE LO DISPERSADO DEL HIDROCARBURO, DONDE SE DEBE CUBRIR TOTALMENTE CON UNA CAPA NO INFERIOR A 5 CM
2		0,6	
3		1	
4		1,5	
5		1,6	
6		2	
1	MENOR DE 10	1	DEPENDE DE LO DISPERSADO DEL HIDROCARBURO Y LOS GRADOS API, DONDE SE DEBE CUBRIR TOTALMENTE CON UNA CAPA NO INFERIOR A 10 CM Y A MENOR GRADO API MAYOR UTILIZACIÓN EN LAS MISMAS PROPORCIONES
2		2	
3		3	
4		4	
5		5	
6		5	

(GROKACORP, 2016)

### 1.8.4. Ventajas del ECH-Encapsulador de Hidrocarburos

- El ECH genera ahorro desde el primer paso del tratamiento por su alta capacidad de absorción.

- ✚ El ECH evita gastos en transporte, préstamos de tierra, disposición final, incineración, riesgo de movilización de maquinaria pesada, regreso de equipos de trabajo al sitio del accidente para biorremediación (Landfarming).
- ✚ El ECH se constituye en el único producto en la actualidad que hace el encapsulamiento, descomposición y biorremediación sin requerir ningún proceso adicional en condiciones óptimas.
- ✚ El ECH es ideal para accidentes con hidrocarburos en sitios de difícil acceso ya que no requiere de carreteras para la entrada de maquinaria que apoye a las cuadrillas. ECH tiene una presentación comercial con estándares internacionales de riesgos laborales ya que la presentación no supera los 20 kilos.
- ✚ El ECH está disponible en cualquier época del año, sin afectar el clima ni estaciones de otros países.
- ✚ El ECH encapsula 3 a 7 veces su peso en aceite o productos a base de aceite (EXTRAPESADO).
- ✚ El ECH evita la lixiviación de contaminantes en el suelo o en el agua subterránea.
- ✚ El ECH elimina la contaminación in situ, conservando el suelo mientras que se degrada el hidrocarburo.
- ✚ No es carcinógeno ni abrasivo.
- ✚ De origen natural e incinerable. (GROKACORP, 2016)

### 1.8.5. Mecanismo de acción del ECH-Encapsulador de Hidrocarburo

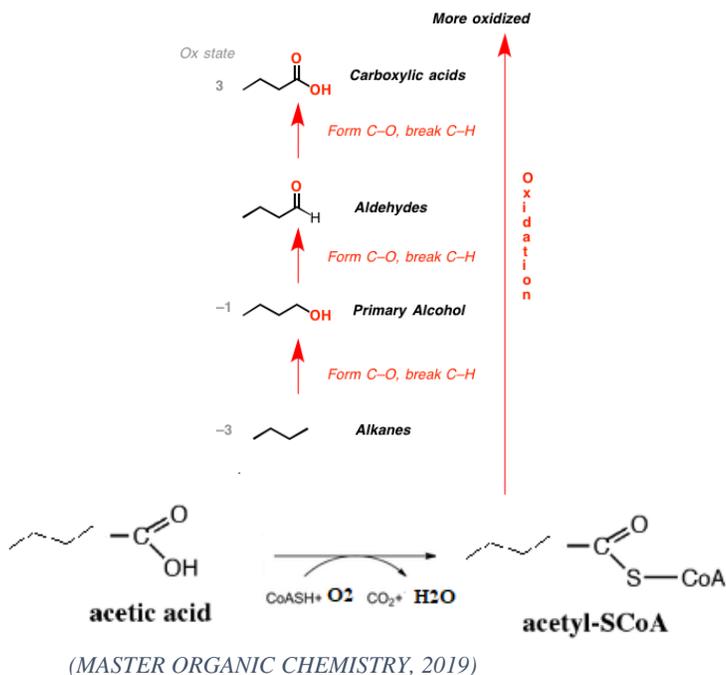
El producto ECH – Encapsulador de Hidrocarburo tiene dos principios de acción, los cuales son físicos y químicos:

- ✚ **Físico:** consiste en la adsorción del encapsulamiento del material hidrocarburo mediante una película ligno-celulósica de origen vegetal.
- ✚ **Químico:** una vez se secuestra el hidrocarburo se produce una degradación química, convirtiéndolo en dióxido de carbono agua con la ayuda de actividad bacteriana presente en el suelo, bajo condiciones controladas de pH, humedad y ventilación.

Los alquenos se degradan con las adiciones de oxígeno molecular, la disponibilidad de oxígeno y la etapa inicial de degradación limitan la velocidad. En los pasos iniciales de las enzimas de degradación de alcanos aeróbicos llamadas oxigenasas, se agrega oxígeno molecular a las moléculas de hidrocarburo formando alcoholes que se oxidan aún más a ácidos grasos que se metabolizan de manera similar a acetyl-coA y finalmente a CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O,

muchas mono-dioxigenasas, y oxidasas tienen una amplia gama de sustratos y actúan fácilmente sobre una variedad de hidrocarburos, este proceso lo denota la Figura 4.

Figura 4: Oxidación de los alquenos



## 2. MARCO LEGAL

En Colombia se vela por la preservación del medio ambiente, en la constitución de 1991 en sus artículos (Tabla 7), se establece el medio ambiente como derecho colectivo, fundamental y derecho rector del estado.

Tabla 7: Artículos de la Constitución Política 1991

TITULO	ARTICULO	CONTENIDO
De los principios fundamentales	7	El Estado reconoce y protege la diversidad étnica y cultural de la Nación colombiana.
	8	Es obligación del Estado y de las personas proteger las riquezas culturales y naturales de la Nación.
De los derechos sociales, económicos y culturales	49	La atención de la salud y el saneamiento ambiental son servicios públicos a cargo del Estado. Se garantiza a todas las personas el acceso a los servicios de promoción, protección y recuperación de la salud.
	67	La educación es un derecho de la persona y un servicio

		público que tiene una función social: con ella se busca el acceso al conocimiento, a la ciencia, a la técnica, y a los demás bienes y valores de la cultura.
<b>De los derechos colectivos y del ambiente</b>	79	Todas las personas tienen derecho a gozar de un ambiente sano. La ley garantizará la participación de la comunidad en las decisiones que puedan afectarlo.
	80	El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución.
	81	Queda prohibida la fabricación, importación, posesión y uso de armas químicas, biológicas y nucleares, así como la introducción al territorio nacional de residuos nucleares y desechos tóxicos.
	82	Es deber del Estado velar por la protección de la integridad del espacio público y por su destinación al uso común, el cual prevalece sobre el interés particular.
<b>De los deberes y obligaciones</b>	95	La calidad de colombiano enaltece a todos los miembros de la comunidad nacional. Todos están en el deber de engrandecerla y dignificarla. El ejercicio de los derechos y libertades reconocidos en esta Constitución implica responsabilidades.

(CONSTITUYENTE, 1991)

Con la ley 99 de 1993 se crea el Ministerio de Ambiente, estableciendo normas generales que servirán de base a las disposiciones y reglamentaciones necesarias para preservar, restaurar, y mejorar las condiciones sanitarias y se organiza el sistema nacional ambiental (*SINA*).

La existencia de la política que regula las estaciones de servicio no implica su reglamentación, por lo tanto, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, elaboró las Guías Ambientales para el sector de hidrocarburos y a través de la resolución 1023 del 28 de julio de 2005, resuelve adoptarlas como instrumento de autogestión y autorregulación y como consulta y referencia de carácter conceptual y metodológico tanto para los usuarios como para las autoridades ambientales. (*MAVDT 2005*)

La normativa de manejo de residuos de hidrocarburos en Colombia se encuentra regulada por las siguientes normas, descritas en la Tabla 8.

Tabla 8: Normatividad de manejo de residuos de hidrocarburos en Colombia.

<b>NORMATIVA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>Decreto 3930 de 2010</b>	<p>Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9ª de 1979, así como el Capítulo II del Título VI -Parte III- Libro II del Decreto-ley 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos y se dictan otras disposiciones.</p> <p>En el artículo 35 se establece la obligatoriedad por parte de los usuarios que exploren, exploten, manufacturen, refinen, transformen, procesen, transporten o almacenen hidrocarburos o sustancias nocivas para la salud y para los recursos microbiológicos, de elaborar e implementar los Planes de Contingencia los cuales tienen como objeto establecer los lineamientos para el manejo, almacenamiento y gestión integral de los residuos peligrosos, incluyendo la construcción de estructuras para el manejo y control de derrames, así como las medidas de remediación en caso de que la contingencia ocurra.</p> <p>En el año 2005 fue aprobada por el Consejo Nacional Ambiental, la Política Ambiental para la Gestión Integral de los Residuos o Desechos Peligrosos, y se definen como “todo residuo que, por su naturaleza, cantidad generada, condiciones de entorno y/u otras, presente un potencial riesgo a la salud humana y/o a la preservación del medio ambiente.</p>

	La existencia de la política que regula las estaciones de servicio, no implican su reglamentación, por lo tanto, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, elaboro las Guías Ambientales para todos los sectores incluidos Hidrocarburos, y a través de la Resolución 1023 del 28 de julio de 2005, resuelve adoptarlas como instrumento de autogestión y autorregulación del sector y como consulta y referencia de carácter conceptual y metodológico tanto para los usuarios como para las Autoridades Ambientales (MAVDT 2005).
<b>Decreto 4741 de 2005</b>	Para el tratamiento de las aguas borras, señala que se debe encontrar dentro de las prioridades fundamentales de la industria petrolera, minimizar los impactos ambientales en el proceso de recolección y disposición final de las borras de petróleo, problemática que incluye cambios paisajísticos, olores ofensivos, emisión de residuos peligrosos, gaseosos, líquidos y sólidos, riesgos y enfermedades profesionales, entre otros. (LAVERDE, 2017)
<b>Decreto 1521 de 1998</b>	Por el cual se reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, para estaciones de servicio. (MINMINAS, 1998)
<b>Decreto 321 de 1999</b>	Por el cual se adopta el Plan Nacional de Contingencia contra derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas. (MINMINAS, 1999)
<b>Resolución 1170 de 1997</b>	Por medio de la cual se dictan normas sobre estaciones de servicio e instalaciones afines. (RED DE JUSTICIA AMBIENTAL DE COLOMBIA, 1997)
<b>Ley 1252 de 2008</b>	Por la cual se dictan normas prohibitivas en materia ambiental, referentes a los residuos y desechos peligrosos y se dictan otras disposiciones. (MINAMBIENTE, 2008)

(MAVDT 2005).

Colombia aún no ha implementado alguna ley que regule los niveles máximos permisibles de TPH en suelos, por lo que en muchos estudios toman como valor objetivo el recomendado por el Instituto Americano de Petróleo (API), de un 1% P/P (10.000 ppm.) (IINSTITUTE, February, 2001), el cual está basado principalmente en la toxicidad para las plantas y la movilidad de los hidrocarburos hacia aguas subterráneas, no obstante, la mayoría de los estudios han trabajado bajo la norma Louisiana 29B, en la cual se establece como valor máximo permitido de contenido de TPH de un 3%. (CODE, JUNE, 2010)

### 3. MARCO EXPERIMENTAL

#### 3.1. ETAPA DE OBTENCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS

##### 3.1.1. Suelo

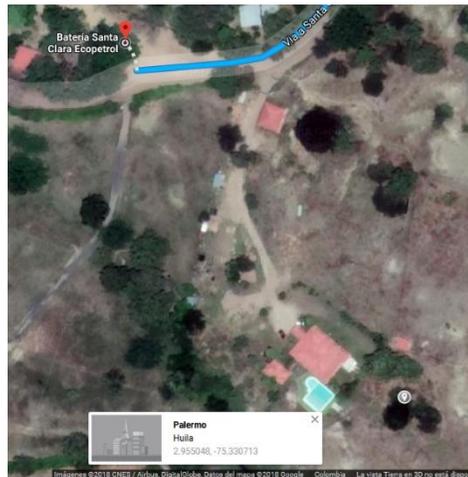
##### 3.1.1.1. Obtención

El lunes 1 de octubre del 2018, se procede a la recolección de la muestra de suelo en la propiedad privada “La Bonita”, ubicada diagonal a la Batería Santa Clara, aproximadamente a 5,5 kilómetros desde la Universidad Surcolombiana sede central, como se observa



Figura 5.

Figura 5: Ubicación Satelital propiedad "LA BONITA"



*(Google Maps, 2016)*

Se tomó la muestra siguiendo el procedimiento descrito en el ANEXO A para no alterar las condiciones en las que encuentra el suelo in-situ y esto no afecte el análisis de resultados.

Una vez tomada la muestra de suelo, como se evidencia en la Figura 6, esta se llevó al laboratorio de Fluidos de Perforación y Completamiento ubicado en el segundo piso de la Facultad de Ingeniería, en la Universidad Surcolombiana sede Central, en donde se le realizará la caracterización y finalmente será utilizado en este proceso.

Figura 6: Recolección de la muestra de suelo



### 3.1.1.2. Caracterización física de la muestra de suelo

Se procede a la preparación de tamizado del suelo, para llevar al laboratorio de Suelos y laboratorio de Química logrando obtener la caracterización fisicoquímica de este por medio de diferentes pruebas que se describen en el ANEXO A. En la Tabla 9 se presentan los datos obtenidos:

Tabla 9: Características fisicoquímicas de la muestra de suelo

Propiedad	Resultado
Color	Light olive Brown
Conductividad	255,0 mV
Densidad	1,26 g/mL
Humedad	18%
pH	6,33
Porosidad	56,5
Tipo	Franco arcillo arenosa

(Laboratorio de suelos, Universidad Surcolombiana)

## 3.1.2. Borra

### 3.1.2.1. Obtención

Las borras se logran obtener, gracias a la gestión de la directora del proyecto con la empresa ECOPETROL, quienes hacen llegar con su personal encargado las borras a la Universidad Surcolombiana, especialmente a las instalaciones de la Facultad de Ingeniería.

### 3.1.2.2. Caracterización

La caracterización de estas borras se realiza por medio de pruebas fisicoquímicas (°API, %BSW, viscosidad y contenido de sal) en el laboratorio de Crudos y Derivados de la Universidad Surcolombiana, las cuales se pueden observar con mayor énfasis en el ANEXO B. En la Tabla 10 se presentan los datos obtenidos:

*Tabla 10: Propiedades fisicoquímicas de la borra.*

Propiedad	Resultado	
°API	10.20	
%BSW	Solidos	31.09%
	Agua	10.75%
% Vol.	Crudo	58.16%
Viscosidad	Temperatura	Centipoise
	100°C	113.77 cp
	122°C	70.87 cp
	130°C	70.58 cp
Salinidad	5.5 PTB	

*(Laboratorio de suelos, Universidad Surcolombiana)*

### 3.1.3. ECH-Encapsulador de Hidrocarburos

#### 3.1.3.1. Obtención

El ECH – encapsulador de hidrocarburo se logra obtener, gracias a la gestión de la directora del proyecto con la empresa GROKACORP, quienes hacen llegar por medio de una empresa de envíos el producto ECH – encapsulador de hidrocarburo a la Universidad Surcolombiana a la Facultad de Ingeniería.

#### 3.1.3.2. Caracterización

El ECH – encapsulador de hidrocarburo, es un producto de forma esponjosa – polvosa de color grisáceo con pintas marrones y olor a material vegetal, lo cual lo identifica como un producto 100% natural. ECH – encapsulador de hidrocarburo es insoluble en agua e hidrofóbico, tiene un tamaño de partícula de 0.2 a 1.2 mm con una humedad de 5 a 10%, gravedad específica de 0.20.

Su contenido de materia orgánica es de 94% en base seca, 2.2% de nitrógeno 0.8% de fosforo, 0.4% de potasio y 2.4% de cenizas. El cual se recomienda almacenar en condiciones frescas y secas.

### 3.2. ETAPA DE DISEÑO

Teniendo en cuenta un rango de porcentaje de concentración en peso de hidrocarburos que debe de estar presente en la muestra, como valor mínimo se establece un 5% y como valor máximo a trabajar del 30%; con la cantidad de ECH se tiene que, de aproximadamente 1 libra, su totalidad se puede aplicar en 45.000 gramos de suelo contaminado al 10% de hidrocarburo, estos valores serán utilizados como referencia para los cálculos de concentración de cada producto.

Se cuenta con aproximadamente 3.240 gramos de BORRA, 27.708 cm<sup>3</sup> de SUELO y con 500 gramos de ECH, en donde se identifica que nuestro producto limitante son los gramos de borra; primeramente, se determinó el número de ERAS a trabajar, se utilizaron dieciséis (16) eras contaminadas divididas en cuatro (4) grupos según la relación del ECH que se implementó, manteniendo constante los gramos de SUELO para cada era (445,5 gramos) y variando los gramos de la BORRA.

Los datos de referencia mencionados anteriormente aplicados a las condiciones indican lo siguiente: el 10% de 445,5 gramos de suelo es igual a 44,5 gramos, que es el equivalente a los gramos de hidrocarburo a utilizar para la contaminación, por ende, el ECH a aplicar corresponde a 4,5 gramos; como el producto contaminante es BORRA que tiene un 36,6% de hidrocarburo en peso, entonces para esta concentración corresponde utilizar 121,5 gramos de ella.

✚ Cálculo de 10% de 445,5 gramos de suelo:

$$\begin{aligned} 445,5 \text{ gramos suelo} &\rightarrow 100\% \\ x \text{ gramos suelo} &\rightarrow 10\% \\ x \text{ gr. suelo} &= \frac{10\% * 445,5 \text{ gr suelo}}{100\%} \\ x \text{ gr. suelo} &= 44,5 \text{ gr. suelo} \end{aligned}$$

✚ Cálculo de gramos de ECH a utilizar:

$$\begin{aligned} 45.000 \text{ gr. suelo} &\rightarrow 456,3 \text{ gr. ECH} \\ 445,5 \text{ gr. suelo} &\rightarrow x \text{ gr. ECH} \\ x \text{ gr. ECH} &= \frac{445,5 \text{ gr. suelo} * 456,3 \text{ gr. ECH}}{45.000 \text{ gr. suelo}} \\ x \text{ gramos ECH} &= 4,5 \text{ gramos ECH} \end{aligned}$$

✚ Cálculo de gramos de borra a utilizar:

Base de cálculo: 100 gramos de borra

% peso de hidrocarburo: 36,6%

$$100 \text{ gramos borra} * 36.6\% = 36.6 \text{ gramos hidrocarburo}$$

$$100 \text{ gramos borra} \rightarrow 36.6 \text{ gramos hidrocarburo}$$

$$x \text{ gramos borra} \rightarrow 44,5 \text{ gramos hidrocarburo}$$

$$x \text{ gramos borra} = \frac{44,5 \text{ gramos hidrocarburo} * 100 \text{ gramos borra}}{36.6 \text{ gramos hidrocarburo}}$$

$$x \text{ gramos borra} = 121.5 \text{ gramos borra}$$

En la Tabla 11 se describen las diferentes concentraciones de referencia para el ECH, suelo y borra.

Tabla 11: Concentración de referencia para un TPH del 10%

ECH (gramos)	Suelo (gramos)	Borra (gramos)
4,5	445,5	121,5

La variación del porcentaje de contaminación que se va a emplear para los cuatro grupos formados se establece de la siguiente manera: se tiene en cuenta el porcentaje mínimo de hidrocarburos que han de estar presentes, que es el 5% y el valor máximo que es el 10%, según las indicaciones de proveedor del ECH. Luego se decide trabajar con porcentajes mayores como el 20% que sería el doble del valor máximo de concentración de hidrocarburos y el triple que corresponde al 30%, para el GRUPO 1, GRUPO 2 GRUPO 3 y GRUPO 4 respectivamente. Estos valores generan una variación para los gramos de BORRA a utilizar; es decir, para el 5% se utilizan 61,2 gramos, para el 20% se utilizan 243 gramos y para el 30% se utilizan 364,5 gramos, que se trabajaran en conjunto para los cuatros grupos respectivamente.

✚ Gramos de borra a utilizar para TPH de 5%:

$$121,5 \text{ gramos borra} \rightarrow 10 \text{ TPH}$$

$$x \text{ gramos borra} \rightarrow 5 \text{ TPH}$$

$$x \text{ gramos borra} = \frac{5 \text{ TPH} * 121,5 \text{ gramos borra}}{10 \text{ TPH}}$$

$$x \text{ gramos borra} = 60.75 \text{ gramos}$$

✚ Gramos de borra a utilizar para TPH de 20%:

121,5 gramos borra → 10 TPH

$x$  gramos borra → 20 TPH

$$x \text{ gramos borra} = \frac{20 \text{ TPH} * 121,5 \text{ gramos borra}}{10 \text{ TPH}}$$

$x$  gramos borra = 243 gramos

✚ Gramos de borra a utilizar para TPH de 30%:

121,5 gramos borra → 10 TPH

$x$  gramos borra → 30 TPH

$$x \text{ gramos borra} = \frac{30 \text{ TPH} * 121,5 \text{ gramos borra}}{10 \text{ TPH}}$$

$x$  gramos borra = 364,5gramos

Se dividen los gramos de ECH, suelo y borra en 4,5 gramos de la concentración de ECH, ideal para evidenciar la relación de este, respecto al valor de referencia en la Tabla 12, teniéndolo en cuenta como factor para los respectivos cálculos.

