EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA UTILIZACIÓN DE UN SURFACTANTE EN LA BIORREMEDIACIÓN DE LODOS ACEITOSOS DEL CAMPO CASTILLA

DANIEL ORLANDO BLANCO MEDINA
BRIAN CORRALES MUÑOZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA UTILIZACIÓN DE UN SURFACTANTE EN LA BIORREMEDIACIÓN DE LODOS ACEITOSOS DEL CAMPO CASTILLA

DANIEL ORLANDO BLANCO MEDINA
BRIAN CORRALES MUÑOZ

Proyecto integral de grado para optar por el título de INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
Efraín Pérez Morales
Ingeniero Químico

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017

Nota de aceptación

_____
_____
_____

_____
Presidente de Jurado. Ing. Carlos Espinosa

_____
Docente Jurado. Ing. Jaime Amariz

_____
Docente Jurado. Ing. Eliana Mesa

Bogotá D.C, agosto de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General:

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías:

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos:

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo manifestamos nuestro agradecimiento a:

Nuestras familias por el apoyo incondicional constante junto con la sabiduría y la fuerza para cumplir cada una de nuestras metas y sueños.

Al ingeniero Efraín Pérez Morales por darnos la oportunidad de realizar el proyecto y brindarnos su total apoyo durante todo el proceso.

A la ingeniera Lina María Albornoz Rueda por todo el conocimiento brindado y su apoyo durante todo el desarrollo.

A la empresa ATP Ingeniería S.A.S y todo el personal de la planta El Recreo quienes se destacaron por su apoyo y amabilidad.

A la empresa Darda Oil Services y especialmente al ingeniero Iván Augusto Arbelaez y la ingeniera Carolina Mancipe por su interés y apoyo en el proyecto.

A nuestro orientador Carlos Alberto Espinosa por su apoyo y guía para la realización del trabajo escrito.

A todas las personas que de una u otra forma colaboraron para que el desarrollo del proyecto fuese posible.

DEDICATORIA

Le dedico éste logro a mis padres que son el mayor motor de mi vida y quienes me han brindado la oportunidad y el apoyo de ser lo mejor que pueda ser. Espero algún día poder retribuirles todo y que se puedan sentir tan orgullosos de mi como yo de ellos.

A mi hermana quien es uno de mis grandes modelos a seguir y quien siempre ha estado a mi lado.

A mi novia quien fue mi mayor compañía durante mi tiempo en la universidad, gracias por brindarme tantas alegrías, un sinfín de risas y tu incondicional apoyo acompañado de una increíble paciencia.

A mis amigos pues sin ellos este viaje no habría sido lo que fue, todos los buenos recuerdos de la universidad son junto a ustedes y espero que siempre sigamos en contacto.

A los varios profesores que pasaron durante este recorrido, de cada uno aprendí algo y por siempre estaré agradecido.

Daniel Orlando Blanco Medina

DEDICATORIA

No existe mayor logro alguno para mí, que hacer sentir orgullosa a mi familia. Durante el transcurso de este camino pude sentir día a día el apoyo de cada uno de ellos.

A Dios, por rodearme de buenas personas y permitirme seguir creciendo como persona.

Mi madre, quien siempre estuvo ahí para apoyarme con cualquier tipo de duda o problema que me surgiera.

Mi padre, que me dio la oportunidad de superarme como persona y emprender este camino como profesional.

Mi hermano, que a pesar de la distancia siempre estuvo pendiente de mis necesidades.

Mi Droopy, mi amigo fiel quien me regalo su presencia por 17, alegrías y tristezas, siempre estuviste ahí.

Finalmente, a todos mis amigos, compañeros, profesores y aquéllas personas que hicieron parte de este gran camino.

Brian Corrales Muñoz

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	27
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA	27
1.2 LOCALIZACIÓN	27
1.3 MARCO GEOLÓGICO	28
1.3.1 Columna estratigráfica	28
1.3.2 Estratigrafía	31
1.3.4 Geología del Petróleo	34
1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO	37
1.4.1 Método de Producción	38
1.4.2 Tiempo de producción	38
1.4.3 Número de Pozos	38
2. BIORREMEDIACIÓN	40
2.1 DEFINICIÓN DE BIORREMEDIACIÓN	40
2.1.1 Historia de la biorremediación	40
2.2 FACTORES IMPORTANTES EN LA BIORREMEDIACIÓN	42
2.2.1 Tipo de Hidrocarburo	42
2.2.2 Biodisponibilidad	42
2.2.3 Surfactante	44
2.2.4 Oxígeno	45
2.3 MÉTODOS DE BIORREMEDIACIÓN EN SUELOS	45
2.3.1 Biorremediación in situ	45
2.3.2 Biorremediación ex situ	46
2.4 MARCO LEGAL	48
2.5 NORMA LOUSIANA 29 B	51
3. MONTAJES	53
3.1 DISEÑO DEL MONTAJE	53
3.1.1 Volumen de las muestras a tratar	53
3.1.2 Dimensiones de los cajones	53
3.1.3 Materia prima para la construcción	54
3.1.4 Protección de filtraciones	54
3.1.5 Configuración de los cajones	54
3.1.6 Volumen de tratamiento	55
3.1.6 Método de movilización del material	55

3.1.7 Equipos de laboratorio 55
3.2 INICIO DE MONTAJES EN LA PLANTA EL RECREO 55

4. RECOPILACIÓN DE DATOS 62
4.1 PRUEBA DE RETORTA 62
4.1.1 Equipo de retorta 62
4.1.2 Resultados de retorta en campo 63
4.2 HIDROCARBUROS TOTALES DE PETRÓLEO 65
4.2.1 Métodos analíticos 66
4.2.2 Resultados de análisis de TPH 66
4.3 HETERÓTROFOS 67
4.3.1 Método de Recuento en placa de Mayea Sergio. 68
4.3.2 Resultados de Heterótrofos 68

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS 70
5.1 ANÁLISIS DE RETORTA 70
5.2 ANÁLISIS DE TPH 73
5.3 ANÁLISIS DE HETERÓTROFOS 76
5.4 ANÁLISIS DE LA NORMA LOUSIANA 29B 77

6. ANÁLISIS FINANCIERO 78
6.1 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN 78
6.1.1 Escenario uno 79
6.1.2 Escenario dos 80
6.2 ANÁLISIS DE INGRESOS 81
6.2.1 Escenario uno 82
6.2.2 Escenario dos 82
6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA 82
6.3.1 Valor presente neto 82
6.3.2 Tasa de interés de oportunidad 83
6.3.3 Flujo de caja 84
6.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA 86

7. CONCLUSIONES 87

8. RECOMENDACIONES 88

BIBLIOGRAFÍA 89

ANEXOS 92

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Localización Estación Castilla Uno 29
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales 30
Figura 3. Degradación de un contaminante biodisponible. 43
Figura 4. Esquema de tratamiento de suelos por *landfarming* 46
Figura 5. Esquema de tratamiento de suelos por compostaje 47
Figura 6. Esquema de tratamiento de suelos por Biopilas 48
Figura 7. Dimensiones de cajón propuestas 54
Figura 8. Configuración de los tres cajones con geomembrana 55
Figura 9. Cajones para realizar los montajes Planta El Recreo 56
Figura 10. Distribución del material a remediar en los tres cajones 56
Figura 11. Prueba de retorta inicial 57
Figura 12. Muestras de material a remediar empacados 57
Figura 13. Activación del cultivo bacteriano 58
Figura 14. Mezcla de la muestra en el cajón uno 59
Figura 15. Homogenización del cajón dos 59
Figura 16. Adición de gallinaza 60
Figura 17. Preparación del fluido a utilizar 60
Figura 18. Homogenización cajón tres 61
Figura 19. Equipo de retorta automática 62
Figura 20. Comparación de retorta inicial y final 65
Figura 21. Escenario 1, flujo de caja tratamiento bacteriano 85
Figura 22. Escenario 1, flujo de caja neto tratamiento bacteriano 85
Figura 23. Escenario 2, flujo de caja tratamiento Superall 85
Figura 24. Escenario 2, flujo de caja neto tratamiento Superall 86

LISTA DE CUADROS

pág.

Cuadro 1. Normas y Principios Ambientales contenidos en la Constitución Política de Colombia 48
Cuadro 2. Normas generales que sustentan la normatividad ambiental por contaminación con hidrocarburos 49
Cuadro 3. Normatividad internacional ambiental acogida por Colombia 50

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento 39
Tabla 2. Parámetros Norma Lousiana 29 B 52
Tabla 3. Resultado de retorta 63
Tabla 4. Primer análisis de TPH 66
Tabla 5. Segundo análisis de TPH 66
Tabla 6. Tercer análisis de TPH 67
Tabla 7. Resultados de análisis de Heterótrofos 68
Tabla 8. Resultados de análisis de retorta 70
Tabla 9. Predicciones de Tiempo 72
Tabla 10. Resultados de TPH con respecto al tiempo de muestreo 73
Tabla 11. Predicciones de Tiempo en análisis de TPH 76
Tabla 12. Comparación de parámetros de la Norma Lousiana 29B 77
Tabla 13. Costos de operación escenario uno 79
Tabla 14. Costos de operación escenario dos 81
Tabla 15. Ingresos escenario uno 82
Tabla 16. Ingresos escenario dos 82

LISTA DE ECUACIONES

pág.

Ecuación 1. Comportamiento % de Aceite en el Tratamiento Bacteriano 71
Ecuación 2. Comportamiento % de Aceite en el Volumen de Control 71
Ecuación 3. Comportamiento % de Aceite en el Tratamiento Superall 72
Ecuación 4. Porcentaje de TPH en el Tratamiento Bacteriano 74
Ecuación 5. Porcentaje de TPH en el Volumen de Control 75
Ecuación 6. Porcentaje de TPH en el Tratamiento Superall 75
Ecuación 7. Número de periodos 79
Ecuación 8. Cálculo de valor presente (VP) 83
Ecuación 9. Conversión de la TIO para diferentes periodos de tiempo 83

LISTA DE GRÁFICAS

pág.

Gráfica1. Producción acumulada Campo Castilla 39
Gráfica 2. Comportamiento de retorta en el tiempo 64
Gráfica 3. Comportamiento de TPH en el tiempo 67
Gráfica 4. Comportamiento de heterótrofos en el tiempo 69
Gráfica 5. Porcentaje de Aceite para el Tratamiento Bacteriano 70
Gráfica 6. Porcentaje de Aceite para el Volumen de Control 71
Gráfica 7. Porcentaje de Aceite para el Tratamiento Superall 72
Gráfica 8. Porcentaje de Aceite para el Tratamiento Bacteriano 74
Gráfica 9. Porcentaje de Aceite para el Volumen de Control 74
Gráfica 10. Porcentaje de Aceite para el Tratamiento Bacteriano 75

LISTA DE ANEXOS

pág.

Anexo A. Primer análisis de TPH por ChemiLab 93
Anexo B. Segundo análisis de TPH por ChemiLab 95
Anexo C. Análisis de la Norma Lousiana 29 B por ChemiLab 97
Anexo D. Primer análisis de Heterótrofos por SGS 98
Anexo E. Segundo análisis de Heterótrofos por SGS 100
Anexo F. Ficha Técnica Superall 38 102

ABREVIATURAS

% Porcentaje
Bbl/día Barriles por día
Min Minutos
Km Kilómetros
mm Milímetros
TOC Carbón original total
°API API para la calidad del crudo
Kg Kilogramos
L Litros
VPN Valor presente Neto
m^3 Metro cúbico
TPH Hidrocarburos Totales de Petróleos
°C Grados centígrados
UFC/g Unidades formadoras de colina por gramo

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: el área en la cual los sedimentos se acumulan bajo ciertos procesos geológicos, condiciones climáticas asociadas a la localización (desierto, pantano, río), y por medio de los distintos agentes deposicionales como el agua, el hielo o el viento.[1]

ANTICLINAL: es un plegamiento en donde las rocas estratificadas buzan en sentido contrario, es decir, divergen a partir de un plano denominado axial. Cuyas capas más antiguas están situadas en el centro y las capas más jóvenes están situadas en el exterior.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria con bajo grado de consolidación y de textura detrítica. Posee un tamaño de grano muy fino (< 256 mm) y está compuesta principalmente por Arcilla.

ARENA: sedimento compuesto por granos minerales de tamaño entre 0,062 y 2 mm, que se original por la meteorización de las rocas y que ha sido seleccionado por los agentes de transporte. Puede tener cualquier composición mineralógica.[2]

ARENISCA: roca sedimentaria de textura detrítica de grano fino con tamaño variable entre (0,02 a 2 mm), compuesta por fragmentos de roca o minerales, básicamente cuarzo, calcita, micas o feldespatos que pueden estar acompañados de otros, como la magnetita.[3]

BASAMENTO: conjunto de rocas depositadas en el Paleozoico que se sitúa bajo una cobertura sedimentaria y que sirve como base de una columna geológica. El espesor varía dependiendo de la zona geográfica de la cuenca. Está compuesto por rocas ígneas plutónicas pertenecientes al Escudo de Guayana.

BACTERIA: es un microorganismo procariotariota que por su estructura biológica es utilizado para degradar hidrocarburos.

BIOAIREACIÓN: una técnica empleada para suministrar oxígeno o aire a un proceso de biorremediación.

BIOAUMENTACIÓN: es una estrategia que permite el incremento de la población microbiana en un proceso de biorremediación.

---

[1] Schlumberger Oilfield Glossary [En línea]. Citado el 13 de Marzo del 2017. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/depositional_environment.aspx>

[2] RACEFN. Glosario de Geología [En línea]. [citado 13 Marzo 2017]. Disponible en: <http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm#A>

[3] DXMaps. Areniscas [En línea]. [Citado 13 de Marzo del 2017]. Disponible en:<http://www.dxmaps.com/geo/areniscas.html>

BIODISPONIBILIDAD: es un parámetro que me indica la capacidad que tiene una sustancia para ser consumida en un proceso de biorremediación.

BIOESTIMULACION: es una estrategia empleada para la aceleración de la reproducción de los microorganismos.

BIORREMEDIACIÓN: es un método que consiste en adicionar organismos vivos (bacterias, hongos y plantas) y nutrientes a suelos contaminados para acelerar procesos de biodegradación del contaminante con el fin de mitigar su impacto en el medio ambiente.

BUZAMIENTO: es el sentido u orientación de la inclinación de los estratos en un relieve de plegamiento que puede ser conformado por rocas sedimentarias, que son las que disponen en forma de capas o estratos.

CAMPO: un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrampamiento de hidrocarburos, que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

CAPAS: es la división más pequeña de una formación geológica o serie de rocas estratificadas, marcada por planos de división bien delimitados (planos de estratificación) que separan los estratos de encima y de abajo.

CELDA DE TRATAMIENTO: estructura diseñada con el fin de aislar el proceso de biorremediación, ofreciendo un mejor control de los parámetros y variables del mismo.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: herramienta de estudio geológico que consiste en una representación gráfica de la estructura vertical de un intervalo de la corteza terrestre donde se establecen las capas en la cual está se subdivide. Se observan las estructuras más antiguas hacia la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

COMPOSTAJE: es la mezcla de materiales que facilita la degradación del contaminante mediante sustancias ricas en nutrientes en un proceso de biorremediación.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de textura detrítica formada por granos de tamaño grava (> 2mm). Compuesta por clastos de cualquier tipo de roca.

CUARZO: mineral blanco transparente compuesto por sílice con un sistema cristalino trigonal trapezoédrico, es el segundo más abundante en la corteza terrestre y se caracteriza por su dureza (grado siete en la escala Mohs) y su resistencia a la meteorización.

CUENCA: es una depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos. Las cuencas sedimentarias pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Generalmente se encuentran limitadas por fallas.[4]

DARDA OIL SERVICES: empresa colombiana encargada de prestar servicios petroleros a compañías operadoras.

ENZIMAS: moléculas de naturaleza proteica que catalizan reacciones químicas. Permiten que una reacción química energéticamente posible, que transcurre a una velocidad baja, sea cinéticamente favorable, generando un aumento en la velocidad con la que transcurre de ésta.

ESTRATIGRAFÍA: es una ciencia de la geología que estudia la conformación de los estratos que conforman una unidad de corteza terrestre.

ESTRATOS: capas en las que se presentan divididos los sedimentos de las rocas sedimentarias debido a los diferentes procesos de sedimentación ocurridos a lo largo del tiempo y que dieron origen a dichas rocas.

ESPESOR: la distancia entra la base de una capa (límite inferior) y el techo (límite superior) se conoce como espesor.

EX-SITU: se refiere a cualquier procedimiento realizado fuera del lugar donde se originó el material.

FACIE: aspecto, naturaleza o carácter distintivo de los estratos o de ciertos constituyentes, que generalmente refleja sus condiciones ambientales de formación.

FALLA: discontinuidad formada por fractura en las rocas de la corteza terrestre a lo largo de la cual ha habido movimiento de uno de los lados respecto del otro. Las fallas se forman por esfuerzos tectónicos actuantes en la corteza. La zona de ruptura tiene una superficie generalmente bien definida denominada plano de falla. Interrupción o superficie laminar existente en una roca frágil a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable.

FALLA INVERSA: son fallas con desplazamiento vertical en las cuales el bloque de techo se mueve hacia arriba con respecto al bloque de base.

FALLA NORMAL: se caracteriza por que el plano de falla buza hacia el bloque hundido. Se genera como respuesta de esfuerzos distensivos.

[4] Comunidad Petrolera [En línea]. Citado el 06 de Mayo del 2017. Disponible en: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/1234-cuenca-sedimentaria>

FELDESPATO: mineral de color variable, su composición es variada manteniendo una base de Silicio. Es el mineral más abundante en la corteza terrestre y tiene una dureza de 4 en la escala Mohs.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica fundamental, puede definirse como un cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es la disciplina científica que se ocupa del estudio de la deformación de la corteza tanto a escala pequeña como a gran escala. Su alcance es vasto, cubriendo desde el estudio de los defectos en los arreglos atómicos de los cristales hasta la estructura de las fallas y sistemas de pliegues en la corteza de La Tierra.[5]

GLAUCONITA: mineral silíceo de color verde encontrado en rocas sedimentarias formado en las plataformas continentales. Se caracteriza por presentar una sedimentación lenta y poseer material orgánico.

HETERÓTROFOS: se consideran heterótrofos a todos los seres vivos que requieren de otros para alimentarse, es decir, que no son capaces de producir su alimento dentro de su organismo si no que deben consumir elementos de la naturaleza ya constituidos como alimentos, ya sintetizados por otros organismos.

INFRAYACENTE: formación que yace debajo de otra en contacto con esta, por lo tanto, es considerada como más antigua.

IN-SITU: se refiere a cualquier procedimiento realizado en el lugar de origen del material.

KERÓGENO: es la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que es insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura, el kerógeno empieza a ser inestable y se produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico precediendo a la generación de hidrocarburos.[6]

LUTITA: roca sedimentaria de textura detrítica con granos finos entre (0.0625 mm y 0.002 mm). Formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor.[7]

---

[5] Universidad de los Andes [En línea]. Citado el 21 de Marzo del 2017. Disponible en:<http://geociencias.uniandes.edu.co/index.php/investigacion/geologia-estructural>

[6] La Comunidad Petrolera [En línea]. Citado el 21 de Marzo del 2017. Disponible en:< http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2010/03/kerogeno.html>

[7] Schlumberger Oilfield Glossary [En línea]. Citado el 21 de Marzo del 2017. Disponible en:< http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/shale.aspx>

LIMOLITA: roca sedimentaria de textura detrítica con tamaño de grano fino (1/16 mm hasta 1/256 mm). Está compuesta principalmente de Limo con Calcita y Feldespato.

MARCO GEOLÓGICO: este trata los principales parámetros y aspectos de una zona de estudio geológico, dichos parámetros pueden ser la localización geográfica y geológica, topografía, geomorfología, cartografía, litoestratigrafía y tectónica.

MIGRACIÓN: es el proceso mediante el cual el hidrocarburo es expulsado de la roca madre e inicia su recorrido hacia la trampa.

PERMEABILIDAD: es la propiedad que tiene la roca de dejar fluir un flujo de fluidos a través de ella, sin que este altere su estructura interna y su unidad de medida es mD (milidarcys)

POROSIDAD: el porcentaje del volumen total de la roca ocupado por los poros o espacio poroso o el volumen de roca que puede contener fluidos y tiene como unidad de medida el porcentaje o la fracción.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si es sometida a ciertas condiciones de presión y temperatura, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT). Una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica.[8]

ROCA SELLO: roca impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, la cual forma una barrera sobre y alrededor de la roca reservorio. De manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.

ROCA RESERVORIO: cuerpo de roca que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas reservorio más comunes.[9]

SHALE: roca sedimentaria de textura detrítica con tamaño de grano fino variable de (1/16mm hasta menos de 1/256 mm). Está compuesta principalmente de limo y arcilla.

[8] Schlumberger Oilfield Glossary [En línea]. Citado el 21 de Marzo del 2017. Disponible en:< http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/source_rock.aspx>
[9] Schlumberger Oilfield Glossary [En línea]. Citado el 21 de Marzo del 2017. Disponible en:< http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir.aspx>

SINCLINAL: un pliegue en la roca, en forma de cuenca o cubeta, en el que las capas de roca son convexas hacia abajo. Las rocas más recientes forman el núcleo del pliegue y fuera del núcleo las rocas son progresivamente más antiguas. Los sinclinales habitualmente no entrampan hidrocarburos porque los fluidos tienden a filtrarse en forma ascendente por los flancos del pliegue.[10]

SISTEMA PETROLIÍFERO: está formado por los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos. Incluyendo: roca generadora, migración, roca reservorio, trampa y sello.[11]

SUPERALL #38: es una combinación de cuatro surfactantes orgánicos, se usa principalmente en los mercados industriales, como petróleo y gas (plataformas de perforación, tuberías y refinerías), buques, tiendas, manejo de desechos sólidos municipales e instalaciones de fabricación debido a su excelente eficiencia al momento de desintegrar rápidamente cadenas de hidrocarburos.

SUPRAYACENTE: formación que yace arriba de otra, por lo tanto, es considerada como más joven.

SUSTRATO: molécula sobre la cual actúan los microorganismos.

TRAMPA: una configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.[12]

TPH: en su sigla (Hidrocarburos Totales de Petróleos), es una propiedad contaminante al suelo que posee el corte de perforación, este tiene que ser eliminado por norma para disponer el corte.

[10] Schlumberger Oilfield Glossary [En línea]. Citado el 21 de Marzo del 2017. Disponible en:< http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/syncline.aspx>

[11] Schlumberger Oilfield Glossary [En línea]. Citado el 21 de Marzo del 2017. Disponible en:< http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/ p/petroleum_system.aspx

[12] Schlumberger Oilfield Glossary [En línea]. Citado el 5 de Mayo del 2017. Disponible en:< http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/trap.aspx?p=1>

RESÚMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA UTILIZACIÓN DE UN SURFACTANTE EN LA BIORREMEDIACIÓN DE LODOS ACEITOSOS DEL CAMPO CASTILLA.

DESCRIPCIÓN:

En este trabajo, se presenta la descripción geológica y la historia de producción del Campo Castilla operado por la compañía Ecopetrol S.A; de la misma manera se describe los principales conceptos básicos de la Biorremediación, los parámetros que influyen en esta y toda la normatividad principal existente en Colombia, para el manejo de residuos aceitoso, haciendo énfasis en la Norma Lousiana 29 B.

La empresa ATP Ingeniería S.A.S, utiliza como método de tratamiento para los residuos aceitosos de su planta de tratamiento El recreo, el proceso de Biorremediación mediante el tratamiento Bacteriano; por lo tanto, este trabajo se enfoca en realizar un análisis técnico de la comparación de las pruebas de laboratorio, obtenidas de tres pruebas de Biorremediación a escala piloto (medio metro cubico cada uno) buscando la disminución del tiempo de tratamiento actual (dos meses), la primera prueba será suelo contaminado sin ningún tratamiento, la segunda prueba será a las condiciones actuales de tratamiento, la tercera prueba será con la utilización del surfactante Superall.

Finalmente, se realiza el análisis financiero del proyecto, con base en los resultados y los costos operacionales para cada uno de los tratamientos, donde se calcula el Valor Presente Neto de los dos escenarios plateados y se compara cuál de los dos es más atractivo financieramente para la empresa.

Palabras Clave:

Campo Castilla
Surfactante
Biorremediación

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera colombiana se encuentra en un constante crecimiento, naturalmente este incremento viene acompañado de una mayor producción de residuos potencialmente peligrosos para la salud y el medio ambiente. Hoy en día la empresa ATP Ingeniería S.A.S, se encarga del tratamiento de los residuos aceitosos generados por el Campo Castilla en las instalaciones de la planta de tratamiento El Recreo. El proceso de Biorremediación actual de la empresa tiene una duración de dos meses para el tratamiento de cinco mil barriles de residuos aceitosos, siendo este tiempo de tratamiento un inconveniente pues establece un limitante en la capacidad de recepción de residuos de la planta la cual se encuentra trabajando a su máxima capacidad.

Con el fin de disminuir el tiempo de tratamiento actual, permitiendo una mayor recepción de residuos para la empresa ATP Ingeniería S.A.S durante el año, se propuso la utilización de un surfactante en el proceso de Biorremediación. Al cual se le realizará posteriormente una evaluación técnico financiera con el fin de descubrir el beneficio de su implementación tanto desde el punto de vista técnico como el económico.

Se plantearon tres escenarios paralelos donde, el primero evalúa la implementación del surfactante Superall #38, el segundo evalúa un volumen de control, el cual consiste en el suelo contaminado sin ningún tratamiento alguno y el último evalúa el tratamiento actual de la empresa. Esto con el propósito de analizar el comportamiento de cada uno de éstos frente a las pruebas de laboratorio realizadas y determinar cuál de los tres escenarios es el más óptimo con base al tiempo necesario para el tratamiento y el costo del proceso.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico financieramente la utilización de un surfactante en la Biorremediación de lodos aceitosos del Campo Castilla

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Castilla.
2. Describir los diferentes tipos de Biorremediación y su eficiencia en el tratamiento de fluidos aceitosos.
3. Realizar el montaje de las pruebas piloto en la planta de tratamiento El Recreo.
4. Analizar la recopilación de datos adquiridos durante los dos meses de las tres pruebas pilotos.
5. Determinar la disminución en el tiempo de tratamiento debido a la utilización del surfactante.
6. Evaluar la viabilidad financiera de la utilización de un surfactante en la Biorremediación de lodos aceitoso del Campo Castilla con la utilización del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

En el presente capítulo se lleva a cabo una breve descripción de aspectos del Campo Castilla asociados a su historia, localización geográfica, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA

La historia del Campo Castilla, inicia entre los años de 1944 a 1977, cuando las compañías Chevron, Intercol, Phillips, Shell y Texaco, realizaron trabajos de exploración sísmica, además de la perforación de pozos, para la búsqueda de yacimientos de petróleo, pero la única que tuvo resultados positivos fue Chevron.

