

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION
UNIDAD CULHUACAN

***DETERMINACION REMOTA DE FUGAS DE
GAS Y PETROLEO POR MEDIO DE CAMARAS
INFRARROJAS***

TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA EN MICROELECTRONICA

PRESENTA

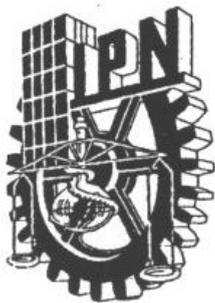
NANCY BRISA SOLIS LUNA

ASESORES

DR. SERGIY SADOVNICHYI
DR. VOLODYMYR PONOMARYOV



MEXICO D.F. A 5 DE DICIEMBRE DE 2005



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA CESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México D.F. el día 2 del mes Diciembre del año 2005, el que suscribe Nancy Brisa Solís Luna alumno del Programa de Maestría en Ciencias de Ingeniería En Microelectrónica con número de registro A030394, adscrito a SEPI ESIME Culhuacan manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección de Dr. Sergiy Sadovnichiy y cede los derechos del trabajo intitulado Determinación Remota de Fugas de Gas y Petróleo por medio de Cámaras Infrarrojas, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección brisanasol@hotmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.


Nancy Brisa Solís Luna

AGRADECIMIENTOS

Al Instituto Politécnico Nacional

Por el apoyo brindado.

Al Instituto Mexicano del Petróleo

Por el apoyo brindado.

A CONACYT

Por el apoyo brindado.

A mis Directores de Tesis,

Dr. Sergiy Sadovnichiy y Dr. Volodymyr Ponomaryov, por guiarme en este trabajo.

A mis profesores de SEPI ESIME CULHUACAN

Por todos los conocimientos que me brindaron.

A mis padres

Las personas que mas admiro a los que siempre les voy a agradecer todo su apoyo y cariño, deseando que estén orgullosos de mi como lo estoy yo de ellos.

A mi Hermanos

Por el cariño que me dan y apoyo que tengo de ellos.

A Juan Pablo

Mi gran amigo, esperando seguir creciendo juntos y aprendiendo uno del otro como lo hemos hecho hasta ahora.

A mis amigos

Por hacer que algunos momentos fueran menos difíciles.

SINCERAMENTE

NANCY BRISA SOLIS LUNA

INDICE GENERAL

RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
CAPITULO 1	
INTRODUCCIÓN	
1.1 JUSTIFICACIÓN DE ACTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA	1
1.2. OBJETIVO Y METAS DE INVESTIGACIÓN	2
1.3 LOS DUCTOS COMO OBJETO DE INVESTIGACIÓN	3
1.4 PROLONGACIÓN DE LOS DUCTOS EN EL MUNDO Y EN MÉXICO	4
1.5 SEGURIDAD DE FUNCIONAMIENTO	5
1.6 PERDIDAS DEL PRODUCTO	10
1.7 DATOS SOBRE PÉRDIDAS ECONÓMICAS	10
1.8 CAUSAS DE FUGAS	12
1.9 CONCLUSIONES	17
REFERENCIAS	18
CAPITULO 2	
ESTADO DEL ARTE	
2.1 ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS DE DETECCIÓN DE FUGAS	19
2.2.1 DETECCIÓN CON INDICADORES DE GAS	20
2.1.2 DETECCIÓN POR INSPECCIÓN VISUAL	21
3.1.3 DETECCIÓN POR CAÍDA DE PRESIÓN	22
2.1.4 DETECCIÓN POR BURBUJEIO	22
2.1.5 DETECCIÓN POR ULTRASONIDO	22
2.1.6 DETECCIÓN POR FIBRA ÓPTICA	23
2.1.7 DETECCIÓN CON PERROS ADIESTRADOS	23
2.1.8 DETECCIÓN POR MEDIO DE PIGS O “DIABLOS”	23
2.2 ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS ÓPTICOS E INFRARROJOS	25
2.2.1 TIPOS DE SENSORES	26
2.2.2 PERCEPCIÓN REMOTA SATELITAL	32
2.3 JUSTIFICAR Y DETERMINAR EL MÉTODO DE DETECCIÓN POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA.	39
2.5 CONCLUSIÓN	41
REFERENCIAS	42

