



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“BIOTECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRATAMIENTO Y
REMEDIACIÓN DE RIPIOS DE PERFORACIÓN”**

**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTOR:

EDISON PAÚL PILATÁSIG MONTALUISA

TUTOR:

ING. DARÍO JAVIER CEDEÑO MACÍAS MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2018

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“BIOTECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRATAMIENTO Y
REMEDIACIÓN DE RIPIOS DE PERFORACIÓN”**

**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTOR:

EDISON PAÚL PILATÁSIG MONTALUISA

TUTOR:

ING. DARÍO JAVIER CEDEÑO MACÍAS MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2018

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del proyecto de investigación: **“BIOTECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRATAMIENTO Y REMEDIACIÓN DE RIPIOS DE PERFORACIÓN”**, elaborado por el Señor Edison Paúl Pilatásig Montaluisa, egresado de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que, luego de haber orientado, estudiado y revisado el proyecto, lo apruebo en todas sus partes, debido a que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a evaluación del tribunal.

Atentamente,



ING. DARÍO CEDEÑO MACÍAS MSc.
TUTOR DE TESIS

DECLARACIÓN

Yo, **Edison Paúl Pilatásig Montaluisa**, declaro bajo juramento que el proyecto descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



EDISON PAÚL PILATÁSIG MONTALUISA.

CI: 0502676893

NARCISA GARCÍA CAJAPE
LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MÁSTER EN EDUCACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
DOCENTE NIVEL SUPERIOR EN LENGUAJE ESPAÑOL Y LEXICOLOGÍA

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

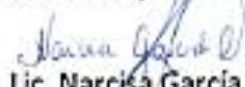
A petición del interesado tengo a bien certificar que he realizado la revisión y el análisis del contenido del presente Trabajo de Titulación con el tema:

"BIOTECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRATAMIENTO Y REMEDIACIÓN DE RIPIOS DE PERFORACIÓN" del egresado **EDISON PAÚL PILATÁSIG MONTALUISA** con cédula de identidad N°0502676893, de la Carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que el mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos lingüísticos dados por la Real Academia Española para el uso del idioma español.

Certificación, que otorga en la ciudad de Santa Elena a los veinticinco días del mes de marzo del dos mil dieciocho, para fines académicos respectivos.

CERTIFICA,



Lic. Narcisa García Cajape

C.I 1307095818

Información Personal							
Identificación:	COTACOTAC 						
Nombre:	NARCISA GARCÍA MONTALUISA CAJAPE						
Apellido:	GARCÍA CAJAPE						
Identificación:	0502676893						

ESTADOS OCUPACIONALES							
Nombre	Identificación	Fecha	Estado	Fecha de Inicio	Fecha de Fin	Observaciones	
Docente en el Nivel Superior	0502676893	2018/03/25	Activo	2018/03/25	2018/03/25		

ESTADOS DE BACHIVEL							
Nombre	Identificación	Fecha	Estado	Fecha de Inicio	Fecha de Fin	Observaciones	
Docente en el Nivel Superior	0502676893	2018/03/25	Activo	2018/03/25	2018/03/25		

La Libertad, 15 de Marzo de 2018.

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

001-DJCM-2018

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado **“BIOTECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRATAMIENTO Y REMEDIACIÓN DE RIPIOS DE PERFORACIÓN”**, elaborado por el (a) estudiante Edison Paúl Pilatásig Montaluiza, egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniera en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 5% de valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Atentamente,



Ing. Darío Javier Cedeño Macías, MSc.

C.I 0802897678

DOCENTE TUTOR

DEDICATORIA

A Dios, que gracias a su misericordia, bondad y amor me ayudó a seguir esforzándome para culminar esta hermosa etapa universitaria.

Este proyecto con el cual obtendré mi título universitario lo dedico especialmente a mis padres Ángel y Delfina quienes desde que yo era muy niño han inculcado en mí valores y virtudes para ser un hombre de provecho para servir a nuestro país Ecuador.

A mis familiares y amistades que siempre me han acompañado en las fuertes batallas y en las victorias, de quienes por sus experiencias vividas me han enseñado a ser perseverante para lograr y alcanzar las metas que me he trazado.

Edison Paúl Pilatásig Montaluisa

AGRADECIMIENTO

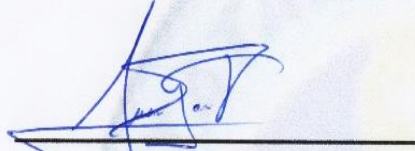
Quiero aprovechar este espacio para agradecer a primeramente a Dios y mis padres Ángel y Delfina por darme la vida, también por el constante apoyo moral e incondicional para culminar con éxitos esta carrera universitaria y así llegar a cumplir mi objetivo a pesar de la distancia en la que nos encontramos.

También quiero agradecer a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, que me abrió sus puertas para que pudiera educar, fortalecer mis conocimientos, hacer grandes amistades y a cada uno de los profesores que me impartieron sus conocimientos y motivaciones para culminar así esta hermosa etapa universitaria.

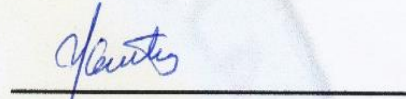
De igual forma quiero agradecer a todos mis amigos de la Facultad de Ingeniería en Petróleos por todos los momentos vividos y compartidos, por el apoyo desinteresado durante este tiempo, por estas razón, agradezco especialmente a, Christina Pow Chon Long, Jefferson Baquerizo y Cesar Tómalá.

Edison Paúl Pilatásig Montaluisa

TRIBUNAL DE GRADO



Ing. Juan Garcés Vargas, Mgp.
**DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



Ing. Marlelis Gutiérrez Hinestroza, Mg.
**DIRECTOR DE LA ESCUELA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**



Ing. Darío Cedeño Macías, MSc.
DOCENTE TUTOR



Lcdo. Antonio Morato Medina, MSc.
DOCENTE DE ÁREA



Abg. Lidia Villamar Moran, Mg.
SECRETARIA GENERAL - UPSE

ÍNDICE GENERAL

PORTADA.....	I
CONTRAPORTADA	II
APROBACIÓN DEL TUTOR.....	III
DECLARACIÓN.....	IV
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	V
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	VI
DEDICATORIA.....	VII
AGRADECIMIENTO	VIII
TRIBUNAL DE GRADO	IX
ÍNDICE GENERAL	X
INDICE DE FIGURAS.....	XIII
INDICE DE TABLAS.....	XV
ABREVIATURAS	XVI
SIMBOLOGÍA.....	XVII
RESUMEN.....	XVIII
ABSTRACT	XIX
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	3
EL PROBLEMA	3
1.1. Tema	3
1.2. Planteamiento del problema	3
1.3. Formulación del Problema	4
1.4. Justificación	4
1.5. Objetivos de la Investigación	4
1.5.1. Objetivo General.....	4
1.5.2. Objetivos Específicos.....	4
1.6. Hipótesis.....	5
1.7. Variables.....	5
1.7.1. Variable Independiente	5
1.7.2. Variable Dependiente	5

CAPITULO II.....	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1. Marco referencial	6
2.1.1. Antecedentes.....	6
2.1.2. Descripción del campo.....	7
2.1.3. Ubicación Geográfica del campo	7
2.1.4. Descripción Geológica del campo Ancón.....	8
2.1.5. Estructura	10
2.1.6. Estratigrafía	10
2.1.7. Propiedades de la roca y fluidos	16
2.2. Marco legal	17
2.2.1. Constitución de la República.....	17
2.2.2. Ley de Hidrocarburos.....	17
2.2.3. Normas legales para tratamiento de rípios y fluidos de perforación para su disposición final.....	18
2.3. Marco contextual	19
2.3.1. Perforación petrolera	19
2.3.1.1. Equipo de circulación del fluido de perforación	22
2.3.2. Secciones de perforación.....	23
2.3.3. Fluidos de perforación	26
2.3.3.1. Composición de los fluidos de perforación.....	26
2.3.3.2. Tipos básicos de fluidos de perforación	28
2.3.3.3. Funciones de los fluidos de perforación	29
2.3.3.4. Cortes de perforación	34
2.3.3.4.1. Equipos de control de sólidos	36
2.3.3.4.2. Deshidratación	41
2.3.3.5. Técnicas para tratamiento de rípios y fluidos de perforación	42
2.3.3.5.1. Biotratamiento.....	43
2.3.3.5.2. Tratamiento térmico	46
2.3.3.5.3. Estabilización/Solidificación	49
2.3.3.5.4. Equipos usados para tratamiento.....	51
2.3.3.5.4.1. Fosas	51

2.3.3.5.4.2. Tanques Australianos	52
2.3.3.6. Técnicas para remediación de suelos	52
2.3.3.6.1. Biorremediación	52
2.3.3.6.2. Landfarming	61
CAPITULO III.....	63
METODOLOGÍA.....	63
3.1. Tipo y diseño de la investigación	63
3.2. Métodos y técnicas e investigación.....	63
3.3. Universo y muestra	64
CAPITULO IV	65
DETERMINACIÓN DE RESULTADOS.....	65
4.1. Determinación de los volúmenes de desechos a ser producidos	65
4.2. Determinación de sólidos a tratar mediante el fluido de perforación	71
4.3. Determinación del área de remediación.....	75
CAPITULO V	77
CONCLUSIONES Y RECOMENACIONES.....	77
5.1. Conclusiones	77
5.2. Recomendaciones	78
BIBLIOGRAFÍA.....	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”.	8
Figura 2. Columna Estratigráfica del Bloque 2.	15
Figura 3. Torre de perforación petrolera.	22
Figura 4. Circuito del Fluido de Perforación.	23
Figura 5. Diagrama de ubicación del pozo SPA0233.	25
Figura 6. Diagrama de los componentes del Fluido de Perforación.	28
Figura 7. Control de Presión.	30
Figura 8. Suspensión de cortes de roca.	31
Figura 9. Estabilización de la formación rocosa.	33
Figura 10. Lubricación y enfriamiento de la broca.	34
Figura 11. Diagrama de etapas de los cortes de perforación.	35
Figura 12. Zaranda Vibratoria.	36
Figura 13. Funcionamiento del Hidrociclón.	37
Figura 14. Desarenador.	38
Figura 15. Deslimador.	39
Figura 16. Limpiador de lodo.	40
Figura 17. Centrífuga.	41
Figura 18. Control de Sólidos. Unidad de Deshidratación.	42
Figura 19. Proceso de Biodegradación.	44
Figura 20. Proceso típico de Landfarming.	45
Figura 21. Proceso de compostaje.	46
Figura 22. Proceso de Desorción Térmica.	47
Figura 23. Proceso de Incineración.	49
Figura 24. Proceso de Estabilización/Solidificación.	51
Figura 25. Tanques Australianos.	52
Figura 26. Biorremediación.	53
Figura 27. Transformación de un suelo contaminado a suelo limpio.	54
Figura 28. Migración vertical.	57

Figura 29. Principio básico del proceso de biorremediación..	58
Figura 30. Landfarming.....	61
Figura 31. Volúmenes pozo ANC0070.....	65
Figura 32. Volúmenes pozo SPA0233.....	67
Figura 33. Volúmenes pozo TIG0010..	69
Figura 34. Área destinada a biorremediación del campo Ancón...	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Zonas y secciones del campo en estudio.....	7
Tabla 2. Coordenadas UTM y Coordenadas Geográficas.....	8
Tabla 3. Propiedades de las formaciones del campo Ancón.....	16
Tabla 4. Volumen del hoyo del pozo SPA0233.....	26
Tabla 5. Clasificación de los cortes de acuerdo al tamaño de la partícula.....	36
Tabla 6. Profundidades de los pozos a ser evaluados.....	64
Tabla 7. Densidades.....	73
Tabla 8. Cantidad de sólidos totales.....	75
Tabla 9. Análisis de superficies.....	76

ABREVIATURAS

ANC001 = Pozo Ancón 1

ANC0070 = Pozo Ancón 70

Bbls = Barriles

CBP = Clay Pebble Beds

Ec = Ecuación

PB = Passage Bed

PDVSA = Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima

PH = Potencial de Hidrógeno

RAOH = Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas

S.A. = Sociedad Anónima

SCS = Sistema de Control de Sólidos

SPA0233 = Pozo Santa Paula 233

TD = Profundidad Total

TIG0010 = Pozo Tigre 10

UTM = Universal Transversal de Mercator

SIMBOLOGÍA

Bo = Factor Volumétrico de Petróleo

E_{SCS} = Eficiencia del Sistema de control de sólidos

ft = Pies

in = Pulgadas

Rhoyo = Radio del hoyo

Sw = Saturación de agua

V = Volumen del hoyo

V_D = Volumen de dilución

V_P = Volumen Promedio

$V_{T-ANC0070}$ = Volumen Total Pozo Ancón 70

$V_{T-ripios}$ = Volumen Total de Ripios

$V_{T-SPA0233}$ = Volumen Total Pozo Santa Paula 233

$V_{T-TIG0010}$ = Volumen Total Pozo Tigre 10

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“BIOTECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRATAMIENTO Y
REMEDIACIÓN DE RIPIOS DE PERFORACIÓN”**

Autor: Edison Paúl Pilatásig Montaluisa

Tutor: Ing. Darío Cedeño Macías MSc.

RESUMEN

El propósito de este proyecto de investigación es realizar el estudio técnico de biotecnologías aplicadas al tratamiento y remediación de rípios de perforación, para remediación ambiental, que permita recuperar la mayor cantidad de materiales contaminantes presentes en los desechos de los fluidos de perforación, minimizando el impacto ambiental según las normativas nacionales (Ley de Hidrocarburos y Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas).

Este proceso se utiliza para cuantificar el volumen de desechos producidos por la perforación de pozos petroleros. Se aplicará las bases legales sobre el manejo y recuperación de desechos producto de la perforación.

El estudio técnico de biotecnologías aplicadas al tratamiento y remediación de rípios de perforación, para remediación ambiental se realiza determinando los volúmenes de rípios producto de la perforación; además, de las técnicas usadas en la explotación petrolera.

Palabras claves: Biotecnologías – Tratamiento – Remediación – Rípios – Fluidos de perforación.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“BIOTECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRATAMIENTO Y
REMEDIACIÓN DE RIPIOS DE PERFORACIÓN”**

Autor: Edison Paúl Pilatásig Montaluisa

Tutor: Ing. Darío Cedeño Macías MSc.

ABSTRACT

The purpose of this research project is to perform the technical study of biotechnologies applied to treatment and remediation of drilling gravels, for environmental remediation, which allows to recover largest amount of contaminating materials present in drilling fluids waste, minimizing the environmental impact according to national regulations (Hydrocarbons Law and Environmental Regulation of Hydrocarbon Operations).

This process is used to quantify the volume of waste produced by the drilling of oil wells. The legal bases on the management and recovery of waste products from drilling will be applied.

The technical study of biotechnologies applied to the treatment and remediation of drilling gravel, for environmental remediation is done by determining the volumes of debris product of the drilling; in addition, to the techniques used in the oil exploitation.

Key words: Biotechnologies - Treatment - Remediation - Debris - Drilling fluids.

INTRODUCCIÓN

El Campo Ancón posee yacimientos petrolíferos de buena rentabilidad económica debido a que este petróleo es considerado de buena calidad; es decir, posee una alta gravedad API. Para el desarrollo productivo y en razón de la poca profundidad donde se encuentran las formaciones productoras, en este campo se requiere de la perforación vertical como mejor opción. Es necesario destacar que la perforación petrolera constituye una de las fuentes que generan mayor cantidad de residuos y desechos peligrosos; debido a que, en estas se asocian grandes cantidades de recortes de perforación generados en el hoyo con diversos materiales y desechos formados en superficie.

El objetivo principal del presente proyecto de investigación es dar a conocer las biotecnologías aplicadas tanto para el tratamiento como para la remediación de los recortes de perforación para proponer el método efectivo que evite la contaminación ambiental de estos desechos generados por la actividad de perforación en este campo de estudio.

Para conocer el campo se incluye la descripción geográfica y litológica; además, se muestran las propiedades de las rocas y fluidos de las formaciones existentes en dicho campo.

En el desarrollo de este proyecto se toma como referencia la Constitución de la República de Ecuador, la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas, del tratamiento y disposición final de los fluidos de perforación, para que estos desechos reciban el tratamiento adecuado y la remediación sea de forma segura.

La muestra está conformada por los pozos SPA0233, TIG0010 y ANC0070, los mismos que fueron seleccionados conociendo el tipo de

formación productora, el tamaño de broca seleccionada para la perforación, el sistema de tratamiento de ripios y las profundidades de los tres pozos.

El tipo de fluido de perforación en base agua consta de los siguientes elementos: agua, bentonita, dispersantes (incluyendo los lignosulfonatos que coadyuvan a mantener en suspensión (dispersas) las partículas sólidas contenidas en el lodo, a objeto de facilitar su fluidez), polímeros acrílicos (actúan como floculante, los cuales agrupan las partículas suspendidas facilitando su remoción del fluido), reductores de filtrado (se utiliza la Celulosa Polianiónica para el control de filtrado), hidróxido de sodio y barita (mineral denso compuesto por Sulfato de Bario). El volumen total del fluido de perforación es de 2300 Barriles.

Finalmente se determinan los resultados de los volúmenes de cada pozo, para encontrar la eficiencia del control de sólidos y determinar el área de tratamiento y área de remediación de sólidos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1. TEMA

“BIOTECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRATAMIENTO Y REMEDIACIÓN DE RIPIOS DE PERFORACIÓN”

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El petróleo es una mezcla de compuestos orgánico, principalmente hidrocarburos insolubles en agua, formado hace millones de años bajo condiciones favorables de presión y temperatura y su extracción requiere de técnicas complejas de perforación. Se encuentra a diferentes profundidades dependiendo del tiempo de depositación o ambiente sedimentario.

La perforación de estos pozos petroleros genera una serie de desechos que son altamente contaminantes tales como: ripios, lodos, desechos químicos, entre otros; que si no reciben el tratamiento y recuperación adecuada puede causar daños irreparables al ambiente y poblaciones aledañas.

Los primeros pozos petroleros perforados en nuestro país fueron en el campo Ancón, en ese tiempo no existían técnicas adecuadas para el tratamiento y recuperación de desechos producto de la perforación de estos pozos, por lo que se recurría a la vieja técnica de cavar fosas para depositarlos.

1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Se puede realizar el estudio técnico de biotecnologías aplicadas al tratamiento y remediación de ripsos de perforación, para remediación ambiental?

1.4. JUSTIFICACIÓN

El presente proyecto tiene como finalidad realizar el estudio técnico de biotecnologías aplicadas al tratamiento y remediación de ripsos de perforación, para remediación ambiental, que permita recuperar la mayor cantidad de materiales contaminantes presentes en los desechos de los fluidos de perforación, minimizando el impacto ambiental según las normativas nacionales (Ley de Hidrocarburos, 2010 y Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas (RAOH), 2001).

De igual manera aporta con las experiencias obtenidas en el desarrollo del presente proyecto, para ser transmitidas a los estudiantes de la Escuela de Ingeniería en Petróleo de la UPSE.

1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar el estudio técnico de biotecnologías aplicadas al tratamiento y remediación de ripsos de perforación, para remediación ambiental.

1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Cuantificar el volumen de desechos producidos por la perforación de pozos petroleros.

- ✓ Aplicar bases legales sobre el manejo y recuperación de desechos producto de la perforación.

1.6. HIPÓTESIS

El estudio técnico de biotecnologías aplicadas al tratamiento y remediación de rios de perforación, para remediación ambiental. Se realizará conociendo los volúmenes de desechos producto de la perforación; además, de las técnicas aplicadas en la explotación petrolera en la actualidad.