En el año 1969, Chevron Petroleum Company mediante el Contrato de Concesión Cubarral No. 1820, obtuvo la adjudicación de un área de 240795.65 acres, donde se realizó el descubrimiento del campo con la perforación del Pozo Castilla-1 a una profundidad de 7347 pies y produciendo un tipo de crudo de 12 °API de las formaciones Mirador, Guadalupe y Une. Debido a las características del petróleo y falta de infraestructura de transporte, no se realizó la explotación del campo hasta el año 1975.[13] Por lo tanto, en el año de 1975, se declara la comercialidad del Campo empezando así su explotación.

En el año de 1988, Ecopetrol S.A realizó exploraciones en las vecindades del Campo Castilla, descubriendo que el Campo se extendía hacia el Nordeste, Incrementado el área total del Campo en 980 Hectáreas. En esta nueva área Ecopetrol perforó los pozos Castilla Norte 1, Castilla Norte 2 y Castilla Este 1, en los cuales, para la fecha de 1999, tuvieron una producción promedio de 2.296 Bls/d de crudo y 2.787 Bls/d de agua.

Desde el año 2000, Ecopetrol S.A., asumió la operación directa y total del Campo Castilla. Actualmente, el Campo Castilla cuenta con alrededor de 500 pozos con una producción de 120000 barriles de petróleo por día (BOPD) aproximadamente, y tiene tres estaciones de recolección: Estación Castilla-1, Estación Castilla-2 y Estación Acacias.

1.2 LOCALIZACIÓN

En Colombia se encuentra la Cuenca de los Llanos Orientales en el Departamento del Meta, está ubicado el Campo Castilla. En la **Figura 1** se observa que la Estación Castilla 1, está ubicada a 4 Km de Castilla La Nueva (9 min aproximados en carro), está ubicada a unos 25,4 Km de Acacias, y además se encuentra ubicada a unos 56,3 Km de la ciudad de Villavicencio (1hora y 25 minutos aproximados en carro).

[13] ECOPETROL. Castilla recargado. [En línea] [Citado el 22 de Abril de 2017]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm>

Desde la Ciudad de Bogotá, es necesario tomar la Avenida Boyacá sentido norte-sur hasta salir de Bogotá. Luego tomar la Carretera 40 (Vía Bogotá-Villavicencio) hasta el Puente El Maizaro en Villavicencio, desde allí, se toma la Carrera 33 o Avenida Fundadores avanzando cerca de 1,7 Km. Posteriormente, se toma la Carretera 65 hasta la Vía Chichimene en Acacías (Meta), avanzando 32,9 Km. Por último, se continúa por la vía Chichimene hasta llegar al Campo Castilla recorriendo 18,4 Km. En total es necesario recorrer una distancia de 56 Km desde Villavicencio y en promedio el tiempo de llegada a partir del punto de referencia mencionado para la ruta es de 3 horas y 20 minutos aproximadamente y sin realizar paradas durante el trayecto.

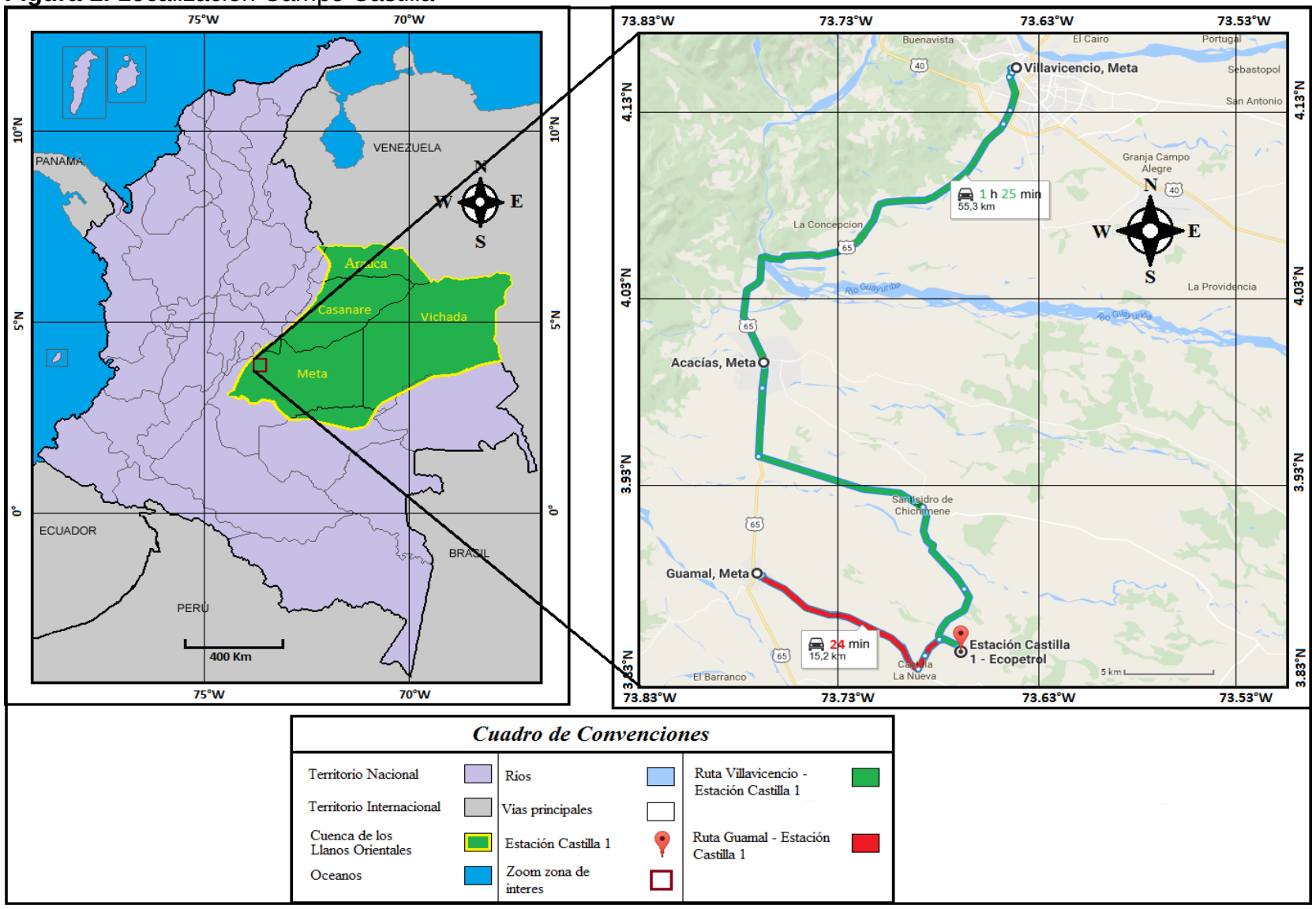
Otra forma de acceder al Campo Castilla, es por vía aérea desde la Ciudad de Bogotá D.C. en el Aeropuerto El Dorado hasta el Aeropuerto Vanguardia en la Ciudad de Villavicencio. Desde allí se sigue la ruta anteriormente descrita para el acceso por vía terrestre.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se describe la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo asociadas al Campo Castilla.

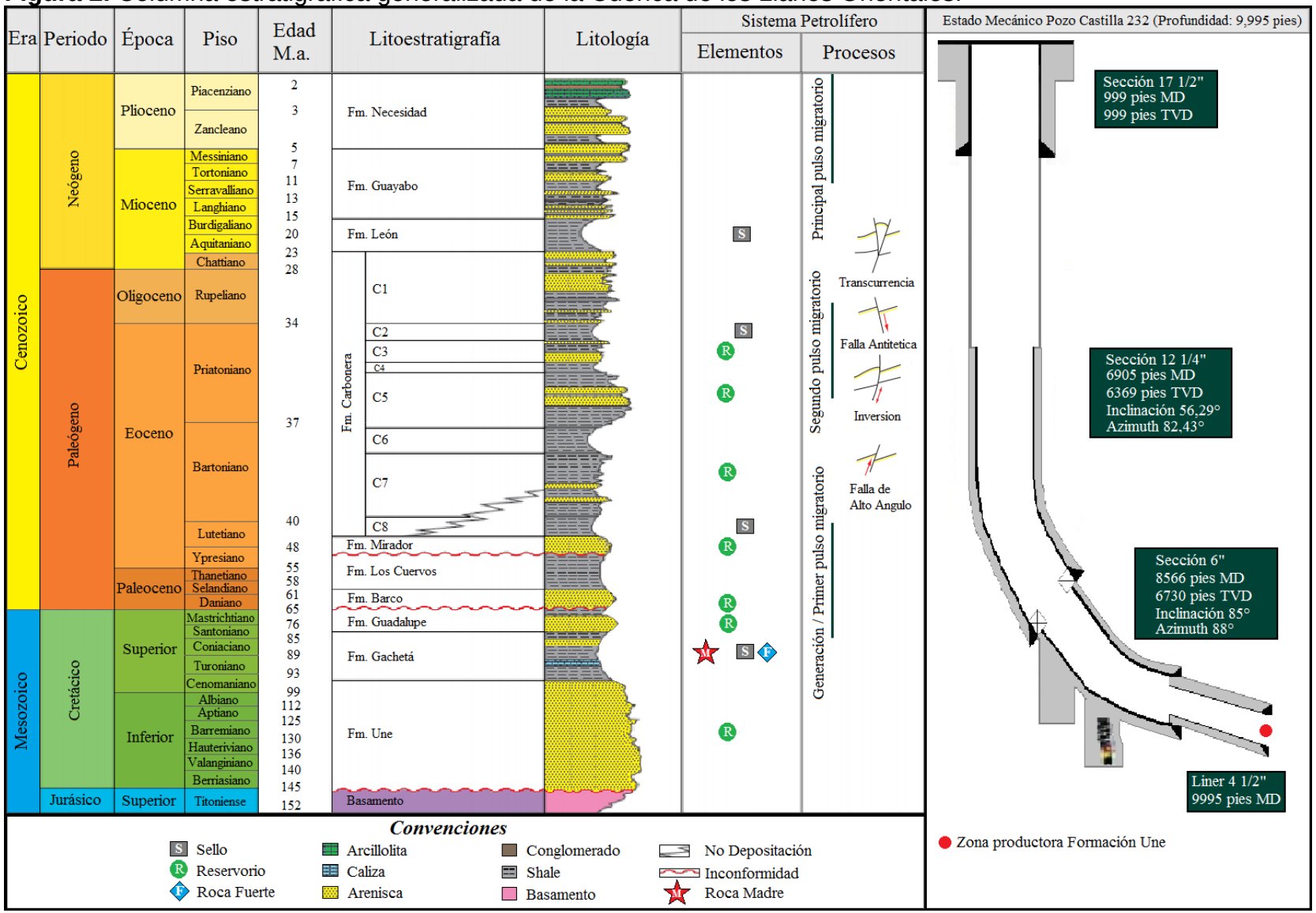
1.3.1 Columna estratigráfica. A continuación, se muestra en la **Figura 2** la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, además se muestra el estado mecánico de uno de los pozos más profundos del Campo de estudio y se destacan las unidades geológicas que están comprometidas en el Sistema Petrolífero asociadas al Campo Castilla.

Figura 1. Localización Campo Castilla



Fuente: GOOGLE MAPS. (tomado el 18 de Febrero 2017), Disponible en: < https://goo.gl/maps/tpYDmL4azQ62>; (Modificado por los autores).

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos; (Modificado por los autores).

1.3.2 Estratigrafía. En esta parte se realiza una descripción de las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales, según la columna estratigráfica de la Figura 2. Dicha descripción se realiza desde la unidad más antigua (Cretácico inferior), hasta la más reciente (Holoceno).

1.3.2.1 Basamento. "Su edad de depositación es del Paleozoico. Está compuesto por rocas ígneas plutónicas acidas, pertenecientes al Escudo de Guyana. El espesor varía dependiendo la zona geográfica de la cuenca. El Basamento se encuentra en contacto discordante con la Formación Une que la suprayace."[14]

1.3.2.2 Formación Une. La formación se origina en el periodo Cretácico Inferior entre el Berrisiano y el Albiano. "Litológicamente consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas" [15] Su espesor disminuye hacía el Sureste y es cada vez mayor hacia el Noroeste llegando a los 650 pies en el Piedemonte Llanero. Viene de ambientes fluviales por lo que se observan canales en su base y depósitos marinos hacía el tope. La Formación Une se encuentra en contacto concordante con la Formación Gachetá que la suprayace.

1.3.2.3 Formación Gachetá. Durante el Cretácico Superior se da la Formación Gacheta, "está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita presentando a veces pequeños niveles calcáreos."[16] El espesor disminuye hacia el Sureste y aumenta hacia el Noroccidente, el ambiente sedimentario es de tipo marino. La Formación Gachetá se encuentra en contacto concordante con la Formación Guadalupe que la suprayace.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. "La formación se origina durante el Cretácico Superior desde la parte superior del Coniaciano hasta el Maestrichtiano."[17] La conforman una secuencia de areniscas masivas con pequeñas intercalaciones de lutitas. Al igual que las demás formaciones del Cretáceo, el espesor aumenta hacia el Piedemonte Llanero y disminuye hacia el escudo guayanés[18]. Se origina en un ambiente de depositación, influenciado por canales marinos. La Formación Guadalupe se encuentra en contacto discordante con la Formación Barco que la suprayace.

---

[14] JULIVERT, M. Lexique Stratigraphiqe International. Amerique Latine, Colombie, Volume V, Fasicule $A. 1968, p. 302.
[15] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012.p. 47
[16] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012, Op. Cit., p. 48
[17] JULIVERT M. Lexique Stratigraphiqe International. Amerique Latine, Colombie, Volume V, Fasicule $A. 1968,Op. Cit., p. 460
[18] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012, Op. Cit., p. 48

1.3.2.5 Formación Barco. La Formación Barco se origina dentro del Paleógeno, en la época del Paleoceno[19]. Está conformada en su mayoría por areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso y pequeñas intercalaciones de limolitas y lutitas. El espesor de la formación aumenta rápidamente hacía el Occidente y disminuye al Oriente. El ambiente de depositación es de tipo continental. La Formación Barco se encuentra en contacto concordante con la Formación Los Cuervos que la suprayace.

1.3.2.6 Formación Los Cuervos. Al igual que la Formación Barco, la Formación Los Cuervos tiene su origen dentro del Paleoceno. Está conformada por una secuencia sedimentaria correspondiente a lutitas grisáceas intercaladas con areniscas de grano fino a medio[20]. El espesor aumenta de forma acelerada hacía el Occidente y disminuye al Oriente. Se generó bajo un ambiente de depositación continental[21]. La Formación Los Cuervos se encuentra en contacto discordante con la Formación Mirador que la suprayace.

1.3.2.6 Formación Mirador. La Formación Mirador tiene su origen dentro del Eoceno tardío, está compuesta por un conjunto de areniscas masivas de granulometría variada con un comportamiento grano decreciente de base a techo. Con contenido de cuarzo, feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita.[22] Su espesor aumenta hacía el Occidente y disminuye al Oriente. El ambiente de depositación varia de fluvial a marino. La Formación Mirador se encuentra en contacto concordante con la Formación Carbonera que la suprayace.[23]

1.3.2.7 Formación Carbonera. La edad de la Formación Carbonera data desde el Oligoceno inferior al Mioceno inferior, es una secuencia litológica espesa correspondiente a depósitos regresivos de un mar epicontinental de poca profundidad.[24] Elf Aquitaine dividió esta unidad en 8 unidades operacionales (C1 a C8) de los cuales las secciones pares son sellos y las impares de C7 a C3 son productores de hidrocarburos.[25] Su ambiente de depositación varia de marino transicional a continental. La Formación Carbonera se encuentra en contacto concordante con la Formación León que la suprayace.

- **Unidad C8.** El carácter marino de la Formación Mirador deja en evidencia un periodo de transgresión en donde la unidad C8 se presenta como una clara continuación. Presenta una variación de espesor desde los 50 hasta los 400 pies.

[19] SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia. 1st ed. Colombia: Universidad EAFIT, 2011. 103 p.
[20] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012.p. 49
[21] DE PORTA,J. Lexique Stratigraphique International. Vol. 5, Amérique Latine. París: Centre national de la recherche scientifique, 1974. 12 p.
[22] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012, Op. Cit., p. 49
[23] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012, Op. Cit., p. 49
[24] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012.p. 50
[25] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012, Op. Cit., p. 50

- **Unidad C7.** La unidad C7 está compuesta por areniscas de color beige a marrón, con una variación de grano desde fino a medio, separadas por arcillolita. Su espesor varía desde 250 a 280 pies.

- **Unidad C6.** Se encuentra constituida principalmente por lutitas y arcillolitas intercaladas sobre el techo y arenas hacía la base. Tiene un espesor promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.

- **Unidad C5.** La unidad C5 presenta alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, con tamaño de grano predominante medio a grueso. Su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies.[26]

- **Unidad C4.** Está compuesta por una alternancia de capas de areniscas, limolitas y lutitas. Presenta un espesor comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca.[27]

- **Unidad C3.** La unidad C3 está formada por una alternancia de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas. Hacia la parte centro-norte de la cuenca presenta un espesor promedio de 150 pies que rápidamente crece hacia el suroeste alcanzando un espesor superior a los 700 pies al frente de la montaña.

- **Unidad C2.** Está conformada por lutitas grisáceas y limolitas. Posee un espesor variable de 100 a 200 pies hacia la parte media de la cuenca, llegando hasta los 900 en el borde suroccidental,

- **Unidad C1. "**Es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte llanero".[28]

1.3.2.8 Formación León. Data entre el Oligoceno superior y el Mioceno inferior. Se encuentra conformada en su mayoría por shales de color gris verdoso con delgados estratos de areniscas. Se originó en un ambiente de depositación lacustre. La Formación León se encuentra en contacto concordante con la Formación Guayabo que la suprayace.

[26] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012.p. 51
[27] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012, Op. Cit., p. 51
[28] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012.p. 52

1.3.2.9 Formación Guayabo. Se formó durante el periodo Neógeno en la época del mioceno, está formada por una alternancia de arcillolitas con areniscas mal seleccionadas, con grano fino a muy grueso. Comprende más de 13.000 pies de espesor que se adelgazan hacía el sur de la cuenca. El ambiente de depositación tiene una influencia marina hacia la base y fluvial marino continental hacia el tope de la formación.[29] La Formación Guayabo se encuentra en contacto concordante con la Formación Necesidad que la suprayace.

1.3.2.10 Formación Necesidad. De acuerdo con el Servicio Geológico Nacional (1967) Data del Plioceno y está conformada por arcillas con intercalaciones de areniscas de grano grueso y pequeños conglomerados. Se generó en un ambiente de depositación de tipo fluvial y se desconoce su espesor exacto, se calcula alrededor de 400 pies. La Formación Necesidad se encuentra en contacto concordante con la Formación Guayabo que la infrayace.

1.3.3 Geología Estructural. La Cuenca de los Llanos Orientales es una depresión estructural asimétrica, limitada al Norte por el Arco de Arauca, que la separa de las Cuencas Venezolanas de Apure y Barinas; al Oeste y hacia el Este de la Cordillera Oriental por el sistema de fallas Guaicaramo – Yopal – Santamaría; al Sur por la Serranía de la Macarena y el Arco de Vaupés.[30] La zona Occidental, comprende desde el Piedemonte Llanero hacia el sistema de fallas de dirección Sur, esto generó una gran influencia en el comportamiento de la zona Norte del Campo Castilla.

La estructura del Campo Castilla corresponde a un anticlinal asimétrico elongado cuyo eje presenta una dirección N 60° E de aproximadamente 10 km de largo y 4 km de ancho, fallado en el flanco oriental. La estructura se encuentra afectada por una serie de fallas internas normales e inversas con dirección Noreste-Suroeste. Las fallas inversas presentan saltos que varían de 30 a 50 pies, y las fallas normales entre 30 y 120 pies. Como el contacto agua-petróleo no muestra cambios sugiere que las fallas no son de carácter sellante.[31]

1.3.4 Geología del Petróleo. En esta sección, se hace una breve descripción de los principales parámetros que intervienen en el Sistema Petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales y, por tanto, del Campo de estudio.

1.3.4.1 Roca Generadora. Como se observa en la **Figura 2** la principal roca generadora de la Cuenca de los Llanos Orientales corresponde a las lutitas de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera

[29] ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012.p. 52
[30] MEZA CACERES, G. MANTILLA PARRA, P. Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la unidad K2 del Bloque Apiay. 1993.
[31] LARA, S., HERNÁNDEZ, A. Prognosis Justificación de la perforación de los pozos CH-CW25. 2011. p. 5.

Oriental. “Estas lutitas poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de Carbón Orgánico Total (TOC)entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 150 – 300 pies”[32]. Con respecto a la ventana de generación de petróleo (0,6%>Ro>1,2%) para la parte central de la Cuenca.

1.3.4.2 Migración. Para la Cuenca de los Llanos Orientales han ocurrido dos pulsos de migración: el primero sucedió durante el Eoceno Superior-Oligoceno y el segundo desde el Mioceno hasta la actualidad. “La Cuenca de los Llanos Orientales cuenta con un tipo de migración primara y secundaria, la migración primaria se presentó cuando se generó el hidrocarburo en la Roca Generadora, y este migró hacia las rocas porosas en las cuales se presentó la acumulación del hidrocarburo. La migración secundaria ocurrió dentro del mismo yacimiento, en donde según la orientación de las capas geológicas el petróleo migró”.[33]

1.3.4.3 Roca Reservorio. Las areniscas de la Formación Mirador y Carbonera (C3, C5 y C7) son los reservorios principales en la Cuenca de los llanos orientales y en consecuencia del Campo Castilla. El espesor de la Formación Mirador en el Campo Castilla es de aproximadamente 580 ft, su porosidad es de 27% y su permeabilidad es 1.18 mD. La Formación Carbonera, tiene un espesor aproximado de 970 ft, una porosidad de 20% y una permeabilidad de 1.18 mD.[34] Las gravedades API varían de 12° a 40°. También en la secuencia de cretácico superior se encuentran algunos intervalos de areniscas que son buenos reservorios.

1.3.4.4 Roca Sello. A nivel de cuenca y a nivel de campo, las lutitas grisáceas y limonitas (C2) son consideradas como el mejor sello, debido a la extensión de las mismas. En la Formación Carbonera las unidades pares (C4, C6, C8) son reconocidas como sellos locales, así también como las lutitas cretácicas de la Formación Gachetá y la Formación Guadalupe, actuando como sellos intraformacionales.[35]

1.3.4.5 Trampas. La Cuenca de los Llanos Orientales se conecta a través de fallas normales antitéticas, comúnmente presenta anticlinales asociados a fallas inversas y trampas estratigráficas, puede llegar a presentar alguna estructura de inversión.[36] Para el Campo Castilla la trampa es de tipo estructural, debido a que el Campo es un anticlinal asimétrico. Sin embargo, las fallas normales e inversas juegan un papel importante como potenciales entrampamientos de hidrocarburos, ejemplo de esto es Campo Rubiales, el cual es una falla normal.

---

[32] ANH. Ronda Cuenca de los Llanos Orientales, 2010.
[33] MOJICA, Jairo. Op. Cit. 2009
[34] BARRERO, Darío. PARDO, Andrés. VARGAS, Carlos. MARTINEZ, Juan. ANH, Colombian Sedimentary Basins, Bogotá. 2007. p. 71.
[35] Ibid., p. 71.
[36] ANH. Jairo Mojica. Ronda Cuenca de los Llanos Orientales, 2010

1.3.4.6 Caracterización crudo Castilla. El crudo de Castilla, es un crudo pesado que proviene de la explotación del campo ubicado en el municipio de Castilla La Nueva a 50 km al sudeste de Villavicencio (Departamento del Meta). Está compuesto por 83% de cemento asfáltico y un 17% de solventes. El asfalto residual producto de la destilación a 360ºc, contiene un 23,4% de asfáltenos y un 76,6% de maltenos, cantidades que garantizan la durabilidad de este y lo hacen apto para pavimentación.

Además, EL Campo Castilla tiene un crudo con un peso específico igual a 0,978 y una densidad de 13, 5º API, presenta una alta viscosidad a temperatura ambiente, teniendo un punto de combustión a los 91ºC, el punto de inflamación a los 61ºC y la viscosidad para su manejo se logra en el momento que este se calienta entre los 70ºC y 80ºC. El crudo de Castilla se puede definir como un asfalto liquido natural que se encuentra entre un MC 250 y un SC 250 y que en cuanto a perdida de solventes tiene un comportamiento similar al de un RC 250.[37]

[37] SECOP (Sistema Electrónico de Contratación Pública) Disponible en: <https://www.contratos.gov.co/consultas/VerDocumentoPublic?ruta=/historico/E/archivospuc1/2009/DA/250001054/09-1-47376/DA_PROCESO_09-1-47376_250001054_1280238.pdf>

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En el año de 1975, se inició la comercialidad del Campo Castilla, con la extracción de hidrocarburo en diferentes pozos, el cual abarco un área de 240795.65 acres obteniendo una producción promedio de 94 millones de barriles de crudo durante los 25 años, tiempo en el cual operó Chevron

En el año de 1999, Ecopetrol S.A realizó la perforación de los pozos Castilla Norte 1, Castilla Norte 2 y Castilla Este 1, en los cuales, tuvieron una producción promedio de 2.296 Bls/d de crudo y 2.787 Bls/d de agua.