Tabla 12: Grupo 1, composición de ECH, suelo y borra para cada ERA.

ERA	ECH	Suelo	Borra	TPH
A	1,0	99	13.5	5
B	1,0	99	27	10
C	1,0	99	54	20
D	1,0	99	81	30

El objetivo es evaluar el TPH en suelo contaminado por BORRA utilizando el ECH en un proceso de biorremediación, por lo consiguiente, para la variación del ECH se manejara de la siguiente manera tomando como referencia el GRUPO 1: la concentración del ECH para el GRUPO 2 será el 50% del valor de referencia, para el GRUPO 3 la concentración del ECH se incrementará un 50% y finalmente se duplicara el valor de referencia en el GRUPO 4, como se evidencia en la Tabla 13.

Tabla 13: Composición de ECH, suelo y borra para cada ERA.

GRUPO	ERA	ECH	Suelo	Borra	TPH
1	A	1,0	99	13,5	5
	B	1,0	99	27	10
	C	1,0	99	54	20

2	D	1,0	99	81	30
	E	0,5	99	13,5	5
	F	0,5	99	27	10
	G	0,5	99	54	20
	H	0,5	99	81	30
3	I	1,5	99	13,5	5
	J	1,5	99	27	10
	K	1,5	99	54	20
	L	1,5	99	81	30
	M	2,0	99	13,5	5
4	N	2,0	99	27	10
	O	2,0	99	54	20
	P	2,0	99	81	30

## 4. ETAPA PRÁCTICA

### 4.1. PREPARACIÓN DE LAS ERAS

El martes 16 de octubre del 2018 se inició la preparación de las mezclas de acuerdo con la Tabla 13. Composición de ECH, suelo y borra para cada ERA. Estas mezclas se realizaron en el laboratorio de Fluidos de Perforación y Completamiento de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Surcolombiana sede central, en donde previamente se alistaron dieciséis (16) cajetillas de plástico, de igual tamaño debidamente identificadas con el nombre y con la cantidad de producto que estas contendrán, utilizando equipos y elementos de laboratorio como: balanza analítica, para la precisión de los gramos de cada producto, beakers, espátulas y elementos de seguridad necesarios para la manipulación de la borra.

Inicialmente, se procedió a pesar los gramos de suelo a utilizar, 445,5 gramos, para cada ERA y luego se depositaron en las cajetillas correspondientes. Como se observa en la Figura 7.

*Figura 7: Muestra de suelo en cada era*



Luego, se mezcla la borra (Figura 8) con el fin de homogenizarla y garantizar que esta sea distribuida uniformemente en cada una de las cajetillas que ya tienen el suelo que se dispone a contaminar.

Figura 8: Adición de la borra a las eras



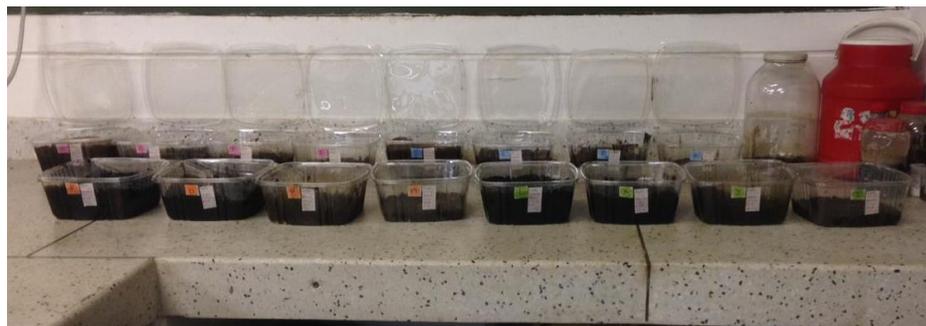
Seguidamente, se procede a pesar los gramos a utilizar en cada una de las Eras del producto a evaluar (Figura 9), ECH-encapsulador de hidrocarburos, luego se distribuye en las cajetillas con el suelo contaminado según corresponde (Figura 10), para terminar de preparar las muestras, se mezclan uniformemente formando una mezcla homogénea, según lo indica la aplicación de este producto.

Para la aplicación de este producto, se tiene en cuenta la ficha técnica (ANEXO C) suministrada por el fabricante.

Figura 9: Adición del ECH-Encapsulador de Hidrocarburo a las Eras.



Figura 10: Eras contaminadas



Estas Eras (Figura 10), se ubicaron en el laboratorio de Fluidos de Perforación y Completamiento, en donde se controló la humedad y se mezclaron regularmente.

## 4.2. BIORREMEDIACIÓN

Después de realizar la preparación de las Eras, se inicia el proceso de remediación. El día 1 de octubre del 2018, que corresponde a la prueba 1 (día 16), se lleva a cabo la primera prueba para la determinación de TPH (Hidrocarburos Totales de Petróleo) en el laboratorio de Química de la Universidad Surcolombiana, ubicado en el bloque de la Facultad de Educación, en donde se determina realizar una prueba de laboratorio por semana de acuerdo con cronograma de pruebas en la Tabla 14.

Tabla 14: Cronograma de pruebas

FECHA	No PRUEBA	TIEMPO (DÍA)
1/10/2018	1	16
7/11/2018	2	22
14/11/2018	3	29
21/11/2018	4	36
29/11/2018	5	44
5/12/2018	6	50

Para controlar la humedad en estas Eras se aplicaba agua, con la ayuda de un spray cada 3 días, las cuales se encontraban en el laboratorio Fluidos de Perforación y Completamiento ubicado en el segundo piso de la Facultad de Ingeniería, en la Universidad Surcolombiana sede Central. Se recomienda mezclar una vez adicionada el agua en cada Era, para mejores resultados.

## 4.3. DESARROLLO DE PRUEBA TPH EN EL LABORATORIO

El primer paso para el desarrollo de esta prueba es obtener una pequeña cantidad de muestra de cada era (3 gramos) en un recipiente de vidrio (Figura 16), el cual debe encontrarse previamente limpio y seco, libre de impurezas con el fin de no contaminar la muestra tomada; es importante mezclar bien las eras para homogenizar antes de adicionarla en el recipiente, para asegurar resultados confiables. Se mezcló con un agitador de vidrio la muestra,

**NOTA:** Se registró el peso de cada uno de los recipientes antes de adicionar la muestra (Figura 11).

Figura 11: Peso de los recipientes de vidrios vacíos



Una vez realizada la recolección de muestra, se traslada al laboratorio de Crudos y Derivados de la Universidad Surcolombiana, para determinar los TPH (hidrocarburos totales de petróleo) presentes, por medio del método gravimétrico modificado (extracción con solvente). (BERMEO CRUZ & PEREZ HUEJE, 2017)

- ✚ Se toman los 3 gramos de muestra y se transfieren a un beaker (Figura 12) en donde luego se adiciona 100 mililitros de agua destilada, la cual es previamente calentada a 40°C. Con la ayuda de un agitador de vidrio, se inicia la agitación de la muestra junto con el agua por 5 minutos, hasta observar la dilución del agua con el suelo.

*Figura 12: Paso 1 prueba TPH*



- ✚ A la mezcla de agua y suelo se le agrega el de forma gradual (teniendo en cuenta la ficha técnica ANEXO C), es decir, se agregan 10 mililitros de cloroformo y agitando (Figura 13), si aún no se desprenden los hidrocarburos del suelo se agregan otros 10 mililitros de cloroformo hasta encontrar la concentración óptima como se muestra en la Figura 18.

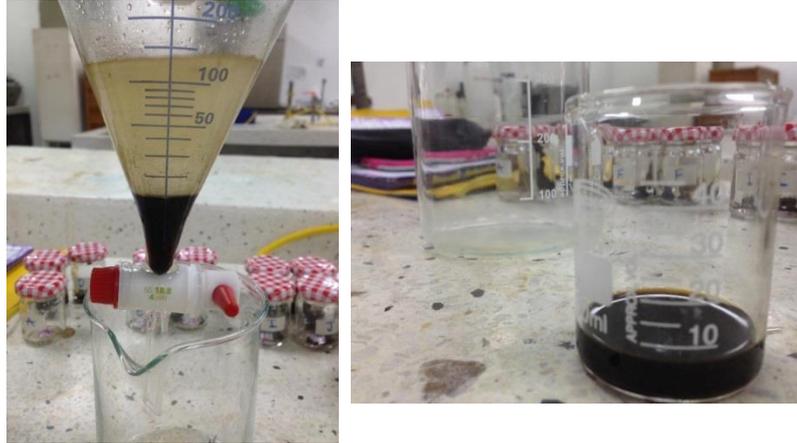
*Figura 13: Paso 2 prueba TPH*



- ✚ Se vierte la fase líquida de la mezcla en el embudo de decantación mientras se observa la separación de la fase aceitosa y la fase acuosa (Figura 14). El residuo sólido se separa

para su posterior proceso de filtrado. Teniendo la mezcla en el embudo de decantación y después de agitar vigorosamente se extrae la fase aceitosa en un beaker y se elimina el residuo de la fase acuosa.

Figura 14: Paso 3 prueba TPH



- Se realiza un montaje para el proceso de filtración empleando la tela muselina, éste se dispone sobre un beaker sujetándolo con una liga o cuerda y se procede a pasar el residuo sólido junto con la fase aceitosa (Figura 15), obtenido en el procedimiento anterior, dejándola pasar por completo y de forma natural sin acelerar el proceso; mientras el suelo se está filtrando, se le agregan de 5 a 10 mililitros de cloroformo con el fin de lavar por completo el suelo filtrado y extraer hasta la última gota de hidrocarburo presente en él.

Figura 15: Paso 4 prueba TPH



- Se desecha el suelo ya limpio que queda sobre la tela de filtrado y se observa una iridiscencia presente en la fase acuosa obtenida del filtrado, por lo que es necesario volver a decantar en el embudo (Figura 16) y agregar agua destilada hasta lavar la disolución y lograr que se establezcan las fases (aceitosa/acuosa). Por último, se extrae la

fase aceitosa del embudo de decantación y se almacena en el contenedor de vidrio previamente preparado.

*Figura 16: Paso 5 prueba TPH*



- ✚ Se coloca la solución aceitosa que se encuentra en la cápsula de vidrio en el conjunto de baño de maría para eliminar (evaporar) el cloroformo aun presente y separar por completo el hidrocarburo contenido (Figura 17). Posteriormente, se lleva a la balanza analítica el contenedor de vidrio con el hidrocarburo final.

*Figura 17: Paso 6 prueba TPH*



Conociendo los pesos y volúmenes empleados de solvente y el volumen final de la mezcla se puede determinar la cantidad de hidrocarburos totales de petróleo (TPH) presentes en el suelo.

## 5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

### 5.1. BALANCE ESTEQUIOMETRICO

Para poder calcular la cantidad de cada elemento de la mezcla presentes (3 gramos de muestra de cada era que se utilizará para realizar la prueba de laboratorio de TPH), se realiza un sencillo balance estequiométrico (Tabla 15), teniendo en cuenta la composición de cada componente que se empleó en el diseño de las Eras.

Tabla 15: Balance estequiométrico ERA A

ERA A			
COMPONENTE	Composición en la mezcla total	Composición en 3 gramos de mezcla	Porcentaje en 3 gr de dilución
Suelo	445,5 g	2,616 g	87,13 %
Borra	60,25 g	0,36 g	12 %
ECH	4,5 g	0,026 g	0,87 %
<b>TOTAL</b>	<b>510,75 g</b>	<b>3 g</b>	<b>100 %</b>
<i>Hidrocarburo</i>	<i>22,4 g</i>	<i>0,1315 g</i>	<i>4,38 %</i>

**Nota:** Los gramos de hidrocarburos no se tienen en cuenta en la sumatoria ya que estos hacen parte de la composición de la borra.

Muestra de cálculos: Era A

✚ Gramos de suelo presentes en 3 gramos de mezcla:

510,75 gramos de mezcla → 445,5 gramos de suelo  
3 gramos de mezcla → **2,616 gr suelo**

$$\frac{3 \text{ gr} * 445,5 \text{ gr Hycs}}{510,75 \text{ gr}} = 2,616 \text{ gr suelo}$$

✚ Gramos de borra presentes en 3 gramos de mezcla:

510,75 gramos de mezcla → 60,25 gramos de borra  
3 gramos de mezcla → **0,36 gr borra**

$$\frac{3 \text{ gr} * 60,25 \text{ gr Hycs}}{510,75 \text{ gr}} = 0,36 \text{ gr borra}$$

✚ Gramos de ECH presentes en 3 gramos de mezcla:

510,75 gramos de mezcla → 4,5 gramos de ECH  
3 gramos de mezcla → **0,026 gr ECH**

$$\frac{3 \text{ gr} * 4,5 \text{ gr Hycs}}{510,75 \text{ gr}} = 0,026 \text{ gr ECH}$$

✚ Gramos de hidrocarburos presentes en 3 gramos de mezcla:

510,75 gramos de mezcla → 22,4 gramos de Hycs  
3 gramos de mezcla → **0,13 gr Hycs**

$$\frac{3 \text{ gr} * 22,4 \text{ gr Hycs}}{510,75 \text{ gr}} = 0,1315 \text{ gr Hycs}$$

✚ Porcentaje de suelo en 3 gr de mezcla:

$$\%suelo = \frac{2,616 \text{ gr}}{3 \text{ gr}} * 100 = 87,2\%$$

✚ Porcentaje de borra en 3 gr de mezcla:

$$\%borra = \frac{0,36 \text{ gr}}{3 \text{ gr}} * 100 = 12\%$$

✚ Porcentaje de ECH en 3 gr de mezcla:

$$\%ECH = \frac{0,026 \text{ gr}}{3 \text{ gr}} * 100 = 0,87\%$$

✚ Porcentaje de hidrocarburos en 3 gr de mezcla:

$$\%Hycs = \frac{0,1315 \text{ gr}}{3 \text{ gr}} * 100 = 4,38\%$$

**Nota:** Estos cálculos son aplicados a cada una de las dieciséis muestras diseñadas.

## 5.2. RESULTADOS

Se calcula el porcentaje inicial de Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) que mostraron cada Era cuando se diluyó al suelo contaminado y la cantidad de borra correspondiente mediante la adición del tratamiento con el ECH propuesto (Ver Tabla 16).

Tabla 16: Porcentaje inicial de TPH

ERA	SUELO (gr)	BORRA (gr)	ECH (gr)	HIDROCARBURO (gr)	% TPH t=0
A	445,5	61,2	4,50	22.88	5,00
B	445,5	121,5	4,50	45.75	10,00
C	445,5	243,0	4,50	91.50	20,00
D	445,5	364,5	4,50	137.25	30,00
E	445,5	61,2	2,25	22.88	5,00
F	445,5	121,5	2,25	45.75	10,00
G	445,5	243,0	2,25	91.50	20,00
H	445,5	364,5	2,25	137.25	30,00
I	445,5	61,2	6,75	22.88	5,00
J	445,5	121,5	6,75	45.75	10,00
K	445,5	243,0	6,75	91.50	20,00
L	445,5	364,5	6,75	137.25	30,00
M	445,5	61,2	9,00	22.88	5,00
N	445,5	121,5	9,00	45.75	10,00
O	445,5	243,0	9,00	91.50	20,00
P	445,5	364,5	9,00	137.25	30,00

La primera prueba de TPH se realizó el día 1 de noviembre del 2018 (Ver Tabla 17), que corresponde al día 16 del experimento, este ensayo se llevó a cabo en el laboratorio de Crudos y Derivados. Al final del desarrollo del laboratorio se obtuvieron los siguientes resultados:

$$\%TPH A_{a t=16} = \frac{5\% * 0,017 \text{ gr}}{0,15 \text{ gr}} = 0,57\%$$

Tabla 17: Porcentaje TPH a t=16 días

ERA	Hycs Iniciales (gr)	% TPH t=0	Contenedor de vidrio vacío (gr)	Contenedor de vidrio con Hycs (gr)	Hycs Finales (gr)	% TPH t=16	% Remoción
A	0,150	5,00	52,52	52,54	0,017	0,57	88.53
B	0,300	10,00	51,37	51,43	0,067	2,22	77.82
C	0,600	20,00	52,28	52,35	0,068	2,27	88.65
D	0,900	30,00	52,95	53,40	0,447	14,89	50.38
E	0,150	5,00	51,71	51,75	0,042	1,40	72.00
F	0,300	10,00	52,63	52,70	0,077	2,55	74.47
G	0,600	20,00	51,35	51,38	0,032	1,07	94.65
OH	0,900	30,00	51,45	51,85	0,397	13,24	55.86
I	0,150	5,00	51,57	51,59	0,017	0,58	88.47
J	0,300	10,00	51,54	51,56	0,014	0,46	95.41
K	0,600	20,00	52,64	52,79	0,151	5,04	74.78
L	0,900	30,00	52,23	52,54	0,307	10,24	65.87
M	0,150	5,00	53,49	53,49	0,003	0,11	97.70
N	0,300	10,00	51,36	51,45	0,093	3,09	69.12
O	0,600	20,00	51,70	51,96	0,261	8,70	56.49
P	0,900	30,00	52,78	53,00	0,219	7,29	75.70

La segunda prueba de laboratorio se desarrolló el día 7 de noviembre del 2018, que equivale al día 22 del experimento de biorremediación, seleccionando 16 muestras nuevas de aproximadamente 3 gramos cada una correspondientes a cada era diseñada y desarrollada en el laboratorio de Crudos y Derivados. Se obtuvieron los siguientes datos registrados en la Tabla 18.

**Muestra de Cálculo del porcentaje de Remoción para la Era A:**

$$\% \text{ Remoción} = \frac{5.00 - 0.57}{5} * 100 = 88.53 \%$$

*Tabla 18: Porcentaje TPH a t=22 días*

ERA	Hycs Iniciales (gr)	% TPH t=0	Contenedor de vidrio vacío (gr)	Contenedor de vidrio con Hycs (gr)	Hycs Finales (gr)	% TPH t=22	% Remoción
A	0,150	5,00	52,52	52,54	0,0153	0,51	89.80
B	0,300	10,00	51,37	51,42	0,0514	1,71	82.90
C	0,600	20,00	52,28	52,34	0,0559	1,86	90.70
D	0,900	30,00	52,95	53,24	0,2912	9,71	67.63
E	0,150	5,00	51,71	51,74	0,0368	1,23	75.40
F	0,300	10,00	52,63	52,70	0,0708	2,36	76.40
G	0,600	20,00	51,35	51,38	0,0259	0,86	95.70
H	0,900	30,00	51,45	51,73	0,2708	9,03	69.90
I	0,150	5,00	51,57	51,58	0,0108	0,36	92.80
J	0,300	10,00	51,54	51,55	0,0062	0,21	97.90
K	0,600	20,00	52,64	52,72	0,0788	2,63	86.85
L	0,900	30,00	52,23	52,46	0,2296	7,65	74.50
M	0,150	5,00	53,49	53,49	0,0032	0,11	97.80
N	0,300	10,00	51,36	51,44	0,0837	2,79	72.10
O	0,600	20,00	51,70	51,91	0,2071	6,90	65.50
P	0,900	30,00	52,78	52,97	0,1962	6,54	78.20

Se realiza la tercera prueba de laboratorio el día 14 de noviembre del 2018 que corresponde al día 29 del experimento de estudio (Tabla 19), con 16 nuevas muestras extraídas de cada era, teniendo como resultado:

*Tabla 19: Porcentaje TPH a t=29 días*

ERA	Hycs Iniciales (gr)	% TPH t=0	Contenedor de vidrio vacío (gr)	Contenedor de vidrio con Hycs (gr)	Hycs Finales (gr)	% TPH t=29	% Remoción
A	0,150	5,00	52,52	52,54	0,0142	0,47	90.60
B	0,300	10,00	51,37	51,41	0,0431	1,44	85.60
C	0,600	20,00	52,28	52,34	0,0536	1,79	91.05
D	0,900	30,00	52,95	53,21	0,2568	8,56	71.47
E	0,150	5,00	51,71	51,74	0,0317	1,06	78.80
F	0,300	10,00	52,63	52,68	0,0546	1,82	81.80
G	0,600	20,00	51,35	51,38	0,0231	0,77	96.15
H	0,900	30,00	51,45	51,68	0,2274	7,58	74.73
I	0,150	5,00	51,57	51,58	0,0099	0,33	93.40

<b>J</b>	0,300	10,00	51,54	51,55	0,0058	0,19	98.10
<b>K</b>	0,600	20,00	52,64	52,72	0,0788	2,63	86.85
<b>L</b>	0,900	30,00	52,23	52,41	0,1776	5,92	80.27
<b>M</b>	0,150	5,00	53,49	53,49	0,0030	0,10	98.00
<b>N</b>	0,300	10,00	51,36	51,42	0,0661	2,20	78.00
<b>O</b>	0,600	20,00	51,70	51,89	0,1840	6,13	69.35
<b>P</b>	0,900	30,00	52,78	52,94	0,1645	5,48	81.73

Siguiendo el cronograma de pruebas que se estableció en la Tabla 14, se realiza la cuarta prueba el día 21 de noviembre del 2018 que corresponde al día 36 del caso de estudio (Tabla 20). Esta se realiza bajo el mismo estándar de las pruebas anteriores y en el mismo laboratorio, teniendo como resultado final:

