

**ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DE IMPACTOS POR FUGAS DE LÍQUIDOS
Y GAS EN TUBERÍAS DE HIDROCARBUROS**

EDISON HUMBERTO RINCÓN MARTÍNEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2011

**ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DE IMPACTOS POR FUGAS DE LÍQUIDOS
Y GAS EN TUBERÍAS DE HIDROCARBUROS**

EDISON HUMBERTO RINCÓN MARTÍNEZ

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE
INGENIERO METALÚRGICO.**

DIRECTOR:

ING. MSC. IVÁN URIBE.

CODIRECTOR:

ING. PHD. JAIME ORLANDO VILLARREAL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES

BUCARAMANGA

2011

DEDICATORIA

A DIOS por darme la fortaleza y su compañía para cumplir esta meta.

A mi madre Luz Amanda Martínez Santos y mi padre Carlos Humberto Rincón Mejía por ser la fuente para lograr esta meta.

A mi “negrita” Aura María Flórez por estar en los momentos que más lo necesitaba, Gracias amor.

A mis hermanos Fredy, Andrés, Sebastián y Alexander por ser ante todo mis mejores amigos.

A mis abuelos por ser incondicionales con su apoyo.

A toda mi familia con su compañía y buena energía son parte de este resultado.

A la empresa TECNA I.C.E por darme la oportunidad de crear este proyecto y abrirme las puertas al mundo laboral.

A mis amigos Henry Aland, Fabián Porras, el chiqui, Nando, Mario Domínguez, Juan Guillermo, Jorge Luna y tantos que estuvieron durante mi carrera con su apoyo y alegría, Gracias.

A los profesores con los que estuve en cada una de las materias que vi en la carrera son el motor de mis conocimientos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.	13
PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.	15
1. OBJETIVOS.	16
1.1 OBJETIVO GENERAL.	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.	16
2. PERFIL DE LA EMPRESA TECNA I.C.E.	17
2.1 MISIÓN.	17
2.2 VISIÓN.	17
2.3 SERVICIOS Y PRODUCTOS.	18
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.	19
3.1 HIDROCARBUROS.	19
3.2 FUGA DE HIDROCARBUROS.	20
3.3 GESTION DE INTEGRIDAD.	21
3.4 SISTEMA INTEGRAL DE GESTIÓN DE RIESGOS.	22
3.5 IDENTIFICACION DE AREAS DE ALTA CONSECUENCIA (HCA).	23
3.6 TUBERIAS.	23
3.7 PURGA (BLOWDOWN).	23
4. DESARROLLO DEL MODELO PARA EL CALCULO DE FUGA DE HIDROCARBUROS.	24

4.1. ANÁLISIS GENERAL DEL ALGORITMO PARA EL CÁLCULO, DE IMPACTOS POR FUGAS DE LÍQUIDOS Y GAS EN TUBERÍAS DE HIDROCARBUROS.	24
4.2 CÁLCULO DE VELOCIDAD DE FUGA.	27
4.3 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES EN EL CÁLCULO DE VELOCIDAD DE FUGA POR ORIFICIO PARA LÍQUIDOS.	27
4.3.1 Cálculo de masa liberada en ruptura para líquidos.	29
4.3.2 Determinación del tiempo de fuga para líquidos.	30
4.4 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES EN EL CÁLCULO DE VELOCIDAD DE FUGA POR ORIFICIOS PARA GAS.	30
4.4.1 Cálculo de masa liberada en ruptura de tubería para gas.	33
4.4.2 Determinación de tiempo de salida de gas ya sea por fuga o ruptura.	36
4.5. ÁREA DE AFECTACIÓN PARA LÍQUIDOS.	39
4.6 RADIO DE AFECTACIÓN PARA GAS.	39
5. ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS POR FUGA O RUPTURA.	41
5.1 ANÁLISIS HCA (High ConsequencesAreas) PARA LÍQUIDOS.	42
5.1.1 Análisis Práctico HCA.	43
5.1.2 Documentación HCA.	45
6. EFECTOS POR FUGA DE LÍQUIDOS Y GAS.	46
7. ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS GENERALES.	48
7.1 CONSECUENCIAS DE INCENDIO.	48
7.1.1 Incendio de charco.	48

7.1.2 Bolas de fuego.	50
7.1.3 Dardos de fuego.	51
7.2 CONSECUENCIAS DE EXPLOSIONES.	52
7.3 CONSECUENCIAS DE NUBES TOXICAS.	54
7.4 CONSECUENCIAS AMBIENTALES.	55
7.5 CONSECUENCIAS POR INTERRUPCIÓN DEL NEGOCIO.	58
7.6 CONSECUENCIAS INTANGIBLES AL NEGOCIO.	59
7.7 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIA TOTAL.	59
8. DETERMINACIÓN DEL MODELO APLICABLE A LOS DERECHOS DE VÍA EN COLOMBIA.	60
9. CONCLUSIONES.	61
10. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.	62
11. BIBLIOGRAFÍA	64
ANEXOS.	66

LISTA DE FIGURAS.

	Pág.
Figura1. ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DE IMPACTOS POR FUGAS DE LÍQUIDOS Y GAS EN TUBERÍAS DE HIDROCARBUROS.	25
Figura 2. Factor de fricción de Darcy para el flujo en las tuberías por Moody.	36
Figura 3. Oleoducto de trabajo. TECNA I.C.E, derechos reservados.	43
Figura 4. Acercamiento oleoducto de trabajo. TECNA I.C.E derechos Reservados.	44
Figura 5. Representación esquemática de un incendio en forma cilíndrica.	50
Figura 6. Geometría de la bola de fuego durante su desarrollo.	51
Figura 7. Esquema de un dardo de fuego	52

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Tabla 1. MODELOS REVISADOS PARA FUGA DE LIQUIDOS Y GASES	66
Anexo B. Tabla 2. Relación tamaño, diámetro de agujero.	66
Anexo C. Tabla 3. Tipos de incendios.	67
Anexo D. Tabla 4. Causas más frecuente de incendios por hidrocarburos.	67
Anexo E. Tabla 5. Productos involucrados en un incendio.	68

RESUMEN

TITULO: ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DE IMPACTOS POR FUGAS DE LÍQUIDOS Y GAS EN TUBERÍAS DE HIDROCARBUROS*

AUTOR. Rincón Martínez, Edison Humberto**

Palabras Claves: Fuga de hidrocarburos, gestión de integridad, algoritmo, tubería, velocidad sónica, blowdown, abióticos, bióticos.

El siguiente documento hace un análisis para la compañía TECNA I.C.E sobre hidrocarburos fugados tanto liquido como gas en tuberías de transporte sobre tierra, tiene en cuenta la normatividad que existe a nivel mundial para realizar un plan de gestión de integridad sobre tuberías que transportan hidrocarburos.

También nos muestra el análisis de fuga teniendo como base una algoritmo que representa una manera práctica de como se debe evaluar el efecto físico de la fuga basándose en el modelo expuesto por el libro Yellowbook que indica las ecuaciones más apropiadas para realizar un cálculo en el evento de una fuga así como calcular el tiempo de fuga y área de afectación ya sea de petróleo crudo o gas natural en este caso.

Se muestra la metodología practicada por la norma API 1160 para la identificación de areas de alta consecuencia en tuberías mostrando sus alcances de una forma grafica.

Por último hace un enfoque hacia el área de integridad haciendo análisis de consecuencias por fuga o ruptura así como sus efectos en forma general teniendo en cuenta las características principales de las consecuencias más representativas en el evento de una fuga de hidrocarburo.

* Trabajo de grado, investigación.

** facultad de ingenierías fisicoquímicas, escuela de ingeniería metalúrgica, Director: Ingeniero Ivan Uribe, Codirector: Ingeniero Jaime Villarreal.

ABSTRACT

TITLE: ALGORITHM FOR THE CALCULATION OF IMPACTS OF LIQUID AND GAS LEAK IN HIDROCARBON PIPELINES*

AUTHOR: Rincón Martínez, Edison Humberto**

Key words: hydrocarbon leak, integrity management, algorithm, pipeline, sonic velocity, abiotic, biotic.

The document presents an analysis for company TECNA I.C.E about gas and liquid hydrocarbon leaks in on shore pipelines, this analysis takes into account existent world standards to do an integrity management plan of hydrocarbon pipelines.

It also shows the leak analysis based on an algorithm that represents a practice way to evaluate the physical effect of leak, relying in the model presented by The Yellow Book that points out the appropriate equations of leak time and affectation area of oil or natural gas leak.

The document also describes the methodology applied by API 1160 standard to identification of high consequences areas in pipelines showing the area extent in a graphical way.

Finally, the document focuses on integrity and it does a consequences analysis of leak or rupture and their effects, taking into account the main features of consequences at hydrocarbon leak event.

* Graduation Project, Research.

** Physical Chemistry Faculty of Engineering, Scholl of Metallurgical Engineering, Director: Engineer Iván Uribe, Codirector: Engineer Jaime Villarreal.

INTRODUCCIÓN

En la Industria Petrolera la evaluación de la Integridad de las tuberías que transportan hidrocarburos líquidos y gaseosos se realiza siguiendo regulaciones, códigos, normas y guías propias. En los países Americanos las normas más aplicadas son el API 1160 y el ASME B31.8S y estas se aplican en la mayoría de empresas en Latinoamérica y a su vez estas normas están basadas en la regulación Norte Americana 49CFR.

Dentro de las acciones consideradas en las normativas para la evaluación de la integridad de las tuberías de hidrocarburos se encuentra la evaluación de los riesgos de fallas de las tuberías. El nivel del riesgo es el resultado de determinar la probabilidad de las fallas de las tuberías y su impacto por la fuga de los hidrocarburos.

Para evaluar el impacto y las consecuencias de la fuga de los hidrocarburos se consideran: la cantidad del hidrocarburo fugado ya sea líquido o gaseoso, el impacto ambiental, el impacto en las personas, las pérdidas económicas y la imagen de las empresas.

Para determinar la cantidad del hidrocarburo fugado a través de orificios se han desarrollado modelos teniendo en cuenta variables operacionales, características de los ductos, características de los fluidos e hidrodinámicos, entre otros.

En este trabajo de grado se quiere hacer una revisión y análisis de las ecuaciones para el cálculo de las fugas a través de orificios y partiendo de estas hacer un enfoque hacia las consecuencias más relevantes así como los modelos disponibles que puedan aplicarse a las tuberías localizadas en los derechos de vías en las regiones de Colombia.