En enero 30 del año 2000, "finalizó el contrato de asociación entre Chevron y Ecopetrol S.A., siendo el primer contrato de asociación que finalizó en el país. Al momento del cambio de gerencia del campo inició una nueva era de producción, donde Ecopetrol S.A., tomó la operación de los Campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este". [38]

Durante el año 2000, se perforaron 11 pozos y al mismo tiempo se hicieron trabajos de reacondicionamiento de pozos viejos con la instalación de bombeos electro sumergibles.[39] Transcurridos cuatro años de campañas de perforación, trabajos de reacondicionamiento y mejoramiento de recobro, para el año 2004 el campo producía el doble y adicionalmente aumentaron las reservas de los campos sumando 340 mil Bls/d. Entre los años 2004 y 2007 se tomó la decisión de perforar 76 pozos de desarrollo, con el nuevo objetivo de aumentar la producción del campo gracias a su buena respuesta frente a la producción. Con el aumento de las reservas, nuevos estudios geológicos hicieron que Ecopetrol S.A., convirtiera al Campo Castilla como principal fuente de ingresos e inversión.

La producción de crudo en el Campo Castilla llegó a los 75 mil Bls/d de crudo en el 2007, demostrando que Ecopetrol S.A., había hecho la inversión adecuada. Durante el 2007 y 2009 la producción diaria subió a 91 mil Bls/d de crudo.

Durante el mes de Noviembre del año 2015, el Campo Castilla alcanzó su máxima producción promedio pasando de producir 21.200 a 125.000 Bls/d de crudo aproximadamente. Adicionalmente, para Ecopetrol S.A el Campo Castilla se posicionó a nivel nacional como su Campo con mayor producción, con un aporte del 12% a la producción del país y el 21% de la producción directa de Ecopetrol S.A.

[38] ECOPETROL. Castilla recargado. [En línea] [Citado el 4 de Abril de 2017]. Disponible en <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm>

[39] ECOPETROL S.A., Carta Petrolera Edición 110. [En línea] [citado el 4 de Abril de 2017]. Disponible en : <<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta%20petrolera%2010/rev_port.html>

Durante los últimos años Ecopetrol S.A., llevó al campo a una producción de 120 mil Bls/d con aproximadamente 500 pozos productores, esta producción está direccionada por las tres estaciones Castilla 1, Castilla 2 y la Estación de Acacias.[40]

1.4.1 Método de Producción. El Campo Castilla cuenta con un yacimiento de aceite negro subsaturado, cuyo mecanismo de producción es empuje de agua, teniendo en cuenta que se encuentra soportado por un acuífero regional de gran tamaño.[41] Debido a que el yacimiento se encuentra depletado, fue necesario la instalación de sistemas de levantamiento artificial. “Actualmente el Campo cuenta con sistemas de bombeo mecánico y sistemas de bombeo electrosumergible los cuales aportan energía adicional para llevar el crudo pesado desde el yacimiento hasta superficie.”[42] Una ventaja del yacimiento es que posee una alta temperatura, la cual permite que los fluidos reduzcan su viscosidad y tengan una mejor movilidad.

1.4.2 Tiempo de producción. El Campo Castilla fue descubierto en el año 1969 y empezó su producción en el año 1976, hasta el momento, el Campo Castilla ha continuado su producción durante estos años, teniendo un tiempo de vida de producción de 41 años.

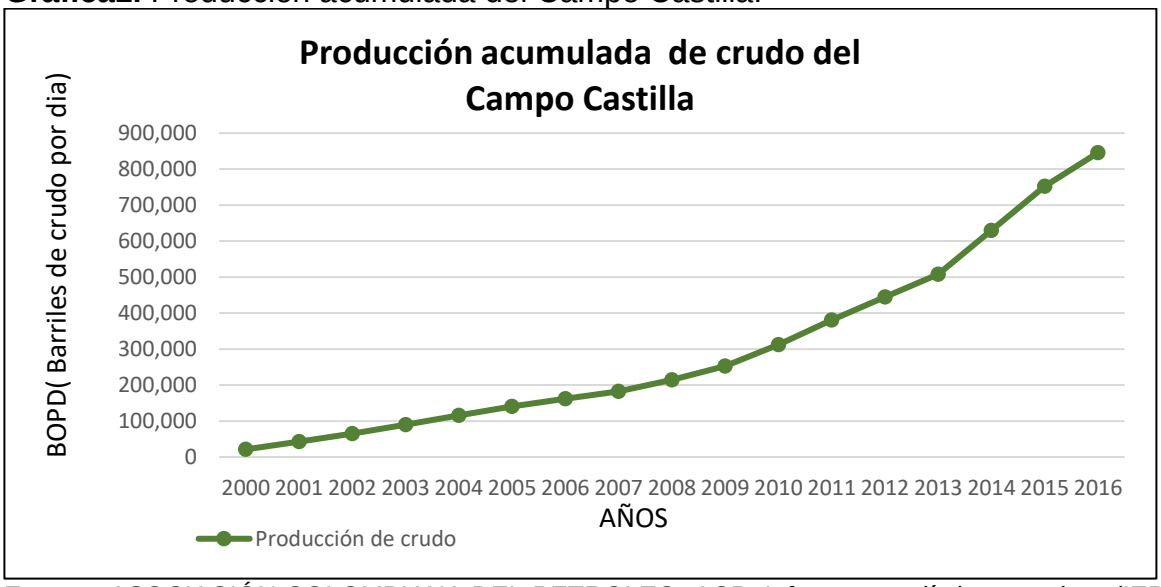
1.4.3 Número de Pozos. Actualmente, el Campo Castilla cuenta con un total de 507 pozos dentro de los cuales se encuentran 2 pozos abandonados (el Castilla 6 se perdió durante la perforación y el Castilla 15 se abandonó por el alto corte de agua), 2 pozos inyectores, del total de pozos unos 470 pozos son de desarrollo y unos 33 pozos son de exploración.

1.4.4 Gráfica de producción acumulada. A continuación, en la **Gráfica 1** se muestra la producción acumulada histórica del Campo Castilla, desde el 2000 (en este año Ecopetrol S.A toma control de operaciones en el Campo Castilla), hasta Septiembre 30 del 2016, la fecha del último reporte anual de Ecopetrol S.A fue el día 06 de Marzo del 2017.

Gracias al aumento de la perforación de pozos durante los últimos años, la producción se ha incrementado de manera positiva, como se puede observar para el año 2014 una producción de 121.000 Bls/d neta.

[40] ANH, Sector hidrocarburos. Memorias al Congreso de la República 2009-2010. Colombia, p. 29.
[41] ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Op. Cit
[42] INDUPETROL. Campo Castilla [en línea] citado el 05 de Marzo de 2017. Disponible en: <http://181.49.158.75/blogsuts/indupetrolcolombia/files/2014/05/CAMPO-CASTILLA.pdf>

Gráfica1. Producción acumulada del Campo Castilla.



Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETROLEO, ACP. Informe estadístico petrolero (IEP). [Citado Abril 23 2017] Disponible en: https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep . (Modificado por los autores)

1.4.5 Características del yacimiento. A continuación, en la **Tabla 1** se observan las propiedades petrofísicas de las unidades K1, K2.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento

Propiedad	Formación Une (K2)		Formación Gachetá (K1)	
	Promedio	Rango	Promedio	Rango
Porosidad (%)	19.5	13.8 - 23,4	18	10.8 - 28
Permeabilidad (mD)	1384	465 - 2423	93	1 - 1667
Saturación de agua irreducible (Swirr)	10	Valor obtenido de pruebas de presión capilar.	10	Se asume la misma que en (K2), no hay núcleos
Saturación de aceite irreducible (Sor)	35	Valor obtenido de pruebas de presión capilar.	35	Se asume la misma que en (K2), no hay núcleos

Fuente: ECOPETROL S.A, superintendencia de yacimientos, Bogotá D.C 2012. Modificado por los autores.

2. BIORREMEDIACIÓN

En el presente capítulo se lleva a cabo una descripción de la biorremediación, clases de biorremediación, principales factores en el proceso, marco legal ambiental y la Norma Lousiana 29 B.

2.1 DEFINICIÓN DE BIORREMEDIACIÓN

Se conoce como biorremediación cualquier proceso que utiliza organismos vivos como microorganismos, hongos y plantas, por medio de agentes o compuestos derivados de cualquiera de ellos, para retornar un medio ambiente alterado por contaminantes a su condición natural ya sea en el suelo o en las aguas.

La Biorremediación en suelos es empleada para atacar o sustraer agentes contaminantes específicos del suelo, se realiza por medio de degradación o transformación de diferentes compuestos nocivos en otros de menor toxicidad o materia orgánica en descomposición. Estas degradaciones o cambios ocurren usualmente en la naturaleza y una adecuada manipulación de los sistemas biológicos puede aumentar la velocidad de cambio o degradación.

El principio básico de la biorremediación consiste en aumentar la velocidad de degradación natural de los hidrocarburos contaminantes de los suelos, puede ser mediante la mezcla del residuo con la capa superficial del suelo (material orgánico en forma de humus) y abonos orgánicos naturales, los cuales contienen microorganismos facultativos que se adaptan al consumo y degradación de los hidrocarburos. En el proceso también se dan reacciones fisicoquímicas, por exposición a agentes naturales, como la radiación solar, la humedad y viento de cada zona.[43]

2.1.1 Historia de la biorremediación. Las primeras investigaciones relacionadas a la biorremediación inician a mediados del siglo XX conducido por el microbiólogo y biólogo marino “Ephraim Claude Zobell” en el año 1946, seguidas por Davis en 1956. Está utilización intencionada de las bacterias paso a ser conocida entonces como “bioremediación”. Las empresas petroleras fueron las primeras en hacer uso de la bioremediación mediante formas más primitivas de la actual “*land farming*”, a su vez las primeras patentes correspondientes al tema aparecen en los años 70 principalmente para la remediación de vertidos de gasolina.

Durante los 80s se presentaron múltiples casos de suelos contaminados por hidrocarburos, tenían un tratamiento de excavación y transporte a vertederos el cual

[43] FONSECA, A. y VARGAS, F. Evaluación de consorcios microbianos con capacidad degradadora de residuos de hidrocarburos y su aplicación en biorremediación de suelos contaminados con aceites lubricantes usados. 2006.

tenía un costo de $3 millones de dólares. En la búsqueda de un método más eficiente y menos costoso se implementó la bioremediación la cual disminuyo el costo de la operación en un 93% generando un costo de $0.2 millones de dólares para su eficiente implementación. Durante la última década en el Golfo de México los derrames de crudo en el mar, fueron repetitivos y de gran impacto ambiental, estos tenían un tratamiento de lavado físico el cual tenía un costo de $1.1 millones de dólares por kilómetro de costa. Este tratamiento hoy en día fue reemplazado por uno más eficiente y menos costoso, bioestimulación con fertilizantes el cual generó un beneficio de más de $1 millón de dólares por kilómetro de costa.[44]

Durante la última década, en el país se ha aumentado la utilización de la técnica "biorremediación" en reemplazo de técnicas menos efectivas como la desorción térmica, los grandes beneficios que ésta conlleva como su reducido tiempo de tratamiento y sus bajos costos son la principal razón para el incremento en su interés.

En el año 2010, China estudió el tratamiento de la biorremediación realizando varias pruebas a escala piloto, donde se enfocó en el análisis de la inclusión de la técnica de bioaumentación y bioestimulación, con el fin de evaluar la efectividad y las limitaciones de nuevas condiciones controladas de temperatura, presión, pH; se concluyó que las aplicaciones de dos o más estrategias en condiciones de campo favorecen el proceso de biodegradación de los contaminantes. Hacia el año 2011, se señaló la influencia de la bioaumentación y bioestimulación en el compostaje de suelos contaminados con hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs), con el uso de nuevos fertilizantes, ya fuesen orgánicos o inorgánicos a condiciones de laboratorio.

Durante el año 2012 en Madrid-España, se evaluó la técnica de bioestimulación mediante la adición de nutrientes (Nitrógeno, Potasio y Fósforo), fertilizantes orgánicos compuestos (FIC) y sales inorgánicas simples (SIS) a un suelo contaminado con lodos aceitosos a escala de laboratorio teniendo un 82% de remoción de hidrocarburos totales presentes (TPH), y en donde se encontró un limitante en la población bacteriana que fue la acumulación de amoníaco.[45]

A pesar de la larga trayectoria de la bioremediación las empresas mantienen ciertas dudas respecto a la eficiencia de está y al tiempo que tarda el tratamiento. El reto

[44] SANCHEZ MARTIN y JESUS. Aplicación del vertido *prestige. Atlas & Unterman*. Madrid*, 2005.*

[45] TORRES y ZULUAGA. Biorremediación de suelos contaminados por hidrocarburos, UN. 2009, p.36.

actualmente es convencer a las empresas de los muchos beneficios de la bioremediación y del gran impacto positivo que está puede generar.[46]

La principal entidad que adelanta investigaciones tecnológicas en el país es Ecopetrol S.A, el cual ha empezado a utilizar este tipo de tratamiento en los campos de la Cuenca de los Llanos Orientales; ante el aumento en la normatividad ambiental de los últimos años, una de las preocupaciones más grandes de las empresas operadoras y prestadoras de servicios es tener el mejor tratamiento de residuos aceitosos al menor precio posible, de ahí nace el interés de trabajar y utilizar estas técnicas para el tratamiento de residuos aceitosos.

2.2 FACTORES IMPORTANTES EN LA BIORREMEDIACIÓN

2.2.1 Tipo de Hidrocarburo. Los hidrocarburos con menos de 10 átomos de carbono o bien de tres o menos anillos aromáticos presentan una mayor facilidad para ser biodegradados a su vez los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) con menos de 5 anillos son parcialmente biodegradables por una variedad de microorganismos tanto aerobios como anaerobios. Por otra parte, las estructuras complejas como las parafinas ramificadas, alquenos, alcanos cíclicos, resinas y asfáltenos se consideran como compuestos resistentes a la biodegradación, debido a que su estructura es muy compleja y deben intervenir diferentes tipos de enzimas que sean capaces de oxidar tanto alcanos lineales como cíclicos, aromáticos y policíclicos. [47]

2.2.2 Biodisponibilidad. La biodisponibilidad es la fracción del contaminante que es accesible para ser degradada por los microorganismos y es un importante factor limitante durante el proceso de biorremediación.

En el momento en que ocurre el contacto del contaminante con el ecosistema durante una contaminación, éste rápidamente se adhiere a los minerales y a la materia orgánica mediante una combinación de procesos físico químicos. La habilidad del suelo para liberar o des absorber estos contaminantes determina la susceptibilidad de este a la degradación por microorganismos por ende influenciando la efectividad del proceso de biorremediación.

Existen entonces dos escenarios para la biodisponibilidad, el primero donde el contaminante adherido se libera y pasa a una fase acuosa en la cual es fácilmente

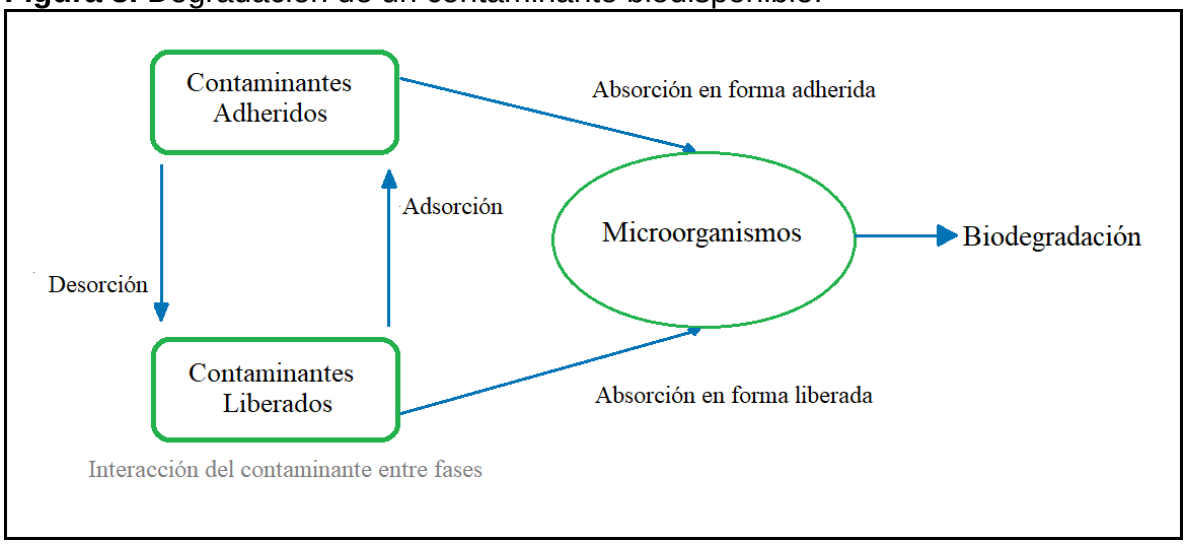
[46] JESUS & JOSE. [en línea] citado el 15 de Marzo de 2017. Disponible en: <http://ingenierosdeminas.org/docu/documentos/aspectos_tecnologicos_%20biorremediacion.pdf>

[47] GONZÁLEZ,Héctor H. y TORRES,Luis G. EFECTOS DE LOS SURFACTANTES EN LA BIORREMEDIACIÓN DE SUELOS CONTAMINADOS CON HIDROCARBUROS. En: QUÍMICA VIVA. vol. 9, no. 3.

degradado por los microorganismos y el segundo donde la biodegradación ocurre con el contaminante adherido sin ser éste liberado. [48]

A continuación, en la **Figura 3** se observa una representación esquemática de la biodisponibilidad y degradación de un contaminante biodisponible.

Figura 3. Degradación de un contaminante biodisponible.



Fuente: ASHOK,K.,Rathoure y VINOD,K.,Dhatwalia. Toxicity and Waste Management using Bioremediation. (Modificado por los autores).

2.2.2.1 Factores principales en la biodisponibilidad

- **Adsorción-Desorción.** Se cree que los microorganismos solo pueden tomar sustratos disueltos, sin embargo, los compuestos adheridos son hasta cierto punto disponibles para el microorganismo sin previa desorción, pero serán mucho menos biodisponibles, por lo tanto, la desorción desempeña un papel esencial en la biodisponibilidad y su subsecuente biodegradación. El proceso de desorción del contaminante puede ser mejorado con la adición de surfactantes.

- **Temperatura.** La temperatura afecta la biodegradación por medio de dos mecanismos, por un lado, el incremento de temperatura aumenta la constante de velocidad de desorción y disminuye los coeficientes de distribución. Por otra parte, el aumento de temperatura hasta cierto rango mejora el crecimiento microbiano e incrementa su actividad, estimulando la tasa de biodegradación.[49]

[48]ASHOK,K.,Rathoure y VINOD,K.,Dhatwalia. Toxicity and Waste Management using Bioremediation. United States of America: Engineering Science Reference, 2016. 185 p.

[49]ASHOK,K.,Rathoure y VINOD,K.,Dhatwalia. Toxicity and Waste Management using Bioremediation. United States of America: Engineering Science Reference, 2016. 185 p.

2.2.3 Surfactante. Se tiene como surfactante a aquella sustancia que es capaz de reducir la tensión superficial entre dos fluidos inmiscibles, se componen de partes hidrófobas (que rechazan el agua) y partes hidrófilas (que son solubles en agua). En el proceso de biorremediación, facilita el proceso de alimentación de las bacterias al romper las cadenas de hidrocarburos más largas. No obstante, el efecto más importante del surfactante entre el suelo y el contaminante es la estimulación del transporte de masa del contaminante desde el suelo hasta la fase acuosa, es ahí donde se da la biodisponibilidad.
Esto va relacionado con tres mecanismos; la emulsión de contaminantes líquidos, solubilización micelar y facilidad de transporte. Un contaminante adsorbido facilita su transporte, por ende, la reducción de la tensión interfacial y de superficie son los principales parámetros para la selección del surfactante en la remediación del suelo.[50]

2.2.3.1 Surfactante Superall 38. Este surfactante de origen americano, compuesto de la combinación de cuatro surfactantes orgánicos, es principalmente utilizado en los mercados industriales, como de petróleo y gas (plataformas de perforación, tuberías y refinerías), buques, tiendas, manejo de desechos sólidos e instalaciones de fabricación. Su color rosado lo hace perfecto para las aplicaciones donde se quiere ver el producto que se está utilizando, vale resaltar que todos los productos de Superall son fácilmente biodegradables, no son tóxicos basados en agua, no son inflamables, no son corrosivos ni reactivos, además de estas ventajas sus otras propiedades se pueden observan en el **Anexo F**.

2.2.3.2 Influencia del surfactante. El surfactante puede mejorar la biodisponibilidad de dos formas:

- La velocidad de dilución se puede aumentar mediante la separación de los hidrocarburos por las micelas.

- El surfactante puede influir en el proceso de dilución mediante la interacción con la superficie del sustrato, esto afectara la máxima velocidad de dilución y puede aumentar el crecimiento microbiano, cuando están solubilizados están disponibles para ser metabolizados por los microorganismos.

- **2.2.3.3 Transferencia de masa.** Principalmente la transferencia de masa de micelas (responsables de las propiedades de solubilización y de degradación) a la célula bacteriana se compone de tres pasos:

- Primer paso: es el transporte de la micela solubilizada con el sustrato.

[50] GONZÁLEZ,Héctor H. y TORRES,Luis G. EFECTOS DE LOS SURFACTANTES EN LA BIORREMEDIACIÓN DE SUELOS CONTAMINADOS CON HIDROCARBUROS. En: QUÍMICA VIVA. vol. 9, no. 3.

- Segundo paso: es el intercambio de las moléculas del surfactante (micelas) con la célula, esta etapa se puede interpretar cómo el proceso para la degradación.
- Tercer paso: es la transferencia del sustrato a la célula bacteriana.

2.2.3.4 Balance Lipofílico-Hidrofílico. El valor de este balance (HLB) es un parámetro empírico, el cual describe la contribución relativa de la fracción hidrofílica con el peso de la molécula de surfactante. El HLB con un valor de tre4s a seis es lipofílico y puede ser utilizado para preparar agua en aceite en las emulsiones y los surfactantes con un valor de HLB de 10 a 18 son más hidrofílicos. " se señala que el mejor crecimiento microbiano se obtuvo a bajos valores de HLB, a bajas dosis de surfactante y a altas temperaturas".[51]

2.2.4 Oxígeno. Sin lugar a duda este es uno de los factores principales para realizar un buen proceso de biorremediación, ya que el cultivo micro bacteriano presenta una condición de aerobios estrictos, debido a su necesidad constante de Oxígeno y es por esto la importancia de realizar constante volteos o procesos de aireación durante el proceso de biorremediación.

2.3 MÉTODOS DE BIORREMEDIACIÓN EN SUELOS

La biorremediación puede llevarse a cabo *In Situ:* excavando el terreno y tratándolo a pie de excavación, o bien *Ex Situ,* en instalaciones aparte. La técnica apropiada para llevar a cabo este proceso, debe ser el resultado de la valoración de una serie de variables y de características del sitio o del contaminante por tratar. El criterio para determinar la eficiencia de un proceso de biorremediación radica en el tiempo necesario por el proceso para alcanzar los criterios establecidos en la norma Louisana 29B, un proceso será más eficiente que otro si alcanza estos criterios en un tiempo menor.[52]

2.3.1 Biorremediación in situ. Este tipo de tratamiento normalmente es la opción más adecuada para la recuperación de suelos, ya que no es necesaria la preparación y excavación del material contaminado. No obstante, antes de decidir el tipo de tratamiento deben valorarse numerosos factores entre los que se destacan el impacto ambiental en la zona, las actividades industriales que pueden verse afectadas, los costos comparativos con otros tratamientos, las dificultades de acceso a la zona contaminada para proveer de Oxígeno y nutrientes, la determinación del porcentaje de tratamiento, la velocidad del proceso y, por último, el potencial peligro de extensión de la contaminación. Entre las técnicas más

[51] TORRES LG, ROJAS N, BAUTISTA G AND ITURBE R. Effect of temperature, and surfactant's HLB and dose over the TPH diesel biodegradation process in aged soils: Process Biochemistry. 2005 V. 40, p. 3296– 3302

[52] TORRES,D. y ZULUAGA,M. Biorremediación De Suelos Contaminados Por Hidrocarburos. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia, 2009.

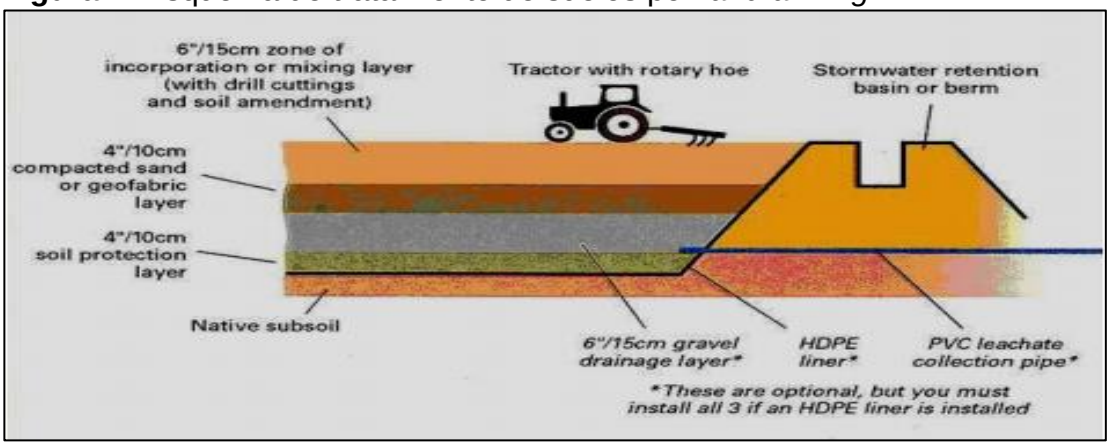
utilizadas se tienen: bioaireación o bioventeo, inyección de aire a presión, atenuación natural, bioestimulación, bioaumentación.[53]

2.3.2 Biorremediación ex situ. Se lleva a cabo cuando el procedimiento se realiza fuera del lugar donde está la contaminación. Entre las técnicas más utilizadas se tienen la disposición sobre el suelo (*Landfarming*), Bioceldas o Biopilas**.**

2.3.2.1 Biolabranza (Landfarming). Es una técnica de biorremediación (Descomposición por procesos biológicos naturales) que se aplica a suelos contaminados por hidrocarburos (mayormente recortes en lodos de perforación base aceite o base sintético), estos suelos se someten a un tratamiento biológico con microorganismos que metabolizan los hidrocarburos, convirtiéndolos en agua y anhídrido carbónico.[54] Este tratamiento presenta una serie de limitaciones, generalmente relacionadas con parámetros que pueden desacelerar la actividad bacteriana, como la generación de lixiviados a partir de las condiciones ambientales del terreno, ya que la reproducción de las bacterias depende principalmente de la respiración aeróbicas de las mismas.