1.7. VARIABLES

1.7.1. VARIABLE INDEPENDIENTE

El estudio técnico de biotecnologías aplicadas al tratamiento y remediación de rios de perforación.

1.7.2. VARIABLE DEPENDIENTE

Volumen de desechos de perforación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. MARCO REFERENCIAL

2.1.1. ANTECEDENTES

En el año 1911 en la península de Santa Elena se perforó el primer pozo petrolero del Ecuador denominado ANC001 a cargo de Anglo Ecuadorian Oilfields Ltda. Hasta el año 1976 esta compañía fue la encargada de la explotación de estos yacimientos petrolíferos (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

En 1976, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) asumió el control de todos los campos petroleros de la península de Santa Elena, hasta que el 26 de Septiembre de 1989 se creó Petroecuador, entidad que la reemplazaría (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

Luego el Estado otorgó la concesión del bloque de la península de Santa Elena, tomando el nombre de campo Gustavo Galindo Velasco a la ESPOL, en consorcio con la operadora Argentina CGC, que desde el 1 de Mayo de 1996 desarrolló y explotó estos campos (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

Esta área estaba considerada en esa época como el bloque 3, el cual desde el año 2002 es explotado por la compañía Sinergy (Pacifpetrol S. A.) hasta la presente fecha como Bloque 2; comprende Petrópolis, Carolina, Santa Paula, San Raimundo, Achallán, Cautivo, Matilde, Carmela, Tigre, Santo Tomás, La Fuente, Certeza, Concepción, Conchas, Manantial, Valparaíso, Chapucal, que juntos, conforman la totalidad del

campo Gustavo Galindo Velasco (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

Desde que Pacifpetrol opera este campo, la producción de petróleo aumentó de 1300 BPPD a 2100 BPPD hasta el año 2006, en la actualidad el campo se encuentra en declinación de su producción a 1500 BPPD, por esta razón se está implementando proyectos de perforación de nuevos pozos (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

2.1.2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

El campo para una eficiente administración ha sido distribuido en varias zonas y secciones tal como se muestra en la Tabla1, en las cuales existen 2882 pozos perforados.

ZONAS	SECCIONES
CENTRO-ESTE	67 Y TIGRE
CENTRO-OESTE	66, 73, 74 Y CARMELA
NORTE	SANTA PAULA, PETRÓPOLIS Y MORRILLO
SUR	65, 68, 69, 70, 71, 72 Y CERTEZA

Tabla. 1. Zonas y secciones del campo en estudio.

Fuente: (Pacifpetrol, 2014).

2.1.3. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO

El campo petrolífero “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, está localizado en el Bloque 2 de la península de Santa Elena en la provincia del mismo nombre, tal como se muestra en la Fig. 1.

Este bloque comprende un área de 1200 Km² con un 60% en territorio continental y el 40% costa afuera. En este campo se han perforado aproximadamente 2882 pozos. (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).



Fig. 1. Ubicación geográfica del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”.

Fuente: (Pacifpetrol, 2014).

La Tabla 2 muestra las coordenadas UTM y geográficas del Campo Ancón.

N°	COORDENADAS UTM		COORDENADAS GEOGRÁFICAS	
	Lat. N	Long. E	Lat. Sur	Long. Oeste
1	N 9751000	E 515000	2° 15' 8,11"	80° 51' 53,51"
2	N 9747000	E 515000	2° 17' 17,8"	80° 51' 53,51"
3	N 9747000	E 517000	2° 17' 17,8"	80° 50' 48,65"
4	N 9751000	E 517000	2° 15' 8,11"	80° 50' 48,65"

Tabla. 2. Coordenadas UTM y Coordenadas Geográficas.

Fuente: (Pacifpetrol, 2014).

2.1.4. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO ANCÓN

Desde que fueron perforados los primeros pozos exploratorios en la Península de Santa Elena, los geólogos de Anglo correlacionaron las rocas del campo Ancón con las de Monteverde (al norte de Ancón), principalmente, en base a criterios paleontológicos y de secuencia litoestratigráfica; observaron que existía una correlación cercana entre las series sedimentarias de estas dos áreas. Se ha determinado que la roca

madre es el miembro Guayaquil, la Formación Atlanta de edad del Paleoceno constituye el principal yacimiento de este campo (Rodríguez D. &., 2014).

El Grupo Ancón del Eoceno medio, en el área de Ancón sobrepasa la Formación Atlanta, ha inducido a considerar que esta formación corresponde a un bloque que pudo haber sido desplazado desde el sur hasta la posición actual por efecto de algún sobre corrimiento durante la fase tectónica del Eoceno inferior (Rodríguez D. &., 2014).

Regionalmente, la comarca costera del Ecuador ha sido caracterizada como un terreno alóctono de origen marino, acreditado al margen continental andino durante el Cretácico superior al Terciario temprano. En este entorno se han desarrollado varias cuencas de antearco, modificadas por tectónica de desplazamiento de rumbo, que se extienden desde el límite norte del Perú hasta Colombia (Cuencas de Progreso/Santa Elena, Manabí, Daule, Esmeralda-Nariño, de sur a norte) (Rodríguez D. &., 2014).

El bloque de Santa Elena se encuentra ubicado en la cuenca homónima, en la cuenca sedimentaria conocida como “Levantamiento de Santa Elena” y comprende la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario inferior (Paleoceno-Eoceno), desarrollada sobre la corteza oceánica. El levantamiento de Santa Elena se encuentra delimitado al noreste por la falla regional de “La Cruz” que la separa de la cuenca Progreso, con sedimentación de edad Oligoceno-Plioceno. Hacia el Sur el Alto de Santa Elena ha servido de límite para la secuencia de Mioceno inferior al Pleistoceno que representa la apertura del Golfo de Guayaquil. Hacia el Oeste el límite actual está constituido por el prisma de subducción Neógeno (Rodríguez D. &., 2014).

En el sector occidental del levantamiento afloran rocas pertenecientes al Cretácico (formación Santa Elena, Wildflysh, Carolina Chert), mientras que en la porción oriental y central (zona de Playas a sierra de Chanduy) aflora una gruesa secuencia de areniscas y conglomerados de la Formación Azúcar. También en la parte central se encuentran extensos afloramientos del Grupo Ancón de edad Eocena (Rodríguez D. &, 2014).

2.1.5. ESTRUCTURA

De acuerdo a la interpretación de líneas sísmicas y correlación de perfiles eléctricos se elaboró el modelo estructural de la Península y se definieron los principales rasgos estructurales vinculados a los campos. A grandes rasgos se puede decir que las secuencias, Cretácica y los niveles inferiores de la Formación Azúcar, experimentaron esfuerzos compresivos. Los niveles superiores de la Formación Azúcar y el Grupo Ancón fueron afectados por tectónicas de desplazamiento de rumbo; mientras que, los niveles altos del Grupo Ancón y la secuencia Neógena (Progreso, Golfo de Guayaquil) experimentó una tectónica distensiva. El estado de esfuerzo transgresivo determinó la activación de distintos tipos de fallas; dependiendo de su orientación es posible encontrar fallas inversas normales al esfuerzo principal. Otras posibilidades son fallas de desplazamiento de rumbo, oblicuas a la compresión principal y fallas normales sub paralelas a dicha compresión principal (Guale, 2013).

2.1.6. ESTRATIGRAFÍA

La Península de Santa Elena se encuentra conformado por las siguientes características litológicas:

- **Formación Piñón**

Corresponde a los período Jurásico y Cretácico Medio, está compuesta por basaltos afaníticos almohadillados, doleritas intrusivas y algunas intrusiones de gabroides y ultramáficas. La edad ha sido determinada como Aptiano Superior-Albiano (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

- **Formación Cayo**

Corresponde al período Cretácico y está compuesta por sedimentos marinos (lutitas bituminosas y turbiditas finas), volcánicos (lavas almohadilladas) y volcano clásticos (tobas). Esta formación se encuentra presente en los campos Petrópolis, San Raymundo, Matilde, Carmela y Navarra (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

- **Formación Santa Elena**

Corresponde al período Cretácico y está compuesta por depósitos turbidíticos finos de aguas profundas, deslizamientos y flujos de detritos, representados por niveles finamente estratificados de pelitas silíceas y radiolaritas con participación de tobáceas de colores blanquecinos. El conjunto se caracteriza por una intensa deformación de tipo dúctil con desarrollo de clivaje penetrativo que determina pliegues y fallamientos (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

- **Formación Atlanta**

Corresponde a la época del Paleoceno y se constituye en el yacimiento de mayor importancia del campo Ancón en la cual se han realizado las principales perforaciones. La formación está constituida por una arenisca

gris dura con textura media a gruesa que representa el principal reservorio por sus fracturas (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

Este Grupo tradicionalmente, de acuerdo a descripciones de afloramientos, estaba constituido por tres formaciones basadas por la presencia de una fase conglomerática que separa a dos fases arenos-arcillosas:

Fase La Estancia.- Secuencia de areniscas grises, micáceas, con tonos de alteración rojizos y elevación de rodados cuarcíticos que alternan con pelitas negras duras y estratos finas de areniscas micáceas con restos de materiales carbonosos. Fase Chanduy.- Areniscas grises silíceas de dureza media, conglomerados de rodados de cuarcitas con alternancias de areniscas y conglomerados y el tope alternancias de pelitas negras y areniscas duras. Fase Engabao.- Areniscas castañas macizas, friables, con concreciones de tipo “bala de cañón” con intercalaciones de blancos delgados de pelitas y areniscas y conglomerados de rodados de cuarcita donde, a veces, las pelitas son localmente dominantes (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

Grupo Ancón

Corresponde al período Eoceno y comprende en su mayor parte por rocas silicoclásticas. De este grupo es donde se da el nombre de campo petrolífero Ancón y está conformado por las siguientes formaciones: Formación Passage Beds, Formación Clay Pebble Beds que incluye la arenisca Santo Tomás, Formación Socorro, Formación Seca y Punta Ancón (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

- **Formación PB (Passage Bed)**

Corresponde a la edad Eoceno inferior a medio y define la capa de transición entre el Grupo Azúcar y el Grupo Ancón, está compuesta por pelitas duras con estratos delgados de areniscas, que incluyen intercalaciones de areniscas calcáreas de grano medio a grueso y arcillitas con restos carbonosos (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

- **Formación CPB (Clay Pebble Beds)**

Corresponde al período Eoceno Inferior. Se encuentra compuesta por una secuencia de matriz arcillosa, originada por el deslizamiento sedimentario del tipo de flujos de barro densos submarinos e interestratificado con turbiditas (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

- **Formación Santo Tomás**

Está constituida por un banco de areniscas de potencias modestas conocida solamente en el subsuelo del sector homónimo, en el extremo NE del campo petrolero de Ancón. Constituye una culminación del ciclo turbidítico de la Formación Passage Bed (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

- **Formación Socorro**

Formado por areniscas turbidíticas y pelitas que recubren la Formación Clay Pebble Beds, son de lutitas grises hasta negro y de areniscas turbidíticas delgadas verdosas. Se ha convertido en el segundo yacimiento con mayor importancia del campo Ancón (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

- **Formación Seca**

Esta formación constituye la roca sello de los reservorios de la Formación Socorro en el campo Ancón, está constituida por arcillitas grises verdosas con raras intercalaciones de areniscas finas que hacia el techo obtienen un color amarillento rojizo. Corresponden a depósitos marinos de plataforma que se intercalan con las fases de abanicos submarinos. El espesor promedio es 300 m. la edad se asigna al Eoceno medio a superior (Informe de geología y yacimientos de Ancón, 1999).

- **Formación Tablazo**

Son areniscas gruesas y calizas arenosas con bancos de conchillas. Son niveles de terraza marina de edad Pleistocena que descansan en fuerte discordancia erosiva (y angular) sobre rocas cretácicas y paleógenas de la península de Santa Elena.

En la Fig. 2, se describe la estratigrafía donde se muestran las principales características litológicas de las formaciones que se encuentran presentes en la Península de Santa Elena.

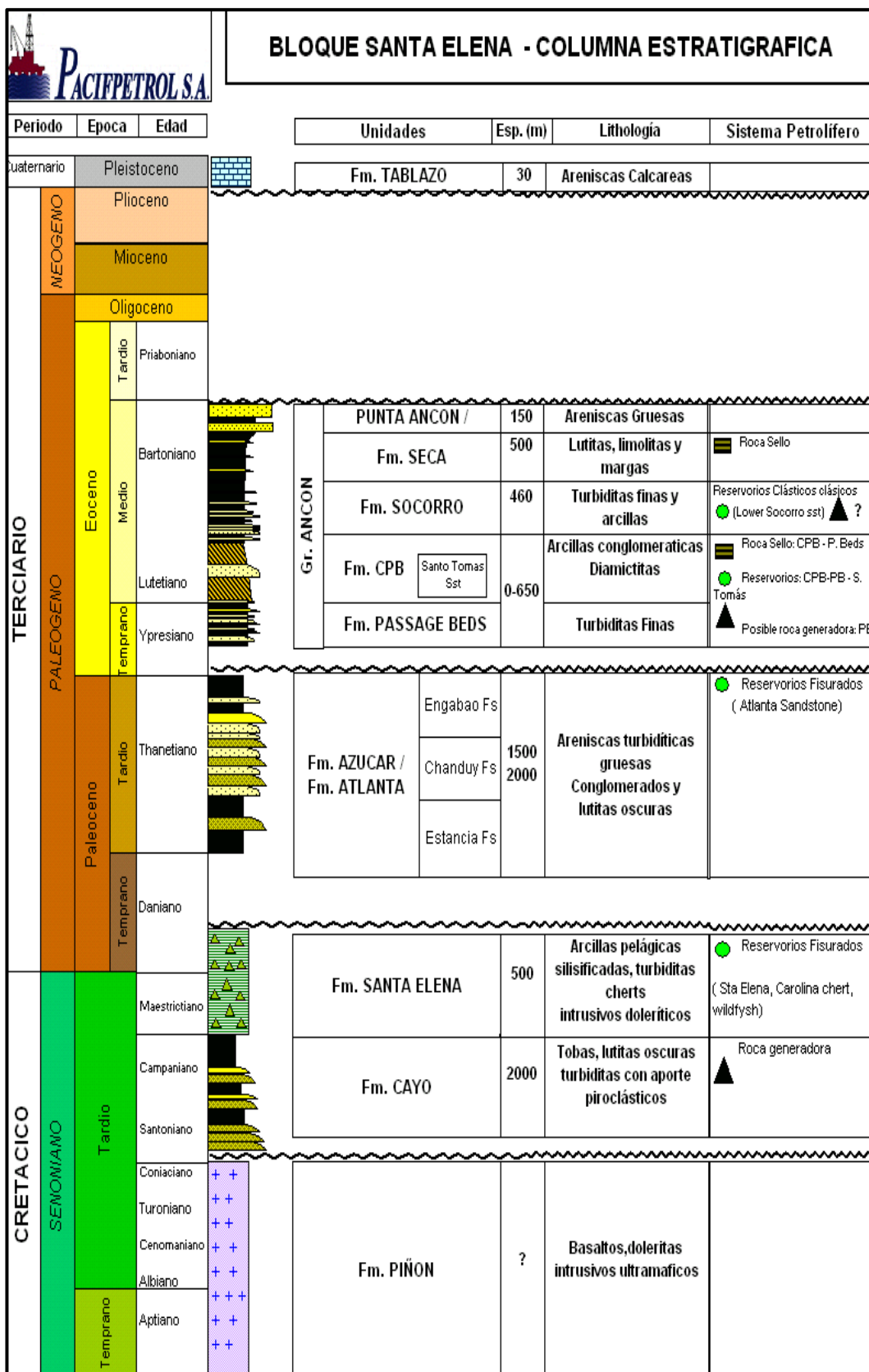


Fig. 2. Columna Estratigráfica del Bloque 2.

Fuente: (Pacifpetrol, 2014).

2.1.7. PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS

Las características de la roca pueden ser determinadas mediante registros eléctricos o por medio de pruebas de laboratorio, entre estas tenemos: porosidad, permeabilidad, presión capilar, saturación de fluidos y mojabilidad. Las propiedades de los fluidos se determinan mediante los análisis realizados en laboratorio, para obtener resultados confiables se recolecta muestras representativas de fluidos del fondo del pozo (Paris, 2009).

Hay evidencias de manifestaciones y acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran asociadas a rocas de edad Cretácica, ubicados en el sector noroccidental de la Península de Santa Elena, como las emanaciones de petróleo de La Libertad, Petrópolis, Santa Paula, Achallán y Cautivo. Estas áreas se encuentran en el tope del Cretácico, posiblemente han sido afectados por rocas generadoras más profundas (Rodríguez, 2014).

La Tabla 3 describe las propiedades de la roca y los fluidos del campo Ancón.

CAMPO	YACIMIENTO	POROSIDAD	SW	API	Bo	Vol. Roca	POES	FR	Reservas T	Np @31-12-13	R. Prob. Rem.
		Frac	Frac		By/Bn						
ANCON	SOCORRO	0,25	0,45	36,8	1,2	267808	238,1	14,4	34,33	33,03	1,307
	CPB	0,1	0,5	39	1,2	72006	23,3	10	2,33	1,93	0,404
	SANTO TOMAS	0,11	0,64	38,8	1,2	521001	133,4	8,9	11,84	11,2	0,643
	PASSAGE BEDS	0,075	0,64	39	1,2	480034	83,8	2,2	1,81	1,24	0,567
	ATLANTA	0,1	0,64	40	1,2	3963844	922,5	8,2	75,92	73,15	2,773
	SANTA ELENA	0,11	0,6	33,6	1,2	220360	62,7	10,7	6,68	6,39	0,292
TOTAL							1463,7		132,92	126,93	5,986

Tabla. 3. Propiedades de las formaciones del campo Ancón.

Fuente: (Pacifpetrol, 2014).

2.2. MARCO LEGAL

Entre las especificaciones legales otorgadas por la Presidencia de la República del Ecuador y ejecutadas por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos que intervienen en el presente proyecto investigativo tenemos: La Constitución Política de la República, la Ley de Hidrocarburos; además, las normas legales para tratamiento de rios y fluidos de perforación para su disposición final (Asamblea, 2008).

2.2.1. (CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA, 2008).

La constitución política es la Ley suprema del estado ecuatoriano que regula el orden jurídico, generando derechos y garantías de las competencias tanto del sector público como del sector privado, del capítulo segundo Biodiversidad y recursos naturales, Sección primera Naturaleza y Ambiente, en su Artículo 396, establece lo siguiente:

Cada uno de los actores de los procesos de producción, distribución, comercialización y uso de bienes o servicios asumirá la responsabilidad directa de prevenir cualquier impacto ambiental, de mitigar y reparar los daños que ha causado, y de mantener un sistema de control ambiental permanente (Asamblea, 2008).

En base a este artículo, las empresas operadoras de los campos petroleros serán las responsables directas de cualquier daño ambiental ocasionados por las diferentes etapas de producción hidrocarburífera en territorio ecuatoriano.

2.2.2. (LEY DE HIDROCARBUROS, 2010).

La Ley de Hidrocarburos es la normativa hidrocarburífera que rige el sector petrolero del Estado ecuatoriano.

El Título II de la Política Hidrocarburífera, Artículo 15, inciso 2 establece lo siguiente:

Aprovechar los recursos hidrocarburíferos y sustancias asociadas, preservando el medio ambiente, conservando la biodiversidad y la capacidad de generación natural de los ecosistemas, y asegurando la satisfacción de las necesidades de las generaciones presentes y futuras (Ley de Hidrocarburos, 2010).