Durante la realización de la práctica en la empresa TECNA I.C.E se hizo una revisión de todos estos modelos expuestos por diferentes autores así como la utilización de normas primordiales el manejo de integridad y transporte de hidrocarburos. Teniendo como base las normas que rigen el transporte de hidrocarburos y el manejo de planes de integridad en la empresa se dio la oportunidad de conocer más a fondo el contenido de las normas con las cuales se hicieron varias capacitaciones a los operadores con el fin de que ellos tuvieran más claro el manejo de un plan de integridad en este caso enfocado a las consecuencias que derivan de una fuga en una línea de tubería.

Cabe destacar que el presente proyecto es aplicable a tuberías que transportan hidrocarburos en fase líquida y gaseosa en tierra (onshore) con características primordiales al transporte de gas natural y a las características básicas de crudo colombiano teniendo en cuenta la geografía andina de América.

PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO.

Teniendo en cuenta el petróleo como una de las fuentes generadoras de desarrollo en la parte industrial para cualquier país es necesario tener un cuidado primordial sobre sus redes de transporte para las compañías que prestan servicios en el campo de integridad es necesario tener a la mano tanto planes de mitigación como planes de evaluación en caso de un problema presentado en una línea de tubería es por eso que en vista de las periódicas fugas de líquidos y gases debido a diferentes amenazas que presentan estas, la empresa TECNA I.C.E quiere hacer un análisis sobre el hidrocarburo fugado teniendo un enfoque hacia las consecuencias más relevantes después de la fuga.

JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.

El interés de TECNA I.C.E. es de conocer cuál o cuáles serían los modelos más convenientes que apliquen a las tuberías Colombianas, para determinar la cantidad de hidrocarburos que puedan derramarse, expandirse y producir un incendio o explosión en el evento de una fuga de las tuberías de transporte.

La empresa TECNA I.C.E busca encontrar con objetivos como nos presenta el área de integridad un algoritmo para aplicarlo en compañías que lo necesiten teniendo en cuenta que se aplica bajo las normas ya establecidas en el campo de transporte de hidrocarburos.

1. OBJETIVOS.

1.1 OBJETIVO GENERAL.

- Realizar la práctica de investigación con el fin de analizar y revisar modelos que determinan velocidades de fugas en tubería de hidrocarburos.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.

- Identificar variables presentes en modelos de tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- Evaluar en el ámbito de la integridad, consecuencias en la fuga de hidrocarburos.
- Seleccionar el modelo o modelos aplicables a las tuberías de las empresas Colombianas de acuerdo con sus características propias.

2. PERFIL DE LA EMPRESA

TECNA I.C.E (Integrity and corrosionengineering)

TecnaIntegrity and CorrosionEngineering S.A.– TECNA I.C.E, es una empresa establecida en los principales países Andinos, de protección contra la corrosión interior y exterior, aplicando los estándares internacionales necesarios para tal fin.

TecnaIntegrity and CorrosionEngineering S.A. – TECNA I.C.E, cuenta con personal altamente calificado en diversas áreas de la ingeniería lo cual le permite ofrecer los servicios de mantenimiento preventivo, correctivo y de integridad en diferentes estructuras e instalaciones como oleoductos, poliductos, combustoeductos, plataformas marinas, tanques termoeléctricas, plantas industriales, entre otras.

2.1 MISIÓN.

TECNA ICE S.A. ofrece a sus clientes soluciones para el diseño, implementación y ejecución de PROYECTOS EN INGENIERÍA DE CORROSIÓN Y PROGRAMAS EN GERENCIA DE INTEGRIDAD (IMP), con profesionalismo y confiabilidad, mediante el mejoramiento continuo de sus procesos, productos y servicios.

2.2 VISIÓN.

Ser reconocida internacionalmente en el año 2012 como una organización líder en el desarrollo de PROYECTOS EN INGENIERÍA DE CORROSIÓN Y PROGRAMAS EN GERENCIA DE INTEGRIDAD (IMP).

2.3 SERVICIOS Y PRODUCTOS.

- INTEGRIDAD:

Entendiéndose como INTEGRIDAD "el estado actual del ducto definido por su condición estructural, confiabilidad y disponibilidad, y su habilidad para operar en condiciones seguras dentro de los requerimientos de operación especificados", el Programa de Gerencia de Integridad de TECNA I.C.E. abarca el DESARROLLO, IMPLEMENTACIÓN, MEDICIÓN y MANEJO del PROCESO de INTEGRIDAD a través de la valoración, mitigación y prevención de riesgos con el fin de asegurar un servicio seguro, responsable ambientalmente y confiable.

Adicionalmente, TECNA I.C.E. DESARROLLA, IMPLEMENTA, realiza la MEDICIÓN y el MANEJO del PROCESO de Integridad para facilidades a través de la valoración, mitigación y prevención de riesgos con el fin de garantizar la seguridad y protección de los trabajadores, clientes, población y medio ambiente.

3. FUNDAMENTOS TEORICOS

3.1 HIDROCARBUROS.

Se le llama hidrocarburo a la combinación de átomos de carbono tetravalentes con átomos de hidrogeno monovalentes ^[1] entre los hidrocarburos examinados en este proyecto se encuentran:

- Gas natural y sus características.

Es una mezcla de hidrocarburos livianos conformada principalmente por metano. Incluye además etano, propano y otros hidrocarburos más pesados. Algunos gases inertes tales como nitrógeno y dióxido de carbono pueden estar presentes al igual que pequeñas cantidades de sulfuro de hidrógeno y oxígeno. Se obtiene mediante la explotación de los depósitos subterráneos (yacimientos), en los cuales se encuentra en forma libre o asociado al petróleo. Una vez extraído se separa del crudo y se somete a un tratamiento para retirarle hidrocarburos (GLP y gasolina natural) e impurezas tales como vapor de agua, sólidos y productos corrosivos ^[2].

- Petróleo crudo.

Esta formado por cadenas olefínicas inestables, se transforman de manera total e íntegra, en moléculas estables en los propios yacimientos durante el transcurso de los siglos.

Mediante la realización de distintos tratamientos sobre el petróleo crudo, el refinador puede hacer reaparecer estas combinaciones moleculares inexistentes.

Por otro lado, el petróleo crudo contiene, azufre, oxígeno y nitrógeno bajo la forma de compuestos tales como sulfuro de hidrógeno, mercaptanos R-SH, disulfuros y polisulfuros (RS-S-R)_n, ácidos nafténicos.

3.2 FUGA DE HIDROCARBUROS.

Se considera derrame o fuga de hidrocarburos a todo vertimiento o descarga de éstos en el ambiente, lo que origina que los hidrocarburos mencionados escapen del control de quienes los manipulan.

Después que ocurre un derrame o fuga de hidrocarburos su comportamiento físico es un factor trascendental a considerar para evaluar los peligros sobre el ambiente y evaluar sus consecuencias, las fugas se dividen teniendo en cuenta el tipo de fluido y según la duración y tamaño de escape como se muestra a continuación^[3]:

- Fuga según el fluido.

Hay que distinguir tres tipos de fugas atendiendo al fluido de que se trate:

- Fugas de líquidos: derrames de sustancias líquidas de un recipiente cuando el fluido permanece líquido durante el proceso.
 - Fugas de gas/vapor: escapes de sustancias en fase gas de un recipiente. El cálculo exige tratamientos distintos si el fluido almacenado es gas a presión o si es un vapor en equilibrio con un líquido.
 - Fugas bifásicas: mezclas de gas y líquido a menudo resultantes de la ebullición del líquido en las condiciones de descarga.
-
- Fuga según la duración y tamaño de escape.
 - Fuga instantánea: Colapso del recipiente por vertido muy rápido de su contenido se asemeja a la fuga por ruptura.
 - Fuga continua: pérdida de contenido de magnitud y duración limitadas.

En este trabajo se tratarán dos tipos de fugas; fugas de líquidos y fugas de gas/vapor, teniendo en cuenta fugas continuas e instantáneas.

La fuga hidrocarburos en tuberías hace referencia a la fuga que se da por orificios hasta la ruptura, en la norma API_ RP 580 muestra la relación de estos orificios de acuerdo a su diámetro y tamaño (ver tabla 2 anexos).

3.3 GESTIÓN DE INTEGRIDAD.

Es una metodología para identificar amenazas, evaluar y manejar el riesgo, efectuar un plan de valoración e inspección para identificar anomalías, diseñar un plan de reparación o cambio, diseñar un programa de mitigación y control, y efectuar monitoreo, seguimiento y valoración continua^[4].

La gestión de Integridad es uno de los objetivos estratégicos prioritarios de las empresas.

- **TÉRMINOS Y PARÁMETROS DE INTEGRIDAD**

- **Riesgo.**

El riesgo definido como “la posibilidad de que algo suceda y pueda tener un impacto sobre los objetivos del proceso”. Contiene: la probabilidad de que una falla ocurra y la consecuencia de la falla, ya sea en aspectos económicos, del ambiente y por supuesto de las personas^[4].

- **Peligro.**

Es la condición que causa heridas o muerte, pérdida de equipos o tuberías ó propiedades, deterioro ambiental. (Ej. Concentración de energía mecánica, térmica, química, etc.- con posibilidad de liberarse, explosión, incendio, temperaturas altas o bajas, errores humanos,)^[4].

- **Vulnerabilidad.**

Factibilidad de que un sujeto o sistema expuesto sea afectado por el fenómeno que caracteriza a la amenaza o peligro^[4].

3.4 SISTEMA INTEGRAL DE GESTIÓN DE RIESGOS(SIGR).

Un Sistema de Gestión de Riesgos es una aproximación a la gestión de sistemas industriales basada en la identificación y control de aquellos eventos peligrosos, que tienen el potencial de causar cambios no deseados con consecuencias catastróficas. Las herramientas disponibles para verificar y gestionar el riesgo como software calculan el riesgo mediante la identificación de fallas posibles, cuya consecuencia y frecuencia se estiman rigurosamente usando modelos matemáticos de tasas de escape, dispersión a través de la atmósfera e impacto en las personas y en el ambiente, mecanismos de daño de las tuberías y otros elementos^[4].

- **Propósitos al aplicar el SIGR.**

Se considera que el control de las amenazas y la prevención de riesgos permiten que las tuberías funcionen apropiadamente (objetivo: confinar el petróleo o el gas dentro de las tuberías). Las consecuencias de una falla pueden llevar a la pérdida de contención del fluido y producir un derrame o nube, que podría provocar lo siguiente:

- Toxicidad
- Incendio
- Explosión
- Daño Ambiental
- Pérdida de la Infraestructura
- Pérdida Económica.