Para este método se utiliza una geo membrana la cual se dispone generalmente en Colombia, sobre una pequeña piscina excavada sobre la cual se vierte el suelo a tratar, el proceso cuenta con un sistema de drenaje para la recolección de lixiviados, los cuales pasan a un tratamiento posterior. A continuación, en la **Figura 4** se puede observar el esquema típico de un tratamiento de suelos por el método de *landfarming:*

Figura 4. Esquema de tratamiento de suelos por *landfarming*.



Fuente: HAMZA, Leila H.; TAREK, A. y AFIF, Sameh. *Bioremediation – The Journey From Hazardous to Green*. En: SPE-111620. 2008.

[53] HEIDER,J.; SPORMANN,A. M. y BELLER,H. R. Anaerobic Bacterial Metabolism of Hydrocarbons. En: FILLOUX,Alain. Microbiology Reviews. 5th ed. FEMS, 1999. 459-473 p.

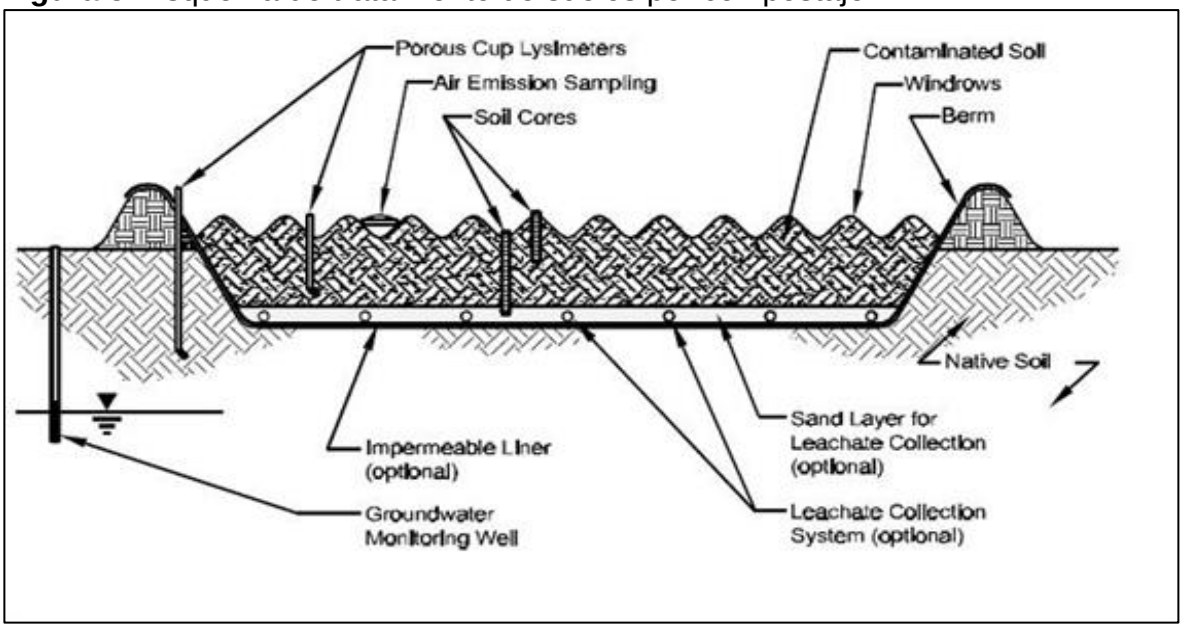
[54] SELLERS,K.; PEDERSEN,T. A. y FAN,C. Review of Soil Mound Technologies for the Bioremediation of Hydrocarbon Contaminated Soil. En: CALABRESE,Edward J. y KOSTECKI,P. Hydrocarbon Contaminated Soils. 3rd ed. U.S.A: Lewis Publishers, 1993. ISBN 9781566700184

2.3.2.2 Compostaje. En el proceso de compostaje los contaminantes orgánicos (Hidrocarburos), son convertidos en sustancias inofensivas por los microorganismos aerobios, dando como producto final estabilizado el llamado compost, que se puede emplear en la agricultura como abono fertilizante.[55]

El suelo contaminado es excavado y trasladado a la zona de tratamiento, la cual consta de una pista impermeabilizada con conexión a un sumidero para el control de lixiviados, los cuales son re inyectados en el suelo, para generar un ciclo de circulación de agua.

En la **Figura 5** se observa el esquema básico de un tratamiento de suelos por compostaje, el cual tiene incluido un sistema de drenaje para el control de lixiviados.

Figura 5. Esquema de tratamiento de suelos por compostaje.



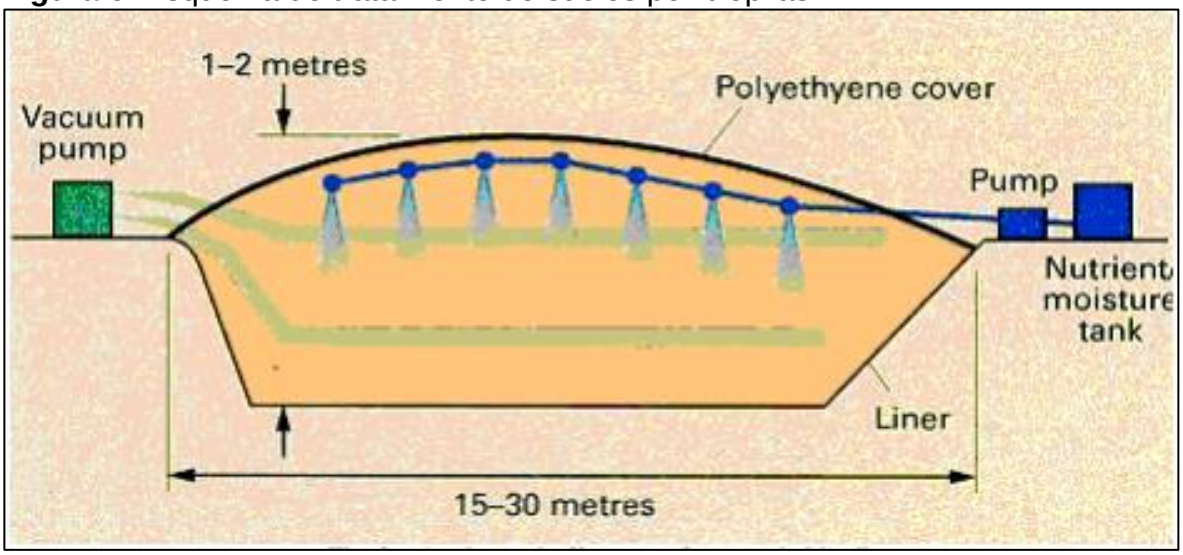
Fuente: TAMÁS, J. y KOVÁCS, E. *Envioremental Technology*. En: SPE-111622. 2008.

2.3.2.3 Biopilas. Es una técnica de biorremediación ex situ en la cual el suelo contaminado es extraído y dispuesto en el área de tratamiento respectiva, se incluye los dos sistemas*, landfarming* y compostaje, y gracias a su diseño, generá una duración mucho menor en el proceso. Principalmente por el fácil control que se puede ejercer sobre los principales parámetros físicos que intervienen en el proceso de biorremediación.[56]

[55] SEMPLE,K. T.; REID,B. J. y FERMOR,T. R. Impact of composting strategies on the treatment of soils contaminated with organic pollutants.
[56] POTTER,C. L. Biopile Treatment of Soils Contaminated with Hazardous Waste. En: SIMS,Ronald C. Seminar Series on Bioremediation of Hazardous Waste Sites. 10th ed. 2000. 1-5 p.

A continuación, en la **Figura 6** se presenta el esquema básico de un tratamiento de suelos por Biopilas, en el cual es fundamental los procesos de oxigenación para mantener a los microorganismos con vida y el proceso de adición de nutrientes para el desarrollo de los microorganismos.

Figura 6. Esquema de tratamiento de suelos por biopilas.



Fuente: HAMZA,Leila H.; TAREK,A. y AFIF,Sameh. *Bioremediation – The Journey From Hazardous to Green*. En: SPE-111620. 2008.

2.4 MARCO LEGAL

En esta sección, se toma en cuenta la normatividad principal para el manejo de residuos en la industria: normas ambientales contenidas en las Constitución Política de Colombia, normas ambientales por contaminación de hidrocarburos, normas ambiental internacional acogida por Colombia.

Para poder hablar acerca del manejo adecuado que debe tener los residuos aceitosos, por normatividad, primero se debe tener en cuenta las principales normas y los principales principios Ambientales que abarca la Constitución Política de Colombia, A continuación, en el **Cuadro 1** se muestran los seis artículos principales que hablan de ellos:

Cuadro 1. Normas y Principios Ambientales contenidos en la Constitución Política de Colombia.

Articulo	***Tema***	***Contenido***
8	Riquezas culturales y naturales de la nación	Establece la obligación del Estado y de las personas para con la conservación de las riquezas de la nación.

Cuadro 1. (Continuación)

Articulo	*Tema*	*Contenido*
9	Atención de la salud y saneamiento ambiental.	Consagra como servicio público la atención de la salud y el saneamiento ambiental y ordena al Estado la organización, dirección y reglamentación de los mismos. reglamentación de los mismos.
58	Función ecológica de la propiedad privada.	Establece que la propiedad es una función social que implica obligaciones y que, como tal, le es inherente una función ecológica.
79	Ambiente Sano	Consagra el derecho de todas las personas residentes en el país de gozar de un ambiente sano
80	Planificación del manejo y aprovechamiento de los recursos naturales del país.	Establece como deber del Estado la planificación del manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución.
95	Protección de los recursos culturales y naturales del país.	Establece como deber de las personas, la protección de los recursos culturales y naturales del país, y de velar por la conservación de un ambiente sano.

Fuente: TRUJILLO TORO, María Alejandra y RAMÍREZ QUIRAMA, Juan Fernando. Biorremediación en suelos contaminados con hidrocarburos en Colombia. En: REVISTA DE INVESTIGACIÓN AGRARIA y AMBIENTAL. vol. 3, no. 2.

En el **Cuadro 2** se muestran las principales normas presentes en la Constitución Política de Colombia, encargadas de controlar y regular la contaminación con hidrocarburos.

Cuadro 2. Normas generales que sustentan la normatividad ambiental por contaminación con hidrocarburos.

Norma	Objetivos de la Norma
Decreto ley 2811 de 1974	Código nacional de los recursos naturales renovables RNR y no renovables y de protección al medio ambiente.
Ley 99 de 1993	Se crea el Ministerio del Medio Ambiente y Organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA).

Cuadro 2. (Continuación)

Norma	Objetivos de la Norma
Decreto 2041 de 2014	Este decreto se expidió teniendo en cuenta la obligatoriedad de la licencia ambiental para la ejecución de obras, el establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier actividad que pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente, o generar cualquier tipo de modificaciones considerables al paisaje. Así mismo, el objetivo de este decreto es fortalecer el proceso de licenciamiento ambiental en aras de la protección del medio ambiente.
Decreto 2220 de 2015	La definición de los conceptos de Corporaciones Autónomas Regionales, licencia ambiental y permiso; el ámbito de aplicación del decreto; la competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA); el informe a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales; las tasas retributivas, compensatorias y por el uso del agua.
Auto - 0094 - 19 de Enero de 2016	Por el cual se inicia trámite administrativo de evaluación de un Diagnóstico Ambiental de Alternativas y se adoptan otras decisiones.

Fuente: TRUJILLO TORO, María Alejandra y RAMÍREZ QUIRAMA, Juan Fernando. Biorremediación en suelos contaminados con hidrocarburos en Colombia. En: REVISTA DE INVESTIGACIÓN AGRARIA y AMBIENTAL. vol. 3, no. 2

Colombia ha acogido varias normatividades internacionales ambientales, la cual permite tener un mejor control en todos los posibles aspectos que puedan llegar a generar contaminación en el país. A continuación, en el **Cuadro 3.** se muestran los siete principales convenios o protocolos:

Cuadro 3. Normatividad internacional ambiental acogida por Colombia**.**

Normativa Internacional Aplicada	
Norma	**Objetivos de la Norma**
Protocolo de Louisiana 29B	Convenio internacional sobre responsabilidad por daños causados por la contaminación y manejo de residuos peligrosos.

Cuadro 3. (Continuación)

Protocolo de 1976 (FONDO 71/76)	Garantizar a todos los perjudicados a causa de una contaminación por hidrocarburos, la respectiva indemnización por parte del propietario del buque.
Acuerdo sobre la cooperación regional para el combate de la contaminación del Pacífico Sudeste por hidrocarburos y otras sustancias nocivas, en caso de emergencia. Lima, 1981.	Tomar las medidas necesarias para neutralizar o controlar los efectos nocivos considerados de grave e inminente peligro para el medio marino, debido a la presencia de grandes cantidades de hidrocarburos u otras sustancias nocivas.
Convenio de las Naciones Unidas sobre el derecho del Mar. Jamaica, 1982.	Comprende el método de solución a todas las cuestiones relativas al derecho del mar para el mantenimiento de la paz y la justicia.
Protocolo de cooperación para combatir derrames de hidrocarburos en la región del Gran Caribe. Cartagena, 1983.	Adopción de medidas para prevenir y combatir la contaminación resultante de derrames de hidrocarburos en la Región del Gran Caribe y sus zonas costeras.
Protocolo complementario del Acuerdo sobre la cooperación regional para el combate de la contaminación del Pacífico Sudeste por hidrocarburos y otras sustancias nocivas, en caso de emergencia. Quito, 1983.	Complemento al acuerdo de cooperación regional para el combate de la contaminación del Pacífico Sudeste firmado en Lima en 1981.
Convención de RAMSAR (acogido por Colombia en 1997).	Tratado intergubernamental que ofrece el marco para la conservación y el uso racional de los humedales y sus recursos.

Fuente: TRUJILLO TORO, María Alejandra y RAMÍREZ QUIRAMA, Juan Fernando. Biorremediación en suelos contaminados con hidrocarburos en Colombia. En: REVISTA DE INVESTIGACIÓN AGRARIA y AMBIENTAL. vol. 3, no. 2.

2.5 NORMA LOUSIANA 29 B

En Colombia la normatividad ambiental referente al manejo de residuos contaminantes para el medio ambiente se encuentra basada en la norma estadounidense Louisiana 29 B. En el reglamento de Louisiana, título 43, parte XIX orden estatal 29B, capítulo 3, se contemplan los parámetros para el manejo y disposición final de los residuos aceitosos.

A continuación, en la **Tabla 2** se muestran los principales parámetros para la disposición de los residuos peligrosos:

Tabla 2. Parámetros Norma Lousiana 29 B**.**

Parámetro	Objetivo de la Norma
pH	6 - 9
Metal	Contenido de metales en los residuos mezclados con la tierra no pueden exceder
Arsénico	10 ppm
Cadmio	10 ppm
Cromo	500 ppm
Plomo	500 ppm
Mercurio	10 ppm
Plata	200 ppm
Selenio	10 ppm
Zinc	500 ppm
Humedad	< 50% en peso
Conductividad Eléctrica	< 12mmohm/cm
TPH	< 1%
Cromo	500 ppm

Fuente: Environment, Health and Safety [En línea]. Citado el 13 de Marzo del 2017. Disponible en: http://www.ehso.com/cssepa/TCLP.htm

3. MONTAJES

En el siguiente capítulo se presenta el diseño del montaje, junto con el montaje actual realizado en la planta “El Recreo” localizada en el Municipio de San Carlos de Guaroa.

3.1 DISEÑO DEL MONTAJE

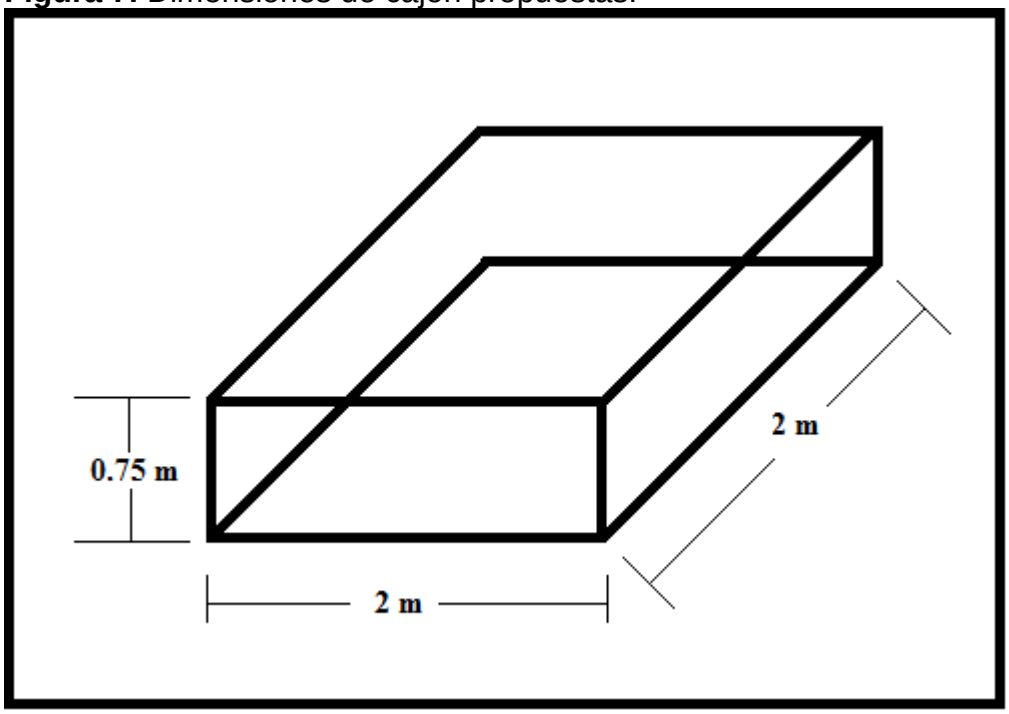
Para el diseño del montaje se tomaron en cuenta los siguientes factores: (volumen de las muestras a tratar, dimensiones de los cajones, materia prima para la construcción, protección de filtraciones, configuración de los cajones, volumen de tratamiento, método de movilización del material, seguimiento a las pruebas). Los cuales se discuten a mayor profundidad a continuación.

3.1.1 Volumen de las muestras a tratar. El volumen a adicionar al contenedor es claramente un factor de suma importancia pues en esencia estos son recipientes diseñados para contener dicho volumen de material. Por otra parte, se debe tener en cuenta que el material tiene una consistencia bastante fuerte, parecido a la plastilina por lo que la cantidad de volumen no puede ser mayor a un metro cúbico, pues genera un gran trabajo para poder mezclar y oxigenar el material. Finalmente se llegó a la conclusión de que la cantidad de volumen que presentaba la mejor relación entre la mayor cantidad posible de material y la posibilidad de generar un buen proceso de aireación era de **medio metro cúbico de material**.

3.1.2 Dimensiones de los cajones. Las dimensiones de los cajones fueron realizadas tomando en cuenta la capacidad de replicar las condiciones de un tratamiento de biorremediación por biopilas. El tratamiento de biorremediación por biopilas, el cual fue el escogido debido a su gran eficiencia en la remoción de hidrocarburos, debe su éxito principalmente por la oxigenación que se le realiza al material a través de los volteos, ya que, el Oxígeno que entra a las biopilas se traduce en una fuente de energía fundamental para los microorganismos en su proceso de degradación de los hidrocarburos. Es por esto entonces que fue de suma importancia tener un contenedor donde se facilitará un proceso de agitación del material de una forma manual, lo que implica un área de contacto amplia para que el personal de trabajo pudiera entrar y realizar el proceso sin mayor dificultad. Por ende, se decidió que las dimensiones para cada cajón debían ser de: 0.75 m de alto, 2 m de ancho y 2 m de largo. Lo que a su vez se traduce en un volumen por cajón de 3 m^3.

A continuación, se presenta la **Figura 7** en la cual se observan las dimensiones propuestas para cada uno de los cajones.

Figura 7. Dimensiones de cajón propuestas.



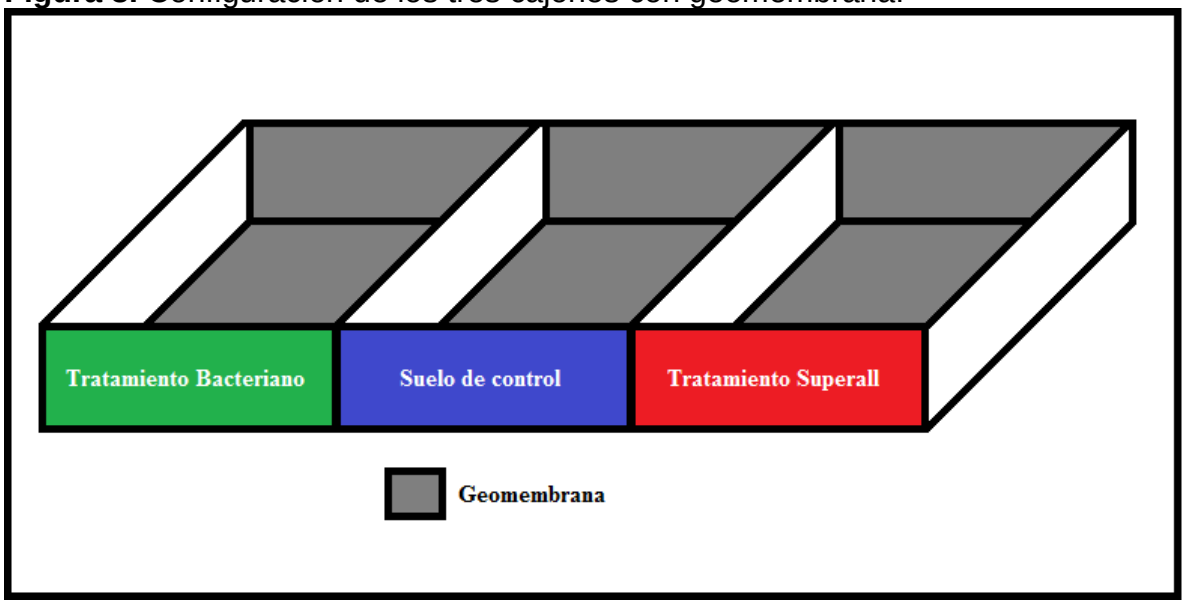
3.1.3 Materia prima para la construcción. Debido a los costos que supone la adquisición y el transporte de los tres cajones bajo pedido, se decidió construirlos en la planta con tablas de madera que formaban parte del material de construcción presente en la planta.

3.1.4 Protección de filtraciones. Para mantener una adecuada protección al medio ambiente durante la realización del proyecto, se recubrió la tapa inferior y parte de las demás caras de los cajones con geomembrana. La cual no permite la filtración de lixiviados evitando la contaminación del suelo y las fuentes hídricas someras.

3.1.5 Configuración de los cajones. La configuración de los cajones se realizó de izquierda a derecha teniendo en el primer cajón el contenido de material con tratamiento bacteriano, en el segundo cajón el suelo de control y finalmente en el tercer cajón el tratamiento con el surfactante Superall.

A continuación, en la **Figura 8** se presenta la configuración final propuesta para los tres cajones junto con la geomembrana.

Figura 8. Configuración de los tres cajones con geomembrana.



3.1.6 Volumen de tratamiento. El volumen de insumos para el tratamiento se determinó con la asesoría de la ingeniera de biorremediación "Lina Albornoz". Para lo cual se decidió para el **tratamiento bacteriano adicionar 24L de cultivo bacteriano**, para el **suelo de control se agregó la misma cantidad**, pero **de agua.** El tratamiento de Superall se determinó en conjunto con la empresa "*Darda Oil Services*" se llegó al acuerdo 6L de surfactante por metro cúbico a tratar. Por lo que por cada unidad de volumen de Superall se adicionan 8 unidades de volumen de agua obteniendo así una concentración de 1/8.

3.1.6 Método de movilización del material. Debido a la cantidad de volumen de material necesario para la prueba (1.5 m^3), se requiere un medio de transporte para el material desde el punto de acumulación en la planta hasta la localización de los cajones dentro de la misma. Se llegó a la conclusión de utilizar la retroexcavadora de la planta para el desplazamiento.

3.1.7 Equipos de laboratorio. Para el seguimiento del tratamiento se decidieron realizar pruebas de retorta cada ocho días en los laboratorios de la planta el recreo y una prueba mensual de TPH en las instalaciones de ChemiLab.

3.2 INICIO DE MONTAJES EN LA PLANTA EL RECREO

El día 25 de Febrero de 2017 se realizó una visita a la planta de tratamiento "El Recreo" con el fin de realizar el proceso de montaje de las pruebas.

En la **Figura 9** se puede observar los cajones previamente descritos en los cuales se realizaron los tres montajes respectivos.

Figura 9. Cajones para realizar los montajes en la Planta El Recreo.

3.2.1 Paso a paso del montaje de las pruebas. A continuación, en la **Figura 10** se muestra la movilización del material a remediar desde el punto de acumulación a los cajones dispuestos para el proceso. A su vez la Repartición del material equitativamente en los tres cajones dispuestos para el proceso. (Cada cajón se llenó con 0.5 m^3 de material.)

Una vez se realizó el montaje de las pruebas, se procede hacer una prueba de retorta para determinar los componentes del material movilizado, obteniendo los siguientes resultados: (18% Aceite, 44% Agua, 42% Sólidos) como se puede observar en la **Figura 11**.

Figura 10. Distribución del material a remediar en los tres cajones.

Figura 11. Prueba de retorta inicial

Se tomó una muestra de material de cada cajón y fueron debidamente empacados como se observa en la **Figura 12** para su posterior análisis de TPH (Total de Hidrocarburos Presentes) en los laboratorios de la empresa ChemiLab, ya en Bogotá.

Figura 12. Muestras de material a remediar empacados.

Después de esto se realizó los cálculos de insumos requeridos para cada uno de los tratamientos dando como resultado los siguientes valores a agregar:

- Cajón 1 (Tratamiento Bacteriano): 24L de cultivo microbiano.
- Cajón 2 (Suelo de Control): 24L de Agua.
- Cajón 3 (Tratamiento Superall): 3L de Superall + 24L de Agua + 59Kg de Gallinaza.