Tabla 20: Porcentaje TPH t= 36 días

<b>ERA</b>	<b>Hycs Iniciales (gr)</b>	<b>% TPH t=0</b>	<b>Contenedor de vidrio vacío (gr)</b>	<b>Contenedor de vidrio con Hycs (gr)</b>	<b>Hycs Finales (gr)</b>	<b>% TPH t=36</b>	<b>% Remoción</b>
<b>A</b>	0,150	5,00	52,68	52,69	0,0130	0,43	91.40
<b>B</b>	0,300	10,00	51,50	51,53	0,0349	1,16	88.40
<b>C</b>	0,600	20,00	52,42	52,47	0,0499	1,66	91.70
<b>D</b>	0,900	30,00	53,08	53,31	0,2265	7,55	74.83
<b>E</b>	0,150	5,00	51,86	51,88	0,0207	0,69	86.20
<b>F</b>	0,300	10,00	52,76	52,80	0,0446	1,49	85.10
<b>G</b>	0,600	20,00	51,48	51,50	0,0187	0,62	96.90
<b>H</b>	0,900	30,00	51,60	51,78	0,1778	5,93	80.23
<b>I</b>	0,150	5,00	51,71	51,72	0,0052	0,17	96.60
<b>J</b>	0,300	10,00	51,66	51,66	0,0043	0,14	98.60
<b>K</b>	0,600	20,00	52,80	52,87	0,0674	2,25	88.75
<b>L</b>	0,900	30,00	52,37	52,53	0,1552	5,17	82.77
<b>M</b>	0,150	5,00	53,61	53,61	0,0016	0,05	99.00
<b>N</b>	0,300	10,00	51,49	51,55	0,0581	1,94	80.60
<b>O</b>	0,600	20,00	51,84	52,02	0,1768	5,89	70.55
<b>P</b>	0,900	30,00	52,91	53,06	0,1524	5,08	83.07

La quinta prueba de laboratorio se realiza el día 29 de noviembre del 2018 que equivale al día 44 del experimento (Tabla 21), tomando nuevamente 16 muestras de cada de 3 gr aproximadamente, los resultados fueron:

Tabla 21: Porcentaje TPH t=44 días

<b>ERA</b>	<b>Hycs Iniciales (gr)</b>	<b>% TPH t=0</b>	<b>Contenedor de vidrio vacío (gr)</b>	<b>Contenedor de vidrio con Hycs (gr)</b>	<b>Hycs Finales (gr)</b>	<b>% TPH t=44</b>	<b>% Remoción</b>
<b>A</b>	0,150	5,00	52,66	52,67	0,0115	0,38	92.40
<b>B</b>	0,300	10,00	51,66	51,69	0,0321	1,07	89.30
<b>C</b>	0,600	20,00	52,43	52,48	0,0487	1,62	91.90
<b>D</b>	0,900	30,00	53,07	53,26	0,1922	6,41	78.63
<b>E</b>	0,150	5,00	51,82	51,84	0,0181	0,60	88.00
<b>F</b>	0,300	10,00	52,73	52,77	0,0428	1,43	85.70
<b>G</b>	0,600	20,00	51,46	51,48	0,0174	0,58	97.10
<b>H</b>	0,900	30,00	51,57	51,71	0,1414	4,71	84.30
<b>I</b>	0,150	5,00	51,70	51,71	0,0052	0,17	96.60

<b>J</b>	0,300	10,00	51,48	51,48	0,0043	0,14	98.60
<b>K</b>	0,600	20,00	52,76	52,81	0,0454	1,51	92.45
<b>L</b>	0,900	30,00	52,35	52,48	0,1321	4,40	85.33
<b>M</b>	0,150	5,00	53,61	53,61	0,0016	0,05	99.00
<b>N</b>	0,300	10,00	51,49	51,54	0,0492	1,64	83.60
<b>O</b>	0,600	20,00	51,83	51,99	0,1565	5,22	73.90
<b>P</b>	0,900	30,00	52,89	53,03	0,1381	4,60	84.67

Finalmente, se realiza una última prueba el día 5 de diciembre del 2018 que corresponde al día 50 del tiempo del experimento (Tabla 22), realizada en las instalaciones del laboratorio de Crudos y Derivados de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Surcolombiana y bajo las mismas condiciones establecidas en el desarrollo de las pruebas anteriores, teniendo como resultado:

Tabla 22: Porcentaje TPH t=50 días

<b>ERA</b>	<b>Hycs Iniciales (gr)</b>	<b>% TPH t=0</b>	<b>Contenedor de vidrio vacío (gr)</b>	<b>Contenedor de vidrio con Hycs (gr)</b>	<b>Hycs Finales (gr)</b>	<b>% TPH t=50</b>	<b>% Remoción</b>
<b>A</b>	0,150	5,00	52,65	52,66	0,0108	0,36	92.80
<b>B</b>	0,300	10,00	51,47	51,50	0,0273	0,91	90.90
<b>C</b>	0,600	20,00	52,41	52,46	0,0453	1,51	92.45
<b>D</b>	0,900	30,00	53,06	53,24	0,1822	6,07	79.77
<b>E</b>	0,150	5,00	51,84	51,86	0,0171	0,57	88.60
<b>F</b>	0,300	10,00	52,74	52,78	0,0385	1,28	87.20
<b>G</b>	0,600	20,00	51,47	51,49	0,0157	0,52	97.40
<b>H</b>	0,900	30,00	51,59	51,70	0,1130	3,77	87.43
<b>I</b>	0,150	5,00	51,72	51,72	0,0033	0,11	97.80
<b>J</b>	0,300	10,00	51,66	51,66	0,0043	0,14	98.60
<b>K</b>	0,600	20,00	52,77	52,80	0,0346	1,15	94.25
<b>L</b>	0,900	30,00	52,35	52,47	0,1166	3,89	87.03
<b>M</b>	0,150	5,00	53,60	53,60	0,0016	0,05	99.00
<b>N</b>	0,300	10,00	51,50	51,55	0,0471	1,57	84.30
<b>O</b>	0,600	20,00	51,84	51,99	0,1451	4,84	75.80
<b>P</b>	0,900	30,00	52,90	53,03	0,1327	4,42	85.27

En la Tabla 23 se consolidan los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio desarrolladas, para apreciar el comportamiento de los datos dividido en cinco pruebas que corresponden a t=0, t=16, t=22, t=29, t=36, t=44 t=50 respectivamente:

Tabla 23: Resultados %TPH de t=0 a t=50 días.

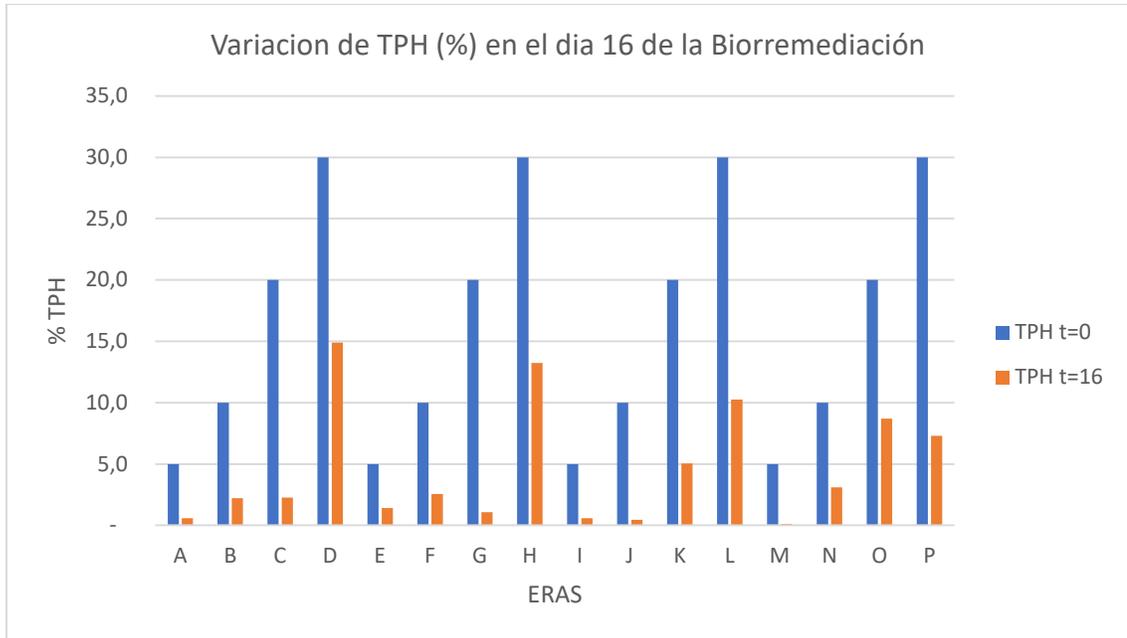
<b>ERA</b>	<b>Suelo (gr)</b>	<b>Borra (gr)</b>	<b>ECH (gr)</b>	<b>Hycs (gr)</b>	<b>% TPH sin tratamiento</b>	<b>% Remoción</b>					
						<b>t=16</b>	<b>t=22</b>	<b>t=29</b>	<b>t=36</b>	<b>t=44</b>	<b>t=50</b>
<b>A</b>	445,5	60,25	4,50	22,4	5,00	88.53	89.80	90.60	91.40	92.40	92.80
<b>B</b>	445,5	121,5	4,50	44,5	10,00	77.82	82.90	85.60	88.40	89.30	90.90
<b>C</b>	445,5	243,0	4,50	88,9	20,00	88.65	90.70	91.05	91.70	91.90	92.45
<b>D</b>	445,5	364,5	4,50	133,4	30,00	50.38	67.63	71.47	74.83	78.63	79.77
<b>E</b>	445,5	60,25	2,25	22,4	5,00	72.00	75.40	78.80	86.20	88.00	88.60
<b>F</b>	445,5	121,5	2,25	44,5	10,00	74.47	76.40	81.80	85.10	85.70	87.20
<b>G</b>	445,5	243,0	2,25	88,9	20,00	94.65	95.70	96.15	96.90	97.10	97.40
<b>H</b>	445,5	364,5	2,25	133,4	30,00	55.86	69.90	74.73	80.23	84.30	87.43

<b>I</b>	445,5	60,25	6,75	22,4	5,00	88.47	92.80	93.40	96.60	96.60	97.80
<b>J</b>	445,5	121,5	6,75	44,5	10,00	95.41	97.90	98.10	98.60	98.60	98.60
<b>K</b>	445,5	243,0	6,75	88,9	20,00	74.78	86.85	86.85	88.75	92.45	94.25
<b>L</b>	445,5	364,5	6,75	133,4	30,00	65.87	74.50	80.27	82.77	85.33	87.03
<b>M</b>	445,5	60,25	9,00	22,4	5,00	97.70	97.80	98.00	99.00	99.00	99.00
<b>N</b>	445,5	121,5	9,00	44,5	10,00	69.12	72.10	78.00	80.60	83.60	84.30
<b>O</b>	445,5	243,0	9,00	88,9	20,00	56.49	65.50	69.35	70.55	73.90	75.80
<b>P</b>	445,5	364,5	9,00	133,4	30,00	75.70	78.20	81.73	83.07	84.67	85.27

### 5.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los primeros datos de este proceso fueron obtenidos a los 16 días después de la exposición del suelo con el agente biorremediador. Los resultados de TPH obtenidos en esta primera prueba se muestran la Figura 18, de la cual se puede analizar la variación de %TPH en el día 16.

Figura 18: Variación del %TPH t=16 días

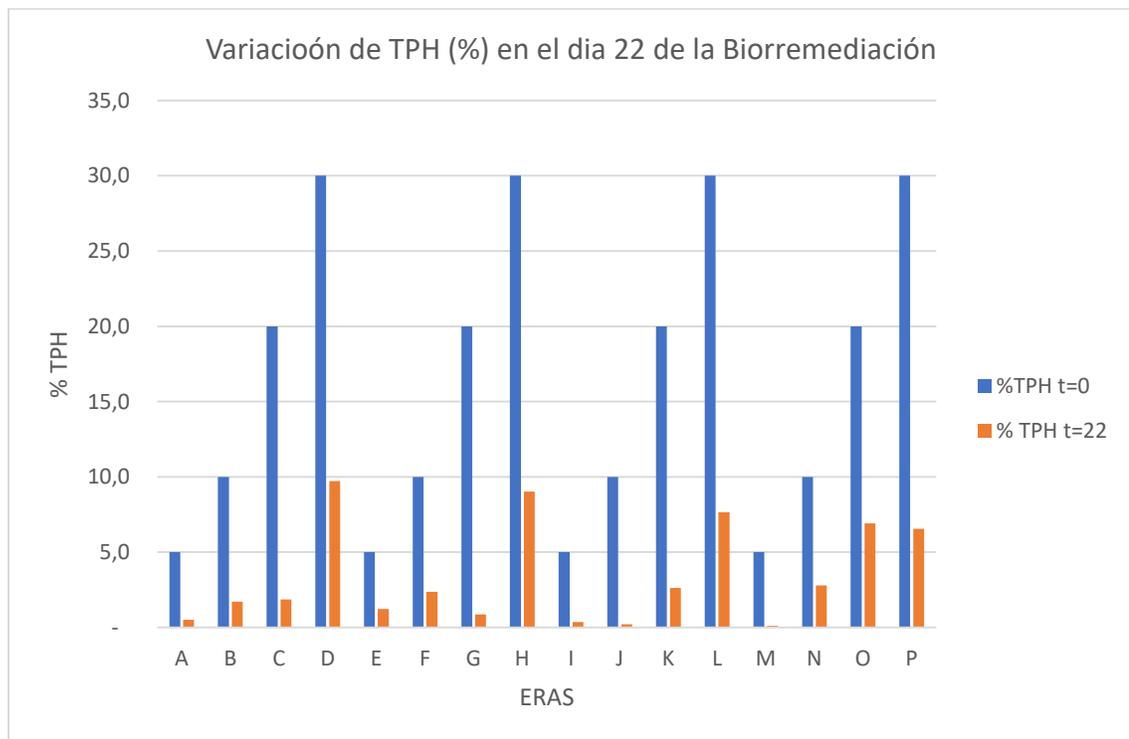


- ✚ Las eras A, B, C y D cuya relación suelo-ECH es 1 a 1, mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción del TPH del 85%. La era D, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 50%.
- ✚ Las eras E, F, G y H cuya relación suelo-ECH de 1-0.25 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 80%. La era H, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 55%.
- ✚ Las eras I, J, K, y L cuya relación suelo-ECH de 1-1.5 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 86%. La era L, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 65%.

- Las eras M, N, O y P con relación suelo-ECH de 1-2 mostraron una disminución de los hidrocarburos totales presentes de 97%, 69%, 56%, y 75% respectivamente.

Los datos obtenidos en la segunda prueba de laboratorio que corresponde al día 22 del proceso de biorremediación se muestran en la Figura 19.

Figura 19: Variación del %TPH t=22 días

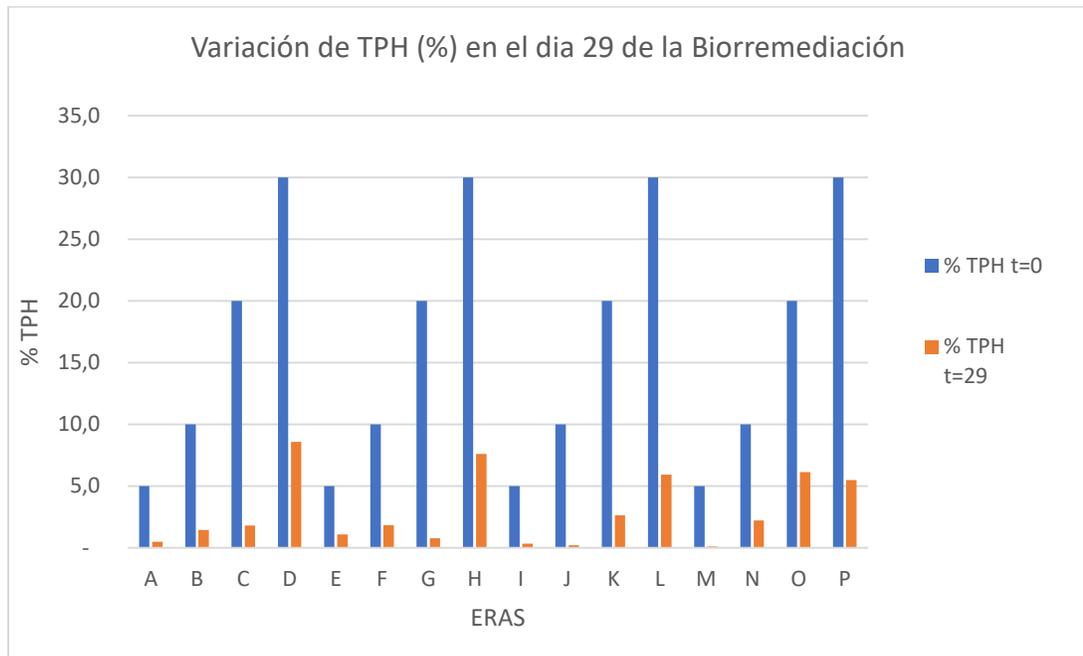


- Las eras A, B, C y D cuya relación suelo-ECH es 1 a 1, mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción del TPH del 87%. La era D, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 67%.
- Las eras E, F, G y H cuya relación suelo-ECH de 1-0.25 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 82%. La era H, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 69%.
- Las eras I, J, K, y L cuya relación suelo-ECH de 1-1.5 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 92%. La era L, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 74%.

- Las eras M, N, O y P con relación suelo-ECH de 1-2 mostraron una disminución de los hidrocarburos totales presentes de 97%, 72%, 65%, y 78% respectivamente.

La tercera prueba fue realizada a los 29 días del proceso de biorremediación, como se muestra en la Figura 20.

Figura 20: Variación %TPH t=29 días

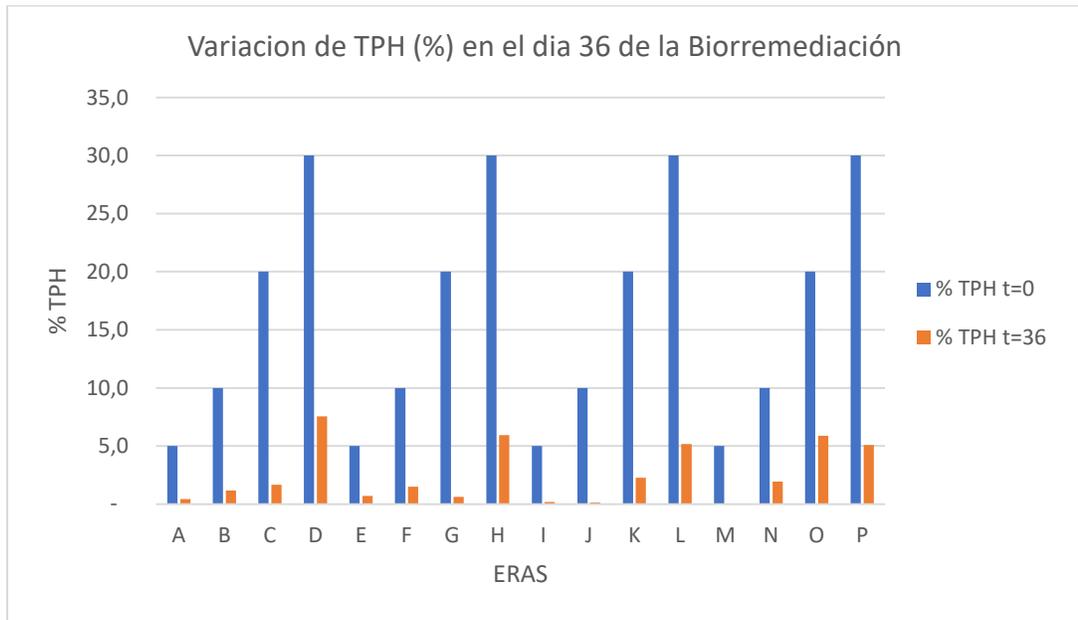


- Las eras A, B, C y D cuya relación suelo-ECH es 1 a 1, mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción del TPH del 89%. La era D, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 71%.
- Las eras E, F, G y H cuya relación suelo-ECH de 1-0.25 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 85%. La era H, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 74%.
- Las eras I, J, K, y L cuya relación suelo-ECH de 1-1.5 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 92%. La era L, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 80%.

- Las eras M, N, O y P con relación suelo-ECH de 1-2 mostraron una disminución de los hidrocarburos totales presentes de 98%, 78%, 69%, y 81% respectivamente.

Transcurrido 36 días de biorremediación, en la cuarta prueba de laboratorio para calcular el TPH, los datos obtenidos se observan en la Figura 21.