Este artículo señala claramente que de existir alternativas para preservar el medio ambiente, conservando la biodiversidad o mejorándola, se puede aprovechar las sustancias asociadas de toda actividad petrolera.

2.2.3. NORMAS LEGALES PARA TRATAMIENTO DE RIPIOS Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA SU DISPOSICIÓN FINAL

El Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas (RAOH), en el Artículo 52, literal d.2, del tratamiento y disposición final de los fluidos de perforación señala lo siguiente:

2.1.- Todo sitio de perforación (en tierra o costa fuera) se debe disponer de un sistema de Tratamientos de Líquidos y sólidos de perforación; 2.2.- Durante la perforación y concluida ésta, los fluidos líquidos tratados a medida de lo posible deberán reciclarse y/o podrán disponerse conforme con lo dispuesto en el Art. 29 de este Reglamento. 2.3.- Durante y después de la perforación, los desechos sólidos (lodos de decantación y rípios de perforación tratados) podrán disponerse una vez que cumplan los parámetros del RAOH y un posterior seguimiento a los 7 días, 3 meses y 6 meses además del análisis inicial para la disposición final (Decreto Ejecutivo 1215, 2001).

Según señala el RAOH en el Art. 29, del manejo y tratamiento de descargas líquidas:

- a) Desechos líquidos industriales, aguas de producción descargas líquidas y agua de formación.- Toda estación de producción y demás instalaciones industriales dispondrán de un sistema de tratamiento de fluidos resultantes de los procesos. (Decreto Ejecutivo 1215, 2001).*

En razón de este Reglamento los desechos de perforación deben pasar a un proceso de tratamiento tanto para líquidos y sólidos, antes de su disposición final.

2.3. MARCO CONTEXTUAL

2.3.1. PERFORACIÓN PETROLERA

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone, es mediante la perforación de un hueco o pozo. El primer pozo que se perfora en un área inexplorada se denomina pozo exploratorio. De acuerdo con la profundidad proyectada, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado (Garzón, 2006).

Según Garzón, M. los principales elementos que conforman un taladro de perforación son los siguientes:

- Sistema de soporte estructural y de elevación
- Sistema rotatorio
- Sistema de circulación
- Sistema de generación y transmisión de potencia

- Sistema de prevención de reventones o surgencias

Durante la perforación es fundamental la circulación permanente de un lodo, el cual da consistencia a las paredes del pozo, enfría la broca y saca a la superficie el material triturado. Este lodo se inyecta entre la tubería y la broca y asciende por el espacio anular que hay entre la tubería y las paredes del hueco. El material que sube sirve para tomar muestras y saber qué capa rocosa se está atravesando y si hay indicios de hidrocarburos (Garzón, 2006).

Para proteger el pozo de derrumbes, filtraciones o cualquier otro problema propio de la perforación se recubren a las paredes del hueco por etapas con tubos de revestimientos usando un cemento especial que se inyecta a través de la misma tubería y se desplaza en ascenso por el espacio anular donde se solidifica. Al finalizar la perforación el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción de petróleo (Garzón, 2006).

Cuando se descubre el petróleo, alrededor del pozo exploratorio se perforan otros pozos, llamados “de avanzada”, con el fin de delimitar la extensión del yacimiento y calcular el volumen de hidrocarburos que pueda contener, así como la calidad del mismo (Garzón, 2006).

Según Garzón, M. existen 2 tipos de perforación petrolera:

- Perforación por percusión o con cable.- El método de perforación más antiguo, es un método lento y de profundidad limitada, que rara vez se utiliza. Se basa en triturar la roca elevando y dejando caer una pesada barrena cincel con vástago sujeto al extremo de un cable. Cada cierto tiempo se extrae la barrena y los fragmentos de roca triturada se suspenden en agua y se eliminan sacándolos a

la superficie mediante lavado a presión o bombeo. A medida que el hoyo va adquiriendo mayor profundidad se le reviste con tubería de acero para evitar su derrumbe y como protección contra la contaminación de las aguas subterráneas. La perforación, incluso de un pozo de escasa profundidad, representa un trabajo considerable y al encontrar petróleo o gas no hay como controlar el flujo inmediato de producto a la superficie (Garzón, 2006).

- Perforación Rotativa.- Es el método más común y se utiliza para perforar pozos tanto de exploración como de producción, hasta profundidades superiores a 7000 metros. Para perforar en tierra pozos sísmicos de poca profundidad se utilizan perforadoras ligeras montadas sobre camiones. Para abrir los pozos de exploración y de producción se utilizan perforadoras rotativas móviles y flotantes, semipesadas y pesadas. El equipo de perforación rotativa se monta sobre una plataforma de perforación con una torre de 30 a 40 metros de altura, y comprende una plataforma giratoria, motor, mezcladora de lodo y bomba de inyección, un cabrestante o malacate con cable metálico, y numerosos tubos, de 27 metros de longitud cada uno aproximadamente. La plataforma hace girar un vástago de transmisión cuadrado conectado a la tubería de perforación. El vástago cuadrado tiene en la parte superior una lanzadera de lodo conectada a unas válvulas de seguridad antireventones. La tubería de perforación gira a una velocidad de entre 40 y 250 revoluciones por minuto y hace girar una barrena de fricción de bordes cortantes fijos, tipo cincel, o una barrena de rodillos con cuchillas rotativas de dientes endurecidos (Garzón, 2006).

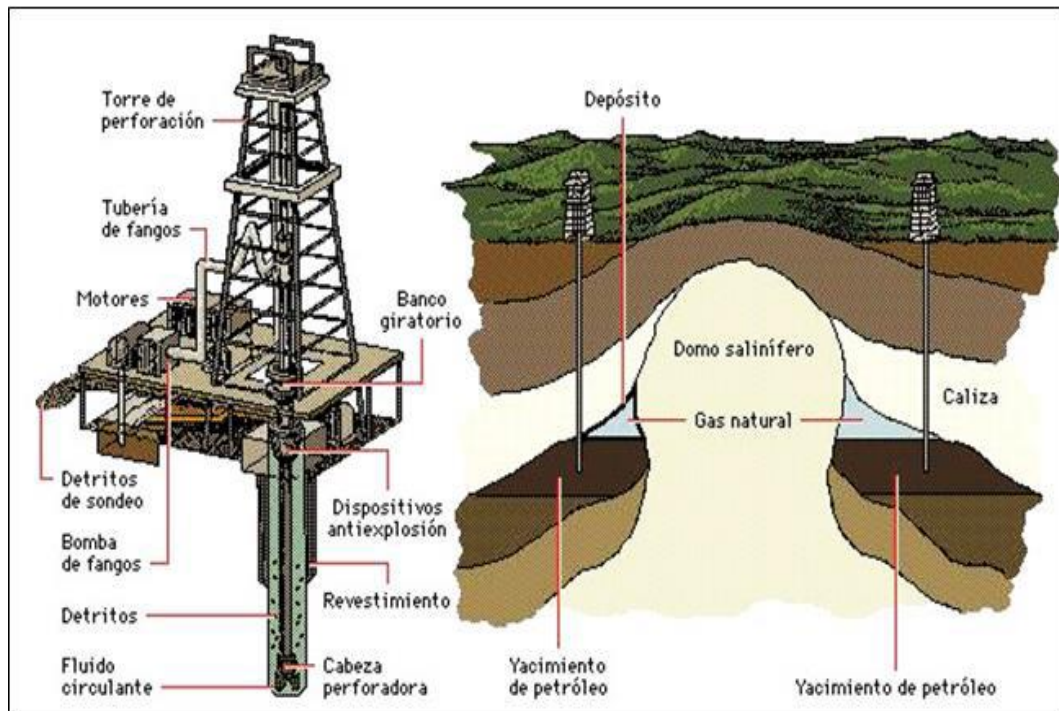


Fig. 3. Torre de perforación petrolera.

Fuente: (Garzón, 2006).

2.3.1.1. Equipo de Circulación del Fluido de Perforación

El equipo de circulación del fluido de perforación consta de tanques con agua fresca que a su vez poseen una línea que lleva el agua hacia los tanques de homogenización donde la mezcla agua-químicos mediante agitadores permiten darle el acabado final para que este fluido contenga las propiedades necesarias del programa de perforación. De los tanques de homogenización que tienen una capacidad de 400 barriles, este lodo pasa a tres bombas con una eficiencia del 97 % las cuales empujan el lodo por la manguera que se une al top drive pasando por el cuello de ganso o unión giratoria y permitiendo que dicho lodo llegue hasta los jets de la broca en el fondo del pozo para realizar sus tareas respectivas. El lodo se devuelve a la superficie por el anulo llevando consigo los cortes o rípios del pozo y luego de pasar por el sistema de remoción de sólidos o Equipo de Control de Sólidos (ECS), parte del fluido regresa al sistema para su reinyección (Ballesteros, 2007).



Fig. 4. Circuito del Fluido de Perforación.

Fuente: (Ballesteros, 2007).

2.3.2. SECCIONES DE PERFORACIÓN

La tarea primordial para culminar el programa de perforación es la debida selección de los materiales a utilizar. Por esta razón que se deben tomar en cuenta las variables que se dan en la configuración del pozo. Para evitar los derrumbes de las paredes del hoyo y aislar los fluidos líquidos y gases es necesario proteger el pozo, por lo cual se introducen tuberías de revestimiento, que luego son cementadas para aislar situaciones que tienen que ver con formaciones inestables o de zonas con bajo gradiente de fractura, presiones altas, etc.

Entre las funciones principales de las tuberías de revestimiento tenemos: prevenir la inserción de acuíferos, evitar derrumbes en el hoyo, limitar la

producción del intervalo elegido y facilitar las instalaciones de los equipos de las terminaciones definitivas para producir el pozo.

Las tuberías de revestimiento se clasifican en:

- ✚ Tubería conductora.- Sirve de guía para perforar el pozo, su profundidad varía entre 60 pies a 700 pies. El objetivo de esta tubería es establecer la circulación para que el fluido de perforación pueda retornar al equipo de control de sólidos y sistemas de tratamiento.
- ✚ Tubería Superficial.- Esta tubería sirve para aislar flujos de agua y perdidas de lodo cercanas a la superficie. Los diámetros de esta tubería varían de acuerdo a la profundidad del pozo.
- ✚ Tubería Intermedia.- Se utiliza para proteger el hoyo descubierto, incrementar el peso del fluido de perforación y controlar zonas de alta presión.
- ✚ Tubería de producción.- Su función principal radica en aislar los fluidos indeseables de la formación productora con otras zonas; además, sirve para instalar los empaques de producción y demás accesorios utilizados para completar el pozo.

Conociendo las secciones del pozo podemos determinar la cantidad de volumen de ripios de perforación, tomando en cuenta que este volumen es aproximadamente entre 1,5 a 3 veces el volumen del hoyo y el volumen de líquido esta entre 3 a 30 veces el volumen del hoyo. El volumen extra se da debido a la degradación de la partícula, aditivos agregados al fluido de perforación, formaciones hinchables, equipo deficiente de control de sólidos y operaciones de cementación y completación del pozo.

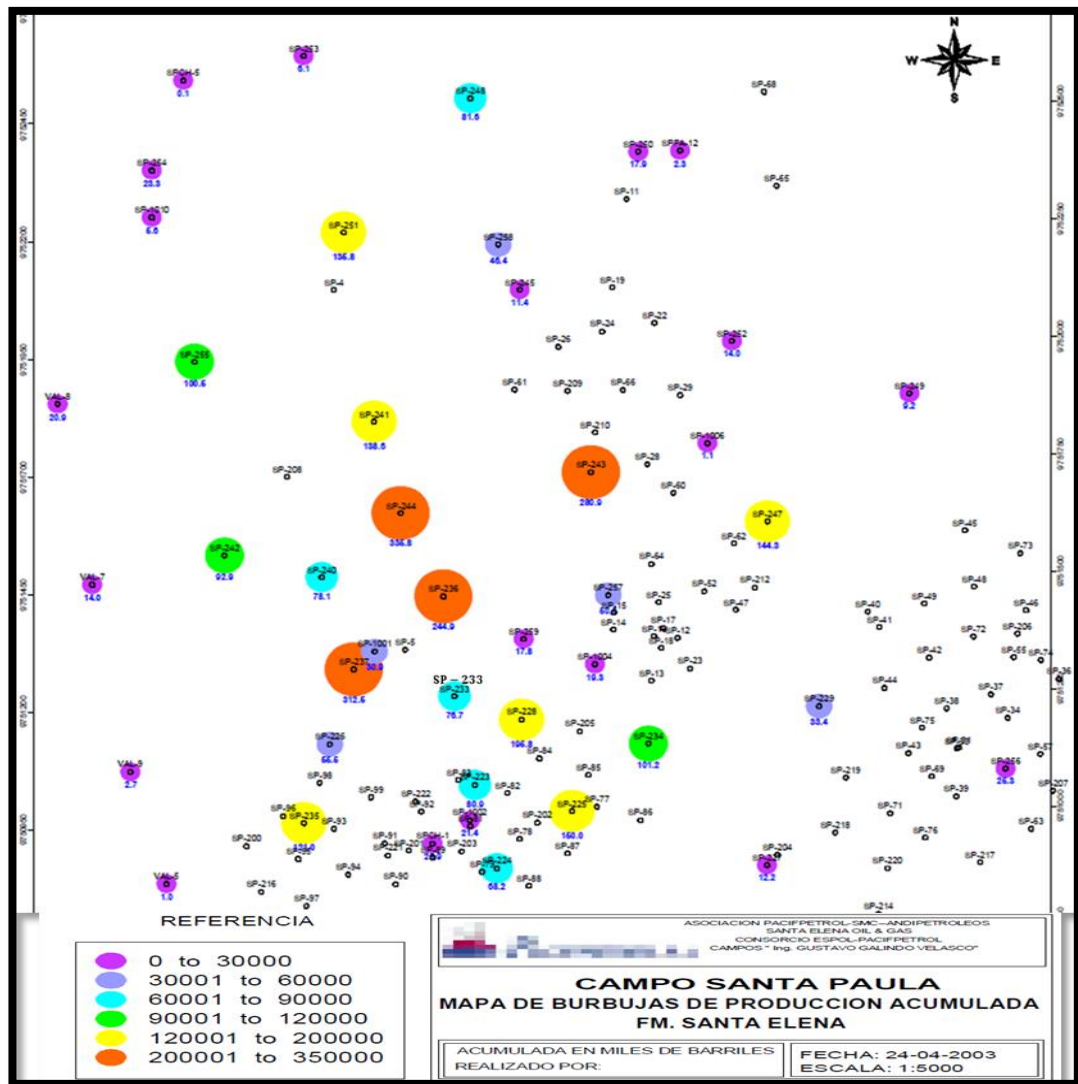


Fig. 5. Diagrama de ubicación del pozo SPA0233.

Fuente: (Pacifpetrol, 2014).

Para calcular el volumen total del hoyo de pozo SPA0233 de la Figura 5, se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$V = \left[\frac{\pi * (R_{hoyo, in})^2 * 0,1781}{144} \right] * (Prof, ft) = bbls \quad \text{Ec. 1.}$$

Ecuación 1, Cristina Ballesteros 2007

$$V = \left[\frac{\pi * (R_{hoyo, in})^2 * 0,0519}{42} \right] * (Prof, ft) = bbls \quad \text{Ec. 2.}$$

Ecuación 2, Manual Dowell, Schlumberger, 1994

El pozo en estudio tiene una profundidad total (TD) de 2500 pies perforado en 3 secciones, los volúmenes son obtenidos utilizando las ecuaciones 1 y 2. Se comprueba que los resultados son idénticos para lo cual las 2 ecuaciones son confiables. La Tabla 4 muestra solo los resultados del pozo SPA0233, los resultados de los otros pozos son mostrados en el Capítulo IV utilizando la ecuación 1.

Volumen del hoyo del pozo SPA0233				
Secciones	Diametro del hoyo, in	Profundidad, ft	Ecuación 1	Ecuación 2
1	16	309	77	77
2	12,25	1171,11	171	171
3	8,5	1009,89	71	71
Total, bbls			318	318

Tabla. 4. Volumen del hoyo del pozo SPA0233.

Fuente: (Pilatásig, 2018).

2.3.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación son aquellos fluidos utilizados durante las labores de perforación de un hoyo, y éste término está restringido a los fluidos que son circulados a través del hoyo y que poseen características físicas y químicas apropiadas para poder cumplir con los requisitos mínimos de eficiencia, limpieza y seguridad durante la perforación. Estos son altamente contaminantes debido a los cortes de perforación que son extraídos del pozo y a los metales pesados que contiene dicho fluido (Hernández, 2013).

2.3.3.1. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La composición de los fluidos de perforación a ser utilizados en el pozo se determinan mediante las condiciones mismas del fondo del pozo y la características de la formación que se va a perforar. Según Veracierta, L.

(2006), debe hacerse un análisis puesto que hay dos factores que complican la decisión de la selección. Estos factores estos son:

- Baja viscosidad y poco peso en los fluidos de perforación, con esto se logra una mayor tasa de penetración.
- Alta viscosidad y mucho peso en los fluidos de perforación para controlar los efectos de ciertos parámetros en el fondo del pozo; tales como entrada de fluido de alta presión dentro del hoyo conocida como arremetida. Estos efectos pueden causar desastres como el caso de un reventón (Veracierta, 2006).

Según Cristina Ballesteros, (2007), el fluido de perforación está compuesta por dos fases:

a.- La fase líquida puede estar constituida por agua dulce, agua salada, salmuera, aceite diésel (destilado medio obtenido en la destilación atmosférica del petróleo crudo), aceite mineral no tóxico (aceite formado por una base obtenida directamente de la destilación del petróleo más unos aditivos que le confieren propiedades que mejoran sus funciones), aceites sintéticos (aceite que contiene bases tratadas físico – químicamente obteniendo una base de mayor calidad y prestaciones que el aceite mineral) (Ballesteros, 2007).

b.- La fase sólida se compone de materiales viscosificantes naturales o artificiales (polímeros); densificantes como Barita (mineral denso compuesto por Sulfato de Bario), Carbonato de Calcio, Galena (mineral compuesto de azufre y plomo), Hematina (óxido Férrico) y Siderita (Carbonato de Hierro); sales (Cloruro de Sodio, Cloruro de Calcio, Cloruro de Potasio, Sales de Amonio y Nitratos), aire y espuma pueden ser usados para algunas operaciones en los pozos (Ballesteros, 2007).

La Fig. 6 muestra los componentes de los fluidos de perforación.

