

**ESTRATEGIAS PARA EL CONTROL DE LOS AFLORAMIENTOS
SUPERFICIALES DE CRUDO DE LOS MANADEROS Y CAPTACIÓN EN LOS
CAMPOS PETROLEROS LA CIRA INFANTAS**

**Ing. LEUDER BARBOSA HERNANDEZ
Ing. JESUS MANUEL FONTANILLA LIZCANO**

**Monografía grado presentado como requisito para optar al Título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA E INTERVENTORÍA DE OBRAS CIVILES**

Director: Ph.D. MARIA FERNANDA SERRANO GUZMAN

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA E INTERVENTORÍA DE OBRAS CIVILES
BUCARAMANGA
2012**

**ESTRATEGIAS PARA EL CONTROL DE LOS AFLORAMIENTOS
SUPERFICIALES DE CRUDO DE LOS MANADEROS Y CAPTACIÓN EN LOS
CAMPOS PETROLEROS LA CIRA INFANTAS**

**Ing. LEUDER BARBOSA HERNANDEZ
Ing. JESUS MANUEL FONTANILLA LIZCANO**

**Monografía grado presentado como requisito para optar al Título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA E INTERVENTORÍA DE OBRAS CIVILES**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA E INTERVENTORÍA DE OBRAS CIVILES
BUCARAMANGA
2012**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

AGRADECIMIENTOS

Los integrantes del presente trabajo expresan sus agradecimientos:

A la UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA, a su cuerpo administrativo y docente especializado por brindarme los conocimientos necesarios para el desarrollo intelectual y moral como parte fundamental de la formación académica.

A TODAS AQUELLAS PERSONAS que brindaron asesoría académica durante el transcurso de la especialización y la realización de este trabajo para optar como especialista.

Con especial cariño para nuestras familias por el apoyo moral y sentimental en los momentos difíciles de la formación profesional.

Jesús Manuel, Leuder

CONTENIDO

	Pág
1. INTRODUCCION	11
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
<u>1.2. OBJETIVOS</u>	<u>15</u>
1.2.1. GENERAL	15
1.2.2. ESPECÍFICOS	15
1.3. JUSTIFICACIÓN	16
2. ESTADO DEL ARTE	17
2.1. EL NUEVO BOOM PETROLERO	22
3. AREA DE ESTUDIO	23
3.1. LECCIONES APRENDIDAS PARA LA EXPLORACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA	29
4. UBICACIÓN	30
4.1 PLANES DE CONTINGENCIA EN EL CONTROL DE DERRAME	31
4.2 CONTROL DE LOS AFLORAMIENTOS SUPERFICIALES DE CRUDO	33
4.2.1 Composición de la Superintendencia de Mares	33
4.2.2 Situación Actual	35
4.2.3 Actividades y obras efectuadas en Campo 13 y manadero Oponcito.	37
4.2.4 Adecuación del terreno	38
4.2.5 Excavación para filtros	40
<u>4.2.6 Construcción de cuneta de coronación</u>	<u>44</u>
<u>4.2.7 Construcción de cajas trampas(separadores) recolectoras de crudo API (american petroleum institute)</u>	<u>45</u>
<u>4.3 CONTRASTES</u>	<u>49</u>
4.3.1 Antes en Severiche	52
4.3.2 Después en Severiche	55
4.3.3 Antes en Campo 13	57
4.3.4 Después en Campo 13	59
4.3.5 Antes en el Manadero Oponcito	61
<u>4.3.6 Después en el Manadero Oponcito</u>	<u>62</u>
4.4 ESQUEMAS PLANTEADOS	65
4.4.1 Planta típica	65
<u>4.4.2 Perfil típico</u>	<u>65</u>
CONCLUSIONES	
RECOMENDACIONES	
BIBLIOGRAFÍA	

LISTA DE FIGURA

	Pág
Figura 1. Afloramiento de crudo de forma superficial en el Campo 13	36
Figura 2. Afloramiento de crudo de forma superficial, en el manadero Oponcito	37
Figura 3. Excavación y adecuación del terreno con retroexcavadora en el Campo 13	38
Figura 4. Movimiento y adecuación del terreno con buldózer en el manadero Oponcito	39
Figura 5. Movimiento de material contaminado con buldózer en el manadero Oponcito.	39
Figura 6. Movimiento de material contaminado con buldózer en el Campo 13	40
Figura 7. Volteo del material contaminado con cal dolomita, triple 15 y urea, con retroexcavadora en el campo 13.	40
Figura 8. Aplicación de cal dolomita triple 15 y urea en el manadero Oponcito	41
Figura 9. Excavación de los filtros con retroexcavadoras en el manadero Oponcito	41
Figura 10. Excavación de los filtros con retroexcavadoras en el Campo 13	42
Figura 11. Relleno con piedra bolo en la zanja del filtro en el manadero Oponcito	42
Figura 12. Relleno con piedra bolo entro de la zanja del filtro en el campo 13	43
Figura 13. Colocación del gestextil para evitar el taponamiento del filtro	43
Figura 14. Formaletado en madera de las cuneta de coronación con en el Campo Oponcito.	45
Figura 15. Diseño final de la cuneta de coronación en el Oponcito.	45
Figura 16. Construcción de caja recolectora de crudo API en el Oponcito 1.1	46
Figura 17. Construcción de caja recolectora de crudo API en el Oponcito 1.2	46
Figura 18. Construcción de caja recolectora de crudo API En el Campo 13	47
Figura 19. Construcción de caja recolectora de crudo API en Severiche	47

	Pág
Figura 20. Levantamiento de las cortinas o separadores internos en el Campo 13	48
Figura 21. Construcción de las cortinas o separadores internos en Oponcito	49
Figura 22. Terminación de las cortinas o separadores internos en Severiche.	49
Figura 23. Construcción de las tapas de las cajas en Oponcito 1.2.	50
Figura 24. Terminación y colocación de las tapas de las cajas 1.1.	50
Figura 25. Terminación y colocación de las tapas de las cajas Campo 13.	51
Figura 26. Condiciones de Severiche antes de iniciar las obras de recuperación y construcción.	52
Figura 27. Escenario de Severiche antes de iniciar las obras de recuperación y construcción	53
Figura 28. Ambiente de Severiche antes de iniciar las obras de recuperación y construcción	53
Figura 29. Condiciones de Severiche después de terminadas las obras de recuperación y construcción	55
Figura 30. Severiche después de terminadas las obras de recuperación y construcción	55
Figura 31. Severiche después de terminadas las obras de recuperación y construcción	56
<u>Figura 32.</u> Condiciones del Campo 13 antes de iniciar las obras de recuperación y construcción	57
Figura 33. Circunstancias del Campo 13 antes de iniciar las obras de Recuperación y construcción	57
Figura 34. Ambiente del Campo 13 antes de iniciar las obras de recuperación y construcción	58
Figura 35. Ambiente del Campo 13 después de culminar las obras de	

recuperación y construcción.	59
------------------------------	----

Pág

Figura 36. Ambiente del Campo 13 después de culminar las obras de recuperación y construcción.	59
Figura 37. Ambiente del Campo 13 después de culminar las obras de recuperación y construcción.	60
Figura 38. Situación antes de iniciar las obras de recuperación y construcción en Oponcito.	61
Figura 39. Situación antes de iniciar las obras de recuperación y construcción en Oponcito.	61
Figura 40. Situación después de culminadas las obras de construcción en Oponcito 1.1	62
Figura 41. Situación después de culminadas las obras de construcción en Oponcito 1.2	62
Figura 42. Situación después de culminadas las obras de construcción en Oponcito 1.2	63

TITULO: ESTRATEGIAS PARA EL CONTROL DE LOS FLORAMIENTOS SUPERFICIALES DE CRUDO DE LOS MANADEROS Y CAPTACIÓN EN LOS CAMPOS PETROLEROS LA CIRA INFANTAS

AUTOR(ES): JESUS M. FONTANILLA LIZCANO - LEUDER BARBOSA HERNANDEZ

FACULTAD: Esp. en Gerencia e Interventoría de Obras Civiles

DIRECTOR(A): PHD. MARIA FERNANDA SERRANO GUZMAN

RESUMEN

• **PROBLEMA** Los afloramientos superficiales de crudo o manaderos naturales, que sirvieron como indicador para iniciar la exploración y explotación del petróleo en el país, también son considerados desde la perspectiva ambiental como una situación de impacto negativo debido al efecto del contacto de los hidrocarburos con el suelo superficial y los cuerpos de agua aledaños a estas manifestaciones de los yacimientos petrolíferos, y por el evidente efecto de contaminación física y visual presentado sobre la cobertura vegetal, el agua y su consecuente desequilibrio paisajístico, y el posible desbalance en la fauna, flora e incluso las comunidades vecinas de la problemática. En la actualidad los manaderos existentes en el Campo La Cira – Infantas se encuentran identificados en la línea base ambiental del proyecto La Cira – Infantas, propiedad de los asociados Ecopetrol S.A. – Oxy Andina; y por ende y a pesar de ser considerados fenómenos naturales, la autoridad ambiental ha solicitado atención sobre su manifestación y la intervención sobre estos manaderos naturales considerando lo adverso de su efecto en los ecosistemas que los contienen.

• **COMO SE HA ABORDADO** La repuesta por parte de Ecopetrol S.A. y su asociado ha sido la ejecución de obras de control en manaderos localizados en las veredas Oponcito, Severiche, Campo 13 y Campo 500 del corregimiento El Centro del municipio de Barrancabermeja,

• **CONCLUSIONES** Considerando el efecto ambiental provocado por los afloramientos de crudo provenientes de los manaderos. La mejor alternativa para canalizar y corregir el efecto adverso de los manaderos es acudir a las disciplinas geotécnicas y a los principios de la ingeniería civil para atender con obras de control para canalizar y confinar el contaminante.