Figura 21: Variación %TPH t=36 días



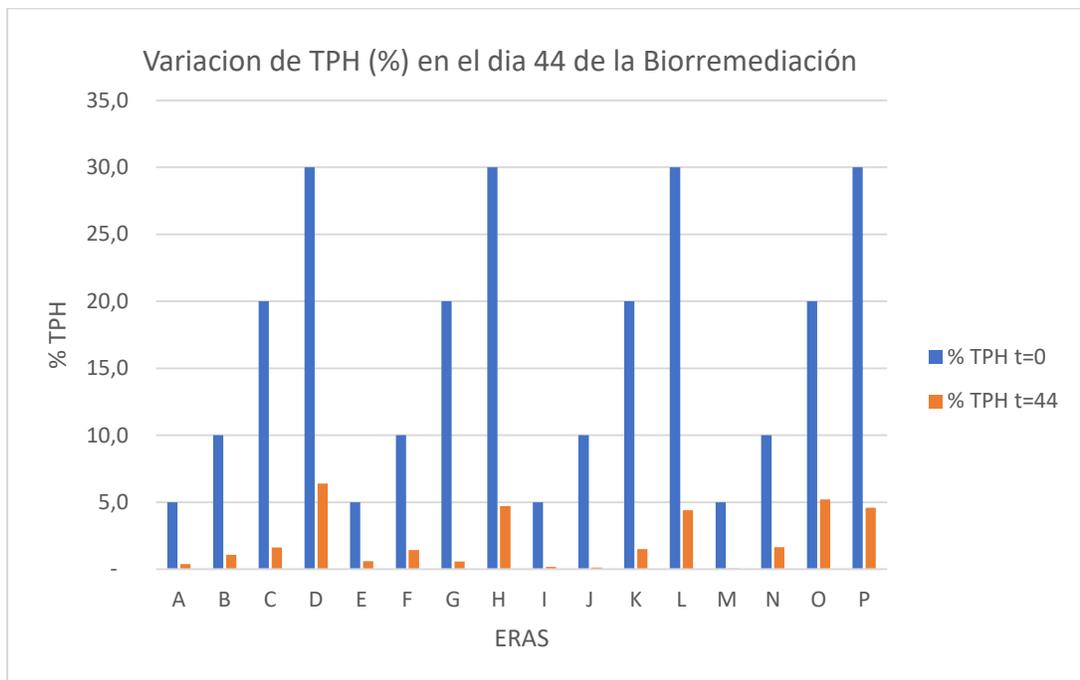
- Las eras A, B, C y D cuya relación suelo-ECH es 1 a 1, mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción del TPH del 90%. La era D, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 74%.
- Las eras E, F, G y H cuya relación suelo-ECH de 1-0.25 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 89%. La era H, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 80%.
- Las eras I, J, K, y L cuya relación suelo-ECH de 1-1.5 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 94%. La era L, la cual poseía la mayor carga de

contaminación, presento apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 82%.

- Las eras M, N, O y P con relación suelo-ECH de 1-2 mostraron una disminución de los hidrocarburos totales presentes de 99%, 80%, 70%, y 83% respectivamente.

Los siguientes resultados de TPH fueron obtenidos en la prueba de laboratorio realizada a los 44 días del proceso de biorremediación se observa en la Figura 22.

Figura 22: Variación %TPH t=44 días



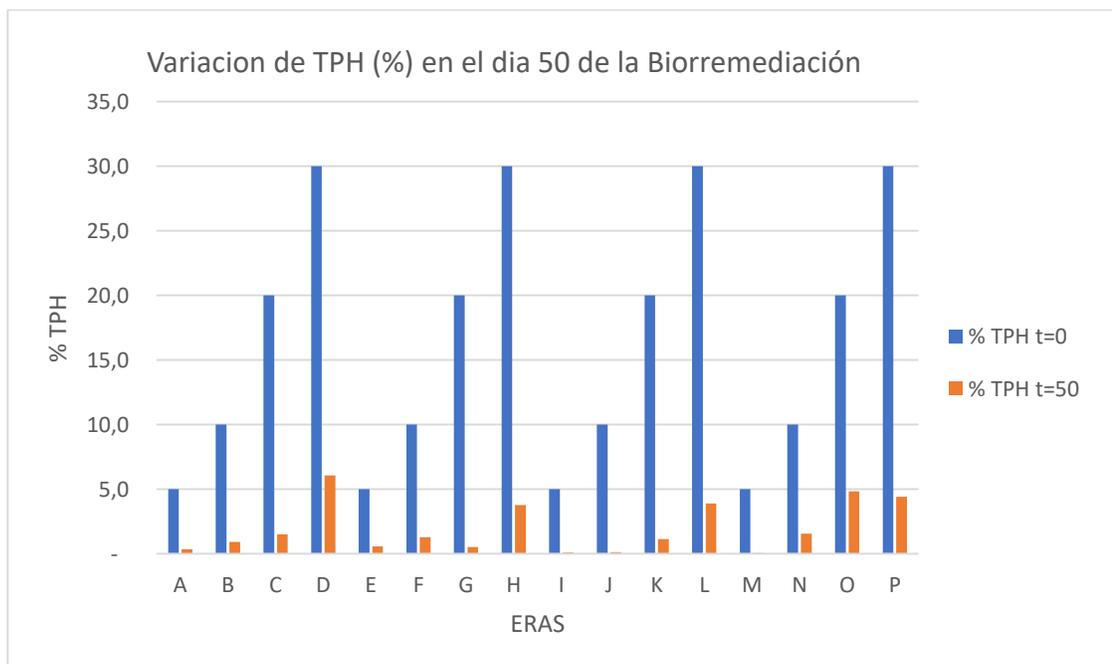
- Las eras A, B, C y D cuya relación suelo-ECH es 1 a 1, mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción del TPH del 91%. La era D, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 78%.

- Las eras E, F, G y H cuya relación suelo-ECH de 1-0.25 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 90%. La era H, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presento apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 84%.

- Las eras I, J, K, y L cuya relación suelo-ECH de 1-1.5 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 95%. La era L, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 85%.
- Las eras M, N, O y P con relación suelo-ECH de 1-2 mostraron una disminución de los hidrocarburos totales presentes de 99%, 83%, 73%, y 84% respectivamente.

Finalmente se realizó una última prueba en el día 50 de este proceso de estudio, obteniendo los valores de TPH que se observan en la Figura 23.

Figura 23: Variación %TPH t=50 días



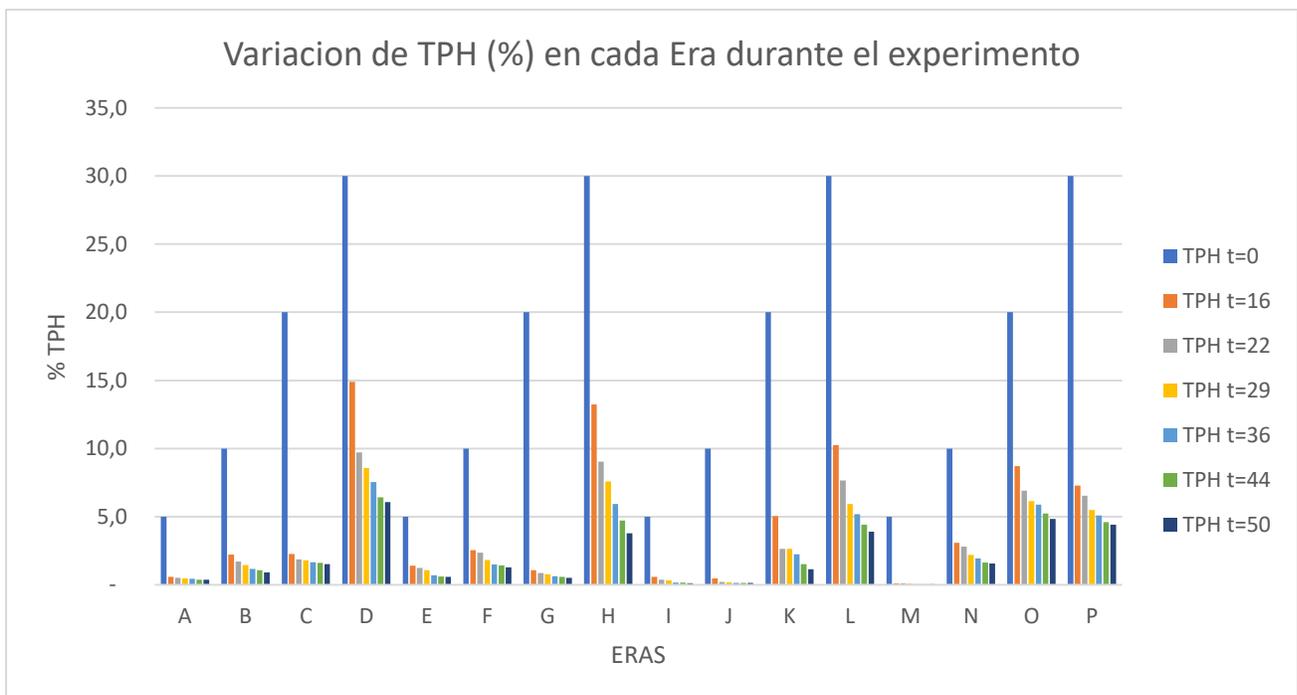
- Las eras A, B, C y D cuya relación suelo-ECH es 1 a 1, mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción del TPH del 92%. La era D, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presentó apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 79%.
- Las eras E, F, G y H cuya relación suelo-ECH de 1-0.25 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 91%. La era H, la cual poseía la mayor carga de

contaminación, presento apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 87%.

- Las eras I, J, K, y L cuya relación suelo-ECH de 1-1.5 mostraron una disminución significativa de los hidrocarburos totales presentes, exceptuando la última, con un promedio de remoción de TPH del 96%. La era L, la cual poseía la mayor carga de contaminación, presento apenas un porcentaje de remoción de hidrocarburos del 87%.
- Las eras M, N, O y P con relación suelo-ECH de 1-2 mostraron una disminución de los hidrocarburos totales presentes de 99%, 84%, 75%, y 85% respectivamente.

De manera general, se observó el cambio de la concentración de los hidrocarburos totales presentes en cada era, desde  $t=0$  hasta  $t=50$ , esta variación se presenta de forma exponencial como lo demuestra la Figura 24.

Figura 24: Variación %TPH  $t=0$  a  $t=50$



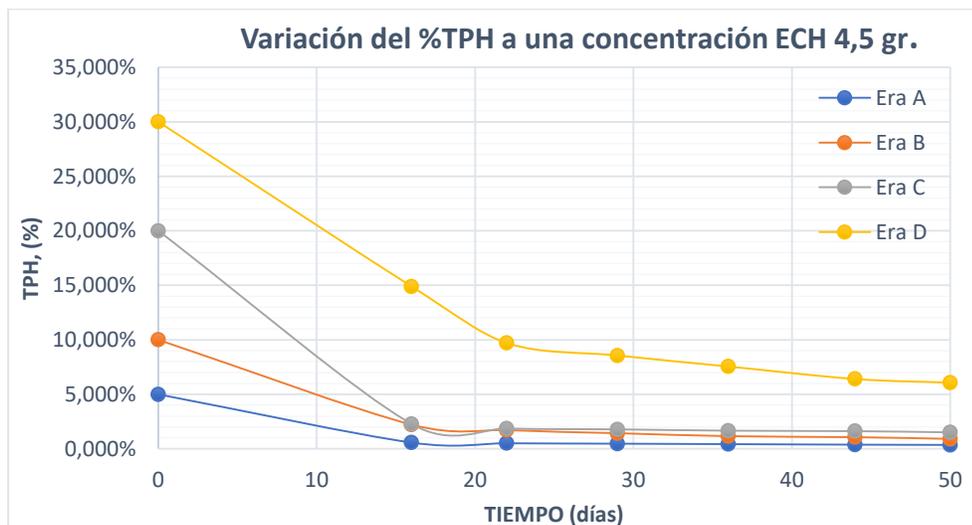
Durante el tiempo de análisis, pudo evidenciar de manera visual un notable cambio físico en las Eras que contenían un 5% de contaminación: su color se fue tornando café y el olor a hidrocarburo fue disminuyendo, como se muestran en la Figura 25.

Figura 25: Eras en el laboratorio t=50 días



Evaluando la concentración de ECH, aplicada a los cuatros grupos de eras diseñadas, respecto al porcentaje de TPH que se obtuvo en cada prueba realizada, tenemos que en el caso en donde esta concentración se redujo a la mitad de la óptima, 2,25 gramos de ECH, las 4 eras implicadas se comportaron como se muestra en la Figura 26.

Figura 26: Variación %TPH con ECH 4,5 gr.

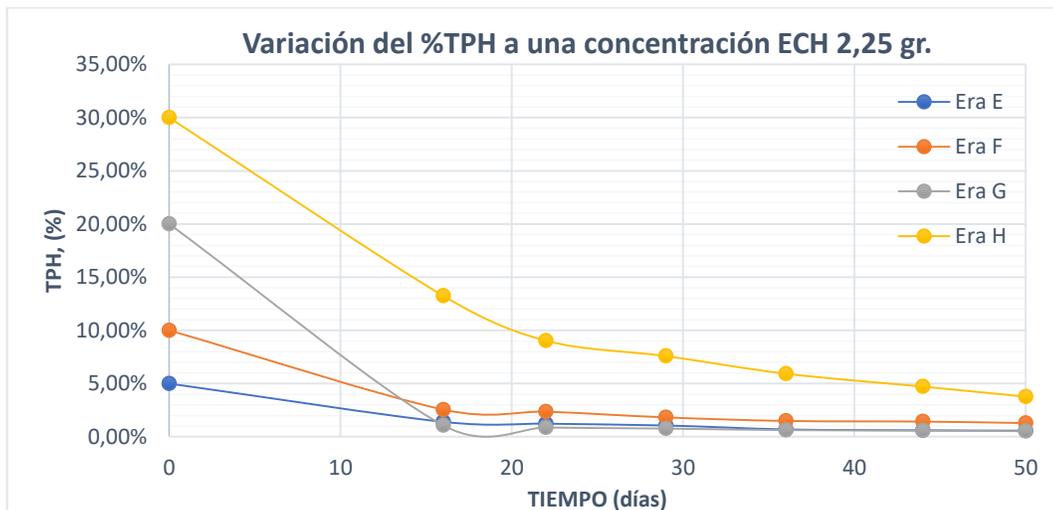


- ✚ La ERA A que poseía un porcentaje inicial de TPH de 5% fue la que obtuvo el mejor porcentaje de remoción, dejando la concentración de TPH en un 0.36%. Esto se debe a que la relación ECH para esta muestra fue óptima, por lo que el proceso de bioremediación es más ágil y eficaz, en comparación con las demás muestras.
- ✚ La ERA B cuyo porcentaje de TPH inicial era de 10% evidenció en su porcentaje de TPH final de 0.91%.

- ✚ La ERA C obtuvo el segundo mejor porcentaje de remoción lo que logró disminuir su concentración de TPH de un 20% a un 1,51%.
- ✚ Finalmente, La ERA D que poseía un porcentaje inicial de TPH del 30%, el mayor grado de contaminación, obtuvo el menor porcentaje de remoción entre todas las 4 ERAS, reduciendo así su porcentaje de TPH final a un 6.07%.

Al analizar la concentración del ECH más baja, 2,25 gramos, con las eras a la que fue aplicada esta cantidad, se observa en la Figura 27.

Figura 27: Variación %TPH con ECH 2,25 gr

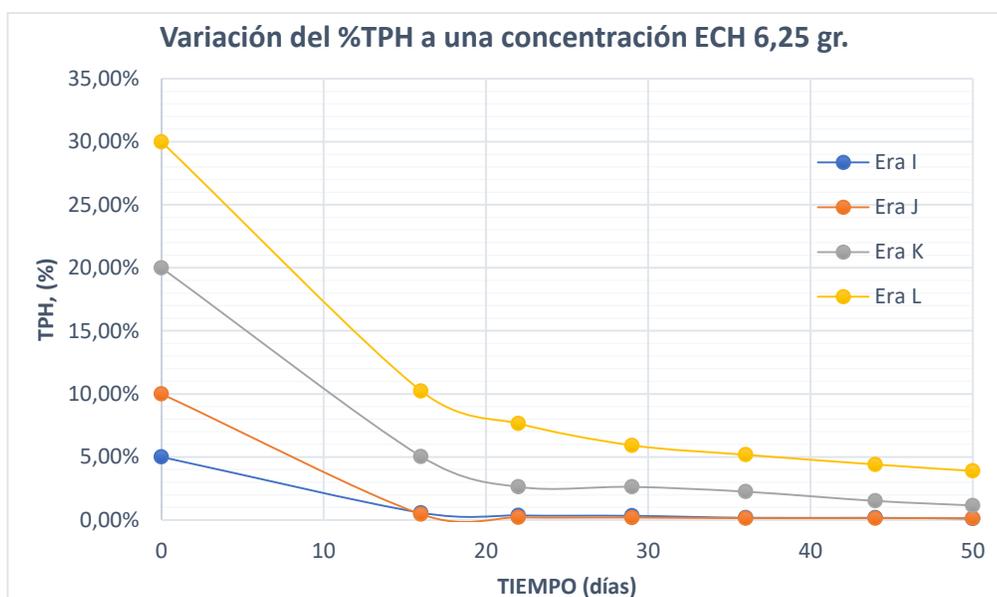


- ✚ La ERA E que poseía un grado de contaminación de TPH del 5% presentó un porcentaje de remoción final más bajo entre las cuatro ERAS con una relación suelo-ECH de 1:0.25. Su porcentaje de TPH final fue de un 0.57%, es decir hubo una reducción de 4.43%.
- ✚ La ERA F que tenía un TPH inicial del 10% demostró un porcentaje de TPH final del 1.28%. Esto significa una reducción de 8.72% en el porcentaje de TPH,

- ✚ La ERA G mostró un porcentaje de TPH final de 0.52%, teniendo en cuenta que su porcentaje inicial de TPH era de 20%, esto la posicionó como la mejor tasa de bioremediación.
- ✚ La era H cuyo porcentaje de TPH inicial era de 30% exhibió un porcentaje final de TPH de 3.77%, es decir hubo un reducción de 26,22%

Evaluando los resultados obtenidos de hidrocarburos totales presentes durante t=0 y t=50 respecto al porcentaje de contaminación al que fue expuesto el suelo, se observa en la Figura 28.

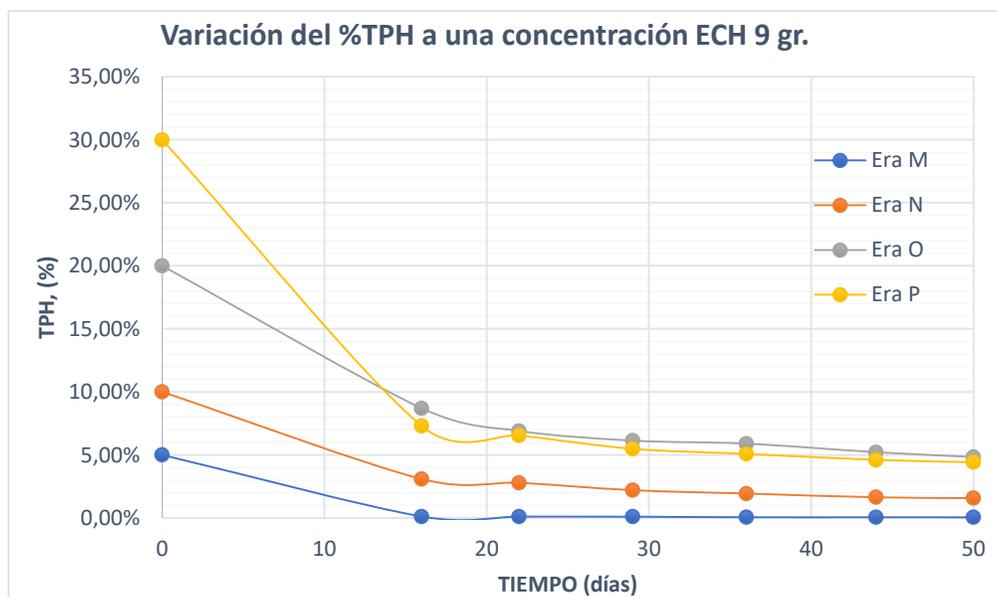
Figura 28: Variación %TPH con ECH 6,25 gr



- ✚ La ERA I cuyo porcentaje de TPH inicial fue de 5% exhibió un TPH final de 0.11%, significando una reducción de 4.89%.
- ✚ La ERA J presentó el mejor porcentaje de remoción, reduciendo su porcentaje de TPH de un 10% a un 0.14%.
- ✚ La ERA K presentó una reducción del porcentaje de TPH del 18.85%, pasando de 20% a un 1.15%.
- ✚ La ERA L obtuvo la menor tasa de bioremediación entre las 4 ERAS, logrando disminuir su porcentaje inicial de TPH de 30% a 3.89%, es decir una reducción de 26.11%.

Finalmente, al analizar los datos obtenidos de las Eras diseñadas con una concentración de ECH de 9 gramos, el doble del valor óptimo recomendado, se muestran en la Figura 29.

