

**COMPORTAMIENTO DE UN DERRAME DE CRUDO SOBRE UN RÍO Y FACTORES  
QUE INFLUYEN PARA LA DETERMINACIÓN DE ÁREAS DE AFECTACIÓN PARA  
PLANES DE CONTINGENCIA**

**PRESENTADO POR**

**KAREN VIVIANA RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERA  
AMBIENTAL**

**UNIVERSIDAD ECCI  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA INGENIERÍA AMBIENTAL  
BOGOTÁ D.C.  
2015**

**COMPORTAMIENTO DE UN DERRAME DE CRUDO SOBRE UN RÍO Y FACTORES  
QUE INFLUYEN PARA LA DETERMINACIÓN DE ÁREAS DE AFECTACIÓN PARA  
PLANES DE CONTINGENCIA**

**PRESENTADO POR**

**KAREN VIVIANA RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ**

**DIRECTOR**

**Msc. LUIS FELIPE CALA**

**UNIVERSIDAD ECCI  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA INGENIERÍA AMBIENTAL  
BOGOTÁ D.C.  
2015**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

BOGOTÁ D.C 2015

## ACTA DE OPCIÓN DE GRADO

## **FORMATO CESIÓN DE DERECHOS PATRIMONIALES**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a mis padres, a mi hermana, a toda mi familia y a mi novio por el ánimo y apoyo para culminar con este proceso que me ayudó a crecer personal pero sobre todo profesionalmente y me permite iniciar nuevos retos y dar un paso más hacia mis objetivos profesionales. De igual forma agradezco a la compañía Varichem de Colombia por permitir el desarrollo de la pasantía y aportar conocimientos y buenas experiencias por parte de sus profesionales, para culminar exitosamente con este proceso y a la Universidad ECCI por aportar a mi formación profesional durante el ciclo profesional. Este es el resultado de un gran esfuerzo que permitió Dios y lo dedico a mis sobrinos Valerye Daniela, Daniel Esteban, Juan Sebastián, Sarah Gabriela y Nela Isabel.

## TABLA DE CONTENIDO

1	GLOSARIO.....	10
2	RESUMEN .....	13
3	INTRODUCCIÓN.....	14
4	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	16
5	JUSTIFICACIÓN Y DELIMITACIÓN .....	17
6	OBJETIVOS .....	19
6.1	OBJETIVO GENERAL.....	19
6.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
7	MARCO DE REFERENCIA .....	20
7.1	MARCO TEÓRICO.....	20
7.1.1	Características Físico Químicas del Crudo .....	20
7.1.2	Comportamiento del Crudo en el Agua.....	22
7.1.2.1	Evaporación .....	23
7.1.2.2	Emulsificación .....	23
7.1.2.3	Dispersión .....	24
7.1.2.4	Disolución .....	25
7.1.2.5	Biodegradación .....	26
7.1.2.6	Oxido-Reducción.....	26
7.1.2.7	Sedimentación .....	26
7.1.3	Factores del Medio que Influyen en el Proceso de Envejecimiento del Crudo ...	29
7.1.3.1	Corrientes de vientos .....	30
7.1.3.2	Corrientes de agua.....	30
7.1.3.3	Temperatura .....	31
7.1.3.4	Radiación solar .....	31

7.1.3.5	Morfología del cuerpo de agua.....	31
7.1.3.6	Hidráulica del cuerpo de agua.....	32
7.1.4	Implicaciones Ambientales por un Derrame de Hidrocarburos dentro del contexto de la Producción Petrolera en Colombia.....	32
7.1.5	Modelos Teóricos Propuestos .....	39
7.1.5.1	Modelos propuestos para evaporación (Comerma Piña, 2004).....	40
7.1.5.2	Modelos propuestos para emulsificación.....	42
7.1.5.3	Modelos propuestos para dispersión y disolución .....	43
7.1.5.4	Modelos propuestos para adhesión o depositación a las orillas .....	44
7.2	MARCO LEGAL.....	45
7.3	CASO DE ESTUDIO.....	51
8	DISEÑO METODOLÓGICO .....	54
8.1	Búsqueda y Revisión de Información.....	54
8.2	Definición de las variables consideradas en los modelos .....	55
8.3	Aplicación de modelos teóricos sobre el Río Cusiana.....	55
8.3.1	Modelo seleccionado para Evaporación .....	56
8.3.2	Modelo seleccionado para Emulsión .....	57
8.3.3	Modelo seleccionado para Adhesión .....	57
8.4	Cálculos elaborados en el software Mike 21 .....	58
9	RESULTADOS .....	63
9.1	Resultados Obtenidos con los modelos Teóricos .....	63
9.2	Resultados Obtenidos en Mike 21 .....	66
10	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	69
11	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	74
12	BIBLIOGRAFÍA.....	76
13	ANEXOS .....	79



## LISTADO DE TABLAS

Tabla 7-1 Clasificación de crudos según los °API .....	22
Tabla 7-2 Atentados contra la infraestructura Petrolera entre 2010-2012 .....	34
Tabla 7-3 Constantes de Disolución .....	44
Tabla 7-4 Marco Jurídico General.....	45
Tabla 7-5 Marco Jurídico Marítimo .....	47
Tabla 7-6 Convenios Internacionales OMI .....	49
Tabla 8-1 Porcentajes de masas consideradas para el crudo modelado .....	61
Tabla 8-2 Datos Iniciales para el Modulo de Derrames.....	61

## LISTADO DE FIGURAS

Figura 7-1 Producción de Ecopetrol en Colombia .....	33
Figura 7-2 Volumen de Barriles derramados 2007-2012 en infraestructura de Ecopetrol por causas operacionales .....	34
Figura 7-3 Principales Ecosistemas de Colombia .....	35
Figura 7-4 Especies Afectadas por Derrames de Hidrocarburos.....	39
Figura 7-5 Correlación entre el Estado del Agua, la Velocidad del Viento y Constantes de Dispersión.....	43
Figura 8-1 Batimetría Río Cusiana-Cruce del Oleoducto OCA.....	58
Figura 8-2 Condiciones de Frontera para el Software .....	60
Figura 8-3 Esquema General de la Metodología.....	62
Figura 9-1 Porcentaje Evaporado Vs Tiempo .....	63
Figura 9-2 Tasa de Formación de la Emulsión.....	64
Figura 9-3 Fracción de Agua incorporada durante el Proceso de Emulsificación.....	64
Figura 9-4 Comparación entre los procesos de Emulsificación y Evaporación.....	65
Figura 9-5 Pérdida de Crudo en las Orillas .....	66
Figura 9-6 Cantidad de Masa Volátil y Masa Sedimentada.....	67
Figura 9-7 Cantidad de Ceras y Asfaltenos sedimentados.....	67
Figura 9-8 Cantidad de Ceras y Asfaltenos Suspendidos .....	68
Figura 9-9 Cantidad de crudo Sedimentado Vs Suspendido.....	68

## 1 GLOSARIO

**ÁREAS DE AFECTACIÓN:** Áreas que se ven afectadas de forma directa o indirecta por un derrame de hidrocarburo.

**ASSAY:**

**BATIMETRÍA:** Procedimiento de levantamiento en campo de las dimensiones propias de un cuerpo hídrico en su lecho y en sus orillas, mediante la generación de nubes de puntos con coordenadas x,y,z, apoyados en los principios básicos de la topografía.

**BOCATOMA:** Estructura hidráulica localizada sobre un cuerpo de agua destinada a captar determinado caudal para ser utilizado en un fin específico. Dicha captación puede realizarse mediante concesión de la autoridad ambiental correspondiente o de manera ilegal por parte de habitantes de determinada zona.

**DERRAME:** Vertimiento accidental de un producto líquido.

**ELEMENTOS VULNERABLES:** Dentro del contexto del proyecto se denominan como elementos vulnerables asentamientos humanos, infraestructura social, bienes de interés cultural, zonas donde se desarrollen actividades productivas de tipo agrícola, pecuario, comercial e industrial, áreas ambientales calificadas con alguna categoría de protección y sitios de captación de agua.

**EMERGENCIA<sup>1</sup>:** Situación caracterizada por la alteración o interrupción intensa y grave de las condiciones normales de funcionamiento u operación de una comunidad, causada por un evento adverso o por la inminencia del mismo, que obliga a una reacción inmediata y que requiere la respuesta de las instituciones del Estado, los medios de comunicación y de la comunidad en general.

---

<sup>1</sup> Ley 1523 de 2012-Política Nacional de Gestión del Riesgos de Desastres en Colombia

**ENVEJECIMIENTO DEL CRUDO:** Procesos físicos y químicos que sufre un hidrocarburo una vez es expuesto sobre el medio acuático, tales como evaporación, dispersión, emulsificación, disolución, oxidación, sedimentación y biodegradación.

**HIDROCARBURO<sup>2</sup>:** Compuesto químico orgánico formado por hidrógeno y carbono en cualquiera de sus fases, líquida, sólida o gaseosa. La estructura molecular de un hidrocarburo varía desde la más simple, como por ejemplo el metano - que forma el gas natural- hasta estructuras muy pesadas y complejas.

**IMPACTO AMBIENTAL<sup>3</sup>:** Cualquier alteración en el sistema ambiental biótico, abiótico y socioeconómico que sea adverso o beneficioso, total o parcial, que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto obra u actividad.

**OLEODUCTOS<sup>4</sup>:** Instalación física necesaria para el transporte de crudo fiscalizado desde los nodos de entrada hasta los nodos de salida.

**PLAN DE CONTINGENCIA<sup>5</sup>:** Herramienta de planeación estratégica y operativa organizada para prevenir la ocurrencia de incidente y planificar actividades de mitigación para prevenir la ocurrencia de un daño derivado de emergencia que se presenta

**RESPUESTA<sup>6</sup>:** Ejecución de las actividades necesarias para la atención de la emergencia como accesibilidad y transporte, telecomunicaciones, evaluación de daños y análisis de necesidades, salud y saneamiento básico, búsqueda y rescate, extinción de incendios y manejo de materiales peligrosos, albergues y alimentación, servicios públicos, seguridad y convivencia, aspectos financieros y legales, información pública y el manejo general de la

---

<sup>2</sup> Ecopetrol S.A.

<sup>3</sup> Decreto 2820 de 2010-Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial.

<sup>4</sup> Resolución 1258 de 2010-Ministerio de Minas y Energía.

<sup>5</sup> VIT-DHS-G-005-Guia para la construcción de Planes de Contingencia en Vicepresidencia de Transporte.

<sup>6</sup> Ley 1523 de 2012-Política Nacional de Gestión del Riesgos de Desastres en Colombia.

respuesta, entre otros. La efectividad de la respuesta depende de la calidad de preparación.

**RUTA DE DERRAME:** Cuerpo de agua que se ve intervenido por el cruce de una tubería de transporte de hidrocarburos (líneas de transferencia u oleoductos) y que se puede afectar directamente por una rotura en la tubería ya que sobre su cauce recibirá y transportará el hidrocarburo aguas abajo.

## 2 RESUMEN

Los ecosistemas acuáticos de nuestro país se han visto afectados por las diferentes actividades petroleras desarrolladas en su entorno; muchas comunidades se han visto afectadas desde diferentes ámbitos por los derrames ocasionados en oleoductos, los cuales afectan su salud y sus actividades sociales y productivas. Dicha situación ha sido de interés para las empresas operadoras ya que la atención de las emergencias, la recuperación de las zonas afectadas, la pérdida del producto y la compensación a las comunidades representa una gran inversión y han hecho que presten mayor atención a la preparación ante las emergencias para aplicar los Planes de Contingencia, los cuales son un requerimiento obligatorio de la autoridad ambiental.

La presente investigación tuvo como propósito aplicar un modelo de envejecimiento de crudo sobre un cuerpo de agua con datos reales sobre modelos teóricos y realizar la comparación con los resultados obtenidos en un software especializado en modelación hidráulica y de desgaste de hidrocarburos; estableciendo así porcentajes adecuados en los procesos más importantes en el envejecimiento del crudo y el máximo recorrido de la mancha de hidrocarburo sobre la ruta de derrame, para la determinación de áreas de afectación para que los planes de contingencia sean una herramienta útil.

La investigación se desarrolló por medio de una pasantía en una empresa de consultoría del sector de hidrocarburos, encargada de elaborar Planes de Contingencia a todo tipo de infraestructura petrolera. El documento logra identificar los procesos más relevantes al momento de un derrame, los factores físicos y ambientales que intervienen y los porcentajes determinados en cada uno de los procesos evaluados, para determinar el área de afectación

DERRAME, CRUDO, ENVEJECIMIENTO, AFECTACIÓN, MODELOS.

### 3 INTRODUCCIÓN

Actualmente Ecopetrol cuenta con 8.500 Km de redes de poliductos y oleoductos que convergen en los terminales de Coveñas y Santa Marta en el Atlántico y Buenaventura y Tumaco en el Pacífico (Ecopetrol S.A., 2014). Las actividades de transporte por medio de poliductos y oleoductos que están a cargo de las empresas petroleras representan un riesgo alto de derrame, ya que esta infraestructura atraviesa diversas zonas urbanas y rurales del país, haciendo que se encuentre expuesta a diversos factores externos que pueden afectar las tuberías y ocasionar derrames.

Gran cantidad de derrames se asocian a ataques terroristas sobre la infraestructura de transporte, dada la situación de orden público en algunas zonas rurales de Colombia. Es importante considerar que estadísticamente los ataques por parte de grupos armados, sobre la infraestructura ocasionan el mayor porcentaje de derrames, sin embargo es claro que también existen otras causas que los generan. De cualquier forma la rotura en las tuberías causa grandes impactos sobre el medio ambiente; pues los ríos, ciénagas, costas, manglares, morichales, sabanas, cultivos y otro tipo de ecosistemas se ven afectados por este tipo de emergencias; lo que ha generado en las empresas del sector la necesidad de planear estrategias de respuesta para evitar que el impacto sobre el ambiente y la comunidad aumente, pues son las empresas operadoras las directamente responsables de la afectación que se puede generar a causas de los derrames, ya que el producto transportado es propiedad de ellas.

Con base en esto surge la necesidad de conocer la trayectoria que sigue el hidrocarburo una vez es derramado sobre un cuerpo de agua y cuáles son los procesos que se generan una vez el producto está expuesto, ya que aparte de priorizar la protección de determinadas áreas, es de gran interés por parte de las empresas poder tener un estimado del producto que podrán recolectar considerando la cantidad inicial derramada.

El presente proyecto de investigación se basó en plantear un modelo de desgaste de crudo, identificando los procesos fisicoquímicos y microbiológicos que se generan y los factores que intervienen en él; con el fin establecer una aproximación de la trayectoria del

producto, para obtener información base y a partir de ella plantear estrategias de respuesta adecuadas en los planes de contingencia, determinar áreas de afectación, garantizar la protección de ecosistemas de importancia y establecer zonas de protección e identificación de elementos vulnerables.

Esta investigación se desarrolló por medio de una pasantía ejecutada en una compañía de consultoría del sector de hidrocarburos (Varichem de Colombia G.E.P.S.), durante un periodo de seis meses y se fundamentó en dos actividades principales; la primera la revisión bibliográfica de modelos planteados anteriormente y la segunda el análisis de resultados obtenidos en un software adquirido por la empresa para realizar una comparación frente a los resultados planteados teóricamente y a partir de allí determinar valores o porcentajes tipo de cada uno de los procesos identificados.

#### **4 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

La contaminación por hidrocarburos en Colombia es un problema que ha aumentado de forma paralela con el desarrollo petrolífero del país. Es claro que el petróleo en Colombia se ha convertido en el principal motor de la economía colombiana y aunque es un gran generador de la renta externa (Biblioteca Luis Angel Arango, 2012), su exploración, explotación, almacenamiento y transporte generan grandes impactos sobre el medio ambiente.

Las actividades específicas como el transporte de hidrocarburos por medio de poliductos y oleoductos interponen para el medio ambiente y las poblaciones el riesgo de derrames en aquellas zonas por donde transcurre dicha infraestructura.

Diversos factores pueden originar un derrame, entre los más relevantes se tiene la falta de mantenimiento, problemas operacionales, afectaciones por terceros tal como acciones terroristas o conexión de válvulas ilícitas para extracción del producto y eventos de origen natural. En muchos casos los derrames no pueden ser atendidos por desconocimiento del avance de la mancha, lo cual causa serios impactos en la zona afectada y en las comunidades aledañas. Podría decirse que cada derrame es un caso único, donde interactúan condiciones sociales, económicas, ambientales y técnicas diferentes, que requieren la necesidad de estimar como se puede transportar el crudo sobre el cuerpo de agua y hasta dónde puede llegar teniendo en cuenta las propiedades del producto derramado. Variables tales como el tipo producto y el medio sobre el cual fue vertido, la cantidad derramada, las condiciones del terreno, las condiciones atmosféricas, la hidrología de la zona y la hidráulica del cuerpo de agua influyen en los procesos de desgaste del hidrocarburo.



## 5 JUSTIFICACIÓN Y DELIMITACIÓN

Conocer el comportamiento del crudo cuando ocurre un derrame tiene grandes intereses que hoy día están siendo dimensionados y reconocidos por las empresas petroleras y la autoridad ambiental. Esta investigación permitirá establecer lineamientos con respecto al comportamiento de un derrame, para que en los Planes de Contingencia se establezcan estrategias adecuadas para la protección de ecosistemas estratégicos o elementos de mayor vulnerabilidad que puedan ser afectados en zonas donde se desarrollan actividades petroleras.

