# ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

## FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

## ANÁLISIS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES POTENCIALES POR LA PRESENCIA DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**MIGUEL ÁNGEL GORDILLO VALLEJO**

**miguelgordillo94@hotmail.com**

**DIRECTOR: JOSÉ LUIS RIVERA, Ph.D.**

**jose.riverap@epn.edu.ec**

**Quito, Julio 2017**

# DECLARACIÓN

Yo, Miguel Ángel Gordillo Vallejo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

MIGUEL ÁNGEL GORDILLO VALLEJO

# CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Miguel Ángel Gordillo Vallejo, bajo mi supervisión.

JOSÉ LUIS RIVERA, Ph.D.
**DIRECTOR DE TRABAJO**

# AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios por haber guiado mi camino hasta la finalización de mi trayectoria universitaria y por permitirme compartir este triunfo con las personas que más aprecio.

Quiero agradecer también a mis tutores, Dr. José Luis Rivera y al Ing. Jaime González por compartir su tiempo, conocimiento y paciencia durante el desarrollo de este trabajo.

A mis padres y hermanos a quienes agradezco infinitamente todo lo que hacen y han hecho para impulsarme siempre a ser mejor persona. Todo lo que soy y he conseguido se lo debo a ustedes.

A mis amigos y amiga por todas las alegrías compartidas tanto en las aulas como fuera de ellas.

Finalmente, a la Escuela Politécnica Nacional por ser una institución académica comprometida con el desarrollo y fortalecimiento del país a través de la enseñanza.

# DEDICATORIA

Mi trabajo lo dedico con mucho cariño a mi padre y madre, quienes me han dado todo su apoyo, fortaleza y afecto durante toda mi vida para conseguir mis objetivos.

A mis hermanos por impulsarme a ser mejor y por ser la alegría de mi vida.

A mi novia por acompañarme en los buenos y malos momentos.

A mi familia y amigos en general por brindarme su apoyo incondicional durante el transcurso de mi carrera universitaria.

***Miguel Ángel Gordillo Vallejo***

# ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN ..... II
CERTIFICACIÓN ..... III
AGRADECIMIENTOS ..... IV
DEDICATORIA ..... V
RESUMEN ..... 1
Palabras Clave ..... 1
ABSTRACT ..... 1
Key Words ..... 1
1. INTRODUCCIÓN ..... 2
2. METODOLOGÍA ..... 5
3. RESULTADOS Y DISCUCIÓN ..... 7
3.1. Zonas Sensibles y Proclives ..... 7
3.2. Factores de Riesgo para Ocurrencia ..... 13
Zonas Inundables ..... 13
Vías ..... 14
Viviendas dentro de Derecho de Vía de los Oleoductos ..... 16
Causas ..... 17
3.3. Análisis de Diseño ..... 24
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ..... 29
5. BIBLIOGRAFÍA ..... 30

## RESUMEN

Los derrames de petróleo son un problema constante en la red de oleoductos secundarios del oriente ecuatoriano al provocar daños severos a las áreas naturales, poblaciones aledañas y generar pérdidas económicas. Un análisis de los factores que influyen en la ocurrencia de estos derrames permite definir las causas principales que afectan a los ductos, así como precisar las zonas de mayor afectación ambiental. Se generaron mapas proyectando 71 eventos de derrames relacionados a oleoductos, los cuales se conjugaron con capas de áreas naturales protegidas, vías, poblados y zonas inundables. Paralelamente se realizó un análisis somero del diseño de 3 tramos de oleoductos. Un total de 16 zonas sensibles y 5 zonas proclives se determinaron. No se encontró un patrón de ocurrencia claro en los factores estudiados, es decir, los eventos de derrames son aleatorios. La causa principal de derrames de crudo en tuberías es la corrosión, no obstante, no es la causa con mayor volumen derramado acumulado, dando apertura a discutir cuál es la razón de este resultado. Conocer de cerca como los factores influyen en la red de oleoductos es clave para poder implementar medidas que minimicen la afectación de los derrames.


**Palabras Clave**: Derrames de petróleo, Oleoductos, Sistemas de información geográfica.


## ABSTRACT

Oil spills are a constant problem in the secondary oil pipelines of the amazon region of Ecuador, by causing severe damage to natural areas, surrounding settlements and generating economic losses. An analysis of the factors that influence the occurrence of these spills allows us to define the main causes that affect pipelines, as well as to specify the zones of higher environmental affectation. Maps were generated by projecting 71 spill events related to oil pipelines, which were combined with layers of protected natural areas, roads, towns and floodplains. At the same time, a brief analysis of the design of 3 oil pipelines was carried out. A total of 16 sensitive areas and 5 prone areas were determined. No clear pattern of occurrence was found in the factors studied, that is, spill events are random. The main cause of oil spills in pipelines is corrosion, however, it is not the cause with the largest volume spilled accumulated, which let us discuss the reason for this result. Knowing how factors influence the network of pipelines is key to implementing measures that minimize the impact of spills.


**Key Words**: Geographical information systems, Oil spills, Pipelines.

# 1. INTRODUCCIÓN

En el Ecuador, la industria hidrocarburífera es de gran importancia debido a los réditos obtenidos por la comercialización de este recurso natural no renovable. Gran parte de la actividad hidrocarburífera se la ha desarrollado desde la década de los setentas en la región norte de la amazonia del país, que es una de las regiones de mayor importancia biológica y cultural a nivel mundial. Dentro de la amazonia del Ecuador, existen áreas protegidas y reconocidas por la alta cantidad de especies de flora y fauna que alberga y por la presencia de territorios de comunidades ancestrales (Finer et al., 2013).

La protección del ambiente y el bienestar de las personas durante las diferentes etapas de la actividad petrolera es uno de los objetivos que a diario las empresas tienen que afrontar (García, 2008). La contaminación de petróleo como un desastre natural tiene un impacto muy alto en el ambiente, la ecología, la sociedad y la economía del área afectada (Ivanov & Zatyagalova, 2008). Por tanto, las empresas junto con el gobierno trabajan para cumplir la obligación de proteger el entorno natural contra accidentes como derrames que puedan dañar severamente áreas sensibles (Biniwale, 2003).

En la industria del petróleo, el transporte del crudo es de vital importancia, de ahí la necesidad de implementar sistemas de transporte de la manera más económica y eficiente posible (Prieto, 1980). La producción de hidrocarburos requiere grandes extensiones de tierra, así como también la instalación de facilidades para el transporte de estos fluidos (Serrano et al., 2013). En la amazonia de nuestro país los volúmenes de hidrocarburos que son recolectados a través de pozos productores se transportan mediante arreglos de tuberías y accesorios denominados líneas de flujo. Posteriormente, el petróleo llega a las estaciones de producción donde son tratados en diferentes equipos para separar las fases y obtener petróleo que cumpla características previamente determinadas de acuerdo a las necesidades de las empresas (Barreno y Loor, 2016). Finalmente se envía el producto hacia la primera estación de distribución del OCP y SOTE por medio de líneas de transferencia. La construcción y operación de los oleoductos pueden generar un problema social y ambiental (Anifowose et al., 2012). Este arreglo de tuberías son infraestructuras necesarias para el desplazamiento adecuado del fluido y también se han vuelto esenciales como fuente de energía y crecimiento económico de un país (Walker, Kucklick, Steen, and Fritz,1995).

El transporte de crudo involucra riesgos, entre los cuales el más importante es el riesgo de un derrame de petróleo, el cual causa un daño severo a los ecosistemas y posibles pérdidas para los seres humanos (Nzekwe & Lehné, 2013).

Las redes de ductos de crudo a lo largo de su vida útil se deterioran debido a la corrosión, condiciones ambientales agresivas, el diseño inadecuado y la inapropiada protección y mantenimiento de las mismas (Shahriar et al., 2012). Además, otros eventos que implican la interacción que tienen las personas con estas pueden ocasionar daños a las tuberías.

Es importante manejarse dentro de lineamientos ya determinados que aseguran un diseño de oleoducto adecuado, considerando información relevante como el volumen de hidrocarburo, la ruta y topología del ducto, distancias, presiones y temperatura de operación, propiedades del fluido, parámetros de bombeo y parámetros económicos (Rosero, 2012).

Tradicionalmente, los resultados del análisis de riesgo ambiental son provistas de una manera no espacial (Mohamadi, 2015). Sin embargo, el uso de los softwares de sistemas de información geográfica (GIS) ha crecido rápidamente en el manejo de análisis en derrames de petróleo. En el momento de uno de estos sucesos, es necesario tener acceso a mapas y datos espaciales (Gomes, 2010). Un sistema de información geográfica es muy útil debido a que puede integrar una gran cantidad de información que incluye datos de producción y transporte de petróleo (Biniwale, 2003). Esta herramienta es de gran ayuda para el monitoreo, mapeo, planificación y respuesta de un derrame (APASA & the Ecology Lab Pty, 2003). Asimismo, su capacidad de subministrar una capacidad de almacenamiento, recuperación, análisis y visualización de información geográfica, ambiental e industrial lo hace perfecto para el soporte de monitoreo de derrames y su identificación (Ivanov & Zatyagalova, 2008).

La herramienta computacional GIS puede revelar relaciones, patrones y tendencias con un alto grado de flexibilidad que permite dar respuestas efectivas (Aukett, 2012). El tener todos los datos de manera fácil y accesible en un solo lugar permite una planificación de prevención de derrames e igualmente ayuda a identificar sitios de derrames potenciales y mostrar las zonas de difícil acceso para una respuesta (Biniwale, 2003).

Este estudio se enfoca a los oleoductos secundarios y la parte del OCP y SOTE que están dentro de los bloques petroleros del oriente ecuatoriano; que en su mayoría están siendo operadas por la empresa estatal Petroamazonas.

De la información analizada, se han registrado 71 eventos de derrames de hidrocarburo como se muestra en la Figura 1. Dentro de los cuales se incluyen derrames que, a pesar de no tener una causa definida, se encuentran dentro del derecho de vía que debe ser igual o menor a 15 metros respecto a las líneas de flujo (Finer et al., 2014).