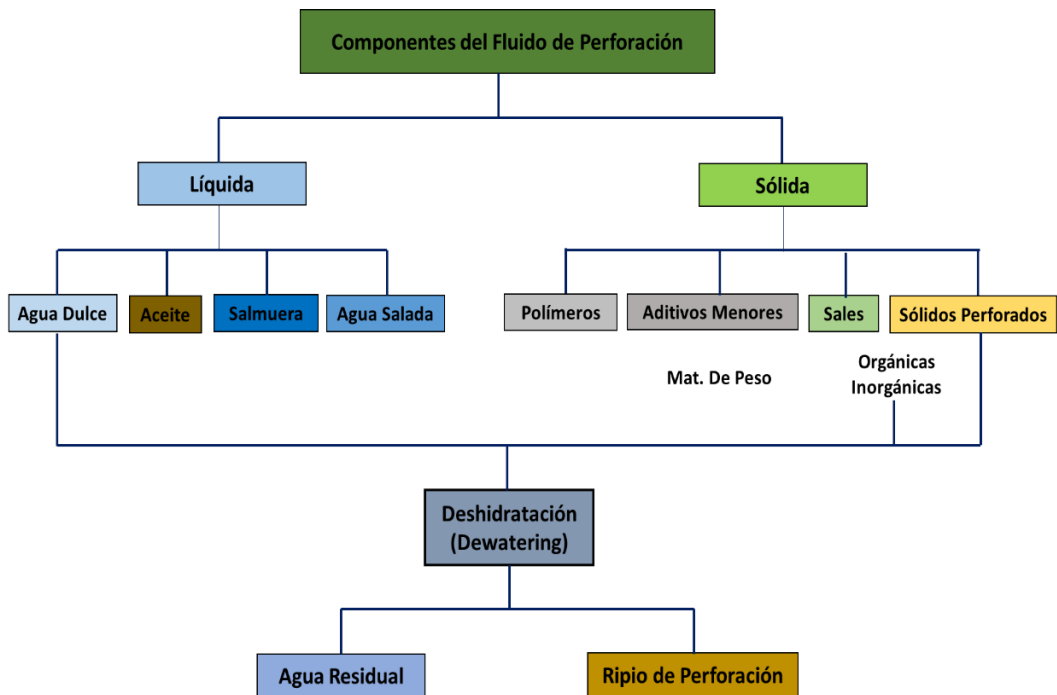


Fig. 6. Diagrama de los componentes del Fluido de Perforación.

Fuente: (Ballesteros, 2007).

2.3.3.2. TIPOS BÁSICOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Existen 3 tipos fundamentales de fluidos de perforación, los mismos que son descritos a continuación:

- Fluidos de perforación en base agua

Estos son los más utilizados en la perforación petrolera, debido a que son económicos y no contaminan las formaciones, su composición es una mezcla de agua dulce o salada, bentonita y varios aditivos químicos, determinados según las condiciones del fondo del pozo. Se conocen algunas reglas generales en estos fluidos, entre las cuales tenemos:

a.- Operaciones superficiales: Se usa abundante agua, lodo natural (constituidos por agua dulce o salada a la que se incorpora parte de la

fracción limoso-arcillosa de las formaciones rocosas) y el mínimo de aditivos químicos.

b.- Operaciones de perforación – formaciones duras.- En formaciones duras de baja porosidad, se utiliza lodo liviano (preparados a base arcilla especialmente bentoníticas) y baja densidad como fluido de perforación.

c.- Operaciones de perforación – formaciones blandas con alta porosidad y presión: Se utiliza lodo denso (la base es un lodo bentonítico puro formado por una suspensión de arcilla en agua, se adicionan ciertos materiales expresados en la sección 2.3.3.1.) como fluido de perforación (Bolaños, 2014; Veracierta, 2006).

- Fluidos de perforación en base aceite

Estos lodos no son afectados por las formaciones sensibles al agua, además minimizan la corrosión en la sarta de perforación. Es usado cuando se perforan zonas arcillosas y previene la hidratación de arcillas y lutitas (Veracierta, 2006; Hernández, 2013).

- Fluidos de perforación en base aire o gas

Son los fluidos menos usados, tienen como principal ventaja el incremento de la tasa de penetración. Además, utiliza compresores, requieren menos espacio y equipos (Veracierta, 2006).

2.3.3.3. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación se aplican para minimizar los riesgos que se puedan presentar en las operaciones de perforación de petróleo, su importancia radica en dependencia de las condiciones del pozo, es así como la remoción de los ripios del pozo y el control de las presiones de

formación son sus principales funciones. Estas y otras funciones son descritas a continuación:

- Control de las presiones de formación

Los fluidos de perforación están diseñados para contrarrestar la presión de los fluidos de las formaciones, alcanzando el equilibrio deseado para que la presión ejercida por el fluido de perforación contra las paredes del pozo sea suficiente para contrarrestar la presión que ejercen las formaciones rocosas y el petróleo o gas, pero que no sea tan fuerte como para dañar el pozo. Si la densidad del fluido es alta, provocará que se fracture la roca y haya pérdida de fluido de perforación. Esto indica que debe existir una regulación en la densidad del fluido según las condiciones del pozo (PDVSA, 2005).

La Fig. 7 muestra el control de presión ejercido por el fluido de perforación según las condiciones de la formación.

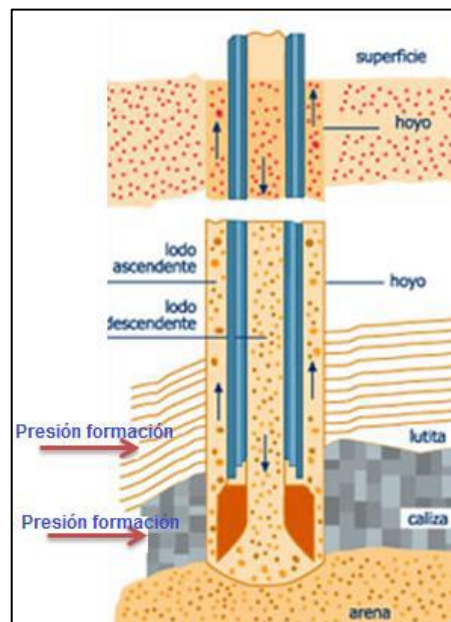


Fig. 7. Control de Presión.

Fuente: (PDVSA, 2005).

- Suspensión de cortes de roca

Debido a problemas técnicos o por extraer la tubería de perforación desde el fondo, las operaciones de perforación son detenidas, entonces los recortes suspendidos en el fluido tenderán a caer al fondo del pozo. Es por esta razón que los fluidos de perforación poseen la propiedad de mantener los ripios suspendidos. El fluido de perforación al ser detenido forma un gel espeso que evita que los recortes desciendan al fondo del pozo, al reanudar las operaciones este fluido se vuelve a mover provocando que se transforme de fluido pesado a liviano. (Rachain, 2006).

La Fig. 8 muestra como el fluido de perforación provoca que los ripios se mantengan en suspensión.

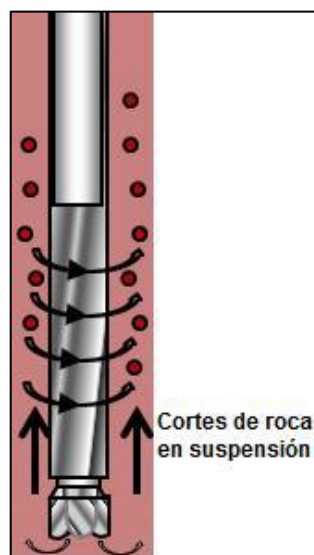


Fig. 8. Suspensión de cortes de roca.

Fuente: (Rachain, 2006).

- Estabilización de la formación

El proceso de perforación consta de dos fases: Primero, la perforación se realiza a través de las formaciones rocosas que no contienen petróleo y posteriormente en formaciones que si lo contienen. El objetivo de la perforación es llegar lo más rápido posible al yacimiento. La prioridad es

mantener estable la formación rocosa expuesta en el pozo, mientras se evita la pérdida de fluido de perforación. Al mantener la presión del fluido de perforación por encima de la presión del fluido de los poros de la formación rocosa, existe una tendencia natural a que el fluido de perforación penetre en la roca permeable de la formación. El uso de aditivos especiales evitará que el fluido de perforación penetre en la zona productora (Schlumberger, 2004).

El fluido de perforación puede interactuar con la roca circundante de otras maneras. Por ejemplo, si la roca de la formación está cargada de sal, el agua disolverá la sal y provocará inestabilidad en las paredes del pozo. En este caso, sería más conveniente utilizar un fluido a base de aceite. En circunstancias donde la formación posee un alto contenido de arcilla se utiliza un fluido inhibidor para mantener el pozo estable y evitar ensanchamientos o hundimientos. Al terminar la fase de perforación, se debe cambiar la composición del fluido de perforación para mantener abierto los poros y provocar que el petróleo pueda fluir con mayor facilidad (Schlumberger, 2004).

La Fig. 9 muestra la acción de estabilización de la Formación que se lleva a cabo por efecto del fluido de perforación.

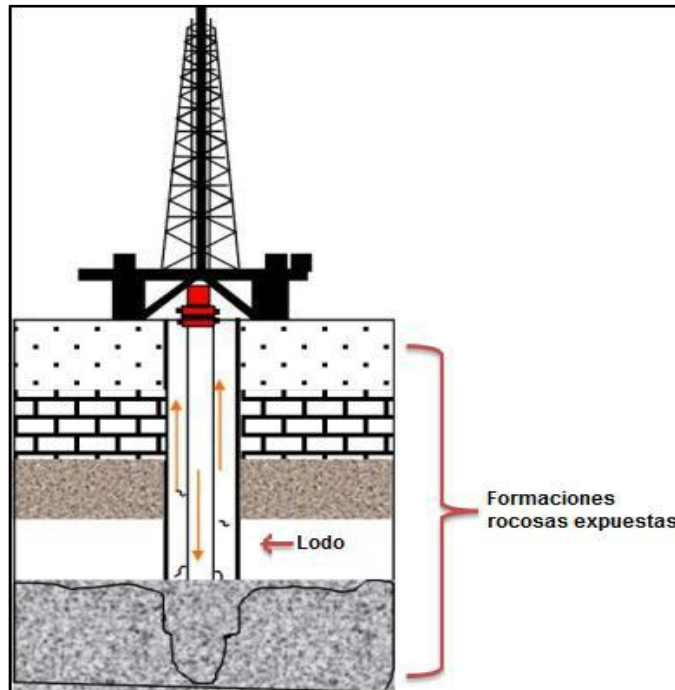


Fig. 9. Estabilización de la formación rocosa.

Fuente: (Schlumberger, 2004).

- Lubricación y Enfriamiento

Los efectos de la fricción y el calor que produce el metal al cortar la roca hacen necesario que el fluido de perforación posea la propiedad de lubricar y refrigerar la broca para que se pueda continuar el proceso de perforación sin ningún problema.

La Fig. 10 muestra como la acción del fluido de perforación lubrica y enfría la broca.

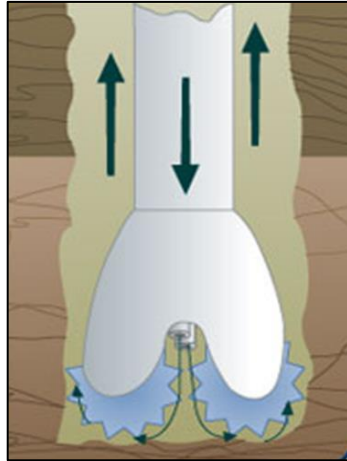


Fig. 10. Lubricación y enfriamiento de la broca.

Fuente: (PDVSA, 2005).

- Flotabilidad

Un pozo puede encontrarse a miles de pies o metros de profundidad. Una tubería de perforación de acero de tanta longitud pesa muchas toneladas. Al introducir la tubería en el fondo del pozo y ponerse en contacto con el fluido de perforación produce el efecto de flotación lo cual reduce su peso y se ejerce menos presión sobre la columna de perforación.

2.3.3.4. CORTES DE PERFORACIÓN

Los cortes o ripios de perforación son partículas que se desprenden de la formación desde la superficie interior del hoyo, dichas partículas son creadas por acción de las fuerzas de compresión y rotatoria del taladro. Desde el momento en que los cortes de perforación son desprendidos de las paredes del hoyo hasta que llegan a la superficie, sufren una continua reducción de tamaño debido a la abrasión con otras partículas y la acción de triturar que ejerce la tubería de perforación, es por eso que el área superficial se incrementa en forma exponencial debido a la degradación de los cortes. Los cortes adquieren muchas características del lodo, razón por la cual constituyen un desecho de difícil manejo y disposición al medio ambiente (Bolaños, 2014).

Los cortes de perforación constan de 3 etapas:

- Generación y acarreo de cortes de perforación
- Pre tratamiento de cortes y control de sólidos
- Destino final de manejo

La Fig. 11 muestra las etapas de los cortes de perforación hasta su destino final.

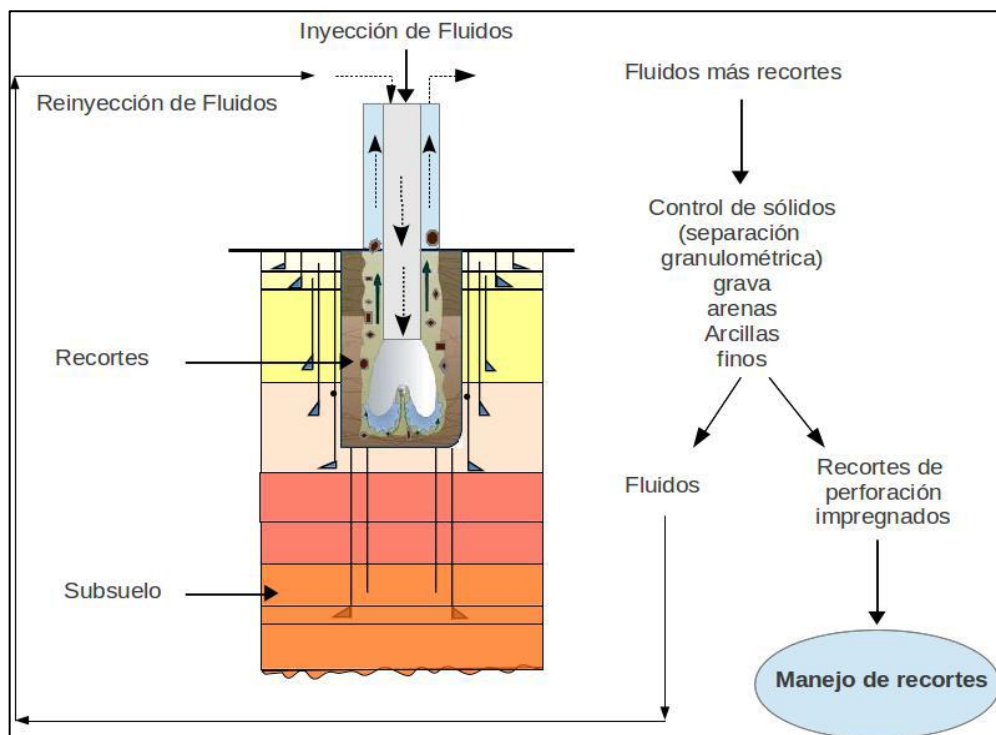


Fig. 11. Diagrama de etapas de los cortes de perforación.

Fuente: (SEMARNAT, 2012).

Según el Comité API en su boletín N° 13C realizado en 1974, indica que parámetros tienen los cortes de perforación y partículas sólidas del fluido de perforación (Tabla 5).

CLASIFICACIÓN	TAMAÑO DE LA PARTÍCULA (MICRAS)
CORTES	MAS GRANDE QUE 500
ARENA	75 - 500
CIENO	DE 2 A 74
ARCILLA	MAS PEQUEÑO QUE 2

Tabla. 5. Clasificación de los cortes de acuerdo al tamaño de la partícula.

Fuente: (API, 1974).

2.3.3.4.1. EQUIPOS DE CONTROL DE SÓLIDOS

- Zarandas Vibratorias

Es el dispositivo de mayor importancia dentro de los equipos de control de sólidos, contiene mallas vibradoras separadoras que sirven para recoger los recortes impregnados en el fluido de perforación proveniente del fondo del pozo. Entre las rocas a ser removidas tenemos; arena gruesa y fina, grava y hasta cortes relativamente secos. Para el caso de la remoción de limonitas y sólidos coloidales se requiere de equipos especiales para sólidos ultra finos (Curso de control de sólidos 2, 2006).

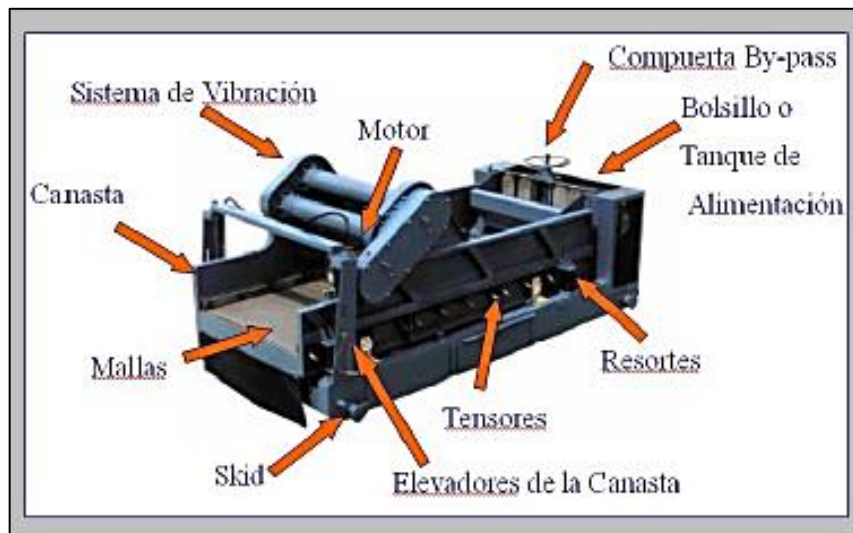


Fig. 12. Zaranda Vibratoria.

Fuente: (Curso de control de sólidos 2, 2006).

- Hidrociclones

Los hidrociclones son básicamente conos con diámetros que oscilan entre 1 a 12 pulgadas. Se usan en diámetros mayores a 6 pulgadas debido a que en primera instancia fueron usados para disminuir el contenido de arena, por lo que también se los conoce como desarenadores (Curso de control de sólidos 2, 2006).

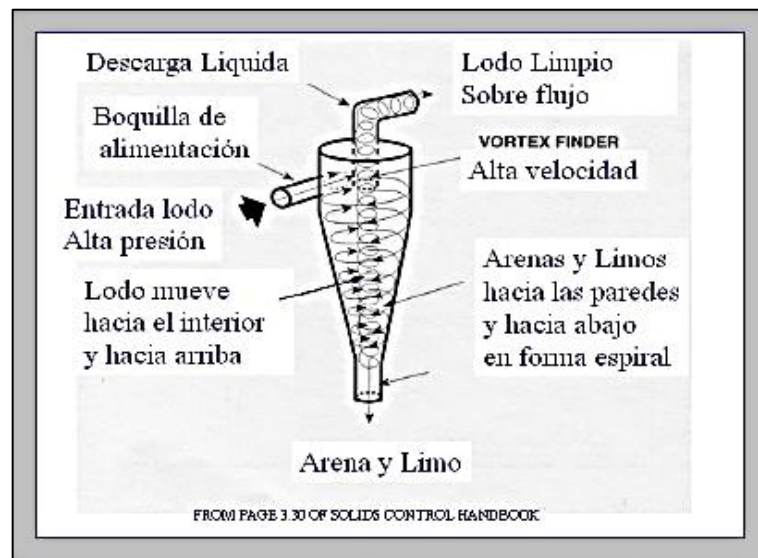


Fig. 13. Funcionamiento del Hidrociclón.

Fuente: (Curso de control de sólidos 2, 2006).

- Tamices

Son mallas finas elaboradas para detener las partículas sólidas del fluido de perforación, el tamaño de su abertura determina la cantidad de partículas que puede retener.

El tamaño de la abertura del tamiz determina el tamaño de las partículas que un tamiz puede remover. La malla es el número de aberturas por pulgada lineal medidas desde el centro del alambre. Por ejemplo un tamiz de malla 70*30 (abertura rectangular) tiene 70 aberturas a lo largo de una línea de una pulgada en un sentido y 30 aberturas a lo largo de una línea

de una pulgada perpendicular a la primera. Otra manera de decirlo es por ejemplo que una malla número 10 contiene 10 huecos en una pulgada cuadrada y que una malla número 400 contiene 400 huecos en una pulgada cuadrada (Ballesteros, 2007).