PALABRAS CLAVES:

Crudo, afloramiento, manadero, Oxi-andina, sol, som, api

V° B° DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

TITLE: STRATEGIES TO CONTROL OF EMERGE OIL FROM SURFACE OUTCROPS AND ITS COLLECTING IN LA CIRA INFANTAS OIL FIELDS

AUTHORS:JESUS M. FONTANILLA LIZCANO – LEUDER BARBOSA H.

FACULTY: Esp In Management and auditing of civil works

DIRECTOR: PhD. GUZMAN MARIA SERRANO FERNANDA

SUMMARY

- **PROBLEM:** The surface outcrops of oil or natural land springs, which served as an indicator to start oil exploration and exploitation in the country, are also considered from an environmental perspective as an issue or situation of negative impact due to the effect of contact of hydrocarbons with the topsoil and water bodies adjacent to these manifestations of the oilfields, and the evident effect of physical and visual pollution submitted on the top soil, the water and the resulting disequilibrium landscape, and the possible imbalance in the wildlife, flora and even neighbors communities of the problem. Actually the existing outcrops in La Cira - Infantas oilfields are identified in the project's environmental baseline La Cira - Infantas owned Ecopetrol SA partners - Oxy Andina, and thus despite being considered natural phenomena that obey not the anthropic effect on the site, the environmental authority has called attention to its manifestation and intervention on these natural outcrops considering the adverse effect on ecosystems that contain them.
- **HAS ADDRESSED AS:** The response by Ecopetrol SA and its partner has been associated positively with the execution of works that control outcrops located on the sidewalks Oponcito, Severiche, Campo 13 and Campo 500 from the district El Centro belonging to of Barrancabermeja city, where works were carried out to canalize effluent, gathering and storage oil interacting with property owners and communities.
- **CONCLUSIONS:** Considering the environmental impact caused by oil pollution from outcrops, is a clear need for intervention to mitigate the effect so far has caused on the environment the presence of hydrocarbons emanating from the fluid streams are present in the outcrops. The best alternative to canalize and correct the adverse effect of the outcrops is to go to the geotechnical disciplines and civil engineering principles to attend with control works to drive and confine the contaminant. It is obvious that the works have been implemented to manage and control the negative impact on the environment, it has been to channel and confine the liquid hydrocarbon phase and this results in a marked improvement on the impact on the landscape and topsoil, resulting in environmental improvement in the direct area of influence of each outcrops.

KEYWORDS: OIL, BASSET, OUTCROPS, API CRUDE OIL POOL
V° B° DIRECTOR

1. INTRODUCCION

La contaminación por petróleo crudo o por petróleo refinado (combustóleo, gasolina, y otros productos obtenidos por destilación fraccionada y procesamiento químico del petróleo crudo), es generada accidental o deliberadamente desde diferentes fuentes. Un ejemplo de ello es el caso colombiano en donde manos criminales ocasionan constantes daños al ecosistema por el derrame del crudo.

Con los problemas que se presentan a raíz de los derrames de crudo en la industria petrolera y por los riesgos que ocasiona al medio ambiente, dejando a su paso estelas de contaminación con efectos a muy largo plazo. Y es que ante la presencia de un derrame, los hidrocarburos pasan a ser un tipo de contaminantes que afectan a la calidad del agua, y con ello la fauna y flora de manera importante, por cuanto favorece a la formación de una película impermeable que dificulta el intercambio gaseoso y puede desviar los rayos luminosos que aprovecha el fitoplancton¹ para llevar a cabo el proceso de Fotosíntesis.

Es de tener en cuenta que en la explotación, exploración, transporte y refinación del petróleo se derrama en gran cantidad en área de operación, lo que implica grandes pérdidas y contaminación del aire, agua y suelo. “Pero no solamente la exploración y explotación petrolera pueden ser fuente de contaminación, sino que también existen los llamados **Manaderos**, que son afloramientos naturales de hidrocarburo en algunas zonas, como es el caso del Campo La Cira-Infantas, corregimiento de El Centro, Municipio de Barrancabermeja en donde se evidencian grandes masas de alquitrán, con componentes de parafinas de largas cadenas, masas de residuos de petróleo, de muy lenta degradación, que siguen contaminando el medio por largo tiempo.

Es de señalar que los agentes contaminantes en caso de derrame no son solamente los hidrocarburos, sino también los productos orgánicos que provienen

¹
es.wikipedia.org/wiki/Fitoplancton

de su transformación y los compuestos minerales u orgánicos adicionados al medio receptor durante la lucha contra la contaminación”².

² Ecopetrol, 1999

1.1PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los planes de contingencia para enfrentar el derrame de crudos deben incluir el almacenamiento de los equipos de respuesta, ejercicios de capacitación y preparación de modelos (con los datos locales de la topografía y el clima) para las diferentes situaciones que puedan presentarse a causa del derrame, en el caso de Ecopetrol S.A. existen puntos de control en varias corriente de agua y contratos para cubrir cualquier tipo de derrame cualquiera que sea el evento. Aparte de los impactos y la interrupción de las actividades a causa de un derrame mayor, existe la cuestión de compensación por los daños ambientales (fauna y flora), productivos (cultivos) y paisajísticas (turismo).

Aparte de la alternativa de no hacer nada o no continuar con todo o parte del proyecto de exploración petrolera, las alternativas para las actividades, instalaciones de exploración y producción, sistemas de transporte, se relacionan, generalmente, con el tipo y grado de atenuación necesaria para minimizar los riesgos. Las medidas especiales de atenuación, deben ser adaptadas al proyecto específico, teniendo en cuenta las condiciones geoambientales de la zona de influencia.

“Desde que el país inició la producción de petróleo, en las postrimerías de las décadas de los años 10 hasta finalizar 1975, Colombia fue no solo autosuficiente sino también exportador de petróleo. Infortunadamente a partir de 1976 el país empezó a importar petróleo, como consecuencia de la política que se adoptó en los primeros años de la década de los 60, por lo cual en la década de los 80 se dieron incentivos a la industria petrolera mostrándose resultados con el descubrimiento de Caño Limón en 1983, volviendo así el país a ser autosuficiente y el año 1986 exportador. Desde entonces el Gobierno Nacional ha destinado

enormes cantidades del presupuesto para incentivar la exploración petrolera en el país”³.

Barrancabermeja es el corazón de la industria petrolera en Colombia. El Corregimiento de El Centro, jurisdicción municipal de Barrancabermeja, está considerado como una de las zonas con gran influencia en cuanto a las actividades encaminadas a la exploración y perforación de pozos petroleros, adquiriendo sus tierras una gran importancia económica para Colombia.

Los Manaderos existentes en el Campo, lo consideran eventos negativos ambientales, por el alto grado de contaminación física y visual que presentan, en la actualidad la línea base ambiental del Proyecto La Cira – Infantas

En la actualidad la autoridad ambiental ha solicitado a Ecopetrol S.A. Intervenir los sitios de los Manaderos naturales, sin que estos problemas sean producto de la industria del petróleo. En el área del corregimiento El Centro, más exactamente en el Campo 13, Oponcito, Severiche, Campo 500, hay problemas de contaminación ambiental provocado por la presencia de afloramientos superficiales de crudo, alteraciones de la cobertura vegetal y de cuerpos de agua cercanos a la zona de impacto, además de la contaminación visual provocada por la mancha de crudo, generando un desequilibrio paisajístico, por el impacto que causa a la fauna y flora del entorno.

¿Cuál es la importancia del control del afloramiento superficial de crudo de los manaderos y captación en los campos petroleros para la protección del medio ambiente?

³ www.banrepcultural.org/blaavirtual/revistas/.../laindustria.htm

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 GENERAL

Proponer estrategias para el control del afloramiento superficial de crudo de los manaderos y captación en los campos petroleros para la protección del medio ambiente

1.2.2 ESPECÍFICOS

- Localizar los afloramientos superficiales en el Campo La Cira - Infantas.
- Describir las condiciones geomorfológica de los sitios afectados en el Campo La Cira - Infantas
- Plantear mecanismo para reducir el grado de contaminación provocado por los afloramientos superficiales de crudo en las zonas afectadas.

1.3. JUSTIFICACIÓN

La especialización en gerencia e interventoría de obras civiles, se convierte en el escenario ideal para desarrollar proyectos productivos útiles que se encaminen a la protección del medio ambiente

Por tanto la importancia de la presente monografía radica en que a partir de la misma se pueden mejorar las condiciones de protección ambiental en el entorno, mediante la propuesta de mejoras de los recursos hídricos y paisajísticos con el control los afloramientos naturales de crudo.

Las estrategias aquí planteadas tienden a favorecer la conservación del entorno, brindando un sistema desarrollo sostenible en los campos petroleros, que además de la industria del petróleo, también lo es para la producción agropecuaria a menor escala y actualmente es grande las contaminaciones producidas por estos eventos naturales que se pueden minimizar construyéndole obras de control.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 LA EXPLORACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA

Colombia tiene un potencial mediano de reservas de petróleo y es una zona muy interesante en el entorno internacional. La política petrolera colombiana se ha caracterizado por la búsqueda deliberada de la maximización de las transferencias al gobierno, por aumentar la transparencia de la renta al capital multinacional, so pretexto de ser competitivos y por la carencia de democracia en el diseño de política de hidrocarburos, que se define siempre en la presidencia de la república.

Solo hasta la expedición de la Constitución de 1991 el Estado asume el compromiso del manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Es así como se observa el incremento de las reservas constituye una de las principales metas y objetivos del plan de desarrollo para el sector de hidrocarburos dada la importancia del sector para la economía del país, con el fin de mantener el nivel de producción de hidrocarburos que se registra a la fecha.

Bajo el sistema de concesiones Colombia producía el 1.19% del crudo mundial y ocupaba el octavo puesto como productor en el mundo en 1927. Las regalías recibidas por la Nación fluctuaban entre el 6 y el 10% de la producción bruta de los campos.