CAPITULO 3

FUGAS Y ANOMALÍAS TÉRMICAS

3.1 BASES TEÓRICAS	44
3.2 RELACIONES ENTRE FUGAS Y ANOMALÍAS TÉRMICAS.	55
3.3 CONCLUSIONES	68
REFERENCIAS	69

CAPITULO 4

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

4.1 ESTRUCTURA DEL SISTEMA.	70
4.2 COMPONENTES Y CONEXIONES DEL SISTEMA.	70
4.3 CONCLUSIONES	77
REFERENCIAS	77

CAPITULO 5

ANÁLISIS EXPERIMENTALES

5.1 SIMULACIÓN DE LAS FUGAS.	78
5.1.1 SIMULACIÓN DE FUGAS EN EL SUBSUELO	79
5.1.2 SIMULACIÓN DE FUGAS EN AGUA	80
5.2 RESULTADOS EXPERIMENTALES	80
5.2.1 FUGAS EN EL SUBSUELO CON AIRE	80
5.2.2 FUGAS EN AGUA CON AIRE Y PETRÓLEO	82
5.2.3 FUGAS CON GAS METANO	90
5.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE INVESTIGACIÓN CON MODELOS MATEMÁTICOS	91
5.4 CONCLUSIONES	95

CONCLUSIONES GENERALES	96
SUGERENCIA DE TRABAJOS A FUTURO	97

ANEXO A. EQUIPO EXISTENTE EN EL MERCADO	98
ANEXO B. INDICE DE FIGURAS	104
ANEXO C. INDICE DE TABLAS	108
ANEXO D. PUBLICACIONES	110

RESUMEN

El desarrollo de esta tesis esta enfocado principalmente a la realización de un sistema para la detección remota de fugas de gas y petróleo usando cámaras infrarrojas así como hacer un análisis de las anomalías térmicas que se presentan en los lugares donde existe una fuga y verificar teóricamente y usando datos experimentales el método de detección por medio cámaras infrarrojas.

La red de ductos en México y el mundo es muy extensa, pero en esta red la mayoría de los ductos pasan a través de ambientes que hacen muy difícil su inspección además de que podría considerarse que estos ductos son viejos, por lo cual es importante someterlos a una constante inspección y mantenimiento. Son muchos los riesgos que existen por un mal mantenimiento o inspección por lo tanto es muy importante contar con un sistema adecuado para la detección oportuna de las fugas en los ductos y así evitar grandes accidentes.

No obstante las ventajas que cada uno de los métodos y tecnologías ofrecen para la detección de fugas de hidrocarburos en ductos, ninguno de ellos proporciona una solución absoluta y total, es decir, es necesario utilizar de manera complementaria las tecnologías para la inspección aérea y terrestre y así poder detectar el sitio exacto de las fugas.

Por esta razón es que se propone un método de percepción remota por medio de cámaras infrarrojas, el cual va a ir montado sobre un helicóptero.

Las técnicas de termografía infrarroja pueden ser usadas para detectar fugas en ductos subterráneos o sobre la superficie. Esta técnica es considerada no invasiva. Las pruebas pueden ser realizadas durante el día y la noche dependiendo de las condiciones medio ambientales.

Se puede observar por medio de modelos matemáticos cual seria el comportamiento de las fugas tanto en ductos enterrados como para manchas que ya existen sobre la superficie del agua cuando ocurre una fuga en un ducto que se encuentra a cierta profundidad en el agua.

En el capítulo 5 se observa un análisis de los resultados obtenidos experimentalmente así como una comparación de los resultados que se obtienen con estos modelos.

Se hace simulación de fugas para probar el sistema, las fugas se hacen con aire, petróleo y metano, a diferentes profundidades en agua y subsuelo, el aire inyectado a diferentes temperaturas, con un diámetro de fugas de 1mm y una altura de 20 m.

ABSTRACT

The development of this dissertation work is focused mainly in realization of the pipeline leakage remote detection system by means of use of infrared cameras. Also we present an analysis of thermal anomalies in the places of leakage that check theoretically and use experimental details the detection method by means infrared cameras.