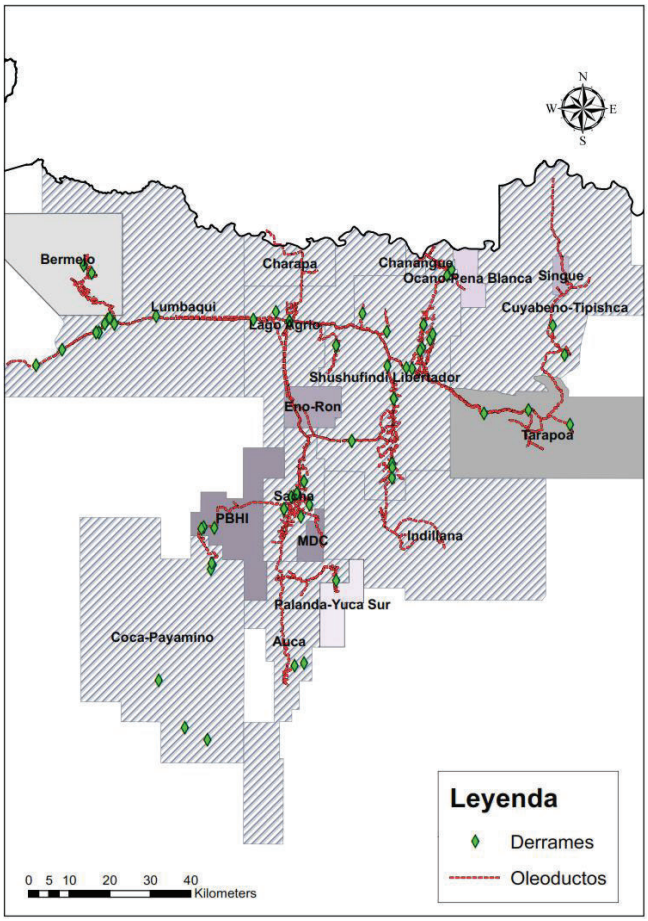


*Figura 1. Bloques en estudio y derrames en líneas de flujo en el oriente ecuatoriano*
(Fuente: Gordillo, 2017)

Este estudio se enfoca en mostrar los factores que puedan afectar a los oleoductos secundarios y ser potenciales causantes de derrames. Principalmente, debido a que de esta manera se logra minorar la afectación ambiental, daños a la salud de la población cercana y de igual manera prevenir de pérdidas económicas a la industria petrolera de nuestro país. El uso del software ArcGis permite manejar de manera adecuada y agrupada datos concernientes al estudio de los principales oleoductos del oriente ecuatoriano y permitirá establecer zonas de riesgo. Además, se establecerán los posibles patrones que expliquen de mejor manera cuales tramos han sido los más propensos a un derrame relacionándolos con la ubicación de poblados, cercanía a vías, ríos, entre otros.

De esta manera se pretende también establecer recomendaciones de revisión para el diseño de los tramos de tubería requieran alguna mejora en cuanto a las características previamente mencionadas.

Estos resultados serán de gran ayuda para que en un futuro cercano las autoridades involucradas puedan aplicar las alternativas más convenientes para la prevención, elaboración de planes de protección y operaciones de recuperación del petróleo en caso de derrame.

## 2. METODOLOGÍA

Se obtuvo 1168 reportes de derrames de petróleo en todo el territorio ecuatoriano durante el periodo de octubre de 1972 a agosto de 2015. Esta información fue proporcionada por el Programa de Reparación Ambiental y Social (PRAS) en formato Excel, la cual muestra datos como la fecha, coordenadas, causas de los derrames, empresa a cargo, bloque petrolero donde ocurrió, entre otros. Conjuntamente, se consiguió datos geográficos en formato shp (Shapefile) actualizadas hasta el año 2013 de los límites territoriales, líneas de flujo, vías de tránsito, ríos, poblados y casas de la zona oriental del Ecuador del Instituto Geográfico Militar (IGM). Posteriormente, se descargó el mapa en formato shp de zonas inundables. Así como también imágenes de áreas protegidas, bosques y vegetación protectores y bloques petroleros recuperados del Sistema Nacional de Información.

Se usó el programa computacional ArcMap ® versión 10.3 de ArcGIS (ESRI, 2014) para procesar la información obtenida y poder generar los mapas para análisis. En primer lugar, se proyectó las capas en formato shp de los datos obtenidos del IGM. Posteriormente, se proyectó geográficamente los derrames representados por puntos, utilizando los datos de coordenadas de cada evento. Para delimitar el área de estudio se acopló la imagen del mapa de campos petroleros con los límites territoriales del país mediante la herramienta de georreferenciación; y después se creó una nueva capa de polígonos dibujando cada uno de los bloques del oriente del Ecuador. A cada polígono lo editó y se le agregó información básica como el nombre y la empresa a cargo del bloque petrolero. De manera similar se crearon las demás capas de las imágenes de mapas descargadas.

Se filtraron los eventos de derrame mediante una inspección meticulosa de la información entregada por el PRAS y se añadieron, mediante una selección por localización, los derrames que estén dentro del derecho de vía; es decir, a 15 metros del eje de las líneas de flujo. De este modo se obtuvieron 71 derrames relacionados a oleoductos en la amazonia del país.

Para la generación de los mapas de zonas sensibles y proclives se usaron las capas de bosques protectores, áreas protegidas, reserva de la biosfera, ríos, poblados y oleoductos. Las zonas sensibles se escogieron generaron buffers circulares que

engloban los sectores donde las líneas de flujos y los derrames tienen una afectación directa a áreas naturales de importancia incluyendo ríos y también poblados grandes, además, las zonas proclives se escogieron identificando las zonas con mayor cantidad de derrames agrupados.

Se crearon cuatro mapas adicionales donde se identifican los posibles factores de riesgo para la ocurrencia de derrames en un oleoducto secundario. El primer mapa muestra las rutas terrestres y los derrames que se encuentran dentro del derecho de vía; lo que implicó realizar una selección de los derrames que se encontraron a 25 metros de distancia de las vías. El segundo mapa se agregó la capa de zonas inundables para identificar cuantos derrames se encuentran dentro de estas áreas. Para el tercer mapa se incluyeron los puntos de los poblados cercanos y se realizó un buffer para localizar las viviendas que se encuentran dentro del derecho de vía de las líneas de transferencia.

En el último mapa se manejaron los datos de los derrames para mostrar las diferentes causas de derrames en diferentes colores.

Con los mapas y los datos se decidió realizar un análisis estadístico, agregando en el programa ArcGis diez puntos control a más de los puntos de derrame ya existentes y se realizó una base de datos recopilando información de todos los sitios y su cercanía a poblados, ríos, zonas naturales, zonas inundables y las causas que los provocaron. La base de datos sirvió para realizar un análisis con el software IBM SPSS v23 para obtener resultados mediante un modelo lineal generalizado. Dentro del análisis estadístico también se realizó una prueba Chi Cuadrado solo con los datos de las causas de derrames para verificar si existía un patrón significativo dentro de las causas.

Con datos obtenidos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) de caudales, diámetros y presiones de operación permisibles, se analizó tres oleoductos secundarios. Se calculó parámetros de velocidad para comparar con rangos permisibles y se graficó la caída de presión respecto a los perfiles topográficos obtenidos de ArcGis.

# 3. RESULTADOS Y DISCUCIÓN

## 3.1. Zonas Sensibles y Proclives

En la Figura 2 se identifican 71 derrames registrados relacionados a oleoductos secundarios. El primer resultado obtenido mediante los mapas generados son 16 zonas sensibles con afectación en el pasado y con posible riesgo de un evento de derrame en el futuro que afecte principalmente a poblaciones grandes como son Sacha, Shushufindi, San Sebastián del Coca y Nueva Loja, y además de 27 poblados pequeños que se encuentran dentro de estas áreas. Las provincias afectadas y ordenadas por cantidad de eventos de mayor a menor son Sucumbíos con 47 derrames, Orellana con 23 y Napo con 1 solo evento.

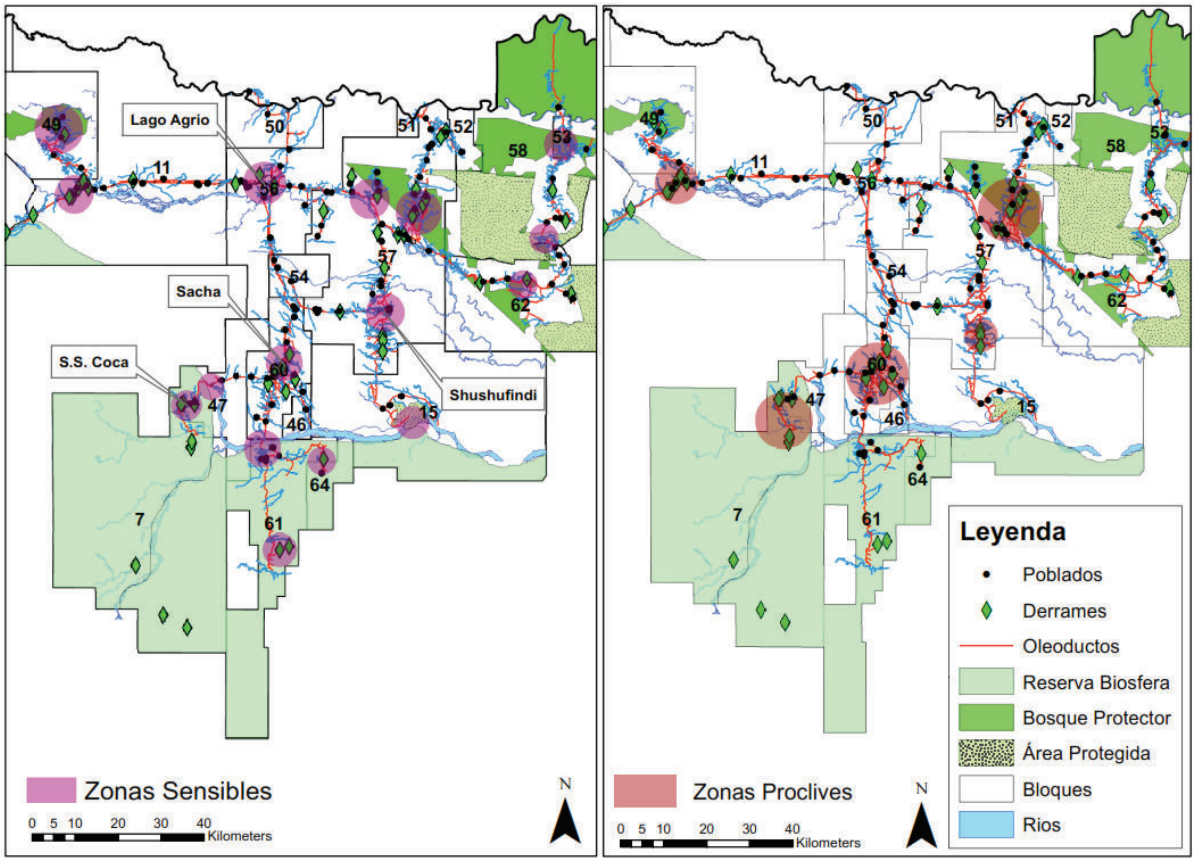


*Figura 2. Mapa de zonas Sensibles y Proclives*
(Fuente: Gordillo, 2017)

Los oleoductos pueden generar un efecto negativo aumentando la tensión social ante la posibilidad de un derrame. Se conoce a este efecto como “Síndrome de contaminación petrolera”, que afecta la calidad de vida de las personas cercanas a los ductos y que han sufrido alguna consecuencia debido a derrames. Esto puede derivarse en una potencial fuente de conflictividad social y por ende en riesgo de atentados (Entrix I., 2001).

El número de asentamientos humanos cerca de los oleoductos secundarios se debe a la cercanía de las vías terrestres que facilita su movilización, comercio y turismo. Sin embargo, la cercanía con el trazado de la tubería genera un riesgo constante de contaminación.

La población de la provincia de Sucumbíos es la más afectada por la construcción de oleoductos, propiciando una mayor vulnerabilidad de las infraestructuras petroleras, generando efectos asociados a atentados que afectan la tranquilidad de la población (Entrix I., 2001).