- Desarenadores

Sirven para reducir el contenido de arena del fluido de perforación base agua, se los puede encontrar en tamaños de 10 y 12 pulgadas, siendo más recomendables los de 10 pulgadas para que exista una mejor separación y capacidad. Son recomendables cuando la perforación sobrepasa los 100 pies por hora (Ballesteros, 2007).

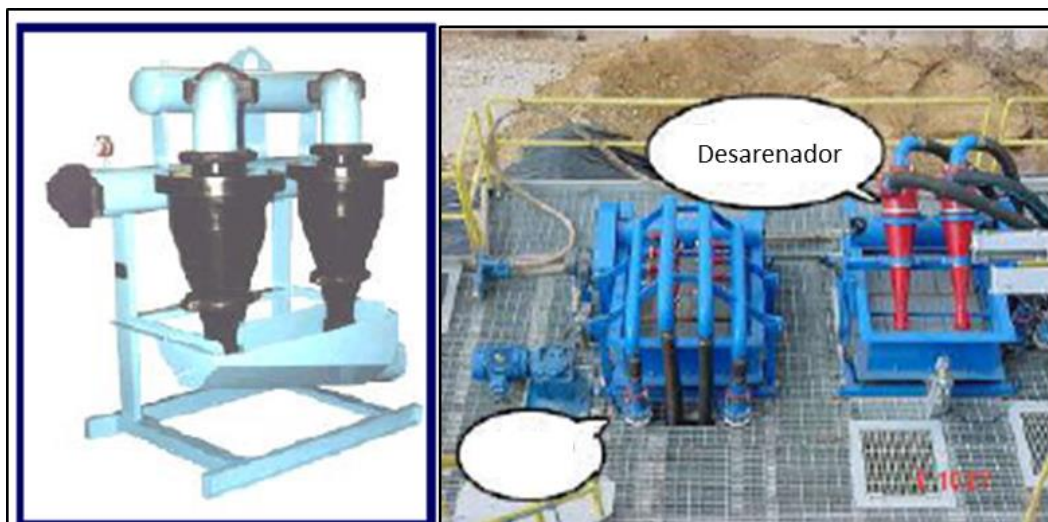


Fig. 14. Desarenador.

Fuente: (Ballesteros, 2007).

- Deslimadores

El deslimador puede remover partículas de tamaño de limo y arena fina provenientes de los fluidos de perforación. Cuando se utiliza adecuadamente, remueve prácticamente todas las partículas de limo de más de 25 micrones. Son utilizados principalmente en el hoyo superficial

debido al contenido de baja densidad de los fluidos de perforación (Ballesteros, 2007).



Fig. 15. Deslimador.

Fuente: (Ballesteros, 2007).

- Limpiadores de Lodo

Son sistemas de procesamiento de separación de dos etapas que comprenden varias combinaciones de hidrociclones, desarenadores y deslimadores montados sobre una zaranda y diseñados para operar como una sola unidad. Se utilizan generalmente 12 o más hidrociclones de 4 pulgadas por encima de finas mallas con zarandas de alta energía. Estos removerán sólidos perforados del tamaño de la arena y recupera barita de la descarga de los hidrociclones. En lodos sin mucho peso, el limpiador de lodo debe utilizarse como un deslimador (Solids Control, 1998).

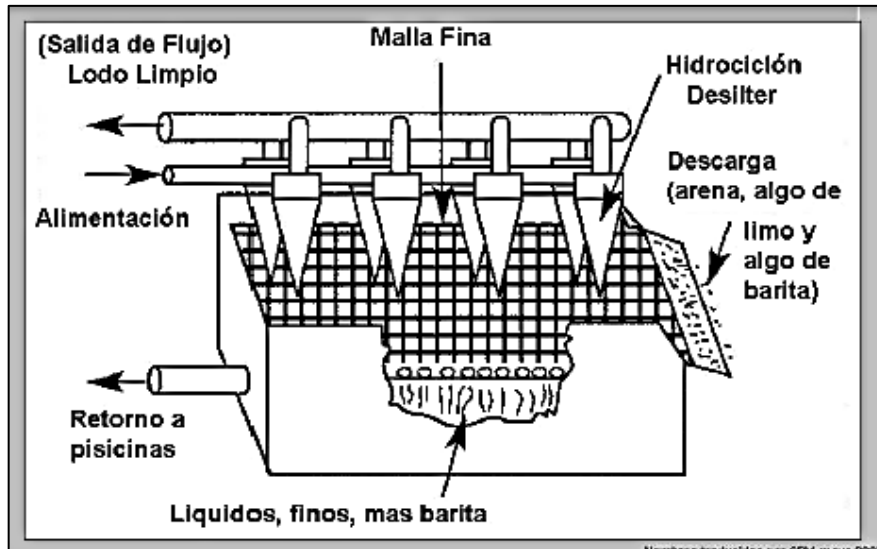


Fig. 16. Limpiador de lodo.

Fuente: (Solids Control, 1998).

- Centrífugas

Las centrífugas de decantación incrementan la fuerza causando separación de sólidos mediante el incremento de fuerza centrífuga. En los sistemas de fluidos de perforación densificados, las centrífugas de decantación recuperan hasta un 95% de barita, la cual regresa al sistema activo al mismo tiempo que se desechan los sólidos más finos y de gravedad específica más baja. En los sistemas de deshidratación mejorados químicamente, las centrífugas disminuyen en gran medida los volúmenes de descarga de líquidos y mejoran palpablemente la eficiencia del sistema de control total de sólidos (Solids Control, 1998).

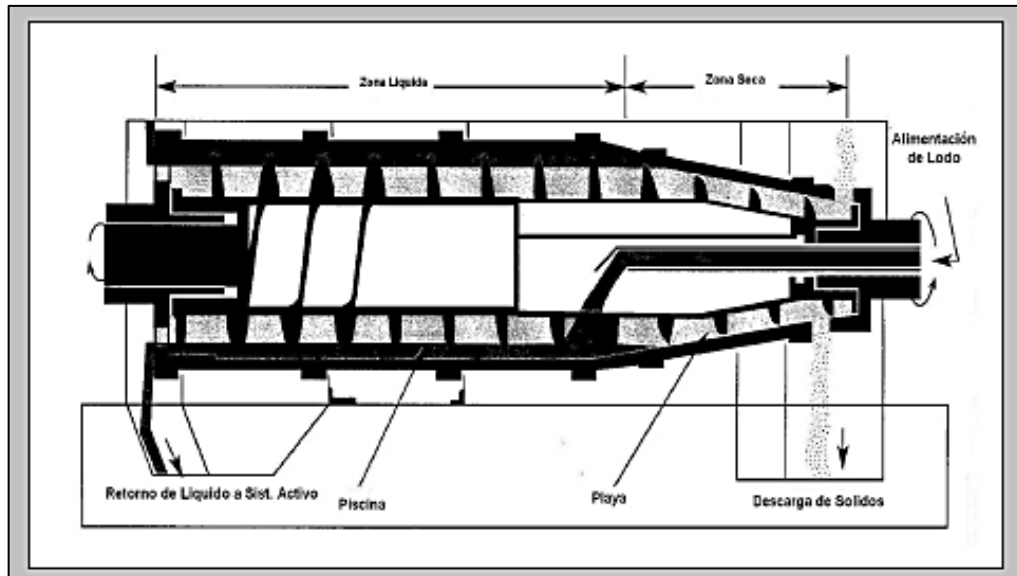


Fig. 17. Centrífuga.

Fuente: (Solids Control, 1998).

2.3.3.4.2. DESHIDRATACIÓN

La unidad de deshidratación es un sistema que permite tratar los lodos de desecho, que son todos aquellos que no cumplen con las especificaciones del fluido de perforación o el fluido base agua, cuando ya se ha terminado la perforación. Éste sistema consiste en separar la fase sólida de la líquida mediante la combinación de un tratamiento físico (centrifugación) y otro químico (floculación-coagulación). El tratamiento de lodos en esta unidad se inicia con su almacenamiento en el tanque de lodo de la unidad. Una vez allí, se procede a realizar una prueba de jarras para determinar las concentraciones óptimas del floculante y coagulante que se va a emplear. Seguidamente a la prueba de jarras, se prepara el polímero teniendo cuidado de que este no caiga al suelo, ya que en contacto con el agua genera superficies resbalosas con alto riesgo de caídas. A continuación, se llena con agua un tercio del volumen del compartimiento de preparación y se adiciona el polímero muy lentamente sobre el chorro de agua a presión para conseguir una buena dilución y evitar la coagulación del polímero. Una vez se adiciona el polímero, se

agita como mínimo unos 30 minutos para que alcance un buen grado de maduración. Seguidamente, se acondiciona el pH del lodo de acuerdo a las condiciones del proceso, utilizando una bomba para la inyección de ácidos. Posteriormente, se descarga el lodo a la entrada del mezclador estático, por medio de una bomba de alimentación que lo succiona del tanque y se dispone el fluido floculado, que atraviesa el mezclador estático y llega a la centrífuga, con el uso de una bomba para inyección de polímeros. Finalmente, se separa la fase sólida de la líquida cumpliendo con el proceso de deshidratación (Ibarra, 2007).



Fig. 18. Control de Sólidos. Unidad de Deshidratación.

Fuente: (Halliburton, 2013).

2.3.3.5. TÉCNICAS PARA TRATAMIENTO DE RIPIOS Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las esquirlas generadas durante la perforación del pozo son removidas con la ayuda de la circulación de los fluidos de control inyectados en la línea de perforación. Los recortes junto con los fluidos son recuperados en superficie y sometidos a un proceso de control de sólidos, en esta etapa de pre tratamiento se lleva a cabo la separación por tamaño de partículas con el fin de recuperar la mayor cantidad posible de fluido. Una condición fundamental en la elección de la tecnología de disposición de

los recortes deberá incluir tres aspectos importantes: económicos, operacionales y ambientales (SEMARNAT, 2012). Estos recortes “mojados” son sometidos a los siguientes tratamientos para su disposición:

2.3.3.5.1. BIOTRATAMIENTO

El biotratamiento consiste en descomponer una sustancia orgánica, es el caso del petróleo el cual es digerido por microorganismos en especial bacterias para convertirlos en dióxido de carbono y agua. Existen sustancias que se pueden biodegradar más rápidamente en comparación con otras (Ver figura 19).

La degradación primaria es el efecto de algunas sustancias en degradarse en sustancias más pequeñas, convirtiéndose en algunos casos en sustancias más tóxicas que la original (Pozzo).

El proceso de biodegradación puede suceder tanto en condiciones aeróbicas (con oxígeno) como anaeróbicas (sin oxígeno). La biodegradación aeróbica ocurre cuando el contaminante se encuentra disperso en el agua del fluido de perforación de la misma base debido a que hay más oxígeno. Las condiciones anaeróbicas se presentan en los fluidos de perforación en base aceite debido a que los cortes no se dispersan y se establece una alta concentración de materia orgánica que consume el oxígeno disponible en cierto espacio (Ortiz, 2016).

Maroto y Rogel (2000), señalan que las técnicas de biotratamiento o biorremediación consisten principalmente en el uso de los microorganismos naturales (levaduras, hongos o bacterias) existentes en el medio para descomponer o degradar sustancias peligrosas en sustancias de carácter menos tóxico o bien inocuas para el medio ambiente y la salud humana.

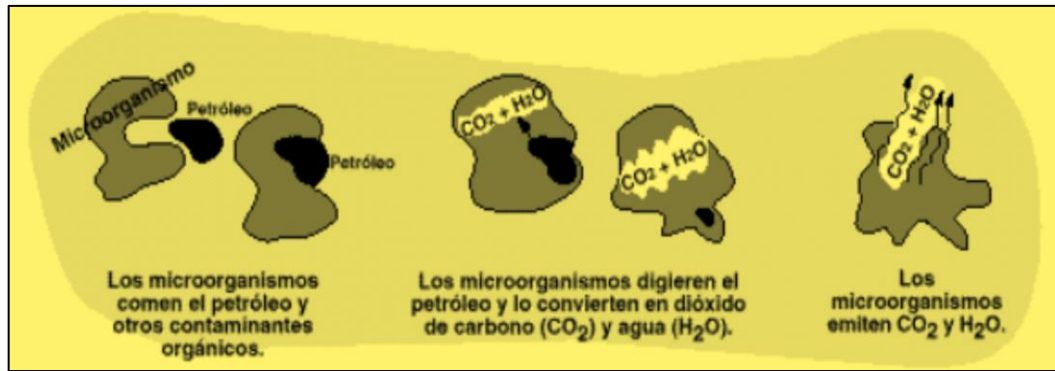


Fig. 19. Proceso de Biodegradación.

Fuente: (Veracierta, 2006).

A continuación se describen las técnicas más utilizadas para biotratamiento de desechos de perforación.

a.- Landfarming.- Es una tecnología de biorremediación de los suelos contaminados, lodos, o material con características de suelo mediante la cual los microorganismos generan materiales inocuos para el ambiente, o subproductos estabilizados que no presentan peligro (Farache, 2004).

Según (Veracierta, 2006), el fundamento técnico del Landfarming se basa en la degradación de fracciones livianas de hidrocarburos, por comunidades bacterianas. Durante la operación de Landfarming los materiales contaminados son esparcidos en una superficie de suelo, o son extraídos del lugar y apilados sobre una superficie impermeable para evitar contaminación de las capas de suelos o aguas que se encuentran por debajo (ver Fig. 20). Las poblaciones de microorganismos naturales del suelo (bacterias, hongos, protozoarios) crecen en el material usando el contaminante como fuente de alimento transformándolo en productos inocuos. La marcha del proceso se estimula, monitorea y controla mediante los siguientes parámetros:

- Mezclado
- Sistema de colección de lixiviados

- Cubierta impermeable del suelo
- Contenido de humedad
- Nivel de oxigenación
- Nutriente
- pH
- Capacidad de carga de aire del suelo
- Temperatura

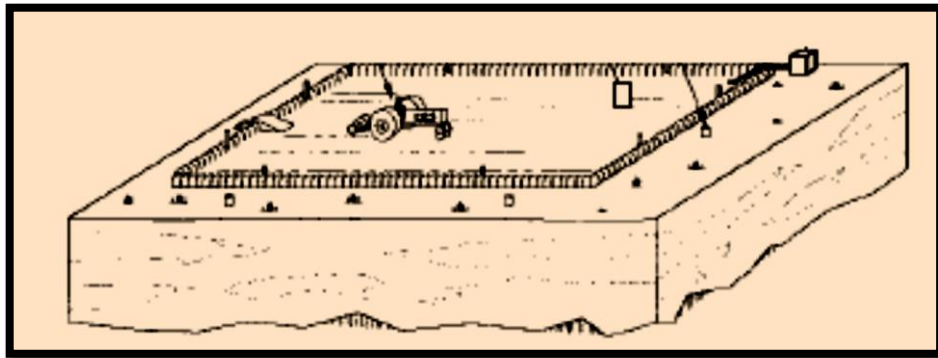


Fig. 20. Proceso típico de Landfarming.

Fuente: (Veracierta, 2006).

b.- Compostaje.- Es un proceso aeróbico de descomposición biológica de la materia orgánica contenida en los residuos que tiene como objeto su transformación en un producto orgánico utilizable para la mejora de suelos en agricultura (Veracierta, 2006).

El compostaje es un proceso controlado y acelerado de descomposición de las partes orgánicas de los residuos y que puede ser tanto aerobio como anaerobio, dando lugar un producto estable llamado “compost”. El “compost” se compone de restos orgánicos, microorganismos, oxígeno y agua (ver Fig. 21).

Son muchos y muy complejos los factores que intervienen en el proceso biológico del compostaje, estando a su vez influenciados por las

condiciones ambientales, tipo de residuo a tratar y el tipo de técnica de compostaje empleada. Los factores más importantes son:

- Temperatura
- Humedad
- pH
- Oxígeno
- Relación Carbono/Nitrógeno equilibrada
- Población microbiana



Fig. 21. Proceso de compostaje.

Fuente: (Veracierta, 2006).

c.- Esparcimiento.- Esté método consiste en el esparcimiento e incorporación del lodo en base agua en la capa arable. El esparcimiento se realiza mediante un sistema aspersor y luego se le da un tratamiento igual al Landfarming (Veracierta, 2006).

2.3.3.5.2. TRATAMIENTO TÉRMICO

El tratamiento térmico se puede dar mediante la Desorción Térmica y la Incineración.

a.- Desorción Térmica.- Se utiliza como sistema de tratamiento para la tierra contaminada con sustancias peligrosas, básicamente se calienta a temperaturas entre 90°C a 540°C con la finalidad de que los agentes contaminantes con bajo punto de ebullición se conviertan en gases y se separen de la tierra. Los contaminantes vaporizados se recogen y se tratan, generalmente con un sistema de tratamiento de emisiones (ver Fig. 22). Está técnica resulta más eficaz en remover hidrocarburos livianos, aromáticos y otros compuestos volátiles que los hidrocarburos pesados. Cuando el limo y la arcilla se calientan, emiten polvo, que pueden perturbar el equipo para emisiones que se usa para tratar los contaminantes vaporizados. Además si el suelo es muy compacto, el calor a menudo no llega a entrar en contacto con todos los contaminantes, de modo que es difícil que se evaporicen (Veracierta, 2006).

La desorción térmica no es una buena opción para tratar contaminantes tales como metales pesados, que no se separan fácilmente de la tierra contaminada y ácidos fuertes que pueden corroer el equipo utilizado para el tratamiento (Veracierta, 2006).

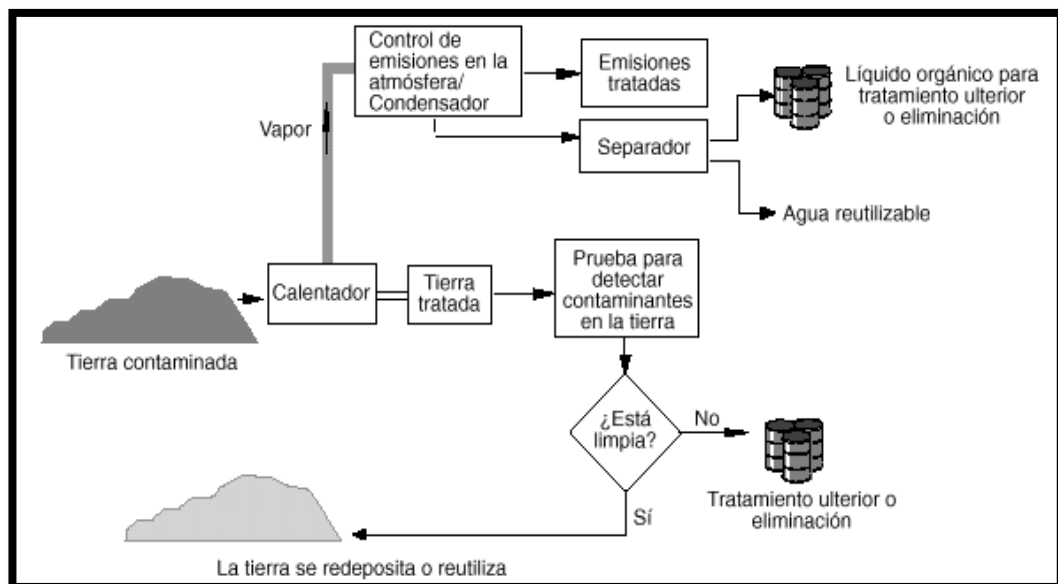


Fig. 22. Proceso de Desorción Térmica.