Por otra parte permitirá que la empresa consultora dentro de sus Planes de Contingencia genere criterios para optimizar labores de recolección, estipule de forma adecuada y basados en un sustento teórico-práctico, los recursos físicos y financieros y el tiempo destinado a la atención de una emergencia provocada por un derrame de hidrocarburos, logrando también la identificación de elementos vulnerables bocatomas, poblaciones rurales o urbanas ubicadas en las riberas de los ríos y/o resguardos indígenas, áreas de alta sensibilidad o zonas protegidas y cultivos.

Es importante resaltar la ejecución de este proyecto fue importante ya que el conocimiento, la documentación y la investigación sobre derrames continentales es genérica, contrario a la documentación relacionada con derrames sobre el mar, en donde el comportamiento de una mancha actualmente pudiese ser más predecible por la investigaciones realizadas.

El estudio se desarrolló tipificando un cuerpo de agua, sobre el cual se pudo aplicar el modelo, teniendo en cuenta la documentación hidrológica de la zona, información secundaria de estudios que la empresa dispuso para tal fin e información pública disponible de la zona de estudio. Dada la cantidad de variables que intervenían en la determinación del modelo, fue necesario seleccionar un tipo de hidrocarburo y limitar el trabajo con algunos procesos generados en el envejecimiento del crudo, ya que algunos de estos tienen mayor relevancia durante la exposición del producto al ambiente.

De igual forma se usó información de trabajos de campo anteriores realizados por la empresa, evaluando previamente la pertinencia de involucrar dicha información y con la respectiva autorización. Esta investigación no incluyó actividades de campo, el trabajo se fundamentó en revisión bibliográfica, análisis de los resultados obtenidos de las herramientas sistemáticas que la empresa dispuso para tal fin y las experiencias que la empresa ha tenido en actividades de atención de emergencias. Una vez culminada la investigación fue presentada al área de consultoría de la empresa, para la respectiva socialización, aprobación e implementación para los proyectos que actualmente se ejecutan.

## **6 OBJETIVOS**

### **6.1 OBJETIVO GENERAL**

Plantear un modelo para conocer el comportamiento del crudo cuando éste es derramado sobre un río, fundamentado en revisión bibliográfica y comparado con resultados obtenidos en MIKE 21, considerando algunos factores ambientales relevantes y los procesos que se llevan a cabo a lo largo de trayectoria del producto, con el fin establecer áreas de afectación adecuadas para la elaboración de Planes de Contingencia.

### **6.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar los procesos que se llevan a cabo durante el envejecimiento del crudo y seleccionar los más importantes para elaboración del modelo.
- Determinar las variables ambientales de mayor importancia que pueden influir en el proceso de envejecimiento del crudo.
- Identificar y caracterizar un cuerpo de agua “tipo” presente en la topografía colombiana para la elaboración y aplicación del modelo.
- Conocer las implicaciones ambientales de los derrames de crudo sobre los ríos, enmarcadas dentro del contexto colombiano.
- Analizar los resultados obtenidos en el modelo teórico y aquellos obtenidos en el software Mike21, para establecer el comportamiento de los procesos de evaporación, emulsificación y adhesión.

## 7 MARCO DE REFERENCIA

### 7.1 MARCO TEÓRICO

#### 7.1.1 Características Físico Químicas del Crudo

El crudo es una mezcla de diferentes hidrocarburos; este puede ser de cadenas de carbono cortas y con compuestos muy volátiles o de cadenas muy largas con compuestos no muy volátiles. Las características de un crudo varían debido a la formación geológica donde éste se haya generado (*Fingas, 2011*). El petróleo como otros combustibles fósiles se forma por la descomposición anaeróbica de la materia orgánica acumulada bajo ciertas condiciones de presión y temperatura en las plataformas continentales (*Comerma Piña, 2004*) y en su composición hay carbono, hidrógeno, azufre, nitrógeno, oxígeno y trazas de metales pesados. *Maris S. (2005)* referencia que el crudo en el ambiente, es una mezcla termodinámicamente inestable, con tendencia a modificar su composición química y como consecuencia, esta resulta ser función del tiempo y las condiciones ambientales de exposición.

El crudo se clasifica en dos grandes grupos, que son hidrocarburos saturados y no saturados, los primeros con enlaces de carbono sencillos y los segundos con enlaces dobles o triples; los saturados a su vez se dividen en parafínicos y nafténicos, mientras que los no saturados se dividen en oleofínicos y aromáticos. En la industria petrolera los hidrocarburos más presentes son los saturados.

Por otra parte, los crudos tienen diversas propiedades químicas que son de interés al momento de analizar su comportamiento en determinado medio. Las propiedades más relevantes son la viscosidad, la densidad, la gravedad específica, la solubilidad, el punto de inflamabilidad, el punto de fluidez, las fracciones de destilación y la presión de vapor. A continuación se realiza una breve descripción de cada propiedad para considerar su importancia dentro de los procesos fisicoquímicos que se generan cuando ocurre un derrame.

### **Viscosidad**

La viscosidad en un hidrocarburo está determinada por la cantidad de fracciones ligeras o pesadas que contiene. Si hay un mayor porcentaje de componentes ligeros y menor porcentaje de asfáltenos, menor es la viscosidad, este parámetro es afectado directamente por la temperatura. En términos de actividades de limpieza de derrames, la viscosidad puede afectar el comportamiento de los hidrocarburos; pues aunque crudos muy viscosos no se propagan rápidamente y no penetran en el suelo con facilidad, son difíciles de bombear (*Fingas, 2011*).

### **Solubilidad**

Esta hace referencia a la cantidad de crudo que se disuelve en la columna de agua sobre una base molecular. La solubilidad del crudo en agua es menor de 5 ppm. Las fracciones solubles del crudo son las más ligeras y estas a veces son tóxicas para los organismos acuáticos, especialmente en altas concentraciones.

### **Punto de inflamabilidad**

Es la temperatura a la cual el líquido desprende vapores suficientes para arder si son expuestos a una fuente de ignición. Este parámetro puede condicionar los riesgos de una eventual explosión si se alcanza una concentración comprendida dentro de los límites de explosividad. Esta propiedad es muy importante en la seguridad de las operaciones de limpieza.

### **Presión de vapor**

La presión de vapor en un aceite es una medida de la cantidad de vapor que está por encima de una determinada cantidad de aceite a una temperatura fija. Ya que los crudos son una mezcla de diferentes componentes, la presión de vapor cambia frecuentemente con el clima. Este es un parámetro de difícil medición y no se usa con regularidad para evaluar los derrames de petróleo.

## **Densidad**

La densidad es la relación entre la masa de una sustancia y el volumen de agua en la que está contenida, típicamente es expresada en  $\text{kg/m}^3$  y es importante para determinar si el crudo que es vertido flotará o se hundirá en el agua.

Considerando el concepto de densidad se puede dar lugar al término de gravedad específica, que en el caso del crudo es la relación entre la densidad relativa y la densidad del agua, valor que indica que tan pesado o liviano es un hidrocarburo. Esto se conoce como la gravedad API, término propuesto por el Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés), esta gravedad es inversamente proporcional a la densidad del crudo, es decir que a mayor gravedad API el petróleo es más ligero y fluye mejor. De acuerdo con la escala planteada por el Instituto Americano del Petróleo los crudos se pueden clasificar como livianos, medianos, pesados o extrapesados. A continuación en la **Tabla 7-1** se puede observar el rango de clasificación de los crudos de acuerdo con sus grados API.

**Tabla 7-1 Clasificación de crudos según los °API**

<b>Tipo de crudo</b>	<b>° API</b>
Crudos Livianos	30 – 40
Crudos Medianos	22 - 22.9
Crudos Pesados	10 - 21.9
Crudos Extrapesados	< 10

Fuente: Petróleos de Venezuela- PDVSA, Ministerio del poder popular para la energía y el petróleo

### **7.1.2 Comportamiento del Crudo en el Agua**

Una vez ocurre un derrame de crudo se generan diferentes procesos físicos, químicos y biológicos, que se conocen como envejecimiento o meteorización del crudo. El desarrollo de estos procesos que ocurren en una escala temporal diferente, hacen que las manchas de crudo cambien en su extensión y en su composición inicial. El comportamiento de un derrame está condicionado al tipo de crudo que es vertido, pues influyen variables tales como la densidad, la viscosidad, el punto de evaporación y los procesos generados

interaccionan entre si y en muchos casos el inicio de algunos procesos están condicionados por el fin de otros. De igual forma estos procesos están influenciados por las variables climatológicas de la zona, sobre las cuales se detallará más adelante.

Los procesos que la literatura reporta son: Evaporación, Emulsificación, Dispersión, Disolución, Biodegradación, formación de bolas de alquitrán, oxidación-reducción y sedimentación. A continuación se realiza una breve descripción de cada uno de ellos, para considerar su importancia.

#### **7.1.2.1 Evaporación**

La evaporación es la conversión de una fase líquida a una fase gaseosa en este caso del crudo. *Comerma,2004* indica que este proceso es controlado por el coeficiente de transferencia de masa, la velocidad del viento, la difusividad del petróleo y la presión de vapor, mientras que ITOPF referencia que la mayoría de los componentes volátiles de un crudo son evaporados a la atmósfera y la rata de evaporación depende de temperatura, la velocidad del viento, la rata de difusión inicial del crudo y factores tales como mareas fuertes, altas temperaturas y altas velocidades del viento pueden acelerar este proceso.

En general los componentes del crudo con un punto de ebullición menor a 200°C podrían ser evaporados en 24 hrs. Los petróleos crudos ligeros se evaporan entre 20 y 60%, mientras que los petróleos medios pueden perder entre un 20 y 30% en las primeras 24 horas. Por su parte los derivados livianos del petróleo, como el queroseno y la gasolina pueden evaporarse completamente en pocos días, y los derivados pesados, tales como, diesel o bases lubricantes, solo pierden un 5 o 10% de su masa total (NOAA, 1993). Se considera que este proceso es uno de los más representativos en la meteorización del crudo.

#### **7.1.2.2 Emulsificación**

La emulsión se forma por la combinación de agua-crudo (mezcla con pequeñas gotas de agua), en la cual uno de los dos permanece suspendido en el otro donde la fase continua es el crudo; mientras que las emulsiones de crudo-agua ocurren por la mezcla de pequeñas gotas de crudo en agua, en este caso la fase continua es el agua; ambos tipos

de emulsión son provocados por la mezcla física promovida por la turbulencia. (The International Tanker Owners Pollution Federation-ITOPF, 2011).

El crudo con alto contenido de asfáltenos (mayor de 0.5%), tiende a formar emulsiones estables las cuales pueden permanecer durante meses después de ocurrido el derrame al igual los crudos pesados con alta viscosidad y crudos con altas impurezas. Los crudos con bajos contenidos de asfáltenos tienen menor tendencia a formar emulsiones, aumentando su tendencia a disiparse. El inicio de este proceso puede tardar días pero una vez inicia se desarrolla rápidamente (Quiroga, 2001).

### **7.1.2.3 *Dispersión***

La dispersión es la disgregación de una mancha de petróleo. Teóricamente si el crudo es derramado sobre un cuerpo de agua donde no hay interacción con el viento, con corrientes ni mareas, este se dispersaría uniformemente por equilibrio de las fuerzas de gravedad, la viscosidad y la tensión superficial; sin embargo estas condiciones ideales no se dan y lo que ocurre es una fragmentación en bandas paralelas a la dirección del viento. Una mancha puede crecer por las propiedades del crudo derramado y las condiciones ambientales, lo que hace que un derrame varíe de tamaño, espesor y forma.

(Quiroga, 2001) Indica en su estudio que las corrientes pueden dispersar pequeñas gotas de crudo en la columna de agua y si estas son lo suficientemente pequeñas (50-70  $\mu\text{c}$ ) la turbulencia natural del agua no dejará que vuelvan a la superficie. Algunos autores consideran que este proceso es un mecanismo para eliminar el crudo de las superficies.

Existen dos tipos de dispersión, la dispersión mecánica y la dispersión vertical; la dispersión mecánica se genera desde el momento en el que el crudo es vertido sobre un cuerpo de agua y se da gracias a la interacción con las corrientes, el viento, la temperatura y las propiedades químicas del fluido, mientras que la dispersión vertical se da por la turbulencia que se genera en el cuerpo de agua, que en el caso de un río, se da por las orillas y el fondo del cauce en mayor proporción, donde la turbulencia provoca la ruptura la mancha y hace que parezca pequeñas gotas las cuales se pueden mezclar en la columna de agua, estas gotas tienden a estar en suspensión si su diámetro es menor



de 70  $\mu\text{m}$ , pero si su diámetro es mayor las gotas se unen por fuerzas de cohesión formando una nueva mancha que se dispersa en finas películas.

Por otra parte (Comerma Piña, 2004) menciona que en el esparcimiento de los crudos hay tres fases bien diferenciadas, como se lista a continuación:

- Primera fase: Gravedad-Inercia
- Segunda fase: Gravedad-viscosidad
- Tercera fase: Tensión superficial-viscosidad

En la primera fase la gravedad es la fuerza que acelera la extensión de la mancha, frenada por la inercia. La extensión en esta primera fase es rápida (10 min a 1 hora) y depende fundamentalmente del volumen derramado. En la segunda fase, el espesor de la mancha comienza a igualarse al espesor de la capa límite del agua, entonces la extensión de la mancha se ve frenada por la viscosidad del agua y en la tercera fase el espesor es lo suficientemente pequeño para que la tensión superficial del agua sea la fuerza de extensión, mientras que la viscosidad sigue siendo la fuerza de retención.

#### **7.1.2.4 Disolución**

La disolución es la mezcla de los componentes solubles del petróleo en el agua. Su importancia radica en que la mayoría de los componentes solubles son tóxicos, sin embargo este proceso solo representa el 1% del total de la masa perdida. Algunos hidrocarburos pueden tener componentes aromáticos como el benceno, el tolueno y el xileno que tienen una alta solubilidad en agua dulce y son representativos por su toxicidad sin embargo también se evaporan muy rápido. Este proceso es muy importante al momento de evaluar los impactos de un derrame sobre diferentes ecosistemas tanto acuáticos como terrestres.

#### **7.1.2.5 Biodegradación**

Este es el proceso por medio del cual microorganismos degradan el crudo generando compuestos más sencillos solubles en agua y en algunas ocasiones generando dióxido de carbono y agua. Los cuerpos de agua contienen cierta cantidad de microorganismos capaces de metabolizar los componentes del crudo (bacterias, levaduras, hongos, algas unicelulares y protozoos), las cuales usan el crudo como fuente de carbono y energía.

Este proceso se ve afectado principalmente por la disponibilidad de oxígeno y nutrientes (nitrógeno y fósforo) y la temperatura; por lo general las comunidades de microorganismos están presentes en cantidades relativamente pequeñas, sin embargo estas pueden crecer rápidamente si el crudo se encuentra disponible. Debido a que este proceso requiere de oxígeno, solo ocurre en la interfase agua-aceite y puede darse entre semanas y años. (The International Tanker Owners Pollution Federation-ITOPF, 2011).

#### **7.1.2.6 Oxido-Reducción**

Este proceso conocido también como foto-oxidación es activado por los rayos solares incidentes sobre el área de la mancha del derrame. La luz solar favorece la aparición de compuestos llamados alquitranes que son más persistentes y se forman a partir de la oxidación de películas de crudo con alta viscosidad. Este proceso es muy lento y se considera que en películas delgadas de hidrocarburo solo se oxida un 0.1% del crudo presente. (The International Tanker Owners Pollution Federation-ITOPF, 2011)

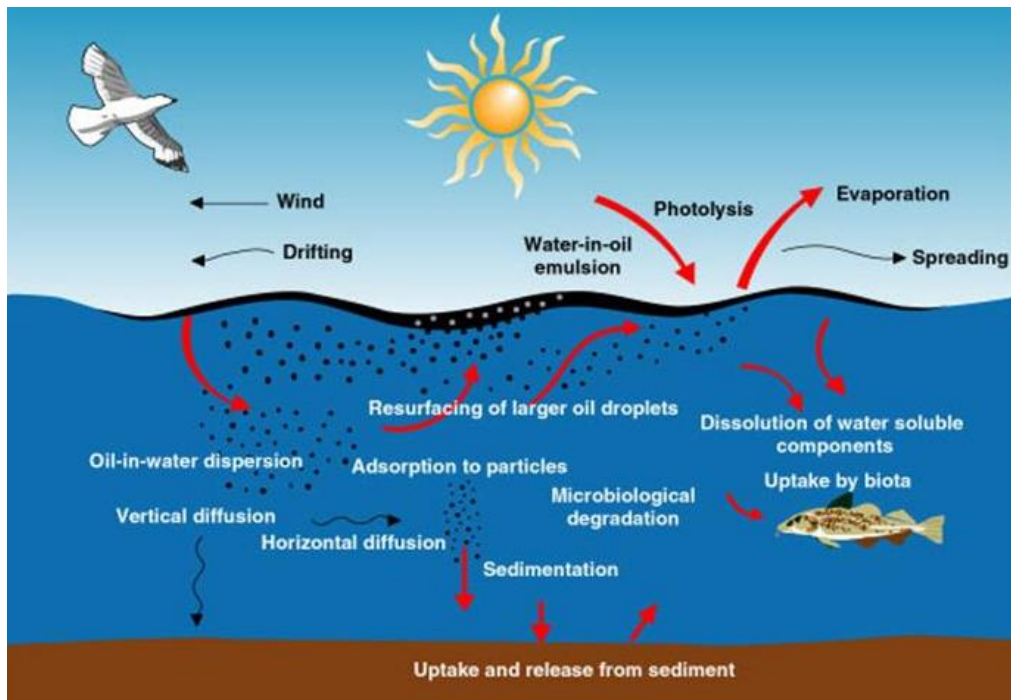
#### **7.1.2.7 Sedimentación**

La sedimentación se genera cuando algunas gotas de crudo entran en contacto con partículas suspendidas en el cuerpo de agua o con materia orgánica, adhiriéndose y generando la precipitación del hidrocarburo. Las costas con poca profundidad, las desembocaduras de los ríos y los estuarios tienen la cantidad suficiente de sedimentos, para facilitar la adhesión del crudo y producir la sedimentación de partículas aceitosas. En aguas dulces donde la salinidad es baja se puede generar este proceso rápidamente,

mientras que en el mar este proceso raramente se presenta, pues la densidad del agua es un poco mayor ( $1025 \text{ kg/m}^3$ ) y no es común tener un crudo con densidades mayores a la del agua de mar para que se facilite la sedimentación; sin embargo durante una tormenta, el crudo puede entrar en contacto con altos niveles de sólidos suspendidos, lo que produciría la formación de partículas que podrían caer al lecho marino. (The International Tanker Owners Pollution Federation-ITOPF, 2011).