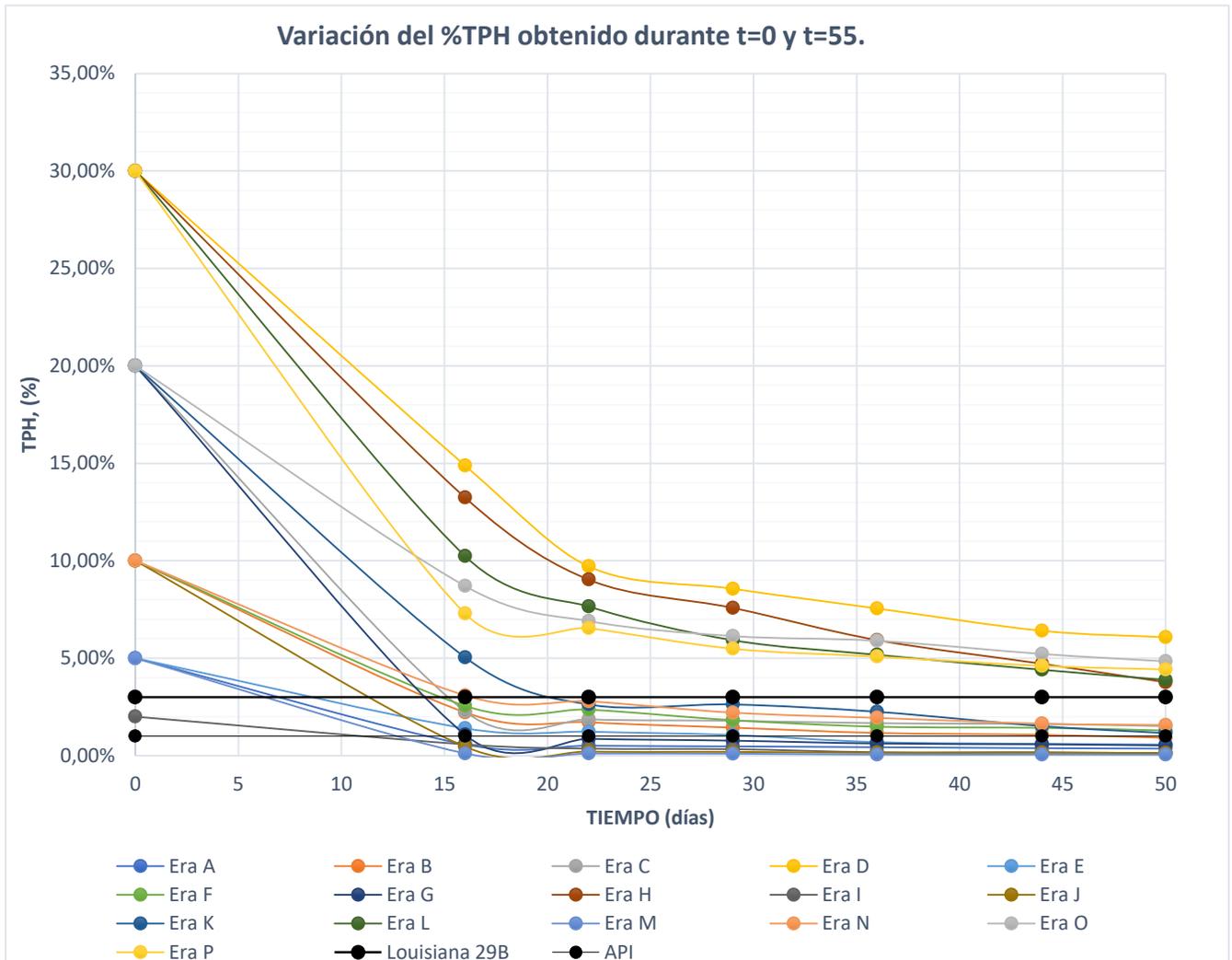
Figura 29: Variación %TPH con ECH 9 gr



- ✚ La ERA M presentó una reducción del porcentaje de TPH del 4,95% durante t=0 hasta t=50. La tasa más baja de hidrocarburos finales, influenciado por el porcentaje de contaminación más bajo aplicado del 5% (TPH).
- ✚ La ERA N obtuvo como reducción del porcentaje de TPH 8.43% durante t=0 hasta t=50. Logrando disminuir de 10% a solo un 1.57%. La segunda concentración de hidrocarburos finales más baja.
- ✚ La ERA O mostró una reducción del porcentaje de TPH del 25.16% durante t=0 hasta t=50, en la última prueba esta exhibió un porcentaje de contaminación de 4.84% en contraste con su porcentaje inicial de TPH de 20%.

✚ De manera similar, la ERA P presentó un porcentaje de TPH final de 4.42% a t=50, pero a diferencia de la ERA O su porcentaje de TPH inicial correspondía a un 30%, lo cual le significó una mayor tasa de bioremediación.

Figura 30: Variación %TPH durante t=0 y t=55



Se puede apreciar en la Figura 30, que durante los primeros 16 días de biorremediación la tasa de reducción de los hidrocarburos totales fue mayor que en los días subsiguientes. Según los parámetros establecidos por la norma Louisiana 29B las Eras que cumplieron dichos requerimientos fueron la C,F,K,y N, mientras que las demás Eras, cumplen los criterios de la misma norma junto con los criterios de la norma API.

## 6. CONCLUSIONES

- ✚ El comportamiento biorremediador de ECH-Encapsulador de Hidrocarburos, bajo condiciones de pH (5-9) y humedad (15%-20%) controlados en laboratorio evidencia de manera general que el ECH es efectivo en concentraciones de contaminantes menores e iguales a 13%.
- ✚ Se estableció que el porcentaje de biorremediación es directamente proporcional a la concentración de ECH en cada muestra.
- ✚ En las muestras con TPH igual o inferior al 13% se alcanzó las condiciones de cumplimiento de Louisiana 29B en los primeros 20 días. A partir de esta fecha la tasa de degradación del biorremediador decayó considerablemente alcanzando los estándares de la norma API en un tiempo cercano a los 50 días de tratamiento.

## 7. RECOMENDACIONES

Una vez obtenido los datos de las pruebas de laboratorio del suelo contaminado con borra de hidrocarburo y ECH como agente biorremediador, se generan una serie de recomendaciones a tener en cuenta en el desarrollo de este proyecto.

- ✚ Se recomienda mantener las muestras en lugares donde la temperatura sea constante debido a las condiciones climáticas de la ciudad, al igual que el control de su humedad ya que esta es de gran importancia en los proyectos de biorremediación de suelos.
- ✚ Se recomienda realizar un análisis composicional al hidrocarburo de la borra.
- ✚ Se sugiere desarrollar una nueva prueba de laboratorio para poder determinar el tiempo en que los resultados del %TPH de cada una de las dieciséis muestras involucradas tenga un valor de CERO y así poder contemplar la relación ECH-TIEMPO.

## BIBLIOGRAFIA

- ACIPET . (2014). ACIPET 50 AÑOS. En A. C. PETROLEOS, *CINCO DECADAS EN LA INGENIERA DE PETROLEOS EN COLOMBIA* (pág. 213). BOGOTÁ: LA IMPRENTA EDITORES.
- ATSDR, A. (1998). *Reseña Toxicológica de Hidrocarburos totales de petróleo (TPH) (en inglés)*. Atlanta,GA: Departamento de Salud y Servicios Humanos de EE. UU: Servicio de Salud Pública.
- BENAVIDES, Q. G. (10 de 10 de 2005). *Unicolmayor*. Obtenido de <http://unicolmayor.edu.co/publicaciones/index.php/nova>
- BERMEO CRUZ, C. D., & PEREZ HUEJE, L. M. (2017). Variación Porcentual de los TPH en suelos contaminados mediante el uso de abon 100% organico. Neiva, Huila: Universidad Surcolombiana.
- BERMEO, P. (2017). VARIACIÓN PORCENTUAL DE LOS HIDROCARBUROS TOTALES DE PETRÓLEO (TPH) EN SUELOS CONTAMINADOS MEDIANTE EL USO DE ABONO 100% ORGÁNICO. En L. M. CAROL DENISSE BERMEO CRUZ, *PETRÓLEO (TPH) EN SUELOS CONTAMINADOS MEDIANTE EL USO DE ABONO 100% ORGÁNICO* (pág. 145). NEIVA - HUILA.
- CAMACHO, A. G. (2011). Mejores Técnicas Disponibles de referencia europea. En J. A. Alicia Camacho García, *Mejores Técnicas Disponibles de referencia europea* (pág. 864). MADRID: © Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino,. Obtenido de [www.prtr-es.es](http://www.prtr-es.es): [http://www.prtr-es.es/Data/images/MTD\\_Incineracion\\_residuos\\_ES.pdf](http://www.prtr-es.es/Data/images/MTD_Incineracion_residuos_ES.pdf)
- CEBALLOS. (FEBRERO de 2015). *es.scribd.com*. Obtenido de [es.scribd.com](https://es.scribd.com/document/254808619/Resumen-Historia-de-La-Industria-Petrolera): <https://es.scribd.com/document/254808619/Resumen-Historia-de-La-Industria-Petrolera>
- CLEMENTE. (marzo de 1973). *Digital*. Obtenido de [digital.csic.es](http://digital.csic.es)
- CODE, L. A. (JUNE, 2010). Title 43 NATURAL RESOURCES. En *Title 43 NATURAL RESOURCES Order No. 29-B* (pág. 53). State of Louisiana: Department of Natural Resource. Obtenido de <http://www.dnr.louisiana.gov/>
- CONSTITUYENTE, A. N. (1991). CONSTITUCION POLITICA DE COLOMBIA 1991. En *CONSTITUCION POLITICA DE COLOMBIA 1991* (pág. Asamblea Nacional Constituyente). BOGOTA.

- DAVILA, V. U. (11-16 de MAYO de 2015). *COLMAYOR*. Obtenido de [http://www.colmayor.edu.co/archivos/76\\_p\\_tratamiento\\_de\\_las\\_borras\\_aj3xm.pdf](http://www.colmayor.edu.co/archivos/76_p_tratamiento_de_las_borras_aj3xm.pdf)
- ECOPETROL. (s.f.). *Ecopetrol*. Obtenido de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>
- ESCOBAR, R. C. (2002). *Fenercom*. Obtenido de <https://www.fenercom.com/pdf/aula/recorrido-de-la-energia-el-petroleo.pdf>
- GLAZER, N. (1995). MICROBIAL BIOTECHNOLOGY. En H. N. Alexander N. Glazer, *FUNDAMENTALS OF APPLIED MICROBIOLOGY*. W.H. Freeman, 1995.
- GÓMEZ OCAMPO, G. D. (2015). *Biblioteca Digital*. Obtenido de [bibliotecadigital.usb.edu.co/bitstream/10819/2867/1/Métodos%20utilizados%20tratamiento\\_Gómez\\_2015.pdf](http://bibliotecadigital.usb.edu.co/bitstream/10819/2867/1/Métodos%20utilizados%20tratamiento_Gómez_2015.pdf)
- GROKACORP. (2016). *GROKACORP*. Obtenido de <http://www.grokacorp.com/ECH/>
- GROKACORP. (2016). *GROKACORP*. Obtenido de <http://www.grokacorp.com:> <http://www.grokacorp.com/Sobre-nosotros/>
- INSTITUTE, A. P. (February, 2001). API PUBLICATION NUMBER 4709. En R. a. Department, *Risk-Based Methodologies for Evaluating Petroleum Hydrocarbon Impacts at Oil and Natural Gas E&P Sites* (pág. 36). Washington, D.C: API Publishing Services.
- IMFELD A, B. (2009). *Citeseerx*. Obtenido de <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.565.105&rep=rep1&type=pdf>
- INGEAMBIENTE DEL CARIBE S.A ESP. (s.f.). *Ingeambiente del caribe*. Obtenido de <http://www.ingeambientedelcaribe.com.co/disposicion-final-en-celdas-de-seguridad/>
- INIA TACUAREMBÓ. (s.f.). *Inia*. Obtenido de <http://inia.uy/Documentos/P%C3%BAblicos/INIA%20Tacuaremb%C3%B3/2015/EI%20Suelo%2020%20de%20mayo.pdf>
- INSHT. (ABRIL de 2000). Obtenido de <http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/FISQ/Ficheros/0a100/nspn0027.pdf>
- INSHTL. (OCTUBRE de 2002). Obtenido de <http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/FISQ/Ficheros/0a100/nspn0078.pdf>
- INSHTL. (MARZO de 2002). Obtenido de <http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/FISQ/Ficheros/0a100/nspn0084.pdf>
- JUAQUÍN BENAVIDES LOPEZ DE MEZA, G. Q. (2006). biorremedion de suelos contaminados con hidrocarburos derivados del petroleo. *NOVA*, 10.

- juaquin, gladis, andrea, diana, sandra, liliana. (2005 - 2006). biorremediacion de suelos contaminados con hidrocarburos derivados del petroleo. *nova*, 8.
- KAMATH, R. S. (2004). *CPB*. Obtenido de <https://cpb-us-e1.wpmucdn.com/blogs.rice.edu/dist/3/1390/files/2012/02/55.pdf>
- LAVERDE, S. (2017). UTILIZACIÓN DE HUMEDALES ARTIFICIALES PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS BORRAS GENERADAS EN ESTACIONES DE SERVICIO EN EL DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA. En Y. V. JESÚS DAVID LAVERDE SARMIENTO, *UTILIZACIÓN DE HUMEDALES ARTIFICIALES PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS BORRAS GENERADAS EN ESTACIONES DE SERVICIO EN EL DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA*. (pág. 108). MONTERIA, CORDOBA.
- LOPÉZ. (2006). *Info Agro Constanza*. Obtenido de <http://files.infoagroconstanza.webnode.es/200000017-c2dccc3d62/edafologia%20del%20suelo.pdf>
- MASTER ORGANIC CHEMISTRY. (2019). *Masterorganicchemistry*. Obtenido de <https://www.masterorganicchemistry.com/2011/08/08/oxidation-ladders/>
- MINAMBIENTE. (27 de NOVIEMBRE de 2008). *Ministerio de ambiente*. Obtenido de [http://www.minambiente.gov.co/images/BosquesBiodiversidadyServiciosEcosistemicos/pdf/Normativa/Leyes/\\_ley\\_1252\\_271108.pdf](http://www.minambiente.gov.co/images/BosquesBiodiversidadyServiciosEcosistemicos/pdf/Normativa/Leyes/_ley_1252_271108.pdf)
- MINMINAS. (4 de AGOSTO de 1998). *Ministerio de minas y energía*. Obtenido de <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/21699-2151.PDF>
- MINMINAS. (17 de FEBRERO de 1999). *Ministerio de minas y energía*. Obtenido de [www.minambiente.gov.c:](http://www.minambiente.gov.c:) [http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/decretos/25-dec\\_0321\\_1999.pdf](http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/decretos/25-dec_0321_1999.pdf)
- PERSONALE.UPV.ES. (s.f.). *Personales*. Obtenido de [http://personales.upv.es/psoriano/pdf/geo/Genesis\\_01.pdf](http://personales.upv.es/psoriano/pdf/geo/Genesis_01.pdf)
- RED DE JUSTICIA AMBIENTAL DE COLOMBIA. (11 de NOVIEMBRE de 1997). *Red Justicia Ambiental de Colombia*. Obtenido de <https://redjusticiaambientalcolombia.files.wordpress.com/2012/09/resolucion-1170-de-1997-por-medio-de-la-cual-se-dictan-normas-sobre-estaciones-de-servicio-e-instalaciones.pdf>
- SUAREZ. (2011). Obtenido de <http://bdigital.unal.edu.co/5245/1/linamariasuarezhernandez.2011.pdf>
- SUAREZ. (2011). *Base de datos digital UNAL*. Obtenido de <http://bdigital.unal.edu.co/5245/1/linamariasuarezhernandez.2011.pdf>
- SUPERINTENDENCIA INDUSTRIA Y COMERCIO. (ABRIL de 2014). *BIORREMEDIACION DE SITIOS CONTAMINADOS*. Obtenido de

[http://www.sic.gov.co/recursos\\_user/documentos/publicaciones/Boletines/Boletin\\_biorremediacion\\_09052014.pdf](http://www.sic.gov.co/recursos_user/documentos/publicaciones/Boletines/Boletin_biorremediacion_09052014.pdf)

TRUJILLO, C. H. (28 de MAYO de 2012). *BIORREMEDIACION MICROBIOLOGIA* . Obtenido de BIORREMEDIACION MICROBIOLOGIA :  
<http://microbiologia3bn.blogspot.com/2012/05/brupo-3bn-integrantes.html>

URIBE. (10 de MAYO de 2013). *Hortalizas*. Obtenido de  
[www.hortalizas.com/cultivos/propiedades-del-suelo/](http://www.hortalizas.com/cultivos/propiedades-del-suelo/)

VALDEZ. (2011). UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA, FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO, GAS NATURAL Y PETROQUIMICA. En C. W. IRIARTE, *TRATAMIENTO FISICO QUIMICO DE RESIDUOS OLEOSOS* (pág. 65). LIMA, PERU.

## ANEXO A

### PREPARACIÓN DE MUESTRAS DE SUELOS PARA EXTRACCIÓN.

- ✚ Materiales
- ✚ Material
- ✚ Espátula.
- ✚ Mortero.
- ✚ Papel aluminio.
- ✚ Frascos de vidrio de 30 ml.

#### Procedimiento

- ✚ Recolectar con una pala o espátula una muestra representativa del suelo.
- ✚ Almacenarla en un frasco de vidrio de 30 ml y sellarla para impedir su contacto con el ambiente.
- ✚ Transportar y conservar la muestra retirada del sol, en un lugar fresco y seco hasta su llegada al laboratorio.
- ✚ Poner a secar la muestra (400 gramos de suelo) extendida en un papel aluminio a 30°C, durante 48 horas, en un cuarto de temperatura controlada o a la sombra.
- ✚ Moler la muestra en un mortero hasta obtener partículas finas y uniformes.
- ✚ Colocar la muestra seca en un frasco seco y limpio.

#### Pasos para obtener una muestra representativa

- ✚ Dividir la zona de acuerdo con la topografía.
- ✚ Realizar una cuadrícula del terreno.
- ✚ Dentro del mismo lote tome varias muestras, desde la superficie hasta una profundidad aproximada de 20 cms.
- ✚ Tomar 5 muestras al azar o en forma de zig-zag en cada una de las cuadrículas demarcadas.
- ✚ Mezclar uniformemente las muestras de cada cuadrícula para obtener una muestra representativa por cuadrícula o sector seleccionado.

## PRUEBAS AL SUELO

**Color:** El color es una de las características morfológicas más importantes, la más obvia, fácil de determinar y relevante en la identificación taxonómica de los suelos. El color de los suelos guarda una estrecha relación con los componentes sólidos (materia orgánica, textura, composición mineralógica, morfología), siendo los metales de transición principalmente, los que pueden dotar a los suelos esta característica particular. En la Tabla 24 se observa la descripción según la relación del color.

Tabla 24: Relación color - propiedades del suelo

Color	Propiedad Representativa
<b>Oscuro</b>	Es determinado principalmente por la presencia de materiales orgánicos descompuestos y su intensidad depende del contenido de humedad que el suelo posea
<b>Rojo</b>	Este color indica buena aireación y drenaje. El color se debe a la presencia de óxidos de hierros no hidratados.
<b>Amarillo</b>	El color amarillo es un indicativo de drenaje. El color se debe a la presencia de óxidos de hierros no hidratados.
<b>Pardos</b>	Denota presencia de óxidos de hierro en adición a la materia orgánica.
<b>Grisés</b>	Su color se debe a la presencia de fracciones minerales. Los colores grises claros y blancuzcos son causados por el material original en suelos litosoles.
<b>Verdosos y azulados</b>	Se presentan principalmente en subsuelos mal drenados y con presencia de minerales como pirita y vivianita.

(Bermeo & Pérez, 2016)

El Sistema de Notación Munsell y CIELab, son dos técnicas que permiten la determinación del color del suelo. Para el presente caso se usó la Carta Munsell (Figura 31), la cual comprende variables como:

-  Hue: Longitud de onda dominante.
-  Value: Cantidad de luz, variando entre colores claros y oscuros.
-  Chroma: Pureza relativa de la longitud de onda de luz.

Figura 31: Carta Munsell



Procedimiento:

- ✚ Determine el estado de humedad del suelo: Seco, húmedo o mojado y anótelos. El suelo al estar seco es compacto, duro, no se adhiere y no mancha los dedos; por el contrario, al aumentar la humedad y ser comprimido en la mano, cambian estas características: Mayor plasticidad, pegajosidad, cohesión, etc. Debe observarse al comprimirlo si alcanza a salir o no agua entre los nudillos de la mano, si sale estará en el rango de mojado, sino en el de húmedo.
- ✚ Coloque el suelo detrás de los círculos (agujeros) presentes en la tabla Munsell (Figura 32) y compare el color con los patrones, hasta encontrar el más aproximado.
- ✚ Anote el color valiéndose de la nomenclatura de la tabla, anotando primero el matiz, seguidamente el valor (números localizados sobre la parte izquierda, vertical) como numerador, y el chroma (localizado en la parte inferior de la tabla), como denominador.
- ✚ Anote el equivalente de la clave observando el reverso de la hoja anterior identificada en la misma clave. Queda así definido el color codificado.

Figura 32: Muestras de tierra en carta Munsell



**Conductividad y Salinidad:** La conductividad eléctrica es la capacidad de una solución acuosa para trasportar una corriente eléctrica que generalmente se expresa en mmhos/cm. Es una propiedad de las disoluciones que se encuentra muy relacionada con el tipo de iones, sus concentraciones, su movilidad, la temperatura del fluido y contenido de sólido disuelto. La salinidad de un suelo o agua se refiere a la cantidad de sales presentes en disolución, y puede ser estimada indirectamente mediante la medición de la conductividad eléctrica (CE). De acuerdo a los valores de conductividad eléctrica, pH y concentración de sodio intercambiable, los suelos se pueden clasificar en las siguientes categorías descritas en la Tabla 25.