Fuente: (Veracierta, 2006).

b.- Incineración.- Es el proceso por el cual se queman materiales peligrosos a fin de destruir contaminantes nocivos. La incineración también reduce la cantidad de material que se necesita eliminar en un vertedero controlado. Si bien la incineración destruye una variedad de contaminantes tales como bifenilos policlorados, solventes y plaguicidas, no destruye metales (Veracierta, 2006).

Un incinerador es un tipo de horno que quema materiales, como suelos contaminados, a una temperatura controlada lo suficientemente elevada como para destruir contaminantes, se puede transportar un incinerador al sitio contaminado, o se puede transportar el material contaminado desde el sitio hasta un incinerador en camiones. Se introduce el material contaminado en el incinerador y a fin de aumentar la cantidad de calor y de aire en su interior. A medida que los contaminantes se calientan, se transforman en gases que pasan a través de una llama. Gracias a la llama, los gases alcanzan una temperatura lo suficientemente elevada que provoca su descomposición en componentes de menor tamaño. Estos se combinan con oxígeno para formar gases menos nocivos y vapor de agua (combustión). Los gases producidos en el incinerador pasan a través de un equipo de control de contaminación de aire donde se elimina cualquier metal, ácido y partícula de ceniza remanente. Tales desechos son nocivos y deben desecharse en forma adecuada en un vertedero autorizado. Los otros gases más limpios, como el vapor de agua y el dióxido de carbón, se liberan al aire a través de una chimenea (ver Fig. 23) (Veracierta, 2006).

El remanente del proceso de incineración se lo puede eliminar mediante un vertedero o enterrándola en el sitio. Este método resulta más eficaz debido a que destruyen agentes contaminantes que otros métodos no logran y se requiere de un menor tiempo (Veracierta, 2006).

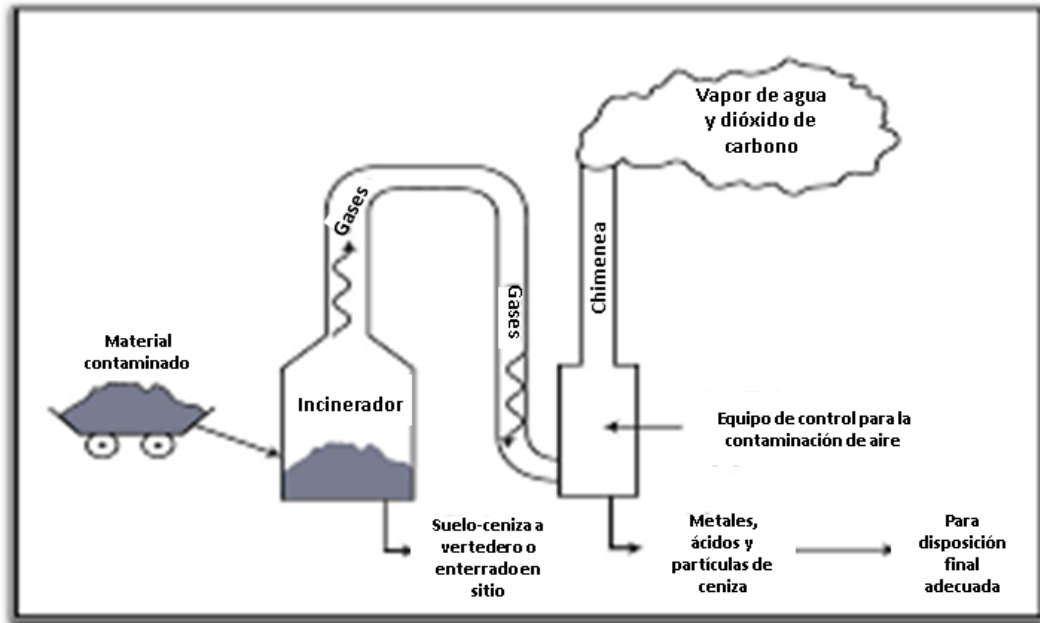


Fig. 23. Proceso de Incineración.

Fuente: (Veracierta, 2006).

2.3.3.5.3. ESTABILIZACIÓN/SOLIDIFICACIÓN

Es una técnica que consiste en mezclar los residuos en base agua o aceite con aditivos estabilizantes que permiten formar una matriz sólida, donde quedan atrapados los componentes del residuo evitando la lixiviación de aceites y sales presentes a través de una reacción química irreversible generada por el reactivo de este proceso luego de mezclarlo con el desecho. La finalidad de este proceso es inmovilizar los contaminantes, ya sea por el medio físico (encapsulamiento) o químico (alteración química de los contaminantes (Ver Fig. 24) (Veracierta, 2006).

La solidificación es el proceso mediante el cual se mezcla el suelo contaminado con cemento para que se endurezca y poderlo transportar a otro sitio impidiendo que se dispersen al ambiente los agentes contaminantes. Esta técnica solo atrapa los químicos nocivos, por ningún motivo los elimina (Guía para el Ciudadano sobre Solidificación/Estabilización, 2003).

La estabilización convierte a los químicos nocivos en sustancias menos dañinas o menos móviles. Por ejemplo, el suelo contaminado con metales puede mezclarse con cal o cemento. Estos materiales de limpieza reaccionan con los metales para formar compuestos metálicos menos solubles. Estos compuestos metálicos no se muevan a través del suelo ni salen de él con tanta facilidad (Guía para el Ciudadano sobre Solidificación/Estabilización, 2003).

En algunas circunstancias los métodos de solidificación/estabilización pueden requerir que el suelo sea excavado. A veces, el suelo o lodo contaminado se extrae y coloca en grandes mezcladoras en la superficie. La mezcladora combina el suelo o lodo con los materiales de tratamiento, como cemento y cal. Entonces, el suelo o lodo tratado puede ser colocados nuevamente en el sitio o depositados en un vertedero controlado (Veracierta, 2006).

En otros sitios, en lugar de excavar el suelo o lodo, los materiales de limpieza se pueden mezclar directamente bajo tierra. La mezcla se prepara con el uso de grandes paletas rotatorias. Luego, el suelo o lodo tratado que queda en el sitio se cubre con suelo limpio o un pavimento (Veracierta, 2006).



Fig. 24. Proceso de Estabilización/Solidificación.

Fuente: (Veracierta, 2006).

2.3.3.5.4. EQUIPOS USADOS PARA TRATAMIENTO

La disposición de estos juega un papel importante en la industria petrolera debido a que el mal manejo de los volúmenes de cortes de perforación generaría un grave problema de contaminación de suelos y afluentes líquidos.

2.3.3.5.4.1. FOSAS

La fosa utilizada para la disposición final de los residuos sólidos de perforación se ubica en la misma locación donde se realiza la perforación, su diseño considera la impermeabilidad del suelo (terreno en cuya composición existen granos finos con poros demasiado pequeños para permitir el paso del agua), techado y sistemas de drenaje para la recolección del agua fluvial. Su capacidad de diseño está de acuerdo al número de pozos y la profundidad a perforar. Todo líquido remanente a la fosa será transmitido al sistema de aguas residuales industriales de la

locación, la fosa será cubierta con el suelo natural y será restaurada mediante técnicas de vegetación.

2.3.3.5.4.2. TANQUES AUSTRALIANOS

Los tanques australianos son equipos metálicos cilíndricos confeccionados con láminas de acero galvanizado mediante inmersión en caliente y selladas con grandes pernos (Torotrac, 2007).

Las juntas son selladas con cinta asfáltica flexible expuesta a la temperatura ambiente, certificando así las condiciones necesarias para su uso (Torotrac, 2007).



Fig. 25. Tanques Australianos.

Fuente: (Torotrac, 2007).

2.3.3.6. TÉCNICAS PARA REMEDIACIÓN DE SUELOS

2.3.3.6.1. BIORREMEDIACIÓN

La Biorremediación es considerada como la más deseable aproximación a la remediación de suelos contaminados en contraste a alternativas más costosa y de menor aceptación pública como la incineración. Los tratamientos biológicos de degradación en suelos pueden ser eficientes y económicos si las condiciones de biodegradación son optimizadas. Se define como Biorremediación al proceso de alteración de la tasa de

degradación natural de hidrocarburos por adicción de fertilizantes para provisión de nitrógeno y fósforo. El tratamiento biológico de suelos contaminados involucra el uso de microorganismos y/o vegetales para la degradación de los contaminantes orgánicos. La actividad geológica altera la estructura molecular del contaminante y el grado de alteración determina si se ha producido biotransformación o mineralización (Canasa, 2010).

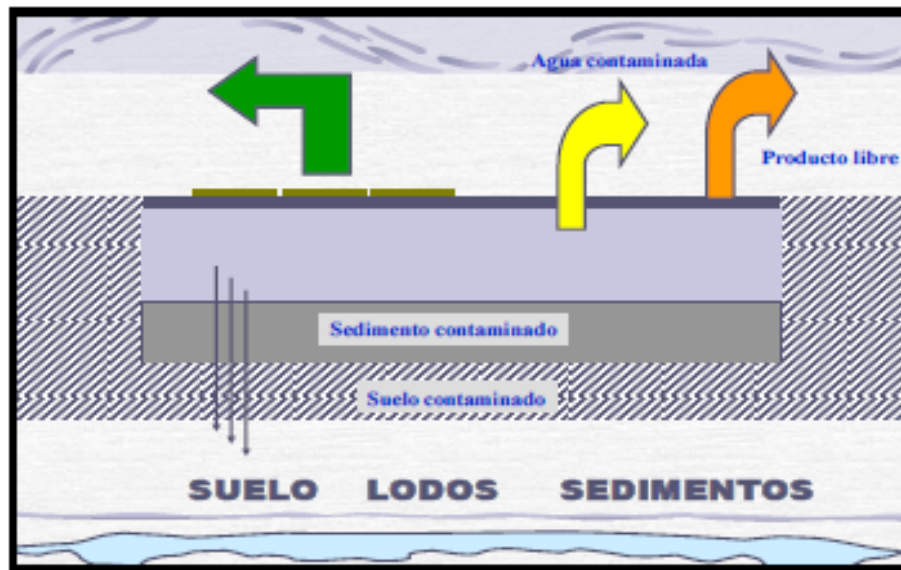


Fig. 26. Biorremediación.

Fuente: (Canasa, 2010).

La biotransformación es la descomposición de un compuesto orgánico en otro similar no contaminante o menos tóxico, mientras que la mineralización es la descomposición a dióxido de carbono, agua y compuestos celulares. Los procesos biológicos se aplican frecuentemente al tratamiento de suelos contaminados con hidrocarburos. Se pueden aplicar técnicas in-situ (en el lugar donde se encuentra el suelo contaminado) o ex-situ (cuando el suelo contaminado se traslada a una instalación para su tratamiento). El tratamiento ex-situ de suelos, sedimentos y otros sólidos contaminados con hidrocarburos se puede realizar en un variado número de procesos en fase sólida y en fase lodo (Canasa, 2010).

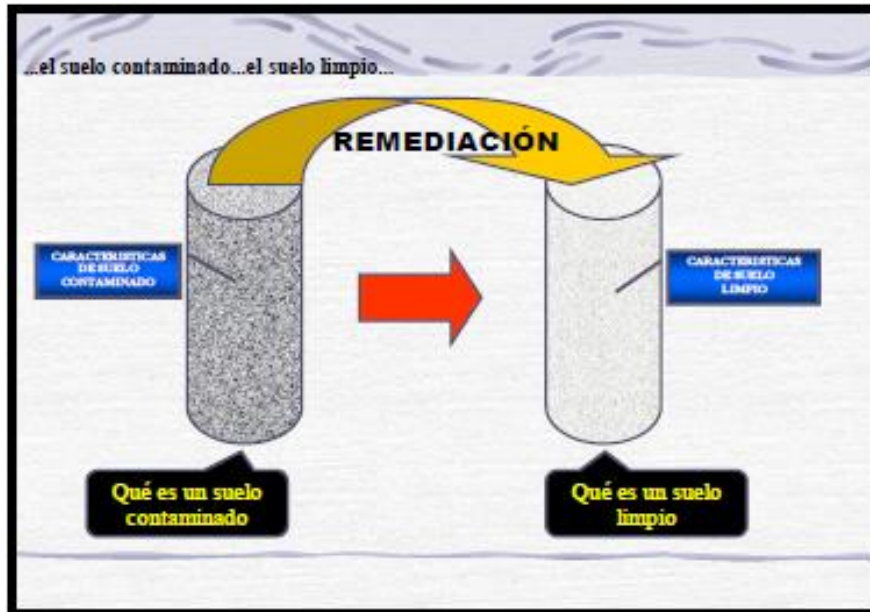


Fig. 27. Transformación de un suelo contaminado a suelo limpio.

Fuente: (Canasa, 2010).

Los procesos en fase sólida son aquellos en donde el suelo se trata con un contenido de agua mínima. En los casos de los procesos en fase lodo se suspende el suelo en agua. Para la Biorremediación de los suelos contaminados con hidrocarburos han sido utilizadas diversas estrategias de compost aprovechando la versatilidad de algunos microorganismos para catabolizar moléculas recalcitrantes. Las matrices de compost son ricas en microorganismos xenobióticos, incluyendo bacterias, actinomicetos y hongos lignolíticos que pueden lograr la degradación de contaminantes hasta compuestos inocuos como dióxido de carbono y agua, ó transformarlos en sustancias menos tóxicas. Las tecnologías conocidas como Landfarming, Land Treatment o Land Application, son métodos de remediación de hidrocarburos de petróleo a través de la biodegradación. Una de las técnicas de Biorremediación más difundidas es el Landfarming que consiste en un vertido controlado de hidrocarburos sobre una superficie de terreno, el cual se somete a un proceso de remoción mediante arado y riego superficial con agregado de fertilizantes, con o sin incorporación de microorganismos (Canasa, 2010).

Estas tecnologías consisten en el uso de microorganismos naturales (levaduras, hongos o bacterias) para descomponer o degradar sustancias peligrosas en sustancias menos tóxicas o que no sean tóxicas. Los microorganismos, al igual que los seres humanos, comen y digieren sustancias orgánicas, de las cuales obtienen nutrientes y energía. Ciertos microorganismos pueden digerir sustancias orgánicas peligrosas para los seres humanos, como combustibles o solventes. Los microorganismos descomponen los contaminantes orgánicos en productos inocuos, principalmente dióxido de carbono y agua. Una vez degradados los contaminantes, los microorganismos se reducen porque han agotado su fuente de alimentos. Las poblaciones pequeñas de microorganismos sin alimentos o los microorganismos muertos no presentan riesgos de contaminación. Algunos microorganismos pueden utilizar hidrocarburos para su crecimiento como única fuente de carbono, entre ellos incluyen bacterias, actinomicetes, levaduras y mohos. Los gérmenes producen una serie de catalizadores biológicos denominados enzimas, que se liberan al exterior de la célula y atacan las moléculas de hidrocarburo transformándolas en formas más fácilmente asimilables. Solo unas pocas especies son capaces de degradar hidrocarburos gaseosos, mientras que los hidrocarburos parafínicos líquidos son atacados por un mayor número de especies. La degradación de hidrocarburos alifáticos saturados es un proceso básicamente aeróbico, el oxígeno es necesario para iniciar el ataque microbiano a la molécula, mientras que la degradación de hidrocarburos alifáticos insaturados puede efectuarse en forma aeróbica y anaeróbica, al igual que los aromáticos (Canasa, 2010).

Las técnicas de Biorremediación generalmente son aplicadas en suelos con concentraciones de hidrocarburos totales del orden del 5 a 8%, extendiéndose estos valores a rangos mayores para suelos fácilmente aireables; debe destacarse que la determinación cuantitativa de hidrocarburos en suelo es compleja ya que la mayor parte de las técnicas se basan en la extracción de las diversas fracciones por solventes, según

sea el método utilizado para la determinación de hidrocarburos se obtendrán valores diferentes, que para determinados tipos de suelos e hidrocarburos pueden ser muy marcados. De esto surge la importancia de especificar el método analítico a utilizar (Canasa, 2010). Las efectividades de esta metodología dependen de innumerables factores, entre ellos se encuentran:

- Tipo de concentración de contaminante
- Concentración de microorganismos
- Concentración de nutrientes
- Aireación
- Condiciones macro ambientales
- Presencia de inhibidores
- Biodisponibilidad del contaminante
- Características agronómicas
- Topografía y microbianas del suelo receptor

Según expresa (Canasa, 2010) se puede resumir que en el tratamiento de suelos contaminados con hidrocarburos, la Biorremediación es una de las mejores alternativas por sus diversas ventajas como son:

- Posibilidad de aplicarse in-situ o ex-situ
- Bajo costo de operación
- Como subproducto se obtiene un suelo útil para la agricultura debido a la adición de nutrientes
- No requiere de equipamiento especializado para su aplicación

Las prácticas de biorremediación consisten en el uso de microorganismos como plantas, hongos, bacterias naturales o modificadas genéticamente para neutralizar sustancias tóxicas, transformándolas en sustancias menos tóxicas o convirtiéndolas en inocuas para el ambiente y la salud

humana. La biorremediación puede clasificarse de acuerdo al organismo que efectúe la degradación del compuesto xenobiótico (Canasa, 2010).



Fig. 28. Migración vertical.

Fuente: (Canasa, 2010).

El principio básico del proceso de biorremediación consiste en la destrucción de la estructura de los hidrocarburos para convertirlos en los componentes no tóxicos de bióxido de carbono, agua y biomasa (Fig. 29). Esto se logra mediante el cultivo de bacterias endémicas con capacidad de adaptación a las condiciones ambientales y a las características del suelo en el sitio del tratamiento. El proceso en cuestión consiste en la inoculación del material contaminado por petróleo con microorganismos combinados con aminoácidos, enzimas, vitaminas, minerales y nutrientes que mejoran la bioreceptividad y la capacidad metabólica de las bacterias aumentando su capacidad de oxigenación y mineralización de los hidrocarburos. Tal como cualquier otro organismo, los pequeños comedores de petróleo necesitan alimentos para vivir y multiplicarse, incluso carbono, fósforo, nitrógeno y oligoelementos; en otras palabras, con su enorme apetito por los hidrocarburos, las bacterias literalmente se los comen y van limpiando el suelo (Canasa, 2010).

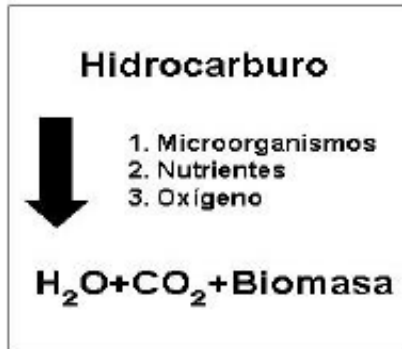


Fig. 29. Principio básico del proceso de biorremediación.

Fuente: (Canasa, 2010).

Según (Canasa, 2010) los microorganismos pueden ser divididos en tres grupos principales:

- a) Algas: Contienen clorofila. Necesitan luz solar para crecer y puede ser un problema en los estanques superficiales, canteras a cielo abierto o agua de mar.
- b) Hongos. No contienen clorofila.
- c) Las bacterias: Tienen propiedades en común con los dos hongos y algas. Está compuesta por la gran variedad de microorganismos de mayor interés en procesos de biorremediación.

Las bacterias son muy pequeñas (alrededor de 0,5 micras de diámetro). Las verdaderas bacterias tienen forma de esferas, curvas rectas. Las formas se denominan de la siguiente manera:

- 1) Coco (una sola bacteria esférica, si hay varias bacterias esféricas se denominan cocos, una cuerda o cadena de cocos se llama estreptococo y una hoja o plano de cocos se llama un estafilococo).
- 2) Bacilo (varilla recta).

- 3) Vibrio (curva en forma de “C”), Sigmoide (curva en forma de “S”), Spirillum (dos o más curvas en forma de un tornillo o espiral).