Un total de 12 de las 16 áreas determinadas como sensibles se localizan dentro de zonas naturales protegidas y 22 del total de derrames están dentro de estas áreas: La Reserva Biológica Limoncocha, La Reserva de Producción de Fauna Cuyabeno, las Reservas de la Biosfera Sumaco y Yasuní. Además del patrimonio forestal del estado afectado, como: Unidad Napo 5, Unidad Napo 6 y El Bermejo y Cuembi.

En 1971 la UNESCO inició el proyecto “el hombre y la biosfera” con el objetivo de posicionar la idea de desarrollo sostenible (Columba, 2013).

El Ecuador posee 6 reservas de la biosfera reconocidas a nivel mundial; estas son “zonas de ecosistemas terrestres o marinos, o una combinación de los mismos, reconocidas en el marco del Programa sobre el Hombre y la Biosfera de la UNESCO” (Marco Estatutario de la red Mundial de Reservas de Biosfera). La reserva de la biosfera cumple con tres funciones: 1) Conservar los recursos genéticos, las especies y los paisajes 2) Promover un desarrollo económico y humano sostenible y 3) Estimular actividades educacionales e investigativas relacionadas con el interés local encaminados a la conservación y desarrollo sostenible (UNESCO, 1996).

Las reservas del Yasuní y Sumaco son afectadas por las actividades hidrocarburíferas; Siendo importante establecer que cada reserva permanece bajo la soberanía del país al que pertenece y no están protegidas por tratados internacionales (Columba, 2013).

En el Ecuador la actividad petrolera es incompatible con el manejo adecuado y sostenible de una reserva de la biosfera y es una violación a los acuerdos asumidos por el estado. Según las Estrategias de Sevilla, las actividades que se puedan desarrollar dentro de estas áreas deben garantizar el equilibrio entre el medio ambiente y las poblaciones locales enfocándose a la no contaminación. Sin embargo, las leyes en nuestro país permiten la construcción de facilidades petroleras que de manera evidente causa daños ambientales y sociales importantes (Bravo-Oilwatch, 2005).

En 1976 se crea el Sistema de Áreas Protegidas del Ecuador (SNAP) con el fin de conservar las áreas sobresalientes del país, protegiendo la biodiversidad, la historia cultural y la arqueología de dichos lugares. Las áreas del SNAP además albergan una biodiversidad única, proveen de servicios ambientales importantes relacionados principalmente con fuentes de agua dulce y la agricultura (ECOLAP y MAE, 2007).

Las áreas por tanto tienen una importancia primordial ya que la mínima afectación a estas podría generar daños irreversibles que afecten a la vida de las poblaciones que se abastecen de los recursos hídricos y del suelo, de igual manera sucede con el equilibrio ambiental de las zonas delimitadas como áreas protegidas.

A partir de la Constitución del 2008 se implementaron lineamientos que direccionan al desarrollo de una sociedad en armonía con principios de respeto hacia la gente y hacia los derechos de la naturaleza (Columba, 2013).

Los oleoductos secundarios se han diseñado intentando evitar que su trazado se superponga a estas áreas. No obstante, la actividad de transporte de crudo implicará un riesgo constante y el cual debe ser considerado por las empresas que los operan.

Además de los modelos de conservación citados, dentro del Patrimonio Natural del Estado, según ley publicada en el Suplemento del Registro Oficial 418 Forestal del Estado del 2014, los bosques protectores constituyen tierras que de conformidad con la ley son de su propiedad, bosques naturales que existan en ellas, los cultivados por su cuenta, la flora y la fauna. Estas incluyen las tierras que hayan ingresado al dominio público siempre que cumplan las condiciones de tener aptitud forestal, estén cubiertas de bosques protectores y de vegetación protectora. La protección de estas áreas está orientado al mantenimiento de los servicios que suministran, principalmente los recursos hídricos (CARE, 2012).

Las actividades permitidas dentro de los bosques protectores son la apertura de franjas cortafuegos, control fitosanitarias, fomento de la flora y fauna, ejecución de obras públicas consideradas prioritarias, manejo forestal sustentable y finalmente actividades científicas, turísticas y recreacionales (Gonzales et al., 2009).

Las zonas sensibles incluyen ríos que presentan una afectación importante según su tamaño, entre estos los ríos: Napo, Jivino, Indillana, Coca, Aguarico, Chicta y Bermeja Pusino. De manera similar es importante resaltar que la amazonia del Ecuador está integrada por una gran cantidad de afluentes menores y que una gran parte de oleoductos secundarios atraviesan o están cerca de estos afluentes.

La intensidad y extensión de la contaminación por derrames depende de factores como la velocidad y volumen del derrame, efectividad en métodos de contención, nivel del agua, caudal del rio, tipo de crudo, entre otros (Bryja,2009).

Un rio afectado por un derrame pierde gran parte de la capacidad de sostener vida en ella. Cuando la contaminación llega a un cuerpo de agua los sedimentos se hunden afectando la vida acuática sobre todo en los de bajos caudales (Bravo, 2007).

La contaminación de un río puede llegar a afectar de manera irreversible un ecosistema. Metales pesados como el vanadio permanecen como sedimentos en los ríos alrededor de 10 años (Bravo, 2007).

La afectación de los afluentes perjudica a las poblaciones que usan el agua de estos ríos para actividades diarias y recreacionales, que pueden terminar generando enfermedades a los miembros de las comunidades.

Se determinaron 5 zonas proclives a derrames dentro de los bloques en estudio; 3 zonas están ubicadas en ciudades importante: Sacha, Shushufindi y San Sebastián del Coca; 2 en zonas naturales protegidas y en el Bloque 11 una acumulación de derrames en un mismo sector del SOTE, sector de interés por estar cerca del Rio Napo. Además, se determinó que 27 de los derrames se encuentran a menos de 1 kilómetros de las ciudades citadas y de pequeños poblados.

La cercanía a poblaciones es un factor que influye en la cantidad de derrames reportados en este análisis; lo que se ve reflejado en el mapa de zonas proclives. La actividad petrolera facilitó la colonización de la amazonia ecuatoriana, después de concluidos los trabajos de apertura de las vías, las personas tomaron posesión de los terrenos aledaños. Con el tiempo, la expansión territorial de la actividad petrolera se ha constituido en una influencia en la dinámica socioeconómica de los sectores poblados (Torres, 2011).

La actividad humana incrementó alrededor de la industria hidrocarburífera y la interacción con las facilidades petroleras se volvió más frecuente. La falta de conocimiento por parte de los pobladores, el riesgo de atentados y los accidentes que puedan generarse por la cercanía de los pobladores, vuelven estos sectores más vulnerables y propensos a un evento de derrame.

En la Figura 3 se verifica que la mayor cantidad de derrames en un oleoducto secundario se presentó en el Bloque 57 Shushufindi-Libertador con un total de 23 derrames, seguido por el Bloque 11 Lumbaqui con 12 derrames y el Bloque 60 Sacha con 11 derrames. Para los 71 eventos registrados se acumula un total de 164 kilómetros cuadrados de terreno afectado y 157 173 barriles de petróleo derramados, de los cuales 4 892 fueron recuperados; es decir, tan solo el 3,11% del total.

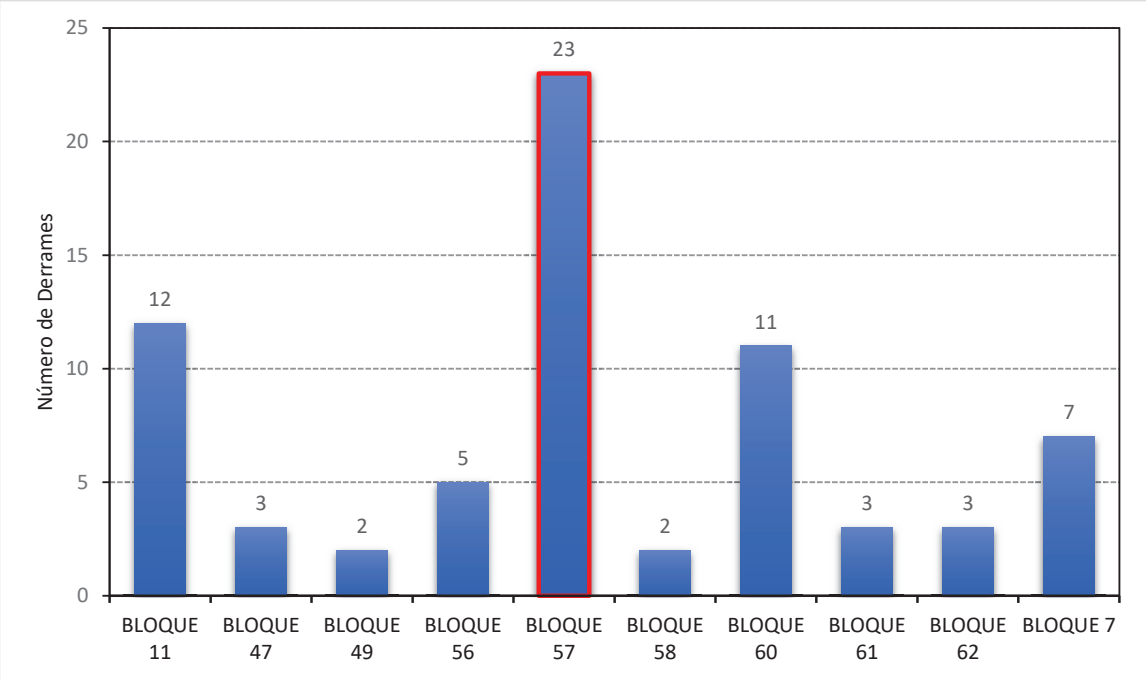


*Figura 3. Cantidad de derrames por bloque*
(Fuente: Gordillo, 2017)

Los derrames de mayor volumen se han presentado en el SOTE con un total de 149 111 barriles de crudo entre los años 1974 y 2000.

Como se puede observar en el mapa respectivo, el bloque 57 tiene una gran extensión y alberga los campos Shushufindi y Libertador. El campo Shushufindi es la zona de explotación de petróleo más antigua; la actividad hidrocarburífera inicio en el año 1969. En la actualidad este campo posiblemente concentra la mayor infraestructura para la extracción de crudo de todo el oriente ecuatoriano (Araujo, 2009).

En los últimos años, la producción del campo Shushufindi ha aumentado aproximadamente a 80.000 barriles de petróleo por día, convirtiéndose en el campo de mayor producción en el Ecuador (Petroamazonas, 2016). Por ende, la infraestructura de oleoductos secundarios que se dispone es mayor y el riego de un derrame también incrementa.

De manera similar, en el Bloque 60 se encuentra el campo Sacha y se constituye en un campo antiguo con una producción bastante alta; también es una zona altamente poblada.

El Bloque 11, a pesar de no ser tan poblado, sufre las consecuencias de los desastres naturales y atentados que han ocasionado los grandes volúmenes derramados.

En la Figura 4 se observa una línea de tendencia ascendente del número de derrames a través de los años. Desde el año 2000 se registra un incremento constante en el número de derrames, y en el 2009 se evidencia la mayor cantidad de derrames.