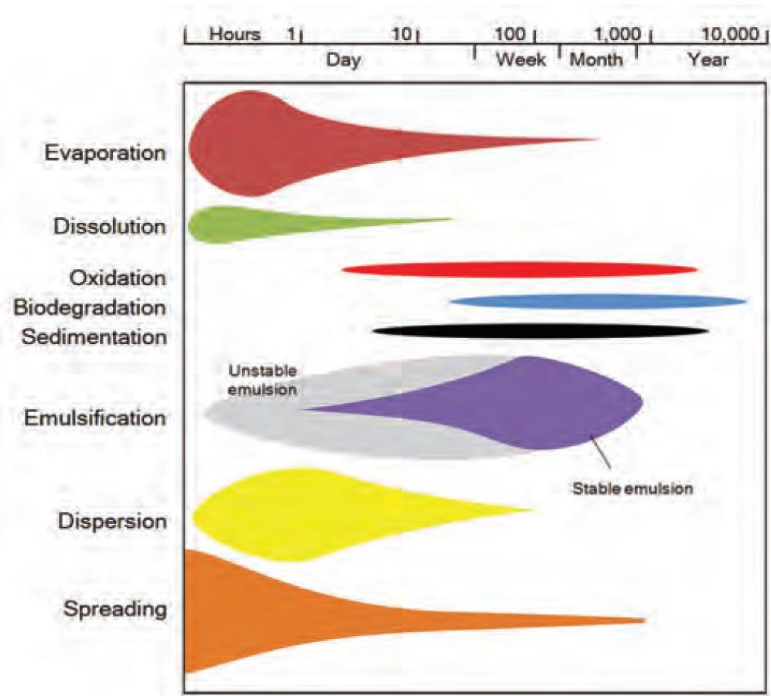
(Quiroga, 2001) Indica en su estudio que este proceso se puede presentar cuando el crudo es depositado en las orillas y se mezcla con la arena y por acción del oleaje éste tiende a sedimentarse. La NOAA menciona que aguas con alta carga de sedimentos ( $\sim 500 \text{ g/m}^3$ ) pueden transportar el petróleo a través de la columna de agua en horas, mientras que aguas con niveles bajos de sedimentos ( $< 5 \text{ g/m}^3$ ) como la del mar, permiten que el crudo este durante semanas en la superficie.

En la **Imagen 7-1** se presentan de forma esquemática los procesos descritos anteriormente y en la **Imagen 7-2** se pueden observar las escalas temporales en las que ocurren cada uno de ellos. El análisis de cada uno de estos procesos es importante al momento de conocer cómo se puede desplazar un derrame y así poder determinar hasta donde podría avanzar el producto.



**Imagen 7-1 Procesos que ocurren en un derrame de crudo**

Fuente: <http://www.oilspillnews.net>, 2014.



**Imagen 7-2 Escalas temporales de los procesos en el envejecimiento de crudo**

Fuente: Fate of Marine Oil Spills-ITOPF.

Algunos hidrocarburos son conocidos como persistentes según sus propiedades, esta persistencia aplica a aquellos que una vez son derramados presentan una dispersión lenta como por ejemplo los crudos, los fuel oils, los gasóleos y los aceites lubricantes, mientras que hay hidrocarburos que no son persistentes pues por su composición química tienden a evaporarse rápidamente como por ejemplo la gasolina, el diesel y el queroseno. Algunos autores citan que el promedio de degradación de los hidrocarburos está determinado por la complejidad en su estructura molecular, por ejemplo compuestos lineales con 30 átomos de carbono en su cadena pueden desaparecer en un mes, mientras que otros con mayor cantidad de carbonos requieren de 200 días por lo menos.

Existen parámetros que son importantes al momento de un derrame, tales como el área y espesor de la mancha, ya que la superficie del derrame es cada vez mayor y por ende su espesor disminuye llegando a formar capas muy extensas con espesores de solo décimas de micrómetro. Se ha comprobado que 1m<sup>3</sup> de crudo puede llegar a formar en una hora y media una mancha de 100 metros de diámetro y 0.1 mm de diámetro (Marzialetti, 2011).

El volumen de derrame, la carga de sedimentos del cuerpo de agua y la toxicidad del producto también son relevantes a la hora de analizar un evento. Algunos autores reportan que la viscosidad está relacionada con la dispersión horizontal y la dispersión vertical, el peso molecular está relacionado con la evaporación, la sedimentación y la emulsificación.

### **7.1.3 Factores del Medio que Influyen en el Proceso de Envejecimiento del Crudo**

Como ya se ha mencionado anteriormente, existen ciertos factores inherentes al medio que influyen en el proceso de envejecimiento del crudo, tales como las corrientes de vientos, la temperatura ambiente, la radiación solar y la morfología y dinámica de los cuerpos de agua donde es derramado el crudo. Estos factores que son propios de la zona donde se genera la afectación, condicionan los procesos anteriormente descritos y tienen gran importancia dentro de esta investigación. A continuación se describe de forma general la relevancia de cada uno de estos factores dentro del objeto de estudio.

### **7.1.3.1 Corrientes de vientos**

El viento es un mecanismo de advección que permite que el crudo derramado recorra largas distancias. Este afecta la trayectoria del producto en tres formas principales; en primer lugar tiene gran relevancia en el proceso de envejecimiento del crudo, en segundo lugar influye sobre los efectos del agua y por último afecta el transporte directo. La NOAA cita que con velocidades de viento mayores a 25 nudos, la evaporación y la dispersión aumentan y la observación del derrame es mala, mientras que con vientos menores a 5 nudos la observación puede ser muy buena. Por otra parte la EPA indica que en los ríos, las corrientes del agua son las que dominan los procesos de distribución del producto, mientras que el viento es un factor secundario; y por el contrario en un cuerpo de agua lótico donde las corrientes son menores, los procesos de distribución serían dominados por las corrientes de vientos. (Environmental Protection Agency , 1995).

En el medio marino comúnmente se habla de la Circulación de Langmuir, que es el resultado de la interacción entre las corrientes de superficie impulsadas por el viento y el oleaje superficial. Este fenómeno es uno de los principales mecanismos de disgregación de una mancha de hidrocarburo y en algunos casos podría ser importante para la dispersión vertical del crudo. Esta circulación hace que el hidrocarburo se distribuya en bandas o celdas orientadas en la dirección del viento.

### **7.1.3.2 Corrientes de agua**

Las corrientes son un mecanismo de transporte del crudo. El régimen de corrientes presente en el momento del derrame es importante para determinar la longitud y la escala temporal; en los ríos este transporte se puede dar a lo largo de varios kilómetros en poco tiempo. Es importante resaltar que el comportamiento de un derrame sobre el mar y sobre un río es completamente diferente, pues mientras en el primero la mancha es influenciada por el oleaje; en el segundo, el movimiento del crudo está dominado por el flujo del canal, lo que hace que los efectos en el movimiento del producto en escenarios fluviales sean diferentes. La velocidad del agua en un río a las orillas es mucho menor que en el centro del canal, esto hace que la mancha principal se desplace en la zona donde existe una mayor velocidad, sin embargo algunas partes de la mancha se moverán a zonas donde se reduce la velocidad, pero tiempo después se incorporarán a las zonas de mayor

velocidad, si el producto no se ha adherido a las orillas. (Environmental Protection Agency, 1995).

#### **7.1.3.3 Temperatura**

Este parámetro es importante por su relación con algunos procesos en el envejecimiento del crudo, sobre todo en el fenómeno de evaporación, pues altas temperaturas del medio lo aceleran. Adicionalmente la temperatura puede afectar la viscosidad de las sustancias y su respectiva movilidad. En los derrames tanto en medios continentales como marinos la temperatura del ambiente y la temperatura del agua son importantes para la dispersión del producto.

#### **7.1.3.4 Radiación solar**

La radiación solar en un derrame tiene gran influencia porque también condiciona el proceso de evaporación cuando se trata de un producto liviano; por ejemplo en un derrame de diésel sobre mar adentro la mancha superficial puede recibir una cantidad de radiación suficiente para que hasta el 60% del volumen inicial derramado pueda ser evaporado en un lapso de tiempo corto; sin embargo es importante aclarar que esto no es una regla; cada derrame tiene particularidades propias y no puede generalizarse en todos los casos. Para los productos muy pesados la temperatura y la radiación solar pasan casi que a un tercer plano ya que no son factores que priman por las características del producto.

#### **7.1.3.5 Morfología del cuerpo de agua**

Este factor es relevante cuando el derrame ocurre sobre aguas continentales, pues como se había mencionado anteriormente tiene gran influencia sobre los procesos que puede tener el hidrocarburo. En el caso particular de los ríos, este factor es determinante, ya que por ejemplo los meandros en un río viejo permitirán determinar la trayectoria del derrame o estimar en que zonas del río podrá ser más probable que el producto se deposite o se adhiera a las orillas. Por otra parte la cantidad de sedimentos transportada por los

cuerpos de agua también puede influir en procesos tales como la emulsificación y la sedimentación.

#### **7.1.3.6 Hidráulica del cuerpo de agua**

La hidráulica del río es quizá uno de los factores más relevantes en un derrame, pues las velocidades del cuerpo de agua y los caudales dan un indicio de hasta dónde puede llegar el derrame, determinando con ello que poblaciones o áreas ambientales deben ser protegidas con mayor prioridad y el tiempo de viaje de la mancha. Parámetros morfométricos tales como ancho, profundidad y pendientes son indispensables para calcular la trayectoria de un derrame, en la mayoría de los casos se requieren reportes de estaciones hidrometeorológicas para determinar caudales medios, mínimos y máximos y batimetrías de los cuerpos de agua que permitan conocer el relieve de las superficies subacuáticas.

#### **7.1.4 Implicaciones Ambientales por un Derrame de Hidrocarburos dentro del contexto de la Producción Petrolera en Colombia**

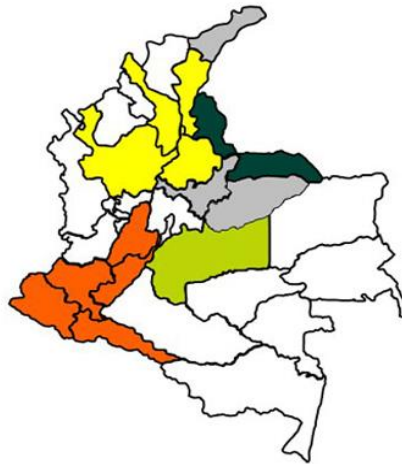
Los impactos generados por un derrame de hidrocarburo son múltiples y su magnitud depende de las áreas ambientales implicadas o afectadas, las características hidroclimatológicas de la zona, la composición del producto y la duración del evento. Los ecosistemas acuáticos son muy susceptibles de sufrir efectos nocivos y en Colombia, la contaminación de cuerpos de agua por derrames de hidrocarburo es considerable. La biodiversidad en ambientes terrestres, fluviales y marinos es bastante y en nuestro país dependiendo de la región geográfica se encuentran una gran variedad de ecosistemas que se han visto comprometidos de manera considerable cuando ocurren este tipo de eventos.

Las actividades petroleras en el país se han desarrollado a lo largo y ancho, instalándose más en unas regiones en razón de la ubicación geográfica de las zonas sedimentarias del país (Noreste, Sur, Centro y Magdalena Medio y Catatumbo); en la **Figura 7-1** se presenta un plano con la distribución de la producción nacional de hidrocarburos.



Región	Producción	%
Centro	148.5	29.5%
Noreste	128.4	25.5%
Magdalena Medio	77.2	15.3%
Catatumbo Orinoquía	72.7	14.4%
Sur	68.6	13.6%
Otros	8.8	1.7%
Total	504.2	100%

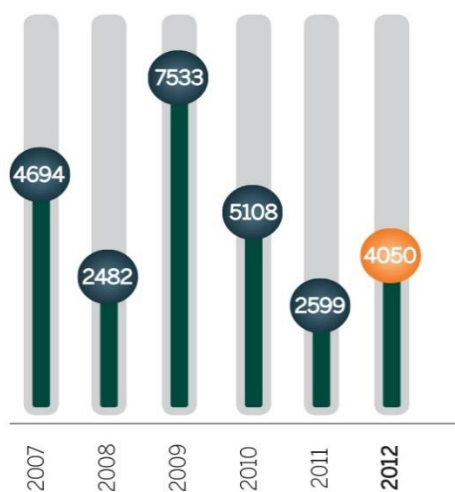
(miles de barriles de petróleo equivalentes por día)



**Figura 7-1 Producción de Ecopetrol en Colombia**

Fuente: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co), 2014.

La producción de hidrocarburos ha ido aumentando en los últimos años, así como la infraestructura ha ido creciendo o ha sido sometida a procesos de reingeniería para poder suplir las necesidades de transporte atribuido al aumento de producción de crudo, razón por la cual la cantidad de incidentes ambientales con grandes cantidades de crudo derramado han aumentado. En la **Figura 7-2** se presenta la cantidad de barriles derramados entre el 2007 y el 2012 con un promedio de 4400 barriles en los últimos 6 años, atribuidos a causas operacionales.



**Figura 7-2 Volumen de Barriles derramados 2007-2012 en infraestructura de Ecopetrol por causas operacionales**

Fuente: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)-Gestion de Emergencias, Vicepresidencia de Transporte y Logística

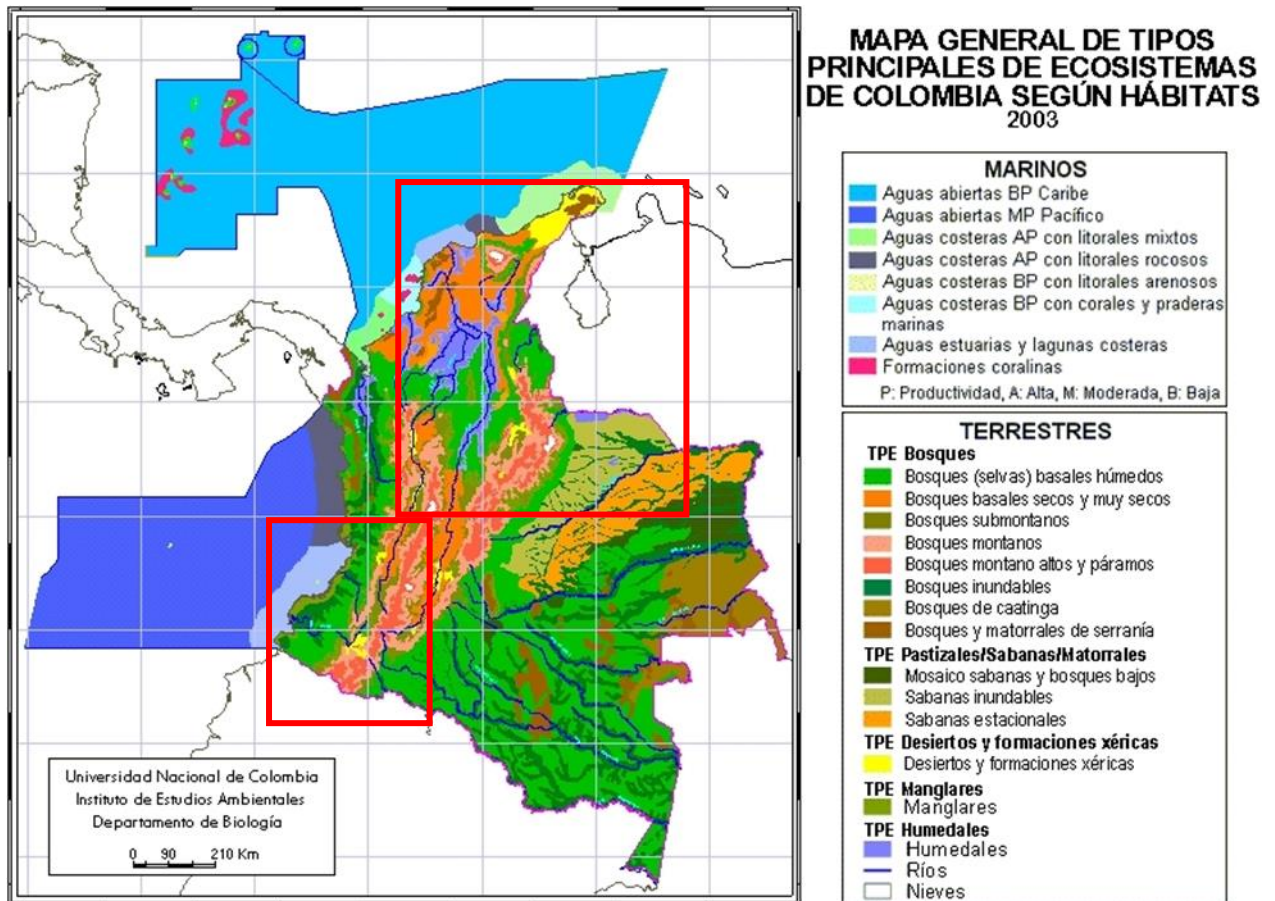
Por otra parte se han registrado grandes afectaciones ambientales atribuidas a atentados a la infraestructura petrolera. En la **Tabla 7-2** se muestra la cantidad de atentados desde 2010 a 2012, observando que en el último año estos eventos tuvieron un aumento considerable.