The pipelines networks in Mexico and in the world is extensive but there is in this network the major of the pipelines go through of environments that make very difficult their inspection, besides if the pipelines are old, so is very important the inspection and maintenance constantly. For a bad maintenance and inspection there are a lot of risks therefore is very important to have an adequate system for appropriate pipeline leakage detection and prevent accidents.

Nevertheless, the advantages that each one of the methods and technologies gives for the pipeline hydrocarbon leakage detection none of them provide an absolute and total solution. So, it is necessary to use for the complementary way the technologies for aerial and terrestrial inspection and like that can detect the exactly leakage places.

For this reason remote detection system that uses the infrared cameras is proposed.

By means of use of the mathematical models in this work is observed, which would be the performance of the leakage as much underground pipelines, as surface spots in the water.

The simulation of leakage is done to prove the system performance. The leakage is simulated with air, petrol and methane gas, for different depths in water and subsoil. The simulator has a leakage diameter of 1 mm and the video was taken at 20 m of height.

Finally the analysis of experimental results obtained is realized that is compared with the results that obtained using proposed mathematical models.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. JUSTIFICACION DE ACTUALIZACION DEL PROBLEMA

El gas natural y el gas Licuado de Petróleo (LP) son combustibles ampliamente utilizados en los sectores industrial, comercial, residencial y de transporte vehicular. Para suministrar dichos combustibles oportunamente y en condiciones de seguridad y eficiencia a los usuarios finales, son necesarios sistemas de transporte y distribución por ductos.

En México y en el mundo el derrame o pérdida de hidrocarburos líquidos, gaseosos o petroquímicos básicos representa un problema serio, por lo cual se deben de utilizar métodos adecuados para detectar oportunamente las fugas de los energéticos en los ductos. Durante los procesos de explotación, transporte, distribución y comercialización pueden presentarse problemas operativos por la pérdida de productos, provocados por corrosión exterior, golpes a las instalaciones por terceras partes, corrosión interior, o a causa de tomas clandestinas. Los efectos que estos fenómenos pueden provocar son contaminación del agua, mantos acuíferos y alteración en la calidad del aire.

Cuando el gas se fuga del ducto que lo conduce ocasiona daños al medio y se mezcla con el aire produciendo una atmósfera explosiva que representa un riesgo para las personas y sus bienes en la zona afectada por la fuga.

Por lo anterior, se debe inspeccionar periódicamente los sistemas de transporte y distribución por medio de ductos de estos gases combustibles, con el fin de detectar fugas y clasificarlas para repararlas cuando sea necesario de acuerdo con el riesgo que representan.

Por ejemplo, existe en Estados Unidos una iniciativa de ley en el congreso que probablemente imponga una ley para que las industrias relacionadas con la operación de ductos inspeccionen sus sistemas cada cinco años. Esto requeriría que se inspeccionaran el 20% de la red cada año. Esto ocasiona grandes problemas, no solo son las herramientas de inspección y su costo, sino también la habilidad para acceder e inspeccionar los ductos.

Los medios actuales para la detección de fugas en ductos, operan de diferentes formas, por inspección aérea o terrestre, utilizando vehículos o a pie y se puede obtener información en tiempo real o diferido.

Todos los métodos de detección de fugas actuales presentan ciertas características, ventajas y desventajas por lo que se considera que son complementarios en vez de excluyentes. El principio de operación y por lo tanto el tiempo de respuesta, así como la sensibilidad para la detección oportuna de fugas, determinaran su efectividad.

1.2. OBJETIVO Y METAS DE LA INVESTIGACION

Existen muchos factores que pueden ocasionar una fuga en el ducto, lo que nos puede llevar a tener grandes pérdidas económicas, humanas además de tener una gran contaminación del agua, aire y tierra, el objetivo de esta tesis es desarrollar un sistema que nos permita la adquisición de imágenes para la detección remota de fugas de gas y petróleo por medio de cámaras infrarrojas. Para lograr esto será necesario :

Desarrollar el sistema de detección de fugas, lo que implica determinación de bloques, componentes (equipo que se vaya a utilizar) y conexiones entre ellos, Realizar un análisis de las anomalías térmicas que se presentan cuando existe una fuga en un ducto, en diferentes escenarios; tales como mar, dentro y sobre la superficie de la tierra, Verificar teóricamente y usando datos experimentales el método de detección por cámaras infrarrojas.