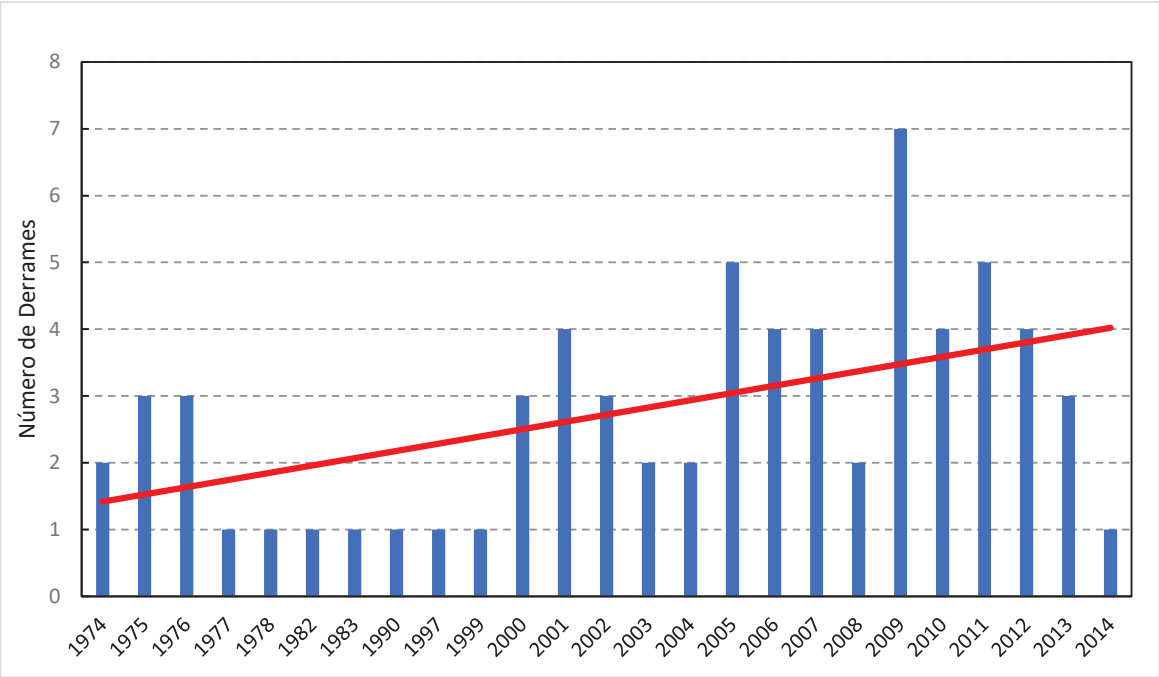


*Figura 4. Línea de Tiempo de derrames en oleoductos*
(Fuente: Gordillo, 2017)

La producción diaria de petróleo en el Ecuador ha tenido un crecimiento acelerado como se observa en la Figura 5. A medida que la industria creció, fue necesario construir más líneas de flujo para satisfacer el transporte de crudo desde los pozos a las estaciones y desde estos puntos hacia la estación de bombeo en Lago Agrio a través líneas de transferencia, o de oleoductos secundarios.

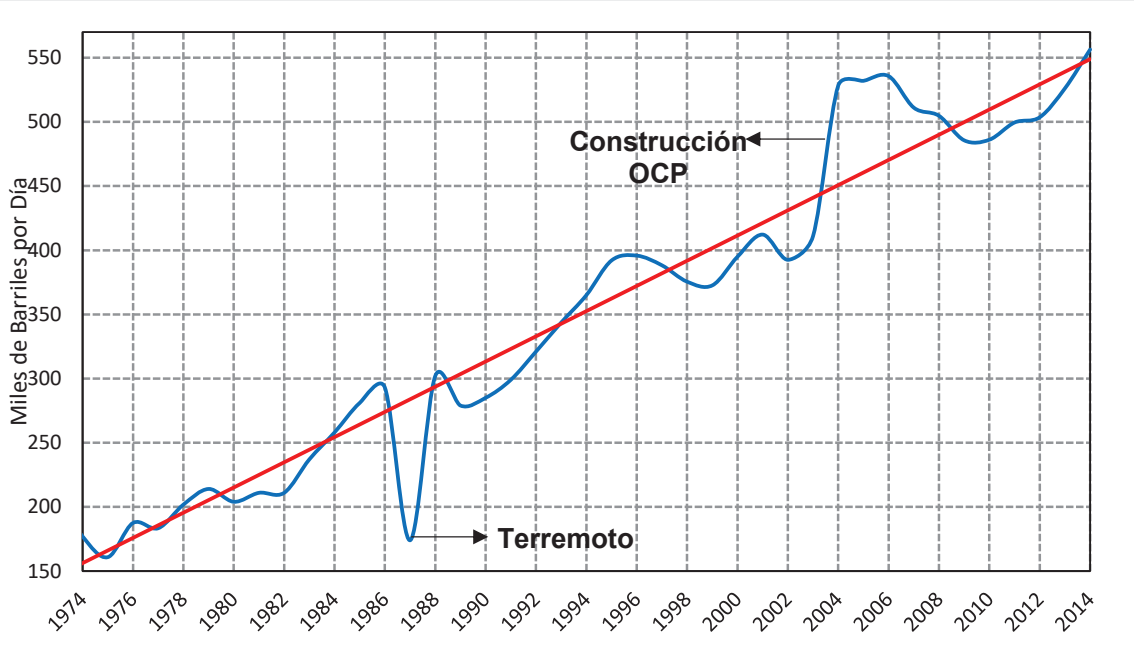


*Figura 5. Producción Anual BPPD en Ecuador*
(Fuente: U.S. Energy Information Administration, 2017)

La línea de tendencia de crecimiento en los eventos de derrames coincide con el aumento de producción diaria en el país a través de los años.

Las líneas de transferencia tuvieron que ser adecuadas para soportar las cargas de caudal que aumentaron con el tiempo.

## 3.2. Factores de Riesgo para Ocurrencia

### Zonas Inundables

El oriente ecuatoriano presenta muchos afluentes y ríos de gran tamaño que son propensos a desbordamientos. De igual manera la meteorología de la zona se caracteriza por abundantes precipitaciones durante todo el año lo cual corresponde al clima de selva tropical.

En la Figura 6 se observa que los bloques con oleoductos secundarios que mayor afectación presentan son los bloques 15, 46, 47 ,54, 57 y 60. Del total de derrames se reportan 21 eventos dentro de zonas inundables, principalmente en los bloques 11, 57 y 60.

Para la construcción de oleoductos se trata de evitar zonas inundables al ser consideradas zonas sensibles (RAOHE, 2010). Además, las empresas deben considerar las áreas de potencial impacto a las tuberías; es decir, las zonas con tendencia a inundarse (API 1160, 2001).

Se obtuvo que el 60% de líneas de transferencia se encuentran dentro de áreas inundables, lo que muestra que no se consideró en el pasado este factor de manera importante para la construcción.

La cuenca amazónica baja se compone de planicies que se asientan en terrenos aluviales con un drenaje pobre, por lo que estas zonas son propensas a la acumulación de agua (Entrix I., 2001). Las precipitaciones durante todo el año en la zona, el alto número de afluentes pequeños y grandes presentes en la región y el tipo de suelos permite entender porque muchos bloques son propensos a inundaciones, principalmente en campos de alta producción como son el 57 y 60. Ver Figura 6.

En lugares donde se atraviesan ríos, zonas inundables o pantanos, es aconsejable realizar el tendido de la tubería de manera subterránea para que el oleoducto quede fuera de efectos de la corrosión por el agua (Pulido, 1980). Sin embargo, en la zona oriental del país, la mayor parte del trazado es sobre la superficie. Esto minimiza el tiempo de vida útil de las tuberías erosionándolas o corroyéndolas.

La exposición de las líneas de transferencia y de flujo a este problema es alto, lo que implica un factor importante a considerar, por lo que se debe implementar medidas necesarias para asegurar la protección de las tuberías.

### Vías

Se determinó que 19 de los se localizaron dentro del derecho de vía de las rutas de trasporte terrestre, es decir se encuentran a dentro de una distancia de 25 metros del centro de la vía (MTOP, 2012)

Los bloques que presentan mayor número de derrames con esta característica son los bloques 57 y 60.

Casi en la totalidad de la trayectoria de los oleoductos se encuentran cercanos a una carretera o ruta terrestre. Los poblados más importantes disponen de una gran red de caminos como una consecuencia del crecimiento poblacional, como Sacha, Shushufindi y Nueva Loja.

Los asentamientos más importantes propiciaron grandes redes viales y por facilidad constructiva una gran cantidad de los oleoductos fueron implementados paralelamente a las carreteras.

En la Figura 6 se observa que gran parte de los oleoductos se construyeron cercanos a las vías de transporte terrestre y que algunos de los derrames se superponen al derecho de vía.

A pesar de que el tener acceso a la red de ductos facilita una respuesta rápida ante eventos de derrame, también puede generar daños a la tubería por accidentes viales.

Los eventos de derrame, independientemente de la causa que lo generó, es un factor aleatorio, difícil predecir su acontecimiento y, dependiendo de la magnitud del evento puede ocasionar grandes zonas afectadas y pérdidas de tiempo operacional del ducto.

Con el aumento de tráfico vehicular por la actividad petrolera, los accidentes de tránsito incrementan a lo largo de la ruta de los oleoductos. Las poblaciones más sensibles a este tipo de impactos son las que no disponen de vías asfaltadas y donde las señales de seguridad o prevención son deficientes, propiciando este tipo de accidentes (Entrix I., 2001).

En la actualidad, para beneficio de la población y de la industria hidrocarburífera, varias de estas vías han mejorado en su estado, minimizando el riesgo de un accidente.

Sin embargo, la cercanía con las líneas de transporte de crudo no cambió, por lo que para evitar accidentes las autoridades han implementado un sistema de seguridad vial que incluye señalización (Entrix I., 2001).