Las funciones de las bacterias es consumir o transformar los materiales orgánicos en determinadas condiciones ambientales. Los procesos de biorremediación son catalizadas, proceso de reacción química en la cual los microorganismos provee enzimas (proteínas), el catalizador, para transformar un contaminante orgánico en una reacción de óxido-reducción (Canasa, 2010).

Para mantener la biorremediación son necesarias las siguientes: Una especie de bacterias capaces de producir enzimas (Catalizadores que reducen la energía de activación, proteínas orgánicas generadas por los microbios) y degradar el contaminante es el objetivo específico. Un receptor de electrones para el redox, oxígeno para las reacciones aeróbicas. Una fuente de energía (Canasa, 2010).

Las bacterias pueden multiplicarse a una velocidad muy alta. Algunas pueden duplicar su población en 20 minutos en condiciones ideales, lo que significa que una sola bacteria puede llegar a ser una colonia próspera de millones de bacterias en pocas horas. Un volumen del agua puede contener muchas bacterias (Canasa, 2010).

Según (Canasa, 2010), las bacterias son sumamente adaptable y resistentes, que pueden soportar una gama muy amplia de: Temperaturas por lo menos de 14°F a 210°F. Valores de pH (alrededor de 0 a 10,5). Concentraciones de oxígeno (0 a 100% de oxígeno).

Condiciones ideales: En sistemas de agua, que crecen mejor en el rango de pH de 6-8, temperaturas de 20 y 35 °C. Prefieren el agua dulce, pero puede hacer muy bien en salmueras.

Según (Canasa, 2010), las bacterias se clasifican de la siguiente forma:

- a) Por el oxígeno.- El control de oxígeno es fundamental para la eliminación de nutrientes. El oxígeno puede ser disuelto molecular o químicamente ligado a otras sustancias como los nitratos, sulfatos o fosfatos. Las bacterias por oxígeno se clasifican en: Aeróbica (los microorganismos + oxígeno \rightarrow CO₂ + H₂O + NO₃ + H⁺ + calor. Los productos de la reacción de estabilización crea calor y la producción de H⁺ destruye la alcalinidad. Lo más importante es el proceso de estabilización se reduce la masa de contaminantes. El proceso puede ser inhibido por metales pesados) y Anaeróbica (Tanto el ácido fermentador y los formadores de ácido existen juntos y pueden ocurrir reacciones al mismo tiempo. El segundo paso es el más crítico debido a que los fermentadores de metano son más sensibles a los cambios de pH y más lento para reproducirse y reaccionan a los cambios de las condiciones que no sean los formadores de ácido. Si el pH cae por debajo de 6, los formadores de ácido predominan y la fuerza de digestión en condiciones malas. La caída de pH indica que toda la alcalinidad ha sido consumida. Mientras hay alcalinidad en el sistema, el pH se mantiene estable. Una vez que toda la alcalinidad es consumida el pH desciende.
- b) Por fuente de carbono.- Heterótrofos (se alimentan de materia orgánica como fuente de carbono) y Autótrofos (se alimentan de dióxido de carbono, bicarbonato y carbonato como fuente de carbono).
- c) Por la temperatura.- Termófilas (> 40 °C), Mesófilas (alrededor de 30°C) y Criófilas (< 10 °C).

- d) Fuente de energía.- Fototrofos (la luz, fotosíntesis) y Quimiotrofos (oxidación química y la reducción de macronutrientes inorgánicos como el carbono, nitrógeno y el fósforo).

2.3.3.6.2. LANDFARMING

El Landfarming es una tecnología de biorremediación ex-situ que requiere la excavación de los suelos contaminados y su disposición sobre una superficie impermeable (normalmente algún tipo de geomembrana). Esta geomembrana está dispuesta sobre la superficie del terreno adyacente a la zona contaminada o en una pequeña piscina excavada cerca de esta zona y sobre la que se vierte el suelo a tratar. Además, el proceso cuenta con un sistema de drenaje para la recolección de lixiviados, que deberán recibir algún tratamiento posterior (Bolaños, 2014).

La Fig. 30, muestra el proceso de Landfarming a un suelo contaminado por hidrocarburos.

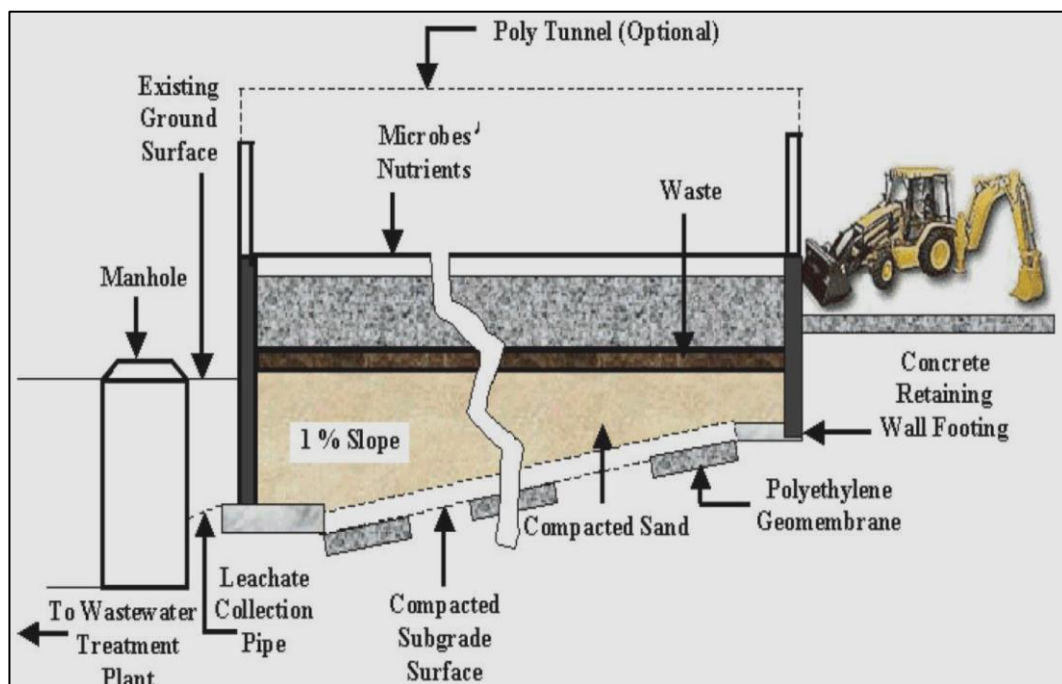


Fig. 30. Lanfarming.

Fuente: (SWACO, 2006).

La descontaminación se basa en la acción de los microorganismos presentes en el suelo, por lo que la unidad de tratarlos ex-situ reside en poder controlar fácilmente las condiciones óptimas de biodegradación de los compuestos orgánicos.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El presente proyecto muestra una propuesta factible debido a que se formuló la manera como resolver el problema a presentarse a la hora de disponer y tratar los desechos generados por perforar nuevos pozos en el campo Ancón. La investigación bibliográfica utilizada permite tomar las medidas adecuadas para la disposición del centro de tratamiento y disposición de desechos, cumpliendo con las normativas ambientales vigentes (Ley de Hidrocarburos, 2010 y Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas (RAOH), 2001), y minimizar el impacto ambiental que se podría generar por la perforación de pozos en este campo.

Este trabajo expone el uso de una metodología de estudio evaluativo en el área del Campo Ancón, de esta manera podemos determinar los volúmenes de desechos de pozos vecinos perforados en el mismo tipo de suelo para la ubicación del sistema de tratamiento y recuperación de desechos (Landfarming).

3.2. MÉTODOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

- Se recopilará la información necesaria para obtener un mayor conocimiento teórico en el desarrollo del presente proyecto, luego se procederá a obtener los datos técnicos de los pozos perforados SPA0233, TIG0010 y ANC0070 del campo Ancón.
- Se realizará el cálculo de los respectivos volúmenes de desechos producidos por los pozos evaluados.

- Se procede con el estudio técnico para tratamiento y recuperación de desechos (landfarming) producto de la perforación de estos pozos pertenecientes al campo Ancón.

3.3. UNIVERSO Y MUESTRA

El universo del proyecto está constituido por un conjunto bien definido de 30 pozos vecinos a ser perforados en el campo Ancón, como futuro proyecto para mejorar su producción.

La muestra está conformada por los pozos SPA0233, TIG0010 y ANC0070, los mismos que fueron seleccionados cumpliendo con los siguientes criterios de inclusión:

- Tipo de formación productora
- Tamaño de broca seleccionada para la perforación
- Sistema de tratamiento de ripios

Los pozos antes mencionados poseen 3 profundidades diferentes, con lo cual podemos determinar los volúmenes promedios y volúmenes de recortes a ser producidos por la perforación de los nuevos pozos en el campo Ancón.

La Tabla 6, muestra las profundidades de los 3 pozos a ser evaluados en el campo Ancón.

POZO	PROFUNDIDAD	TD (pies)
ANC0070	MENOR	1193
SPA0233	MEDIA	2490
TIG0010	MAYOR	4002

Tabla. 6. Profundidades de los pozos a ser evaluados.

Fuente: (Pacifpetrol, 2014).

CAPÍTULO IV

DETERMINACIÓN DE RESULTADOS

4.1. DETERMINACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE DESECHOS A SER PRODUCIDOS

El pozo ANC0070 tiene una profundidad de 1193 pies, tal como se muestra en la Fig. 31, consta de tres secciones perforadas: la sección del casing conductor cuya profundidad es de 42 pies se perforó con una broca de 20 pulgadas; la sección superficial cuya profundidad es de 622 pies desde la superficie hasta la zapata se perforó con una broca de 14,5 pulgadas; y, la sección de producción cuya profundidad es de 1193 pies desde la superficie hasta la zapata se perforó con una broca de 12 pulgadas.

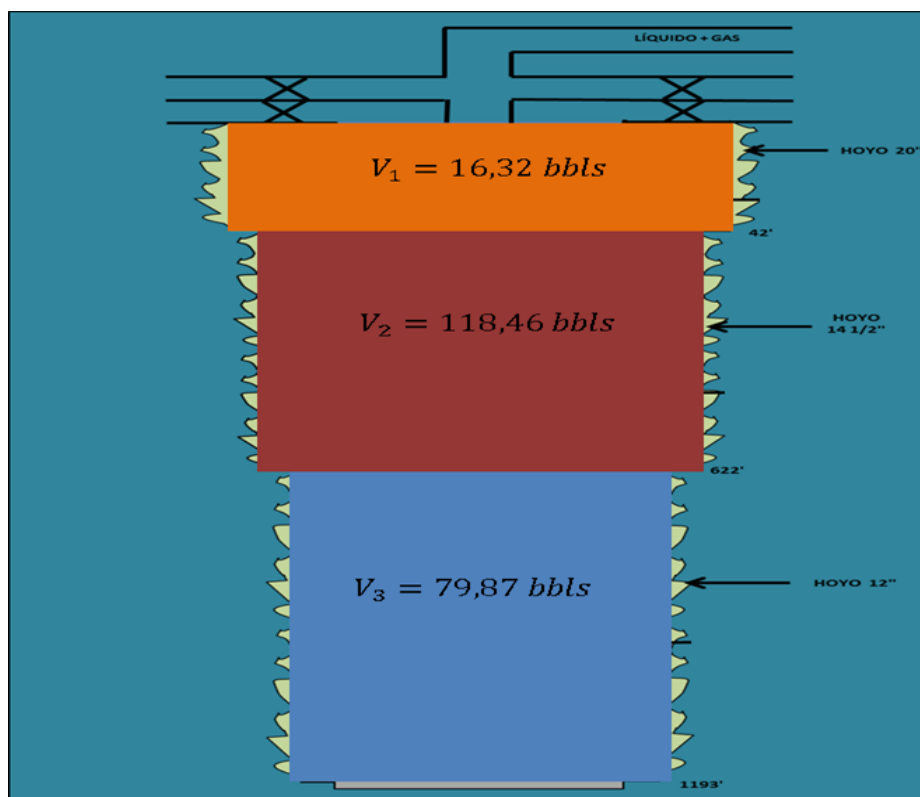


Fig. 31. Volúmenes pozo ANC0070.

Fuente: Paúl Pilatásig.

La suma de los volúmenes de las secciones de este pozo será el volumen de recortes de perforación a ser extraídos, por lo cual se procede a utilizar la Ecuación 1 (Ballesteros, 2007) y poder determinar dichos volúmenes.

$$V = \left[\frac{\pi * (R\text{hoyo, in})^2 * 0,1781}{144} \right] * (Prof, ft) = bbls$$

$$V_{1-ANC0070} = \left[\frac{3,1416 * (10)^2 * 0,1781}{144} \right] * (42) = 16,32 \text{ bbls}$$

$$V_{2-ANC0070} = \left[\frac{3,1416 * (7,25)^2 * 0,1781}{144} \right] * (580) = 118,46 \text{ bbls}$$

$$V_{3-ANC0070} = \left[\frac{3,1416 * (6)^2 * 0,1781}{144} \right] * (571) = 79,87 \text{ bbls}$$

$$V_{T-ANC0070} = V_{1-ANC0070} + V_{2-ANC0070} + V_{3-ANC0070}$$

$$V_{T-ANC0070} = 16,32 + 118,46 + 79,87$$

$$V_{T-ANC0070} = 214,66 \text{ Bbls}$$

El pozo SPA0233 tiene una profundidad de 2490 pies, tal como se muestra en la Fig. 32, consta de tres secciones perforadas: la sección del casing conductor cuya profundidad es de 309 pies se perforó con una broca de 16 pulgadas; la sección superficial cuya profundidad es de 1480,11 pies desde la superficie hasta la zapata se perforó con una broca de 12,25 pulgadas; y, la sección de producción cuya profundidad es de 2490 pies desde la superficie hasta la zapata se perforó con una broca de 8,5 pulgadas.

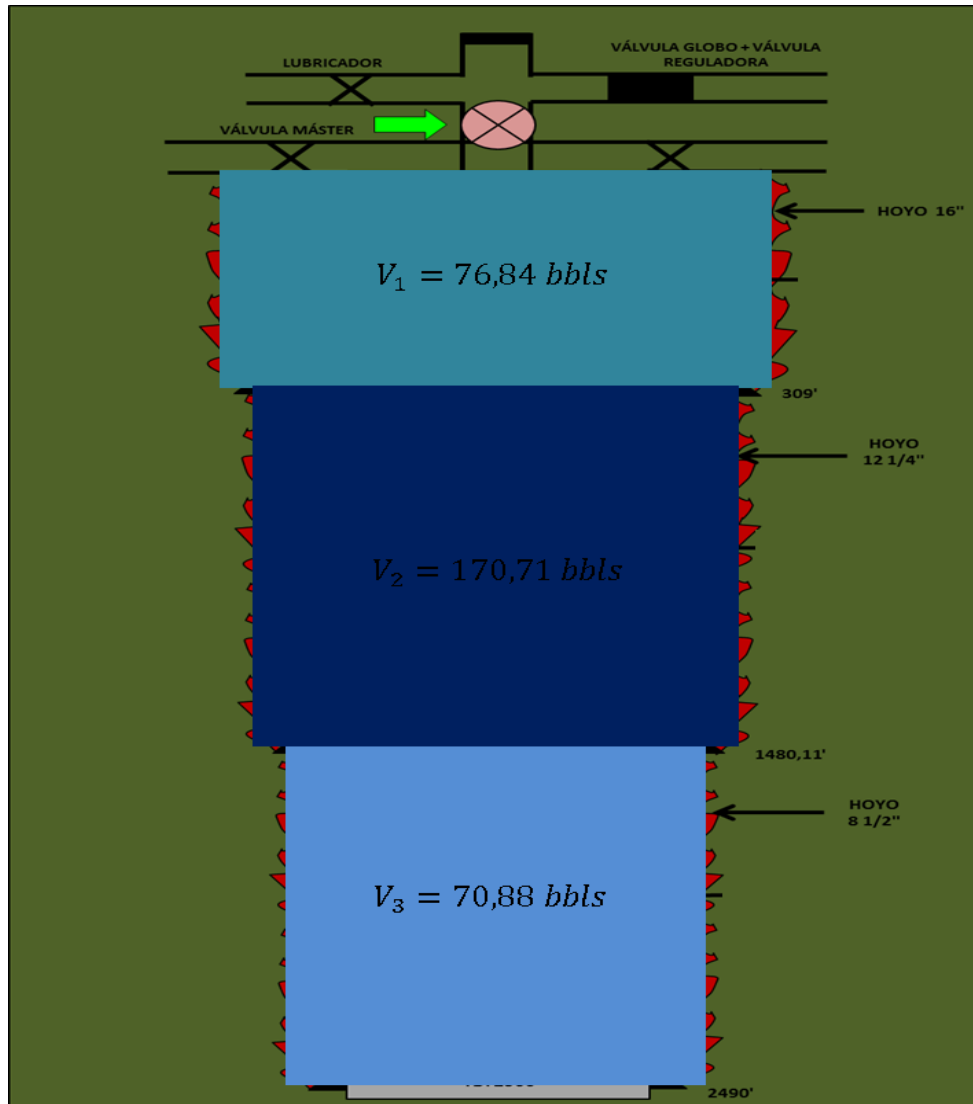


Fig. 32. Volúmenes pozo SPA0233.

Fuente: Paúl Pilatásig.

$$V_{1-SPA0233} = \left[\frac{3,1416 * (8)^2 * 0,1781}{144} \right] * (309) = 76,84 \text{ bbls}$$

$$V_{2-SPA0233} = \left[\frac{3,1416 * (6,125)^2 * 0,1781}{144} \right] * (1171,11) = 170,71 \text{ bbls}$$

$$V_{3-SPA0233} = \left[\frac{3,1416 * (4,25)^2 * 0,1781}{144} \right] * (1009,9) = 70,88 \text{ bbls}$$

$$V_{T-SPA0233} = V_{1-SPA0233} + V_{2-SPA0233} + V_{3-SPA0233}$$

$$V_{T-SPA0233} = 76,84 + 170,71 + 70,88$$

$$V_{T-SPA0233} = 318,45 \text{ Bbls}$$

El pozo TIG0010 tiene una profundidad de 4002 pies, tal como se muestra en la Fig. 33, consta de tres secciones perforadas: la sección del casing conductor cuya profundidad es de 443 pies se perforó con una broca de 14 pulgadas; la sección superficial cuya profundidad es de 2814 pies desde la superficie hasta la zapata se perforó con una broca de 10,25 pulgadas; y, la sección de producción cuya profundidad es de 4002 pies desde la superficie hasta la zapata se perforó con una broca de 7,5 pulgadas.