Como se muestra en la **Figura 13** se procedió a activar el cultivo bacteriano revolviendo el tanque con el cultivo y se tomaron los 24 L de cultivo para el tratamiento, enseguida se añadieron al cajón uno y se mezcló la muestra para generar la mayor homogeneidad posible, como se muestra en la **Figura 14**.

Figura 13. Activación del cultivo bacteriano.

Figura 14. Mezcla de la muestra en el cajón uno.

Se tomaron los 24 L de agua y se agregaron al cajón dos y posteriormente se mezcló para generar la mayor homogeneidad posible como se observa en la **Figura 15**.

Figura 15. Homogenización del cajón dos.

A continuación, en la **Figura 16** se observa el momento en el cual se mezcla el material del cajón tres con la Gallinaza, para lo cual se pesó la gallinaza disponible y se determinó que se tenía aproximadamente 58 Kg de material, los cuales se agregaron al cajón, se revolvieron.

Figura 16. Adición de Gallinaza.

En la **Figura 17** se muestra la preparación de los 27L de fluido utilizado para el cajón tres (Superall +Agua) determinados para la prueba.

Figura 17. Preparación del fluido a utilizar.

Se agregaron al cajón tres, y se revolvió para generar la mayor homogeneidad posible, como se muestra en la **Figura 18**.

Figura 18. Homogenización cajón tres.

4. RECOPILACIÓN DE DATOS

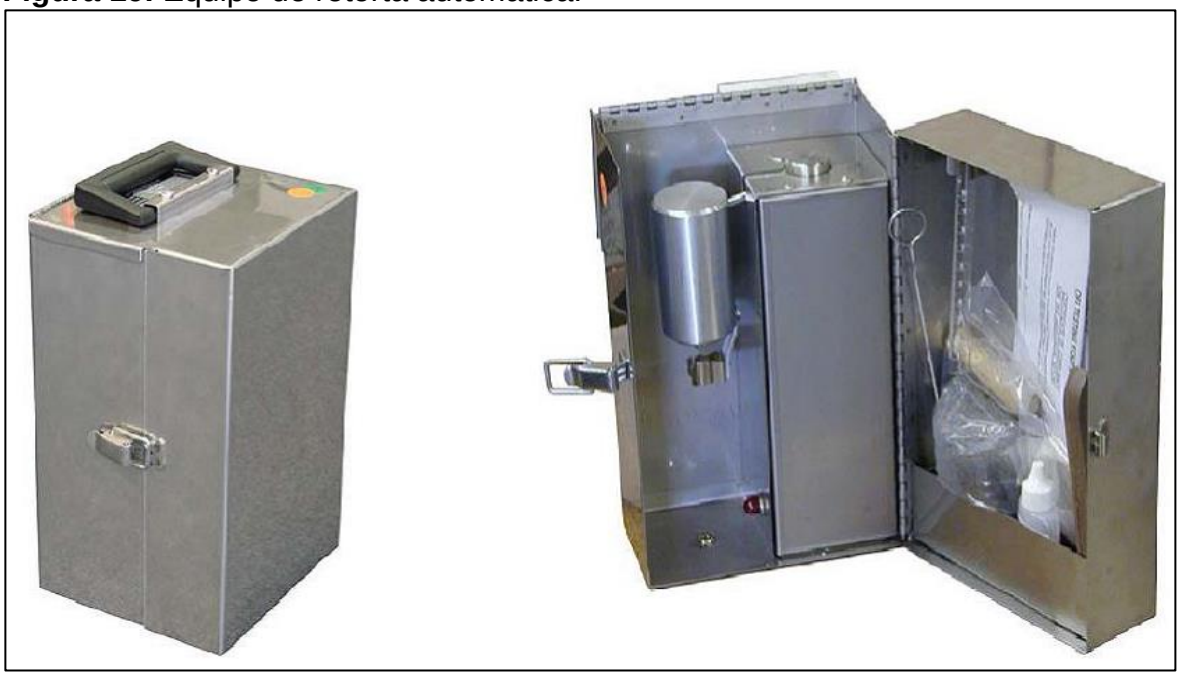
En el siguiente capítulo, se presenta una breve descripción de las pruebas realizadas tanto en campo como en laboratorio junto con los resultados obtenidos para cada una de ellas en los tres montajes propuestos.

4.1 PRUEBA DE RETORTA

Técnica de medición de saturaciones de los fluidos presentes en una muestra de núcleo, mediante el calentamiento de la muestra y la medición de los respectivos volúmenes de agua y aceite expulsados.[57]

4.1.1 Equipo de retorta. Como se observa en la **Figura 19** la retorta automática cuenta con un controlador de temperatura digital y temporizador regulable, este equipo me permite la medición del porcentaje de crudo y agua, y la estimación de los sólidos totales, contenidos en la muestra de un corte o un lodo.

Figura 19. Equipo de retorta automática.



Las retortas trabajan mediante el calentamiento de un respectivo volumen conocido de fluido (corte o lodo) en su cámara, generando la evaporización de sus componentes líquidos; estos gases son capturados dentro de la misma y retorta y posteriormente condensados para ser recogidos en un recipiente graduado (probeta). De esta manera y por diferencia de densidades entre los líquidos, se determina el porcentaje en volumen de cada uno y el porcentaje de solidos totales

[57] Schlumberger Oilfield Glossary [En línea]. Citado el 1 de Mayo del 2017. Disponible en:< http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/retort_method.aspx>

se halla por diferencia entre el volumen total de líquidos obtenido y el volumen total ingresado a la cámara de calentamiento.

4.1.2 Resultados de retorta en campo. En la **Tabla 3** Se presentan los resultados de retorta obtenidos en el laboratorio de la planta por el método anteriormente explicado.

Tabla 3. Resultado de retorta.

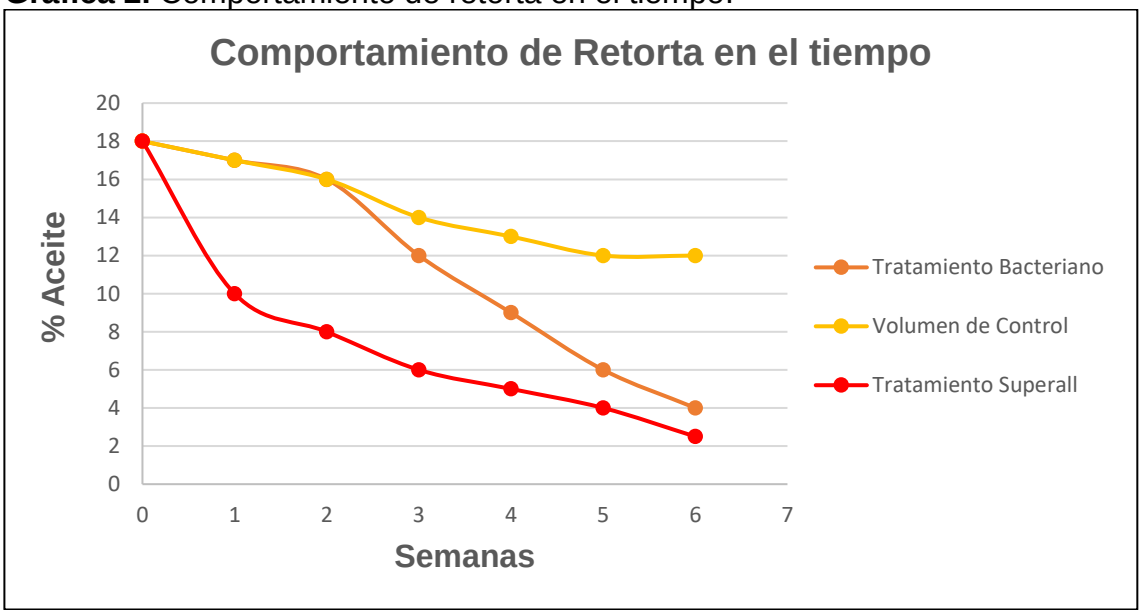
Fecha de Análisis	Ensayo	Resultado (% de aceite)
25/02/2017	*Tratamiento Bacteriano*	**18**
	Volumen de Control	**18**
	Tratamiento Superall	**18**
04/03/2017	*Tratamiento Bacteriano*	**17**
	Volumen de Control	**17**
	Tratamiento Superall	**10**
11/03/2017	*Tratamiento Bacteriano*	**16**
	Volumen de Control	**16**
	Tratamiento Superall	**8**
18/03/2017	*Tratamiento Bacteriano*	**12**
	Volumen de Control	**14**
	Tratamiento Superall	**6**
25/03/2017	*Tratamiento Bacteriano*	**9**
	Volumen de Control	**13**

Tabla 3. (Continuación)

	Tratamiento Superall	**5**
01/04/2017	*Tratamiento Bacteriano*	**6**
	Volumen de Control	**12**
	Tratamiento Superall	**4**
08/04/2017	*Tratamiento Bacteriano*	**4**
	Volumen de Control	**12**
	Tratamiento Superall	**2,5**

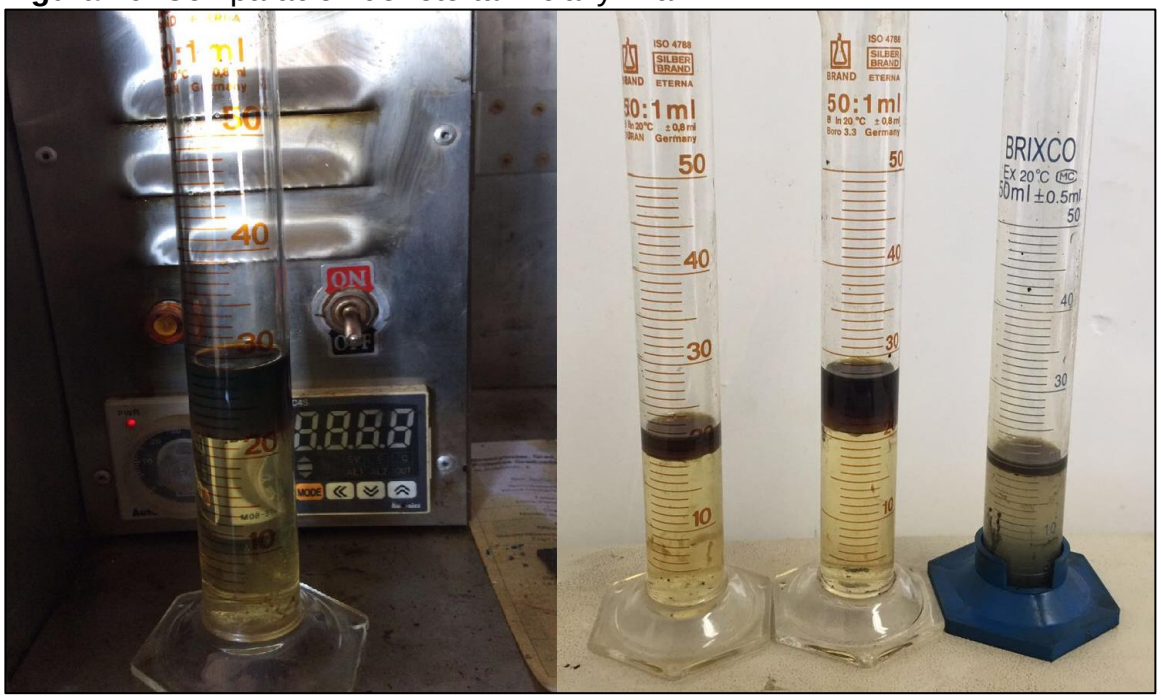
A continuación, en la **Gráfica 2** Se observa el comportamiento de las pruebas de retorta para cada uno de los tres montajes con respecto al tiempo de duración de los ensayos. Además, en la **Figura 20** se presenta la comparación entre la retorta inicial, y las retortas finales de cada montaje.

Gráfica 2. Comportamiento de retorta en el tiempo.



De la **Grafica 2** se puede observar la gran disminución que obtuvo el tratamiento de Superall con respecto a los otros dos montajes, pasando de tener un 18% de aceite, a tener un 8% en tan solo una semana después de la aplicación del surfactante.

Figura 20. Comparación de retorta inicial y final.



En la **Figura 20** se observa en la foto de la izquierda la prueba de retorta inicial para las tres muestras, y en comparación la foto de la derecha muestra las retortas finales para cada uno de los montajes, de izquierda a derecha la primera retorta en la foto de la derecha, corresponde al tratamiento bacteriano, la segunda corresponde al volumen de control y la última corresponde al tratamiento Superall.

4.2 HIDROCARBUROS TOTALES DE PETRÓLEO

Los productos con TPH (*Total Petroleum Hydrocarbons*) incluyen una variedad de mezclas que contienen de cientos a miles de compuestos de hidrocarburos, entre los que se encuentran los compuestos alifáticos y los aromáticos. 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 son llamados comúnmente fracciones de hidrocarburos de petróleo.

La determinación de los hidrocarburos totales de petróleo (TPH) es usada para el control y la evaluación de terrenos contaminados por hidrocarburos. El uso de concentraciones máximas de TPH para establecer los niveles de limpieza de muestras de suelo o agua contaminados con hidrocarburos es un enfoque común implementado por las autoridades reglamentarias.

Los Análisis de TPH miden los compuestos que se solubilizan en ciertos solventes y son detectados por ciertos métodos analíticos (infrarrojo, gravimétrico, cromatografía gaseosa). Muchos compuestos, diferentes a los Hidrocarburos del

Petróleo (cera de las plantas, materia húmica del suelo, grasa animal, etc..) pueden ser medidos como TPH. Además, la misma muestra analizada por diferentes métodos para TPH produce distintas concentraciones debido a diferencias en el tipo de solvente, método de extracción, método de detección, y estándar de cuantificación. Los hidrocarburos del petróleo se definen por el método analítico que es usado para su determinación.

4.2.1 Métodos analíticos. A continuación, se realiza una breve descripción del método analítico para la determinación de TPH.

4.2.1.1 Extracción por Ultrasonido – Infrarrojo. Para el análisis de TPH en la muestra se realiza primero una extracción ultrasónica mediante el método 3550B de la agencia de protección ambiental de Estados Unidos (EPA) donde se extraen los compuestos orgánicos de la muestra para posteriormente ser analizados por espectrometría infrarroja.

La espectrometría infrarroja se basa en el hecho de que los enlaces químicos de las sustancias tienen frecuencias de vibración específicas, que corresponden a los niveles de energía de la molécula. Estas frecuencias dependen de la forma de la superficie de energía potencial de la molécula, la geometría molecular, las masas atómicas. Mediante la identificación y cuantificación de estas frecuencias se determina la cantidad de hidrocarburos totales presentes en la muestra.[58]

4.2.2 Resultados de análisis de TPH. En las siguientes **Tablas 4, 5** y **6** se presentan los resultados para TPH obtenidos en laboratorio por el método de Extracción por Ultrasonido – Infrarrojo, los cuales se pueden observar en los **Anexos A, B** y **C**.

Tabla 4. Primer análisis de TPH.

Fecha de Análisis	***Ensayo***	***TPH (%)***
25-02-2017	Tratamiento Bacteriano	**9.43**
	Volumen de Control	**10.7**
	Tratamiento Superall	**10.1**

Tabla 5. Segundo análisis de TPH.

Fecha de Análisis	***Ensayo***	***TPH (%)***
17-03-2017	Tratamiento Bacteriano	**5.72**
	Volumen de Control	**9.91**
	Tratamiento Superall	**3.33**

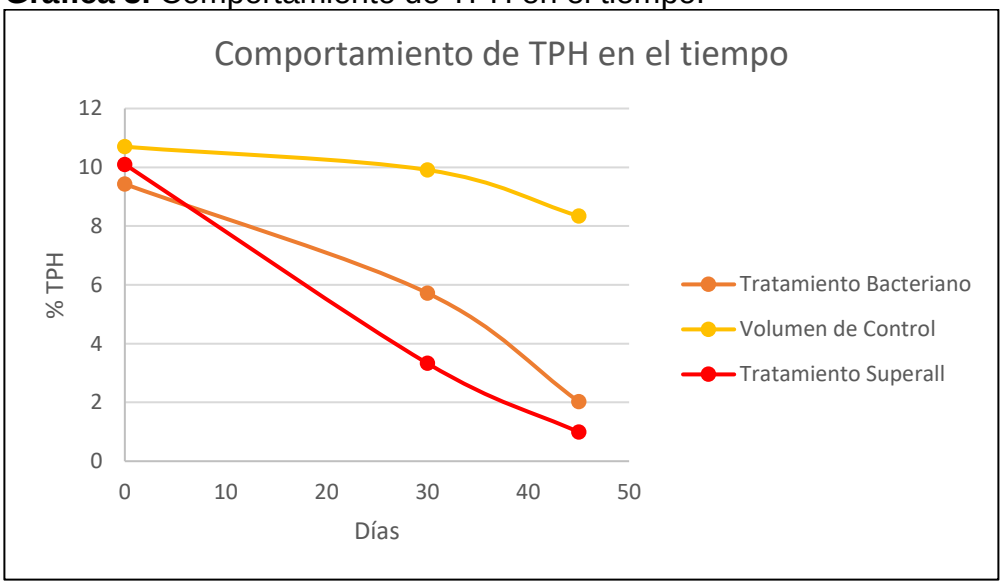
[58]Espectrometría Total [En línea]. Citado el 1 de Mayo del 2017. Disponible en: <http://www.espectrometria.com/espectrometra_infrarroja>

Tabla 6. Tercer análisis de TPH.

Fecha de Análisis	*Ensayo*	*TPH (%)*
11-04-2017	Tratamiento Bacteriano	**2.03**
	Volumen de Control	**8.34**
	Tratamiento Superall	**0.99**

A continuación, se puede observar en la **Gráfica 3** el comportamiento que se obtuvo en los análisis de TPH realizados durante el tiempo, vale aclarar que el primer análisis fue realizado con muestras tomadas en el momento en que iniciaron las pruebas, el segundo análisis fue con muestras 20 días después de iniciar las pruebas, y el tercer análisis fue con muestras tomadas una vez finalizaron las pruebas (45 días).

Gráfica 3. Comportamiento de TPH en el tiempo.



4.3 HETERÓTROFOS

El análisis trata de conocer el número total de microorganismos presentes en alimentos, o cualquier otro tipo de objeto de estudio que tenga presencia de microorganismos. Este número no guarda relación con microorganismos patógenos, por lo tanto, no puede usarse como índice de su presencia y sólo debe considerarse un indicador de las características higiénicas generales del alimento o el nivel de la población bacteriana del objeto de estudio.

“Dependiendo de las características del medio utilizado (medio rico, medio limitado en nutrientes para medida de la flora no láctica de alimentos fermentados) y de las condiciones de incubación (mesófilos, psicrófilos) los microorganismos analizados

serán miembros de poblaciones diferentes. En general se investiga la presencia de microorganismos aerobios o aerotolerantes (anaerobios facultativos).” [59]

4.3.1 Método de Recuento en placa de Mayea Sergio. Este método consiste en el plaqueo de una muestra de volumen conocido del material que se analiza. El resultado es función de una serie de factores como son el método de muestreo, el tipo de microorganismo, el tipo de material y las características del medio de cultivo. Los cultivos pueden hacerse tanto en masa como en superficie, aunque hay que considerar que los cultivos en masa son letales para la flora psicótrofa. Cada bacteria viable formará una colonia, el plaqueo puede hacerse en una placa normal o por medio de un plaqueador en espiral que va depositando concentraciones progresivamente más diluidas de la muestra.

4.3.2 Resultados de Heterótrofos. En la **Tabla 7** se puede observar los resultados del análisis de heterótrofos que fueron realizados en laboratorio utilizando el método de recuento de placa, como lo indica los **Anexos D** y **E**

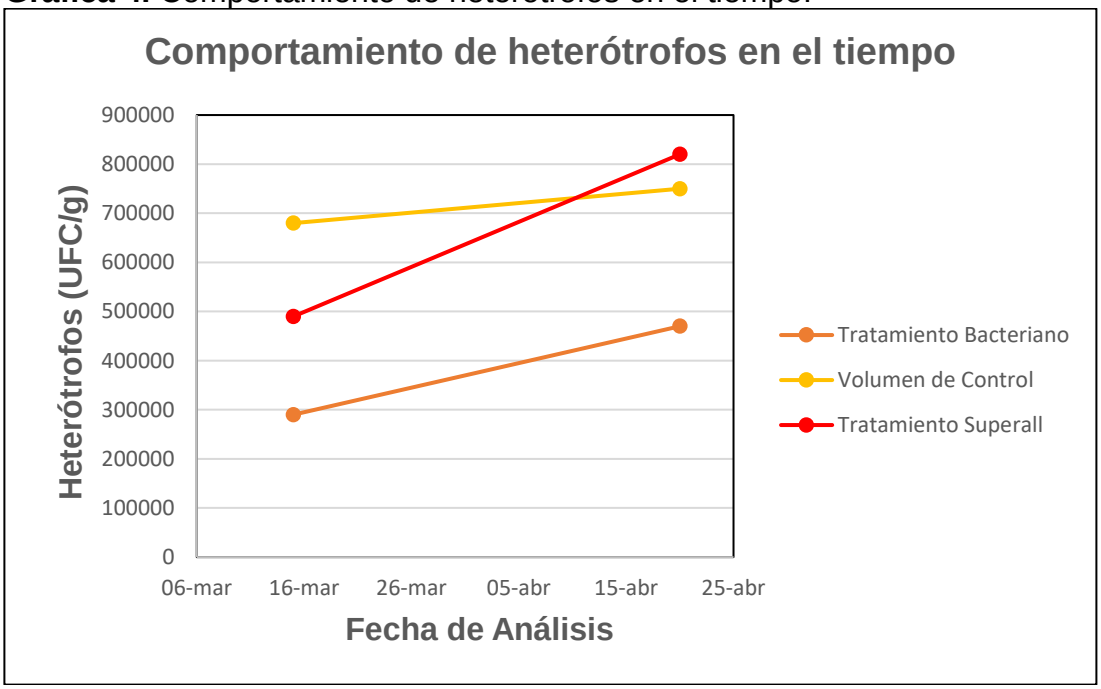
Tabla 7. Resultados de análisis de Heterótrofos

Fecha de Análisis	Ensayo	Heterótrofos (UFC/g)
15/03/2017	*Tratamiento Bacteriano*	***290000***
	Volumen de Control	***680000***
	Tratamiento Superall	***490000***
20/04/2017	*Tratamiento Bacteriano*	***470000***
	Volumen de Control	***750000***
	Tratamiento Superall	***820000***

En la **Gráfica 4** se puede observar el comportamiento que tuvieron los tratamientos a lo largo del tiempo, con respecto a su nivel bacteriano. Se realizaron dos análisis, fue con muestras tomadas al iniciar el tratamiento y el segundo con muestras tomadas ocho días antes de finalizar los montajes.

[59]Universidad de Navarra. Citado el 12 de Mayo del 2017. Disponible en: <http://www.unavarra.es/genmic/curso%20microbiologia%20general/12-metodos%20de%20recuento.htm>

Gráfica 4. Comportamiento de heterótrofos en el tiempo.



5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el siguiente capítulo se presenta el análisis realizado a los resultados obtenidos por parte de las pruebas vistas en el capítulo 4.

5.1 ANÁLISIS DE RETORTA

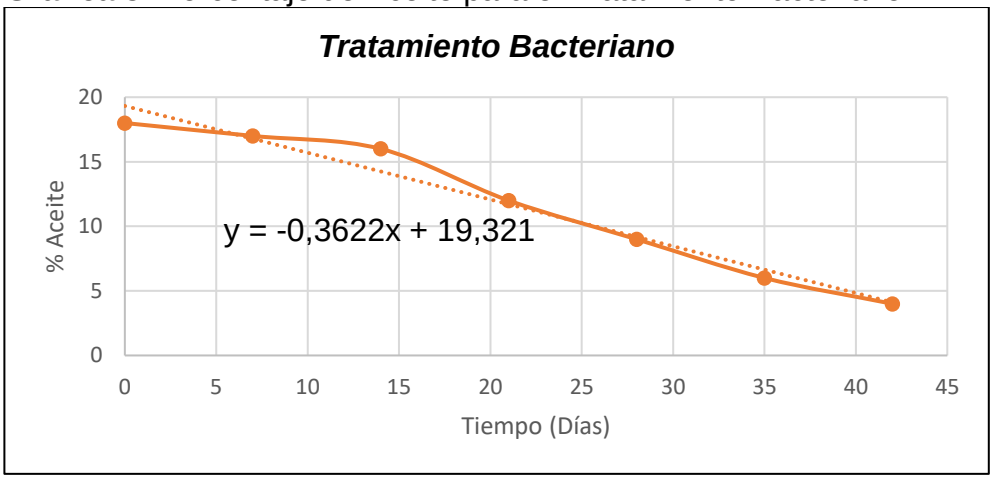
Los resultados obtenidos de las pruebas de retorta se presentan a continuación en la **Tabla 8** modificando las fechas por días transcurridos para de esta manera llevar un conteo más claro de la disminución en el porcentaje de aceite para cada uno de los tres ensayos, con base en el tiempo transcurrido.

Tabla 8. Resultados de análisis de retorta

Tiempo Transcurrido (Días)	*%Aceite Tratamiento Bacteriano*	*%Aceite Volumen de Control*	*%Aceite Tratamiento Superall*
0	18	18	18
7	17	17	10
14	16	16	8
21	12	14	6
28	9	13	5
35	6	12	4
42	4	12	2,5

Con base en los datos de la **Tabla 8** se realizaron las siguientes **Gráficas 5, 6 y 7** las cuales representan el comportamiento de cada uno de los ensayos, se presenta el comportamiento como una línea sólida de color anaranjado y la ecuación que mejor se ajusta al comportamiento como una línea punteada.