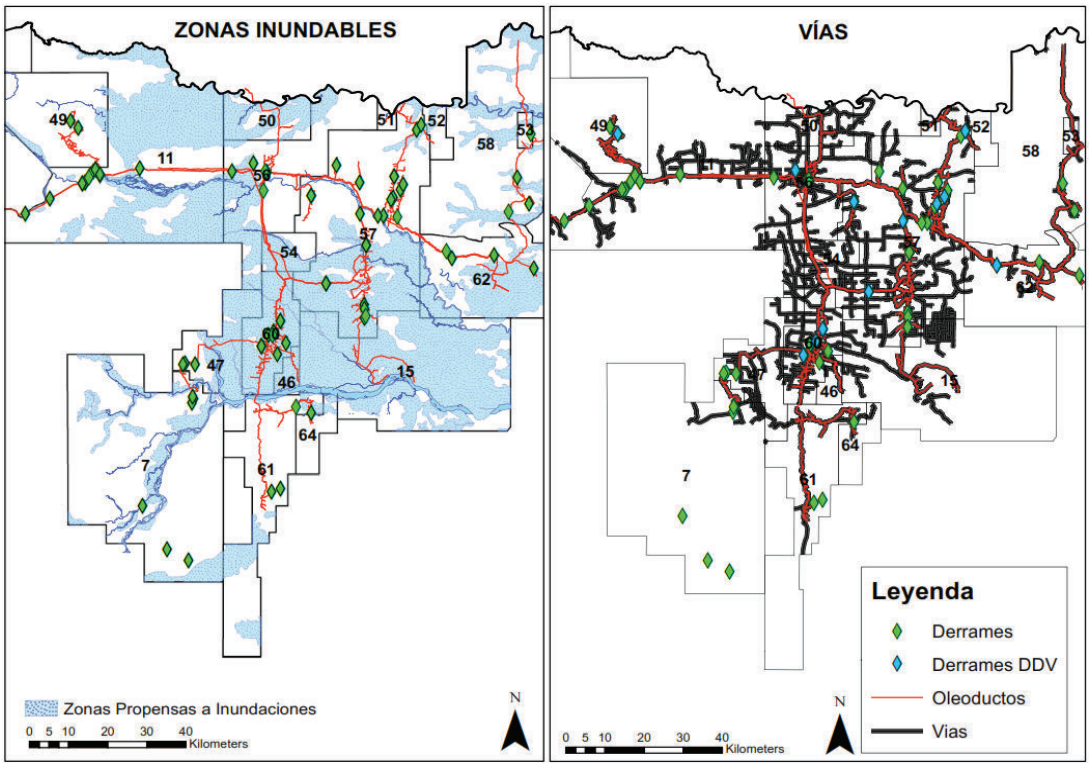


*Figura 6. Mapa de Factores de Riesgo para la Ocurrencia de un derrame: Zonas Inundables y Vías*
(Fuente: Gordillo, 2017)

## Viviendas dentro de Derecho de Vía de los Oleoductos

La cercanía a poblaciones es un factor que se considera para el análisis de eventos de derrame. Un total de 112 poblados, entendidos como una concentración pequeña de viviendas, se encuentran a 500 metros o menos de una línea de transferencia. Además de grandes poblaciones como Lago Agrio, La Joya de Los Sachas, San Sebastián del Coca y Shushufindi.

Del análisis minucioso se estableció que específicamente 987 viviendas se encuentran dentro del derecho de vía de los oleoductos secundarios, como se observa en la Figura 7.

El derecho de vía es la ruta por la cual se construye el oleoducto y debe estar libre de vegetación y otros obstáculos para permitir el libre acceso de la maquinaria necesaria para la operación.

En nuestro país el ancho del derecho de vía es de 15 metros y se han identificado varias viviendas dentro del el derecho de vía, lo cual implica un constante riesgo tanto para las personas como para la integridad de la tubería.

Los daños por terceros son una de las causas más importantes de derrame ya sean voluntarios como los atentados o involuntarios como daños por movimiento de tierra (Naranjo, 2011).

Por lo que es importante tener un plan para proteger las tuberías y su derecho de vía ya que reduce la posibilidad de un derrame y mejora el tiempo de respuesta. Además, implementar trabajos de mantenimiento minimiza la afectación de una infracción de terceros: como por ejemplo el control de la vegetación en el derecho de vía, mantener la zona limpia y sin obstrucciones, cuidado en operaciones con maquinaria, procurar realizar inspecciones frecuentes sobre las rutas del oleoducto y realizar programas de conciencia educativa y pública donde se explique lo riesgos de estar cerca de un oleoducto (API 1160, 2001).

## Causas

En la Figura 7 se registran los 71 derrames analizados en estudio, y se muestran las 5 principales causas que generaron los eventos:

1) Falla mecánica; tubería y accesorios que componen el oleoducto que carecen de características necesarias para su normal funcionamiento.

2) Falla humana; errores operacionales por falta de conocimiento de los procedimientos a realizar o simplemente cansancio o descuido por parte del personal a cargo.

3) Corrosión; deterioro del material provocado por el contacto con su entorno y puede ser: corrosión interna por la presencia de la mezcla de petróleo, agua de formación y gases como el dióxido de carbono; y la corrosión externa generada por el ambiente húmedo-tropical prevaleciente en los sitios por los que atraviesan los oleoductos (Torres, 2011).

4) Desastre Naturales; terremotos, erupciones, deslaves, entre otros, y que están fuera de nuestra capacidad de controlar.

5) Atentados; delitos de robo de hidrocarburo y materiales usados en el funcionamiento normal de la tubería como manómetros, válvulas e instrumentación que se usa para el trabajo con tuberías de los oleoductos.

Así como también daños por parte de las comunidades adyacentes o grupos no afines a la actividad hidrocarburífera que han atentado a los oleoductos.

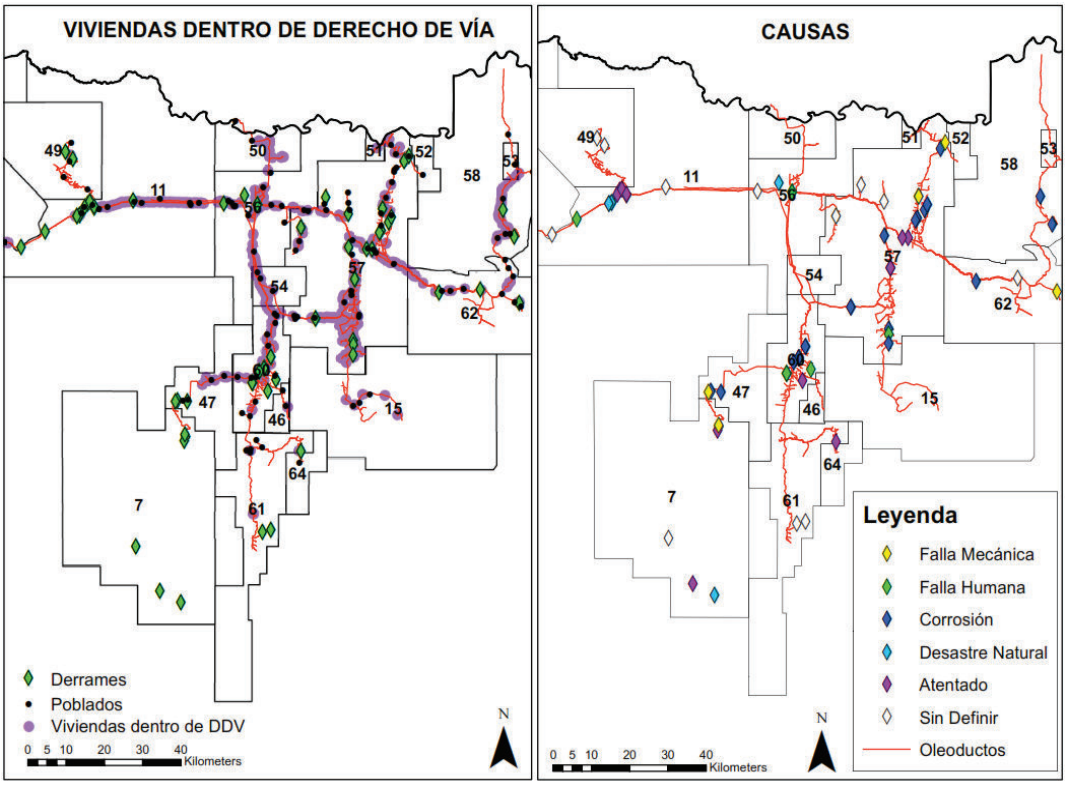


*Figura 7. Mapa de Factores de Riesgo para la Ocurrencia de un derrame: Viviendas dentro de Derecho de Vía y Causas de Derrame*
(Fuente: Gordillo, 2017)

Del total de los derrames, 23 fueron ocasionados por corrosión, 12 por atentados, 9 por falla mecánica, 6 por falla humana y los 6 restantes por desastres naturales. En la Figura 8, se observa que, porcentualmente, la principal causa de derrames en tuberías se debe a la corrosión.

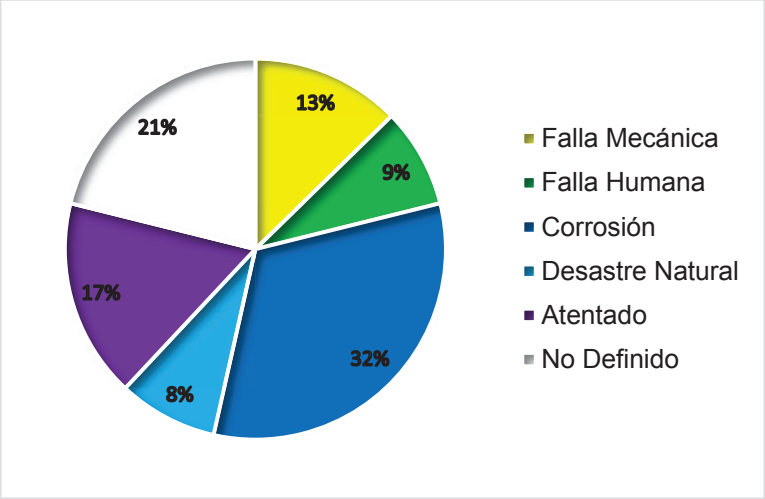


*Figura 8. Causas de Derrames*
(Fuente: Gordillo, 2017)

Mediante una prueba de Chi-Cuadrado de los datos se corroboró que la corrosión es la principal causa de la mayor cantidad de derrames en oleoductos y de posibles derrames futuros ya que es un factor no aleatorio.

El bloque 11 presenta el mayor número de atentados y derrames por desastre natural, con 4 derrames por cada causa. El bloque 57 presenta el mayor problema de corrosión con un total de 11 derrames y tiene la misma cantidad de atentados que el bloque 11.

Desafortunadamente para 15 de los derrames no se ha identificado una causa definida y representan el 21% del total de derrames.

Por desastres naturales se derramaron un total de 138 108 barriles de hidrocarburo, siendo esta la causa con mayor volumen derramado.

La segunda causa de afectación más importante son los atentados con 9495 barriles, seguido por fallas humanas con 2987, corrosión con 1721 y finalmente fallas mecánicas con 213 barriles de crudo; se puede observar en la Figura 9. Y, para causa no definida se reportan 4648 barriles.

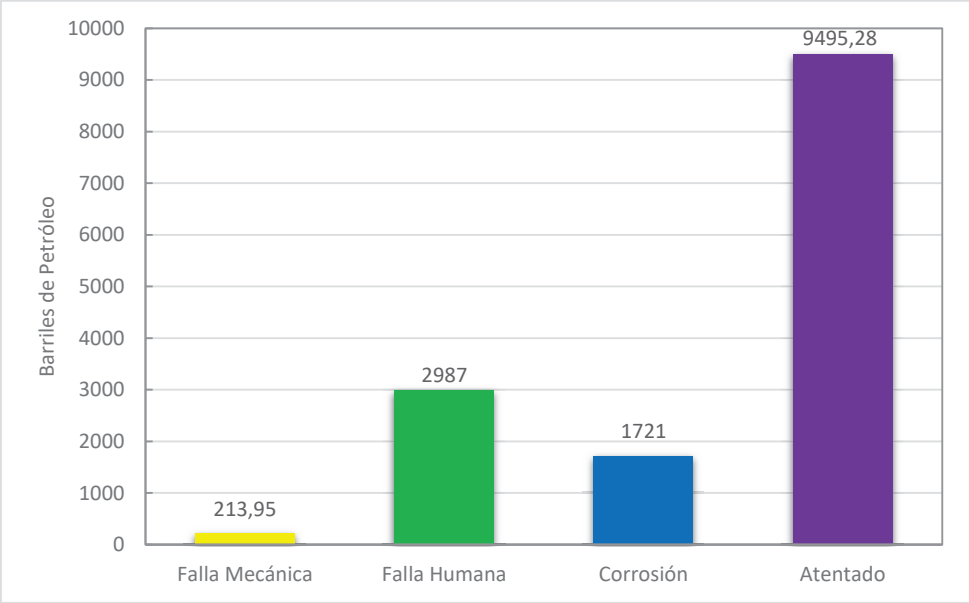


*Figura 9. Volumen derramado por causa*
(Fuente: Gordillo, 2017)

En Ecuador, el material de las tuberías para el transporte de hidrocarburos es el acero; los ductos se deterioran a través del tiempo y una importante causa del daño en ductos de acero es la corrosión (de León y Goretti, 2008).