En 1941, el gobierno colombiano presentó una demanda ante la Corte Suprema de Justicia, argumentando que la Concesión De Mares debía revertir al país en 1946, y no en 1951 como sostenía la Tropical. La Corte falló durante la segunda presidencia de Alfonso López Pumarejo a favor de la compañía. Según el historiador Rene de la Pedraja, quien basa su investigación en archivos

norteamericanos, colombianos y británicos, López Pumarejo, quien durante años habría sido sobornado por las compañías petroleras, presionó a los magistrados.

En diciembre de 1948, el gobierno colombiano expidió un decreto presidencial creando una compañía petrolera que asumiría la Concesión De Mares después de su reversión al Estado en agosto de 1951.

Las negociaciones de la transición fueron sostenidas entre el gobierno colombiano, la multinacional norteamericana, la misión diplomática de los Estados Unidos en Bogotá y capitalistas colombianos (en particular los industriales de Medellín), para organizar la nueva compañía y decidir sobre las contribuciones económicas y técnicas de cada uno de los grupos interesados.

Aunque los administradores locales de la Tropical querían participar en la nueva empresa, los ejecutivos de la Standard en los Estados Unidos no estaban de acuerdo. Estos sostenían que a menos que pudiesen controlar el 51% de la compañía -lo que el gobierno colombiano no permitiría- no trabajarían en una empresa dominada por el Estado. Además, tenían más interés en desarrollar los campos petroleros en el Medio Oriente y no se sentían a gusto con los problemas laborales que encaraban en Colombia.

Los representantes de la embajada norteamericana en Bogotá y el Departamento de Estado trataron de persuadir a la Standard a que permaneciese en Colombia, ya que consideraban importante que los Estados Unidos asegurasen reservas petroleras en el hemisferio occidental, un área del mundo con la cual se sentían seguros, para no tener que depender de las reservas de un Medio Oriente inestable y en el cual no tenían hegemonía política.

Los industriales colombianos, agremiados en la Asociación Nacional de Industriales (ANDI), estaban interesados en dominar la nueva compañía petrolera. Entre sus exigencias le pedían al gobierno que expulsase a los miles de colonos que desde los años veinte se habían tomado terrenos de la Concesión. Además,

la ANDI exigía que el Estado se responsabilizara de la carga prestacional dejada por la Tropical.

Los industriales manifestaron en repetidas ocasiones que Colombia no debía seguir los pasos de México y Bolivia, países que habían expropiado a las compañías petroleras extranjeras en los años treinta.

También insistían en que las nacionalizaciones sentaban un precedente en contra del sistema de libre empresa. En un principio, el gobierno fue receptivo a las peticiones de los industriales. Sin embargo, estos fueron incapaces de conseguir el capital necesario para la expansión de la vieja e insuficiente refinería de Barrancabermeja.

Si bien es cierto que desde 1969 Ecopetrol había sido facultada por el gobierno para explotar terrenos diferentes a los de la antigua Concesión De Mares, fue sólo como consecuencia de la crisis petrolera de 1973 que Colombia dejó de otorgar nuevas concesiones, a pesar de que las antiguas caducasen al cabo de los términos convenidos. Así, por medio de un decreto de emergencia económica de octubre de 1974, se abolió el sistema de concesiones en Colombia y se empezaron a implantar contratos de asociación que ya eran comunes en otros países.

Hoy día, mediante los contratos de asociación, la compañía privada asociada corre con los riesgos de exploración, exceptuando los contratos de riesgo compartido, donde Ecopetrol asume parte de estos costos. Si el campo resulta comercializable, el 20% del producto bruto se paga como regalías y a la empresa asociada le es rembolsada la mitad de sus gastos. De ahí en adelante, al menos en teoría, Ecopetrol recibe entre un 50 y un 70% siguiendo una escala que depende del total de la producción acumulada en un campo dado.

Colombia logró en el año 1990 que el petróleo desplazara al café como primer producto nacional de exportación, tendencia que no pudo afianzarse en los años

1994 y 1995, aunque volvió a ser primer producto exportable en 1996 y 1997 a pesar de que en este último año el café disfrutara de los mejores precios de la historia.

Las exportaciones de petróleo y sus derivados alcanzaron los 2.707 millones de dólares en 1997, con un ligero descenso del 6,3% con relación al total exportado en 1996; en el mes de enero de 1998 este concepto supuso 194 millones de dólares. ⁴

Los dos principales campos petrolíferos se encuentran en la zona de los llanos orientales, ya en la frontera con Venezuela, además de la gran bolsa de crudo de Cusiana. Precisamente el retraso en la puesta en marcha del nuevo módulo de Cusiana, cuya primera producción se demoró hasta ya iniciado el año 1995, fue la causa de los descensos de producción y exportación que se produjeron en los años 1994 y 1995.

La industria del petróleo en Colombia presenta un panorama muy favorable y se esperan desarrollos importantes en los próximos años: con 2.900 millones de barriles ocupa el cuarto lugar de Iberoamérica en cuanto a reservas (sólo después de Venezuela, México y Brasil) y el quinto lugar en producción de petróleo después de estos países y de Argentina (720 millones de barriles diarios). ⁵

La Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), de capital mixto, consolidó el liderazgo del sector con un balance en el cual destacan grandes los esfuerzos financieros y técnicos en la exploración y producción del proyecto llanero Pie de Monte, la ampliación de las redes de transporte para la creciente producción de hidrocarburos, la instalación de la infraestructura necesaria para la masificación del gas, la modernización de las refinerías y un substancial aumento de las exportaciones.

4

2009
5

BANCO DE LA REPÚBLICA. PIB e Hidrocarburos. Bogotá, Colombia, Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías. Bucaramanga, 2009.
PORTAFOLIO. Producción de Hidrocarburos en Colombia. Diciembre 14 de 2009. P. e

Debido a la explotación de Cusiana y Cupiagua, la producción conseguida en 1997 fue la más alta de la historia, alcanzando los 720 millones barriles diarios de petróleo y 595 millones de pies cúbicos de gas diarios; para el año 2000 la producción de petróleo debería alcanzar el millón de barriles diarios, según las últimas proyecciones realizadas.

Este desarrollo se ha visto activado por la presencia de grandes compañías multinacionales que están aprovechando las ventajas que ofrecen los contratos de exploración y explotación; en 1990 estaban vigentes 40 contratos de asociación y en 1997 se superaron los 100 contratos. ⁶

La legislación sobre inversión extranjera vigente en Colombia para el sector privado de los hidrocarburos permite dos modalidades: contratos de concesión y contratos de asociación. Los efectos de estas formas de inversión se han mostrado eficaces, ya que en 1997 las inversiones extranjeras en el sector petrolero se elevaron a 890 millones de dólares (20% de la inversión total), aunque con una reducción del 5,1% en relación al año precedente.

El sistema de contratación entre el Estado y los inversionistas se realiza a través del contrato de asociación, mejorado recientemente para otorgar mayores beneficios al asociado. Dentro de las principales características de este contrato se puede mencionar que otorga al inversor hasta seis años en la etapa de exploración y 22 años prorrogables para la explotación.

La inversión en la exploración corre totalmente por cuenta del inversor, pero cuando se declara la comercialidad del campo la empresa Ecopetrol devuelve la mitad de todos los gastos derivados de la fase de explotación; por su parte, la

6

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Informe de Gestión Ministerial, Diciembre de 2009.

inversión en explotación se divide en un 50% por cuenta del inversor y otro 50% por cuenta de Ecopetrol, siendo el operador del campo el inversor autorizado.⁷

2.1.1 El nuevo boom petrolero

Colombia está experimentando un boom petrolero que le permitirá producir un millón de barriles diarios a finales del 2012, un nivel superior al de la época en que estaban en pleno rendimiento grandes pozos como Cusiana o Caño Limón, y generaría una contribución alrededor de los US\$8.000 millones a la balanza cambiaria para ese año, si los precios del petróleo se mantienen en los niveles actuales. Será una bonanza diferente de las del pasado, pues el petróleo ya no lo concentran un solo yacimiento, una región o unas pocas empresas, sino que está distribuido en el país e involucra a más de 140 compañías petroleras de todos los tamaños.

Mientras a finales de los años 90 se pensaba que para 2006 la producción interna podría ser inferior a las necesidades del país, hoy se estima que ese momento de desabastecimiento solo llegaría en el año 2017. Sin embargo, es necesario recordar que Colombia sigue siendo "un país con petróleo y no un país petrolero", como afirma el ex ministro de Minas, Luis Ernesto Mejía.⁸ Es una abundancia relativa en comparación con el pasado, pero si no es administrada con cuidado, podría esfumarse fácilmente.

La bonanza plantea importantes retos para el país. Por una parte, contribuirá a mantener la presión revaluacionista sobre el peso colombiano. Por otra, el impacto regional será amplio, pues los pozos están distribuidos en varios departamentos, de modo que las presiones regionales para incrementar el gasto público local serán muy fuertes. La bonanza petrolera debería llevar a un replanteamiento a fondo del sistema de asignación de regalías a las regiones,

7

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN.

8

EL ESPECTADOR. Sección Económica: Hidrocarburos en Colombia: Pedro A. Rosales, vicepresidente ejecutivo Downstream de Ecopetrol

introducido por la Constitución de 1991, con el fin de lograr que estos recursos aporten a la competitividad general del país y no se presten al despilfarro en las regiones donde el petróleo ha aparecido en regiones alejadas.

Ecopetrol ha tomado la iniciativa en este frente. La alternativa para los pequeños es ir creciendo la infraestructura y habilitar puntos de acceso. Se ha ampliado la capacidad de descargaderos como Araguañey y Apiay, cerca de Yopal, que son alternativas más cercanas para llevar el petróleo y conectarlo al oleoducto a través de tubos de menor tamaño".