Gráfica 5. Porcentaje de Aceite para el Tratamiento Bacteriano



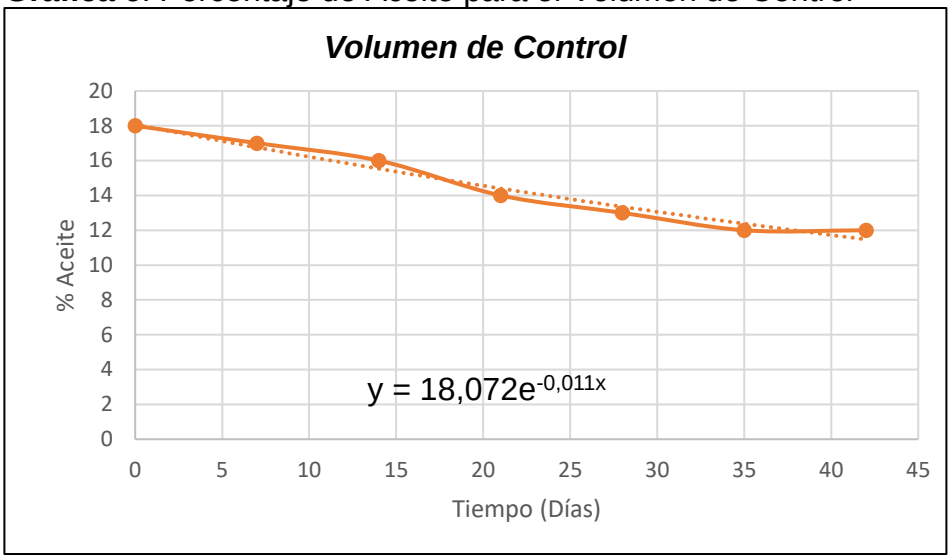
Se observa que la **Gráfica 5** para tratamiento bacteriano presenta un comportamiento cercano al lineal, expresado con la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Comportamiento % de Aceite en el Tratamiento Bacteriano.

$$\boldsymbol{Y = -0.3622X + 19.321}$$

Dónde:
$Y =$ % Aceite. $X =$ Tiempo Transcurrido en Días.

Gráfica 6. Porcentaje de Aceite para el Volumen de Control



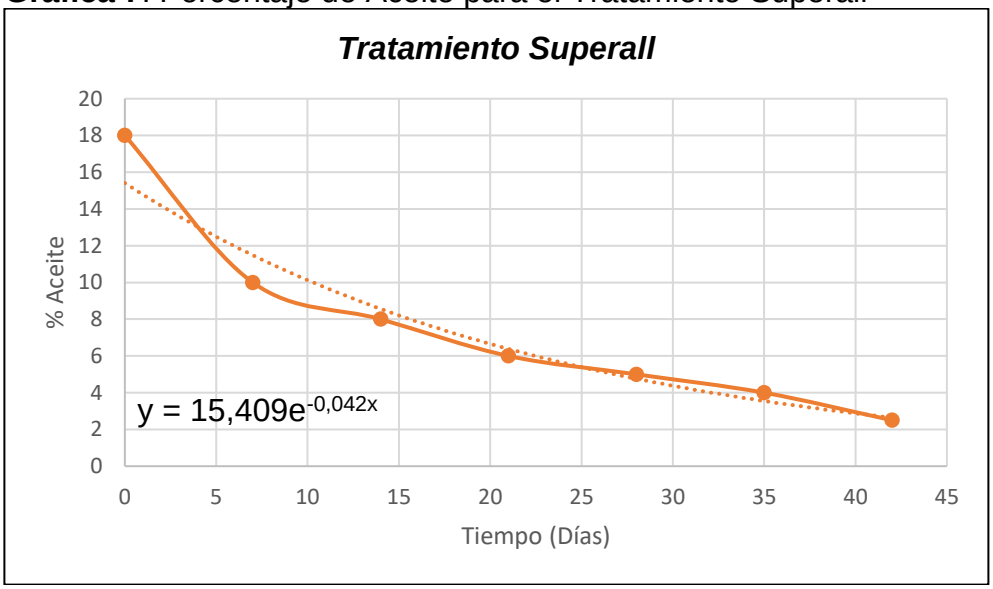
Contrario a la **Gráfica 5**, la **Gráfica 6** presenta un comportamiento cercano al exponencial, expresado mediante la **Ecuación 2.**

Ecuación 2. Comportamiento % de Aceite en el Volumen de Control.

$$\boldsymbol{Y = 18.072e^{-0.011X}}$$

Dónde: $Y =$ % Aceite. $X =$ Tiempo Transcurrido en Días.

Gráfica 7. Porcentaje de Aceite para el Tratamiento Superall



Al igual que la **Gráfica 6,** la **Gráfica 7** que representa el Tratamiento con Superall presenta un comportamiento cercano al exponencial, expresado mediante la **Ecuación 3.**

Ecuación 3. Comportamiento % de Aceite en el Tratamiento Superall.

$$\boldsymbol{Y = 15.409e^{-0.042X}}$$

Dónde: : $Y =$ % Aceite. $X =$ Tiempo Transcurrido en Días.

5.1.1 Predicciones de Retorta. Mediante el uso de las **Ecuación 1, 2 y 3** se realiza la **Tabla 9** en la cual se presentan las predicciones de tiempo necesario para obtener el porcentaje de Aceite propuesto en cada uno de los ensayos.

Tabla 9. Predicciones de Tiempo en análisis de Retorta.

% Aceite	*Días Necesarios Tratamiento Bacteriano*	*Días Necesarios Volumen de Control*	*Días Necesarios Tratamiento Superall*
10	25,73	53,80	10,29
5	39,54	116,81	26,80
2,5	46,44	179,82	43,30
2	47,82	200,11	48,61
1	50,58	263,12	65,12

Se observa que los datos obtenidos marcados con rojo son los que más se demoran para cada porcentaje de aceite y los marcados en azul los que menos se demoran, con esto se ve la clara diferencia entre la implementación de un tratamiento de biorremediación como el Bacteriano o la implementación del surfactante Superall frente a mantener los cortes contaminados sin tratamiento alguno. Para obtener un porcentaje de aceite del uno por ciento, (punto en el cual se espera una cantidad de TPH que cumpla con los requerimientos de la norma Luisiana 29B), se requiere de 263 días en un suelo sin tratamiento alguno. Tiempo en el cual habrá generado un impacto para el ecosistema como la generación de lixiviados.

Por el contrario, se observa que el tratamiento bacteriano requiere de 51 días para obtener el uno por ciento y el tratamiento Superall requiere de 66 días. Por otra parte, comparando el tratamiento bacteriano con el de Superall se observa que parar **porcentajes mayores al tres por ciento el tratamiento por Superall ofrece tiempos muchos más cortos que el bacteriano** sin embargo en la búsqueda de valores por debajo de este rango el tiempo se hace más corto para el bacteriano mostrando una marcada diferencia de **15 días entre obtener el uno por ciento de aceite en Superall y el mismo valor con el tratamiento bacteriano.**

5.2 ANÁLISIS DE TPH

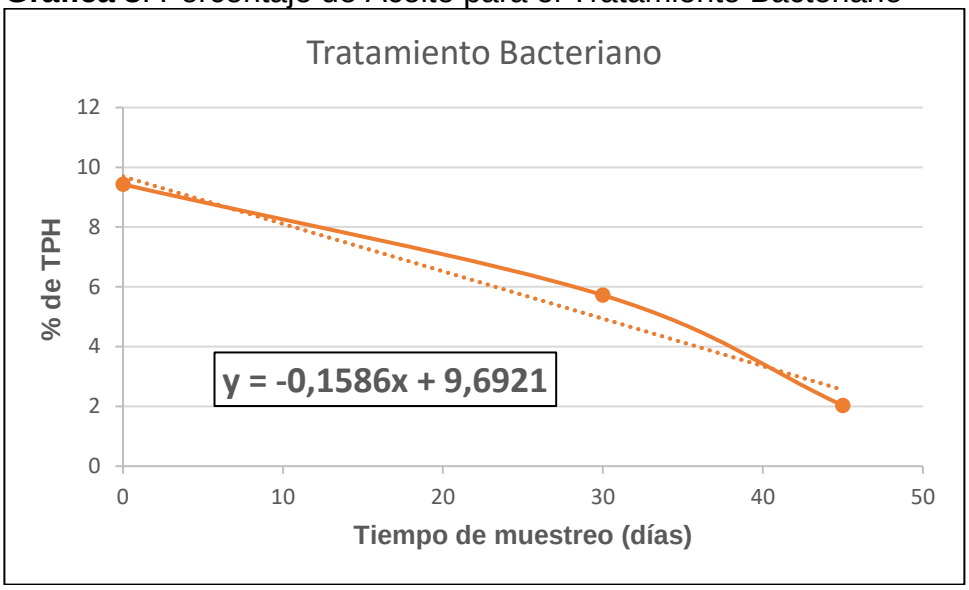
Los resultados obtenidos de los análisis de TPH se presentan en la **Tabla 10** modificando las fechas por los días que llevaban los tratamientos en el momento del muestreo, para de esta manera llevar un conteo más claro de la disminución en el porcentaje de hidrocarburos totales (TPH) para cada uno de los tres ensayos, con base en el tiempo transcurrido.

Tabla 10. Resultados de TPH con respecto al tiempo de muestreo

Tiempo de muestreo (días)	*% de TPH Tratamiento Bacteriano*	*% de TPH Volumen de Control*	*% de TPH Tratamiento Superall*
0	*9,43*	*10,7*	*10,1*
30	*5,72*	*9,91*	*3,33*
45	*2,03*	*8,34*	*0,33*

Con base en los datos de la **Tabla 10** se realizaron las siguientes **Gráficas 8, 9 y 10** las cuales representan el comportamiento de cada uno de los ensayos con respecto al tiempo de muestreo, además se muestra el comportamiento de cada gráfica como una línea sólida de color anaranjado y la ecuación que mejor se ajusta al comportamiento de la línea punteada.

Gráfica 8. Porcentaje de Aceite para el Tratamiento Bacteriano



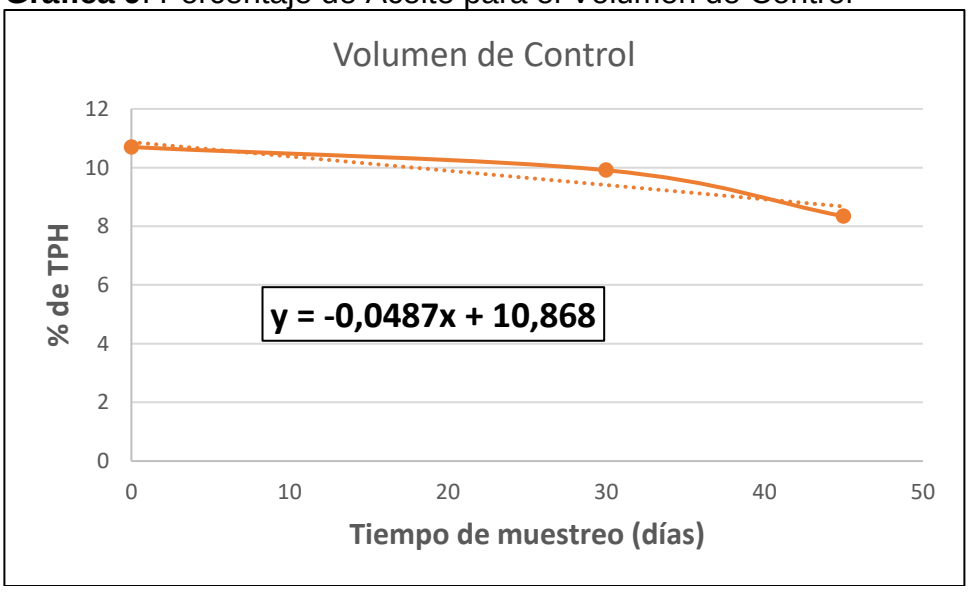
Se observa que la **Gráfica 8** para el Tratamiento Bacteriano presenta un comportamiento cercano al lineal, expresado con la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Porcentaje de TPH en el Tratamiento Bacteriano.

$$\mathbf{Y = -0.1586X + 9.6921}$$

Dónde: $Y =$ % de TPH. $X =$ Tiempo de muestreo en Días.

Gráfica 9. Porcentaje de Aceite para el Volumen de Control



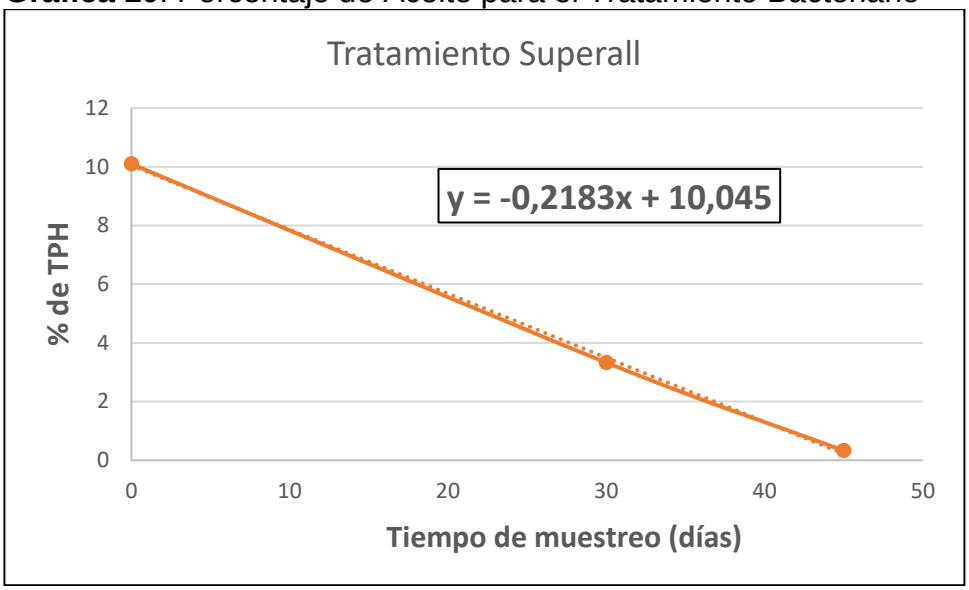
Se observa que la **Gráfica 9** para el Volumen de Control presenta un comportamiento cercano al lineal, expresado con la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Porcentaje de TPH en el Volumen de Control.

$$\mathbf{Y = -0.0487X + 10.868}$$

Dónde: $Y =$ % de TPH. $X =$ Tiempo de muestreo en Días.

Gráfica 10. Porcentaje de Aceite para el Tratamiento Bacteriano



Se observa que la **Gráfica 10** para el Tratamiento Superall presenta un comportamiento cercano al lineal, expresado con la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Porcentaje de TPH en el Tratamiento Superall.

$$\mathbf{Y = -0.2183X + 10.045}$$

Dónde: $Y =$ % de TPH. $X =$ Tiempo de muestreo en Días.

5.2.1 Predicciones de TPH. Mediante el uso de las **Ecuación 4, 5** y **6** se realiza la **Tabla 11** en la cual se presentan las predicciones de tiempo necesario para obtener el porcentaje de TPH propuesto en cada uno de los ensayos, los datos en rojo son los más demorados para alcanzar del porcentaje de TPH mientras que los datos marcados en azul son los que menos se demoran.

Tabla 11. Predicciones de Tiempo en análisis de TPH.

% de TPH	*Días Necesarios Tratamiento Bacteriano*	*Días Necesarios Volumen de Control*	*Días Necesarios Tratamiento Superall*
8	10,67	58,89	9,37
5	29,58	120,49	23,11
2,5	45,35	171,83	34,56
2	48,50	182,09	36,85
1	54,81	202,63	41,43

Se observa en la **Tabla 11** que el tratamiento bacteriano requiere de 55 días para obtener el uno por ciento y el tratamiento Superall requiere de 41 días. Comparando el tratamiento bacteriano con el de Superall se observa que parar lograr obtener los porcentajes de TPH deseados el tratamiento Superall es el que mejor eficiencia tiene, ya que siempre logra sacarle entre seis y doce días al tratamiento bacteriano.

5.3 ANÁLISIS DE HETERÓTROFOS

Teniendo en cuenta la **Gráfica 4** donde se puede observar el comportamiento que tuvieron los tres tratamientos con respecto al tiempo, el volumen de control tuvo el valor más alto de heterótrofos en los primeros análisis (680.000 UFC/g), siendo un valor extraño debido a que este tratamiento no tuvo la adición de ningún insumo, o ni generado de heterótrofos, este fenómeno se puede explicar debido a dos principales factores:

- En el momento que se realizó el muestreo, las muestras fueron empacadas al vacío en bolsas plásticas como se observa en la **Figura 11** y teniendo en cuenta que ante la ausencia de Oxígeno los heterótrofos no pueden reproducirse y mueren, por esta razón no puede ver reflejado el efecto de la adición del caldo bacteriano para el tratamiento bacteriano y la adición de la Gallinaza en el tratamiento de Superall, esto se demuestra en el bajo nivel de heterótrofos que tuvieron los tratamientos de Superall y bacteriano.

- Otro principal factor que puede explicar el comportamiento bajo de heterótrofos para los tratamientos de Superall y tratamiento bacteriano es el tiempo que transcurrió desde que se tomaron las muestras hasta el momento en que se hizo el análisis, ya que dicho análisis fue realizado por la empresa SGS en la ciudad

de Bogotá DC, las muestras fueron enviadas y tardaron aproximadamente 20 días en ser analizadas.

Además, se puede observar en la **Gráfica 4** que el tratamiento de Superall obtuvo en valor más alto de heterótrofos en los últimos análisis, con un crecimiento del 84% (330.000 UFC/g) dejando a la Gallinaza con mayor eficiencia en crecimiento y cantidad de bacterias, ya que el tratamiento bacteriano con (470.000 UFC/g) fue el valor más bajo en el conteo de heterótrofos como se observa en la **Tabla 7.**

5.4 ANÁLISIS DE LA NORMA LOUSIANA 29B

A continuación, en la **Tabla 12** se muestran el resumen de los resultados de laboratorio del **Anexo C** donde se especifican los valores para cada parámetro y el rango que debe tener según la Norma Lousiana 29 B.

Tabla 12. Comparación de parámetros de la Norma Lousiana 29B.

Parámetro	Tratamiento Bacteriano	Volumen de Control	Tratamiento Superall	Norma Lousiana 29B
Arsénico Total	<0,5	<0,5	<0,5	10
Bario Total	641	293	172	20000
Cadmio Total	<2,0	3,03	2,03	10
Conductividad Eléctrica	1,32	2,4	2,05	4
Cromo Total	<20	53,5	<20	500
TPH	2,03	8,34	0,99	1%
Humedad Natural	26,6	19,5	12	50%
Mercurio Total	<0,2	0,288	0,371	10
pH	7,74	7,57	7,79	6-9%
Plata Total	32,6	<10	<10	200
Plomo Total	25,9	48,6	36,1	500
% de Sodio Intercambiable	1,64	2,03	1,98	15
Relación de Adsorción de Sodio	0,265	0,528	0,495	12
Selenio Total	<0,5	<0,5	<0,5	10
Zinc Total	457	1410	469	500

De la **Tabla 12** se puede observar que el tratamiento de Volumen de Control y el Tratamiento Bacteriano no cumplen con Norma Lousiana 29B, ya que su porcentaje de TPH se encuentra por encima de uno por ciento y este es uno de los parámetros fundamentales para poder realizar la disposición final de los residuos aceitoso, el tratamiento Superall al contrario es el único que cumple con todos los parámetros establecidos por la norma.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

La industria petrolera se encuentra en un constante crecimiento, el progreso tanto nacional como internacional se encuentra ligado a las fuentes energéticas y es un hecho que el futuro requiere de un mayor consumo energético. Naturalmente este incremento viene acompañado de una mayor producción de residuos potencialmente peligrosos para la salud y el medio ambiente. Hoy en día existe la necesidad puntual de incrementar la capacidad de tratamiento de residuos aceitosos, pues estos se acumulan a una tasa mucho mayor que la tasa a la que son tratados, generando posibles pasivos ambientales. Por consiguiente, se propuso buscar la manera de incrementar la cantidad de residuos tratados en la planta, disminuyendo el tiempo de duración del tratamiento.

Con el fin propuesto en mente, se implementó el surfactante Superall #38 dentro del proceso de biorremediación en las instalaciones de la planta de tratamiento “El Recreo”. El surfactante actúa de forma tal que genera un rompimiento de las cadenas de hidrocarburos facilitando el consumo del material orgánico por las bacterias heterótrofas presentes. Se obtuvo una disminución en el tiempo de tratamiento de 15 días dando como resultado final una duración de 45 días para el proceso de biorremediación con el tratamiento Superall.

La evaluación financiera se realiza a través de dos escenarios paralelos, el primer escenario con el método de biorremediación actual (tratamiento bacteriano) y el segundo con el tratamiento por Superall. El enfoque es desde el punto de vista de la empresa ATP Ingeniería S.A.S, teniendo como unidad monetaria de valor corriente el peso colombiano (COP), una tasa de interés de oportunidad anual de la empresa del 13% y evaluando por medio del indicador financiero de Valor Presente Neto (VPN). El horizonte de tiempo es de un año en periodos bimestrales para el escenario uno y en periodos de 45 días para el escenario dos.

6.1 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación hacen referencia a los gastos relacionados con la operación de un negocio, o para el funcionamiento de un dispositivo, componente, equipo o instalación. Son el costo de los recursos utilizados por una organización únicamente para mantener su existencia.

A continuación, se realiza el análisis de los costos de operación iniciando con el escenario uno (tratamiento bacteriano), seguido por el escenario dos (tratamiento Superall).

Actualmente la empresa cuenta con una capacidad para tratar un máximo de 5,000 barriles cada 60 días, cumpliendo con los parámetros descritos en la norma Lousiana 29B (Tabla 2).

6.1.1 Escenario uno. Para la compañía ATP Ingeniería S.A.S, los costos de operación para el proceso de biorremediación mediante el tratamiento bacteriano vienen representados por el valor de los insumos (caldo bacteriano) y la mano de obra (obrero de patio y operario de maquinaria pesada).

Costo de tratamiento por barril.

Concepto	COP
Caldo Bacteriano	21,000
Mano de obra	1,700
Total	**22,700**

Fuente: ATP Ingeniería S.A.S

El número de periodos en el año disponibles para el tratamiento viene dado por la siguiente ecuación.

Ecuación 7. Número de periodos.

$$Pe = \frac{365}{Dt}$$

Dónde: Pe = Periodos
Dt = Días de tratamiento

Despejando:

$$Pe = \frac{365}{60};\ Pe = 6$$

Por lo que se tienen seis periodos de tratamiento al año, cada uno con 5000 barriles tratados. A continuación, en la **Tabla 13** se presenta los costos para el escenario uno.

Tabla 13. Costos de operación tratamiento bacteriano.

Periodos (Bimestrales)	Costo de tratamiento (COP/Barril)	Volumen tratado (Bbl)	Total (COP)
1	22,700	5,000	113,500,000
2	22,700	5,000	113,500,000
3	22,700	5,000	113,500,000
4	22,700	5,000	113,500,000
5	22,700	5,000	113,500,000
6	22,700	5,000	113,500,000

Fuente: ATP Ingeniería S.A.S.

6.1.2 Escenario dos. Los costos de operación para el proceso de biorremediación mediante el tratamiento por Superall vienen representados por los insumos (Surfactante Superall #38 + Gallinaza) y el personal de trabajo.

El surfactante viene en una presentación de 5 galones con un costo de $COP 500,000. Realizando la siguiente conversión obtenemos el valor por litro:

$$\frac{\$\ 500{,}000}{5\ galones} * \frac{1\ galon}{3.7854\ Litros} = \$\ 26{,}417.29/Litro$$

Se utilizó 2.5L en el tratamiento de 0.5 m^3, realizando la conversión de unidades obtenemos la cantidad de litros utilizados por barril de la siguiente forma:

$$\frac{2.5\ Litros}{0.5\ m^3} * \frac{1\ m^3}{6.29\ Bbl} = 0.7949\ Litros/Bbl$$

Multiplicando los resultados obtenidos anteriormente tenemos que el costo de adicionar el surfactante por barril tratado es de:

$$\frac{\$26{,}417.29}{Litro} * \frac{0.7949\ Litros}{Bbl} = \$\ 20{,}999.10/Bbl$$

La Gallinaza viene en una presentación de 40 Kg con un costo de $COP 20,000. Realizando la siguiente operación obtenemos el costo por kilogramo.

$$\frac{\$20{,}000}{40\ Kg} = \$500/Kg$$

Se utilizó 30 Kg de Gallinaza en 0.5 m^3, realizando la conversión de unidades obtenemos la cantidad de kilogramos utilizados por barril de la siguiente forma:

$$\frac{29Kg}{0.5\ m^3} * \frac{1\ m^3}{6.29\ Bbl} = 9.22\ Kg/Bbl$$

Multiplicando el costo por kilogramo con la cantidad de kilogramos por barril, obtenemos el costo de la adición gallinaza por barril tratado de la siguiente manera:

$$\frac{\$500}{Kg} * \frac{9.22Kg}{Bbl} = \$4{,}610/Bbl$$

El costo de la mano de obra el cual es un obrero de patio y un operario suman $COP 1,700 por barril.

Costo de tratamiento por barril.

Concepto	COP
Surfactante Superall	20,999.10
Gallinaza	4,610.00
Mano de obra	1,700.00
Total	**27,309.10**

Fuente: ATP Ingeniería S.A.S

La cantidad de periodos en el año disponibles para el tratamiento se calculan por medio de la **Ecuación 7.**:

$$Pe = \frac{365}{45};\ Pe = 8$$

Debido a la disminución de 15 días en el tiempo de tratamiento por Superall se obtiene un incremento de dos periodos al año frente a los seis periodos disponibles en el tratamiento bacteriano. Se presenta a continuación la **Tabla 14** con los costos para el escenario dos.

Tabla 14. Costos de operación escenario dos.

Periodos (45 días)	Costo de tratamiento ($COP/Barril)	Volumen tratado (Bbl)	Total ($COP)
1	27,309.10	5,000	136,545,500
2	27,309.10	5,000	136,545,500
3	27,309.10	5,000	136,545,500
4	27,309.10	5,000	136,545,500
5	27,309.10	5,000	136,545,500
6	27,309.10	5,000	136,545,500
7	27,309.10	5,000	136,545,500
8	27,309.10	5,000	136,545,500

6.2 ANÁLISIS DE INGRESOS

Se define como ingresos a todas las entradas económicas recibidas por una persona, empresa, organización, etc. Esté depende del tipo de actividad realizada (un trabajo, un negocio, una venta), por lo que un ingreso es una remuneración que se obtiene por realizar dicha actividad.

Para la compañía ATP Ingeniería S.A.S, los ingresos vienen representados en la tarifa cobrada por barril de material tratado. Dependiendo de la magnitud del volumen a tratar la tarifa puede ser mayor o menor. Para el cálculo de los ingresos se tomó un valor promedio por barril tratado de $ 32.000 COP.