Tabla 25: Clasificación de suelos según su CE, pH y sodio intercambiable.

Tipo de suelo	Conductividad (mmhos/cm)	pH	Sodio intercambiable (%)
<b>Salino</b>	Mayor o igual a 4	-	Menor a 15
<b>Sódico</b>	Menor a 4	8,5 - 10	Mayor a 15
<b>Salino-Sódico</b>	4	Superior a 8,5	15

(Fernández, 2006)

## Material y equipo

- ✚ Muestra de suelo seco y molida en un mortero.
- ✚ Balanza analítica.
- ✚ Vaso de precipitado de 100 mL.
- ✚ Bureta.
- ✚ Papel filtro.
- ✚ Conductímetro.
- ✚ Frascos
- ✚ Agua destilada

## Procedimiento

- ✚ Pesar 20 g de suelo seco y colocarlo en un recipiente de plástico.
- ✚ Agregar 20 mL de agua destilada con la bureta y mezclar.
- ✚ Colocar papel filtro sobre el embudo, humedecerlo con agua destilada, dejando drenar el exceso.
- ✚ Obtener un extracto.
- ✚ Calibrar el conductímetro. Antes de usar el medidor de conductividad debe calibrarse con una solución estándar. (Figura 33).
- ✚ Leer la conductividad eléctrica.

Figura 33: Conductímetro y Potenciómetro



**Densidad.** La densidad es una propiedad física de las sustancias, que indica la razón que existe entre su masa y el volumen que ocupa en el espacio. El suelo por ser un cuerpo poroso presenta dos condiciones de densidad: densidad real y densidad aparente.

La densidad real, es la razón entre la masa de suelo seco y el volumen de los sólidos del suelo. De esta forma no se tiene en cuenta el volumen que ocupan los espacios porosos, ni tampoco la humedad que tiene el suelo. La densidad aparente es la razón entre la masa del suelo seco y el volumen total del suelo (volumen de sólidos más volumen de espacios porosos), es decir que tiene en cuenta el arreglo estructural del suelo.

#### **Densidad aparente**

Es la relación entre la masa de las partículas del suelo secas a la estufa y el volumen total, donde se incluye el espacio vacío. La densidad aparente puede ser afectada por el contenido de materiales orgánicos, textura y origen del suelo principalmente.

### **MÉTODO CILINDRO BISELADO**

Procedimiento:

-  Se introduce el cilindro en la porción del suelo que se desea muestrear. Se debe tener precaución de introducir completamente el cilindro y hacerlo de forma que se disturbe lo menos posible la muestra.
-  Se retira el cilindro lleno con suelo, se enrasan sus bordes con una navaja, se coloca una bolsa plástica y se sella, para llevarlo al laboratorio.
-  Se coloca el cilindro con la muestra de suelo a secar en el horno a 105 °C, durante 24 horas, al cabo de las cuales se retira el conjunto del horno, se deja enfriar y se pesa (Pt).
-  Se retira el suelo del cilindro y se pesa éste (Pc). Además, al cilindro se le toman las medidas de su longitud (h) y de su diámetro interno (d), con las cuales se calcula el volumen de éste.
-  Se calcula la densidad aparente mediante la relación entre el peso del suelo seco y el volumen del cilindro como se muestra en la ecuación 1.

$$Da = \frac{Ps}{Vt} \quad (\text{Ecuación 1})$$

$Da$  = Densidad aparente.

$Ps$  = Peso del suelo seco.

$Vt$  = Volumen total del suelo seco.

### **Densidad Real**

Es la relación entre la masa del suelo y el volumen de sólidos. Es decir, no incluye el volumen de espacios vacíos. Los valores de densidad real se ven afectados por los contenidos de materiales piroclásticos y orgánicos. La presencia de materiales orgánicos es el factor que más influye en sus valores.

## **MÉTODO DEL PICNÓMETRO**

El método del picnómetro es el más empleado para medir la densidad de los sólidos o gravedad específica. Se fundamenta en determinar el volumen de los sólidos del suelo a través de un frasco de volumen conocido.

Procedimiento:

-  Pesar el picnómetro completamente seco.
-  Agregar aproximadamente de 2 a 5 g de suelo seco a 105°C, el cual previamente debe haber sido tamizado por la malla de 2mm.
-  Pesar el picnómetro más el suelo seco y por diferencia de pesos con respecto al picnómetro vacío obtenga el peso del suelo.
-  Adicionar agua al picnómetro lentamente hasta una tercera parte de su volumen (el agua utilizada debe ser destilada y hervida para eliminar el aire que se encuentra en el suelo).
-  Llevar el picnómetro destapado a la campana de vidrio y aplique vacío durante dos horas para eliminar las burbujas de aire; retire el picnómetro de la campana de vacío y agregue agua hasta completar 2/3 del volumen del picnómetro y llevarlo nuevamente al vacío durante una hora.
-  Sacar el picnómetro de la campana, llenar con agua, taparlo y pesarlo.
-  Secar completamente el picnómetro y pesarlo nuevamente.
-  Calcular la densidad real

**HUMEDAD:** El agua que un suelo puede almacenar en sus espacios porosos se conoce como capacidad de retención de humedad. Sobre esta agua actúan las fuerzas de adhesión, cohesión y capilaridad. La interacción de estas fuerzas se conoce como succión del suelo o tensión de humedad del suelo.

Materiales

-  Cápsulas para humedad
-  Balanza analítica
-  Estufa para secado (Horno)
-  Espátula
-  Suelo

## Procedimiento

- ✚ Pesar las cápsulas de humedad.
- ✚ Pesar el suelo (húmedo) que se va a introducir en las cápsulas de humedad.
- ✚ Pesar las cápsulas de humedad con el suelo húmedo. (ecuación 2)
- ✚ Llevar a la estufa la cápsula con la muestra de suelo previamente pesada para secarla hasta obtener un peso constante a la temperatura de 105 °C.
- ✚ Apagar la estufa, tapar la cápsula, sacarla de la estufa y dejarla enfriar en un desecador.
- ✚ Realizar el cálculo.

$$\% \text{ Humedad} = \left( \frac{W_{sh} - W_{ss}}{W_{ss}} \right) * 100 \quad \text{Ecuación 2}$$

En donde:

Wsh = Peso suelo húmedo

Wss = Peso suelo seco

**pH:** El pH es una propiedad química del suelo que tiene un efecto importante en el desarrollo de los seres vivos (incluidos microorganismos y plantas). La lectura de pH se refiere a la concentración de iones hidrógeno activos (H<sup>+</sup>) que se da en la interfase líquida del suelo, por la interacción de los componentes sólidos y líquidos. La concentración de iones hidrógeno es fundamental en los procesos físicos, químicos y biológicos del suelo.

## Materiales y equipo

- ✚ Muestra de suelo.
- ✚ Balanza analítica.
- ✚ Vasos de precipitado de 50 mL.
- ✚ Pipeta de 10 mL.
- ✚ Pipeta con agua destilada.
- ✚ Potenciómetro.
- ✚ Agua destilada.
- ✚ Soluciones amortiguadoras de pH 7 y 4.
- ✚ Agitadores magnéticos.

### Procedimiento

- ✚ Pesar 20 gramos de suelo y colocarlo en un vaso de precipitado de 50 mL.
- ✚ Agregar 20 mL de agua destilada.
- ✚ Agitar y dejar reposar 10 minutos.
- ✚ Ajustar el potenciómetro con las soluciones amortiguadoras.
- ✚ Pasados los 10 minutos, medir el pH con el potenciómetro.

**POROSIDAD:** La porosidad constituye una de las características más importantes al definir el valor ecológico de los suelos. En estudios de caracterización física del suelo, es conveniente determinar la porosidad de aireación.

La porosidad equivale a la diferencia entre la densidad real y la aparente. Se calcula mediante la Ecuación 3:

$$Pt (\%) = 1 - \left( \frac{Da}{Dr} \right) * 100 \quad (\text{Ecuación 3})$$

Pt = Porosidad total

Da = Densidad aparente

Dr = Densidad real

## **CLASES TEXTURALES DEL SUELO.**

### Procedimiento

- ✚ Se seca la muestra de suelo
- ✚ Se eliminan las partículas mayores de 2 mm, tales como la grava y las piedras
- ✚ La parte restante de la muestra, la tierra fina, se tritura bien a fin de liberar todas las partículas separadas
- ✚ Se mide con precisión el peso total de la tierra fina
- ✚ La tierra fina se hace pasar a través de una serie de tamices con mallas de diversos tamaños de hasta alrededor de 0,1 mm de diámetro
- ✚ El peso del contenido de cada malla se calcula por separado y se expresa como porcentaje del peso total inicial de la tierra fina
- ✚ Los pesos de las partículas muy pequeñas de limo y arcilla que hayan pasado a través de la malla más fina se miden por sedimentación y también se expresan como porcentaje del peso total inicial de la tierra fina.
- ✚ Finalmente se comparan con la clasificación USDA

## ANEXO B

### DETERMINACION DE LA GRAVEDAD API Y LA GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO CRUDO Y DERIVADOS DEL PETROLEO

#### MÉTODO DEL TERMOHIDROMETRO NORMA ASTM D 287-82

Esta prueba se realiza con el objetivo de determinar la gravedad API de la borra por medio del hidrómetro y gravedad específica con la utilización del gravímetro, con el fin de conocer la calidad de la borra, la cual representa el peso y complejidad.

#### Materiales y equipos

- ✚ Hidrómetros o termo hidrómetros
- ✚ Termómetros
- ✚ Probetas de tamaño apropiado (1000 ml)
- ✚ Gravímetro
- ✚ Borra de petróleo

#### Procedimiento

Se adiciona la borra en un probeta de 1000 ml sin salpicar, evitando la formación de burbujas de aire, con la ayuda de un papel filtro limpio, se remueven las burbujas que han quedado en la superficie, se debe colocar la muestra en un lugar libre de aire, se realiza la lectura de la temperatura de la borra en la probeta de 1000 ml, con el termómetro, seguido se introduce suavemente el termo hidrómetro en la probeta, evitando humedecer la base por encima del nivel de inmersión, se realizan continuos registros de temperatura, hasta que esta última sea constante; una vez el termo hidrómetro se encuentre completamente en reposo y en el centro de la probeta evitando tocar paredes libremente, se realiza la lectura. Para la realización de la gravedad específica 60°F/60°F, por medio del gravímetro el cual está estandarizado para dicha medición a condiciones estándar, se realiza de la misma manera descrita anteriormente con el termo hidrómetro. Se reportan los datos de la gravedad específica y la gravedad API tanto la temperatura de laboratorio como a la corregida.

#### Resultados

En la Tabla 26 muestran los resultados obtenidos en el laboratorio.

Tabla 26: Lectura Termo hidrómetro y Gravímetro

METODO DIRECTO		METODO INDIRECTO	
TERMO – HIDROMETRO		GRAVIMETRO	
T <sub>x</sub> °F	°API <sub>TX</sub>	T <sub>x</sub> °F	G <sub>TX</sub>
89.6	11.6	89.6	0.93

## METODO DEL GRAVIMETRO

Se calcula la gravedad específica con la ayuda de la Tabla 27 Bearce & Peffer:

Tabla 27: Coeficientes de expansión para gravedad específica

“Coeficientes de expansión para gravedad específica”

$\gamma_T$	$\alpha/C \times 10^{-5}$	$\beta/C^2 \times 10^{-7}$
0.63	97	-4
0.78	75	0
0.85	68	1
0.95	66	3

(Bearce & Peffer)

Ecuación por Bearce & Peffer (recomendado por la ASTM y la API)

$$\gamma_t = \gamma_T - \alpha(t - T) + \beta(t - T)^2$$

$$G_{89.6} = 0.85 - \frac{68 * 10^{-5}}{1.8} (89.6 - 60)$$

$$G_{89.6} = 0.839$$

Para la corrección de la gravedad específica a condiciones estándar 60/60 °F, se realiza la interpolación lineal calculando los coeficientes de la gravedad específica.

Y <sub>T</sub>	$\alpha * 10^{-5}$	Y <sub>TX</sub>
0.85	68	0.839
0.941		0.93
0.95	66	0.939

Corrigiendo la gravedad °API con la gravedad específica por medio de la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API_T = \frac{141.5}{\gamma_T} - 131.5$$

$$\gamma_T = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}API_T}$$

$$^{\circ}API_T = \frac{141.5}{0.941} - 131.5 = 18.87$$

En la Tabla 28 se muestran los °API y gravedad específica a 60°F de la borra.

Tabla 28: °API 60 F y Gravedad específica 60 F

METODO DIRECTO			METODO INDIRECTO		
TERMO – HIDROMETRO			GRAVIMETRO		
Tx °F	°API <sub>TX</sub>	°API <sub>T</sub>	Tx °F	G <sub>TX</sub>	G <sub>T</sub>
89.6	11.6	18.87	89.6	0.93	0.941

Se toman los datos de la tabla 5 ASTM (Figura 34) a una temperatura de 89.5 °F y °API de

Figura 34: Tabla 5 ASTM

TABLE 5A. GENERALIZED CRUDE OILS  
API CORRECTION TO 60 F

TEMP. F	API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE CORRESPONDING API GRAVITY AT 60 F										TEMP. F	
	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0	13.5	14.0	14.5		15.0
75.0	9.3	9.8	10.3	10.8	11.3	11.8	12.3	12.8	13.2	13.7	14.2	75.0
75.5	9.3	9.8	10.3	10.8	11.3	11.7	12.2	12.7	13.2	13.7	14.2	75.5
76.0	9.3	9.8	10.2	10.7	11.2	11.7	12.2	12.7	13.2	13.7	14.2	76.0
76.5	9.2	9.7	10.2	10.7	11.2	11.7	12.2	12.7	13.2	13.7	14.2	76.5
77.0	9.2	9.7	10.2	10.7	11.2	11.7	12.2	12.7	13.1	13.6	14.1	77.0
77.5	9.2	9.7	10.2	10.7	11.2	11.6	12.1	12.6	13.1	13.6	14.1	77.5
78.0	9.2	9.7	10.2	10.6	11.1	11.6	12.1	12.6	13.1	13.6	14.1	78.0
78.5	9.1	9.6	10.1	10.6	11.1	11.6	12.1	12.6	13.1	13.6	14.1	78.5
79.0	9.1	9.6	10.1	10.6	11.1	11.6	12.1	12.6	13.0	13.5	14.0	79.0
79.5	9.1	9.6	10.1	10.6	11.1	11.6	12.0	12.5	13.0	13.5	14.0	79.5
80.0	9.1	9.6	10.1	10.6	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0	13.5	14.0	80.0
80.5	9.1	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0	13.5	14.0	80.5
81.0	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	12.9	13.4	13.9	81.0
81.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	11.9	12.4	12.9	13.4	13.9	81.5
82.0	9.0	9.5	10.0	10.5	10.9	11.4	11.9	12.4	12.9	13.4	13.9	82.0
82.5	9.0	9.5	9.9	10.4	10.9	11.4	11.9	12.4	12.9	13.4	13.9	82.5
83.0	8.9	9.4	9.9	10.4	10.9	11.4	11.9	12.4	12.8	13.3	13.8	83.0
83.5	8.9	9.4	9.9	10.4	10.9	11.4	11.8	12.3	12.8	13.3	13.8	83.5
84.0	8.9	9.4	9.9	10.4	10.9	11.3	11.8	12.3	12.8	13.3	13.8	84.0
84.5	8.9	9.4	9.9	10.3	10.8	11.3	11.8	12.3	12.8	13.3	13.7	84.5
85.0	8.9	9.3	9.8	10.3	10.8	11.3	11.8	12.3	12.8	13.2	13.7	85.0
85.5	8.8	9.3	9.8	10.3	10.8	11.3	11.8	12.2	12.7	13.2	13.7	85.5
86.0	8.8	9.3	9.8	10.3	10.8	11.2	11.7	12.2	12.7	13.2	13.7	86.0
86.5	8.8	9.3	9.8	10.2	10.7	11.2	11.7	12.2	12.7	13.2	13.6	86.5
87.0	8.8	9.2	9.7	10.2	10.7	11.2	11.7	12.2	12.7	13.1	13.6	87.0
87.5	8.7	9.2	9.7	10.2	10.7	11.2	11.7	12.1	12.6	13.1	13.6	87.5
88.0	8.7	9.2	9.7	10.2	10.7	11.1	11.6	12.1	12.6	13.1	13.6	88.0
88.5	8.7	9.2	9.7	10.2	10.6	11.1	11.6	12.1	12.6	13.1	13.6	88.5
89.0	8.7	9.2	9.6	10.1	10.6	11.1	11.6	12.1	12.6	13.0	13.5	89.0
89.5	8.6	9.1	9.6	10.1	10.6	11.1	11.6	12.0	12.5	13.0	13.5	89.5
90.0	8.6	9.1	9.6	10.1	10.6	11.1	11.5	12.0	12.5	13.0	13.5	90.0

API GRAVITY = 10.0 TO 15.0

11.5

(API)

En la Tabla 29 se describe la lectura de datos de la tabla 5 ASTM (Figura 39).

Tabla 29: Lectura Tabla 5 ASTM

LECTURAS DE LA TABLA		
API (Tx)	API	Tx (°F)
11.5	10.1	89.5
12	10.6	

Se realiza la interpolación y se obtiene el ° API a 60 ° F (Tabla 30)

Tabla 30: Resultado °API 60 F

°API @ 89.6 °F	°API @ 60 °F
11.5	10.1
12	10.6
11.6	10.2

°API corregido por la tabla 5 ASTM

$$°API_T = 10.2$$

Gravedad especifica corregida

$$Ge_T = \frac{141.5}{131.5 + 10.2}$$

$$Ge_T = 0.9984$$

## CONCLUSION

La calidad de la borra es regular, ya que se debe tener en cuenta, que además de crudo; esta contiene solidos suspendidos, lodo, agua, etc, que llega del pozo al tanque de almacenamiento. Determinando según la clasificación del API en un crudo pesado.

**DETERMINACION DE CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS EN EL  
PETROLEO CRUDO POR EL METODO DE LA CENTRIFUGA  
ASTM D 96 - 88**

Esta prueba es realizada con el objetivo de determinar el contenido de agua y sedimentos en la borra por medio de la centrifuga.

**Materiales y equipos**

- ✚ Centrifuga
- ✚ Tubos para centrifuga
- ✚ Baños de temperatura
- ✚ Solventes (tolueno) (ANEXO C).
- ✚ Des-emulsificantes

**Procedimiento**

Se inicia marcando cada uno de los tubos para centrifuga con un número o letra determinada, en este caso se tomaron letras como A, B, C, Y D. Se inicia a llenar cada uno de los tubos para centrifuga con 50 ml de solvente (tolueno) y 50 ml de borra, finalmente con la ayuda de una pipeta se adiciona 0.2 ml de des-emulsificante (rompedor). Se tapan los tubos y se agitan, una vez agitados se instalan en el equipo de baño maría y se aflojan los tapones, se inicia el calentamiento de la muestra por un tiempo de 15 minutos, obteniendo una temperatura de 80°C que se registra con la ayuda de un termómetro. Una vez obtenida esta temperatura, se trasladan e instalan los tubos en la centrifuga por un tiempo de 15 minutos a 1800 RPM y velocidad de 600, terminado el proceso de centrifuga, se retiran los tubos y se procede a tomar la temperatura con el termómetro, seguido se observa y registra los resultados obtenidos de la borra (crudo, lodo, agua, solidos, etc.). Nuevamente, se instalan los tubos al equipo baño maría (no agitar en este caso) por 15 minutos, con temperatura de 80 °C, se instalan en la centrifuga los tubos a 1800 RPM con velocidad de 600, se retiran los tubos de la centrifuga.

**Resultados**

En la Tabla 31 se describen los resultados de la prueba realizada en el laboratorio de Crudos y Derivados.

*Tabla 31: Datos prueba en la centrifuga ASTM D4007-11*

RONDA	1				2				3			
	PETROL EO (ml)	AGU A (ml)	SÓLID OS (ml)	S & W (ml)	PETROL EO (ml)	AGU A (ml)	SÓLID OS (ml)	S & W (ml)	PETROL EO (ml)	AGU A (ml)	SÓLID OS (ml)	S & W (ml)
A	28	0	22	22	28	7	15	22	30	7	13	20
B	30	0	20	20	30	4	16	20	30	6	14	20
C	27	0	23	23	30	2	18	20	30	6	14	20
D	28	0	22	22	28	5	17	22	30	6	14	20

Muestra de cálculos

 %BSW

$$Tubo A = \frac{22 + 22 + 20}{3} = 21.33 \text{ ml}$$

Tabla 32: Datos zanahoria mililitros BSW

ZANAHORIA	ml
A	21.34
B	20
C	21
D	21.34

$$Promedio = \frac{21.34 \text{ ml} + 20 \text{ ml} + 21 \text{ ml} + 21.34 \text{ ml}}{4} = 20.915 \text{ ml}$$

$$\%BSW = \frac{20.915 \text{ ml}}{50 \text{ ml}} * 100 = 41.84 \%$$

 % Agua

$$Tubo A = \frac{7 + 7}{2} = 7 \text{ ml}$$

Tabla 33: Datos zanahoria mililitros de agua

ZANAHORIA	ml
A	7
B	5
C	4
D	5.5

$$Promedio = \frac{7 + 5 + 4 + 5.5}{4} = 5.375 \text{ ml}$$

$$\%BW = \frac{5.375 \text{ ml}}{50 \text{ ml}} * 100 = 10.75 \%$$

 % Crudo

$$Tubo A = \frac{28 + 28 + 30}{3} = 28.67 \text{ ml}$$

Tabla 34: Datos zanahoria mililitros de crudo

ZANAHORIA	ml
A	28.67
B	30
C	29
D	28.67

$$\text{Promedio} = \frac{28.67 + 30 + 29 + 28.67}{4} = 29.08 \text{ ml}$$

$$\% \text{crudo} = \frac{29.08 \text{ ml}}{50 \text{ ml}} * 100 = 58.16 \%$$

 %BS

$$\%BS = 41.84 \% - 10.75 \%$$

$$\%BS = 31.09 \%$$

## CONCLUSIONES

Para la determinación del BSW de la borra se realizó una prueba de botellas basada en la norma ASTM D4007-11, considerando qué:

La centrifuga utilizada no era termorreguladora, por lo que el enfriamiento de la muestra durante el proceso de centrifugación pudo haber afectado negativamente en la separación del agua emulsionada en las muestras de la borra y por ende el volumen de agua y sedimentos obtenido pudo ser menor.