3.5 IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA (HCA).

Es una metodología para identificar áreas de consecuencia, debe tener en cuenta los factores más relevantes que podrían producir alto riesgo en la tubería. Consiste en seccionar una tubería y cada sección analizada podría producir un riesgo diferente y esto depende de la interacción de algunos factores externos e internos. Este es el primer paso de un plan de gestión de riesgos, segmentar la tubería. Un equipo de trabajo compuesto por personal de diseño, operaciones, mantenimiento, inspección y relaciones sociales con la comunidad, debe reunirse para sectorizar la tubería en SEGMENTOS^[4].

3.6 TUBERÍAS.

Las tuberías son el medio usual utilizado en el transporte de fluidos, compresibles e incompresibles, en los procesos industriales. Los materiales de las tuberías y sus accesorios son variados, su escogencia depende del tipo de fluido y las condiciones en que se transportará, la presión y temperatura de diseño, del medio ambiente en que se instalará, etc.; es decir dependen de la aplicación específica del sistema. Entre los materiales metálicos se encuentran los aceros maleables, al carbono o inoxidable, las aleaciones de níquel, titanio y circonio. Algunos materiales no metálicos utilizados son el asbesto-cemento, grafito impermeable, concreto no reforzado, vidrio y una gran variedad de plásticos como polietileno, policloruro de polivinilo y polipropileno ^[7].

3.7 BLOWDOWN (purga).

La cantidad de tiempo entre la liberación y transferencia con el medio exterior^[8].

4. DESARROLLO DEL MODELO PARA EL CÁLCULO DE FUGA DE HIDROCARBUROS

Para la realización de este proyecto en la empresa TECNA I.C.E se hizo un análisis sobre modelos disponibles (tabla 1 ver anexos), software y bibliografía consultada con el fin de llegar al modelo más ajustado que le permita a la compañía hacer un cálculo de hidrocarburo fugado en el caso de que ocurra un evento sobre líneas de tubería con referencia a la geografía de Colombia.

Teniendo como base la fuga de hidrocarburo se hace un análisis general sobre las consecuencias que puede generar la fuga, para este análisis el autor se basó en normas API 1160 y ASME B31.8S, con el fin de que los operadores de la empresa tuvieran una mejor visión acerca del tema de integridad de tuberías y conozcan los conceptos más relevantes a la hora de presentar un plan de manejo de integridad.

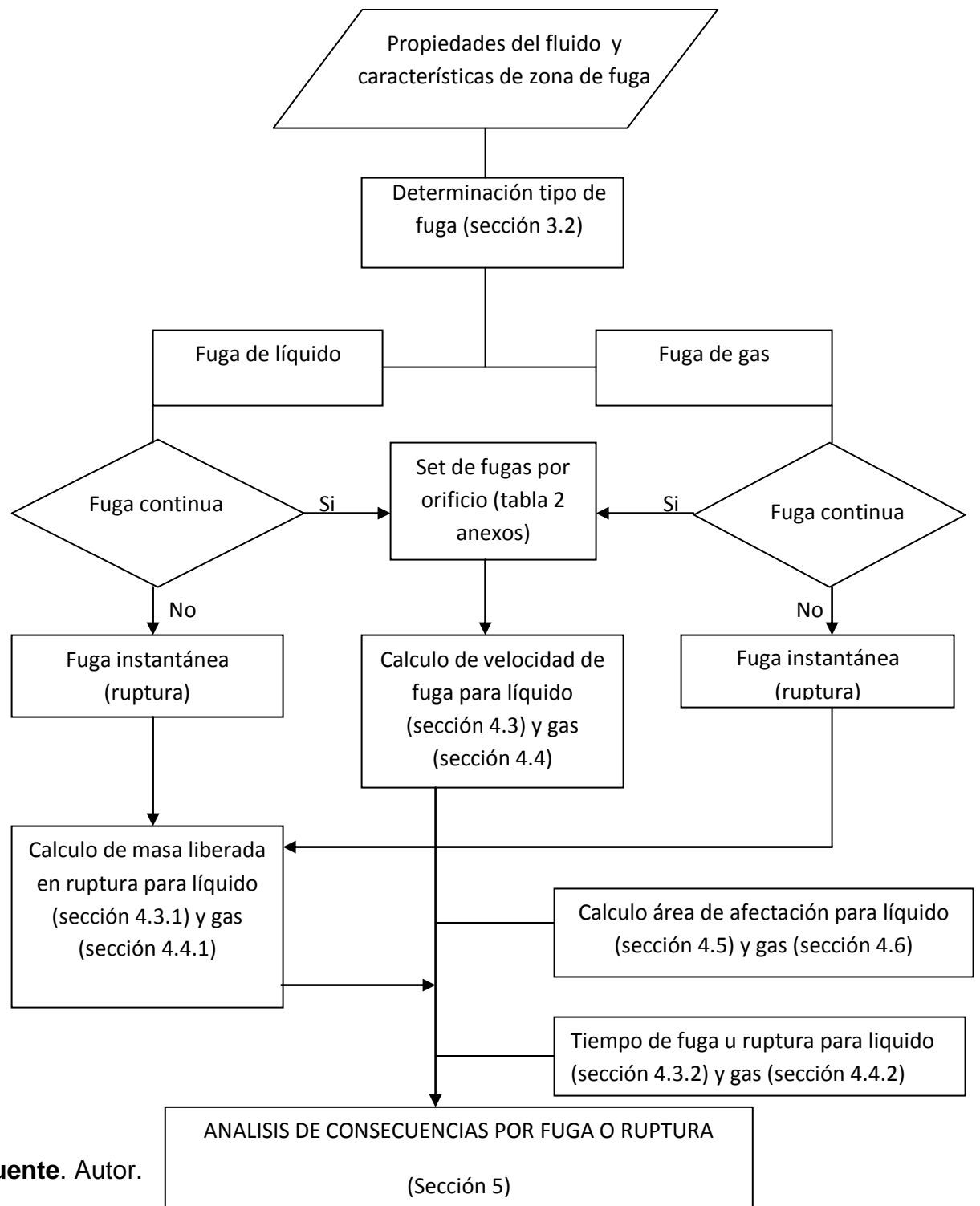
En este documento se presenta un compendio de teoría y el modelo más aceptable que la empresa evaluara en el momento que sea requerido con sus operadores.

En los presentes cálculos se hace total referencia al transporte de crudo y gas natural, tomándolos como fluidos peligrosos de aquí se derivan sus respectivos análisis de consecuencias y efectos en caso de fuga o ruptura.

Para un mejor análisis de la evaluación de velocidades de fuga el proyecto se basa en el diseño de un algoritmo que permita obtener una secuencia ordenada de pasos para actuar en caso de una fuga de hidrocarburo ya sea líquido o gas.

4.1. ANÁLISIS GENERAL DEL ALGORITMO PARA EL CÁLCULO, DE IMPACTOS POR FUGAS DE LÍQUIDOS Y GAS EN TUBERÍAS DE HIDROCARBUROS

Figura 1. ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DE IMPACTOS POR FUGAS DE LÍQUIDOS Y GAS EN TUBERÍAS DE HIDROCARBUROS.



El análisis preliminar del algoritmo comienza con la obtención de las características principales sobre el fluido que está en problemas así como la zona donde ocurre la fuga, características como densidad, punto normal de ebullición, peso molecular, temperatura de auto ignición y en cuanto a la zona como geografía, velocidad del viento, población cercana, recursos hídricos, etc.

Con la obtención de las características típicas del hidrocarburo fugado ya sea líquido o gas determinamos el tipo de fuga según la duración y el tamaño de escape pues si es una fuga continua se realizaran los cálculos de fuga teniendo en cuenta los tamaños del orificio y en el caso de no ser una fuga continua se considera como fuga instantánea y por lo tanto se asemeja a la ruptura de la tubería lo que nos llevaría a hacer un análisis de la masa liberada por ruptura.

El cálculo de la velocidad de fuga es un paso importante pues se debe hacer un análisis detallado de las variables que influyen en esta.

Teniendo como base el cálculo de velocidad de fuga y el conocimiento previo del inventario disponible se hace un cálculo del área de afectación en el caso de líquidos peligrosos y el radio de afectación en el caso del gas lo que nos aproximara más al cálculo de hidrocarburo fugado ya sea por fuga por orificio o ruptura total de la línea.

Cuando estamos en el análisis del hidrocarburo fugado con la cantidad aproximada de fuga es el momento de analizar desde el punto de vista de la integridad de tuberías las consecuencias que me produce la fuga y poner en práctica las metodologías que me muestran las normas haciendo énfasis en las consecuencias más relevantes como es el medio ambiente, públicas y económicas para la empresa.

4.2 CÁLCULO DE VELOCIDAD DE FUGA.

En el presente proyecto el análisis de las velocidades de fuga en tuberías que transportan hidrocarburos se hace desde los modelos expuestos en la literatura al revisarlos cada uno de ellos nos presenta una hipótesis que nos puede conducir a la fórmula que nos determine el cálculo de velocidad de fuga (tabla 1 ver anexos).

Los modelos expuestos tienen características que son básicas e importantes para enfrentar un problema, cada modelo se compone de características propias que se pueden exponer dependiendo el tipo de salida del hidrocarburo ya sea líquido o gas, los cuales se tratan en los numerales (4.3) y (4.4) respectivamente.

Durante el proceso de análisis de modelos se puede observar que para el caso de fuga de líquidos por orificio es limitada la modelación y se procedió a partir desde las bases como fue la utilización del libro guía de este proyecto como fue el Yellow Book ^[6] pues el modelo que se presenta aquí es base de muchos software de aplicación y trabajos hechos por diferentes autores.

4.3 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES EN EL CÁLCULO DE VELOCIDAD DE FUGA POR ORIFICIO PARA LÍQUIDOS.

En la revisión que se hizo a modelos de fuga existe una relación de variables principales como es el área del agujero y densidad del líquido, el modelo que se toma como base, hace referencia al cálculo de velocidad de fuga en función de la caída de presión, esta correlación presentada en el Yellowbook ^[6] es utilizada como la herramienta más importante para deducir la fórmula que nos permita acercarnos a los mejores resultados haciendo un cálculo aproximado de velocidad de fuga en función de sus variables.