**Tabla 7-2 Atentados contra la infraestructura Petrolera entre 2010-2012**

Año	Sistemas	Número de Ataques	Total de Ataques
2010	Sistemas del Sur	32	45
	Caño Limón-Coveñas	13	
2011	Sistemas del Sur	51	83
	Caño Limón-Coveñas	32	
2012	Sistemas del Sur	64	109
	Caño Limón-Coveñas	45	

Fuente: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)-Gestion de Emergencias, Vicepresidencia de Transporte y Logística

Teniendo en cuenta la información anterior se puede deducir que varios tipos de ecosistemas han sido intervenidos por esta actividad; para realizar una comparación entre las zonas donde se desarrollan actividades petroleras (recuadros rojos) y los tipos de ecosistemas localizados en estas, se puede observar la **Figura 7-3**.



Este mapa es una representación aproximada con fines ilustrativos de la vegetación y ecosistemas existentes en Colombia de no haber sido transformados por la acción humana. La información representada en el mapa no está georreferenciada. Mapa modificado de Colciencias (1990) bajo la responsabilidad de G. Marquéz.

**Figura 7-3 Principales Ecosistemas de Colombia**

Fuente: [www.virtual.unal.edu.co-IDEA,2003](http://www.virtual.unal.edu.co-IDEA,2003).

(Avellaneda, 2009) Indica que algunos proyectos ya ejecutados hace bastante tiempo como el oleoducto Caño Limón Coveñas, el oleoducto Porvenir-Velásquez y el gasoducto Villavicencio-Bogotá intervinieron zonas de reserva forestal en la cordillera oriental con graves consecuencias sobre la estabilidad de las cuencas y la oferta ambiental hídrica. Por otra parte menciona que las cuencas más afectadas por contaminación superficial son la cuenca del Río Magdalena, la del Río Catatumbo, la del Río Arauca, la del Río

Putumayo y la del Río Meta. Gran parte de la contaminación sobre el Río Magdalena ha sido atribuida a todos los campos e infraestructura localizada en su cercanía; en la parte alta se ha visto afectado en la zona entre Yaguará y Aipe, la parte media del Magdalena se ha visto afectada entre Puerto Boyacá y Puerto Wilches y la parte del bajo Magdalena ha sido afectada entre Yarirí y el complejo Ceinagoso de la Zapatosa.

Un derrame de crudo puede generar cambios físicos en el habitat, cambios en el crecimiento, en el comportamiento de determinados organismos, toxicidad de ciertos organismos y modificación de comunidades completas generando nuevas dinámicas ecológicas. Los efectos de un derrame sobre la fauna se pueden ver en mamíferos, aves, y/o en microorganismos planctónicos y en la flora también se generan sobre la cobertura vegetal.

En medios con agua dulce se generan varios efectos, el primero de ellos es la reducción de la concentración de oxígeno disuelto en el agua, ya que el hidrocarburo reduce sustancialmente la difusión del oxígeno de la atmósfera y la columna de agua e impide el paso de la luz reduciendo el oxígeno aportado por procesos fotosintéticos; esta reducción de oxígeno ocasiona la muerte masiva de organismo tales como la fauna íctica. En los peces, el crudo tapa la superficie de las branquias y produce muerte por asfixia; sin embargo algunos peces logran sobrevivir a los efectos inmediatos pero al momento de ingerir el hidrocarburo se afecta su metabolismo y se pueden presentar alteraciones en huevos y larvas. En ríos turbulentos este efecto se puede minimizar con la reoxigenación del agua, así como por las grandes velocidades del agua, que arrastran rápido el producto ([www.virtual.unal.edu.co](http://www.virtual.unal.edu.co), 2014), sin embargo esto tampoco es una gran ventaja ya que una mayor velocidad implica una mayor extensión y por ende mayor contaminación hablando en términos de distancia recorrida por el derrame.

En algunas situaciones el derrame ocurre sobre ríos que son usados para captar agua para consumo o para otras actividades por medio de bocatomas; si la extensión del derrame es suficiente aguas abajo, éste podrá alcanzar las bocatomas afectando la salud de las personas o las actividades para las cuales se usa el agua captada, como por ejemplo el riego de cultivos o ganadería. Estas dos últimas situaciones son muy comunes en Colombia y emergencias como las ocurridas sobre el río pamplonita atribuida a un

ataque sobre el oleoducto Caño Limón-Coveñas generó una grave afectación ambiental, llevando el crudo al acueducto, razón por la cual se implementaron medidas estipuladas en el Plan de Contingencia para el respectivo manejo y respuesta.

En ecosistemas marinos los más afectados son los bosques de manglar y los arrecifes coralinos. En el caso de los arrecifes coralinos, la precipitación de los hidrocarburos genera el ahogamiento de los pólipos madreporicos, a largo plazo se observa una reducción en la cobertura de corales al igual que una reducción en el crecimiento corporal de aquellos que se implantan en las zonas en las cuales se ha derramado crudo. De igual manera se observa una baja viabilidad de las larvas y procesos de bioacumulación. El bosque de manglar se ve seriamente afectado por un derrame de petróleo, aún bajas cantidades de hidrocarburo generan una mortalidad masiva de los árboles, pérdida de las hojas, deformación y mortalidad de las semillas y a largo plazo se produce un retardo en el crecimiento. También la fauna asociada al manglar se ve considerablemente afectada, pues se han observado muertes masivas de la ostra *Crassostrea rizophorae*, el mejillón *Mytilopsis dominguensis* y el cirrípedo *Balanus* sp. (www.virtual.unal.edu.co, 2014).

Por otra parte, si el hidrocarburo se precipita puede cubrir zonas de desove (hábitats de gran valor) y por lo general los mayores impactos en mar se generan cerca a las costas y aguas poco profundas. Es importante tener en cuenta que algunas especies de peces, moluscos y crustáceos que son comercializados pueden verse afectados por un derrame de hidrocarburos, lo que implica también un impacto en el ámbito socioeconómico, por restringirse su comercialización cuando ocurren eventos de este tipo. Cuando el derrame ocurre en sistemas lenticos, los efectos pueden ser más graves debido a la falta de movilidad para la degradación natural del hidrocarburo.

En aves y mamíferos los efectos de un derrame también tienen gran importancia, estos pueden darse de cuatro formas principalmente (EPA, 2003):

- **Afectación por contacto físico con el hidrocarburo**

En las aves el hidrocarburo impregnado daña la compleja estructura de las plumas y no permite la flotabilidad, haciendo que estas mueran ahogadas; en otros casos se daña la

propiedad aislante que tienen la piel de los mamíferos o las plumas de las aves ocasionando que los animales mueran congelados.

- **Afectación por los componentes tóxicos del hidrocarburo**

Algunas especies son susceptibles a los efectos tóxicos de los vapores del crudo inhalados; estos vapores pueden causar daños en el sistema nervioso central, en el hígado o los pulmones y en sistemas digestivos si el producto es ingerido ya que afecta las células del tracto intestinal.

- **Destrucción de hábitats y fuentes de alimento**

En este caso pueden ocurrir dos situaciones, la primera es que las especies que no están implicadas directamente con el derrame consuman especies menores que si lo han ingerido y la segunda es que las especies rechacen las presas por el olor y el sabor impregnado del hidrocarburo, haciendo que mueran por no alimentarse o en algunos casos una población local se destruya, dejando sin recursos alimenticios a los depredadores.

- **Problemas reproductivos**

El crudo impregnado en las plumas puede transferirse a los huevos ocasionando un taponamiento de los poros y bloqueando el intercambio de los gases que se da regularmente, adicionalmente también se ha comprobado afectación en el desarrollo de los embriones y problemas reproductivos a largo plazo.

En la **Figura 7-4** se pueden observar algunas especies afectadas por derrames de hidrocarburos



**Figura 7-4 Especies Afectadas por Derrames de Hidrocarburos**

Fuente: [www.informador.com.mx](http://www.informador.com.mx)

### **7.1.5 Modelos Teóricos Propuestos**

Desde hace décadas se ha generado la preocupación de conocer el comportamiento de un derrame, por las implicaciones ambientales que puede tener; como ya se ha explicado anteriormente en el comportamiento influyen diversas variables y su desarrollo es diferente si se da sobre el mar o sobre un río, dependiendo las condiciones ambientales de la zona donde ocurre. Diversos autores han planteado modelos matemáticos que han permitido conocer el comportamiento de un derrame teniendo en cuenta los procesos que se pueden generar tales como evaporación, emulsificación, dispersión, disolución, biodegradación, oxido-reducción y/o sedimentación. La mayoría de modelos desarrollados están dirigidos a determinar la predicción del cambio del vertido inicial, la estimación de zonas de mayor probabilidad de impacto, la identificación de áreas vulnerables, el cálculo de tiempos de llegada y el cálculo de dispersión o persistencia del hidrocarburo derramado.

La NOAA ha estudiado a profundidad el tema desarrollando modelos sistemáticos que permiten estimar la trayectoria de un derrame y su comportamiento desde el punto de vista físico-químico y la EPA también se ha encargado de desarrollar herramientas útiles para la estimación de interés. Todo esto va ligado a la elaboración de modelos hidráulicos que permiten conocer la dinámica hídrica del cuerpo de agua analizado.

A continuación se presentan algunos modelos planteados bibliográficamente hasta el momento, para estimar el comportamiento de un derrame, considerando los procesos de envejecimiento del crudo.

### 7.1.5.1 Modelos propuestos para evaporación (Comerma Piña, 2004)

Stiver y Mackay (1984) proponen hallar la fracción de crudo evaporado en función de constantes experimentales de la siguiente forma:

$$\frac{df}{dt} = \frac{Ke}{h} \exp(K_1 + K_2(C_1 + C_2F)) \quad (Ec 1)$$

Dónde:  $K_1 = 48.5 - 0.1147T_o$ ,  $K_2 = 4.5 \cdot 10^{-4} T_o - 0.1921$ ,  $Ke = 2.5 \cdot 10^{-3} U_e^{0.78}$ ,  $T_o$  la temperatura ambiente en °K,  $h$  es el espesor de la mancha en metros,  $C_1$  y  $C_2$  son valores experimentales obtenidos mediante la destilación de una muestra del hidrocarburo y  $F$  es la fracción de evaporada.

Yapa *et al* (1988) referencian una expresión mejorada de Mackay que permite estimar la fracción de masa perdida como se muestra a continuación:

$$F = \left(\frac{1}{C}\right) \left[ \ln P_o + \ln \left( CKet + \frac{1}{P_o} \right) \right] \quad (Ec 2)$$

$$C = 1158.9 API^{-1.1435} \quad (Ec 3)$$

$$Ke = \frac{0.0025U^{0.7}Av}{RTV_0} \quad (Ec4)$$

$$v = \frac{PM}{\rho * 10^{-6}} \quad (Ec5)$$

$$\ln P_o = 10.6 \left( 1 - \frac{T_o}{T_e} \right)$$

$$T_o = 542.6 - 30.275 API + 1.565 API^2 - 0.03439 API^3 + 0.00002604 API^4 \quad (Ec6)$$

$$API = \frac{141.5 - 131.5 \text{ s. g. } 60^\circ F}{\text{s. g. } 60^\circ F} \quad (Ec7)$$



Dónde: C es una constante de evaporación,  $K_e$  es el exponente de evaporación, t es el tiempo transcurrido en s, U es la velocidad del viento en m/s medida a 10 metros sobre el nivel del mar, A es el área del derrame de petróleo en  $m^2$ ,  $v$  es el volumen molar en  $m^3/mol$ , PM el peso molecular del petróleo en gr/mol,  $\rho$  es la densidad del petróleo en  $gr/cm^3$ , R la constante universal de los gases:  $8.206 \cdot 10^{-5}$  en  $atm \cdot m^3/mol \cdot ^\circ K$ , T o  $T_E$  es la temperatura de la superficie en  $^\circ K$ ,  $V_0$  es el volumen inicial derramado en  $m^3$ ,  $P_0$  es la presión de vapor inicial en atmósferas a  $T_E$ ,  $T_0$  es la temperatura de referencia, API es la gravedad API, s.g. es la gravedad específica del petróleo medida a  $60^\circ F$  del crudo y el agua.

El área puede ser calculada como:

$$A = 10^{-5} V^{0.75} \quad (Ec 8)$$

Por otra parte Fingas (1996) propuso una formula logarítmica y una cuadrática para calcular el porcentaje de masas evaporada, pues menciona que algunos crudos siguen un comportamiento logarítmico y otros uno cuadrático, a continuación se muestran las formulas propuestas por el:

- Formula Logarítmica:  $\%E = [(0.165(\%D) + 0.045(T - 15))] \ln t \quad (Ec 9)$

- Formula cuadrática:  $\%E = [(0.0254(\%D) + 0.01(T - 15))] \sqrt{t} \quad (Ec 10)$

Dónde: %E es el porcentaje de masa evaporada, %D es el porcentaje de masa destilada a  $180^\circ C$ , T es la temperatura en  $^\circ C$  y t es el tiempo en minutos. En estos modelos los valores presentados en la ecuación son constantes experimentales que varían dependiendo el tipo de producto analizado, dichas constantes fueron establecidas por Fingas empíricamente con resultados de laboratorio.

### 7.1.5.2 Modelos propuestos para emulsificación

Mackay et al. (1980) propuso un modelo analítico para el cálculo de la emulsificación, que es un algoritmo que puede ser expresado en forma diferencial, y depende de la cantidad de agua que contiene un crudo y las condiciones del cuerpo de agua. La cantidad de agua incorporada a la mancha está dada por:

$$\frac{dF_{wc}}{dt} = K_{wc}(U10 + 1)^2 \left[ \frac{1 - F_{wc}}{OC1} \right] \quad (Ec 11)$$

Dónde:  $F_{wc}$  es la fracción de agua en aceite,  $K_{wc}$  es el coeficiente de emulsificación,  $2.0e^{-6}$  para petróleo liviano (Mackay et al 1982, citado por Reed et al, 1988) o  $4.5e^{-6}$  para petróleos pesados (Cormack, 1985, citado por Rasmussen, 1985),  $U$  es la velocidad del viento en m/s,  $OC1$  es 0.7 para petróleo crudo liviano y combustibles pesados (Mackay et al 1982, citado por Reed et al, 1988) y 1.15 para crudos pesados (Cormack, 1985, citado por Rasmussen, 1985).

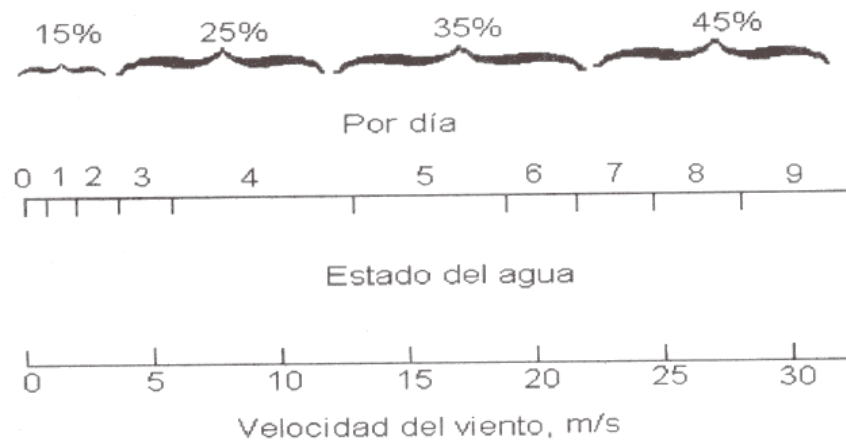
Vale la pena aclarar que la gasolina, el queroseno, el diesel y otros combustibles livianos no se emulsionan.

(Carmen Helena Zapata & et al, 2002) Determina la emulsificación por una ecuación de primer orden, como se muestra a continuación:

$$D = K_{emul} * V_o \quad (Ec 13)$$

Dónde:  $D$  es la tasa de formación de la emulsión en  $cm^3/s$ ,  $K$  es la constante de emulsificación en  $s^{-1}$  y  $V_o$  es el volumen de crudo de la mancha en  $cm^3$ .

El valor de  $K$  se estima en un rango de 10% al 60% por día dependiendo del estado de agitación del agua y de la velocidad del viento. El estado de agitación se considera desde 0 hasta 9. (Ver **Figura 7-5**).



**Figura 7-5 Correlación entre el Estado del Agua, la Velocidad del Viento y Constantes de Dispersión**

Fuente: Comportamiento Físico Químico de Derrames en Ríos, 2002.

### 7.1.5.3 Modelos propuestos para dispersión y disolución

En la bibliografía revisada se encontraron modelos propuestos por *Cohen et al*, *Mackay et al* y *Huang*.