De la Tabla 31 se puede observar que el volumen de agua y sedimentos de la segunda y tercera ronda no son iguales, lo cual no garantiza que en la última ronda se haya alcanzado la máxima eficiencia de separación de la prueba, por lo que no se puede tener certeza de que el volumen de agua y sedimentos obtenidos sean todos los que se pudieron haber separado con esta prueba, razón por la cual se recomienda realizar la prueba corriendo las rondas necesarias hasta que dos consecutivas arrojen los mismos resultados.

Finalmente, teniendo en cuenta lo anterior, se establece que el BSW de la borra corresponde al 41.83% de los cuales el 31.09% corresponde al porcentaje de sólidos (BS) y el 10.75% corresponde a agua (BW)

Por otro lado, de los resultados de la prueba ASTM D6822-02 y considerando el contenido de agua determinado anteriormente estableció que el API de la borra es 10.23° clasificándose como un crudo pesado (P. Arias, 2016).

## METODO PATRON DE ANÁLISIS PARA VISCOSIDAD SAYBOLT ASTM D 92-90

Esta prueba es realizada para determina la viscosidad Saybolt Furol y Saybolt Universal de la borra a una temperatura entre 70 y 120 °F, que se basan en la medida de tiempo de flujo de 60 mm de muestra a través de un orificio calibrado.

### Materiales y equipos

- ✚ Viscosímetro Saybolt
- ✚ Baño de viscosidad Saybolt
- ✚ Tuno de salida
- ✚ Soporte del termómetro
- ✚ Termómetro para viscosidad Saybolt
- ✚ Termómetros de baño
- ✚ Filtros de embudo
- ✚ Frasco receptor
- ✚ Cronometro

### Procedimiento

Se inicia preparando el equipo de viscosidad para inicia el precalentamiento a una temperatura patrón (70-210 °F) para viscosidad Saybolt Universal y para viscosidad Saybolt Furol (77 – 210 °F), se instala el tapón en el equipo antes de adicionar la borra, evitando escapes de esta misma, seguido se adiciona la muestra en los recipientes Universal y Furol, hasta obtener la temperatura de inicio 70 °F universal y 77 °F Furol, una vez se encuentran en estas temperaturas de inicio, se afloja el tapón de la primer orificio a determinar, en este caso Universal, con la ayuda de un cronometro se calcula el tiempo que tarda en caer el flujo en el frasco receptor hasta llegar al nivel de la marca de este último. Este mismo procedimiento se realizar con el orificio de Furol, y con las diferentes temperaturas determinadas que se menciona anteriormente. Se debe tener presente que para determinar la viscosidad Saybolt Universal (viscosidades bajas) el tiempo debe ser mayor de 32 segundos y para la viscosidad Saybolt Furol (viscosidades medias) debe ser mayor de 25 segundos.

### Resultados

En la Tabla 35 se describen los resultados de la prueba realizada en el laboratorio de Crudos y Derivados.

*Tabla 35. Datos viscosidad Segundos Saybolt Furol*

TEMPERATURA °F	SSF (segundos)
<b>100</b>	53.20
<b>122</b>	35.51
<b>130</b>	33.93

## Muestra de cálculos

- Se calcula las gravedades específicas para cada temperatura evaluada, utilizando la ecuación de Bearce & Peffer (Tabla 36).

$$Ge_{Tx} = Ge_T - \frac{\alpha}{1.8} \Delta t$$

Tabla 36: Coeficiente de expansión para gravedad específica

"Coeficientes de expansión para gravedad específica"

$\gamma_T$	$\alpha/C \times 10^{-5}$	$\beta/C^2 \times 10^{-7}$
0.63	97	-4
0.78	75	0
0.85	68	1
0.95	66	3

(Bearce &amp; Peffer)

- Gravedad específica para la Temperatura de 100°F

$$Ge_{100^\circ F} = 0.85 - \frac{68 * 10^{-5}}{1.8} (100 - 60)$$

$$Ge_{100^\circ F} = 0.8348$$

$$Ge_{100^\circ F} = 0.95 - \frac{66 * 10^{-5}}{1.8} (100 - 60)$$

$$Ge_{100^\circ F} = 0.9353$$

- Realizando la interpolación se obtiene el valor de la gravedad específica a temperatura estándar 60 °F (Tabla 37).

Tabla 37: Gravedad específica a 60 F

$Ge_T$	$\alpha * 10^{-5}$	$Ge_{Tx}$
<b>0.85</b>	68	0.8348
<b>0.9984</b>		<b>0.9837</b>
<b>0.95</b>	66	0.9353

De la tabla 7.2 propiedades del agua pura a varias temperaturas, del libro propiedades físicas de los yacimientos, se obtiene la viscosidad del agua (Tabla 38).

Tabla 38. Densidad del agua a varias temperaturas

TEMPERATURA	$\rho_w$ (lb/gal)
<b>100</b>	8.2879
<b>122</b>	8.2461
<b>130</b>	8.2285
<b>150</b>	8.1803

(Propiedades de los fluidos de yacimientos)

Se calcula la densidad de la borra para cada temperatura

Para la temperatura de 100°F

$$\rho_o = Ge_T * \rho_w$$

$$\rho_o = 0.9837 * 8.2879$$

$$\rho_o = 8.1530$$

Se realiza la conversión de SSF a cst

Si  $\mu_{SSF Tx} > 40 SSF$

$$\mu_{CP Tx} = \rho_{oil Tx} \left( 0,2588 \mu_{SSF Tx} - \frac{7,190}{\mu_{SSF Tx}} \right) \quad (1)$$

Si  $25 SSF \leq \mu_{SSF Tx} \leq 40 SSF$

$$\mu_{CP Tx} = \rho_{oil Tx} \left( 0,2684 \mu_{SSF Tx} - \frac{22,019}{\mu_{SSF Tx}} \right) \quad (2)$$

$$\mu_{CP 100°F} = 8.1530 \left( 0,2684 * 53.20 - \frac{22,019}{53.20} \right)$$

$$\mu_{cp@100°F} = 113.77$$

En las Tablas 39 y 40 se describe los resultados finales de la viscosidad de la borra.

Tabla 39: Resultados prueba de viscosidad

$\rho_w$ (Tx) (lb/gal)	Geo (Tx)	$\rho_o$ (Tx) (lb/gal)	V(Tx) (cSt)	Ln(V)
<b>8.2879</b>	0.9837	8.1530	113.77	4.734204519
<b>8.2461</b>	0.9757	8.0453	70.87	4.260865437
<b>8.2285</b>	0.9727	8.0040	70.58	4.256806471
<b>8.1803</b>	0.9654	7.8972	0.00	

Tabla 40: Porcentaje error prueba viscosidad

<b>T<sub>x</sub> (°F)</b>	<b>V<sub>real</sub> (cSt)</b>	<b>V<sub>calculado</sub> (cSt)</b>	<b>%ERROR</b>
<b>100</b>	113.77	71.71	36.97%
<b>122</b>	70.87	79.78	12.57%
<b>130</b>	70.58	60.19	14.73%

## CONCLUSIONES

- ✚ Las conversiones de viscosidad en unidades de segundos Saybolt FUROL (SSF) a centistokes ( $\text{mm}^2/\text{s}$ ) se realizaron según la norma ASTM D2161-10 (Practica estándar para conversión de viscosidad cinemática a viscosidad Saybolt universal o viscosidad Saybolt FUROL) y según las ecuaciones 1 y 2 según correspondiese
- ✚ Se descartó el resultado obtenido a 150°F de 22.81 SSF ya que este era inferior a 25.1 SSF lo cual indica que esta medición se realizó bajo condiciones de flujo turbulento.
- ✚ Se utilizaron como puntos de referencia los valores obtenidos a 100°F y 130°F ya que el perfil se establece mejor con valores de viscosidad tomados con la mayor diferencia de temperatura (esto se comprobó determinando el porcentaje de error relativo entre el dato experimental que no se utilizó en la ecuación y el valor que esta arrojaba a la misma temperatura (Tabla 40)

**DETERMINACION DE LA SAL EN EL CRUDO POR EL METODO DEL  
POTENCIOMETRO  
ASTM D 3230 -87**

Se determina la cantidad de sal en la borra, por medio de un potenciómetro de una manera eficiente y práctica, para su veracidad.

**Materiales y equipos**

-  Probeta
-  Potenciómetro
-  Baker
-  Termómetros
-  Reactivos

**Procedimiento**

El primer paso a desarrollar es la realización de la prueba, la cual contiene 7 ml de borra, y 7 ml de xileno (teniendo en cuenta la ficha técnica ANEXO C) en una probeta, se pasó el contenido de la probeta a un beaker y enjuague la probeta con 56 ml de xileno, agite por 1 minuto, finalmente se diluyo la mezcla con 70 ml de mezcla de solventes (mezcla de sales); se agito por un tiempo de 30 segundos y dejo reposar por 5 minutos. Una vez preparada la mezcla de la prueba, se procedió a calibra el equipo con 100 ml de xileno que se adicionan en el beaker de prueba. Se inicia la calibración del equipo con el blanco de reactivos, conectando el potenciómetro a una salida de 110 voltios, cambiando el botón de calibración a lo posición “HIGH”, llevando el interruptor de la parte superior delante del equipo a la posición “CALIBRATED”, sosteniendo el interruptor en esa posición ajuste el voltaje a 125 voltios, seguido sin dejar de sostener el botón “CALIBRATED”, se ajustó el botón que se encuentra en la parte izquierda a la lectura de 0.1 mA. Una vez establecida la lectura se suelta el interruptor. Se mueve el botón de calibración a la posición “LOW”, lleve el interruptor de la parte inferior delantera delante del equipo a la posición “CALIBRATED”, seguido y teniendo sostenido el interruptor en esa posición, se ajusta con el botón colocado en la parte derecha a la lectura de 1.0 mA. Esto calibración con el fin de chequear el voltaje el cual debe fijarse en una lectura de 125 voltios. Para la realización de la lectura de la mezcla se toman 100 ml de los 140 ml de esta misma que se adicionan en el beaker de prueba, del equipo, se instalan los electrodos dentro del beaker de prueba, se lleva el botón de calibración a la posición “HIGH”, seguido se lleva el botón a la posición “READ”, finalmente se registra la lectura que se presenta en el tablero.

**Resultados**

Las lecturas registradas en la Tabla 41 fueron tomadas a 125 voltios. Además, todos los valores registrados a continuación, son para la preparación de 138 ml de cada muestra.

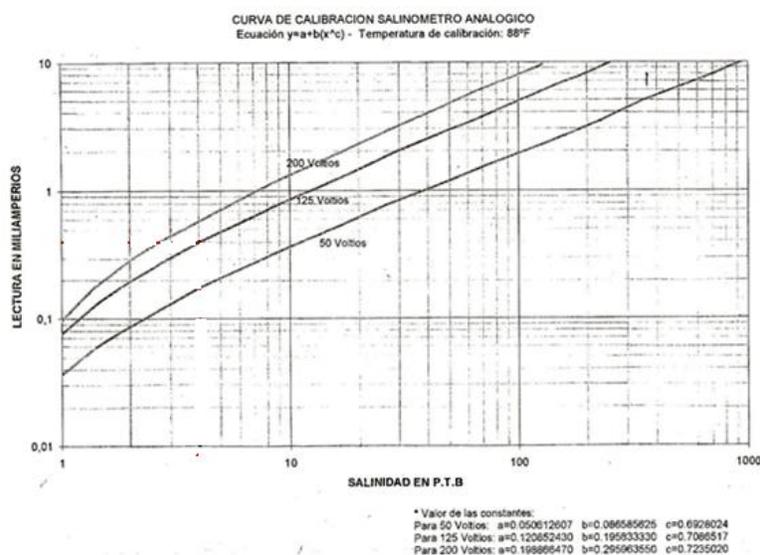
Tabla 41: Resultados prueba de salinidad

MUESTRA		BLANCO	
Borra (ml)	7	Aceite neutro (ml)	7
Xileno (ml)	61	Xileno (ml)	61
Solvente (ml)	70	Solvente (ml)	70
TOTAL (ml)	138	TOTAL (ml)	138
Im (mA)	0.562	IB (mA)	0.0213

I <sub>c</sub> (mA)	0.54
S <sub>125 v grafico</sub> (PTB)	5.5

En la Figura 35 se observa la curva de salinidad de la cual se realizó la lectura con los datos obtenidos en el laboratorio de Crudos y Derivados.

Figura 35: Curva salinidad



(API)

## CONCLUSION

Se puede destacar que no se cuenta con información confiable para convertir los resultados de intensidad de corriente a concentración de sal puesto que las curvas de salinidad que se tienen no expresan la temperatura a la cual se midieron, puesto que esta afecta la concentración de los iones de las sales en la muestra de crudo (en unidades de %m/v o PTB) por el efecto de expansión volumétrica que sufre el crudo por efecto de la temperatura. Sin embargo, asumiendo que esta incertidumbre influya de forma poco

significativa al esperar que la diferencia de temperatura sea pequeña, de la gráfica se pudo obtener una concentración equivalente de sales de aproximadamente 5.5 PTB

### **MÉTODO GRAVIMÉTRICO MODIFICADO (EXTRACCIÓN CON SOLVENTE)**

Para lograr determinar TPH (Hidrocarburos Totales de Petróleos) en este proyecto, se realiza una adecuada modificación del método del gravímetro que se encuentra estandarizado según la norma US EPA 821- B94 – 004, 1995.

Materiales y Equipos:

- ✚ Montaje de calentamiento de tipo “Baño de María”
- ✚ Embudo de decantación
- ✚ Balanza
- ✚ Cámara de extracción de gases y vapores orgánicos
- ✚ Manta de calentamiento/estufa
- ✚ Termómetro
- ✚ Filtros
- ✚ Cápsulas de vidrio
- ✚ Probetas de diferentes volúmenes
- ✚ Vasos de precipitado de diferentes volúmenes
- ✚ Agitador

Elementos y reactivos:

- ✚ Muestra de suelo contaminado
- ✚ Cloroformo
- ✚ Agua destilada

Procedimiento

- ✚ Se agrega de 1 gramo de suelo contaminado a una cápsula de porcelana y se pesa en una balanza.
- ✚ Se diluye el gramo de suelo en 100 mL de agua a 40°C aproximadamente, agitando constantemente hasta obtener la dilución completa del suelo en el agua.
- ✚ A la mezcla de agua y suelo se le agrega el cloroformo de forma gradual, es decir, se comienza agregando 10 mL de cloroformo y agitando, si aún no se desprenden los hidrocarburos del suelo se agregan otros 10 mL de cloroformo hasta encontrar la concentración óptima.

- ✚ Se vierte la fase líquida de la mezcla en el embudo de decantación mientras se observa la separación de la fase aceitosa y la fase acuosa. El residuo sólido se separa para su posterior proceso de filtrado.
- ✚ Teniendo la mezcla en el embudo de decantación y después de agitar vigorosamente se extrae la fase aceitosa en un vaso de precipitado y se elimina el residuo de la fase acuosa.
- ✚ Se realiza un montaje para realizar el proceso de filtración empleando un filtro, éste se dispone sobre un vaso de precipitado sujetándolo con una liga o cuerda y se procede a pasar el residuo sólido junto con el residuo líquido (fase aceitosa) obtenido en el procedimiento anterior, dejándola pasar por completo y de forma natural sin acelerar el proceso; mientras el suelo se está filtrando se le agregan de 5 a 10 mL de cloroformo con el fin de lavar por completo el suelo filtrado y extraer hasta la última gota de hidrocarburo presente en él.
- ✚ Se desecha el suelo ya limpio que queda sobre la tela de filtrado y se observa una iridiscencia presente en la fase acuosa obtenida del filtrado, por lo que es necesario volver a decantar en el embudo y agregar agua destilada hasta lavar la disolución y lograr que se estabilicen las fases (aceitosa/acuosa). Por último, se extrae la fase aceitosa del embudo de decantación y se almacena en una cápsula de vidrio o porcelana.
- ✚ Se coloca la solución aceitosa que se encuentra en la cápsula de vidrio en el conjunto de baño de maría para eliminar (evaporar) el cloroformo aun presente y separar por completo el hidrocarburo contenido.
- ✚ Conociendo los pesos y volúmenes empleados de solvente y el volumen final de la mezcla se puede determinar la cantidad de hidrocarburos totales de petróleo (TPH) presentes en el suelo.

**ANEXO C**  
**FICHA DE SEGURIDAD ECH**

HOJA DE DATOS MATERIAL DE SEGURIDAD ECH	
Sección I	IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO: ECH
Sección II	INFORMACIÓN DE PRODUCTO: ECH FORMA: Esponjosa - polvosa COLOR: Grisáceo con pintas marrones OLOR : Material vegetal FÓRMULA: 100% Natural
Sección III	INFORMACIÓN PELIGROSA DE INGREDIENTS/IDENTITY: Ningunos Sabidos
Sección IV	CARACTERÍSTICAS DE PHYSICAL/CHEMICAL: SOLUBILIDAD EN AGUA: Insoluble, hidrofóbico SOLUBILIDAD EN COMPUESTOS ORGANICOS: Soluble, Oleofílico. TAMAÑO DE PARTÍCULA: 0.2 – 1.2 mm HUMEDAD: 5 a 10 % peso GRAVEDAD ESPECIFICA: 0.20 PH: Neutro PUNTO DE EBULLICIÓN, °C: Sólido, No Aplicable. PUNTO DE FUSIÓN, °C: No Aplicable PRESIÓN DE VAPOR, mmHg: Ausente MATERIA ORGÁNICA: 94 % En Base Seca CONTENIDO DE NITRÓGENO TOTAL: 2.2 % CONTENIDO DE FÓSFORO TOTAL: 0.8 % CONTENIDO DE POTASIO TOTAL: 0.4 % CONTENIDO DE CENIZAS: 2.4 %
Sección V	DATOS DEL PELIGRO AL FUEGO Y DE LA EXPLOSIÓN: -No explosivo, pero si es inflamable frente al fuego directo
Sección VI	DATOS DEL PELIGRO PARA LA SALUD: CONTACTO VISUAL: Irritación suave posible. Limpie con un chorro de agua con agua. CONTACTO CON LA PIEL: Ninguna Irritación detectada, si eventualmente presenta irritación, lave con jabón y agua abundante. Si persiste la irritación, llame a médico. Los fertilizantes incorporados a la matriz, pueden producir ligeras alergias, si es así muévase al aire fresco. INGESTIÓN: Beba agua abundante.
Sección VII	ALMACENAJE DEL PRODUCTO: Almacén en condiciones frescas, secas. El producto es totalmente seguro al ambiente. Puede ser incinerado
Sección VIII	EQUIPO PROTECTOR QUE SE UTILIZARÁ: PROTECCIÓN DE OJOS, VIAS RESPIRATORIAS Y MANOS: No necesaria. Para las personas muy sensibles usar gafas, tapabocas y guantes.
Sección IX	CONDICIONES PELIGROSAS, INCOMPATIBILIDAD: Ninguna

(GROKACORP, 2016)