Despreciando la velocidad inicial de líquido en la tubería, la velocidad de flujo de masa se puede calcular de la siguiente manera:

$$Q_L = C_d A_h \sqrt{2(P - P_a) \rho_L} \quad (\text{Kg/s})$$

Con esta relación es necesario conocer la presión total en la apertura (P) de la siguiente manera:

$$P = P_h + P_{aL} \quad (\text{N/m}^2)$$

Y,

$$P_h = \rho_L g h_L \quad (\text{N/m}^2)$$

Donde tenemos la relación de variables así;

A_h = área transversal del agujero [m^2]

g = aceleración gravitacional [m/s^2]

h_L = altura de líquido [m] (relativa)

P = presión total en la apertura [N/m^2]

P_h = presión del líquido [N/m^2]

P_{aL} = presión externa por encima de líquido [N/m^2]

P_a = presión atmosférica [N/m^2]

Q_L = caudal másico [kg / s]

ρ_L = densidad del líquido [kg / m^3]

C_d = coeficiente de descarga [-]

Los valores para los coeficientes de descarga (C_d) son una variable fundamental pues me determina el tipo de orificio en el cual esta sucediendo la fuga y se recomienda;

En fugas continuas y características propias del orificio el coeficiente de descarga se toma:

Para orificios fuertes.

$$C_d = 0.62$$

Para orificios rectos

$$C_d = 0.82$$

Para orificios redondos

$$C_d = 0.96$$

Cabe destacar que cuando se produce la ruptura y tomándola como una fuga instantánea el coeficiente de descarga se toma:

Para ruptura de tubería

$$C_d = 1$$

4.3.1 Cálculo de masa liberada en ruptura para líquidos.

Debido en gran parte a su estado físico en caso de que el líquido sea liberado por la ruptura de una tubería, se debe tener en cuenta el inventario. La estimación de esta cantidad está basada en función de la velocidad de Flujo, el diámetro y la longitud de la tubería, dependiendo de esto tomaremos la descarga como total en relación con lo expuesto en el inventario determinando a la ruptura como una fuga instantánea

4.3.2 Determinación del tiempo de fuga para líquidos

En función de la velocidad de fuga cuando existe fuga por orificio o fuga por ruptura, se calcula el tiempo que se tomará en desocupar el inventario disponible en la tubería, y está determinado por la siguiente ecuación:

$$t = \frac{Q_L}{Q_S} \text{ (s)}$$

Donde Q_S es el inventario disponible para ser fugado y Q_L la velocidad de Fuga.

4.4 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES EN EL CÁLCULO DE VELOCIDAD DE FUGA POR ORIFICIOS PARA GAS.

Para un flujo de gas después de una ruptura total en tuberías la edición anterior del YellowBook describe una solución aproximada del conjunto de ecuaciones diferenciales que gobiernan el flujo de gas después de una ruptura en tuberías. La dependencia del tiempo de la salida del flujo es tratada asumiendo la llamada “zona de expansión” la cual, después de una ruptura total, comienza a moverse con la velocidad del sonido en la tubería en dirección opuesta al flujo ^[6].

Both Olorunmaiye [1993] y Lan [1991] describen en cambio, dos modelos complejos con los procedimientos de solución numérica correspondiente. Las suposiciones hechas son: flujo unidireccional, condiciones de fricción de flujo en estado estable, flujo isotérmico y adiabático, gas perfecto.

Lang [1991] describe el flujo en la tubería de gas después de una ruptura, solucionando ecuaciones diferenciales de balance de masas y momento, usando el método espectral con polinomios de Legendre.

Olorunmaiye [1993] reconoce las ecuaciones de conservación de masa y momento para formar un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales hiperbólicas, y las soluciona con un método numérico de características.

Hanna [1987] da la correlación empírica de Bell, reformulada por Wilson. El modelo de predicciones de Wilson para la velocidad de flujo de masa de metano de una tubería es muy similar al modelo Gaussiano.

Para flujo de gas no estacionario en tuberías a través de orificios pequeños Weiss [1988] da una correlación empírica para fugas en tuberías, las cuales han sido validadas contra modelos complejos.

Esta correlación para orificios en tuberías es el más cercano al resultado que queremos.

El modelado de la salida de gas a través de orificios de Weisstiene por objeto predecir la tasa de flujo de masa en función de la caída de presión en el agujero^[6] con la utilización de la tabla 2 que tiene la relación entre los orificios de salida.

La velocidad de salida de gas a través de un orificio se puede estimar por la ecuación generalizada;

$$Q_S = C_d A_h \varphi \sqrt{\rho_0 P_0 \gamma \left[\frac{2}{\gamma + 1} \right]^{\left(\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1} \right)}} \quad (\text{Kg/s})$$

El factor φ está dado por las ecuaciones a continuación, y depende de si la salida del gas es crítico o no.

La salida es crítica cuando:

$$\frac{P_0}{P_a} \geq \left[\frac{(\gamma + 1)}{2} \right]^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}} (-)$$

Entonces para flujo crítico:

$$\varphi^2 = 1$$

Y para una salida suscritica:

$$\varphi^2 = \frac{2}{(\gamma-1)} \left[\frac{(\gamma+1)}{2} \right]^{\left(\frac{\gamma+1}{\gamma-1}\right)} \left[\frac{P_a}{P_0} \right]^{\frac{2}{\gamma}} \left[1 - \left(\frac{P_a}{P_0} \right)^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma}\right)} \right] \quad (-)$$

Con,

$$\gamma = \frac{C_p}{C_v}$$

Dónde:

Q_s = caudal másico [kg / s]

C_d = coeficiente de descarga [-]

A_h = área transversal del agujero[m²]

φ = coeficiente de salida [-]

ρ_0 = densidad del gas inicial [kg / m³]

P_0 = presión inicial del gas [N/m²]

γ = relación de Poisson[-]

C_p = calor específico a presión constante [J / (kg • K)]

C_v = calor específico a volumen constante [J / (kg • K)]

Para la mayoría de los gases $1.1 < \gamma < 1.4$, y la salida será fundamental cuando;

$$\frac{P_0}{P_a} > 1.9$$

El coeficiente de descarga C_d es en realidad determinada por dos factores: la fricción y la contracción.

$$C_d = C_f C_c (-)$$

Donde;

C_f = coeficiente de fricción [-]

C_c = coeficiente de contracción [-]

Para orificios fuertes la contracción juega un papel y la fricción es despreciable; El siguiente valor para el coeficiente de descarga se recomienda [Beek, 1974]:

$$C_d \sim 0,62$$

Para orificios redondeados contracción no juega una parte y la fricción es pequeña; El siguiente valor para el coeficiente de descarga se recomienda^[6]:

$$C_d \sim 0,95 \text{ a } 0,99$$

4.4.1 Cálculo de masa liberada en ruptura de tubería para gas.

El modelo de Wilson, de salida de gas a través de tuberías tiene como objetivo la predicción de la tasa de flujo de masa en función del tiempo dependiendo de las condiciones iniciales.

El flujo másico de paso total en ruptura de tubería en cualquier tiempo (t) de acuerdo con el modelo empírico de Wilson viene dada por:

$$q_s(t) = \frac{q_{s,0}}{\frac{1+Q_0}{t_B \times q_{s,0}}} \times \left[\frac{Q_0}{(t_B \times q_{s,0}) \times \exp\left[\frac{-t}{t_B}\right] + \exp\left[-t \times t_B \times \left(\frac{q_{s,0}}{Q_0}\right)^2\right]} \right] \text{ (Kg/s)}$$

Donde las variables principales son;

1. La masa inicial total de gas en la tubería Q_0 puede ser calculada por:

$$Q_0 = \rho_0 A_p I_p \text{ (Kg)}$$

Teniendo en cuenta que el área de la tubería está dada por;

$$A_p = \frac{\pi}{4} d_p^2 \text{ (m}^2\text{) Área de tubería}$$

Tenemos:

ρ_0 =densidad

I_p =longitud de de la tubería. (m)

d_p = diámetro de tubería.

2. El flujo de masa inicial $q_{s,0}$ puede ser representado utilizando la ecuación;

$$q_{s,0} = C_d A_h \phi \sqrt{\rho_0 P_0 \gamma \left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}} \text{ (Kg/s)}$$

Donde tomamos $Cd = 1$ para la ruptura.

3. La constante de tiempo (t_B) y está compuesta por:

$$t_B = \frac{2}{3} \frac{I_p}{\mu_s} \sqrt{\gamma_D \frac{I_p}{d_p}} \text{ (s)}$$

Esta constante de tiempo esta compuesta por variables propias de la salida de gases como es la velocidad sónica del gas (μ_s) que significa la velocidad máxima de salida acompañada de una onda de presión que se mueve a la velocidad sónica del fluido y esta dada por^[8]:

$$\mu_s = \sqrt{\gamma z R \frac{T_0}{\mu_i}} \quad (\text{m/s})$$

Con variables como:

T_0 = temperatura inicial

γ = relación de poisson

A su vez la constante de tiempo está limitada por el factor de fricción de Darcy debido a las pérdidas por fricción y está dado por^[6]:

$$f_D = \left[\frac{1}{-2 \times 10 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.715 \times d_p} \right)} \right]^2 \quad (-)$$

Este factor también lo podemos deducir del diagrama de Moody con el número de Reynolds.

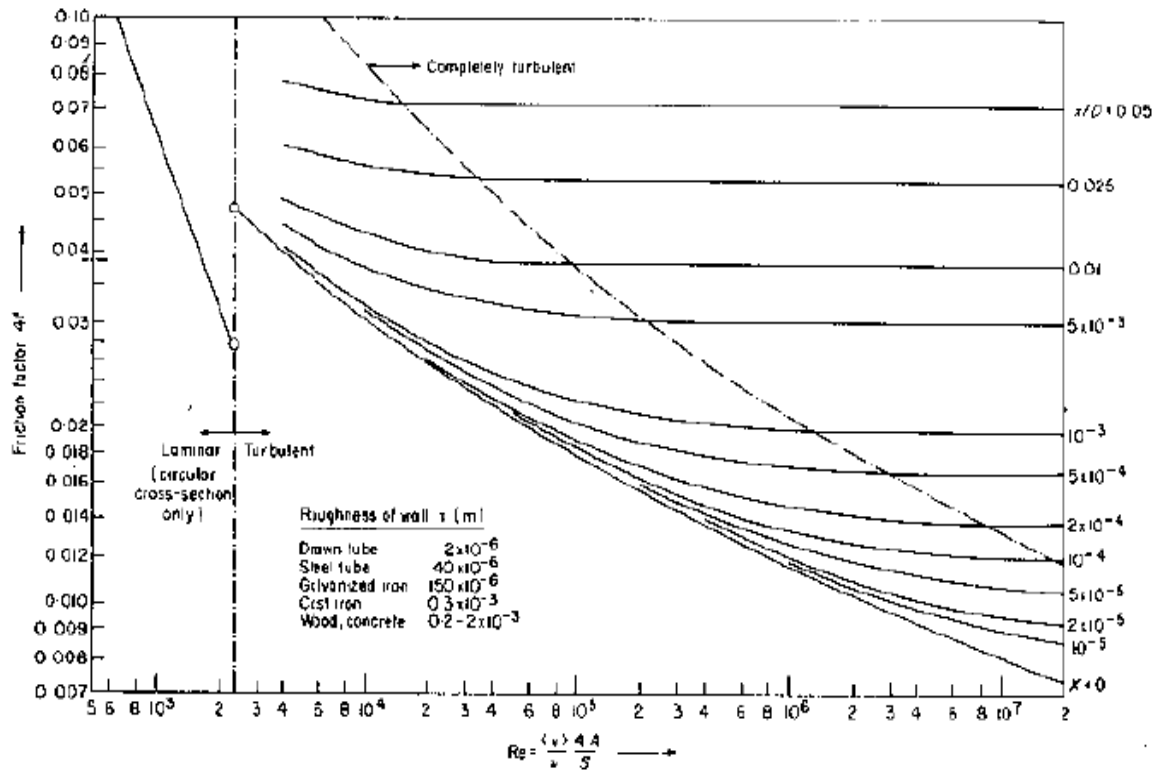


Figura 2. Factor de fricción de Darcy para el flujo en las tuberías por Moody^[6].