6.2.1 Escenario uno. A continuación, en la **Tabla 15** Se presentan los ingresos para el escenario uno.

Tabla 15. Ingresos tratamiento bacteriano.

Periodos (Bimestrales)	Ingreso de tratamiento ($COP/Barril)	Volumen tratado (Bls)	Total ($COP)
1	32,000	5,000	160,000,000
2	32,000	5,000	160,000,000
3	32,000	5,000	160,000,000
4	32,000	5,000	160,000,000
5	32,000	5,000	160,000,000
6	32,000	5,000	160,000,000

6.2.2 Escenario dos. Teniendo en cuenta que los periodos son lo que cambian debido a la disminución en el tiempo de tratamiento. En la **Tabla 16**, detallamos los ingresos para el escenario dos.

Tabla 16. Ingresos tratamiento Superall.

Periodos (45 días)	Ingreso de tratamiento ($COP/Barril)	Volumen tratado (Bls)	Total ($COP)
1	32,000	5,000	160,000,000
2	32,000	5,000	160,000,000
3	32,000	5,000	160,000,000
4	32,000	5,000	160,000,000
5	32,000	5,000	160,000,000
6	32,000	5,000	160,000,000
7	32,000	5,000	160,000,000
8	32,000	5,000	160,000,000

6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

En la presente sección se lleva a cabo la evaluación de la viabilidad financiera de la utilización de un surfactante en la biorremediación de lodos aceitoso del Campo Castilla con la utilización del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), con respecto al tratamiento actual (Bacteriano).

6.3.1 Valor presente neto. Según Baca[60], el Valor Presente Neto (VPN) es el indicador financiero más utilizado por que pone en pesos de hoy, tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero de realizar o no un proyecto. De esta manera se establece la diferencia actual del valor de la inversión menos el valor actual de la recuperación de los

[60] Baca, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano, 2000. p 197.

fondos de manera que aplicando la tasa empresarial considerada como la más alta que el inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto se pueda determinar la conveniencia de la inversión.

Si el VPN es mayor a 0, el proyecto es atractivo pues indica que, a pesos de hoy, le genera una ganancia extraordinaria al inversionista. Si el VPN es menor a 0, el proyecto no es atractivo pues no cumple con las expectativas del inversionista. Si el VPN es igual a 0, el proyecto es indiferente desde el punto de vista financiero para el inversionista.

Para cálculo del VPN se utiliza la siguiente ecuación.

Ecuación 8. Cálculo de valor presente neto (VPN).

$$VPN(i) = \sum_{n=1}^{n} F_n\,(1+i)^{-n} = F_0 + F_1\,(1+i)^{-1} + F_2\,(1+i)^{-2} + \cdots\cdots + Fn\,(1+i)^{-n}$$

Fuente: Baca, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano, 2000. p 197.

Dónde:
VPN = Valor presente neto.
F_0 = Costo inversión inicial.
F_n = Flujo de caja del periodo n.
i = Tasa de interés de oportunidad.
n = Numero de periodos

6.3.2 Tasa de interés de oportunidad. Según Baca[61] la tasa de interés de oportunidad (TIO) es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto. La empresa ATP Ingeniería S.A.S establece una tasa de interés de oportunidad del 13% anual. Debido a que el proyecto se evalúa en periodos bimestrales y de 45 días, se convierte la TIO de la siguiente forma para cada uno de los escenarios.

Ecuación 9. Conversión de la TIO para diferentes periodos de tiempo.

$$(1+TIO_n)^n = (1+TIO_A)$$

Fuente: Baca, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano, 2000, modificado por los autores.

Dónde:
n = Cantidad de periodos en un año
TIO_n = Tasa de interés de oportunidad convertida a un periodo n.
TIO_A = Tasa de interés de oportunidad anual.

[61] Baca, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano, 2000. p 197.

6.3.2.1 Calculo de la tasa de interés de oportunidad para el escenario uno. A continuación, se presenta el cálculo de la TIO en el escenario uno, usando la **Ecuación 9**. Teniendo en cuenta que el escenario uno se encuentra divido en seis periodos al año.

Remplazando los valores de n = 6 y TIO anual = 0.13, tenemos:

$$(1 + TIO_{n1})^6 = (1 + 0.13)$$

Se despeja la fórmula para TIO en el escenario 1 y se tiene:

$$TIO_{n1} = \sqrt[6]{(1 + 0.13)} - 1$$

Se tiene entonces que la tasa de interés de oportunidad para el escenario es:

$$\boldsymbol{TIO_{n1} = 2.058\%}$$

6.3.2.2 Calculo de la tasa de interés de oportunidad para el escenario dos. Para el cálculo de la TIO en el escenario dos se continúa utilizando la **Ecuación 6** teniendo en cuenta que el escenario dos se encuentra divido en ocho periodos al año.

Remplazando los valores de n = 8 y TIO anual = 0.13, tenemos:

$$(1 + TIO_{n2})^8 = (1 + 0.13)$$

Se despeja la fórmula para TIO en el escenario 1 y se tiene:

$$TIO_{n2} = \sqrt[8]{(1 + 0.13)} - 1$$

Se tiene entonces que la tasa de interés de oportunidad para el escenario es:

$$\boldsymbol{TIO_{n2} = 1.539\%}$$

6.3.3 Flujo de caja. Se tiene como flujo de caja, las variaciones de entrada y salida de efectivo de una empresa**.** Es decir, la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa. A continuación, en las **Figuras 21, 22, 23** y **24** se presenta los flujos de caja para los dos escenarios que se van a evaluar:

Figura 21. Escenario 1, flujo de caja tratamiento bacteriano.

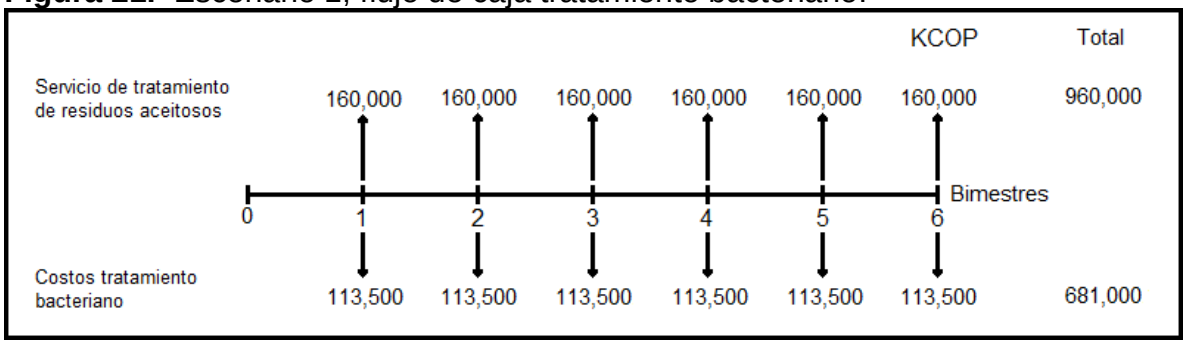
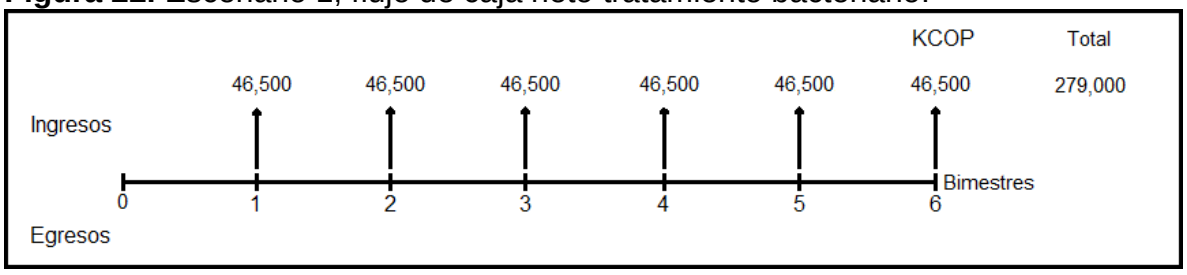


Figura 22. Escenario 1, flujo de caja neto tratamiento bacteriano.



6.3.3.3 Calculo del VPN escenario uno.

El cálculo del valor presente neto para el escenario uno se realiza utilizando la **Ecuación 8** teniendo en cuenta el valor de la tasa de interés de oportunidad calculado anteriormente.

$$VPN(0.02058)$$
$$= (46{,}500{,}000 * (1 + 0.02058)^{-1}) + (46{,}500{,}000 * (1 + 0.02058)^{-2})$$
$$+ (46{,}500{,}000 * (1 + 0.02058)^{-3}) + (46{,}500{,}000 * (1 + 0.02058)^{-4})$$
$$+ (46{,}500{,}000 * (1 + 0.02058)^{-5}) + (46{,}500{,}000 * (1 + 0.02058)^{-6})$$
$$= \mathbf{259{,}957{,}474.93}$$

Figura 23. Escenario 2, flujo de caja tratamiento Superall**.**

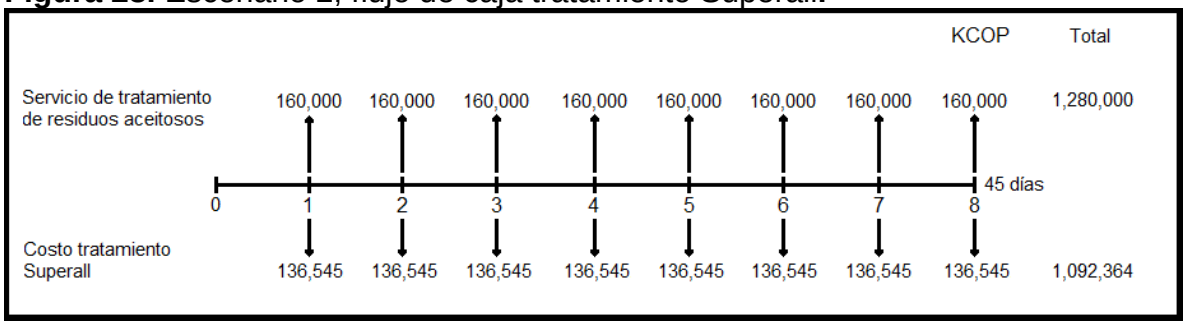
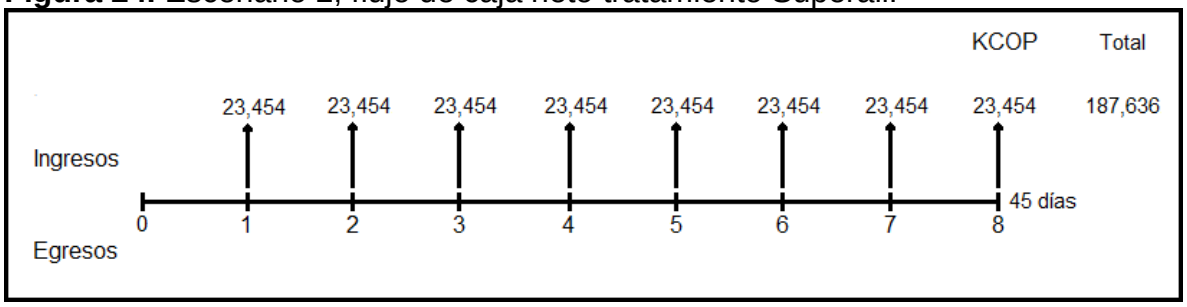


Figura 24. Escenario 2, flujo de caja neto tratamiento Superall.



$$VPN(0.01539)$$
$$= (23{,}454{,}500 * (1 + 0.01539)^{-1}) + (23{,}454{,}500 * (1 + 0.01539)^{-2})$$
$$+ (23{,}454{,}500 * (1 + 0.01539)^{-3}) + (23{,}454{,}500 * (1 + 0.01539)^{-4})$$
$$+ (23{,}454{,}500 * (1 + 0.01539)^{-5}) + (23{,}454{,}500 * (1 + 0.01539)^{-6})$$
$$+ (23{,}454{,}500 * (1 + 0.01539)^{-7}) + (23{,}454{,}500 * (1 + 0.01539)^{-8})$$
$$= \mathbf{175{,}280{,}693.48}$$

6.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la compañía ATP Ingeniería S.A.S en el tratamiento de lodos aceitosos durante el próximo año es, continuar con el tratamiento de biorremediación por bacterias debido a que esté le representa una ganancia extraordinaria superior en un 32.57% (COP 84,676,781.5), frente al tratamiento con Superall, sustentado en los menores costos de operación.

7. CONCLUSIONES

- Se determinó mediante el análisis técnico realizado a las muestras como se observa en la gráfica 7 ver página 73, que el tratamiento con Superall presenta la mayor eficiencia desde un nivel de hidrocarburos presentes mayor al 15% hasta el 3% (correspondiente a un promedio de 40 días de tratamiento) en donde la velocidad a la cual los hidrocarburos son metabolizados por las bacterias heterótrofas disminuye drásticamente.

- Se determinó que el comportamiento de los valores de TPH y porcentaje de aceite de la prueba de retorta presentan un comportamiento similar, como se observa en las gráficas 2 y 3 ver página 65 y 68. por lo tanto el porcentaje de aceite en una prueba de retorta puede ser utilizado como un valor aproximado para estimar la cantidad de hidrocarburos totales de petróleo en caso de no tener la posibilidad de realizar un análisis de TPH.

- Se observó en el conteo de heterótrofos presentes, en la tabla 7 ver página 69, una considerable disminución respecto a los valores iniciales a tan solo 19 días de iniciado el tratamiento (tiempo que tardo en realizarse la prueba en los laboratorios de SGS), esto puede deberse principalmente al empaquetamiento de las muestras en ausencia de oxígeno y el tiempo que estuvieron bajo estas condiciones antes del conteo.

- Se observó que, al no realizarle ningún tipo de tratamiento a los residuos aceitosos en la tabla 9 ver página 78, los residuos necesitan de aproximadamente 263 días para poder alcanzar las condiciones ambientales exigidas por la Norma Lousiana 29B, y debido a esta cantidad de tiempo, se puede poner en peligro el ecosistema por los lixiviados generados.

- Se determinó que el tratamiento bacteriano es la opción más viable para la empresa ATP Ingeniería S.A.S para el proceso de biorremediación de lodos aceitosos, debido a que con el tratamiento de Superall representa una disminución del 32.57% por ciento respecto a las ganancias anuales recibidas, lo que representa un valor presente neto de COP $84,676,781.5 que la empresa dejaría de recibir anualmente.

8. RECOMENDACIONES

- Usar abono de estiércol de caballo como insumo para el tratamiento de biorremediación genera una mejor fuente de bacterias heterótrofas para el proceso.

- Realizar las pruebas de laboratorio con la mayor brevedad posible pues el empaquetamiento de las muestras en ausencia de oxígeno, disminuye considerablemente la cantidad de heterótrofos presentes.

- Garantizar el buen manejo de los procesos de volteos pues se evidencio en las pruebas de heterótrofos la importancia de una buena oxigenación para la cantidad de bacterias presentes las cuales son las que finalmente metabolizan el hidrocarburo.

- Realizar un mayor control de todos los parámetros que influyen en el proceso de biorremediación, tales como la temperatura, el pH, ya que de estos factores depende la eficiencia puedan llegar a tener las bacterias.

- Realizar un análisis del comportamiento de las muestras a distintas concentraciones de Superall el cual podría indicar la posibilidad de reducir la concentración de este y obtener los mismos resultados lo que ahorraría costos en el proceso.

BIBLIOGRAFÍA

ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012.

BACA, Guillermo. Valor Presente Neto. En: Ingeniería Económica. Octava Edición ed. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano, 2000.

CASTELBLANCO CASSALLAS, Iván F. y NIÑO AVENDAÑO, John A. Manejo y Tratamiento Actual De Residuos Aceitosos En La Industria Petrolera Colombiana. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander, 2011.

CASTRO, F. **Contaminación Por La Industria Petrolera**. [Electronic(1)]. [Consultado el Octubre 132016]. Disponible en: https://prezi.com/tljzvnqpp2lg/contaminacion-por-la-idustria-petrolera/

CHOW PANGTAY, S. El Origen y Composición Del Petróleo. En: Petroquímica y Sociedad. 1st ed. México: Fondo de Cultura Económica, 1987. ISBN ISBN 968-16-2669-9

DE CABO, L. **Biodegradación = Descomposición Orgánica** [Electronic(1)]. [Consultado el Octubre 132016]. Disponible en: http://www.cricyt.edu.ar/enciclopedia/terminos/Biodegrada.htm

DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International. Vol. 5, Amérique Latine. París: Centre national de la recherche scientifique, 1974. ISBN 2222016118

DELGADILLO MARTÍNEZ, J.; RONALD FERRERA-CERRATO, R. y HERNÁNDEZ-ORTEGA, H. A. COMPOSTING IN BIO-PILES FOR THE CLEAN-UP OF SOILS CONTAMINATED WITH PETROLEUM HYDROCARBONS. En: AGROPRODUCTIVIDAD. vol. 9.

FONSECA, A. y VARGAS, F. Evaluación de consorcios microbianos con capacidad degradadora de residuos de hidrocarburos y su aplicación en biorremediación de suelos contaminados con aceites lubricantes usados. 2006.

GENG T, Luis y BANDALA, Erick R. Remediation of Soils and Aquifers. New York: Nova Science Publishers, Inc, 2009. ISBN 9781607413721. 9781617285783

HAMZA, Leila H.; TAREK, A. y AFIF, Sameh. Bioremediation – The Journey From Hazardous to Green. En: SPE-111620. 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN NTC 1486: Presentación tesis, trabajo de grado y otros trabajos escritos, Bogotá: INCONTEC 2008.

_____. Referencias documentales para Fuentes de información electrónicas, NTC 4490. Bogotá: ICONTEC 2008.

_____. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura, NTC 5613. Bogotá ICONTEC 2008.

HEIDER, J.; SPORMANN, A. M. y BELLER, H. R. Anaerobic Bacterial Metabolism of Hydrocarbons. En: FILLOUX, Alain. Microbiology Reviews. 5th ed. FEMS, 1999.

POTTER, C. L. Biopile Treatment of Soils Contaminated with Hazardous Waste. En: SIMS, Ronald C. Seminar Series on Bioremediation of Hazardous Waste Sites. 10th ed. 2000.

ROJO, F. Degradation of Alkanes by Bacteria. En: KENNETH, N. y MARTIN,Polz. Enviorenmental Microbiology. 11th ed. ISI Journal Citation Reports ©, 2009. ISBN 1462-2920

RUSJANTO, Juli; ASMARADEWI, Gayatri y JATNIKA, Agus. Enhancing Bioremediation of Oily Waste by Bioaugmentation. En: IPTC-15316. 2012.
SARMIENTO, vLuis F. Petroleum Geology of Colombia. 1st ed. Colombia: Universidad EAFIT, 2011.

SELLERS, K.; PEDERSEN, T. A. y FAN, C. Review of Soil Mound Technologies for the Bioremediation of Hydrocarbon Contaminated Soil. En: CALABRESE,Edward J. y KOSTECKI,P. Hydrocarbon Contaminated Soils. 3rd ed. U.S.A: Lewis Publishers, 1993. ISBN 9781566700184

SEMPLE, K. T.; REID, B. J. y FERMOR, T. R. Impact of composting strategies on the treatment of soils contaminated with organic pollutants.

SURRIDGE, A.; WEHNER, F. y CLOETE, T. Biorremediation of Polluted Soil. En: SINGH, A.; RAMESH, C. y OWEN, P. Advances in Applied Biorremediation. 17th ed. Springer, 2009. ISBN 978-3-540-89620-3

TAMÁS, J. y KOVÁCS, E. Envioremental Technology. [Electronic(1)]. 2008. [Consultado el Octubre 242016]. Disponible en: http://www.refworks.com/refworks2/?r=references|MainLayout::init

TORRES, D. y ZULUAGA, M. Biorremediación De Suelos Contaminados Por Hidrocarburos. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia, 2009.

TRUJILLO TORO, María Alejandra y RAMÍREZ QUIRAMA, Juan Fernando. Biorremediación en suelos contaminados con hidrocarburos en Colombia. En: REVISTA DE INVESTIGACIÓN AGRARIA y AMBIENTAL. vol. 3, no. 2,

WALTERS, C. The Origin of Petroleum. En: SAMUEL,Chang y ROBINSON,Paul R. **Practical Advances in Petroleum Processing**. 1st ed. Estados Unidos: Springer, 2006. ISBN 978-0-387-25789-1

WANG, J., et al. Characterization Of Oil Sludges from Two Oilfields in China. no. Energy Fuels,

YOUNKIN, W.; SUAZNABAR, C. y PARSONS, S. Land Farming Desing and Management in Bolivia: A Case-Study. En: SPE-61284. 2000.

ANEXOS

ANEXO A.
PRIMER ANÁLISIS DE TPH POR CHEMILAB

FOR 04 050, Version No 12/2016-07-29

ChemiLab
Chemical Laboratory

IDEAM
INSTITUTO DE HIDROLOGIA METEOROLOGIA Y ESTUDIOS AMBIENTALES

Laboratorio acreditado NTC-ISO/IEC 17025
Res. No. 2016 de 2014 y 1226 de 2016

RESULTADOS DE ANÁLISIS
R 28961

Empresa:	ATP INGENIERIA S.A.S - EN REORGANIZACION	**Fecha Recepción:**	2017-03-21
Nit:	813000008 8	**Fecha de Emisión de Resultados:**	2017-04-17
Dirección:	CR 7 BIS A 124 69	**Fecha de Muestreo:**	2017-02-25
Solicitado por:	MARIA IBANOBA OSORIO	**Muestreo a Cargo de:**	CLIENTE
Telefono:	3099227	**Plan de muestreo:**	No Reporta
Celular:	--	**Procedimiento de muestreo:**	No Reporta
E-mail:	maria.ibanoba@atpingenieria.com	**Número total de muestras:**	3
Orden de Servicio:	14773	**Lugar de Muestreo:**	Vereda la Patagonia
		Tipo de muestreo:	Puntual
		Tipo de Muestra:	**ARI( ) ARD( ) ARnD( ) AN( ) AP( ) AM( ) S(X) AX( )**

Reporte de Resultados

Item	Fecha de Análisis (AAAA-MM-DD)	Parámetro	Método	Técnica	Límite de Cuantificación del método	Unidad	BORRAS ENSAYO 1	BORRAS ENSAYO 2	BORRAS ENSAYO 3
							MS42060	MS42061	MS42062
1	2017-04-07	Hidrocarburos totales (TPH)*	ULTRASONIDO NMX-AA-145 SCFI-2008 IR SM 5520C,F	Extracción por Ultrasonido – Infrarrojo	0,002	%	9,43	10,7	10,1

ARI: Agua Residual Industrial, ARD: Agua Residual Doméstica, ARnD: Agua Residual no Doméstica, AN: Agua Superficial o Subterranea, AP: Agua Potable, S: Suelo, AM: Agua Marina, AX: Otros
*ChemiLab tiene estos parametros acreditados mediante resolución 2016 de 2014 y 1226 de 2016 del IDEAM.
** Análisis realizados por laboratorio subcontratado acreditado
(P) PICCAP
Parámetro no acreditado

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

ANGELICA MARIA ALVAREZ HERRERA
Coordinador de Reportes
PQ-4342

FOR 04 050, Version N3 12/2016-07-29

ChemiLab
Chemical Laboratory

RESULTADOS DE ANÁLISIS

R 28961

IDEAM
INSTITUTO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGIA Y ESTUDIOS AMBIENTALES

Laboratorio acreditado NTC-ISO/IEC 17025
Res. No. 2016 de 2014 y 1226 de 2016

Empresa:	ATP INGENIERIA S.A.S - EN REORGANIZACION	**Fecha Recepción:**	2017-03-21
Nit:	813000008 8	**Fecha de Emisión de Resultados:**	2017-04-17
Dirección:	CR 7 BIS A 124 69	**Fecha de Muestreo:**	2017-02-25
Solicitado por:	MARIA IBANOBA OSORIO	**Muestreo a Cargo de:**	CLIENTE
Telefono:	3099227	**Plan de muestreo:**	No Reporta
Celular:	--	**Procedimiento de muestreo:**	No Reporta
E-mail:	maria.ibanoba@atpingenieria.com	**Número total de muestras:**	3
Orden de Servicio:	14773	**Lugar de Muestreo:**	Vereda la Patagonia
		Tipo de muestreo:	Puntual
		Tipo de Muestra:	**ARI( ) ARD( ) ARnD( ) AN( )** **AP( ) AM( ) S(X) AX( )**

OBSERVACIONES ANALITICAS

NINGUNA

Observaciones: Métodos de Análisis aplicados según el Laboratorio de Suelos IGAC y US-EPA (aplica para suelos)
Métodos de Análisis aplicados según Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater (aplica para aguas)

Resultados validos únicamente para la(s) muestras analizadas.