## FICHA TECNICA DE SEGURIDAD DEL XILENO

<b>o-XILENO</b>		<b>ICSC: 0084</b> <b>Marzo 2002</b>	
CAS:	95-47-6	orto-Xileno	
RTECS:	ZE2450000	1,2-Dimetilbenceno	
UN:	1307	o-Xilol	
CE Índice Anexo I:	601-022-00-9	$C_6H_4(CH_3)_2 / C_8H_{10}$	
CE / EINECS:	202-422-2	Masa Molecular: 106.2	
TIPO DE PELIGRO / EXPOSICION	PELIGROS AGUDOS / SINTOMAS	PREVENCION	PRIMEROS AUXILIOS / LUCHA CONTRA INCENDIOS
INCENDIO	Inflamable	Evitar las llamas, NO producir chispas y NO fumar	Polvo, agua pulverizada, espuma, dióxido de carbono.
EXPLOSION	Por encima de 32°C puede formarse mezclas explosivas vapor/aire.	Por encima de 32°C, sistema cerrado, ventilación y equipo eléctrico a prueba de explosión. Evitar la generación de cargas electrostáticas (por ejemplo, mediante conexión de tierra).	En caso de incendio: mantener frío los bidones y demás instalaciones rociando con agua.
EXPOSICION		<b>¡HIGIENE EXTRICTA!</b> <b>¡EVITAR LA EXPOSICION DE MUJERES (EMBARAZADAS)!</b>	
INHALACIÓN	Vértigo. Somnolencia. Dolor de cabeza. Náuseas.	Ventilación, extracción localizada o protección respiratoria.	Aire limpio, reposo, proporcionar asistencia médica.
PIEL	Piel seca. Enrojecimiento	Guantes de protección.	Quitar las ropas contaminadas. Aclara y lavar la piel con agua y jabón.
OJOS	Enrojecimiento. Dolor.	Gafas de protección de seguridad.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad), después proporcionar asistencia médica.
INGESTIÓN	Sensación de quemazón. Dolor abdominal (para mayor información, véase inhalación).	No comer, ni beber, ni fumar durante el trabajo.	Enjuagar la boca. NO provocar vómito. Proporcionar asistencia médica.
DERRAMES Y FUGAS		ENVASADO Y ETIQUETADO	
Ventilar. Eliminar toda fuente de ignición. Recoger, en la medida de lo posible, el líquido que se derrama y el ya derramado en recipientes herméticos. Absorber el líquido residual en arena o absorbente inerte y trasladarlo a un lugar seguro. NO permitir que este producto químico se incorpore al ambiente. (Protección personal complementaria: Filtro respiratorio para vapores orgánicos y gases).		Clasificación UE Símbolo: Xn R: 10-20/21-38 S: (2-)25 Nota: C Clasificación NU Clasificación de Peligros NU: 3 Grupo de Envasado NU: III	
RESPUESTA DE EMERGENCIA		ALMACENAMIENTO	
Ficha de emergencia de transporte (Transport Emergency Card): TEC (R)-30S1307-III Código NFPA: H 2; F 3; R 0;		A prueba de incendio. Separado de oxidantes fuertes y ácidos fuertes.	
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="text-align: left;"> <p><b>IPCS</b> International Programme on Chemical Safety</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión Europea © CE, IPCS, 2005</p> </div> <div style="text-align: right;"> <p>MINISTERIO DE TRABAJO E INMIGRACION INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDAD E HIGIENE EN EL TRABAJO</p> </div> </div> <div style="display: flex; justify-content: center; align-items: center; margin-top: 5px;">       </div>			

<b>o-XILENO</b>	<b>ICSC: 0084</b>
-----------------	-------------------

<b>DATOS IMPORTANTES</b>	
<p><b>ESTADO FÍSICO; ASPECTO</b> Líquido incoloro, de olor característico.</p> <p><b>PELIGROS FÍSICOS</b> Como resultado del flujo, agitación, etc., se pueden generar cargas electrostáticas.</p> <p><b>PELIGROS QUÍMICOS</b> Reacciona con ácidos fuertes y oxidantes fuertes.</p> <p><b>LÍMITES DE EXPOSICIÓN</b> TLV: 100 ppm como TWA; 150 ppm como STEL; A4; BEI establecido (ACGIH 2001). UE OEL: 50 ppm como TWA; 100 ppm como STEL (piel) (EU 2000).</p>	<p><b>VÍAS DE EXPOSICIÓN</b> La sustancia se puede absorber por inhalación, a través de la piel y por ingestión.</p> <p><b>RIESGO DE INHALACIÓN</b> Por evaporación de esta sustancia a 20°C se puede alcanzar bastante lentamente una concentración nociva en el aire.</p> <p><b>EFFECTOS DE EXPOSICIÓN DE CORTA DURACIÓN</b> La sustancia irrita los ojos y la piel. La sustancia puede afectar al sistema nervioso central. La ingestión del líquido puede dar lugar a la aspiración del mismo por los pulmones y la consiguiente neumonitis química.</p> <p><b>EFFECTOS DE EXPOSICIÓN PROLONGADA O REPETIDA</b> El líquido desengrasa la piel. La sustancia puede afectar al sistema nervioso central. La exposición a esta sustancia puede potenciar el daño auditivo causado por la exposición a ruido. La experimentación animal muestra que esta sustancia posiblemente cause efectos tóxicos en la reproducción humana.</p>
<b>PROPIEDADES FÍSICAS</b>	
<p>Punto de ebullición: 144°C Punto de fusión: -25°C Densidad relativa (agua = 1): 0,88 Solubilidad en agua: ninguna Presión de vapor, kPa a 20°C: 0,7 Densidad relativa de vapor (aire = 1): 3,7</p>	<p>Densidad relativa de la mezcla vapor/aire a 20°C (aire = 1): 1,02 Punto de inflamación: 32°C c.c. Temperatura de autoignición: 463°C Límites de explosividad, % en volumen en el aire: 0,9-6,7 Coeficiente de reparto octanol/agua como log Pow: 3,12</p>
<b>DATOS AMBIENTALES</b>	
La sustancia es tóxica para los organismos acuáticos.	
<b>NOTAS</b>	
Está indicado examen médico periódico dependiendo del grado de exposición. Aplicar también las recomendaciones de esta ficha a xileno de grado técnico. Consultar también la ficha FISQ 0086 p-Xileno y FISQ 0085 m-Xileno. Esta ficha ha sido parcialmente actualizada en enero de 2008: ver Límites de exposición.	
<b>INFORMACION ADICIONAL</b>	
<p>Límites de exposición profesional (INSHT 2014): VLA-ED: 50 ppm; 221 mg/m<sup>3</sup> VLA-EC: 100 ppm; 442 mg/m<sup>3</sup> Notas: vía dérmica. VLB: 1 g/g creatinina en orina de ácidos metilhipúricos.</p>	
NOTA LEGAL Esta ficha contiene la opinión colectiva del Comité Internacional de Expertos del IPCS y es independiente de requisitos legales. Su posible uso no es responsabilidad de la CE, el IPCS, sus representantes o el INSHT, autor de la versión española.	
© IPCS, CE 2005	

(INSHTL, 2002)

## FICHA TECNICA DE SEGURIDAD DEL TOLUENO

TOLUENO		ICSC: 0078	
Octubre 2002			
Metilbenceno		Toluol	
Fenilmetano			
<b>CAS:</b>	<b>108-88-3</b>	<b>C6H5CH3 / C7H8</b>	
<b>RTECS:</b>	<b>XS5250000</b>	<b>Masa molecular: 92,1</b>	
<b>NU:</b>	<b>1294</b>		
<b>CE Índice Anexo I:</b>	<b>601-021-00-3</b>		
<b>CE / EINECS:</b>	<b>203-625-9</b>		
<b>TIPO DE PELIGRO / EXPOSICIÓN</b>	<b>PELIGROS AGUDOS/ SINTOMAS</b>	<b>PREVENCION</b>	<b>PRIMEROS AUXILIOS/ LUCHA CONTRA INCENDIOS</b>
<b>INCENDIO</b>	Altamente inflamable.	Evitar las llamas, NO producir chispas y NO fumar.	Polvo, AFFF, espuma, dióxido de carbono.
<b>EXPLOSION</b>	Las mezclas vapor/aire son explosivas	Sistema cerrado, ventilación, equipo eléctrico y de alumbrado a prueba de explosión. Evitar la generación de cargas electrostáticas (p. ej., mediante conexión a tierra). NO utilizar aire comprimido para llenar, vaciar o manipular. Utilídense herramientas manuales no generadoras de chispas.	En caso de incendio: mantener fríos los bidones y demás instalaciones rociando con agua.
<b>EXPOSICIÓN</b>		<b>¡HIGIENE ESTRICTA! ¡EVITAR LA EXPOSICIÓN DE MUJERES (EMBARAZADAS)!</b>	
<b>INHALACIÓN</b>	Tos. Dolor de garganta. Vértigo. Somnolencia. Dolor de cabeza. Náuseas. Pérdida del conocimiento.	Ventilación, extracción Localizada o protección respiratoria.	Aire limpio, reposo. Proporcionar Asistencia médica.
<b>PIEL</b>	Piel seca. Enrojecimiento.	Gautes de protección.	Quitar las ropas contaminadas. Aclarar y lavar la piel con agua y jabón. Proporcionar asistencia médica.
<b>OJOS</b>	Enrojecimiento. Dolor.	Gafas ajustadas de seguridad	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad), después proporcionar asistencia médica.
<b>INGESTIÓN</b>	Sensación de quemazón. Dolor abdominal. (Ver Inhalación).	No comer, ni beber, ni fumar Durante el trabajo.	Enjuagar la boca. NO provocar el vómito. Proporcionar asistencia médica.
<b>DERRAMES Y FUGAS</b>		<b>ENVASADO Y ETIQUETADO</b>	
¡Evacuar la zona de peligro en caso de grandes derrames! Consultar a un experto en caso de grandes derrames. Eliminar toda fuente de ignición. Ventilar. Recoger el líquido procedente de la fuga en recipientes precintables. Absorber el líquido residual en arena o absorbente inerte y trasladarlo a un lugar seguro. NO verterlo en el alcantarillado. NO permitir que este producto químico se incorpore al ambiente. Protección personal: equipo autónomo de respiración en caso de grandes derrames.		<b>Clasificación UE</b> Símbolo: F, Xn R: 11-38-48/20-63-65-67 S: (2-)36/37-46-62 <b>Clasificación NU</b> Clasificación de Peligros NU: 3 Grupo de Envasado NU: II	
<b>RESPUESTA DE EMERGENCIA</b>		<b>ALMACENAMIENTO</b>	
Ficha de Emergencia de Transporte (Transport Emergency Card): TEC (R)-30S1294. Código NFPA: H2; F3; R0;		A prueba de incendio. Separado de oxidantes fuertes.	
			
Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión Europea © IPCS, CE 2003			

<b>TOLUENO</b>		<b>ICSC: 0078</b>
<b>DATOS IMPORTANTES</b>		
<p><b>ESTADO FÍSICO; ASPECTO:</b> Líquido incoloro, de olor característico.</p> <p><b>PELIGROS FÍSICOS:</b> El vapor se mezcla bien con el aire, formándose fácilmente mezclas explosivas. Como resultado del flujo, agitación, etc., se pueden generar cargas electrostáticas.</p> <p><b>PELIGROS QUÍMICOS:</b> Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, originando peligro de incendio y explosión.</p> <p><b>LÍMITES DE EXPOSICIÓN:</b> TLV: 50 ppm como TWA; (piel); A4 (no clasificable como cancerígeno humano); BEI establecido; (ACGIH 2004). MAK: Riesgo para el embarazo: grupo C; (DFG 2004). LEP UE: 192 mg/m<sup>3</sup>, 50 ppm como TWA; 384 mg/m<sup>3</sup>, 100 ppm como STEL (piel) (EU 2006).</p>	<p><b>ÍAS DE EXPOSICIÓN:</b> La sustancia se puede absorber por inhalación, a través de la piel y por ingestión.</p> <p><b>RIESGO DE INHALACIÓN:</b> Por evaporación de esta sustancia a 20°C se puede alcanzar bastante rápidamente una concentración nociva en el aire.</p> <p><b>EFFECTOS DE EXPOSICIÓN DE CORTA DURACIÓN:</b> La sustancia irrita los ojos y el tracto respiratorio. La sustancia puede afectar al sistema nervioso central. La ingestión del líquido puede dar lugar a la aspiración del mismo por los pulmones y a la consiguiente neumonitis química. La exposición a altas concentraciones puede producir arritmia cardíaca y pérdida del conocimiento.</p> <p><b>EFFECTOS DE EXPOSICIÓN PROLONGADA O REPETIDA:</b> El líquido desengrasa la piel. La sustancia puede afectar a sistema nervioso central. La exposición a esta sustancia puede potenciar el daño auditivo causado por la exposición a ruido. La experimentación animal muestra que esta sustancia posiblemente cause efectos tóxicos en la reproducción humana.</p>	
<b>PROPIEDADES FÍSICAS</b>		
<p><b>Punto de ebullición:</b> 111°C <b>Punto de fusión:</b> -95°C <b>Densidad relativa (agua = 1):</b> 0,87 <b>Solubilidad en agua:</b> ninguna <b>Presión de vapor, kPa a 25°C:</b> 3,8 <b>Densidad relativa de vapor (aire = 1):</b> 3,1</p>	<p><b>Densidad relativa de la mezcla vapor/aire a 20°C (aire = 1):</b> 1,01 <b>Punto de inflamación:</b> 4°C c.c. <b>Temperatura de autoignición:</b> 480°C <b>Límites de explosividad, % en volumen en el aire:</b> 1,1-7,1 <b>Coefficiente de reparto octanol/agua como log Pow:</b> 2,69</p>	
<b>DATOS AMBIENTALES</b>		
La sustancia es tóxica para los organismos acuáticos.		
<b>NOTAS</b>		
<p>Está indicado un examen médico periódico dependiendo del grado de exposición. El consumo de bebidas alcohólicas aumenta el efecto nocivo.</p> <p>Esta ficha ha sido parcialmente actualizada en octubre de 2004; ver Clasificación UE, Respuesta de Emergencia, y en octubre de 2006; ver Límites de exposición.</p>		
<b>INFORMACIÓN ADICIONAL</b>		
<p>Límites de exposición profesional (INSHT 2016): VLA-ED: 50 ppm; 192 mg/m<sup>3</sup> VLA-EC: 100 ppm, 384 mg/m<sup>3</sup> VLB: 0,5 mg/L en orina de o-cresol; 1,6 g/g creatinina en orina de ácido hipúrico; 0,05 mg/L en sangre; 0,08 mg/L en orina. Notas: vía dérmica. Esta sustancia tiene establecidas restricciones a la fabricación, comercialización o al uso especificadas en el Reglamento REACH.</p>		
<p><b>Nota legal:</b> Esta ficha contiene la opinión colectiva del Comité Internacional de Expertos del IPCS y es independiente de requisitos legales. Su posible uso no es responsabilidad de la CE, el IPCS, sus representantes o el INSHT, autor de la versión española.</p>		
© IPCS, CE 2003		

(INSHTL, 2002)

## FICHA TECNICA DE SEGURIDAD DEL CLOROFORMO

<b>CLOROFORMO</b>			<b>ICSC: 0027</b> <b>Abril 2000</b>			
<b>CAS:</b> 67-66-3 <b>RTECS:</b> FS9100000 <b>NU:</b> 1888 <b>CE Indice Anexo I</b> 602-006-00-4 <b>CE / EINECS</b> 200-663-8	<b>Triclorometano</b> <b>Tricloruro de metilo</b> <b>Tricloruro de formilo</b> <b>CHCl<sub>3</sub></b> <b>Masa molecular: 119.4</b>					
TIPOS DE PELIGROS / EXPOSICION	PELIGROS AGUDOS / SINTOMAS	PREVENCION	PRIMEROS AUXILIOS / LUCHA CONTRA INCENDIOS			
<b>INCENDIO</b>	No combustible. Véanse Notas. En caso de incendio se desprenden humos (o gases) tóxicos e irritantes.		En caso de incendio en el entorno: usar agente de extinción adecuado.			
<b>EXPLOSION</b>			En caso de incendio: mantener fríos los bidones y demás instalaciones rociando con agua.			
<b>EXPOSICION</b>		<b>¡HIGIENE ESTRICTA!</b> <b>¡EVITAR LA EXPOSICION DE ADOLESCENTES Y NINOS!</b>				
<b>INHALACIÓN</b>	Tos. Vértigo. Somnolencia. Dolor de cabeza. Náuseas. Pérdida del conocimiento.	Ventilación, extracción localizada o protección respiratoria.	Aire limpio, reposo. Respiración artificial si estuviera indicada. Proporcionar asistencia médica.			
<b>PIEL</b>	Enrojecimiento. Dolor. Piel seca.	Guantes de protección. Traje de protección.	Quitar las ropas contaminadas. Aclarar la piel con agua abundante o ducharse. Proporcionar asistencia médica.			
<b>OJOS</b>	Enrojecimiento. Dolor.	Pantalla facial o protección ocular combinada con la protección respiratoria.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad), después proporcionar asistencia médica.			
<b>INGESTIÓN</b>	Dolor abdominal. Vómitos. (Para mayor información, véase Inhalación).	No comer, ni beber, ni fumar durante el trabajo.	Enjuagar la boca. Dar a beber agua abundante. Reposo. Proporcionar asistencia médica.			
DERRAMES Y FUGAS		ENVASADO Y ETIQUETADO				
Evacuar la zona de peligro. Consultar a un experto. Recoger, en la medida de lo posible, el líquido que se derrama y el ya derramado en recipientes herméticos. Absorber el líquido residual en arena o absorbente inerte y trasladarlo a un lugar seguro. NO permitir que este producto químico se incorpore al ambiente. (Protección personal adicional: traje de protección completa incluyendo equipo autónomo de respiración).		Envase irrompible; colocar el envase frágil dentro de un recipiente irrompible cerrado. No transportar con alimentos y piensos. Clasificación UE Símbolo: Xn R: 22-38-40-48/20/22 S: (2-)36/37 Clasificación NU Clasificación de Peligros NU: 6.1 Grupo de Envasado NU: III				
RESPUESTAS DE EMERGENCIA		ALMACENAMIENTO				
Ficha de emergencia de transporte (Transport Emergency Card): TEC (R)-61S1888 Código NFPA: H 2; F 0; R 0;		Separado de alimentos y piensos y materiales incompatibles (Véanse Peligros Químicos). Ventilación a ras del suelo.				
Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión Europea © CE, IPCS, 2005						
 <b>IPCS</b> International Programme on Chemical Safety	 <b>WHO</b>	 <b>ILO</b>	 <b>UNEP</b>		 MINISTERIO DE TRABAJO E INMIGRACION	 INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDAD E HIGIENE EN EL TRABAJO

**CLOROFORMO****ICSC: 0027****DATOS IMPORTANTES****ESTADO FÍSICO; ASPECTO**

Líquido incoloro volátil, de olor característico.

**PELIGROS FÍSICOS**

El vapor es más denso que el aire.

**PELIGROS QUÍMICOS**

En contacto con superficies calientes o con llamas esta sustancia se descompone formando humos tóxicos y corrosivos (cloruro de hidrógeno ICSC0163, fosgeno ICSC0007 y vapores de cloro ICSC0126). Reacciona violentamente con bases fuertes, oxidantes fuertes, algunos metales, como aluminio, magnesio y zinc, originando peligro de incendio y explosión. Ataca plástico, caucho y revestimientos.

**LÍMITES DE EXPOSICIÓN**

TLV (como TWA): 10 ppm; A3 (ACGIH 2004).  
 MAK: 0.5 ppm; 2.5 mg/m<sup>3</sup>; Carcinógeno categoría 4, H (absorción dérmica), Categoría de limitación de pico: II(2), Riesgo para el embarazo: grupo C (DFG 2004).

**VÍAS DE EXPOSICIÓN**

La sustancia se puede absorber por inhalación a través de la piel y por ingestión.

**RIESGO DE INHALACIÓN**

Por evaporación de esta sustancia a 20°C se puede alcanzar muy rápidamente una concentración nociva en el aire.

**EFFECTOS DE EXPOSICIÓN DE CORTA DURACIÓN**

La sustancia irrita los ojos. La sustancia puede causar efectos en el sistema nervioso central, hígado y riñón. Los efectos pueden aparecer de forma no inmediata. Se recomienda vigilancia médica.

**EFFECTOS DE EXPOSICIÓN PROLONGADA O REPETIDA**

El líquido desengrasa la piel. La sustancia puede afectar al hígado y al riñón. Esta sustancia es posiblemente carcinógena para los seres humanos.

**PROPIEDADES FÍSICAS**

Punto de ebullición: 62°C

Punto de fusión: -64°C

Densidad relativa (agua = 1): 1,48

Solubilidad en agua, g/100 ml a 20°C: 0,8

Presión de vapor, kPa a 20°C: 21,2

Densidad relativa de vapor (aire = 1): 4,12

Densidad relativa de la mezcla vapor/aire a 20°C (aire = 1): 1,7

Coeficiente de reparto octanol/agua como log Pow: 1,97

**DATOS AMBIENTALES**

La sustancia es tóxica para los organismos acuáticos.

**NOTAS**

Se puede volver combustible por la adición de pequeñas cantidades de una sustancia inflamable o por el aumento del contenido de oxígeno en el aire. El consumo de bebidas alcohólicas aumenta el efecto nocivo. Está indicado examen médico periódico dependiendo del grado de exposición. La alerta por el olor es insuficiente. NO utilizar cerca de un fuego, una superficie caliente o mientras se trabaja en soldadura. Esta ficha ha sido parcialmente actualizada en abril de 2005: ver Límites de exposición.

**INFORMACION ADICIONAL**

Límites de exposición profesional (INSHT 2011):

VLA-ED: 2 ppm; 10 mg/m<sup>3</sup>

Notas: vía dérmica. Esta sustancia tiene establecidas restricciones a la fabricación, comercialización o al uso especificadas en el Reglamento REACH. Agente químico que tiene establecido un valor límite indicativo por la UE.

**NOTA LEGAL:** Esta ficha contiene la opinión colectiva del Comité Internacional de Expertos del IPCS y es independiente de requisitos legales. Su posible uso no es responsabilidad de la CE, el IPCS, sus representantes o el INSHT, autor de la versión española.

© IPCS, CE 2005

(INSHT, 2000)