*Cohen et al (1980)* dice que la disolución puede ser estimada en el tiempo en función del área superficial de la mancha, como se detalla a continuación:

$$\frac{dm}{dt} = K A_s C_o e^{-\infty} \quad (Ec 14)$$

Dónde: K es el coeficiente de transferencia de masa en m/hr,  $A_s$  es el área superficial de la mancha en  $m^2$ ,  $C_o$  es la solubilidad del petróleo en agua fresca en  $gr/m^3$ ,  $\infty$  es el exponente de decaimiento en 1/día y t el tiempo en horas. *Lu y Polak (1973)*, encontraron los siguientes valores para k,  $C_o$  y  $\infty$ , para un crudo liviano y uno pesado.

**Tabla 7-3 Constantes de Disolución**

Tipo de Crudo	C <sub>o</sub>	K	KC <sub>o</sub>	∞
Pesado	7.88	0.002335	0.0184	0.423
Liviano	21.3	0.041502	0.884	2.380

Fuente: Modelado numérico de la deriva y envejecimiento de los hidrocarburos vertidos al mar.

*Mackay et al (1980) en su modelo representa la cantidad en toneladas métricas transferida por hora, como se muestra a continuación:*

$$\frac{dm}{dt} = \frac{0.11 m (1 + U)^2}{1 + 50 \mu 0.5 \delta \sigma} \quad (Ec 15)$$

Por ultimo *Huang (1984)* propone un modelo simplificado de acuerdo con una constante de dispersión:

$$\frac{dV}{dt} = NV_0U^2t \quad (Ec 16)$$

Dónde: N es la constante de dispersión igual a  $2 \cdot 10^{-8}$ , V<sub>0</sub> es el volumen inicial en m<sup>3</sup>, U es la velocidad del viento en m/s y t es el tiempo en s.

#### **7.1.5.4 Modelos propuestos para adhesión o depositación a las orillas**

*Zapata 2002*, considera un modelo que adopta el concepto de vida media para calcular el volumen de crudo depositado en las orillas; en donde el volumen de crudo remanente en la orilla se relaciona con el volumen derramado inicialmente, el modelo propuesto se muestra a continuación.

$$V_2 = V_1 \exp[-k (t_2 - t_1)] \quad (Ec 17)$$

En la cual V<sub>1</sub> es el volumen de petróleo en la orilla al tiempo t<sub>1</sub>, V<sub>2</sub> es el volumen de petróleo en la orilla al tiempo t<sub>2</sub> y K es una constantes de decaimiento.

La constante de decaimiento K se puede expresar en términos de la vida media  $\lambda$  por medio de la siguiente ecuación:

$$K = \frac{\left[-\ln\left(\frac{1}{2}\right)\right]}{\lambda} \quad (Ec18)$$

## 7.2 MARCO LEGAL

La legislación ambiental colombiana en temas de protección ambiental es bastante amplia, sin embargo se evidencia que la normativa específica sobre las actividades relacionadas con hidrocarburos es mínima y no son suficientes los instrumentos jurídicos para la protección del medio contra los impactos generados por la actividad petrolera. Es claro que el medio marino y las zonas costeras debido a su importancia ambiental están de cierta forma mejor cubiertos por la legislación, pues se han firmado convenios y se ha tenido el apoyo de organizaciones internacionales que han permitido el desarrollo de diferentes leyes y decretos para su protección; sin embargo existe un gran vacío cuando se habla de aguas continentales.

A continuación se presenta de manera resumida el marco normativo aplicable dentro del contexto de la presente investigación. Vale la pena aclarar que aunque la investigación se enfatiza en el estudio del comportamiento sobre un cuerpo de agua dulce, dentro del marco legal se referencia aquella normatividad relacionada con actividades de hidrocarburos en ambientes marinos y costeros, debido a que hay aspectos importantes que aplican a la actividad en general. De igual forma se referencia toda aquella normatividad relacionada con emergencias y la gestión integral del riesgo.

**Tabla 7-4 Marco Jurídico General**

Normas Generales			
Norma	Año	Entidad	Contenido
Decreto 2041	2014	Ministerio Ambiente Desarrollo Sostenible	de y Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales. Deroga el decreto 2820 de 2010.

Normas Generales			
Norma	Año	Entidad	Contenido
Ley 1523	2012	Congreso de la República	Se adopta la Política Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones.
Resolución 1401	2012	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Por la cual se señala el criterio para definir la autoridad ambiental competente para aprobar el plan de contingencia del transporte de hidrocarburos o sustancias nocivas de que trata el Inciso 2 del Artículo 3 del Decreto 4728 de 2010.
Ley 1333	2009	Congreso de la República	Se establece el procedimiento sancionatorio ambiental.
Resolución 001	2009	Comisión Colombiana del Océano	Se crean unos comités técnicos internos de trabajo de carácter interinstitucional y/o intersectorial.
Decreto 4440	2008	Ministerio del Interior y de Justicia	Escenarios no permitidos: Afluencia masiva de público en estructuras ecológicas que cumplan con una finalidad ambiental pasiva o paisajística.
Resolución 1275	2006	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	Por la cual se acogen los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de los proyectos de conducción de fluidos por ductos en el sector de hidrocarburos y se adoptan otras determinaciones
Decreto 321	1999	Ministerio del Interior	Por el cual se adopta el Plan Nacional de Contingencia para derrame de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas
Ley 99	1993	Congreso de la República	Creación del Ministerio Ambiente y del Sistema Nacional Ambiental (SINA)

<b>Normas Generales</b>			
<b>Norma</b>	<b>Año</b>	<b>Entidad</b>	<b>Contenido</b>
Reglamento 0004	1991	DIMAR	Modifica parcialmente el Reglamento 003 de 1990 y se reglamenta el régimen de las pólizas de seguro de accidentes acuáticos.
Decreto 919	1989	Presidencia de la República	Reglamenta la Ley 46 de 1988 y organiza el Sistema Nacional para la Prevención y Atención de Desastres
Decreto 2811	1974	Presidencia de la República	Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y Protección del Medio Ambiente
Ley 119	1961	Congreso de la República	Aprueba la "Convención sobre Pesca y Conservación de los Recursos Vivos de la Alta Mar", suscrita en Ginebra el 29 de abril de 1958, durante la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Derecho del Mar.

**Tabla 7-5 Marco Jurídico Marítimo**

<b>Normas Sector Marino</b>		
<b>Fuente</b>	<b>Año</b>	<b>Contenido</b>
Decreto 3703	2007	Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 1466 de 2004 y se dictan otras disposiciones.
Decreto 1466	2004	Por el cual se reglamenta la Ley 658 de 2001
Ley 885	2004	Convenio Internacional sobre Cooperación, preparación y lucha contra la contaminación por hidrocarburos de 1990 y su Protocolo del 2000 (OPRC 90)
Ley 523	1999	Aprobación de los Protocolos de 1992 al "Convenio Internacional de Responsabilidad Civil por Derrames de Hidrocarburo" de 1969 y al "Convenio Internacional sobre la Constitución de un Fondo Internacional de Indemnización por Derrames de Hidrocarburos" de 1971.
Ley 257	1996	Aprobación del "Convenio Internacional sobre la Constitución de un Fondo Internacional de Indemnización

Normas Sector Marino		
Fuente	Año	Contenido
		por Derrames de Hidrocarburos” (1971).
Ley 99	1993	Creación del Ministerio Ambiente y del Sistema Nacional Ambiental (SINA) Art. 5 # 24. Regulación, conservación y manejo del medio marino.
Ley 12	1992	Aprobación del protocolo para la conservación y administración de las áreas marinas y costeras protegidas del Pacífico Sudeste (Paipa 1989)
Decreto 302	1992	Ley aprobatoria del convenio internacional sobre responsabilidad civil por daños causados por la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos.
Ley 55	1989	Por el cual se adopta el Convenio Internacional sobre responsabilidad civil por daños causados por contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos
Ley 56	1987	Por medio del cual se aprueban, el convenio para la protección y desarrollo del medio marino en la región del mar caribe y el protocolo relativo a la cooperación para combatir los derrames de hidrocarburos en la región del gran caribe (Cartagena – 1983).
Ley 45	1985	Por medio de la cual se aprueban: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ El convenio para la protección del medio marino y zona costera del Pacífico Sudeste (Convención de Lima – 1981)</li> <li>○ Acuerdo sobre la cooperación regional para el combate contra la contaminación del pacífico sudeste por hidrocarburos y otras sustancias nocivas en casos de emergencia (1981).</li> <li>○ Protocolo de 1981 complementario del Acuerdo sobre Cooperación Regional para el combate contra la contaminación del Pacífico Sudeste por</li> </ul>



Normas Sector Marino		
Fuente	Año	Contenido
		<p>hidrocarburos y otras sustancias nocivas en casos de emergencia.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Protocolo para protección del Pacífico Sudeste contra la contaminación proveniente de fuentes terrestres. (Quito – 1983).</li> </ul>
Decreto Ley 2324	1984	Reorganización de la dirección general marítima y portuaria. Contempla entre otras funciones aplicar, coordinar, fiscalizar y hacer cumplir las normas nacionales e internacionales tendientes a la preservación y protección del medio marino.
Decreto 1875	1979	Normas sobre la prevención de la contaminación del medio marino y otras disposiciones.
Ley 10	1978	Mar territorial, zona económica exclusiva y plataforma continental.

**Tabla 7-6 Convenios Internacionales OMI**

Convenios Internacionales Organización Marítima	
Convenio	Descripción
Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en la Mar (SOLAS 74/78)	<p>El objetivo principal del Convenio SOLAS es estipular normas mínimas para la construcción, el equipo y la utilización de los buques, compatibles con su seguridad. Los estados de abanderamiento son responsables de garantizar que los buques que enarbolan su pabellón cumplan las disposiciones del convenio, el cual prescribe la expedición de una serie de certificados como prueba de que se ha hecho así.</p>
	<p>El SOLAS contiene disposiciones sobre temas tales como: Construcción de buques, incluyendo subdivisión, estabilidad, instalaciones de máquinas eléctricas, protección y control de incendios; equipos salvavidas,</p>

Convenios Internacionales Organización Marítima	
Convenio	Descripción
	<p>radio-comunicaciones, seguridad de la navegación y equipos de navegación en los buques, transporte de granos, transporte de mercancías peligrosas, buques nucleares, inspección y certificación</p> <p>El SOLAS contiene además normas sobre diseño, prescripciones contra incendios, elementos de salvamento, comunicaciones, sistemas de propulsión y gobierno, cargas, etc.</p>
<p>Convenio Internacional sobre Responsabilidad Civil por daños causados por la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos, Convenio CLC.</p>	<p>Determina la responsabilidad de los propietarios de buques por daños debidos a la contaminación. El propietario del buque está normalmente autorizado a limitar su responsabilidad a una cuantía que está vinculada al arqueo de su buque, a no ser que se demuestre que los daños debidos a contaminación fueron ocasionados por una acción o una omisión suyas y que incurrió en éstas con intención de causar ese perjuicio, o bien temerariamente y a sabiendas de que probablemente se originaría tal perjuicio; deberá responder ilimitadamente por el daño causado.</p>
<p>Convenio para Prevenir la Contaminación por los Buques (MARPOL 73/78)</p>	<p>Convenio Internacional para prevenir la contaminación por buques de especial interés:</p> <p>Anexo I: Reglas para prevenir la contaminación por hidrocarburos.</p> <p>Anexo II: Reglas para prevenir la contaminación ocasionada por sustancias nocivas, líquidas transportadas a granel.</p> <p>Anexo III: Reglas para prevenir la contaminación por sustancias perjudiciales, transportadas por vía marítima.</p>

Convenios Internacionales Organización Marítima	
Convenio	Descripción
Convenio para la Protección y el Desarrollo del Medio Marino en la Región del Gran Caribe	Es un acuerdo comprensivo, para la protección y el desarrollo del medio marino. Además de obligaciones generales y de arreglos institucionales, el Convenio enumera las fuentes de contaminación que han sido determinadas por las partes contratantes para requerir la acción regional y nacional para su control: contaminación de barcos, descarga, fuentes terrestres y de las actividades del fondo del mar junto con la contaminación aerotransportada. El Convenio también identifica los problemas de administración ambientales para las cuales los esfuerzos cooperativos son necesarios: áreas de flora y fauna especialmente protegidas, cooperación en casos de emergencias, evaluación del impacto ambiental y cooperación científica y técnica.

### 7.3 CASO DE ESTUDIO

Dentro del marco de investigación de este proyecto, para poder evaluar el comportamiento de un derrame de crudo, se propuso como caso de estudio simular un derrame de un crudo medio (18°API) sobre el Río Cusiana, el cual había sido caracterizado por la empresa (Varichem de Colombia) en un estudio previamente realizado para el Oleoducto Carmentea-Araguaney sobre el cual se proyecta su construcción; este oleoducto de 85 km, iniciará su trazado en la Estación Cusiana ubicada en el municipio de Tauramena y Finalizara en la Estación Araguañey ubicada en el municipio de Yopal. Al inicio de su trazado el oleoducto cruzará el Río Cusiana, uno de gran importancia en la zona. La caracterización del producto a transportar puede ser consultada en el **Anexo No 1**.

A continuación se presenta una breve descripción de la cuenca para contextualización geográfica. “El río Cusiana, nace en el flanco oriental de la cordillera Oriental en el

departamento de Boyacá. Tiene su origen en las quebradas Melgarejo, Las Cañas e Iglesia, esta última identificada como la más importante, nace en la laguna Siscunsi, localizada en el páramo del mismo nombre, aproximadamente a los 3.800 msnm, en el municipio de Sogamoso, zona identificada municipal y regionalmente como un área natural protegida. La cuenca con una extensión aproximada de 506.254 Ha alberga una corriente principal de 271 km de longitud, entrega sus aguas al río Meta en jurisdicción del municipio de Maní en el departamento del Casanare. El 87% del territorio de la cuenca del río Cusiana, se extiende sobre el departamento de Casanare, recorriendo los municipios de Chámeza, Recetor, Yopal, Aguazul, Tauramena y Maní y todos ellos a excepción de Yopal tienen en la cuenca sus cabeceras municipales”<sup>7</sup>.

El río presenta un patrón trezado en gran parte de su recorrido característico de pendientes fuertes a moderadas (3.5%) y también presenta pequeñas islas o islotes en su recorrido.<sup>8</sup> En la **Imagen 7-3** se presenta la proyección del trazado del oleoducto Carmentea-Araguaney el cual permitirá transportar crudos provenientes de la Estación Rubiales y en la **Imagen 7-4** se puede observar una fotografía satelital con la ubicación geográfica del Río Cusiana.

---

<sup>7</sup> CORPOBOYACA, POMCA CUSIANA, Plan de Ordenación y Manejo de Cuencas,2013. Disponible en <http://www.corpoboyaca.gov.co/index.php/es/nuestra-gestion/plan-de-ordenacion-y-manejo-de-cuencas/item/304-pomca-cusiana>. Recuperado el 04 de Marzo de 2015.

<sup>8</sup> GEOINGENIERÍA LTDA, Análisis del componente Físico-Biótico y Zonificación Ecológica del municipio de Tauramena-Hidrología, 2004.



**Imagen 7-3 Proyección del trazado del Oleoducto Carmentea-Araguaney**

Fuente: Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.-ODL- [www.odl.com.co/odl/index.php/operaciones/proyectos-en-fase-de-diseño](http://www.odl.com.co/odl/index.php/operaciones/proyectos-en-fase-de-diseño), 2014



**Imagen 7-4 Imagen Satelital del Río Cusiana**

Fuente: Google Earth, 2015

Es importante resaltar que el Río Cusiana, objeto de estudio presentaba características de interés para la aplicación del modelo como la morfología y las velocidades manejadas.

## 8 DISEÑO METODOLÓGICO

A continuación se describen las actividades desarrolladas durante la pasantía, las cuales permitieron establecer el modelo para analizar el comportamiento de un derrame de crudo sobre el Río Cusiana; comparando los resultados obtenidos con los modelos teóricos frente a los resultados obtenidos en el software de simulación de trayectorias (MIKE 2.1). La **Figura 8-3** presenta un diagrama de la metodología llevada a cabo en el desarrollo de esta investigación.

### 8.1 Búsqueda y Revisión de Información

Para el inicio de la investigación se realizó la búsqueda de información relacionada con el tema de estudio (bases de datos, informes, investigaciones, libros y artículos); la búsqueda de información se enfocó en modelos propuestos para analizar la dispersión del crudo sobre un río. De igual forma se realizó la consulta vía web en organizaciones tales como la NOAA, ITOPF y la EPA, las cuales han venido desarrollando investigaciones al respecto; por ejemplo la NOAA ha desarrollado varios software para el análisis físico químico de los derrames de hidrocarburos. Este proceso de consulta, revisión y extracción de información tardó aproximadamente dos meses durante el proceso de la pasantía.

Una vez seleccionada la información útil se definieron aquellos procesos de envejecimiento del crudo que estaban mejor documentados para considerarlos como objeto de estudio. Toda la información fuente para el desarrollo de la investigación fue información secundaria o información primaria suministrada por la compañía, esta investigación no conto con levantamientos ni visitas de campo. De acuerdo con la revisión bibliográfica los procesos de envejecimiento del crudo objeto de estudio fueron la evaporación, la adhesión y la dispersión horizontal.