4.4.2 Determinación de tiempo de salida de gas ya sea por fuga o ruptura.

En el análisis que se hace al tiempo en que tarda un gas en salir se hace a partir de la ecuación de velocidad de salida del gas en ruptura. Se deben tener algunas consideraciones antes de abordar el tema pues el fenómeno de salida de gas esta acompañado de casos particulares como:

- Se debe tener en cuenta la fricción(f_D) con las paredes de la tubería hay perdida de carga representado por el factor de fricción de Darcy.

- En cuanto se produce la fuga existen condiciones sónicas que se dirige en forma opuesta a la salida del gas debido a la pérdida de energía por fricción como una velocidad y por esto influyen en la salida por orificios.
- El tiempo de salida de gas está determinado por el tiempo de purga definido en el apartado (3.7) como blowdown.

$$t = (\tau_{cr} + \tau_s)\tau_v C_b \quad (\text{s})$$

Donde;

τ_{cr} = tiempo adimensional de soplo sónico

τ_s = tiempo adimensional de soplo subsónico

τ_v = constante de tiempo

C_b = factor de corrección de la purga

Teniendo en cuenta las condiciones sónicas a continuación se hace un análisis para hallar sus valores:

$$\tau_v = V_p \times \left[\frac{\left(\frac{\gamma + 1}{2} \right)^{\frac{\gamma + 1}{2(\gamma - 1)}}}{\mu_s \times A_h \times C_d} \right] \quad (\text{s})$$

Donde:

$$\mu_s = \sqrt{\gamma z R \frac{T_0}{\mu_i}} \quad (\text{m/s})$$

$$V_p = \frac{\pi}{4} d_p^2 I_p \text{ (m}^3\text{)}$$

El cálculo de las dimensiones del tiempo de purga sónico es:

$$\tau_{cr} = \ln\left(\frac{P}{P_a}\right) - \left[\frac{\gamma}{(\gamma-1) \times \ln\left(\frac{\gamma+1}{2}\right)} \right] \text{ (-)}$$

Por el método de Simpson[1] calculamos las dimensiones del soplo subsónico:

$$\tau_s = \frac{2^{\frac{1}{\gamma-1}} \times \sqrt{\gamma-1}}{(\gamma+1)^{\frac{\gamma-1}{2 \times (\gamma-1)}}} \times \int_{P_{cr}}^{P_f} \frac{1}{p \left[p^{\frac{-2}{\lambda}} - p^{\frac{-(\gamma+1)}{\gamma}} \right]} \times d_p \text{ (-)}$$

Teniendo:

$$p = P / P_a \text{ (-)}$$

$$P_f = 1 \text{ (radio presión final) (-)}$$

$$P_{cr} = P_{cr} / P_a \text{ (radio de presión crítica de flujo)(-)}$$

La utilización de estas ecuaciones conlleva al cálculo del tiempo de fuga y su utilización debe ser detallada para conseguir el mejor resultado.

4.5. ÁREA DE AFECTACIÓN PARA LÍQUIDOS.

La Agencia Americana de Protección Ambiental (EPA) concluye experimentalmente que una fuga de hidrocarburos líquidos se extenderá sobre la superficie hasta alcanzar la pileta formada una profundidad de 0.033 pies. Con

base a lo anterior, el cálculo del área de afectación por el derrame del fluido, esta dado por^[9]:

$$A = \frac{Q_s}{(0.033)\rho}$$

Área de la pileta

Q_s = Inventario disponible para ser fugado

ρ = Densidad del Fluido.

A = Área de Fuga.

4.6 RADIO DE AFECTACIÓN PARA GAS.

Para gas natural y ruptura total de la línea se toma^[5]:

$$r = 0.69 \times d \sqrt{p}$$

Donde;

d = diámetro exterior de la tubería, pulgadas

p = presión máxima permisible en operación (MAOP), psig

r = radio del círculo de impacto, pies

En forma general cuando estemos frente a una fuga continua con tamaño de orificio de salida y variedad de gases se utiliza la siguiente ecuación:

$$r = \sqrt{\frac{115,920}{8} \mu X_s \lambda C_d H_c \frac{pd^2}{I_{th}}}$$

Donde:

C_d = coeficiente de descarga (-)

H_c = calor de combustión.

I_{th} = umbral de flujo de calor

d = diámetro de línea

p = presión de vida

r = radio de impacto

μ = factor de eficiencia de combustión

λ = tasa de liberación de factor de desintegración

X_g = factor de emisividad

5. ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS POR FUGA O RUPTURA.

Entendiéndose como análisis de consecuencias a la evaluación de las variables de los efectos de liberación y su impacto sobre las personas, el medio ambiente y la infraestructura con el fin de obtener la magnitud de daño, el objetivo en el presente proyecto para análisis de consecuencias resulta determinante pues hace parte del programa de integridad de las tuberías desarrollándolo bajo las normas establecidas con las condiciones expuestas por las mismas, teniendo en cuenta estos puntos de partida nos dirigimos hacia la búsqueda de un procedimiento que conlleve al mejor entendimiento por parte de cualquier operador que tenga acceso a este documento.

Teniendo en cuenta la bibliografía ^[5] para el caso de los gases nos presenta los factores que se deben tener en cuenta al hacer un análisis de consecuencias y para el caso de líquidos^[4] nos presenta una metodología práctica para el análisis de las consecuencias.

Para el caso de los gases la norma es clara al evaluar las consecuencias de un fracaso en la zona de impacto el operador deberá considerar lo siguiente^[5]:

- a) Densidad de población
- b) Proximidad de la población a la tubería (incluida la consideración de los hechos por el hombre o las barreras naturales que pueden proporcionar un cierto nivel de protección)
- c) Proximidad de las poblaciones con movilidad reducida (por ejemplo, hospitales, escuelas, guarderías, comunidades de retiro, cárceles, zonas de recreo).
- d) Daños a la propiedad.
- e) Daños al medio ambiente
- f) Efectos de las emisiones de gas.

g) Seguridad del suministro de gas (por ejemplo, los impactos resultantes de la interrupción del servicio)

h) Conveniencia y necesidad pública

i) Posibilidad de fallas secundarias

Se debe tener en cuenta que las consecuencias pueden variar en función de la riqueza del gas transportado y como resultado de cómo el gas se descomprime.

5.1 ANÁLISIS HCA (High Consequences Areas) PARA LÍQUIDOS

Para el caso del transporte de líquidos y debido a su estado físico la norma hace referencia a las consecuencias como una representación de áreas de alta consecuencia sobre la línea esto implica que la mejor opción para evaluar las consecuencias es sectorizarla teniendo en cuenta factores importantes como^[4]:

- a) Los cambios de densidad de población a lo largo del derecho de vía. Se recomienda seccionar cuando los cambios superan el 10%.
- b) Los factores geográficos del trazado de la tubería expuestos al riesgo, tales como fuentes de captación de agua para consumo humano, lagos, lagunas, ríos, terrenos agrícolas o cultivables.
- c) Condiciones de corrosividad del terreno, teniendo en cuenta los cambios de resistividad, química del suelo o contaminaciones. Se recomienda seccionar cuando los cambios son mayores al 30%.
- d) Cambios significantes en las condiciones del recubrimiento.
- e) La edad de la tubería, si se han efectuado cambios de tramos en épocas diferentes.
- f) Otros. En este aspecto el código hace que el equipo de trabajo introduzca factores que a su bien crean que pueden ser determinantes.

5.1.1 AnálisisPrácticoHCA.

En el desarrollo de la practica fue de gran beneficio para el autor hacer una presentación sobre la norma ^[4] aplicable a tuberías de transporte de líquidos peligrosos pues para los operadores fue beneficioso conocer el proceso de un plan de gestión de integridad.

El análisis de HCA hace parte de el análisis de consecuencias que se le hace a un ducto es la forma más representativa que nos presenta la norma para explicar su contenido.

Para tener un mejor entendimiento sobre las áreas de alta consecuencia (HCA) se hacen las siguientes ilustraciones basadas en un ducto trabajado por la compañía TECNA I.C.E:



Figura3. Oleoducto de trabajo. TECNA I.C.E derechos reservados



Figura4. Acercamiento oleoducto de trabajo. TECNA I.C.E derechos reservados.

Este ejemplo ilustra más claro sobre el contenido de la norma para HCA con la sectorización de las líneas de tubería que debe estar hecha por personal calificado en diseño, operaciones, mantenimiento, inspección y relaciones con la comunidad con el fin de facilitar el análisis de las consecuencias dependiendo su nivel.

Como se puede observar en las ilustraciones el color nos indica el nivel de consecuencia así por ejemplo para el color rojo nos muestra una área de consecuencia alta debido en una parte a la cercanía con la población lo cual si llegase a tener una fuga o ruptura de la línea las consecuencias serían fatales. En otro punto de la línea el color rojo se encuentra en una intersección con un río también teniendo en cuenta los factores puede proveer agua a las poblaciones vecinas, entendiendo esto el derrame sobre esta fuente hídrica llevaría a consecuencias de gravedad.

Siguiendo con la ilustración podemos analizar el color naranja como una media consecuencia pues ya se encuentra alejada la línea de la población civil como de alguna fuente hídrica y posteriormente sus consecuencias no serían de gran trascendencia.