Durante el transporte del hidrocarburo desde los pozos productores hacia las estaciones de producción, el crudo fluye en forma de mezcla de líquidos y gases, como son el petróleo, el agua de formación y gases que incluyen el dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. Las mezclas del agua de formación con los gases mencionados son la principal fuente de corrosión en las tuberías al facilitarse las reacciones de oxidación del acero y de reducción de hidrógeno y oxígeno del agua (Torres, 2011). En nuestro país la mayor parte de campos son maduros y muchos de los pozos productores presentan altos cortes de agua; es decir, los ductos manejan grandes volúmenes de agua de formación con un alto contenido de salinidad, la cual es distintiva de la arena de la que se produce.

Aspecto importante ya que la velocidad de corrosión depende de la mayor o menor salinidad del fluido que entra en contacto con el metal. (Pérez et al., 2009). Adicionalmente, las líneas de flujo han superado el tiempo de vida útil y no se han realizado programas de remplazo de ducto, posibilitando que la corrosión genere derrames.

En las líneas de transferencia, después de que la mezcla es tratada y separada, solo se envía petróleo hacia la estación principal del SOTE y OCP en Lago Agrio. El hidrocarburo que fluye por estos ductos debe cumplir las características para su comercialización; debe tener un corte de agua menor al 1% (Villegas, 2013). Sin embargo, durante la vida útil de las tuberías, éstas soportan condiciones corrosivas debido al ambiente húmedo y a la corrosión generada por las diferencias de potencial entre diferentes metales cuando están en contacto eléctrico y expuesto en un electrolito (Cárdenas, 2014); se localizan en los soportes entre los tramos de tuberías.

Las diferentes causas de la corrosión propician a que el proceso de desgaste del oleoducto tenga alta influencia en la procedencia de derrames y se constituya en la mayor de las causas analizadas.

Según Quiñones (2012), el uso de recubrimientos para evitar la corrosión en el país no es normalmente empleados, ya que las empresas petroleras prefieren esperar al colapso de las tuberías corroídas y remplazarlas en lugar de implementar un sistema de recubrimiento y aumentar la vida útil de los ductos.

Se genera entonces otro factor del cual no se logró obtener información, pero podría tener influencia en el suceso de derrames. Este es el tiempo de uso que se le da a una tubería en funcionamiento.

La segunda causa de mayor porcentaje de derrames son los atentados que sufren los ductos. El insuficiente patrullaje de los tramos de oleoductos y la falta de un sistema automatizado de control propicia que los ductos sean más vulnerables a un ataque; además, debido a su longitud y por estar en lugares aislados, presentan mayor riesgo de que las amenazas actúen con facilidad (Torres, 2011).

Los derrames de este tipo son ocasionados por personas dedicados al robo de hidrocarburos, grupos delincuenciales vinculados con la guerrilla y grupos no afines a la industria petrolera que sabotean las facilidades de superficie.

Sin embargo, el robo de hidrocarburos, así como la actividad de la guerrilla en la frontera de nuestro país, ha disminuido de manera importante.

Los bloques 11 y 57 son los más afectados por el mismo número de derrames y se verifica que en el bloque 11 los atentados se presentan alrededor de un mismo sector. Observando que en ese sector se localizan pequeñas poblaciones cercanas al SOTE.

Las fallas mecánicas ocurren principalmente en los accesorios del sistema de oleoductos, como válvulas, bridas, empaques y otros accesorios. Por su naturaleza y ubicación se deben realizar estudios sobre el grado de fatiga del material con que están fabricadas las tuberías y accesorios; así como efectuar pruebas hidrostáticas antes de entrar en operación las líneas de transferencia para comprobar la resistencia del material; indispensablemente debe realizarse una inspección técnica que asegure el funcionamiento óptimo de estos elementos (Torres, 2011).

La fabricación deficiente o el desgaste en los componentes mecánicos son las principales causas para que estos elementos permitan el flujo del hidrocarburo hacia el exterior. Por eso es importante asegurar la durabilidad y confiabilidad del conjunto que conforma los oleoductos secundarios.

Las fallas humanas, en el cuarto lugar en el orden porcentual de causas de derrames, es un factor bastante aleatorio. El ser humano por naturaleza es propenso a cometer errores. Aun cuando las empresas siguen procesos rigurosos para evitar accidentes relacionados a la acción del personal en las operaciones con oleoductos, es casi imposible anular por completo accidentes provocados por las personas involucradas en las operaciones.

Las principales fallas provocadas por acción humana son relacionadas con diferentes factores: Personal no calificado como trabajadores en estado etílico o con exceso de agotamiento o con poca experiencia, deficiente capacitación por parte de la empresa para realizar el trabajo, falta de los materiales necesarios, escases de señalización y falta de control en la maleza lo cual conduce a toma de decisiones erróneas y finalmente la falta de socialización de prevención de accidentes a personas que viven cerca de zonas por donde pasan los oleoductos (Cárdenas, 2014).

Los derrames por causas naturales específicamente se focalizan en un sector dentro del bloque 11. Este tramo del oleoducto que conecta la amazonia con la costa ecuatoriana, bordea el Río Napo y está relativamente cerca de la cordillera oriental de los Andes. Por eventos naturales se tiene el mayor volumen de hidrocarburos derramado.

La razón que explica estos valores son los terremotos que causaron la ruptura del SOTE con una capacidad de transporte de 360.000 BPPD crudo mediano. El derrame más importante ocurrió en el año de 1987, cuando 70 km del oleoducto fueron dañados derramando 75.956 barriles, ocasionando el bloqueo de la exportación de crudo por 5 meses en ese año (El Comercio, 2013).

Este evento, además de dañar el oleoducto, colapso las vías de acceso a los puntos de derrame, aumentando el tiempo de reacción por parte del personal encargado de control y limpieza de derrame. Estos son los motivos por los cuales estos sucesos a pesar de que no son tan recurrentes lograron derramar volumen acumulado más alto que otras causas.

Los derrames generados por este tipo de eventos naturales son totalmente aleatorios; presentan mayor dificultad en su prevención.

Comparando la información de las Figuras 8 y 9, a pesar de que la corrosión sea la principal causa de derrame, no presenta un volumen histórico derramado tan alto comparado con el de los atentados. De hecho, el volumen total derramado por fallas humanas sigue siendo mayor al de los generados por corrosión. Y, el volumen relacionado a las fallas mecánicas de la tubería o accesorios que componen los sistemas de oleoductos es el más bajo.

Se puede explicar este resultado considerando el área del lugar afectado por el derrame y de la capacidad de reacción en el caso de un evento por parte del personal a cargo del control y limpieza de derrame.

Como se mencionó las fallas mecánicas se presentan en elementos del oleoducto que no presentan las características adecuadas de funcionamiento o han cumplido su vida útil por el desgaste operativo. Pero estas fugas generalmente se caracterizan por ser de tamaño reducido como goteo cuando falla un empaque. La identificación de estos derrames suele ser rápida debido a la misma operación diaria de los accesorios que permite verificar si existe algún problema. Además, usualmente los componentes averiados pueden ser reparados o remplazados de manera rápida.

La corrosión en la tubería ocurre con mayor frecuencia, por lo que las empresas hidrocarburíferas tienen departamentos encargados al mantenimiento de los ductos, lo cual permite estar informado del estado actual de las tuberías y ayuda en la planificación de la reparación o sustitución de los tramos en que se necesiten. Sin embargo, a pesar del cuidado que se tiene con los ductos, el tiempo de vida o los puntos exactos donde pueden suceder los derrames son difíciles de predecir.

No obstante, cuando se genera un suceso de este tipo, de manera similar para las fallas mecánicas, el derrame se puede identificar rápidamente y poder tomar las medidas necesarias previendo que los volúmenes derramados sean grandes.

Por otro lado, las fallas humanas en operaciones con oleoductos suelen ser eventos inesperados y fortuitos. Es decir, es un factor que involucra la posibilidad de equivocarse y que es inherente a la condición humana (Torres, 2011). Por esta razón los derrames de este tipo no son advertidos y toman tiempo en responder ante estos eventos.

De manera similar ocurre con los atentados en los ductos, se presentan de manera imprevista y en lugares con poca seguridad o falta de supervisión. Esto provoca que las empresas no detecten de manera inmediata el derrame y el tiempo de respuesta sea mayor.

Generalizando, las causas en las que las empresas petroleras tienen mayor control son las fallas mecánicas y la corrosión no implican grandes volúmenes derramados, pero las causas imprevistas como atentados o errores humanos, por ser aleatorios, pueden generar importantes derrames.

## 3.3. Análisis de Diseño

Las líneas de trasferencia transportan el crudo tratado, deshidratado y desgasificado proveniente de los pozos; es decir, el petróleo enviado por los ductos podría considerarse monofásico.

El criterio básico para el diseño de tuberías que trasportan líquido se debe basar en la velocidad de flujo. En el caso de ductos que trasportan fluidos en una sola fase por diferencia de presiones, la velocidad mínima del fluido debe ser mayor a 3 pies/seg para reducir la deposición de arena u otros sólidos y no ser mayor a 15 pies/seg para evitar la erosión del material de la tubería. Dentro de este rango, la caída de presión normalmente es baja (API RP 14E, 1991).

De esta manera se pueden comparar las dimensiones actuales de tres ductos del oriente ecuatoriano y establecer si están dentro del criterio anterior mencionado.

La presión es otro factor importante en el diseño de los oleoductos. Los valores de presión no deben exceder la máxima presión permitida de operación (MAOP). Este valor se calcula mediante la ecuación de Barlow que conjuga el espesor nominal de la tubería (t), el diámetro externo nominal (De) y el esfuerzo elástico mínimo especificado (Sy) que depende del material y el grado de cada tubería; luego se corrige con un factor de diseño (F) que para ductos con líquidos toma un valor de 0,72 (Pilco & Cajamarca, 2014). Los dos tipos de tubería más frecuentemente usados son ASTM A106 Grado B y API 5L Grado B (Terán, 2010). Usando las características de una tubería API 5L B con esfuerzo elástico mínimo de 35000 psi, se compara porcentualmente la condición actual de la MAOP con la ideal calculada.

Teniendo en cuenta que la viscosidad de un crudo mediano oscila entre 1 a 10 centipoise (Miranda, 2008), se tomará el valor más alto el análisis. Además, se escogió el valor de rugosidad del material de acero al carbón usado para el análisis de pérdidas de presión por fricción.