Ecopetrol también tiene proyectos de inversión por US\$350 millones para hacer más eficiente el transporte de volúmenes agregados en los oleoductos de los Llanos. Hay en curso inversiones por US\$1.200 millones para aumentar la capacidad de los oleoductos en un millón de barriles. Dentro de estas inversiones están el oleoducto de Rubiales (US\$530 millones), el Poliducto Andino (US\$300 millones), el Oleoducto Colombia (US\$100 millones) y la Estación cerca al Porvenir (US\$34 millones). ⁹

Colombia está ante una gran oportunidad. Puesto que el aumento de producción va a ocurrir de manera relativamente pausada, el país tiene la posibilidad de prepararse para aprovechar los recursos que dejará el petróleo con el fin de mejorar la competitividad.

El modelo petrolero está funcionando y sus resultados podrían ser incluso muy superiores a los que hemos visto hasta ahora, en el caso de que se confirme un hallazgo importante en los próximos años. Si no avanzamos en el fortalecimiento del marco institucional para manejar la bonanza, corremos el riesgo de que todo este esfuerzo se vea opacado por resultados indeseables, como revaluación, inflación, mayor gasto público y, lo peor, más corrupción y violencia en las regiones.

9

REVISTA DINERO. Octubre 2 de 2009, p. 56

3. AREA DE ESTUDIO

La exploración del campo La Cira Infantas data de 1905, cuando el coronel José Joaquín Bohórquez, presentó a Roberto de Mares unas muestras de petróleo obtenidas en el campamento de Infantas, cerca al poblado de Barrancabermeja, durante una de sus expediciones por las selvas de la región en busca de caucho.

Fruto de ese descubrimiento el señor De Mares tramitó ante el gobierno nacional en la cabeza de Rafael Reyes la exploración de los campos, la cual fue otorgada bajo el nombre “CONCESIÓN DE MARES” a treinta años en la zona aledaña a Barrancabermeja.

Como carecía de los recursos económicos y tecnológicos que un proyecto de esta envergadura representa en el año 1919 transfiere la concesión a la Tropical Oil Company y cuatro años más tarde se traspasó a la International Petroleum Company de Toronto, una subsidiaria de la poderosísima Standard Oil de New Jersey, empresa para la cual, los campos petrolíferos de la Concesión de Mares, representaba en 1927 la principal fuente de explotación fuera de los Estados Unidos.

Por medio de una Concesión se entregó el campo para su exploración y explotación, más adelante en el año 1951 el campo pasó a manos del Gobierno nacional.

Generado el complejo petrolero con tecnología y personal técnico de la International Petroleum Company en Sarnia (Canadá) y Talara (Perú), su capacidad diaria era de 1.500 barriles generando cuatro productos que medían el pulso de la nación.

Corrían los años 40 y los treinta años de concesión se terminaban, pero la compañía petrolera argumentó que los mismos debían ser contados a partir del

momento en que ellos asumen la exploración y no desde el momento en que el Señor De Mares la había recibido del gobierno colombiano.

Apoyándose en la certificación de concesión otorgada a De Mares, la Cámara de Representantes sostuvo que la Concesión De Mares, de acuerdo con el contrato original y con el contrato de traspaso, cumplía el término de los 30 años en la fecha que se denunciaba.

El 23 de abril de 1941 el ministro de Minas y Petróleos dirigió una comunicación a la Tropical en la cual le señalaba que, conforme al contrato vigente, la Concesión De Mares fenecía el 14 de junio de 1946.

La compañía, invocando los mismos fundamentos respondió que gozaba de los derechos de concesionaria hasta el 25 de agosto de 1951. Recordemos que por dificultades en operar la Refinería la Troco había pedido una ampliación del plazo fijado en el contrato de traspaso para ponerla en marcha.

El Gobierno mediante la resolución del 13 de junio de 1921 aprobó la petición y fijó la fecha a partir de la cual se debían entender iniciados los trabajos de operación: 25 de agosto de 1921. De esta manera, la Tropical esgrimía un fuerte asidero que a la postre le dio la razón.

Para salvar estas diferencias el presidente Eduardo Santos solicitó al procurador general que entablara la correspondiente demanda ante la Honorable Corte Suprema de Justicia para que se fijara el término de la Concesión y se declarase la reversión a favor del Estado.

El fallo de la Corte expedido el 20 de septiembre de 1944, dice así en su parte resolutive:

En mérito de lo que se deja expuesto, la Sala de Negocios Generales, administrando justicia en nombre de la República y por autoridad de la ley, falla:

a) Se niega la petición de que carece de todo efecto legal el artículo 3o de la Resolución Ejecutiva de trece de junio de 1921, artículo que declaró que el término de la Concesión principiaba el 25 de agosto de dicho año y que en esa fecha debía comenzarse la explotación;

b) Se niega lo solicitado por el señor procurador delegado en lo civil bajo la petición 2a. de su libelo de demanda, por cuanto el contrato de concesión para la explotación de petróleo de propiedad nacional en los terrenos de que trata este juicio, contrato primeramente celebrado con el señor Roberto De Mares el 6 de diciembre de 1905, traspasado en parte a Julio M. De la Espriella & Compañía, y últimamente en su totalidad a Tropical Oil Company, según consta en escritura pública número 1.329 de 25 de agosto de 1919, otorgada en la Notaría Tercera de Bogotá, termina naturalmente el día 25 de agosto de 1951, por expiración del término fijado para su duración;

c) Se reconoce expresamente a cargo de la compañía y a favor de la nación que, a la expiración mencionada del término del contrato, o sea el veinticinco (25) de agosto de mil novecientos cincuenta y uno (1951), quedaran de propiedad de la nación, a título gratuito, todas las obras, edificios, máquinas, aparatos, cables aéreos, herramientas, y en general, todos los elementos de explotación, incluidos en éstos los correspondientes a la refinación, y todos los medios de comunicación empleados por dicha compañía.

Cuando en 1951 se regresó la concesión al Estado, la capacidad de refinación alcanzaba 22.000 barriles diarios y sus instalaciones estaban integradas por un alambique de crudo, una unidad de destilación, equipos para la manufactura de lubricantes y grasas y para el tratamiento de los productos elaborados, junto con las instalaciones auxiliares del caso.¹⁰

Pese a haber recibido la concesión, el país no contaba ni con la capacidad técnica ni operativa para el manejo de la refinación, razón por la cual la misma ECOPETROL contrató la operación de la Refinería con la International Petroleum (Colombia) Limited, que contemplaba así mismo, la asesoría técnica para la

¹⁰

EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS "ECOPETROL". Crónica de la Concesión de Mares.

explotación de los campos de producción en los cuales dejó un grupo de 21 técnicos extranjeros y el préstamo de diez millones de dólares destinados a financiar parte de los costos de ampliación de la Refinería.¹¹

Paralelamente en el complejo de producción de El Centro se intensificaron las operaciones para tratar de mantener e incrementar la producción, dado que la tendencia de explotación de treinta años parecía haber cumplido su cota.

Las estrategias de producción contemplaron la construcción de una nueva carretera a Barrancabermeja y la cancelación del servicio de ferrocarril, además de renovación tecnológica para el desarrollo de nuevos campos con resultados que se vinieron a apreciar años más tarde.

La Refinería, en manos de la Internacional Petroleum Company, mediante contrato de administración delegada, se enfrasca en proceso de ensanche y modernización realizado por la compañía Foster Wheeler, en la que 21 técnicos extranjeros que quedaron de la Tropical oil company, prestaban su asesoría en la explotación de la Concesión De Mares, a en manos de la Empresa Colombiana.

Todo este proceso de modernización de la planta incluía nuevas exploraciones en el área que dieron sus frutos, así como la reversión y adquisición de otros campos y el ensanche de las instalaciones refinadoras van consolidando la organización de una gran empresa nacional, abriendo mejores posibilidades al desarrollo del país y reafirmando la capacidad de los colombianos para administrar sus propios recursos.

“Al igual que en la imaginación griega, Colombia tiene en su Empresa Colombiana de Petróleos su vellocino de oro, más deslumbrador que el conquistado por el

11

Ibid.

mitológico Jasón, pues al igual que él, pudo el país capturarlo y atesorarlo porque el dragón del escepticismo que la protegía ya dejó de serlo”.¹²

Ecopetrol S.A. en el año 2006 se asoció con la Oxi Andina de Colombia con el fin de recuperar el Campo La Cira Infantas, bajo un riguroso estudio de factibilidad de producción, mediante la recuperación de pozos inactivos y la construcción de 400 nuevos pozos. Uno de los requisitos legales para la aprobación del proyecto fue los estudios de impacto ambiental y desde este se creó la línea base ambiental del Campo La Cira Infantas en la que aparecen localizados en su mayoría los afloramientos superficiales de crudo.

12

Ibid

3.1 LECCIONES APRENDIDAS PARA LA RECUPERACIÓN AMBIENTAL DE LOS MANADEROS CAMPO LA CIRA INFANTA

Por la reactivación de la exploración petrolera en la zona de La Cira Infanta, el 16 de octubre de 2002, con la Resolución 949 el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, impone medida preventiva consistente en la suspensión inmediata de actividades de vertimientos de aguas residuales industriales provenientes de los Campos Petroleros de la Superintendencia de Mares, localizados en jurisdicción de los municipios de Barrancabermeja, San Vicente de Chucurí, el Carmen de Chucurí y Simacota (departamento de Santander) por afectación a los recursos naturales y no contar con los respectivos permisos de vertimientos por parte de la Corporación Autónoma Regional de Santander CAS.

Esta situación lleva a Ecopetrol a emprender estrategias de protección ambiental con el fin de minimizar al máximo los efectos adversos sobre el entorno por los derrames de crudo, por cuanto gracias a la evolución de los conceptos exploratorios junto con el desarrollo tecnológico ha permitido la adición de nuevas reservas de petróleo.