Un guía para identificar estas condiciones es la siguiente:

- Naturaleza y características del fluido y su volatilidad
- Condiciones de operación (presión, temperatura, velocidad, etc.)
- Topografía del terreno asociado con el segmento
- Gradiente hidráulico
- Diámetro de la tubería
- Tipos y características de cruces
- Potenciales de fuerzas naturales
- Capacidad de respuesta

5.1.2 Documentación HCA

Los datos deben asegurarse en un programa especial o base de datos que incluyan figuras o mapas de las zonas HCA. Si los operadores observan que existen cambios significativos que puedan calificar áreas adicionales como áreas de HCA, deben documentarlas e integrarlas a la base de datos.

6. EFECTOS POR FUGA DE LÍQUIDOS Y GAS.

Los efectos que se producen por la liberación de hidrocarburos debido a fugas o ruptura total de una línea de transporte es un tema de gran importancia para los países, pues su liberación puede tener consecuencias de gran envergadura que si no son controladas a tiempo traerá situaciones desfavorables entre los mas importantes para estudiar son:

- Incendios
- Explosiones
- Nubes toxicas

Es por eso que en América y el mundo existen agencias o corporaciones que actúan a favor del cuidado del medio ambiente. En el caso de América la agencia mas representativa es la EPA (Environmental Protection Agency) pues esta es la encargada de evaluar los procedimientos a seguir en el caso donde se produzca un evento de liberación de material contaminante.

Los efectos que produce una liberación de hidrocarburo son de gran importancia para una empresa que preste servicios de integridad pues de aquí se pueden desprender consecuencias graves tanto al medioambiente como para el entorno social y la representación de la empresa.

En el marco de la letalidad con el propósito de dar una aproximación a cálculos que en su momento serán básicos, existen modelos con procedimientos y ecuaciones como la de Probit expuestas por TNO ^[10,11], teniendo en cuenta los factores mas importantes expuestos por la EPA y las regulaciones del DOT (Document of Transportation) 49 CFR para transporte y 40CFR para protección de medioambiente.

Antes de realizar un análisis de consecuencias por efectos de toxicidad, incendio y explosiones de las sustancias que se liberan, se tendrá que obtener varios parámetros de información sobre las sustancias que tiene el área o que rodea el sitio, a partir de esto tendremos en cuenta las siguientes consideraciones^[9]:

- Velocidad del viento:

El operador puede utilizar los datos meteorológicos locales aplicables a la fuente estacionaria, los cuales muestran un valor de velocidad del viento mínimo durante los tres años anteriores, estos datos mínimos se pueden utilizar.

- Temperatura ambiente y humedad:

El operador utilizará la temperatura máxima diaria en los tres años anteriores y la humedad promedio para el sitio, sobre la base de datos de temperatura y humedad se reunieron en la fuente fija o en una estación meteorológica local.

- Altura de la liberación:

La liberación de una sustancia tóxica regulada se analizó asumiendo un nivel del suelo (0 pies de liberación).

- Rugosidad de la superficie:

El operador deberá utilizar topografía urbana o rural, según proceda. Urbano significa que hay muchos obstáculos en el área inmediata; obstáculos incluyen los edificios o árboles. Rural significa que no hay edificios en el área inmediata y el terreno es generalmente plano y sin obstáculos.

7. ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS GENERALES.

7.1 CONSECUENCIAS DE INCENDIO.

En la industria del petróleo debido a sus características en sus derivados como es la inflamación, puede dar origen a diversos tipos de incendios. Según Crawley^[12] la mayor parte de ellos presentan en general una causa común: La fuga masiva e incontrolada de producto sobre el medio que rodea el depósito de almacenamiento o equipo. El desarrollo posterior del suceso depende de un amplio número de factores: estado físico (gas y/o líquido) y características del producto, velocidad con la que se produce la emisión o vertido, posibilidad inmediata o diferida de ignición, etc., pero en todo caso, y desde el punto de vista de la planificación ante accidentes graves, la radiación térmica es la manifestación más peligrosa de los incendios.

En la tabla 3 (ver anexos) se muestra la tipología de los incendios y el momento en que se aporta la energía de activación, así como en la tabla 4 (ver anexos) se muestran algunas estadísticas sobre incendios en ámbitos industriales.

De estos datos se deduce que las causas más frecuentes es por fugas de sustancias inflamables incluyendo la falla en tuberías que alcanza un promedio considerable.

En la tabla 5 (ver anexos) los productos relacionados con el petróleo sus derivados y otras sustancias orgánicas intervienen en un 60% de los casos.

7.1.1 Incendios en charco.

Cuando un hidrocarburo líquido arde, lo que realmente se quema es la parte que se evapora desde la superficie del mismo, sobre la que se apoya la base de las llamas; esto es, los vapores emitidos se mezclan con el aire y cuando se

sobrepasa el límite inferior de inflamabilidad y se aporta la energía de activación necesaria, se produce el incendio. Si está precedido por una fuga o derrame, el líquido se extiende, ocupando una superficie que depende de la existencia de cubeto u obstáculos que impidan su progresión. El incendio también puede tener lugar inicialmente en el propio contenedor o depósito, pero en muchas ocasiones se produce la rotura del equipo produciendo la formación del charco^[13].

Es habitual clasificar el fenómeno descrito como incendio en pared (wallfire) o incendio en charco (pool fire), aquí se generalizan estos accidentes como incendios en charco.

A continuación se muestran las etapas de incendio en charco:

1ª Etapa. Iniciación: Por sobrellenado o rotura del tanque, de una conexión, de una tubería, etc. Las causas pueden ser variadas, por ejemplo, fallo de los sistemas de control, impacto exterior, fisura provocada por fallo de soldadura, fatiga del material, etc.

2ª Etapa. Fuga del contenido: Vertido del producto sobre el área circundante, limitada o no. La temperatura del líquido debe ser superior a la de inflamación. Generación de una nube de vapor sobre el líquido.

3ª Etapa. Incendio. La combustión de la nube se produce al encontrar un foco de ignición. Si el incendio tiene lugar en una pileta se puede propagar al líquido que aun permanezca en el tanque.

En la radiación térmica, los factores como la naturaleza de la sustancia y las características geométricas de la llama juegan un papel fundamental en la intensidad de radiación térmica. La primera porque determina el caudal de vapor que se incorpora al incendio, aunque también depende de los mecanismos de evaporación que tienen lugar durante el evento, y la segunda porque caracteriza las dimensiones del foco emisor^[13]. La geometría de la llama es un aspecto relevante para el efecto de radiación térmica.

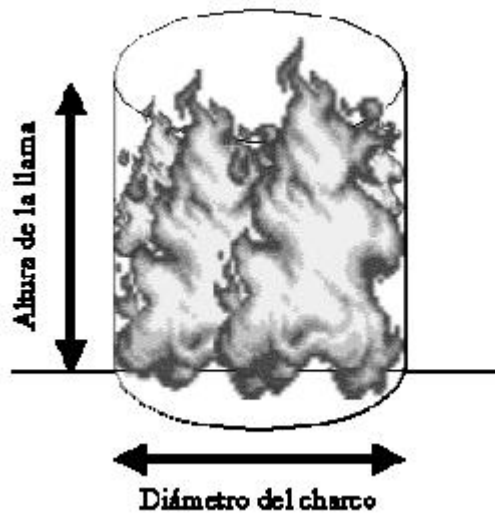


Figura 5. Representación esquemática de un incendio en forma cilíndrica.^[14]

7.1.2 Bolas de fuego.

Este tipo de incendio es característico de gases estacionarios bajo presión con el fin de mantenerlos en estado líquido, este tipo de incendio corre el riesgo de un incendio potencial al haber un escape pues se puede producir una ignición y posteriormente una bola de fuego.

En el proyecto este tipo de incendio no será tratado pues el fin es el de examinar los incendios que se producen en tuberías y este es característico de plantas industriales.

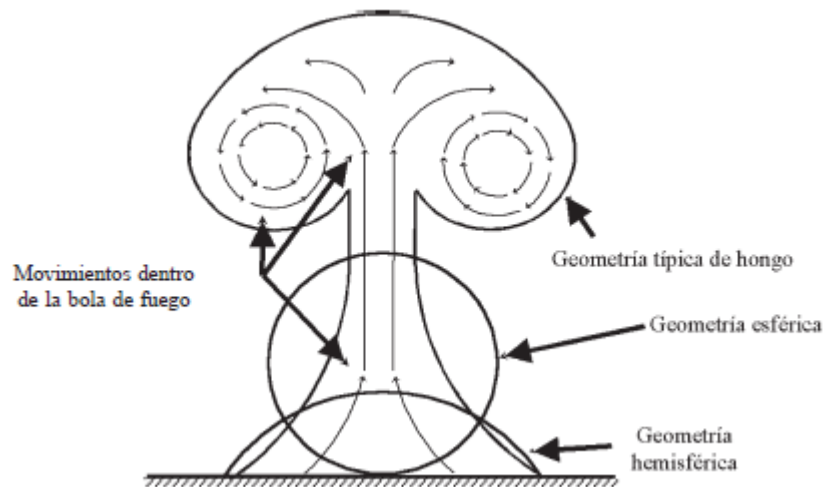


Figura 6. Geometría de la bola de fuego durante su desarrollo ^[14]

7.1.3 Dardo de fuego.

Un dardo de fuego se puede definir como: “La ignición de una fuga continua de gases o vapores inflamables contenido en tuberías o en recipientes sobre presionados” ^[15]. Se produce a través de un orificio pequeño respecto al escape de una tubería, generándose una salida turbulenta del combustible en forma de chorro, las etapas de incendio por dardo de fuego son;

1ª Etapa: Iniciación: Fisura o rotura pequeña de una tubería de interconexión que almacena o transporta un combustible bajo presión. Las causas de dicha rotura pueden ser variadas como por ejemplo daños por corrosión o daños por terceros.

2ª Etapa: Fuga: La fuga se produce inicialmente en fase líquida produciéndose un flash que depende de las condiciones termodinámicas del fluido. Más tarde, dependiendo de la posición del orificio y de las características del fluido, la fuga puede producirse en estado vapor. El régimen de la fuga suele ser muy turbulento, lo que facilita la incorporación de aire y el proceso de mezcla con éste.

3ª Etapa: Ignición: Según sea el escenario accidental, la evolución del proceso difiere: Si inmediatamente a la fuga se encuentra un punto de ignición se produce el dardo de fuego; por el contrario, si no hay un foco de ignición próximo, se origina una nube constituida por el flash inicial y, en su caso, por la evaporación desde el charco, que evoluciona en función de las características orográficas y meteorológicas. Si en su recorrido, la nube encuentra un foco de ignición y deflagra (incendio flash), el frente de llama retrocede hacia el origen del chorro y si éste persiste se genera el dardo de fuego.