## **8.2 Definición de las variables consideradas en los modelos**

Una vez definidos los procesos a considerar se seleccionaron aquellos parámetros de interés para la aplicación de los modelos matemáticos, identificando los siguientes parámetros como los de principal interés: la temperatura del agua, la velocidad de río en el punto del estudio y donde se tenía el levantamiento batimétrico, las cotas del cuerpo de agua, la velocidad del viento, el peso molecular del crudo, la densidad del crudo, la temperatura del crudo, la composición química del producto evaluado, la cantidad de crudo derramado y los tiempos de evaluación de cada uno de los fenómenos.

## **8.3 Aplicación de modelos teóricos sobre el Río Cusiana**

Con la revisión bibliográfica se seleccionaron los modelos a aplicar sobre el río Cusiana y se seleccionaron las formulaciones para los fenómenos de evaporación, adhesión a las orillas y dispersión, considerando los datos reales de un derrame sobre el río de acuerdo con el flujo proyectado a transportar en la tubería. La información disponible para iniciar con la aplicación de los modelos fue la siguiente:

- Batimetría del río Cusiana en el punto de cruce del oleoducto: Se contó con una sección de 496 m de ancho y 1066 m de largo; dicha batimetría fue suministrada a la empresa consultora por los ejecutores del proyecto en construcción.
- Volúmenes de derrame preliminares para la construcción del oleoducto: El volumen total derramado consideró el volumen estático más el volumen dinámico; el cálculo de estos volúmenes consideró la ubicación de las válvulas, el perfil altimétrico y una rotura total de la tubería de 36" con una liberación de forma instantánea es decir que sobre el río la cantidad total derramada partía de un único punto y con una única masa disponible que sería la que se desgastaría. El volumen de derrame considerado para el análisis en ese punto fue de 3084 Bls. Los resultados de volúmenes de derrame usados pueden consultarse en el **Anexo No 2.**

- Velocidades preliminares en el río: Se contó con velocidades del cuerpo de agua ese punto para cada mes del año, con las cuales se determinó una velocidad promedio anual que fue de 0,5 m/s.
- Fotografías satelitales del río en donde se podía analizar su morfología.
- Assay del Crudo analizado. **Anexo No 1.**

Vale la pena aclarar que para la aplicabilidad de los modelos teóricos fue necesario realizar algunos supuestos o no considerar todas las condiciones del río, pues aunque se tenía información del río, los modelos encontrados involucran todas las condiciones reales del río, por lo cual se realizan las siguientes aclaraciones:

- No se consideraron los islotes del río, se asumió que el ancho de cuerpo de agua estaba totalmente cubierto.
- No se consideraron parámetros de concentración de sedimentos del río, pues no se tenía información disponible.
- El modelo consideró el derrame directamente sobre el río sin tener en cuenta una trayectoria sobre el suelo.
- El análisis se realizó a lo largo de la sección batimétrica y se consideró que las velocidades son constantes.

### 8.3.1 Modelo seleccionado para Evaporación

Para estudiar el fenómeno de evaporación en el río se seleccionaron los modelos establecidos por Merv Fingas quien plantea las siguientes ecuaciones:

$$\%E = (\alpha + \beta * T) \ln(t) \quad (Ec\ 19)$$

$$\%E = (\alpha + \beta * T) \sqrt{t} \quad (Ec\ 20)$$

De acuerdo con esta formulación se calculó el porcentaje de evaporación dada la cantidad inicial derramada. El porcentaje de evaporación se calculó cada 30 min a lo largo de 1 km, considerando una temperatura del crudo de 90°F. Los valores de  $\alpha$  y  $\beta$  son constantes empíricas para el tipo de crudo analizado, para  $\alpha$  en la ecuación 19 se consideró



(0.165(%D)) y para  $\beta$  se consideró (0.045) y para la ecuación 20 se consideró para  $\alpha$  (0.0254 (%D)) y para  $\beta$  se consideró (0.01).

### 8.3.2 Modelo seleccionado para Emulsión

Para analizar el proceso de emulsificación se seleccionó el modelo propuesto por Mackay por ser este el que se encuentra mejor referenciado y analizado en la bibliografía; éste corresponde a la siguiente ecuación:

$$\frac{dY}{dt} = -K_{emul}(W10 + 1)^2 \left[ 1 - \frac{Y}{Y_f} \right] \quad (Ec 21)$$

$$Y(t) = Y_f \left[ 1 - \exp\left(-\frac{K_{emul}(W10 + 1)^2}{Y_f} * t\right) \right] \quad (Ec 22)$$

En este modelo la fracción de agua en el aceite (Y) se tomó como 0.55 considerando los porcentajes reportados en la bibliografía, para W se consideró un valor de 2 m/s y para Yf se tomó 0.7 por el tipo de crudo que se está manejando.

### 8.3.3 Modelo seleccionado para Adhesión

El modelo seleccionado para analizar el proceso de adhesión fue el siguiente:

$$V2 = V1 \exp[-K(t2 - t1)] \quad (Ec 23)$$

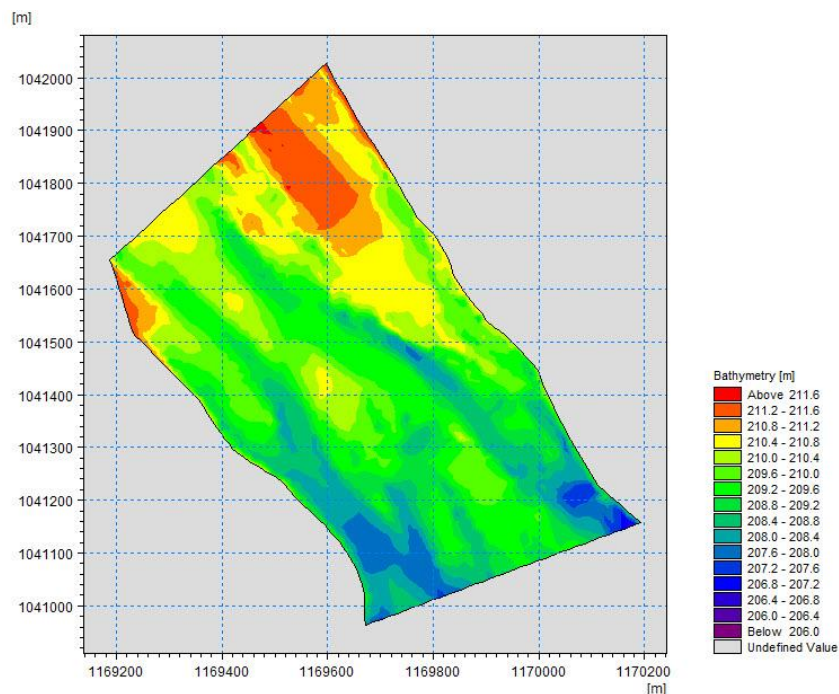
El análisis del proceso de adhesión presento ciertas limitaciones a la hora del análisis por lo que se realizaron muchas suposiciones lo cual no resultaba muy confiable para el resultado obtenido.

Los procesos objeto de estudio se evaluaron durante 25 horas, pues su comportamiento se puede observar durante las primeras horas después de ocurrido el derrame.

## 8.4 Cálculos elaborados en el software Mike 21

Una vez realizados los cálculos con los modelos teóricos se procedió a ingresar los inputs en el software Mike 2.1 desarrollado por DHI y adquirido por la empresa durante el proceso de ejecución de la pasantía para analizar la trayectoria de los derrames de hidrocarburo.

Como primera medida el software cuenta con un módulo hidrodinámico, en donde se ingresó la información hidráulica necesaria para el modelamiento. Primero fue necesario ingresar la batimetría del río Cusiana, como ya se había mencionado anteriormente esta tenía 496 m de ancho y 1060 m de largo, el levantamiento batimétrico entregado fue realizado en secciones de cada 100 m. En la **Figura 8-1** se puede observar la batimetría usada.



**Figura 8-1 Batimetría Río Cusiana-Cruce del Oleoducto OCA**

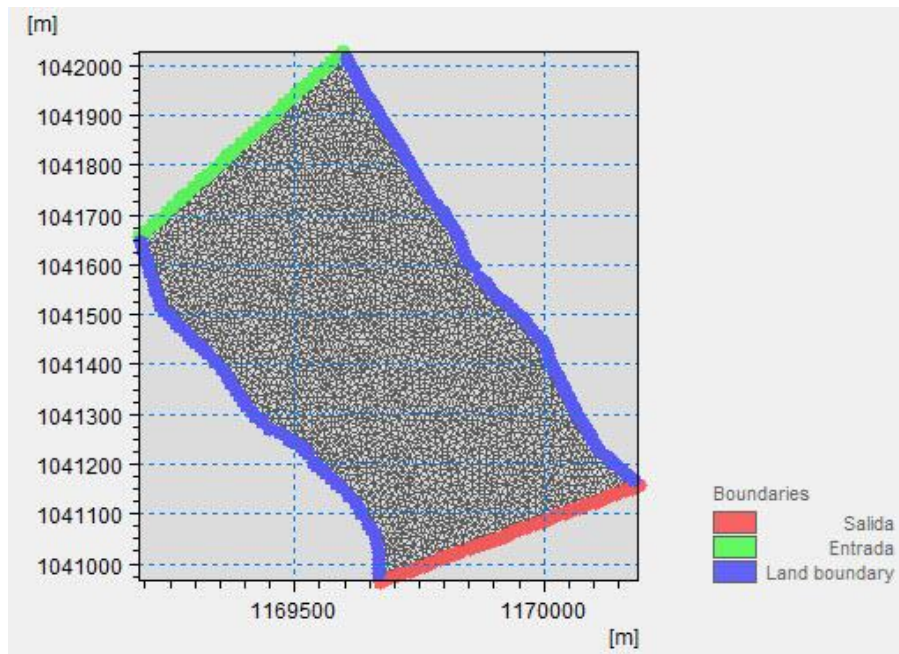
Fuente: El autor- MIKE 2.1-Salida Gráfica Módulo Hidrodinámico

El software se configuró con las siguientes características:

- No se realizaron correcciones de profundidad por acumulación de sedimentos, las profundidades consideradas fueron las entregadas en la batimetría.

- No se consideraron posibles zonas de inundación.
- No se consideraron datos de precipitación ya que en la información disponible ya se tenían caudales y velocidades con promedio anual del río, requeridas para ingresar al software.
- No se realizaron correcciones por la viscosidad de Eddy la cual representa la turbulencia del fluido.
- El modelo no considera coeficientes de arrastre por viento.
- El modelo si considera coeficiente por rozamientos de fondo en función del coeficiente de manning.
- La elevación inicial del cuerpo de agua fue de 212 m.s.n.m. y se consideró que el cuerpo de agua siempre permanecía cubierto de agua.
- Se consideró una velocidad inicial de 0.5 m/s.
- La duración puesta en el modelo fue de 25 horas iniciando a las 11:00 am y finalizando a las 12.00 am del siguiente día.

Una vez ingresada esta información fue necesario establecer lo que el software denomina “condiciones de frontera” que básicamente son las que indican parámetros de entrada y de salida en el cuerpo de agua y determinan la dirección de la corriente. Como caudal de entrada se consideró 96.54 m<sup>3</sup>/s y se programó para que cada 30 min interpolara valores del caudal y para la salida se consideró el mismo caudal de entrada. En la **Figura 8-2** se puede observar una salida gráfica de las condiciones de frontera. Por último se corrió el modulo hidrodinámico para obtener las velocidades y los caudales los cuales serían usados para el módulo de derrames de hidrocarburos.



**Figura 8-2 Condiciones de Frontera para el Software**

Fuente: El autor- MIKE 2.1-Salida Gráfica Módulo Hidrodinámico

Como segunda fase del proceso de modelación se ajustaron los parámetros en el módulo de derrames de hidrocarburo, este módulo consideró ocho variables de estado las cuales se relacionan a continuación:

- Fracción de masa volátil del crudo (kg)
- Fracción de masa pesada del crudo (kg)
- Contenido de ceras del crudo (kg)
- Contenido de asfáltenos del crudo (kg)
- Fracción de agua en el crudo
- Diámetro promedio de las gotas de crudo (m)
- Área superficial para dispersión de las partículas de crudo (m<sup>2</sup>)

De acuerdo con lo anterior y de acuerdo con la documentación técnica del software según el tipo de crudo a modelar se consideraron los siguientes porcentajes:

**Tabla 8-1 Porcentajes de masas consideradas para el crudo modelado**

<b>Tipo de Masa</b>	<b>Porcentaje Considerado</b>	<b>Masa Equivalente</b>
Masa Volátil	15%	73321,15 Kg
Masa Pesada	71.3%	348519,86 Kg
Contenido de Ceras	2.2%	10753,77 Kg
Contenido de Asfáltenos	11.5%	56212,88 Kg
Masa Total	100%	488807,66 Kg

Fuente: El autor.

De otra parte el modelo tuvo los siguientes datos iniciales:

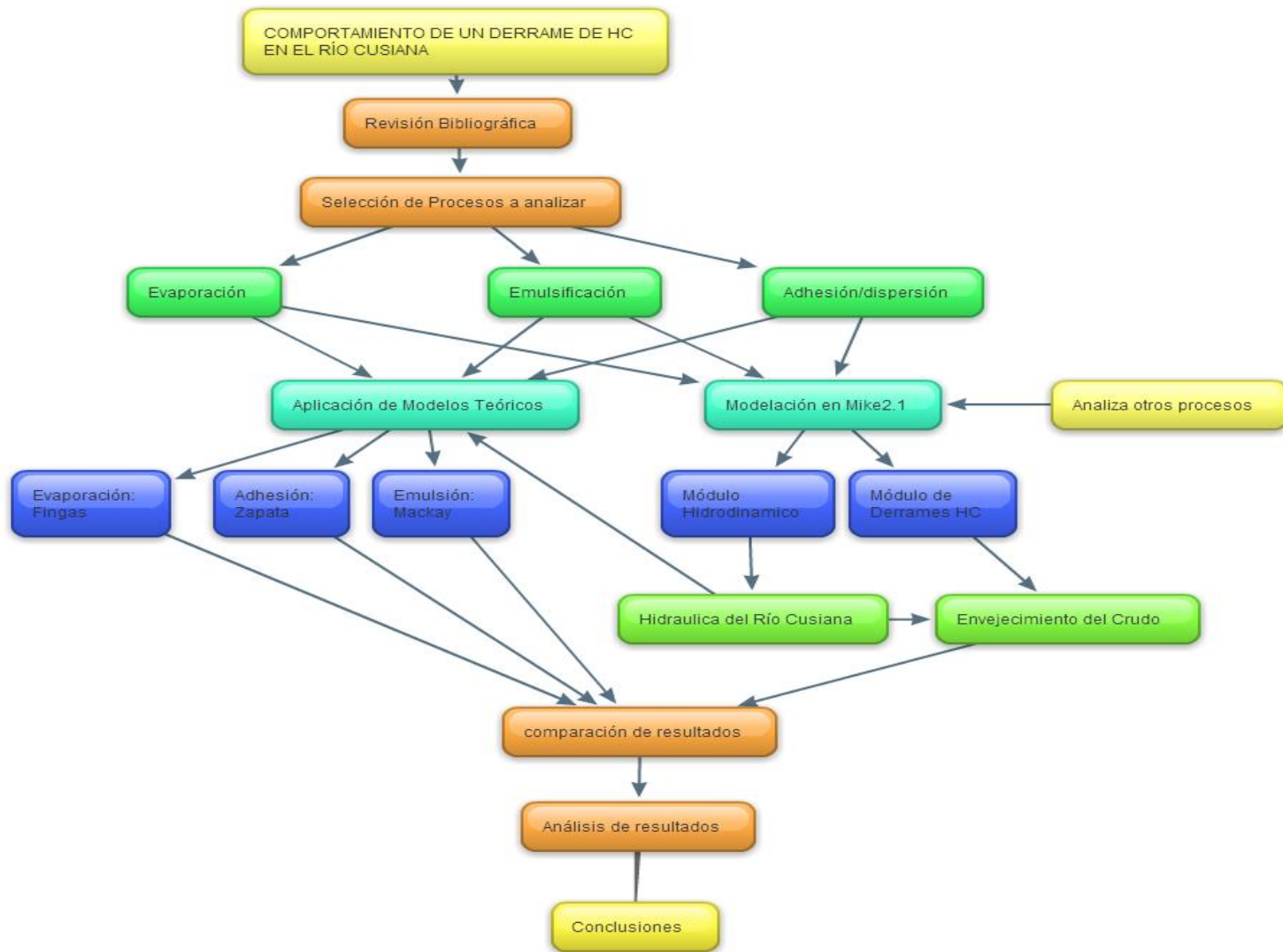
**Tabla 8-2 Datos Iniciales para el Modulo de Derrames**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Volumen de Derrame Inicial	3084 Bls
Densidad del Hidrocarburo	997 Kg/m <sup>3</sup>
Gravedad API	18° API
% de destilación de la mezcla*	14%
Temperatura del agua**	23°C
Velocidad del viento**	2 m/s
Densidad del agua**	1000 Kg/m <sup>3</sup>
Radiación Solar**	1000 w/m <sup>2</sup>