Este punto tiene especial relevancia hacia el sur de la cuenca del Valle del Magdalena Medio, donde la primera adquisición de información sísmica 2D se produjo hacia finales de la década de los 70's, previamente no se produjeron hallazgos comerciales de petróleo.

El primer descubrimiento, Toqui-Toqui ocurre en 1986 seguido por Totare en 1987. Estructuras más complejas fueron iluminadas y perforadas con éxito, como son Pulí en 1991 y Guaduas en 1996. Los más recientes descubrimientos han ocurrido en estructuras aledañas al Campo Toqui-Toqui entre 2004 y 2006¹³.

¹³ www.minambiente.gov.co/documentos/res_1615_110806.pdf

4.UBICACIÓN

“El Campo La Cira Infanta, adscrito al GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A., está localizado en jurisdicción del municipio de Barrancabermeja, el cual hacía parte de Los campos de la Superintendencia de Mares que cubría el área de los municipios de Barrancabermeja, San Vicente de Chucurí, El Carmen de Chucurí y Simacota, limitado por el río Magdalena al occidente, el río Opón al sur, el río Sogamoso al norte y la divisoria de aguas del río Chucurí al oriente, con una extensión aproximada de 3070 kilómetros cuadrados.

“Los campos de la Superintendencia de Mares fueron dados en concesión al señor Roberto De Mares el 17 de mayo de 1915, para posteriormente pasar a la compañía Tropical Oil Company TROCO que inició la explotación petrolera en junio de 1916, con la perforación de los pozos Infantas 1 y 2, terminados en abril y noviembre de 1918.

Por el descubrimiento del campo La Cira en 1926, se decidió trasladar las instalaciones de la compañía a un punto equidistante entre los campos La Cira e Infantas, lugar que se denominó El Centro, posteriormente conocido como Distrito de Producción El Centro, ubicado en el Corregimiento del mismo nombre, en jurisdicción del Municipio de Barrancabermeja.

”Los Campos de La Cira e Infantas revirtieron al Estado en 1951 y mediante Decreto 165 de 1948 se creó la Empresa Colombiana de Petróleos -Ecopetrol - reglamentada por el Decreto 30 de 1951 como Empresa Comercial e Industrial del

Estado, cuyo objeto es la administración de los recursos hidrocarburíferos en el país.¹⁴

“Una vez constituida la Empresa desarrolló los campos en forma paulatina en las diferentes zonas en que se subdivide la unidad administrativa denominada Superintendencia de Mares, así:

- Zona Centro: comprende los campos Infantas (1918), La Cira (1926) y Tenerife (1965) ubicados al suroriente del municipio de Barrancabermeja; y los campos Colorado, San Luis y Aguas Blancas, localizados al sur de La Cira -Infantas.
- Zona Lisama: comprende los campos Lisama (1960), Peroles (1980), Tesoro (1967) y Nutria (1982).
- Zona Norte: comprende el campo Galán descubierto en 1953, el campo llanito, descubierto en 1955, ubicado a 15 kilómetros de Barrancabermeja, y el campo Gala, revaluado en 1984, ubicado entre los campos llanito y Galán.

4.1 PLANES DE CONTINGENCIA

Los sistemas utilizados para el control de derrames, control de aguas residuales industriales y control de los afloramiento de crudo en el Campo La Cira Infantas y los pozos sépticos empleados en el resto de las instalaciones en que se presenten efluentes de aguas negras, pero los resultados no colmaron las expectativas, por cuanto los monitoreos de vertimientos realizados durante el año 1993 mostraron la presencia de bario en los mismos en cantidades superiores a las establecidas en el Decreto 1594/84.

¹⁴

EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS "ECOPETROL", Superintendencia de Mares. Barrancabermeja, 2010.

El sistema anaeróbico múltiple corresponde a una unidad sanitaria que permite la reducción de la mayor parte del material suspendido y buena cantidad de materia orgánica soluble, dividido en cuatro fases. La primera de ellas consiste en un sistema de trampas de grasas o rejillas que permiten la separación de material no biodegradable mediante principios mecánicos de sedimentación, flotación y retención.

La segunda fase corresponde a un digestor anaerobio de baffles, compuesto por dos cámaras circulantes con una capacidad de 500 litros cada una, donde se encuentran las bacterias.

La tercera fase utiliza un filtro percolador de grava, que permite lograr la descomposición final de la materia orgánica, proceso que lleva a la cuarta fase con un filtro fitopedológico facultativo que se basa en los principios de absorción de nutrientes con vegetales para lograr la remoción final de nutrientes y toxinas que llevan el agua al filtro percolador con tubería ranurada para después atravesar el filtro de grava y salir finalmente a una caja colectora conectado al sistema de aguas lluvias.

La unidad sanitaria consta de cuatro pozos sépticos son cámaras rectangulares de uno o varios compartimentos. El complejo sanitario de la Superintendencia de Mares cuenta con 90 pozos sépticos y una capacidad volumétrica para acoger la disposición de excretas con arrastre de agua de una población de 12.000 habitantes, suficientes para la actual demanda de servicios de la superintendencia dado que cuenta con una población inferior a los 3.000 habitantes, entre trabajadores, contratistas y familiares.

Anualmente se realiza la limpieza y el mantenimiento de los pozos sépticos así como la caracterización fisicoquímica a los vertimientos, de acuerdo con lo

propuesto en el Programa Medioambiental de la empresa, pero los costos de operación son elevados.

Esta situación lleva a que en Noviembre de 1993 Ecopetrol designara a un grupo de profesionales para escoger la mejor alternativa técnico - económica para la disposición de aguas de producción, trabajo que incluyó la evaluación de las diferentes alternativas disponibles para el tratamiento del bario y concluyó que la reinyección podría ser la alternativa más viable.

De ese grupo de trabajo multidisciplinario que contó con el apoyo de ingeniería Foster Wheeler Andina S.A, desarrolló un sistema de redes de recolección de agua producida, los sistemas de pretratamiento y los sistemas de tratamiento final, necesarios para el acondicionamiento del agua producida para su posterior inyección en las formaciones del subsuelo, sistema que generó sobrecostos de operación a la empresa por US\$ 30.9 millones e incrementos en los costos de producción que oscilan entre 1.47 y 1.67 US\$ por Barril de petróleo.

En febrero de 1995, Ecopetrol presenta al INDERENA la reinyección como alternativa de disposición de las aguas residuales industriales la cual es acogida mediante Resolución 364 de julio de 1995, pero en marzo del año siguiente, la empresa comunica a la CAS sus restricciones económicas para desarrollar el proyecto de reinyección indicando que el mismo se ejecutará parcialmente.

Autorizado por la CAS se procede con la instalación de equipos para optimizar la remoción de sólidos suspendidos y grasas y aceites de las aguas (separador de placas corrugadas y celdas de flotación), incurriendo en sobrecostos en los campos de la Superintendencia de Mares por valor \$3.300 millones de pesos.

Continuando con la implementación de planes de contingencia, en febrero de 2000 Ecopetrol presenta a la CAS y al Ministerio del Medio Ambiente un estudio de

Evaluación Ambiental y Plan de Manejo Ambiental de los campos de la Superintendencia de Mares que incluye manejo de aguas residuales industriales. Infortunadamente los estudios realizados no cuentan con la aprobación ni del MMA ni de la CAS y es mediante Resolución 2651 de Octubre de 2001 que se niega permiso de vertimientos para los efluentes industriales producidos en la Superintendencia de Mares.

Ante esta coyuntura y la necesidad de alternativas de manejo teniendo en cuenta qué la de reinyección es de un costo demasiado elevado para la operación de los campos que se propone un plan de trabajo enfocado en la investigación de los efectos del bario en el medio en el cual se está vertiendo y en este sentido se elabora un Plan de Cumplimiento que se presenta a la CAS el 16 de abril de 2002, pero este nuevamente es rechazado bajo el argumento de estrategias poco claras para remoción del bario de las aguas residuales. También se hace claridad respecto a que los sistemas instalados actualmente en la SMA cumplen con lo establecido en el Decreto 1594/84 respecto a remoción de grasas y aceites y sólidos suspendidos, así como fenoles.

En octubre de 2002 Ecopetrol solicita a la CAS la revocatoria de la Resolución 2651 y solicita permiso de vertimiento de aguas residuales industriales y domésticas adjuntando un nuevo Plan de Cumplimiento para la evaluación técnica y económica de productos químicos para la precipitación del bario, recibiendo mediante Resolución 3287 emanada de la CAS y el MMA permiso provisional de vertimientos por seis meses para la descarga de los efluentes industriales, comprometiéndose la empresa a la evaluación toxicológica de los vertimientos para determinar el impacto de éstos sobre los cuerpos de agua receptores.

4.2 CONTROL DE LOS AFLORAMIENTOS SUPERFICIALES DE CRUDO

4.2.1 Composición de la Superintendencia de Mares

La Superintendencia de Mares cuenta con 14 campos productores de petróleo catalogados como campos maduros (campos con más de 50 años de explotación), los cuales tienen una extensión de 3.070 Kilómetros cuadrados y aproximadamente 2.000 pozos perforados de los cuales hoy se encuentran 1.072 activos (947 productores de petróleo, 4 productores de gas y 121 inyectores de agua). Para su operación cuenta con 1.700 kilómetros de tuberías, 840 kilómetros de vías, 20 estaciones de recolección y 9 plantas. Actualmente Ecopetrol S.A. tiene un asociado OXI – ANDINA y La Superintendencia de Mares ya dividida en La Superintendencia de operaciones de mares (SOM) y La Superintendencia de La Cira - Infantas (SOL) esta ultima que tiene una meta de perforar 400 nuevos pozos.