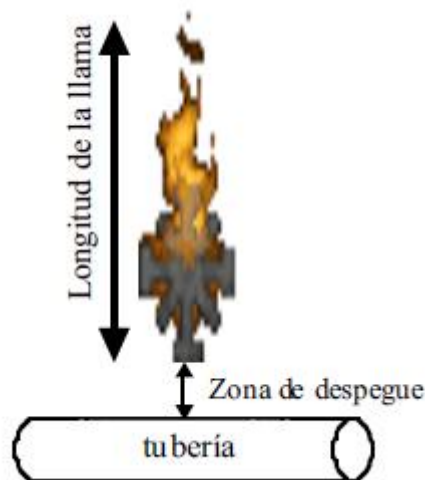


Figura 7. Esquema de un dardo de fuego ^[15]

7.2 CONSECUENCIAS DE EXPLOSIONES.

Las consecuencias de las explosiones representan un peligro potencial para las personas, cabe señalar que pueden producirse fenómenos peligrosos, como la generación de sustancias tóxicas, ondas de presión, o formación de proyectiles. Usualmente se dividen los efectos de las explosiones en un número de categorías.

Una clasificación básica consiste en diferenciar entre efectos directos y efectos indirectos^[10].

- Efectos directos o primarios.

Son los causados por las ondas de sobrepresión que se generan en una explosión. Causan lesiones en órganos vitales del cuerpo humano.

Las peores situaciones son aquellas en las que el cuerpo se encuentra cerca de una superficie plana, perpendicular a la dirección de propagación de la onda de sobrepresión, que se ve reflejada. En estas condiciones, lo que prevalece es la sobrepresión reflejada. Sin embargo, en muchas ocasiones estas condiciones no se darán, por lo que no se van a suponer sistemáticamente en los estudios.

La posición más probable, y que por tanto se tiene en cuenta en el cálculo de efectos directos, es cuando el cuerpo humano tiene su eje longitudinal perpendicular a la dirección de propagación de la sobrepresión (sin efecto de reflexión). El impacto es menor cuando el eje longitudinal del cuerpo está en la misma dirección que la propagación de la onda de choque.

- Efectos indirectos.

Este tipo de efectos se subdividen en secundarios y terciarios:

- Secundarios.

Son los originados por los fragmentos y escombros que se desprenden en la explosión. Estos fragmentos pueden ser producidos directamente por la fuente de la explosión, o bien por otros objetos situados en los alrededores de la fuente que, debido a la sobrepresión, son expulsados con fuerza.

Normalmente se consideran dos tipos de fragmentos: los que pueden cortar y punzar (por ejemplo, fragmentos de cristal) y los que sólo golpean (por ejemplo,

fragmentos de escombros, ladrillos). Hay relativamente pocos datos fiables y significativos.

- Terciarios.

Como consecuencia de la onda de sobrepresión que causa la explosión, las personas pueden sufrir desplazamientos de todo el cuerpo y colisionar con objetos estacionarios o estructuras (impacto total del cuerpo).

El interés de realizar esta distinción de los efectos radica en el hecho de que los efectos directos afectan siempre a todas las personas situadas dentro del radio de acción de la sobrepresión. Por contra, en los efectos indirectos entra el factor de la probabilidad de que las personas sean afectadas.

La sobrepresión puede provocar que el cuerpo sea desplazado y posteriormente colisione contra el suelo o contra algún obstáculo. En este choque se pueden producir daños.

7.3 CONSECUENCIAS DE NUBES TOXICAS.

El tiempo de exposición para una nube tóxica varía en relación al tipo de fuga que la origina. Así, si la fuga es instantánea, el tiempo de exposición es el que la nube tarda en pasar por la posición en la que se encuentre el individuo.

Se puede hacer una estimación bastante acertada a partir de la velocidad del viento y el tamaño de la nube. Para fugas continuas, existen grandes diferencias entre la situación de que se produzca evacuación o que no se produzca, u órdenes de confinamiento. En caso de evacuación, la exposición depende del tiempo que se emplee en activar el plan de emergencia y proceder a desplazar a la población del lugar afectado. Si no hay evacuación, la exposición puede ser muy prolongada, incluso con tiempos de más de una hora, aunque puede haber

confinamiento en las viviendas con la consiguiente reducción de la concentración en el aire^[10].

7.4 CONSECUENCIAS AMBIENTALES.

Un derrame o descarga de hidrocarburo afecta básicamente a tres elementos del ambiente^[16], los cuales son:

- Elementos abióticos (suelo, formaciones del relieve, geomorfología, etc.).
- Elementos bióticos (flora y fauna).
- Elementos socioeconómicos (actividades humanas, pesca, agricultura, lugares de esparcimiento de clubes, de recreación, de turismo, etc.).

a) ELEMENTOS ABIÓTICOS:

El petróleo contamina el suelo por su presencia y su permanencia en él. Esto depende del tipo de suelo lo cual es un producto de su composición y textura (tamaños de las partículas que lo forman) ya que según las características del suelo el petróleo se adherirá o penetrará con mayor o menor fuerza y por lo tanto permanecerá mayor o menos tiempo en ese ambiente. En general se puede afirmar que:

En suelos arenosos (suelos de grano grueso); el petróleo penetra con mayor rapidez, en mayor cantidad y a mayor profundidad (llega hasta la napa freática).

En suelos arcillosos o rocosos (suelos de grano fino); el petróleo no penetra con facilidad, penetra en poca cantidad y a poca profundidad y por ende se retira mediante recojo y/o lavados de manera rápida, por ejemplo, las playas arcillosas de la selva.

En suelos con alto contenido de materia orgánica el petróleo se adhiere fuertemente a las partículas y restos vegetales de tal manera que permanece por más tiempo en el ambiente por ejemplo, en suelos de manglares y pantanos.

b) ELEMENTOS BIOTICOS:

Los derrames de petróleo pueden causar un daño considerable a los recursos biológicos en una variedad de formas:

- Mortalidad directa debido a sofocación, suciedad (cobertura) y asfixia, envenenamiento por contacto directo con petróleo (especialmente petróleo fresco), absorción de las fracciones tóxicas de la columna de agua (Ej. algas). La toxicidad del petróleo aumenta con la concentración de compuestos aromáticos no saturados y de baja ebullición. Las formas vivientes larvales o juveniles, por lo general son más sensibles.
- Mortalidad indirecta debido a la muerte de recursos alimenticios o a la destrucción o eliminación del hábitat.
- Incorporación de cantidades subletales de fracciones petrolíferas en los tejidos del cuerpo (Ej. ingestión), que disminuye potencialmente la tolerancia a otras tensiones (Ej. depredación y enfermedad).
- Reducción o destrucción de los alimentos o del valor comercial de pesquerías, debido a la degeneración del sabor por la absorción de hidrocarburos.
- Incorporación de sustancias potencialmente cancerígenas o mutagénicas en la cadena alimenticia.
- Comportamiento alterado de la biota que podría entorpecer las funciones ecológicas normales.

Un derrame de petróleo lleva consigo una serie de cambios progresivos de sus propiedades físico-químicas los cuales se atribuyen a un proceso de intemperización; La intemperización es la pérdida de ciertos componentes del

petróleo a través de una serie de procesos naturales que comienzan una vez que ocurre el derrame y continúan indefinidamente^[16], algunos procesos son:

a) EVAPORACIÓN:

Este proceso afecta la composición del producto derramado: aumenta su densidad y viscosidad y decrece su solubilidad en el agua, reduciendo así el nivel de toxicidad del producto.

En la medida que los compuestos más volátiles se evaporan, el petróleo se hace más pesado y puede llegar a hundirse. A las 24 horas casi el 40% del petróleo se ha evaporado.

Estos porcentajes van variando de acuerdo al grado de viscosidad del hidrocarburo, por lo que el proceso de evaporación juega un papel muy importante en los derrames, en especial cuando se trata de gasolinas o crudos livianos.

b) DISOLUCIÓN:

Este proceso es aquel por el cual parte del hidrocarburo se disuelve en el volumen de la columna de agua y en los alrededores del derrame. El tiempo de disolución depende de la composición, tasa de esparcimiento, temperatura del agua, turbulencia y grado de dispersión.

c) OXIDACIÓN:

Es la combinación química de hidrocarburos con el oxígeno atmosférico y contribuye a la descomposición o degradación final del petróleo. Cuanto más área expuesta exista, mayor será la oxidación y mayor la velocidad de degradación. Este proceso es lento puesto que sólo una pequeña cantidad de oxígeno puede penetrar en una mancha de petróleo.

d) EMULSIFICACIÓN:

Muchos hidrocarburos presentan una tendencia a absorber agua en emulsiones que pueden aumentar el volumen del contaminante en un factor entre 3 y 4. Estas emulsiones a menudo son extremadamente viscosas y como resultados de estos los demás procesos que harían que el hidrocarburo se disipe se ven retardados.

e) SEDIMENTACIÓN:

Puede suceder por dos mecanismos: el primero se define en la medida que el hidrocarburo se interperita resultando en un incremento de su densidad respecto al agua circundante y por consiguiente se hunde. El segundo ocurre por la adhesión de las partículas suspendidas en la columna de agua al petróleo.

f) BIODEGRADACIÓN:

Este es el proceso por el cual la mancha desaparece del medio ambiente. Ciertas especies de bacterias marinas, hongos y otros organismos utilizan los hidrocarburos como fuente de alimento. Es un proceso natural y muy lento debido al agotamiento continuo de oxígeno, a la formación de emulsiones de agua en petróleo (mousse), etc.

7.5 CONSECUENCIAS POR INTERRUPCIÓN DEL NEGOCIO

La pérdida de producción, asociada intrínsecamente al deterioro de la Oportunidad del Negocio, debe ser evaluada a la luz de los diagramas de proceso disponibles por la empresa. Dado que la elaboración de estos diagramas se encuentra en proceso de elaboración, se hizo una estimación relativa, con base a la siguiente ecuación, para cada uno de los posibles afectados en el evento de pérdida de contención^[17]:

$$PP_R = \sum_1^n [(B_f + B_p) \times LC_B]_n$$

Donde:

PP_R = Pérdida de Producción Relativa

B_f = Barriles Fugados

B_p = Barriles dejados de producir

LC_B = Lucro Cesante por Barril.

El valor de referencia utilizado es correspondiente al Barril de Crudo Napo para el período en que se produzca.