Prohibida la reproducción total o parcial de este informe sin autorización previa de Chemilab S.A.S

ANGELICA MARIA ALVAREZ HERRERA
Coordinador de Reportes
PQ-4342

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

ANEXO B

SEGUNDO ANÁLISIS DE TPH POR CHEMILAB

FOR 04 050, Version N3 12/2016-07-29

ChemiLab
Chemical Laboratory

IDEAM
INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES

Laboratorio acreditado NTC-ISO/IEC 17025
Res. No. 2016 de 2014 y 1226 de 2016

RESULTADOS DE ANÁLISIS

R 29635

Empresa:	ATP INGENIERIA S.A.S EN REORGANIZACION	**Fecha Recepción:**	2017-04-05
Nit:	813.000.008-8	**Fecha de Emisión de Resultados:**	2017-05-10
Dirección:	Cra. 7 A No. 124 - 79	**Fecha de Muestreo:**	2017-03-17
Solicitado por:	Maria Ibanoba Osorio	**Muestreo a Cargo de:**	CLIENTE
Telefono:	3184666384	**Plan de muestreo:**	No Reporta
Celular:	--	**Procedimiento de muestreo:**	No Reporta
E-mail:	maria.ibanoba@atpingenieria.com	**Número total de muestras:**	3
Orden de Servicio:	15039	**Lugar de Muestreo:**	Planta el Recreo
		Tipo de muestreo:	Compuesta
		Tipo de Muestra:	**ARI( ) ARD( ) ARnD( ) AN( ) AP( ) AM( ) S(X) AX( )**

Reporte de Resultados

Item	Fecha de Análisis (AAAA-MM-DD)	Parámetro	Método	Técnica	Limite de Cuantificación del método	Unidad	TRATAMIENTO BACTERIANO	VOLUMEN DE CONTROL	TRATAMIENTO SUPERALL
							MS43094	MS43095	MS43096
1	2017-05-08	Hidrocarburos totales (TPH)*	ULTRASONIDO NMX-AA-145 SCFI-2008 IR SM 5520C,F	Extracción por Ultrasonido – Infrarrojo	0,002	%	5,72	9,91	3,33

ARI: Agua Residual Industrial, ARD: Agua Residual Doméstica, ARnD: Agua Residual no Doméstica, AN: Agua Superficial o Subterranea, AP: Agua Potable, S: Suelo, AM: Agua Marina, AX: Otros
*ChemiLab tiene estos parametros acreditados mediante resolución 2016 de 2014 y 1226 de 2016 del IDEAM.
** Análisis realizados por laboratorio subcontratado acreditado
(P) PICCAP
Parámetro no acreditado

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

ANGELICA MARIA ALVAREZ HERRERA
Coordinador de Reportes
PQ-4342

FOR 04 050, Version No.12/2016-07-29

ChemiLab
Chemical Laboratory

RESULTADOS DE ANÁLISIS

R 29635

IDEAM
INSTITUTO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGIA Y ESTUDIOS AMBIENTALES
Laboratorio acreditado NTC-ISO/IEC 17025
Res. No. 2016 de 2014 y 1226 de 2016

Empresa:	ATP INGENIERIA S.A.S EN REORGANIZACION	**Fecha Recepción:**	2017-04-05
Nit:	813.000.008-8	**Fecha de Emisión de Resultados:**	2017-05-10
Dirección:	Cra. 7 A No. 124 - 79	**Fecha de Muestreo:**	2017-03-17
Solicitado por:	Maria Ibanoba Osorio	**Muestreo a Cargo de:**	CLIENTE
Telefono:	3184666384	**Plan de muestreo:**	No Reporta
Celular:	--	**Procedimiento de muestreo:**	No Reporta
E-mail:	maria.ibanoba@atpingenieria.com	**Número total de muestras:**	3
Orden de Servicio:	15039	**Lugar de Muestreo:**	Planta el Recreo
		Tipo de muestreo:	Compuesta
		Tipo de Muestra:	**ARI( ) ARD( ) ARnD( ) AN( )** **AP( ) AM( ) S(X) AX( )**

OBSERVACIONES ANALITICAS

NINGUNA

Observaciones: Métodos de Análisis aplicados según el Laboratorio de Suelos IGAC y US-EPA (aplica para suelos)
Métodos de Análisis aplicados según Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater (aplica para aguas)

Resultados validos únicamente para la(s) muestras analizadas.

Prohibida la reproducción total o parcial de este informe sin autorización previa de Chemilab S.A.S

ANGELICA MARIA ALVAREZ HERRERA
Coordinador de Reportes
PQ-4342

** FIN DE ESTE REPORTE **

ANEXO C

ANÁLISIS DE LA NORMA LOUSIANA 29 B POR CHEMILAB

ChemiLab
Chemical Laboratory

FOR 04 050, Version Nº 12/2015-07-29

IDEAM

Laboratorio acreditado NTC-ISO/IEC 17025
Res. No. 2016 de 2014 y 1226 de 2016

RESULTADOS DE ANÁLISIS
R 29540

Empresa: ATP INGENIERIA S.A.S - EN REORGANIZACION
Nit: 813000008 8
Dirección: CR 7 BIS A 124 69
Solicitado por: MARIA IBANOBA OSORIO
Telefono: 3099227
Celular: --
E-mail: maria.ibanoba@atpingenieria.com
Orden de Servicio: 15226

Fecha Recepción: 19/04/2017
Fecha de Emisión de Resultados: 2017-05-04
Fecha de Muestreo: 10/04/2017
Muestreo a Cargo de: CLIENTE
Plan de muestreo: No Reporta
Procedimiento de muestreo: No Reporta
Número total de muestras: 3
Lugar de Muestreo: Planta el Recreo
Tipo de muestreo: Puntual
Tipo de Muestra: **ARI( )** **ARD( )** **ARnD( )** **AN( )** **AP( )** **AM( )** **S(X)** **AX( )**

Reporte de Resultados

Item	Fecha de Análisis (AAAA-MM-DD)	Parámetro	Método	Técnica	Límite de Cuantificación del método	Unidad	Ensayo 1	Ensayo 2	Ensayo 3	Louisiana 29 B
							MS43794	MS43795	MS43796	
1	2017-04-21	Arsénico Total*	EPA 7062-SM 3114 C	Digestión-AA - Generación de hidruros	0,5	mg/kg ss	<0,5	<0,5	<0,5	10
2	2017-04-26	Bario Total (Ba)*	EPA 3050 B y SM 3111 B	Digestión- AA - Llama Aire Acetileno	100	mg Ba/kg ss	641	293	172	20000
3	2017-04-26	Cadmio Total*	EPA 3050 B, SM 3111 B	Digestión- AA - Llama Aire Acetileno	2,0	mg/kg ss	<2,0	3,03	2.03	10
4	2017-04-26	Conductividad Electrica*	NTC 5596:2008	Pasta de saturación, Electrometría	0,001	mmhos/cm	1,32	2,4	2,05	4
5	2017-04-21	Cromo Total*	EPA 3050 B y SM 3111 B	Digestión- AA - Llama Aire Acetileno	20,0	mg/kg ss	<20	53,5	<20	500
6	2017-04-28	Hidrocarburos totales (TPH)*	ULTRASONIDO NMX-AA-145 SCFI-2008 IR SM 5520C,F	Extracción por Ultrasonido – Infrarrojo	0,002	%	2,03	8,34	0,99	1
7	2017-04-28	Humedad Natural*	IGAC 6a EDICION 2006	Gravimétrico	N.A	%	26,6	19,5	12,0	50
8	2017-04-29	Mercurio Total*	EPA 7471B, SM 3112 B	Espectrofotometría de Absorción Atómica - Vapor frio	0,2	mg/kg ss	<0,2	0,288	0,317	10
9	2017-05-02	pH*	Relación suelo:agua 1:1 IGAC	Electrometría	N.A	Und de pH	7,74	7,57	7,79	6-9
10	2017-04-21	Plata Total*	EPA 3050 B, SM 3111 B	Digestión- AA - Llama Aire Acetileno	10,0	mg/kg ss	32,6	<10	<10	200
11	2017-04-18	Plomo Total*	EPA 3050 B, SM 3111 B	Digestión- AA - Llama Aire Acetileno	20,0	mg/kg ss	25,9	48,6	36,1	500
12	2017-05-02	PSI* (Porcentaje de Sodio Intercambiable)	NORM-021 RECNAT 2000 Diario Oficial Segunda Sección, 31 Diciembre 2002	NaExtraído con AcNH4, pH y Capacidad de Intercambio Catiónico	N.A	%	1,64	2,03	1,98	15
13	2017-04-28	RAS (Relación de Adsorción de Sodio)*	Cálculo NOM-021-RECNAT-2000 AS-21	Solubles en pasta de saturación (Ca2+, Mg2+ y Na+)	N.A	Sin Und	0,265	0,528	0,495	12
14	2017-05-02	Selenio Total*	EPA 7742 Revisión 0 Septiembre 1994 / SM 3114 C	Digestión- AA - Generación de hidruros	0,5	mg/kg ss	<0,5	<0,5	<0,5	10
15	2017-04-20	Zinc Total*	EPA 3050 B, SM 3111 B	Digestión- AA - Llama Aire Acetileno	10,0	mg/kg ss	457	1410	469	500

ARI: Agua Residual Industrial, ARD: Agua Residual Doméstica, ARnD: Agua Residual no Doméstica, AN: Agua Superficial o Subterranea, AP: Agua Potable, S: Suelo, AM: Agua Marina, AX: Otros

** Análisis realizados por laboratorio subcontratado acreditado

(P) PICCAP

Observaciones: Métodos de Análisis aplicados según el Laboratorio de Suelos IGAC y US-EPA (aplica para suelos)

Resultados validos únicamente para la(s) muestras analizadas.
Prohibida la reproducción total o parcial de este informe sin autorización previa de Chemilab S.A.S

ANGELICA MARIA ALVAREZ HERRERA
Coordinador de Reportes
PQ-4342

CHEMILAB S.A.S
Telefax: (571) 6702853

CARRERA 21 Nº 195-50, Bodega 6 y 7 B. Canaima
BOGOTA D.C

ANEXO D

PRIMER ANÁLISIS DE HETERÓTROFOS POR SGS

SGS

ENVI-LAB-I-F-09-05
Versión 4. 2016 Agosto

INFORME DE ENSAYO
BO1702252

Cliente :	**ATP INGENIERIA S.A.S.** **CALLE 25 SUR Nº 5 - 80** **NEIVA - COLOMBIA**		
Contacto :	**Adriana Maria Macias**	Teléfono :	**8602871**
Orden Comercial :	**303372**	Cantidad Muestras :	**3**
NIT :	**813000008-8**	Fecha de Recepción a SGS :	**2017-03-10 11:00**

Análisis	**Método**
Heterótrofos (Mesófilos aerobios)	Metodo de Recuento en placa de Mayea Sergio

La fecha de análisis relacionada en la tabla de resultados corresponde a la fecha de reporte de resultados.

(A) = Estos resultados de Análisis están acreditados por el IDEAM bajo Resolución Número 1566 del 21 de Julio de 2016

N.R. = No Reportado

ADVERTENCIA: La(s) muestra(s) a la(s) que se refieren los datos que figuran en este informe/certificado (en lo sucesivo, "los datos") ha(n) sido proporcionados por el Cliente o un tercero de conformidad con las directrices del Cliente. En consecuencia los datos que figuran en el Informe no constituyen una garantía de la representatividad de la(s) muestra(s) y por tanto se refiere(n) única y exclusivamente a dicha(s) muestra(s). La Compañía no es responsable del origen o la fuente de dónde ha(n) sido extraída(s) la(s) muestra(s).
Los reportes emitidos como consecuencia de inspecciones o ensayos con base en muestras, contendrán la opinión de la compañía, única y exclusivamente sobre las muestras que hayan sido objeto de inspección o ensayo, por lo que bajo ninguna circunstancia podrá interpretarse que contienen una opinión sobre la totalidad del lote del que haya sido obtenida la muestra objeto de la inspección o ensayo.

INFORME DE ENSAYO
BO1702252

Heterótrofos (Mesófilos aerobios)

Identificación SGS			BO1702252.001	BO1702252.002	BO1702252.003
Matriz			SOLIDO_SUELOS	SOLIDO_SUELOS	SOLIDO_SUELOS
Muestreado por			CLIENTE	CLIENTE	CLIENTE
Especificación del Producto Cliente			SOLIDO_SUELOS	SOLIDO_SUELOS	SOLIDO_SUELOS
Identificación de la Muestra - Cliente Lugar de Muestreo Fecha de Muestreo			ENSAYO 1 PLANTA EL RECREO 2017-02-25	ENSAYO 2 PLANTA EL RECREO 2017-02-25	ENSAYO 3 PLANTA EL RECREO 2017-02-25
	L.C.	Fecha de Análisis			
Heterótrofos (Mesófilos aerobios) (UFC/g)	10	2017-03-15 - 2017-03-15	290000	680000	490000

Emitido en Bogotá D.C. - Colombia el , 2017-03-30

Saul Roa
Coordinador de Laboratorio

Cesar González Bohorquez
Analista Lider - Microbiología

La fecha de análisis relacionada en la tabla de resultados corresponde a la fecha de reporte de resultados.

(A) = Estos resultados de Análisis están acreditados por el IDEAM bajo Resolución Número 1566 del 21 de Julio de 2016

N.R. = No Reportado

ADVERTENCIA: La(s) muestra(s) a la(s) que se refieren los datos que figuran en este informe/certificado (en lo sucesivo, "los datos") ha(n) sido proporcionados por el Cliente o un tercero de conformidad con las directrices del Cliente. En consecuencia los datos que figuran en el Informe no constituyen una garantía de la representatividad de la(s) muestra(s) y por tanto se refiere(n) única y exclusivamente a dicha(s) muestra(s). La Compañía no es responsable del origen o la fuente de dónde ha(n) sido extraída(s) la(s) muestra(s).
Los reportes emitidos como consecuencia de inspecciones o ensayos con base en muestras, contendrán la opinión de la compañía, única y exclusivamente sobre las muestras que hayan sido objeto de inspección o ensayo, por lo que bajo ninguna circunstancia podrá interpretarse que contienen una opinión sobre la totalidad del lote del que haya sido obtenida la muestra objeto de la inspección o ensayo.

ANEXO E

SEGUNDO ANÁLISIS DE HETERÓTROFOS POR SGS

SGS

ENVI-LAB-I-F-09-05
Versión 4. 2016 Agosto

INFORME DE ENSAYO
BO1702866

Cliente :	**ATP INGENIERIA S.A.S.** **CALLE 25 SUR N° 5 - 80** **NEIVA - COLOMBIA**		
Contacto :	**Adriana Maria Macias**	Teléfono :	**8602871**
Orden Comercial :	**303613**	Cantidad Muestras :	**3**
NIT :	**813000008-8**	Fecha de Recepción a SGS :	**2017-04-03 11:40**

Análisis	**Método**
Heterótrofos (Mesófilos aerobios)	Metodo de Recuento en placa de Mayea Sergio

La fecha de análisis relacionada en la tabla de resultados corresponde a la fecha de reporte de resultados.

(A) = Estos resultados de Análisis están acreditados por el IDEAM bajo Resolución Número 1566 del 21 de Julio de 2016

N.R. = No Reportado

ADVERTENCIA: La(s) muestra(s) a la(s) que se refieren los datos que figuran en este informe/certificado (en lo sucesivo, "los datos") ha(n) sido proporcionados por el Cliente o un tercero de conformidad con las directrices del Cliente. En consecuencia los datos que figuran en el informe no constituyen una garantía de la representatividad de la(s) muestra(s) y por tanto se refiere(n) única y exclusivamente a dicha(s) muestra(s). La Compañía no es responsable del origen o la fuente de dónde ha(n) sido extraída(s) la(s) muestra(s).
Los reportes emitidos como consecuencia de inspecciones o ensayos con base en muestras, contendrán la opinión de la compañía, única y exclusivamente sobre las muestras que hayan sido objeto de inspección o ensayo, por lo que bajo ninguna circunstancia podrá interpretarse que contienen una opinión sobre la totalidad del lote del que haya sido obtenida la muestra objeto de la inspección o ensayo.

INFORME DE ENSAYO
BO1702866

Heterótrofos (Mesófilos aerobios)

Identificación SGS			BO1702866.001	BO1702866.002	BO1702866.003
Matriz			SOLIDO_SUELOS	SOLIDO_SUELOS	SOLIDO_SUELOS
Muestreado por			CLIENTE	CLIENTE	CLIENTE
Especificación del Producto Cliente			SOLIDO_SUELOS	SOLIDO_SUELOS	SOLIDO_SUELOS
Identificación de la Muestra - Cliente Lugar de Muestreo Fecha de Muestreo			SUPERALL PLANTA EL RECREO 2017-03-17	VOLUMEN DE CONTROL PLANTA EL RECREO 2017-03-17	TRATAMIENTO BACTERIOLOGICO PLANTA EL RECREO 2017-03-17
	L.C.	Fecha de Análisis			
Heterótrofos (Mesófilos aerobios) (UFC/g)	10	2017-04-20 - 2017-04-20	820000	750000	470000

Emitido en Bogotá D.C. - Colombia el , 2017-04-24

Saul Roa
Coordinador de Laboratorio

Cesar González Bohorquez
Analista Lider - Microbiología

La fecha de análisis relacionada en la tabla de resultados corresponde a la fecha de reporte de resultados.

(A) = Estos resultados de Análisis están acreditados por el IDEAM bajo Resolución Número 1566 del 21 de Julio de 2016

N.R. = No Reportado

ADVERTENCIA: La(s) muestra(s) a la(s) que se refieren los datos que figuran en este Informe/certificado (en lo sucesivo, "los datos") ha(n) sido proporcionados por el Cliente o un tercero de conformidad con las directrices del Cliente. En consecuencia los datos que figuran en el Informe no constituyen una garantía de la representatividad de la(s) muestra(s) y por tanto se refiere(n) única y exclusivamente a dicha(s) muestra(s). La Compañía no es responsable del origen o la fuente de dónde ha(n) sido extraída(s) la(s) muestra(s).
Los reportes emitidos como consecuencia de inspecciones o ensayos con base en muestras, contendrán la opinión de la compañía, única y exclusivamente sobre las muestras que hayan sido objeto de inspección o ensayo, por lo que bajo ninguna circunstancia podrá interpretarse que contienen una opinión sobre la totalidad del lote del que haya sido obtenida la muestra objeto de la inspección o ensayo.

ANEXO F

FICHA TÉCNICA SUPERALL 38

MATERIAL SAFETY DATA SHEET SUPERALL #38	DARDA OIL SERVICES NIT: 900311747 - 2		Tipo de Documento FORMATO
			Código DOS.FO.SA.06 V01
	Elaborado por / Fecha INGENIERO(A) DE OPERACIONES/ 01.May.2013	Aprobado por / Fecha GERENTE DE OPERACIONES / 01.May.2013	

MATERIAL SAFETY DATA SHEET – SuperALL #38

NOMBRE DEL PRODUCTO: **SUPERALL™ # 38**

SECCIÓN I : PRODUCTO QUÍMICO Y NOMBRE DE LA EMPRESA

Nombre del Producto:	Superall™ #38
Sinónimos:	Superall™ #38
Distribuidores:	**Darda Oil Services S.A.S.** Calle 100 No. 8ª - 55 Torre C Oficina 606 – World Trade Center PBX: (57 1) 621 0347 **Ecofluids, Inc.** Three Riverway Suite 725 Houston, TX 77056
Emergencia:	Teléfono: 713-654-7888 Fax: 713-654-7880 CHEMTREC: 1800-424-9300 Desde el Exterior: 703-527-3887
Fecha de Revisión:	01-oct-09
Nombre Químico:	No aplica para mezclas
Familia Química:	Componente Limpiador
Formula Química:	Secreto de propietario
Uso del Producto:	Limpiador, desengrasante. Agente estimulador de biorremediación. Agente limpiador de superficies.

SECCIÓN II : COMPOSICIÓN / INFORMACIÓN DE LOS INGREDIENTES

Nombre Químico	Cas No.	% Wt	Sara 313 reporte	OSHA PEL TWA	ACGIH TLV TWA
Disodium Salt	6834-92-0	<3%	No	No establecido	No establecido
Pinakon	107-41-5	<2%	No	25 PPM	25 PPM

SECCIÓN III : IDENTIFICACIÓN DE PELIGRO

EFECTOS INMEDIATOS PARA LA SALUD

El contacto con los ojos puede causar irritación. Así mismo el contacto prolongado con la piel puede provocar resequedad debido a la eliminación de grasa de la piel. La respiración excesiva de los vapores pueden causar irritación en la nariz, garganta y tracto respiratorio.

Vías de entrada:

POTENCIALES EFECTOS PARA LA SALUD

Ojos:	Puede causar irritación.
Piel:	El contacto prolongado puede causar irritación.
Inhalación	La inhalación prolongada puede causar irritación respiratoria.
Ingestión:	Puede ser nocivo si se ingiere en grandes cantidades.
EFECTOS CRÓNICOS PARA LA SALUD:	No se conocen.
CONDICIONES MEDICAS AGARBADAS POR LA EXPOSICIÓN:	No se conocen.
Carcinogenicidad:	No

OSHA : No **ACGIH:** No **NTP:** No **IARC:** No **Otros:** No se conocen

SECCIÓN IV : MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

Ingestión:	Beber grandes cantidades de agua, leche u otro líquido. Llamar al médico si la irritación persiste
Contacto con la piel:	Lavar con agua por 15 minutos, llamar al médico si es necesario.
Contacto con los ojos:	Lavar con agua continuamente durante 15 minutos. Llamar al médico si la irritación persiste
Inhalación:	Salir al aire libre

SECCIÓN V : MEDIDAS PARA EXTINCIÓN DE INCENDIOS

Fuego:	No está considerado como un riesgo de incendio.
Explosión:	No está considerado como un riesgo de explosión
Punto de Inflamación:	No se inflama al hervir. Método usado: C.C.
Medios de extinción:	No es inflamable, utilizar cualquier medio apropiado para extinguir el fuego circundante.
Procedimientos especiales contra incendios:	Ninguno
Notas Sección V:	Este material puede utilizarse como una gente extintor de fuego clase A y B.

SECCIÓN VI : MEDIDAS EN CASO DE ESCAPES ACCIDENTALES

Pequeño derrame, enjuague con agua. Gran derrame, puede ser aspirado y se coloca en recipientes cerrados para su eliminación.

SECCIÓN VII: MANIPULACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Almacenamiento	Almacenar en lugares limpios y cerrados, lejos de los ácidos fuertes.
Medidas de precaución:	Use lentes protectores cuando utilice este producto.
Declaraciones especiales para su almacenamiento:	Evitar el sobrecalentamiento y congelación.

SECCIÓN VIII : CONTROL DE EXPOSICIÓN / PROTECCIÓN PERSONAL

Ventilación:	Mantener cuarto ventilado.
Medidas de ingeniería:	Se necesita un lavador de ojos.
Protección para la respiración:	Ninguna bajo uso normal.
Protección para los ojos:	Mascaras faciales o gafas de protección
Protección para la piel:	Use guantes en usos prolongados para evitar se resequedad de la piel.
Ropa protectora o equipo:	Baño ocular y ducha de seguridad a disposición
Guías de Exposición:	Componentes peligrosos según OSHA (29 CFR 1910.1200)

	OSHA PEL TWA ppm mg/m³	ACGIH TLV WA ppm mg/m³	SUPPLIER OEL ppm mg/m³
Pinakon TWA	25	25	
Disodium Salt TWA	N/E	N/E	

Observaciones del cuadro de la OSHA: N/E= No establecido

SECCIÓN IX : PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Color:	Rosado
Apariencia:	Líquido
Olor:	Ninguno
Punto de ebullición:	212 ºF / 100 ºC
Punto de congelación:	32 ºF / 0ºC
Gravedad /densidad específica (H_2O=1)	1,056
Porcentaje de Evaporación	1%
pH:	≤12.3
Solubilidad en agua:	100%
Porcentaje de Solidos por peso:	10
Porcentaje de volatilidad por peso:	90% (agua y otros componentes de evaporación)

SECCIÓN X : ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

Estabilidad:	Estable
Incompatibilidad (materiales a evitar):	Ácidos fuertes
Polimerización peligrosa:	No ocurrirá
Descomposición Peligrosa:	Ninguna

SECCIÓN XI : INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

Este producto no es considerado tóxico y no contiene carcinógenos.

SECCIÓN XII : INFORMACIÓN ECOLÓGICA

No es peligroso, toxico, inflamable o corrosivo y no se conocen impactos ambientales negativos del producto. .
Nota: Este producto se utiliza para la Biorremediación de hidrocarburos

SECCIÓN XIII : MÉTODO DE ELIMINACIÓN DE RESIDUOS

Los residuos deben eliminarse de acuerdo con las regulaciones gubernamentales.

SECCIÓN XIV : INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTE

Esta sección provee la clasificación básica para el transporte. Para las reglamentaciones específicas, vea las reglamentaciones apropiadas para transporte.

US DOT (Departamento de Transporte de los Estados Unidos)	Nombre: SuperAll™ Heavy Duty Clase : 55
Transporte marítimo o fluvial:	Nombre: SuperAll™ Heavy Duty Clase : 55
Transporte aéreo:	Nombre: SuperAll™ Heavy Duty Clase : 55

SECCIÓN XV : INFORMACIÓN REGLAMENTARIA

Estados Unidos:	No listado No listado
SARA TITLE III Sección 313	No listado No listado
Cercla:	No listado No listado
TSCA: (Acta de Control de sustancias tóxicas)	

Regulación TSCA:	No necesita notificación para ser exportado
Estatus TSCA:	Listados en el inventario de TSCA

SECCIÓN XVI : INFORMACIÓN ADICIONAL

SuperAll # 38 es una marca registrada de Superall Products LLP.

Puesto que las condiciones de uso de este producto están fuera de control del vendedor, la venta se realiza sin garantía alguna, expresa o implícita, y con la condición de que el comprador realice sus propias pruebas para determinar si el producto es apropiado o no para las aplicaciones del comprador. El comprador asume todos los riesgos de uso y manipulación del producto. Se sustituirá el producto en caso de defectos de fabricación, de envase o en caso de encontrarse dañado. A excepción de estos casos de sustitución, el vendedor no es responsable de ningún daño provocado por el producto ni por su utilización. Las afirmaciones y recomendaciones expresadas aquí se hacen en la creencia de que son exactas. Sin embargo, no se da garantía alguna sobre tal exactitud. Este documento está destinado únicamente como una guía para el manejo apropiado precautorio del material según la persona que utiliza este producto.

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Daniel Orlando Blanco Medina y Brian Corrales Muñoz, nosotros en calidad de titulares de la obra EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA UTILIZACIÓN DE UN SURFACTANTE EN LA BIORREMEDIACIÓN DE LODOS ACEITOSOS DEL CAMPO CASTILLA, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.

- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.

- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).

- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.

- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.

- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.

- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la ***licencia Creative Commons*** que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	☐
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	■
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	☐

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

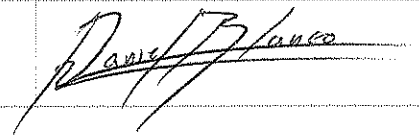
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación		x

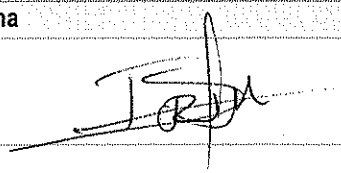
	SI	NO
Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá DC, a los 10 días del mes de agosto del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Daniel Orlando	Blanco Medina
Documento de identificación No	**Firma**
1019090172	

Autor 1

Nombres	Apellidos
Brian	Corrales Muñoz
Documento de identificación No	**Firma**
1018467373