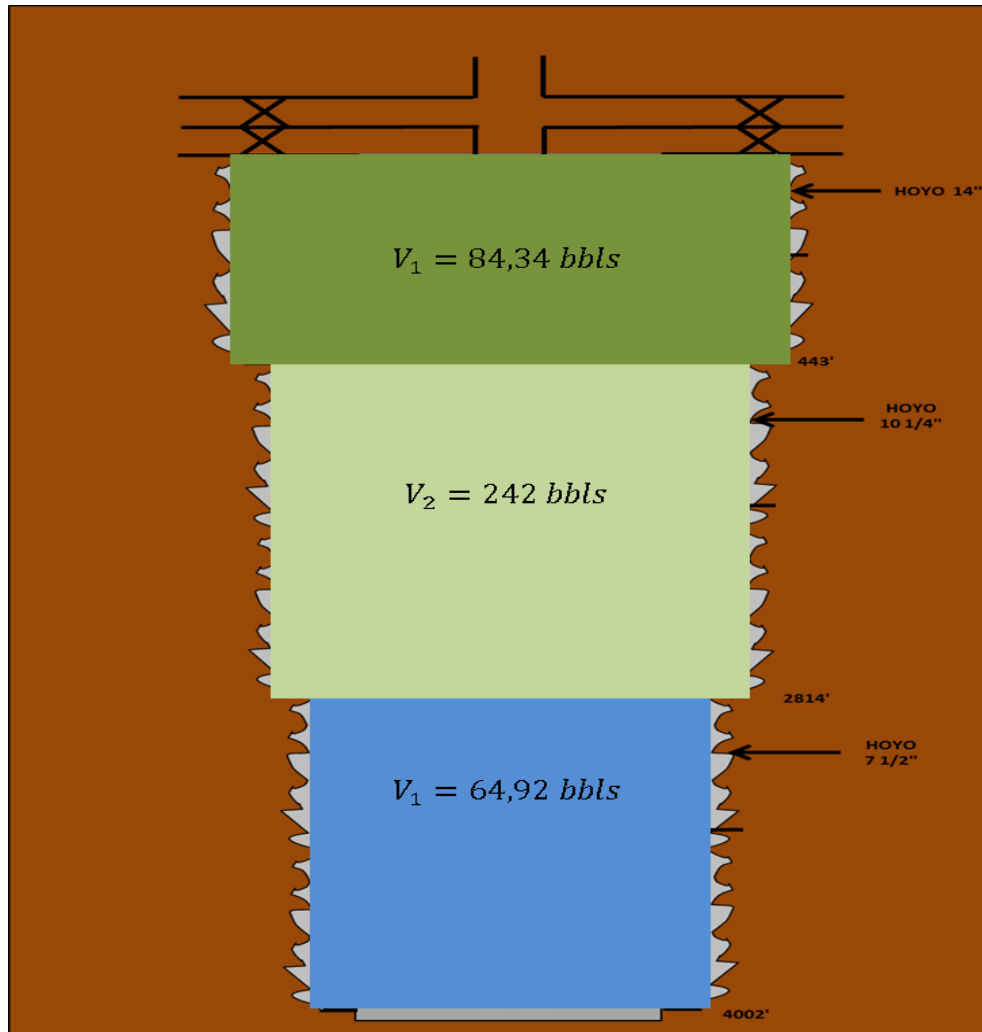


Fig. 33. Volúmenes pozo TIG0010.

Fuente: Paúl Pilatásig.

$$V_{1-TIG0010} = \left[\frac{3,1416 * (7)^2 * 0,1781}{144} \right] * (443) = 84,34 \text{ bbls}$$

$$V_{2-TIG0010} = \left[\frac{3,1416 * (5,125)^2 * 0,1781}{144} \right] * (2371) = 242 \text{ bbls}$$

$$V_{3-TIG0010} = \left[\frac{3,1416 * (3,75)^2 * 0,1781}{144} \right] * (1188) = 64,92 \text{ bbls}$$

$$V_{T-TIG0010} = V_{1-TIG0010} + V_{2-TIG0010} + V_{3-TIG0010}$$

$$V_{T-TIG0010} = 84,34 + 242 + 64,92$$

$$V_{T-TIG0010} = 391,26 \text{ Bbls}$$

El volumen total de ripios es igual a la suma de los tres volúmenes de los pozos en estudio.

$$V_T = V_{T-ANC0070} + V_{T-SPA0233} + V_{T-TIG0010}$$

$$V_T = 214,66 + 318,45 + 391,26$$

$$V_T = 924,37 \text{ Bbls}$$

El volumen promedio se determina dividiendo el volumen total para los 3 pozos en estudio.

$$V_{P-ripios} = \frac{V_T}{3} = \frac{924,37}{3} = 308 \text{ Bbls}$$

Tal como se señala en la sección 2.3.2., que el volumen de ripios esta entre 1,5 a 3 veces el volumen del hoyo. Para este caso se va a considerar 2 veces el volumen del hoyo.

$$V_{P-ripios} = 308 * 2 = 616 \text{ Bbls}$$

El valor del volumen promedio por pozo es de 616 Bbls., para determinar el volumen total del proyecto de perforación de los 30 nuevos pozos tenemos:

$$V_{P-proyecto} = 616 * 30 = 18480 \text{ Bbls}$$

El volumen a tratar de ripios de perforación es de 18480 Bbls., para lo cual se va a convertir este volumen en metros cúbicos.

$$V_{P-proyecto} = 18480 \text{ Bbls} * 0,15899 \text{ m}^3 = 2938 \text{ m}^3$$

4.2. DETERMINACIÓN DE SÓLIDOS A TRATAR MEDIANTE EL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los volúmenes promedio de fluidos utilizados en cada sección de perforación son los siguientes:

$$1. V_{P-1} = \frac{V_{1-ANC0070} + V_{1-SPA0233} + V_{1-TIG0010}}{3} = \frac{16,32 + 76,84 + 84,34}{3} = 59,17 \text{ Bbls}$$

$$2. V_{P-2} = \frac{V_{2-ANC0070} + V_{2-SPA0233} + V_{2-TIG0010}}{3} = \frac{118,46 + 170,71 + 242}{3} = 177 \text{ Bbls}$$

$$3. V_{P-3} = \frac{V_{3-ANC0070} + V_{3-SPA0233} + V_{3-TIG0010}}{3} = \frac{79,87 + 70,88 + 64,92}{3} = 71,89 \text{ Bbls}$$

Tal como se señala en la sección 2.3.2., que el volumen de líquido esta entre 3 a 30 veces el volumen del hoyo. Para este caso se va a considerar 11 veces el volumen del hoyo.

$$V_{T-Liquido} = 308 * 11 = 3388 \text{ Bbls} = 3400 \text{ Bbls}$$

Se tiene un volumen total de 3400 Bbls. de fluido de perforación para lo cual se requiere un volumen de dilución (0,06) reduciendo el % de sólidos indeseables y en consecuencia mejorar la calidad del fluido(Munevar, L & Rubio, M & Toro, M):

$$V_D = V_{T-Liquido} * 0,06 = Bbls \quad \text{Ec. 3}$$

donde:

V_D = Volumen de dilución, Bbls

$$V_D = 3400 * 0,06 = 204 Bbls$$

Según (Munevar, L & Rubio, M & Toro, M), la eficiencia del sistema de control de sólidos es la siguiente:

$$E_{SCS} = 100 - \left[\frac{V_D}{V_p} * 100 \right] \quad \text{Ec. 4}$$

donde:

V_D = Volumen de dilución, Bbls

V_p = Volumen promedio, Bbls

$$E_{SCS} = 100 - \left[\frac{204}{308} * 100 \right]$$

$$E_{SCS} = 33,8\%$$

La eficiencia de remoción de sólidos se relaciona con los sólidos perforados y removidos del sistema de circulación. Con base al 33,8% se puede cuantificar el control efectivo de sólidos.

$$V_{Removido} = 3400 * 0,338 = 1149,2 Bbls$$

El volumen a removido en el sistema de control de sólidos es de 1149,2 barriles.

El tipo de lodo usado para la perforación en el campo Ancón es en base agua con una densidad de 21,7 lb/gal (2600 Kg/m³) cuya materia prima consta de los siguientes elementos:

- ✓ Agua (3400 Bbls)
- ✓ Bentonita
- ✓ Dispersantes
- ✓ Lignito o polímeros (polietileno con densidad 0,97 g/cm³)
- ✓ Reductores de filtrado (celulosa Polianiónica con densidad 0,75 g/cm³, almidón con densidad 0,5 g/cm³)
- ✓ Hidróxido de sodio
- ✓ Barita (gravedad específica 4,2)

Para determinar el porcentaje de volúmenes de sólidos se utiliza la densidad de lodo correspondiente a cada una de las 3 etapas de perforación. La Tabla 7 muestra los datos de la densidad del agua y de sólidos de baja gravedad.

DENSIDADES	VALOR	UNIDADES
DENSIDAD DEL LODO	1,04	g/cm ³
DENSIDAD DEL AGUA	1	g/cm ³
DENSIDAD SÓLIDOS DE BAJA GRAVEDAD	2,6	g/cm ³

Tabla. 7: Densidades.

Fuente: Paúl Pilatásig.

Según (Garcia, 2017) la concentración de sólidos se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\% V_{Cs} = 100 * \left(\frac{\rho_{lodo} - \rho_{agua}}{\rho_{cs} - \rho_{agua}} \right) \quad \text{Ec. 5}$$

$$\% V_{Cs} = 100 * \left(\frac{1,04 - 1}{2,6 - 1} \right) = 2,5 \% * 2600 \frac{Kg}{m^3} = 65 \frac{Kg}{m^3}$$

La concentración de bentonita ($V_{bentonita}$) se realiza a partir del volumen de sólidos perforados (V_{Cs}) y la Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC) del lodo y de los sólidos perforados lo cual lleva a la Prueba de Azul de Metileno (MBT).

Se considera que los V_{Cs} se componen solamente de sólidos perforados, bentonita y arcillas que se agregan al volúmen en el desarrollo de la perforación. La relación (F) es igual a 0,3 (CEC de sólidos perforados entre la CEC de bentonita comercial). Para la bentonita comercial se presenta un MBT de 60 Kg/m³ (Garcia, 2017).

$$Bentonita \frac{Kg}{m^3} = \frac{MBT \frac{Kg}{m^3} - (F * V_{Cs} \frac{Kg}{m^3})}{(1-F)} \quad \text{Ec. 6}$$

$$Bentonita \frac{Kg}{m^3} = \frac{60 \frac{Kg}{m^3} - (0,3 * 65 \frac{Kg}{m^3})}{(1 - 0,3)} = 57,85 \frac{Kg}{m^3}$$

$$V_{bentonita} = 57,85 \frac{Kg}{m^3} * 9,407 m^3 = 544,22 Kg / 2600 \frac{Kg}{m^3} = 0,209 m^3$$

$$= 2,225\%$$

El $V_{arcilla}$ se determina mediante la siguiente ecuación:

$$V_{arcilla} = V_{Cs} - V_{bentonita} \quad \text{Ec. 7}$$

$$V_{arcilla} = 65 \frac{Kg}{m^3} - 57,85 \frac{Kg}{m^3} = 7,15 \frac{Kg}{m^3}$$

La tabla 8 muestra los valores correspondientes a la cantidad de sólidos que es posible remover en cada una de las tres etapas de perforación.

		Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Total
Volúmen total	Bbls	59,17	177	71,89	308,06
	m^3	9,407438	28,14123	11,42979	48,9784594
Sólidos de baja densidad	% v/v	2,5	2,5	2,5	
Concentración mínima Sólidos de baja densidad	Kg/ m^3	65	65	65	
Limite inferior	Kg/ m^3	60	60	60	
Bentonita	% v/v	2,225	2,225	2,225	
	Kg	544,2203	1627,97	661,2134	2833,40388
	m^3	0,209316	0,626142	0,254313	1,08977072
	Kg/ m^3	57,85	57,85	57,85	
Arcillas	% v/v	0,275	0,275	0,275	
	Kg	67,26318	201,2098	81,72301	350,195985
	m^3	0,02587	0,077388	0,031432	0,13469076
	Kg/ m^3	7,15	7,15	7,15	

Tabla. 8: Cantidad de sólidos totales por etapa.

Fuente: Paúl Pilatásig.

4.3. DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE REMEDIACIÓN

El volumen total por pozo es de $49 m^3$, si consideramos el volumen de ripios de perforación en 2 veces el volumen del hoyo tal como se señala en la sección 2.3.2., tendremos un volumen de $98 m^3$. Las operaciones de perforación en este sector se realizan en aproximadamente 10 días, para lo cual en un mes se perforarán 3 pozos, obteniéndose un volumen de $294 m^3$. Cada m^3 de ripios serán removidos en $3 m^2$; es decir, cada celda tendrá un área de $900 m^2$. Para este proyecto contaremos con 10 celdas sumando un total de $9000 m^2$.

El área destinada para la biorremediación de desechos producto de nuevas perforaciones en el campo Ancón es de $20000 m^2$ (2 hectáreas); sin embargo, tal como se muestra en la Tabla 9, solo una fracción de esta será empleada para el tratamiento de los lodos a base agua, por lo que la superficie queda distribuida de la siguiente manera.

ANÁLISIS DE SUPERFICIES	
CAMINO DE ACCESO	1000m ²
PATIO DE MANIOBRAS	1000m ²
CELDA DE MEZCLADO, TRATAMIENTO Y MADURACIÓN	9000 m ²
CELDA DE RECEPCIÓN	900 m ²
TOTAL DE ÁREA UTILIZADA	11900 m ²

Tabla. 9: Análisis de superficies.

Fuente: Paúl Pilatásig.

El sistema de tratamiento de lodos base agua empleará una totalidad de superficie de 11900 m². El resto de las áreas se contempla como áreas verdes. Se realizará la construcción de una celda de recepción de 1800 m³ (20 x 45 x 2 m de altura), cada celda de mezclado, tratamiento y maduración tendrá 1350 m³ (20 x 45 x 1,5 m de altura).



Fig. 34. Área destinada a biorremediación del campo Ancón.

Fuente: (Pilatásig, 2018).

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- ✓ La cantidad de volumen de ripios es de aproximadamente 308 Bbls. promedio y el volumen total para los 30 pozos a ser perforados es de 18480 Bbls. correspondientes al campo Ancón.
- ✓ Los métodos usados para tratamiento y disposición de ripios producidos por la perforación de pozos petroleros seleccionados fueron los procesos de deshidratación, biotratamiento y biorremediación (Landfarming).
- ✓ El Landfarming es el método más apropiado de biorremediación a seguir para recuperación de suelos debido a sus ventajas y su fácil aplicación.
- ✓ La contaminación de suelos por desechos de perforación petrolera pueden ser tratados y recuperados ecológicamente mediante la biorremediación, donde los microorganismos se alimentan mediante la adecuación de varios factores abióticos.
- ✓ Los suelos arcillosos y arenosos requieren de acondicionadores orgánicos para acelerar la estructura de la mezcla y poder beneficiar la biorremediación.
- ✓ El tratamiento ex-situ es un sistema costoso debido al transporte de los desechos hasta la zona destinada al tratamiento, pero presenta mejores resultados ya que se pueden controlar eficientemente la degradación del contaminante.

5.2. RECOMENDACIONES

- ✓ Implementar el tratamiento de desechos producto de la perforación petrolera requiere de toma de muestras para su posterior análisis de laboratorio y poder obtener datos confiables para el buen rendimiento de los métodos de biorremediación y biotratamiento aplicados.

- ✓ Definir el método apropiado para conocer las características del suelo (nutrientes, oxígeno, humedad, pH y temperatura) con la finalidad de recuperar las condiciones biológicas del mismo.

- ✓ Prestar mayor atención a las normativas ambientales a nivel gubernamental ya que esta requiere cambios para mejorar las gestiones ambientales en el ámbito petrolero, para lo cual se deben elaborar manuales con la finalidad de optimizar el tratamiento y disposición final de los recortes de perforación.

BIBLIOGRAFÍA

- API, A. P. (1974). Clasificación de Cortes y Partículas Sólidas de acuerdo al tamaño de partícula, Boletín 13C. Washington.
- Asamblea, N. (2008). Constitución Política de la República del Ecuador. Quito.
- Ballesteros, C. (2007). Evaluación de diferentes sistemas para el tratamiento de residuos de perforación en el Campo Tarapoa. Guayaquil-Ecuador.
- Bolaños, V. (2014). Disposición ambiental de los cortes de sólidos asociados a la perforación de pozos petroleros. Quito.
- Canasa, A. (2010). Remediación de suelos contaminados en operaciones de perforación y manejo del petróleo crudo en la selva peruana. Peru.
- Canasa, A. (2010). Remediación de suelos contaminados en operaciones de perforación y manejo del petróleo crudo en la selva peruana. Perú.
- Curso de control de sólidos 2. (2006). M. I. Swaco.
- Decreto Ejecutivo 1215. (2001). Quito.
- Farache, G. (2004). Manual de Seguridad Industrial en Operaciones de Landfarming.
- García, R & Medina, R (2017). Diseño preliminar de Centrifugación y Dewatering para lodos de perforación.
- Garzón, M. (2006). Mantenimiento de Torres de Perforación Petrolera.
- Guale, J. (2013). Estudio para la optimización de sistemas de levantamiento artificial para la producción de petróleo en pozos de la zona central del campo Ancón-provincia de Santa Elena. La Libertad.
- Guía para el Ciudadano sobre Solidificación/Estabilización. (2003).
- Halliburton. (2013). Fluids System.
- Hernández, C. (2013). Gestión Ambiental de desechos peligrosos generados por actividades de perforación direccional. Venezuela.
- Ibarra, L. (2007). Manejo y disposición de cortes de perforación de lodos base agua. QMAX. Colombia.
- (1999). Informe de geología y yacimientos de Ancón.

- Ley de Hidrocarburos. (2010). Quito.
- MAROTO ARROYO. (2001). APLICACIÓN DE SISTEMAS DE BIORREMEDIACIÓN DE SUELOS Y. GEOCISA. Div. Protección Ambiental de Suelos., 297 -305.
- Méndez, R. G. (2013). Manejo integral de los recortes de perforación de la industria petrolera en Tabasco. Mexico.
- Munevar, L & Rubio, M & Toro, M. (2006). Manual de procedimientos para el manejo de cortes y fluidos de perforación. Bogotá.
- Orozco, V. &. (2008). Biorremediación de vegetación contaminada con petróleo por derrames en el campamento Guarumo-Petroproducción. Riobamba. Ecuador.
- Ortiz, M. (2016). Manejo Ambiental de la disposición final de los fluidos base utilizados en la perforación de algunos pozos petroleros en Colombia. Bogotá.
- Pacifpetrol. (2014).
- Paris, M. (2009). Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos. Maracaibo-Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Pazmiño, J. (2002). Biorremediación de suelos contaminados con petróleo. Caracas.
- PDVSA. (2005). Petroleo de Venezuela S. A. Recuperado en Febrero de 2014.
- Perea, A. (2005). Plan de manejo de residuos y desechos producidos en los pozos exploratorios de la fase A del Proyecto Rafael Urdaneta. Venezuela.
- Pilatásig, P. (2018). Biotecnologías Aplicadas al Tratamiento y Remediación de Ripios de Perforación. La Libertad.
- Pozzo, M. (s.f.). Diseño y ejecución de un plan de biotratamiento para residuos (cortes) de perforación de la actividad petrolera, por la metodología de biodegradación con bioaumentación. Argentina.
- Rachain, J. &. (2006). Drilling-mug. Org.
- Riser-Robers, E. (1996). Remediation of Petroleum Contaminated Soils. Biological Physical, and Chemical Processes. Malaysia.
- Rodríguez, D. &. (2014). Estudio de factibilidad para la implementación del sistema de bombas de cavidades progresivas. La Libertad.
- Rodríguez, D. &. (2014). Estudio de factibilidad para la implementación del sistema de bombas de cavidades progresivas en el campo

"Gustavo Galindo Velasco" ubicado en la provincia de Santa Elena". La Libertad.

Schlumberger. (1994). Manual Dowell.

Schlumberger. (2004). Lodos de Perforación. Houston.

SEMARNAT. (2012). PM Recortes de perforación en el Estado de Tabasco. Mexico.

Solids Control. (1998). M. I. Swaco

SWACO, M.-I. (2006). Tratamiento de los cartes de perforación. Houston, Tx.

ToroTrac. (2007).

Veracierta, L. (2006). Evaluación de las técnicas realizadas por el centro de tratamiento y recuperación de desechos en el campo hamaca, estado de Anzoátegui. Venezuela.