4.2.2 Situación Actual

En Colombia la preocupación por el deterioro de los recursos naturales renovables y la preservación de un ambiente sano, se hizo efectiva con la expedición de la ley 23 de 1973, que confirió facultades extraordinarias al Gobierno para expedir un Código Ambiental, el cual nació a la vida jurídica con el decreto-ley 2811 de 1974.

Y es que el propósito de hacer compatible el desarrollo del sector de hidrocarburos con la sostenibilidad ambiental elemental, porque las zonas ocupadas por pozos, baterías, playas de maniobra, piletas de purga, ductos y red caminera comprometen una gran superficie del terreno que resulta degradada, produciendo una alteración del sustrato original en que se implantan las especies vegetales dejando suelos inutilizables durante años por una parte, y por la otra la fijación de

las pasturas depende de la presencia de arbustos y matorrales, que son los más afectados por la contaminación con hidrocarburos.

A su vez estos matorrales proveen refugio y alimento a la fauna adaptada a ese ambiente. Dentro de la fauna, las aves son las más afectadas, por contacto directo con los cuerpos de agua o vegetación contaminada, o por envenenamiento por ingestión.

Pero como se mencionaba anteriormente la implementación de planes de contingencia que minimicen los efectos medioambientales se hace prioritario.

Figura 1. Afloramiento de crudo de forma superficial en el Campo 13



Fuente: Grupo investigador

Figura 2. Afloramiento de crudo de forma superficial, en el manadero Oponcito



Fuente: Grupo investigador

Consecuentemente con esta necesidad, la inspección a los distintos vertederos de la SOL, en los campos La Cira – Infanta, deja ver un deterioro ambiental continuado, que se corrobora con la destrucción de vegetación y formación de charcos de crudo. (Figuras 1 y 2).

Antes de iniciar las actividades de trabajo en el Campo 13 y manadero Oponcito, se efectuó una revisión u observación de las zonas contaminadas por el afloramiento superficial de crudo, esto con el fin de identificar las zonas más afectadas. A partir de ello se establece la forma más adecuada para iniciar las actividades establecidas para la protección del medio ambiente, con el fin de realizar las obras con mayor facilidad y en menor tiempo posible, pero a su vez garantizando un trabajo de alta calidad, comprometiéndose con ECOPETROL S.A, la comunidad aledaña y el medio ambiente.

4.2.3 Actividades y obras efectuadas en Campo 13 y manadero Oponcito.

Debido a que las actividades de trabajo efectuadas en el Campo 13 y manadero El Oponcito poseen una gran semejanza, se realizara de forma simultánea la descripción detallada, la metodología que se siguió para el desenlace de todas las obras que se ejecutaron en dichas zonas.

De igual manera se especificara si algunas de las actividades se realizaron de forma puntual en alguna zona mencionada, y por siguiente si no se efectuó en la otra zona, estipulando el porqué de los hechos.

4.2.4 Adecuación del terreno

Para iniciar las obras de construcción en el Campo 13 y manadero Oponcito fue necesario realizar una adecuación del terreno con la ayuda de maquinaria pesada como son retroexcavadora y buldózer, con el fin de remover y transportar todo el material contaminado, dejando de esta manera el área despejada y adecuada para iniciar las obras de construcción, las cuales son necesarias para controlar el afloramiento del crudo y mitigar la contaminación ambiental en la zona.

Figura 3. Excavación y adecuación del terreno con retroexcavadora en el Campo 13



Fuente: Grupo investigador

Figura 4. Movimiento y adecuación del terreno con buldózer en el manadero Oponcito



Fuente: Grupo investigador

Las excavaciones con las maquinarias se realizaron al pie de las laderas, zona en la que predomina el afloramiento de crudo, esto con el fin de ubicar los filtros transportadores de crudo hacia las cajas recolectoras de crudo API.

Figura 5. Movimiento de material contaminado con buldózer en el manadero Oponcito.



Fuente: Grupo investigador

Figura 6. Movimiento de material contaminado con buldózer en el Campo 13.



Fuente: Grupo investigador

Una vez terminadas las actividades de excavaciones al pie de la montaña, se realiza el movimiento del material contaminado mediante buldózer para luego ser biodegradado in situ, procedimiento que se realiza mediante el volteo del material contaminado por medio de retroexcavadoras, mezclado con cal dolomita, triple quince y urea a fin de recuperar las condiciones físicas y químicas del material, recuperando su fertilidad, para luego ser extendido y reutilizado.

Figura 7. Volteo del material contaminado con cal dolomita, triple 15 y urea, con retroexcavadora en el campo 13.



Fuente: Grupo investigador

Figura 8. Aplicación de cal dolomita triple 15 y urea en el manadero Oponcito.



Fuente: Grupo investigador

4.2.5 Excavación para filtros

Una vez terminada la adecuación del terreno y la remoción del material contaminado, se inician las excavaciones para los filtros con retroexcavadora, según las especificaciones técnicas.

Figura 9. Excavación de los filtros con retroexcavadoras en el manadero Oponcito.



Fuente: Grupo investigador

Figura10. Excavación de los filtros con retroexcavadoras en el Campo 13



Fuente: Grupo investigador

Una vez realizada la excavación se procede a la construcción del filtro principal al cual se le hacen brazos complementarios, formando a si una figura en forma de espina de pescado, con el fin de garantizar mayor eficacia en cuanto a la recolección de crudo evitando su afloramiento sobre el entorno.

Las dimensiones de los filtros con excavaciones de un metro de ancho por un metro de profundidad, para terminar en una canaleta de aproximadamente 380 metros de longitud.

Figura11. Relleno con piedra bolo en la zanja del filtro en el manadero Oponcito.



Fuente; Grupo investigador

Terminadas las excavaciones para los filtros se procede a llenar con piedra bolo y gravilla en las zanjas, hasta alcanzar la altura de la superficie del terreno. A renglón seguido se aplica una membrana geotextil en toda su área, con el fin de evitar su taponamiento con tierra, luego se cubre con tierra limpia y se compacta con la misma maquinaria, creando un filtro altamente permeable, para la circulación del crudo hacia la caja recolectora de crudo API principal.

Figura 12. Relleno con piedra bolo entro de la zanja del filtro en el campo 13.



Fuente: Grupo investigador

Figura13. Colocación del gestextil para evitar el taponamiento del filtro.



Fuente: Grupo investigador

4.2.6 Construcción de cuneta de coronación

Para llevar a cabo dicha actividad, se debe proceder a realizar las excavaciones manualmente, hasta alcanzar una forma trapezoidal de la cuneta, según las especificaciones técnicas.

Figura 14. Formaletado en madera de las cuneta de coronación con en el Oponcito.



Fuente: Grupo investigador

Para alcanzar su forma final se hace necesario implementar el uso de formaleas en madera para poder proceder el vaciado del concreto que posee unas características físicas óptimas, como son dimensionamiento, resistencia y permeabilidad.

Figura 15. Diseño final de la cuneta de coronación en el Oponcito.



Fuente: Grupo investigador

Estas estructuras permiten una mejor evacuación y transporte del agua de escorrentía, para evitar el arrastre de material, e inundación de la zona.

Para obtener una optima utilización de las cunetas, en cuanto al transporte adecuado del agua, se construyeron con las siguientes medidas como son:

- 1 Metro de ancho
- 0.4 metros de base o piso
- 0.6 metros de profundidad

4.2.7 Construcción de cajas trampas(separadores) recolectoras de crudo API

Terminada la construcción de los filtros y cunetas de coronación se procede a construir las cajas trampas recolectoras de crudo; para ello se hace necesario realizar excavaciones manuales, cuyas excavaciones se realizaron según las medidas establecidas en los diseños.

Figura16. Construcción de caja recolectora de crudo API en el Oponcito 1.1.



Fuente: Grupo investigador

Figura17. Construcción de caja recolectora de crudo API en el Oponcito 1.2.



Fuente: Grupo investigador

Figura18. Construcción de caja recolectora de crudo API En el Campo 13.



Fuente: Grupo investigador

Figura 19. Construcción de caja recolectora de crudo API en Severiche.



Fuente: Grupo investigador

Para obtener la forma adecuada de las cajas fue necesario instalar las formaletas en madera y la estructura en hierro para luego realizar el vaciado del concreto,

esto con el fin de alcanzar una mayor resistencia de la estructura. Pasados tres días de haber vaciado el concreto se realizó el retiro de las formaletas.

La mayor impermeabilidad de la estructura se logra con la aplicación de Zikatop tipo 1, en cada una de las respectivas paredes, optimizando a un más sus condiciones físicas, evitando posibles filtraciones, que en un futuro puedan averiar dicha estructura, lo cual puede proporcionar posibles efectos de contaminación.

Terminado el levantamiento de las paredes de las cajas, se siguió con la construcción de las cortinas o separadores internos de las cajas, las cuales se construyeron con ladrillo, dicha pared se elevó a una altura determinada según las necesidades de los vertederos con el fin de retener el crudo y permitir la circulación del agua hacia la alcantarilla a través de un tubo de PVC y posteriormente a la quebrada.

Figura 20. Levantamiento de las cortinas o separadores internos en el campo 13.



Fuente: Grupo investigador

Figura 21. Construcción de las cortinas o separadores internos en Oponcito



Fuente: Grupo investigador

Figura 22. Terminación de las cortinas o separadores internos en Severiche.



Fuente: Grupo investigador

Terminada la contracción de las paredes de las cajas, se procede a construir las tapas de las cajas, con base a las medidas de las cajas. Las tapas se

construyeron implementando formaletas de madera, con refuerzo en varillas, para luego vaciar el concreto.

Figura 23. Construcción de las tapas de las cajas en Oponcito 1.2.



Fuente: Grupo investigador

Figura 24. Terminación y colocación de las tapas de las cajas 1.1.



Fuente: Grupo investigador

Figura 25. Terminación y colocación de las tapas de las cajas Campo 13.