\*Porcentaje tomado del Assay disponible del crudo

\*\* Valores constantes para forzamientos

Fuente: El Autor



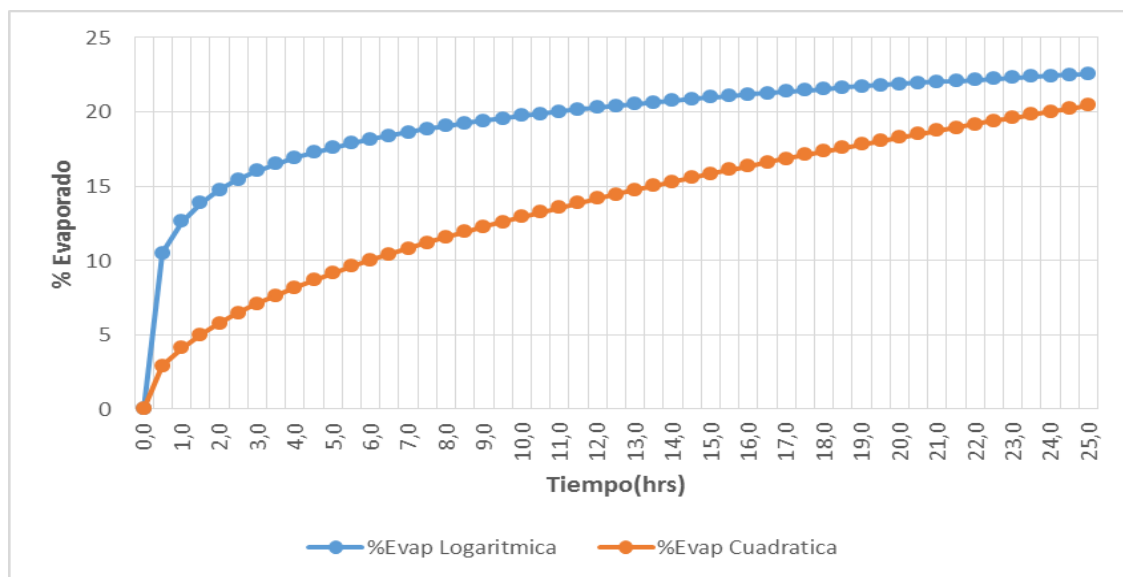
**Figura 8-3 Esquema General de la Metodología**

Fuente: El autor-bubbl.us

## 9 RESULTADOS

### 9.1 Resultados Obtenidos con los Modelos Teóricos

Para evaluar el comportamiento de la evaporación dado el derrame inicial se consideró la formula cuadrática y logarítmica del modelo de Fingas. Obteniendo los siguientes resultados:



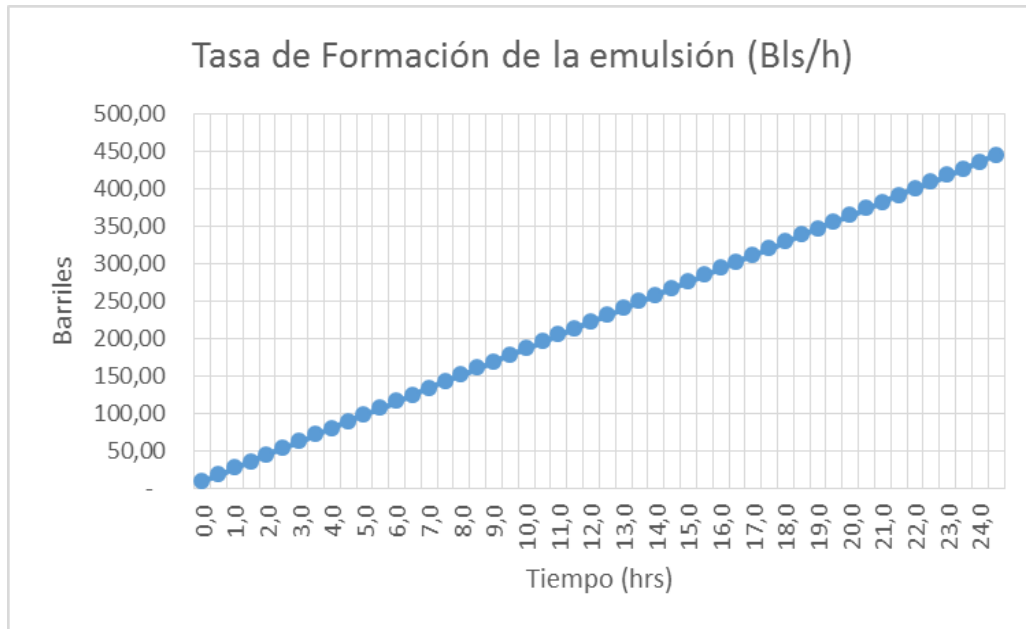
**Figura 9-1 Porcentaje Evaporado Vs Tiempo**

Fuente: El autor

En la gráfica se relaciona el porcentaje de evaporación vs el tiempo presentado durante 25 horas que fue el mismo tiempo de análisis utilizado para la corrida del modelo en Mike 21. Es importante resaltar que el modelo planteado por Yapa también fue aplicado sin embargo no se presentan los resultados obtenidos por la coherencia de los resultados, más adelante se discutirá sobre esto.

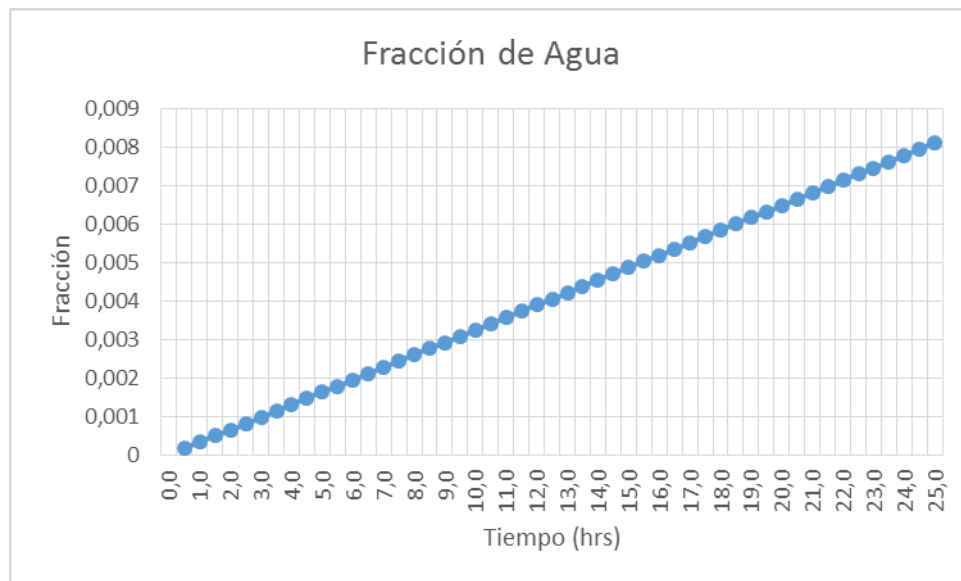
Por otra parte para el análisis del proceso de emulsificación se aplicaron los modelos establecidos por Zapata (2002) y Mackay obteniendo las siguientes gráficas, la **Figura 9-2** presenta los resultados obtenidos con el modelo lineal de zapata que expresa una tasa de formación de la emulsión, que para este caso se presenta en Bls/hora y la **Figura 9-3**

presenta los resultados obtenidos con el modelo de Mackay que indica la fracción de agua incorporada durante el proceso de emulsificación.



**Figura 9-2 Tasa de Formación de la Emulsión**

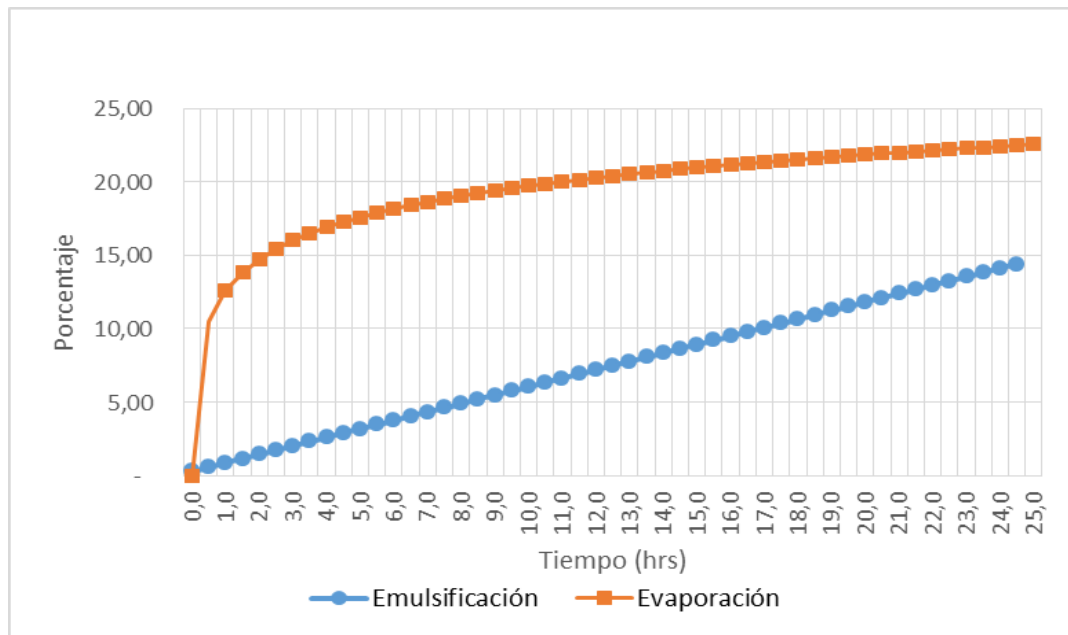
Fuente: El autor



**Figura 9-3 Fracción de Agua incorporada durante el Proceso de Emulsificación**

Fuente: El autor



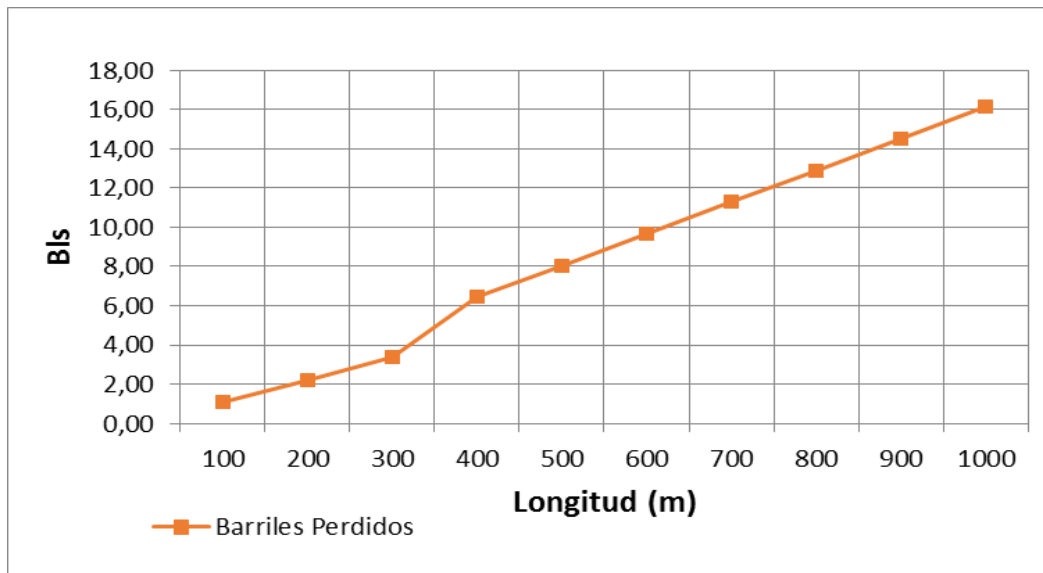


**Figura 9-4 Comparación entre los procesos de Emulsificación y Evaporación**

Fuente: El autor

En la **Figura 9-4** se presentan la comparación entre los procesos de emulsificación y evaporación evaluados a los largo de un día.

Para el análisis del proceso de Adhesión no se obtuvieron resultados coherentes con el modelo teórico ya que no se contaba con la información requerida. Sin embargo por medio de valores experimentales reportados por Ecopetrol S.A. se identificaron cantidades aproximadas de barriles perdidos en las orillas en función de la velocidad del cuerpo de agua y de la gravedad API del producto. Considerando esto se obtuvieron los siguientes resultados para el análisis del proceso de Adhesión:



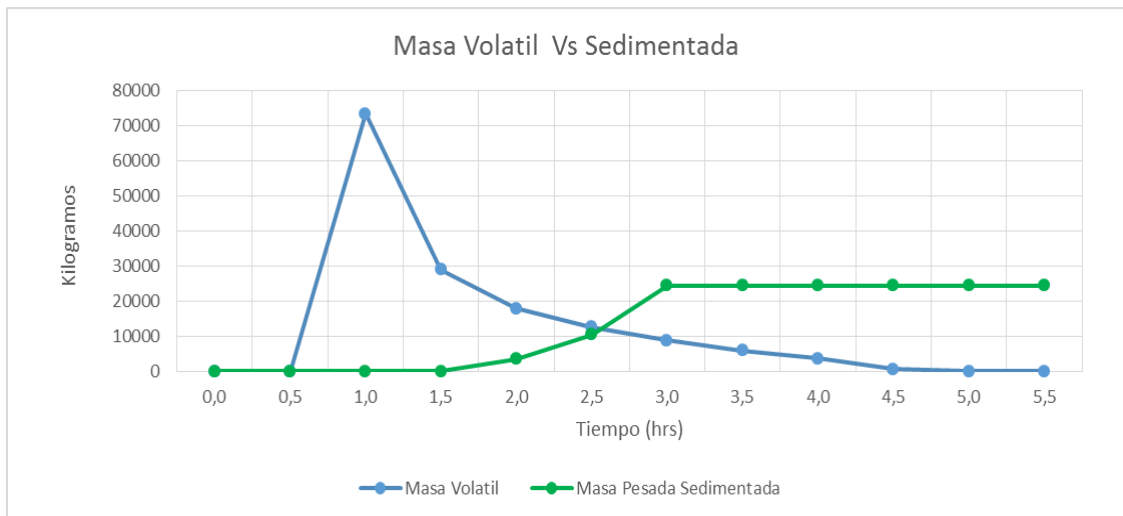
**Figura 9-5 Pérdida de Crudo en las Orillas**

Fuente: El autor

La figura anterior presenta el comportamiento del proceso de adhesión a lo largo de 1 Km, que correspondía a la longitud de la batimetría con la que se contaba para poder realizar una comparación en el análisis con respecto a los resultados obtenidos en Mike. La base de cálculo con la aplicación de los modelos teóricos se puede consultar en el **Anexo No 3**.

## 9.2 Resultados Obtenidos en Mike 21

Con respecto al proceso de evaporación el software presenta la masa liviana que se encuentra disponible para volatilizarse y de igual forma presenta la cantidad de masa que podrá ser sedimentada o que no se encuentra disponible en la superficie del cuerpo de agua, a partir de la masa total inicial y considerando la composición del crudo analizado. En la **Figura 9-6** se puede observar la relación entre el comportamiento de la masa volátil y la masa sedimentada obtenida con la modelación.



**Figura 9-6 Cantidad de Masa Volátil y Masa Sedimentada**  
Fuente: El autor

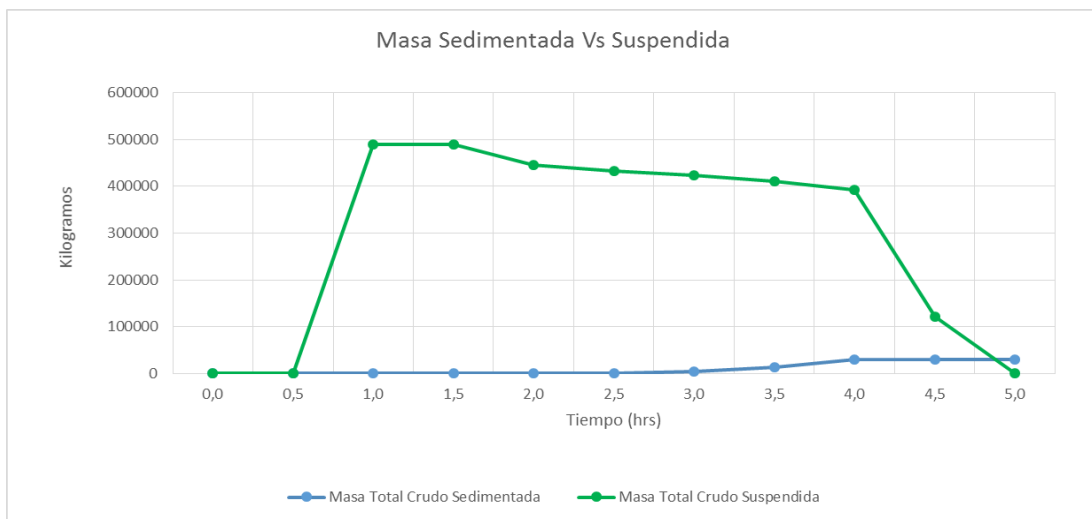
De igual forma el software presenta los cambios en la cantidad sedimentada de ceras y asfáltenos y en la cantidad de ceras y asfáltenos suspendidos con respecto al tiempo.



**Figura 9-7 Cantidad de Ceras y Asfaltenos sedimentados**  
Fuente: El autor



**Figura 9-8 Cantidad de Ceras y Asfaltenos Suspendidos**  
Fuente: El autor



**Figura 9-9 Cantidad de crudo Sedimentado Vs Suspendido**  
Fuente: El autor

La figura anterior muestra la cantidad de crudo sedimentado vs la cantidad de crudo suspendido, información relevante a la hora de analizar los procesos que son objeto de estudio. Los datos extraídos del Software se pueden consultar en el **Anexo No 4**.