7.6 CONSECUENCIAS INTANGIBLES AL NEGOCIO.

Las consecuencias no cuantificables en forma directa durante un evento de pérdida de contención, que afectan directa o indirectamente la imagen de la compañía a nivel local, nacional o internacional, la caída de los precios de las acciones, las posibles implicaciones legales, la ejecución de las pólizas suscritas, entre otros, son los valores intangibles que afectan el curso del negocio^[17].

7.7 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIA TOTAL.

La estimación de la Consecuencia total está dada por la suma de cada una de las consecuencias, cuando han sido valoradas económicamente: los costos de remediación, pérdidas de producción e intangibles; se hace en base a los costos totales de las consecuencias de todos los segmentos considerados y evaluados.

8. DETERMINACIÓN DEL MODELO APLICABLE A LOS DERECHOS DE VÍA EN COLOMBIA.

Teniendo en cuenta la revisión que se hizo de modelos disponibles la selección del modelo más aplicable a los derechos de vía en Colombia se hace con el análisis hecho en este trabajo, y la utilización de su contenido para un evento de fuga y su posterior análisis de consecuencias.

En resumen el modelo aplicable a los derechos de vía en Colombia es el propuesto por el libro Yellowbook^[6] y analizado en este proyecto pues tiene en cuenta variables importantes como:

- Coeficiente de descarga de acuerdo al tipo de agujero en fuga continua o ruptura.
- Áreas de los agujeros.
- Longitud de tuberías.
- Diámetros de tuberías.
- Coeficientes de salida por agujeros.
- Presión en tuberías (tanto dentro como por fuera de ellas).
- Relaciones de temperatura (relación de Poisson)
- Velocidades sónicas y subsónicas en gas.
- Tiempos de salida.
- Áreas y radios de afectación.

La utilización de estas variables esta acompañada por las formulas expuestas en el modelo nombrado con la aplicación del algoritmo (figura 1) hecho por el autor del proyecto en caso de fuga o ruptura de una línea de tubería bajo la normatividad presente en la industria petrolera.

9. CONCLUSIONES

- En el análisis de modelos de fuga se puede considerar el caudal (Q) como la variable que me define la velocidad con la que un fluido sale de un recipiente hacia el exterior y me representa la magnitud del daño causado.
- Los modelos son una herramienta importante en el análisis de eventos de fuga pero su revisión se debe realizar con personas capacitadas en sus trabajos pues hay variables que se deben estudiar con detenimiento.
- Una de las características principales de la fuga de gas es soplo sónico, este fenómeno es importante conocerlos para hacer los cálculos de velocidad y tiempo de fuga.
- Es importante conocer las características de los hidrocarburos que estemos evaluando con el fin de entrar más en detalles sobre las consecuencias que pueden originar.
- El cálculo de velocidad de fuga resulta una herramienta importante para la empresa pues puede estimar pérdidas en caso de un evento desafortunado.
- El análisis de consecuencias debe ser examinado por personas capacitadas en el área de integridad de tuberías con el fin de aportar los mejores resultados hacia un sistema integral de riesgos.

10. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- [1] API _RP_580- 2002.Risk -based inspection. First edition May 2002
- [2] Ecopetrol. Hoja de vida de gas natural. Vicepresidencia de suministro. BOGOTÁ D.C
- [3]http://www.unizar.es/guiar/1/Accident/An_conse/Fugas.htm [citado en noviembre DE 2010]
- [4]API STANDARD 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. FIRST EDITION, NOVEMBER 2001.
- [5]ASME B31.8S 2004 Managing System Integrity of Gas Pipelines.ASME Code for Pressure Piping, B31 Supplement to ASME B31.8
- [6] The Netherlands Organisation of Applied Scientific Research (TNO). Committee for the Prevention of Disasters.“Methods for the calculation of physical effects”.CPR 14E (Yellow Book).1997.
- [7]BRICEÑO, Mabel. Material Complementario de Operaciones Unitarias I. ULA. 1999
- [8] CRANE. “Flow of Fluids though valves, fittings, and pipe”. Crane Co. 19ª Reimpresión. (1980). Pág 1- 9, A-22.
- [9] EPA.Environmental Protection Agency. CPR 40E
- [10] The Netherlands Organisation of Applied Scientific Research (TNO). Committee for the Prevention of Disasters.“Methods for the determination of possible damage”.CPR 19E (purple book). 1997.
- [11] The Netherlands Organization of Applied Scientific Research (TNO). Committee for the Prevention of Disasters.“Methods for the determination of possible damage”.CPR 16E (Green Book). 1992.

- [12] Crawley, F.K.; (1982). The effects of the ignition of a major fuel spillage. I. Chem. E. Symposium Series, 71, The Assessment of Major Hazards Symposium, 125-145
- [13] Planas, G.; (1989). La prevención de incendios y explosiones en las instalaciones industriales. Ingeniería Química, 141-155.
- [14] High, R.W.; (1968), The saturn fireball. Annals of New York Academy of Science, 152, 441-451
- [15] Wohl, K.; Gazley, C.; Kapp, N.; (1949). 3rd Symposium (International) on combustion, The Combustion Institute, 288. (Citado por Crocker y Napier, 1988).
- [16] http://html.rincondelvago.com/hidrocarburos_derrames-y-efectos-ambientales.html [consultada diciembre de 2010]
- [17] Documentación TECNA I.C.E. DERECHOS RESERVADOS.
- [18] Muhlbauer, W. K., Pipeline Risk Management Manual, 1996
- [19] Mohinder L. Noyor. Pipping Handbook. Seventh edition. C 249.
- [20] O. Levenspiel. Flujo de fluidos e Intercambiadores de calor. 1998. pag 17-39

11.BIBLIOGRAFÍA.

- API _RP_580- 2002.Risk -based inspection. First edition May 2002
- API STANDARD 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. FIRST EDITION, NOVEMBER 2001.
- ASME B31.8S 2004 Managing System Integrity of Gas Pipelines.ASME Code for Pressure Piping, B31 Supplement to ASME B31.8
- BRICEÑO, Mabel. Material Complementario de Operaciones Unitarias I. ULA. 1999
- CRANE. "Flow of Fluids though valves, fittings, and pipe". Crane Co. 19ª Reimpresión. (1980). Pág 1- 9, A-22.
- Crawley, F.K.; (1982). The effects of the ignition of a major fuel spillage. I. Chem. E. Symposium Series, 71, The Assessment of Major Hazards Symposium, 125-145
- Documentación TECNA I.C.E. DERECHOS RESERVADOS.
- Ecopetrol. Hoja de vida de gas natural. Vicepresidencia de suministro. BOGOTÁ D.C
- EPA.Environmental Protection Agency. CPR 40E
- High, R.W.; (1968), Thesaturn fireball. Annals of New York Academy of Science, 152, 441-451
- http://www.unizar.es/guiar/1/Accident/An_conse/Fugas.htm [citado en noviembre DE 2010]
- http://html.rincondelvago.com/hidrocarburos_derrames-y-efectos_ambientales.html [consultada diciembre de 2010]
- Mohinder L. Noyor.PippingHandbook.Seventh edition. C 249.

- Muhlbauer, W. K., Pipeline Risk Management Manual, 1996
- O.Levenspiel.Flujos de fluidos e Intercambiadores de calor.1998.pag 17-39
- Planas, G.; (1989). La prevención de incendios y explosiones en las instalaciones industriales. Ingeniería Química, 141-155.
- The Netherlands Organisation of Applied Scientific Research (TNO). Committee for the Prevention of Disasters.“Methods for the calculation of physical effects”.CPR 14E (Yellow Book).1997.
- The Netherlands Organization of Applied Scientific Research (TNO). Committee for the Prevention of Disasters.“Methods for the determination of possible damage”.CPR 16E (Green Book). 1992.
- The Netherlands Organisation of Applied Scientific Research (TNO). Committee for the Prevention of Disasters.“Methods for the determination of possible damage”.CPR 19E (purple book). 1997.
- Wohl, K.; Gazley, C.; Kapp, N.; (1949). 3rd Symposium (International) on combustion, The Combustion Institute, 288.(Citado por Crocker y Napier, 1988).

ANEXOS

Tabla 1. MODELOS REVISADOS PARA FUGA DE LIQUIDOS Y GASES

	LIQUIDOS	GAS NATURAL
MODELO	WILSON TNO ^[1] Mohinder ^[19] O.levenspiel ^[20] hito 4 ^[17] CRANE ^[8] Hito ^[17] PIDT ^[18]	WEISS ^[1] Mohinder ^[19] Hito 4 ^[17] CRANE ^[8] Hito ^[17] PIDT ^[18]
Software	TOXIC PHAST FIREX EFFECTS (4,7)	TOXIC PHAST FIREX EFFECTS (4,7)

Fuente. Autor

Tabla2. Relación tamaño, diámetro de agujero.

Agujero de liberacion Numero.	Agujero de liberacion Tamaño.	Serie de agujeros Diametro (in)	Diámetro de agujero de liberación, $d_n(in)$
1	Pequeño	0- 1/4	$d_1=0.25$
2	Mediano	>1/4 - 2	$d_2= 1$
3	Grande	>2 -6	$d_3=4$
4	Ruptura	>6 inches	$d_4= \min[D,16]$

Fuente. API_ 580 RP 2002 ^[1]

Tabla 3. Tipos de incendios

Denominación	Estado físico del producto	Ignición
Incendio en charco o deposito	Líquido	Inmediata o diferida
Bola de fuego	Gas o líquido	Inmediata
Dardo de fuego	Gas o líquido	Inmediata o diferida
Incendio flash	Gas	diferida

Fuente. Prevención de incendios y explosiones en plantas industriales^[13]

Tabla 4. Causas más frecuente de incendios por hidrocarburos.

Causa del incendio	Frecuencia %
Derrame y escape de líquido o gas inflamable	17.5
Sobrecalentamiento	15.6
Fallos de tuberías y accesorios	11.1
Averías eléctricas.	11.1
Cortes y soldaduras	11.1
Provocados	4.9
Otras	28.7

Fuente.Prevención de incendios y explosiones en plantas industriales^[13]

Tabla 5. Productos involucrados en un incendio.

Producto incendiado inicialmente	Frecuencia %
Según el estado físico	
- Gas	13
- Vapor	20
- Líquido	25
- Sólido	29
- Desconocido.	13
Según el tipo de producto	
Hidrocarburos:	29.5
- Gas	4.0
- Líquido/vapor	23.0
- Sólido.	2.5
Otros productos orgánicos:	29.0
- Líquido/vapor	20.0
- Sólido	9.0
Otros productos:	41.5
- Sólidos celulósicos	8.0
- Hidrógeno	9.0
- Azufre	1.0
- Desconocido.	23.5

Fuente.Prevención de incendios y explosiones en plantas industriales^[13]