Fuente: Grupo investigador

En total se construyen tres cajas recolectoras de crudo API, dos en el manadero Oponcito y una en el Campo 13, con las dimensiones relacionadas anteriormente, con el fin de que presten un mejor funcionamiento, con las siguientes medidas:

- 2 metros de profundidad.
- 2 metros de ancho.
- 2 metros de largo y
- 10 centímetros de espesor

De igual manera se reconstruyeron cuatro cajas con el fin de mejorar las condiciones de recolección de crudo y evacuación de agua; la reconstrucción consistió en el levantamiento de altura establecida por interventoria, a través del pegue de ladrillos; de igual manera se aplicó zikatop tipo 1.

Con el propósito de ofrecer una información más detallada del trabajo de campo, se procederá a exponer con Figuras las condiciones del Campo 13, Oponcito 1.1; 1.2 y Severiche, antes de iniciar las obras de contricción y de recuperación, seguidamente se expondrán las Figuras después de haber culminado con todas las obras de contracción y recuperación del terreno establecidas.

4.3 CONTRASTES

A continuación se detalla mediante testimonio Figuragráfico el estado de los campos antes y después de realizados los trabajos de control de afloramientos superficiales detallando los efectos sobre el entorno y el éxito en la aplicación de planes de contingencia en los manaderos. Vale la pena agregar que la implementación del mismo en la totalidad de la infraestructura petrolera le ahorrará gran cantidad de recursos económicos a la empresa, además de proteger el medio ambiente.

4.3.1 Antes en Severiche

Figura 26. Condiciones de Severiche antes de iniciar las obras de recuperación y construcción.



Fuente: Grupo investigador

Figura 27. Escenario de Severiche antes de iniciar las obras de recuperación y construcción



Fuente: Grupo investigador

Figura 28. Ambiente de Severiche antes de iniciar las obras de recuperación y construcción



Fuente; Grupo investigador

En Severiche se observan unas estructuras de recolección externas deterioradas por efectos del derrame de crudo, a campo abierto y sin ningún tipo de mantenimiento.

4.3.2 Después en Severiche

Figura 29. Condiciones de Severiche después de terminadas las obras de recuperación y construcción.



Fuente: grupo investigador

Figura 30. Severiche después de terminadas las obras de recuperación y construcción.



Fuente: Grupo investigador

Figura 31. Severiche después de terminadas las obras de recuperación y construcción.



Fuente: Grupo investigador

Después de realizadas las obras estos sistemas están debidamente cubiertos y ya se empieza a generar algún tipo de flora, lo que permite determinar que en el corto plazo los efectos adversos sobre el medio ambiente generados por los afloramientos superficiales.

4.3.3 Antes en Campo 13

Figura 32. Condiciones del Campo 13 antes de iniciar las obras de recuperación y construcción



Fuente: Grupo investigador

Figura 33. Circunstancias del Campo 13 antes de iniciar las obras de recuperación y construcción



Fuente: grupo investigador

Figura 34. Ambiente del Campo 13 antes de iniciar las obras de recuperación y construcción



Fuente: Grupo investigador

Los derrames de petróleo producen un efecto similar al de una tela cuando se hala una hebra. En el punto de la hebra puede que no se observen cambios aparentes, pero a medida que se recoge el hilo, el tejido estará cada vez más y más flojo hasta que finalmente se descubre que la tela está totalmente deshecha y ya no hay forma de retroceder y recomponerla. En los ecosistemas, como en la tela, existen redes de animales y plantas que dependen unos de otros para su existencia. Si por alguna circunstancia alguno de los procesos ecológicos se interrumpe de forma permanente, el ecosistema se desestabiliza irreversiblemente, generando efectos impredecibles para la biodiversidad y que es precisamente el panorama que se observa en la toma de Campo 13.

El impacto más evidente de una mancha de crudo en agua dulce es la reducción de la penetración de la luz. Este efecto realmente no requiere de mayor explicación. Por otro lado, aunque la tendencia general es pensar que la mancha interrumpe el intercambio gaseoso entre el cuerpo de agua y la atmósfera reduciendo así la captación de oxígeno.

4.3.4 Después en Campo 13

Figura 35. Ambiente del Campo 13 después de culminar las obras de recuperación y construcción.



Fuente: Grupo investigador

Figura 36. Ambiente del Campo 13 después de culminar las obras de recuperación y construcción.



Fuente: Grupo investigador

Figura 37. Ambiente del Campo 13 después de culminar las obras de recuperación y construcción.



Fuente: Grupo investigador

Después de realizados los trabajos la mancha desaparece por completo y como se realizaron trabajos de descontaminación mediante mezclado con cal dolomita, triple quince y urea a fin de fin de recuperar las condiciones físicas y químicas del material, recuperando su fertilidad, para luego ser extendido y reutilizado el impacto visual de la maza de petróleo ha desaparecido y la recuperación de la flora en su entorno empieza a mostrar la existencia de algunas plantas.

En las actividades de control del derrame y posterior remediación, se ha encontrado que resulta importante asegurar un enriquecimiento del área con suelo nuevo para establecer en la zona la biota necesaria para la formación de suelo y/o repoblar el área con individuos que aceleren el proceso de restablecimiento del microecosistema. El suelo así recuperado puede tener oportunidad de servir nuevamente en las labores agrícolas, pero existen serias dudas con relación a la presencia de metales pesados, que por lo general siempre están en alguna concentración contenidos en los hidrocarburos.

4.3.5 Antes en el Manadero Oponcito

Figura 38. Situación antes de iniciar las obras de recuperación y construcción en Oponcito.



Fuente: Grupo investigador

Figura 39. Situación antes de iniciar las obras de recuperación y construcción en Oponcito.



Fuente: Grupo investigador

4.3.6 Después en el Manadero Oponcito

Figura 40. Situación después de culminadas las obras de construcción en Oponcito 1.1



Fuente: Grupo investigador

Figura 41. Situación después de culminadas las obras de construcción en Oponcito 1.2



Fuente: Grupo investigador

Figura 42. Situación después de culminadas las obras de construcción en Oponcito 1.2



Fuente: Grupo investigador

Cuando un derrame de crudo se presenta, son muchos y variados los procesos que comienzan a ocurrir y que hacen que el impacto que se produce sobre el entorno sea más o menos fuerte. Algunos factores y fenómenos tienen mayor influencia que otros, pero probablemente de todos, en especial los relacionados con el crudo mismo, el más importante es el tipo de producto que se derramó, ya que de este aspecto depende en gran medida el grado de toxicidad generado sobre el ambiente. Sin embargo, es importante también tener en cuenta, como factor asociado al entorno, el sitio en donde el derrame sucedió, puesto que las características y condiciones ambientales presentes en el sitio del derrame definen la capacidad de absorber o no el impacto que el vertimiento puede producir.

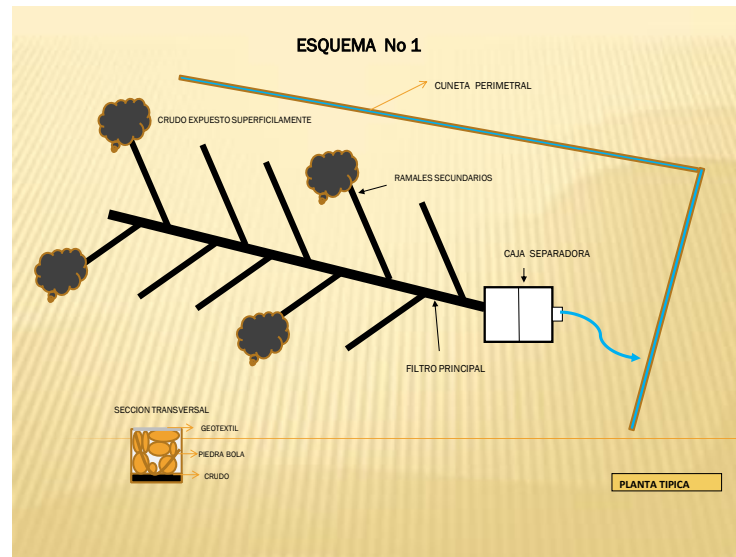
El impacto de estos derrames sobre el entorno y el papel que juegan la prevención y la planeación en la mitigación de algunas de las consecuencias que se producen. En el caso que nos ocupa se muestran el impacto causado por los derrames causados, los cuales pueden ser superados con planes de contingencia como el desarrollado por el grupo investigador.

Lo interesante es que existe una gran interrelación entre ecosistemas: lo que suceda en el suelo, va a repercutir en el agua y a su vez, lo que suceda en el agua repercute en el aire y a partir de la atmósfera; cualquier cambio que suceda afectará bosques y cuerpos de agua.

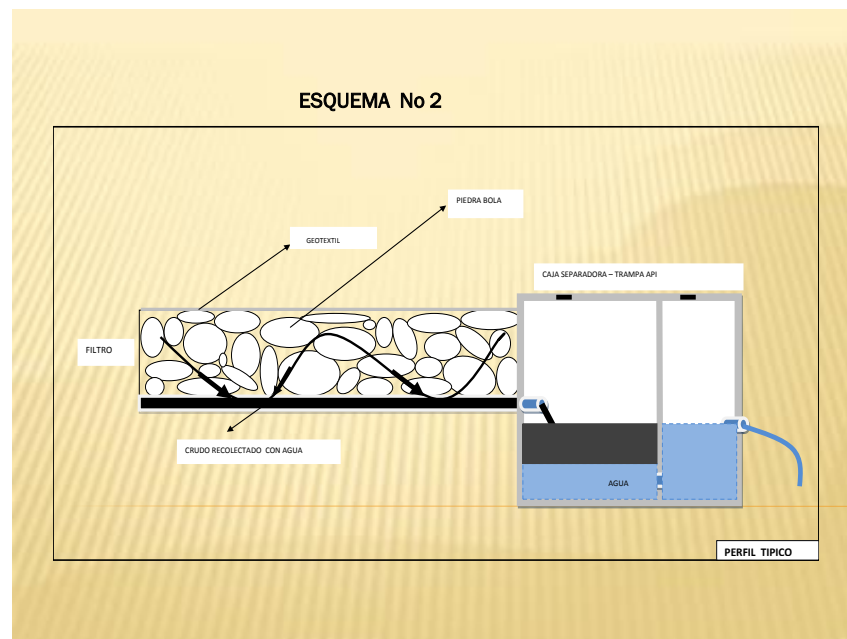
Esta dinámica íntima y frágil, permite que cañadas y ecosistemas, sean verdaderas “salacunas” de miles de especies de plantas y animales que cumplen las primeras etapas de su ciclo de vida en sus aguas. A través de las corrientes de agua se realiza el transporte de infinidad de nutrientes y la dispersión de fauna y flora, que permiten repoblar otros sistemas cenagosos a lo largo de las cuencas.