### Sacha – Lago Agrio

La producción del campo Sacha, ubicado al sur de Lago Agrio, es de 67500 BPPD con un °API promedio de 25.4, el diámetro de la tubería que transporta el petróleo es de 26 pulgadas y la longitud del oleoducto es de 51 km. La MAOP actual de la tubería es de 460 psi. Se asume una presión de operativa de 300 psi representada en altura para el cálculo de pérdidas de presión donde “Hx” es la presión en cada punto del perfil topográfico. Ver figura 10.

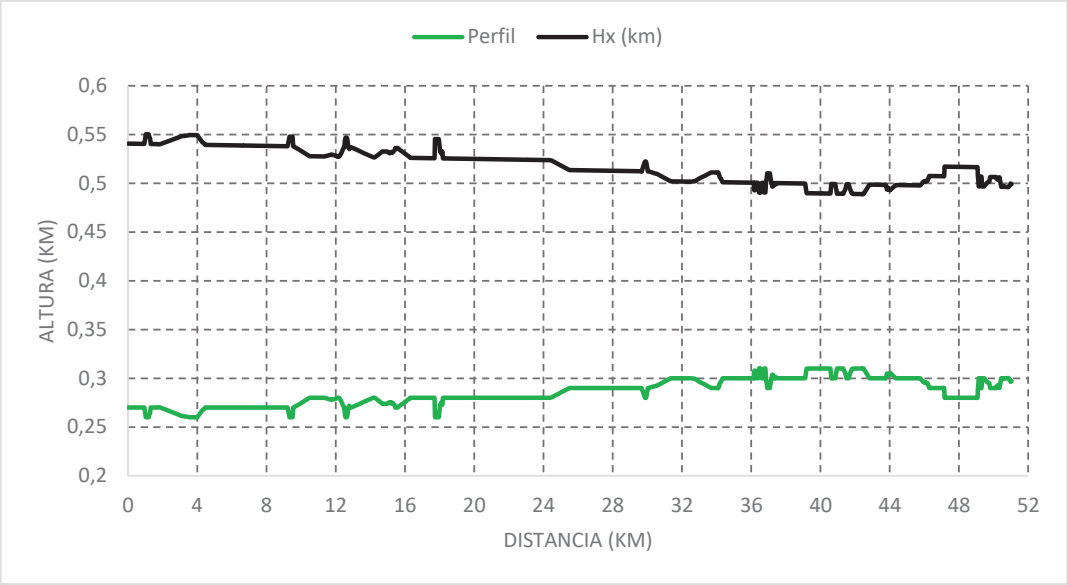


*Figura 10. Perfil de Presiones Sacha - Lago Agrio*
(Fuente: Gordillo, 2017)

Cálculo de la velocidad de flujo:

$$v = 0.012\ \frac{Q}{di^2}$$

$$v = 0.012\ \frac{67500}{25.5^2}$$

$$v = 1.24\ [ft/s]$$

Cálculo de la pérdida de presión por fricción:

$$\Delta P = \frac{0.0000115\ f\ Q^2\ SG}{di^5}\ x\ L$$

$$\Delta P = \frac{0.0000115\ (0.026)(67500)^2(0.901)}{(25.5)^5}\ x\ \frac{51(1000)}{0.3048}$$

$$\Delta P = 19\ [psi]$$

Cálculo MAOP ideal para tubería API 5L B:

$$MAOP = \frac{2(Sy)(t)(F)}{De} = \frac{2(35000)(0.25)(0.72)}{26} = 485\ psi$$

La velocidad de flujo en la tubería es menor a 3 ft/seg con una caída de presión por fricción de 19 psi. La velocidad podría generar problemas de sedimentación en los tramos donde la topografía presenta declives, principalmente en el último tramo entre los kilómetros 45 a 50.

La presión máxima de operación permitida actual se ve reducida en un 5%, que indica una pérdida de espesor no tan alta y muestra que la calidad del oleoducto está en buenas condiciones.

### Indillana – Shushufindi

Los 23100 BPPD del campo Indillana se transporta hasta la estación Shushufindi Central por una tubería de 12 pulgadas y 26 kilómetros de longitud, el crudo es de 20 °API en promedio. La MAOP actual de la tubería es de 450 psi. Se asume una presión de operación de 300 psi para el cálculo de pérdidas de presión representada en altura para el cálculo de pérdidas de presión donde "Hx" es la presión en cada punto del perfil topográfico. Ver figura 11.

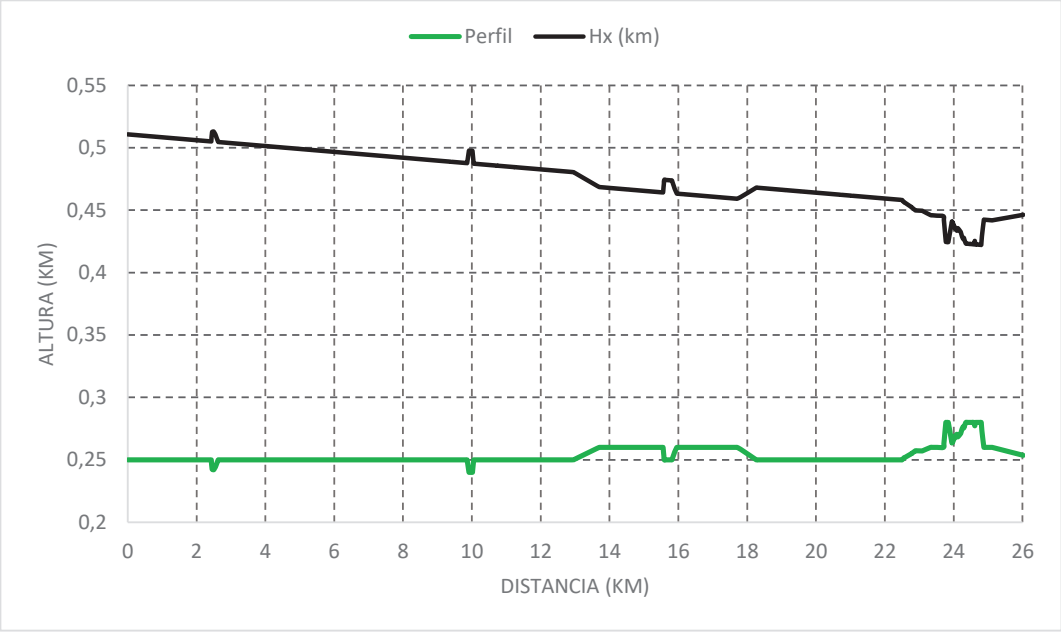


*Figura 11. Perfil de Presiones Indillana – Shushufindi*
(Fuente: Gordillo, 2017)

Cálculo de la velocidad de flujo:

$$v = 0.012\ \frac{23100}{11.25^2}$$

$$v = 2.19\ [ft/s]$$

Cálculo de la pérdida de presión por fricción:

$$\Delta P = \frac{0.0000115\ (0.029)(23100)^2(0.933)}{(11.25)^5} x \frac{26(1000)}{0.3048}$$

$$\Delta P = 79\ [psi]$$

Cálculo MAOP ideal para tubería API 5L B:

$$MAOP = \frac{2(Sy)(t)(F)}{De} = \frac{2(35000)(0.375)(0.72)}{12} = 1575\ psi$$

La velocidad de flujo se aproxima a 3 ft/seg por lo que está debajo de limite, pudiendo causar problemas de sedimentación.

Como se puede ver la topografía de este tramo de oleoducto es regular y se mantiene horizontal por lo que la caída de presión en la tubería se muestra como una pendiente debido a las pérdidas de fricción.

La MAOP actual se ve reducida en un 70%, mostrando un alto desgaste de la tubería.

## Aguarico – Shushufindi

El campo Aguarico se encuentra dentro del Bloque 17 y su producción de 11 600 BPPD con un grado API de 28.7° se transporta hacia el sur en la estación Shushufindi Central en un ducto de 10 pulgadas y una distancia de 15 km. La MAOP es de 280 psi. Se asume una presión de operación de 200 psi para el cálculo de pérdidas de presión representada en altura para el cálculo de pérdidas de presión donde “Hx” es la presión en cada punto del perfil topográfico. Ver figura 12.

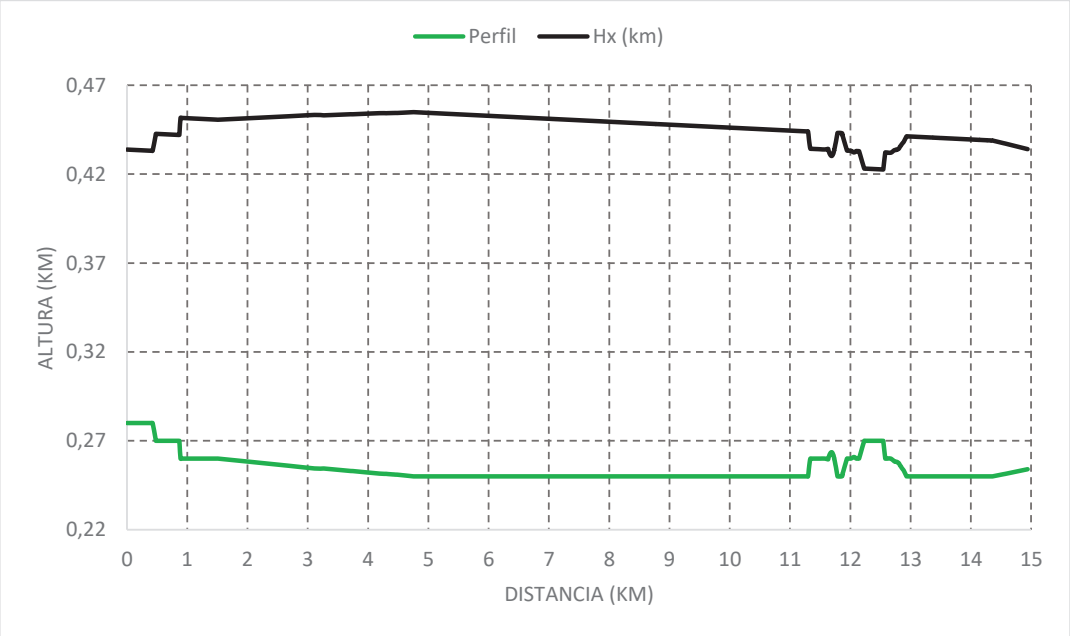


*Figura 12. Perfil de Presiones Aguarico-Shushufindi*
(Fuente: Gordillo, 2017)

Cálculo de la velocidad de flujo:

$$v = 0.012\ \frac{11600}{9.27^2}$$

$$v = 1.62\ [ft/s]$$

Cálculo de la pérdida de presión por fricción:

$$\Delta P = \frac{0.0000115\ (0.033)(11600)^2(0.883)}{(9.27)^5} x \frac{15(1000)}{0.3048}$$

$$\Delta P = 32\ [psi]$$

Cálculo MAOP ideal para tubería API 5L B:

$$MAOP = \frac{2(Sy)(t)(F)}{De} = \frac{2(35000)(0.365)(0.72)}{10} = 1840\ psi$$

La velocidad de flujo es baja y puede ocasionar acumulación de sedimentos en la trayectoria de la tubería.