## 10 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De acuerdo con los resultados obtenidos con la aplicación de los modelos teóricos se puede analizar lo siguiente:

Evaporación: Como se puede observar en la **Figura 9-1**, la evaporación hallada con los dos modelos establecidos por Fingas tiende a tener un comportamiento similar, sin embargo la evaporación calculada con la ecuación logarítmica durante las primeras tres horas alcanza un 16%, mientras que aplicando la ecuación cuadrática a ese mismo tiempo se tiene una evaporación del 8%, es decir la mitad del logrado con la primer ecuación. De otra parte se observa que existe una mayor tasa de evaporación durante las primeras horas previas al derrame pues aunque el porcentaje evaporado con respecto al tiempo continua aumentando; después de las siete horas este proceso ya se da a una tasa mucho menor.

De acuerdo con lo reportado en la bibliografía los resultados obtenidos con la ecuación logarítmica se ajustan más a la realidad y puede decirse entonces que a las 24 horas aproximadamente un 22% de la masa inicial vertida sobre el Río Cusiana se habrá evaporado. Es importante tener en cuenta que las variables principales en este modelo son la temperatura del medio y el tipo de crudo analizado, pues son directamente proporcionales al porcentaje de evaporación.

Dentro de este análisis vale la pena aclarar que el modelo establecido por Yapa explicado dentro del marco teórico también fue aplicado, sin embargo los resultados obtenidos parecen sobreestimados, pues a la primera hora ya se habría evaporado un 52.5% de la masa disponible, a la tercera hora esta ha aumentado a un 55% y al cabo de 24 horas ha alcanzado un 60%, lo cual indica que durante la primera hora de exposición se da este proceso de forma acelerada que podría ser aplicable a sustancias refinadas tales como la gasolina o el diésel de acuerdo con lo reportado en la literatura.

Con respecto a los resultados obtenidos en Mike se observa que el proceso de evaporación se da de forma acelerada durante las primeras dos horas, pues aunque no presenta porcentajes de evaporación si presenta la cantidad de masa disponible volátil

que interviene en el proceso de evaporación. Esta masa disponible inicial es de 70.000 Kg lo cual corresponde al 15% del total de la masa y al cabo de 4.5 horas toda la masa volátil disponible se ha evaporado. Si comparamos esto con relación a los resultados obtenidos con el modelo de Fingas, este al mismo tiempo reporta una evaporación del 17.4%, es decir hay alguna aproximación entre los valores presentados, sin embargo el programa indica que a las 5 horas ya no habrá masa volátil disponible para continuar con el proceso y en comparación con lo reportado por el modelo de Fingas es acelerado, pues si hay un momento en que la curva se estabiliza en razón de cambios en la composición del producto y disminución de masa disponible pero no en un tiempo tan corto.

Es importante aclarar que la modelación en el software tuvo una gran limitación y es que los cálculos se desarrollaron en el kilómetro que tenía disponible la batimetría, es decir a las 4.5 horas el producto ya había recorrido la distancia de 1060 m y después el cálculo se sale del rango de control del software y no hay un cambio instantáneo en los reportes de los resultados.

*Emulsificación:* Con los dos modelos aplicados (Zapata y Mackay) se puede observar que el proceso se comporta de forma lineal, el modelo propuesto por zapata representa la tasa de formación de la emulsión en donde se puede observar que a medida que pasa el tiempo se incorpora mayor cantidad de producto que aporta a la formación de la emulsión y para el caso del crudo analizado a las 24 habrían 444 Bls que se combinaron con el agua para formar la emulsión. Esta cantidad de producto está representada en el 14.39% de la cantidad total del derrame inicial. De acuerdo con la bibliografía el crudo analizado el cual tiene un alto contenido de asfáltenos (>0.5%) tiende a formar una emulsión estable la cual podría permanecer durante meses después de ocurrido el derrame, adicionalmente indica que las emulsiones aumentan su capacidad contaminante de 3 a 4 veces más dificultando los procesos de disipación natural.

De otra parte el modelo establecido por Mackay representa la fracción de agua incorporada durante el proceso de emulsificación donde se puede observar que después de un día el 0.7% de agua se ha incorporado al crudo, esto indica que este proceso es más lento en relación a la evaporación y adicionalmente se debe tener en cuenta que este proceso depende del grado de turbulencia del cuerpo de agua. Para el análisis de este

proceso es importante considerar como una variable crítica la velocidad del viento, pues a mayor velocidad del viento se tiene mayor cantidad de agua incorporada. Adicionalmente el proceso puede ser analizado observando el cambio en parámetros tales como la densidad y la viscosidad, los cuales aumentan a medida de la formación de la emulsión.

En la **Figura 9-4** se realiza una comparación entre los procesos de evaporación y emulsificación en donde se puede observar los porcentajes obtenidos para los procesos, pues mientras a las 24 horas el 22% del crudo se ha evaporado al mismo tiempo el 14% de crudo se ha emulsificado.

Con respecto a los resultados obtenidos en Mike, se pudo observar que las gráficas de ceras y asfáltenos suspendidos y sedimentados tienen relación con el proceso de emulsificación. La **Figura 9-7** indica la cantidad de ceras y asfáltenos presentes en la mezcla que se comienzan a sedimentar a las 2.5 horas, mientras que la **Figura 9-8** presenta la cantidad de ceras y asfáltenos que se encuentran suspendidos en el agua en donde se puede observar que a las 4 horas la variación en su cantidad no es relevante. Si se comparan las cantidades reportadas entre suspendidos y sedimentados se puede observar que es mayor la proporción de suspendidos y son estos los que condicionan la formación de la emulsión es decir que existe una cantidad importante de ceras y asfáltenos que aportarán a la formación de la emulsión.

Podría decirse que el proceso de emulsificación inicia a la hora de haberse generado el derrame, lo cual es rápido de acuerdo con lo reportado en la bibliografía. De igual forma es complicado determinar la estabilidad de la emulsión en un tiempo de análisis tan corto, pues la estabilidad real de la emulsión solo se puede determinar después de semanas o meses.

De otra parte se analizó la relación que existe entre el crudo sedimentado y el crudo suspendido (ver **Figura 9-9**) en donde se puede observar que existe una gran cantidad que quedará disponible en la superficie para el proceso de evaporación sin embargo está cantidad también podría llevar a una amplia dispersión de la mancha; mientras que la cantidad que se sedimenta es mucho menor pero a pesar de esto puede corroborarse que por la carga de sedimentos que el software determinó por default en el río, el proceso se

da en horas y para este caso es a las 3 horas. Debe tenerse en cuenta que si se llegará a modificar la concentración de sedimentos en el río, seguramente las cantidades reportadas por sedimentación serían mayores.

Adhesión: Dado que no se obtuvieron los resultados esperados con el modelo seleccionado (pues se requiere información experimental específica), fue necesario recurrir a valores aproximados y establecidos empíricamente para poder analizar este proceso de envejecimiento. Como se referenció en los resultados, Ecopetrol ha publicado valores aproximados de pérdida de barriles sobre ríos por kilómetro avanzado del producto. De acuerdo con esto se obtuvo que después de que el crudo ha recorrido 500 m sobre el cuerpo de agua se estima se han perdido 8 Barriles y a los 1000 m se han perdido 16 Barriles aproximadamente, es decir que a un kilómetro se ha perdido el 0.5% de la cantidad inicial derramada.

Por otra parte se estimó con los valores hidráulicos extraídos de Mike que el producto recorre 1 km en 5 horas; información bastante valiosa para la ubicación de puntos estratégicos para controlar el derrame, tener un tiempo de respuesta óptimo y la protección de elementos vulnerables. El análisis se realizó a lo largo de un kilómetro porque era la longitud correspondiente de la batimetría la cual determinó las velocidades de la corriente del río; sin embargo no es suficiente pues se evidenció que se requería por lo menos un tramo de 10 Km para poder establecer áreas de protección, pues mientras la mancha avanza un kilómetro se da un tiempo muy justo para desplazamiento del personal que atendería el derrame aguas abajo del río.

El proceso de adhesión es difícil de estimar ya que muchos factores intervienen en él, como por ejemplo la velocidad de la corriente, la velocidad del viento, la composición del producto, tipo de material vegetal y del suelo de las orillas del río y el área de la mancha, pues un producto más pesado tendrá mayor adherencia a las orillas y las corrientes con velocidades mínimas también aumentarán el porcentaje de adhesión. Son bastantes variables que no se están considerando en la relación encontrada empíricamente por Ecopetrol, sin embargo es una buena aproximación para determinar pérdidas por adhesión. Adicionalmente este es un proceso de interés cuando hay derrames sobre ríos, pero es muy poca la documentación hecha al respecto pues las investigaciones más



soportadas se basan en análisis de derrames en mar en donde este proceso no se evalúa ya que no ocurre. Lo más cercano es lo que se conoce como “enlodado” que se genera cuando el crudo llega a la costa, pero es un comportamiento completamente diferente.

Es importante considerar que la aplicación de los modelos tuvo varias limitaciones, pues se carecía de información específica que los modelos requieren sobre todo para correr el software; además se determinó la importancia de involucrar las condiciones hidráulicas máximas, mínimas y medias, pues es claro que de esto depende el transporte del producto y para cada situación se tendrán resultados diferentes. Por otra parte la longitud de la batimetría disponible no fue suficiente para el análisis en el software, pues un kilómetro es una longitud muy corta para evaluar procesos que ocurren a partir del derrame y van hasta el primer mes una vez ocurrido.

## 11 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En la investigación realizada se logró definir el comportamiento de un derrame de 3400 Bls sobre el río Cusiana analizando los procesos de evaporación, emulsificación y adhesión, como lo más relevantes una vez se inicia un derrame; estableciendo relaciones entre los resultados obtenidos con la aplicación de modelos teóricos propuestos y los obtenidos en Mike 21 desarrollado para análisis de envejecimiento de crudo. Por otra parte se identificó y corroboró que parámetros tales como la temperatura del medio, la densidad del producto, su composición, la velocidad del cuerpo de agua y la velocidad del viento son claves a la hora de analizar los procesos de envejecimiento del crudo y los modelos identificados son sensibles al cambio de estos parámetros.

De acuerdo con el caso base se esperaría que por un derrame que ocurra sobre el río Cusiana se pudiera evaporar aproximadamente el 22% del producto derramado luego de un día; que el crudo se emulsionará y aproximadamente un 14% habrá interactuado con el agua para este proceso. De igual forma el modelo aplicado para el proceso de adhesión indicó que a un kilómetro del punto de derrame se habrá perdido aproximadamente el 0.5% del volumen total derramado y aunque es una buena aproximación es recomendable buscar la información específica para aplicar los modelos reportados en la bibliografía, pues para el último proceso analizado no se consideraron variables de importancia para el cálculo. Se estableció que los modelos propuestos por Fingas para evaporación y por Mackay para Emulsificación arrojaron valores adecuados y coherentes con respecto a la sustancia manejada y son relacionables con los valores reportados en la bibliografía.

Finalmente se determinó que la longitud considerada para el análisis no es suficiente para determinar las áreas de afectación por derrame para un Plan de Contingencia, es necesario conocer el comportamiento hidráulico del cuerpo de agua en una longitud considerable, pues las cantidades a derramarse pueden recorrer grandes distancias; sin embargo los porcentajes estimados en esta investigación dan un referente del comportamiento del producto sobre el río.

Se recomienda para investigaciones posteriores analizar diferentes tipos de crudo para establecer el comportamiento de diferentes sustancias y se analicen factores tales como el área de la mancha, espesores de la mancha y se tenga en cuenta el proceso de disolución; pues son factores importantes a la hora de responder ante un derrame.

## 12 BIBLIOGRAFÍA

- Avellaneda, A. (2009). Petróleo e Impacto Ambiental en Colombia. *Revista de la Universidad Nacional (Abr-Jun)*, 21-28.
- Baray, H. L. (2006). *Introducción a la metodología de la investigación*. eumed.net.
- Biblioteca Luis Angel Arango. (07 de 2012). <http://www.banrepcultural.org/>. Recuperado el 02 de 06 de 2014, de <http://www.banrepcultural.org/blaavirtual/revistas/credencial/julio2002/laindustria.htm>
- Comerma Piña, E. (2004). *Modelado numerico de la deriva y envejecimiento de los hidrocarburos vertidos al mar, Aplicación en la lucha contra las mareas negras*. Barcelona.
- Ecopetrol S.A. (03 de 08 de 2014). <http://www.ecopetrol.com.co/>. Recuperado el 03 de 08 de 2014, de <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=82&conID=37995>
- EcuRed conocimiento con todos y para todos. (09 de 06 de 2014). *EcuRed*. Recuperado el 09 de 06 de 2014, de [http://www.ecured.cu/index.php/Metodolog%C3%ADa\\_de\\_la\\_investigaci%C3%B3n\\_documental](http://www.ecured.cu/index.php/Metodolog%C3%ADa_de_la_investigaci%C3%B3n_documental)
- Environmental Protection Agency . (1995). *Physical Processes Affecting the Movement and Spreading of Oils in Inland Waters* . Chicago, illinois.
- EPA. (2003). *The Behavior and Effects of Oil Spills in Aquatic Environments*. U.S.A.: Office of Emergency and Remedial Response.
- Fingas, M. (2011). Introduction to Oil Chemistry and Properties. En M. Fingas, *Oil Spill Science and Technology. Prevention, Response and Cleanup*. USA: Gulf Professional Publishing .
- Marzioletti, P. A. (2011). *Monitoreo de derrames de hidrocarburos en cuerpos de agua mediante técnicas de sensado remoto*. Argentina: Comisión Nacional de Actividades espaciales- Universidad Nacional de Córdoba.
- Quiroga, F. O. (2001). *Modelado numérico de derrames de hidrocarburo en cuerpos de agua*. México D.F.
- The International Tanker Owners Pollution Federation-ITOPF. (2011). *Fate of marine oil spills*. London, United Kingdom.

- Universidad de Valencia. (2014). *Técnicas cualitativas de investigación social*. Recuperado el 09 de 05 de 2014, de [http://ocw.uv.es/ciencias-sociales-y-juridicas/tecnicas-cualitativas-de-investigacion-social/tema\\_6\\_investigacion\\_documental.pdf](http://ocw.uv.es/ciencias-sociales-y-juridicas/tecnicas-cualitativas-de-investigacion-social/tema_6_investigacion_documental.pdf)
- [www.virtual.unal.edu.co](http://www.virtual.unal.edu.co). (12 de 10 de 2014). Obtenido de [www.virtual.unal.edu.co:http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/ciencias/2000024/lecciones/cap04/04\\_lecturas.htm](http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/ciencias/2000024/lecciones/cap04/04_lecturas.htm)
- PDVSA, 2005, Petróleos de Venezuela, Aspectos Técnicos. Obtenida el 24 Octubre de 2014 de [http://www.pdvsa.com/PESP/Pages\\_pespe/aspectostecnicos/produccion/tipos\\_crudos.html](http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespe/aspectostecnicos/produccion/tipos_crudos.html)
- Ecopetrol, 2012, Estadísticas de la VIT. Obtenida el 12 de septiembre de 2014 de [http://www.ecopetrol.com.co/contenido\\_imprimir.aspx?conID=43160&catID=378](http://www.ecopetrol.com.co/contenido_imprimir.aspx?conID=43160&catID=378)
- <http://www.oilspillnews.net/oil-spill-claims/bp-complaints-feinberg-gulf-oil-spill-claims-paid-more-quickly/>
- OMI 2005, manual sobre la contaminación ocasionada por hidrocarburos parte IV, obtenida el 13 de agosto de 2014 de [http://books.google.com.co/books?id=8YIQn3DzQXIC&pg=PA14&lpg=PA14&dq=persistencia+de+los+hidrocarburos+en+agua&source=bl&ots=hZrYU3N9VE&sig=QhLRQsXtvCtofpB1MsWGUu8Ags&hl=es&sa=X&ei=NzcWVNyKDC\\_isATlgYL4DA&ved=0CBsQ6AEwAA#v=onepage&q=persistencia%20de%20los%20hidrocarburos%20en%20agua&f=false](http://books.google.com.co/books?id=8YIQn3DzQXIC&pg=PA14&lpg=PA14&dq=persistencia+de+los+hidrocarburos+en+agua&source=bl&ots=hZrYU3N9VE&sig=QhLRQsXtvCtofpB1MsWGUu8Ags&hl=es&sa=X&ei=NzcWVNyKDC_isATlgYL4DA&ved=0CBsQ6AEwAA#v=onepage&q=persistencia%20de%20los%20hidrocarburos%20en%20agua&f=false).
- Universidad Nacional de Colombia, 2004, La contaminación y sus efectos en la bahía de Cartagena, obtenida el 10 de Octubre de 2014 de [http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/ciencias/2000024/lecciones/cap04/04\\_lecturas.htm](http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/ciencias/2000024/lecciones/cap04/04_lecturas.htm)
- <http://www.ambiente-ecologico.com/revist30/contpe30.htm>
- Universidad Nacional de Colombia, Instituto de Estudios Ambientales-IDEA, Sistemas ecológicos y sociedad en Colombia, recuperado el 18 de Noviembre de 2015 de [http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/IDEA/2010615/lecciones/eco\\_col/eco\\_col2.html#co](http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/IDEA/2010615/lecciones/eco_col/eco_col2.html#co)  
|

- Ecopetrol, 2012, Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2012, obtenida el 18 de Noviembre de 2014 de <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/html3/dimension-ambiental/gestion-de-emergencias.html>.

### **13 ANEXOS**

- Anexo No 1- Assay del Crudo
- Anexo No 2 -Volúmenes de Derrame oleoducto
- Anexo No 3 -Resultados Modelos Teóricos
- Anexo No 4 -Resultados de Mike 21