4.4 ESQUEMAS PLANTEADOS

4.4.1. PLANTA TIPICA



4.4.2. PERFIL TIPICA



CONCLUSIONES

El panorama de los impactos derivados de los derrames es en cierta forma complicado. La generación de planeación de contingencia en Colombia ha proporcionado herramientas que han incrementado las oportunidades de mitigación de los efectos de los derrames, por lo que la mejor manera de reducir los impactos derivados de ellos podría ser el mejoramiento de los planes de contingencia y la preparación para enfrentarlos. Ecopetrol ha impulsado este aspecto de manera muy fuerte, con diversos planes de contingencia pero sus costos de operación han sido altos.

Los ecosistemas tropicales, por su gran fragilidad están expuestos a un alto grado de impacto debido a derrames de hidrocarburos. El efecto depende en gran medida del tipo y volumen del derrame, por un lado, y por otro de la dinámica del ecosistema afectado. En este orden de ideas, los derrames de crudo tienen un impacto más fuerte desde el punto de vista toxicológico. Los ecosistemas de ciénagas y lagunas tienden a verse más afectados en eventos de derrame, debido a la relativa baja dinámica hidrológica que limita los procesos naturales de recuperación. Para este tipo de sistemas, las acciones de mitigación deben ser más exhaustivas con el fin de impedir la propagación del derrame y, con ello, el incremento de los daños.

Dado que los derrames de hidrocarburos difícilmente podrán ser eliminados, la mejor estrategia para prevenir o reducir los daños ambientales consiste en la estructuración e implantación de adecuados planes de contingencia, que proporcionen las herramientas necesarias para procurar la máxima acción de mitigación de impactos. Tal es el caso del control de afloramientos superficiales de crudo en manaderos en el campo La Cira Infanta de la Superintendencia de Mares en inmediaciones de Barrancabermeja.

Tal como lo explican especialistas en limpieza de petróleo, los efectos ambientales van desde la contaminación de los recursos y esterilización del suelo, hasta el impacto paisajístico. En las corrientes hídricas, los derrames impiden el paso de la luz, la acción fotosíntesis y el oxígeno necesarios para preservar la vida subacuática, lo que disminuye la productividad del recurso ictiológico. Pero uno de los peores daños es el de las filtraciones, porque esa mancha negra avanza hacia el subsuelo y contamina las aguas subterráneas, y el poder de recuperación de esta agua se requiere tratamientos especiales.

Uno de los mayores problemas que enfrenta la Superintendencia de Mares con la reactivación de la explotación petrolera en los Campos La Cira Infanta tiene que ver con el control de afloramientos superficiales de crudo en los manaderos y captación de crudo en los campos de exploración, razón por la cual la implementación del sistema de control permitirá a la empresa generar ambientes productivos amigables de bajo costo.

Todos los derrames de crudo provocan impactos irreversibles a los ecosistemas, más aún en zonas frágiles como el ecosistema de la Superintendencia La Cira Infanta en el Magdalena Medio colombiano. Estos vertederos ha afectado importantes cuerpos de agua que desembocan en el Río Magdalena. Las sustancias que contiene el crudo son sumamente tóxicas para el medio ambiente y para la salud de la población. La mayoría de estas sustancias tienen la propiedad de bioacumularse, es decir que estos compuestos nocivos se acumulan en los tejidos vivos y de esa manera llegan al ser humano.

Un ecosistema afectado por un derrame de crudo pierde toda su capacidad de sostener flora y fauna, muchas de las sustancias que contiene el crudo se depositan en los sedimentos y son de difícil degradación.

RECOMENDACIONES

El grupo investigador recomienda:

Iniciar un proceso de reforestación en la zona afectada con flora nativa a fin de lograr el equilibrio del ecosistema.

Diseñar un programa de mantenimiento a la estructura de afloramientos superficiales de crudo de los manaderos y captación en los campos petroleros La Cira Infantas.

Diversificar el sistema de control de afloramientos superficiales detallando los efectos sobre el entorno y el éxito en la aplicación de planes de contingencia en los manaderos, teniendo en cuenta su bajo costo.

BIBLIOGRAFÍA

AHMAD, B., SEYED, A., Oil Spill Clean up from Sea Water by Sorbent Material., Chemical Engineering and Technology, WILEY – VCH. Verlag GmbH & KGaA., No 12, 2005, pp. 28.

ALVAREZ, Carlos G. Sostenibilidad, política y competitividad petrolera en Colombia. Bogotá, Colombia, 1999

BANCO DE LA REPUBLICA. PIB e Hidrocarburos. Bogotá, Colombia, Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías. Bucaramanga, 2009

BERGUEIRO, J. R., Contaminación Química a la Mar., Universidad De las Islas Baleares, España., Febrero, 2005.

BETZ, M. A Simple Way to Eliminate Oils from Water., Spill Science & Technology Bulletin, Vol. 7, No. 5–6, 2002, pp. 319–320.

BRITHIS PETROLEUM COMPANY. Sector Petrolero. Santafé de Bogotá, 1998.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN.

DICCIONARIO ENCICLOPÉDICO LAROUSSE. Buenos Aires, 1998

ECOPETROL., Los derrames de hidrocarburos y su manejo, un resumen., Asuntos Ambientales, Vicepresidencia de refinación y transporte, división técnica., 1999.

ECOPETROL., Plan Nacional de Contingencia, Sistema nacional de equipos y expertos en control de derrames y escapes de hidrocarburos., Tomo I, Descripciones Básicas, 1996.

Edward, H. O., Response strategies for Spills on land. Spill Science & Technology., Vol 7, No. 3/4, 2002, pp. 115 –117.

EL ESPECTADOR. Sección Económica: Hidrocarburos en Colombia: Pedro A. Rosales, vicepresidente ejecutivo Downstream de Ecopetrol

EL PETROLEO Y SU MUNDO, séptima edición, Bogotá D.C. Enero 2009

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS “ECOPETROL” S.A. Sistema de Transporte de Hidrocarburos. Bogotá. 2010

ENCICLOPEDIA CULTURAL UNIVERSITAS. Tomo 12. Salvat Editores, Barcelona, 1983.

ENGINEERING OUR FUTURE. Slickbusters: Substances, Surfaces and Separations., Unit 3, 2000, pp. 1-99.

FERRANTE, D. Sorption Processes, Groudwater Pollution Primer, Civil Enginnering Dept, Virginia Tech, 1999.

GHALAMBOR, A. Composting technology for practical and safe remediation of oil spill residuals., University of Southwestern Louisiana, 1998.

HORST, U. Oebius; Physical Properties and Processes that Influence the Clean Up of Oil Spills in the Marine Environment., Spill Science & Technology Bulletin, Vol. 5, No. 3/4, 2003, pp. 177 -289.

ICP., Los derrames de petróleo en ecosistemas tropicales, 2002.

INAGAKI., Michio Sorption and recovery of heavy oils using carbonized fir fibers and recycling, Elseiver, 2002.

ITOPF., The International Tanker Owners Pollution Federation, Ltd. 2006., Oil Tanker SIPI Statistics, 2005.

LEE, B-G; HAN, J. S; ROWELL, R. M., Oil Sorption By Lignocellulosic Fibers., Capítulo 35, 2002, pp. 424-433.

MC KAY, G., Use of adsorbents for the removal of pollutants from wastewaters., CRS Press. Departament of chemical engineering, Hong Kong University of Science and technology, Kowloon, Hong Kong, 1996.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Informe de Gestión Ministerial, Diciembre de 2009.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Política petrolera: ¿de dónde venimos, para dónde vamos? Primer foro de hidrocarburos, Cámara de Representantes. Bogotá, Marzo 18 de 1999.

ORIGEL-GUTIÉRREZ, G. Y TORRES-RODRÍGUEZ, V., Mapa de amenaza de contaminación por derrames de hidrocarburos en una región tropical de México., Unidad de Geotermia, Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), A.P. 1-475, Cuernavaca, Mor., México, 2002.

PORTAFOLIO. Producción de Hidrocarburos en Colombia. Diciembre 14 de 2009.

REVISTA DINERO. Octubre 2 de 2009

TEAS, CH., KALLIGEROS S., ZANIKOS F.;STOUMAS S., LOIS E., y Anastopoulos G., Investigation of the effectiveness of absorbent materials in oil spill clean up., Spill Science & Technology Bulletin, Vol 8, 2003, pp. 259 – 264.

TOPOGRAFÍA Y CONSTRUCCIÓN. Control de Derrame de Hidrocarburos. Santafé de Bogotá, Editorial Panamericana, 1999.

WEI, Q. F., MATHER, R. R., Y FOTHERINGHAM, A. F. Oil removal from used sorbents using a biosurfactant,. Southern Yangtze University, Wuxi, China. Elsevier Ltd, Febrero, 2005.

WESTWICK-FARROW PTY LTD., Spill Control And the Correct Sorbent Selection., White papers - Waste Streams, 2005.