La estación Aguarico se encuentra por encima de la estación Shushufindi Central, en su primer kilómetro, observándose un declive pronunciado y genera un incremento de presión al fluido trasportado; este punto es donde mayor presión soporta la tubería.

La MAOP se ve reducida en un 85% mostrando que la tubería ha perdido sus propiedades originales.

Mediante análisis estadístico implementando el modelo lineal generalizado se buscó establecer un patrón que explique cuál es el factor de riesgo o causas de las anteriormente mencionados que influya de manera significativa para que se dé un evento de derrame de hidrocarburos en los oleoductos secundarios de la amazonia ecuatoriana.

El resultado del análisis estadístico determina que ninguno de los factores presenta una relevancia suficiente como para definirse un patrón. Es decir, los eventos o causas de derrames se presentan de manera aleatoria.

# 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La corrosión es la causa que genera el mayor número de eventos de derrames en tuberías. Vista la extensión del sistema de oleoductos secundarios en la amazonia, se hace difícil controlar y prevenir este factor. Es importante invertir en métodos que mitiguen la corrosión en las líneas de transporte de crudo.

Las causas que involucran el factor humano en errores operacionales, atentados o accidentes; son eventos aleatorios e impredecibles, pero involucran mayores volúmenes de derrames que las causas por fallas mecánicas o la corrosión.

Las zonas más pobladas son más propensas a presentar un evento de derrame, por lo que se tiene que establecer métodos de prevención eficientes y priorizar el cuidado de las líneas de trasporte de crudo en estos lugares.

Para prevenir amenazas futuras de accidentes viales, atentados o cualquier interacción humana inesperada, se debería aumentar y mejorar la señalización en las vías, además incrementar el patrullaje de tramos desolados y soterrar los tramos de oleoductos que pase por sectores altamente poblados.

Los tramos de oleoductos que se encuentran en las zonas bajas del trazado topográfico son las áreas que más carga interna de presión soportan por lo que se debería monitorear más a menudo la condición de estas tuberías para minorar el riesgo de un derrame.

Se recomienda realizar un análisis de los oleoductos más a detalle para cada bloque, debido a que cada campo presenta diferentes volúmenes de hidrocarburos, características de fluidos, factores específicos que afectan a los ductos; de esta forma se minimiza el riesgo de derrames.

La dependencia económica por la comercialización de petróleo en el país incita que la actividad hidrocarburífera se expanda en la amazonia del Ecuador; generando un daño a los ecosistemas, cuerpos hídricos y suelos principalmente dentro las áreas naturales protegidas.

Un factor que debería ser analizado es el tiempo de operación que tienen las tuberías, información que no se pudo conseguir, pero que puede mostrar un patrón de causa de derrames en oleoductos secundarios. Las empresas petroleras no tienen como prioridad sustituir tuberías que han cumplido su tiempo de utilidad elevando el riesgo de una contingencia por derrame.

# 5. BIBLIOGRAFÍA

*Anifowose, B., Lawler, D. M., Van der Horst, D., & Chapman, L. (2012). Attacks on oil transport pipelines in Nigeria: A quantitative exploration and possible explanation of observed patterns. Applied Geography, 32(2), 636-651.*

*APASA and The Ecology Lab Pty Ltd. 2003. A Review of recent innovations and current research in oil and chemical spill technology. The Australian Maritime Safety Authority, National Plan Environment Working Group, RFT AMSA, No. 583/28776, pp.77.*

*A.P.I. 1160 (2001). Managing system integrity for hazardous liquid pipelines (1st ed.). NW Washington, DC: American Petroleum Institute.*

*API, R. (1991). 14E. Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems.*

*Araujo Pozo, P. E. (2009). El extractivismo: petróleo y procesos de protesta social en el nororiente ecuatoriano. Shushufindi (Sucumbíos) (Master's thesis, Quito: FLACSO sede Ecuador).*

*Aukett, L. (2012). The Use Of Geographical Information System (GIS) In Oil Spill Preparedness And Response. In International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Society of Petroleum Engineers.*

*Barreno Carvajal, L. W., & Loor Garzón, R. I. (2016). Estudio del comportamiento de los fluidos en la línea de superficie del bloque 31 hasta el campo de Edén Yuturi, para el aseguramiento de flujo (Doctoral dissertation, Quito, 2016.).*

*Biniwale, S. S. (2003, January). GIS, Effective Support For Oil-Spill Contingency Planning. In SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference. Society of Petroleum Engineers.*

*Bravo-Oilwatch, E. (2005). Explotación petrolera en la Reserva de la Biosfera Yasuní-Ecuador. Asalto al Paraíso, 36.*

*Bryja, G. (2009). Análisis de las presiones antropogénicas sobre biodiversidad en la Reserva de Biósfera Yasuní.*

*Cárdenas Reiban, F. F. (2014). Evaluación del sistema de protección de corrosión del tramo del oleoducto transecuatoriano comprendido desde la estación de bombeo Baeza 4, hasta la estación de bombeo Papallacta. Universidad Tecnológica Equinoccial. Ecuador*

*CARE, Ministerio del Ambiente, Unión Europea y Tinker Foundation (2012). Plan de Manejo Actualizado y Priorizado del Bosque Protector Kutukú Shaimi, 2012-2017. Macas, Ecuador.*

*Columba, K. (2013). Manual para la gestión operativa de las Áreas Protegidas de Ecuador. Ministerio del Medio Ambiente, Ecuador.*

*de León Escobedo, D., & Espinoza, M. G. C. Correlación espacial de daños por corrosión en ductos petroleros de acero y el impacto en su seguridad.*

*ECOLAP y MAE. (2007). Guía del Patrimonio de Áreas Naturales Protegidas del Ecuador. Ecofund, FAN, DarwinNet, IGM. Quito, Ecuador.*

*Entrix, I. (2001). Ecuador. Estudio de Impacto Ambiental del Oleoducto de Crudos Pesados. Definición de áreas sensibles, evaluación y mitigación de impactos.*

*El terremoto de 1987. (27 de October de 2013). El Comercio. Recuperado de: http://www.elcomercio.com/opinion/terremoto-1987.html*

*Finer, M., Jenkins, C. N., & Powers, B. (2013). Potential of best practice to reduce impacts from oil and gas projects in the Amazon. PloS one, 8(5), e63022.*

*Finer, M., Pappalardo, S. E., Ferrarese, F., & De Marchi, M. (2014). ¿Bloque 31: sendero ecológico o carretera petrolera?*

*García, E. (2008). Estudio Técnico-Económico de la implementación de un sistema de seguridad para minimizar derrames de crudo en los campos Cuyabeno y Sansauri. Escuela Politécnica Nacional.*

*Gomes, G. (2010). Development of an Oil Spill Emergency Mapping System Using Internet GIS.*

*Gonzales, X., Tapia, M., & Valdivieso, M. (2009). Estado actual de las áreas protegidas y bosques protectores de la región sur del Ecuador y su marco jurídico ambiental. Universidad Técnica Particular de Loja.*

*Ivanov, A. Y., & Zatyagalova, V. V. (2008). A GIS approach to mapping oil spills in a marine environment. International Journal of Remote Sensing,29(21), 6297-6313.*

*Ministerio de Trasporte y Obras Públicas. (2012). Especial Ley de Caminos. Recuperado de:* http://www.obraspublicas.gob.ec

*Miranda Grijalva, E. L. (2008). Estudio de factibilidad para incorporar a la producción los crudos pesados del yacimiento X de un campo del Oriente Ecuatoriano.*

*Mohamadi, B., Xie, Z., & Liu, F. (2015). GIS Based Oil Spill Risk Assessment Model for the Niger Delta's Vegetation. Nature Environment and Pollution Technology, 14(3), 545.*

*Naranjo Araujo, M. F. (2011). Estudio de integridad del oleoducto principal de Repsol-YPF Ecuador desde el SPF (facilidades de producción del sur) hasta el OCP (oleoducto de crudos pesados) (Doctoral dissertation, Quito, 2011.).*

*Nzekwe, O., & Lehné, R. (2013, January). Spatial Analysis of Ordovician Oil Shale Using ArcGIS: A Case Study of Northern Estonia. In 2013 SEG Annual Meeting. Society of Exploration Geophysicists.*

*Pérez, Y. S. B., López, E. V., Triana, Y. P., & Jácome, L. L. Determinación de la tendencia de corrosión e incrustación por monitoreo de corrosión interna en campo petrolero.*

*Petroamazonas. (2016). Producción Fiscalizada.*

*Pilco Pilco, R. J., & Toapanta Cajamarca, E. P. (2014). Análisis, evaluación y prevención de fallas potenciales mediante medición de espesores por ultrasonido en base a la norma ASTM E-797 y bajo la aplicación de la norma API 570, en la caldera y sistema de vapor del hospital del IESS en la ciudad de Riobamba (Bachelor's thesis).*

*Prieto Ortega, J. S. (1980). Normas generales para el cálculo y construcción de un oleoducto.*

*Quiñones, S. (2012). Estudio de la influencia de un recubrimiento epóxico poliamida en la velocidad de corrosión en tubería de transporte de crudo API 5L X70 (Doctoral dissertation, Quito, 2012.).*

*Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (Decreto 1215). RAHOE.*

*Rosero Reyes, P. A. (2012). Desarrollo de un algoritmo y programa en Matlab para sistematizar y automatizar un modelo digital hidrodinámico en estado estable de un oleoducto para transporte de crudo liviano (Doctoral dissertation, Quito, 2012.).*

*Serrano Guzmán, M. F., Torrado Gómez, L. M., & Pérez Ruiz, D. D. (2013). Impact of Oil Spills on the Mechanical Properties of Sandy Soils. Revista Científica General José María Córdova, 11(12), 233-244.*

*Shahriar, A., Sadiq, R., & Tesfamariam, S. (2012). Risk analysis for oil & gas pipelines: A sustainability assessment approach using fuzzy based bow-tie analysis. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 25(3), 505-523.*

*Terán Rodríguez, L. F. (2010). Estudio y diagnóstico del uso adecuado de accesorios, bridas, válvulas, tuberías en los diferentes sistemas de producción y tratamiento de gas, agua y petróleo.*

*Torres, C. (2011). Plan de contingencia para derrames de hidrocarburos en las líneas de flujo en el campo Cuyabeno de Petroproducción (Doctoral dissertation, Tesis de pregrado). Universidad de Guayaquil, Guayaquil, Ecuador).*

*UNESCO, 1996. Reservas de biosfera: La Estrategia de Sevilla y el Marco Estatutario de la Red Mundial. UNESCO, Paris.*

*Vicencio Pulido, J. (1980). Construcción del oleoducto Nuevo Teap-Venta de Carpio.*

*Villegas Villegas, I. A. (2013). Estudio de factibilidad técnica para el control de agua en el Yacimiento "U" Inferior del Campo Pindo.*

*Walker, A. H., Kucklick, J. H., Steen, A. E., & Fritz, D. (1995, February). Oil spill chemicals in freshwater environments: technical issues. In International Oil Spill Conference (Vol. 1995, No. 1, pp. 373-379). American Petroleum Institute.*