Una vez desarrollado el sistema se tienen que realizar pruebas y hacer un análisis de los resultados obtenidos y saber que tan confiable puede ser con respecto a otros métodos existentes para la detección de fugas.

1.2.1. METAS

- 1. Analizar los métodos existentes de fugas de gas y Petróleo, conocer las características así como sus ventajas y desventajas.**
- 2. Realizar un análisis de las anomalías térmicas que se presentan cuando existe una fuga en un ducto, en diferentes escenarios; tales como en agua, dentro y sobre la superficie de la tierra, con gas y petróleo.**
- 3. Desarrollar la arquitectura (estructura) del sistema de determinación de fugas de gas y petróleo.**
- 4. Analizar el equipo existente en el mercado, como son: cámaras infrarrojas, GPS, videograbadoras portátiles**
- 5. Realizar simulaciones de fugas para probar el sistema, las simulaciones deben de tener, diferentes características tales como: diámetros variados de la fugas, diferentes profundidades, con gas y petróleo.**
- 6. Realizar una análisis de los resultados obtenidos experimentalmente y compararlos con los datos obtenidos mediante modelos matemáticos.**

1.3. LOS DUCTOS COMO OBJETO DE INVESTIGACIÓN

La infraestructura de ductos en el mundo ha alcanzado un nivel de madurez que se acerca al límite del periodo de vida útil para el cual fueron diseñados, sin embargo no existe razón alguna por la cual no puedan seguir en servicio, una vez que su integridad haya sido debidamente comprobada y además de que estos sean regularmente monitoreados.

Los ductos en la mayoría de los casos solo son accesibles en los extremos. La mayoría de ellos se encuentran enterrados y varios de ellos corren por debajo de las carreteras, ríos y construcciones.

Una fuga en un ducto puede provocar grandes daños, los hidrocarburos son un tipo de contaminantes que afectan a la calidad del agua de manera importante. Los derrames de petróleo dejan estelas de contaminación de efectos a muy largo plazo. La formación de una película impermeable sobre el agua en las zonas de derrame afecta rápida y directamente a las aves y a los mamíferos acuáticos ya que obstruye el intercambio gaseoso y desvía los rayos luminosos que aprovecha el fitoplancton para llevar a cabo el proceso de fotosíntesis, en la figura 1 se muestra el proceso de degradación de petróleo derramado en el mar [1].

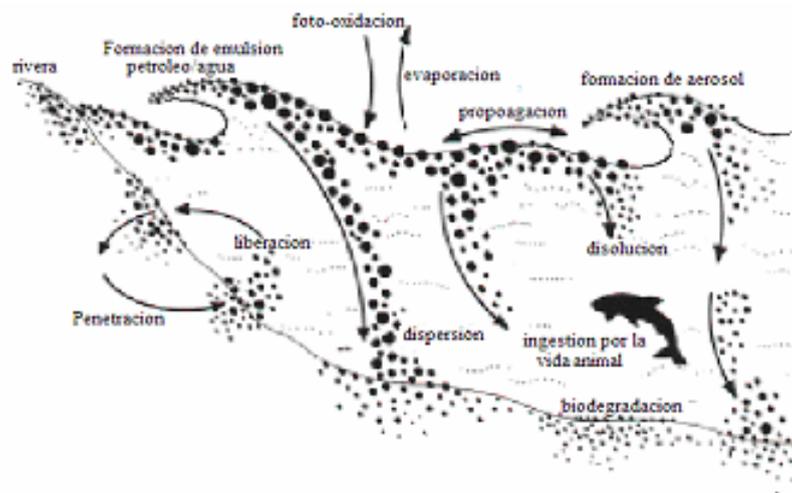


Figura 1.1. Proceso de degradación del petróleo derramado en el mar. [1]

La mayoría de las poblaciones de organismos marinos se recuperan de exposiciones a grandes cantidades de petróleo crudo en unos tres años, aunque si el petróleo es refinado o la contaminación se ha producido en un mar frío, los efectos pueden durar el doble o el triple.

Los daños ocasionados por fugas no son solamente al medio ambiente, también las pérdidas económicas, la pérdida del producto de la cual no debemos olvidar que es un recurso natural no renovable, y también están los daños a las personas ya que pueden

resultar heridos y hasta muertos. Por todas estas razones es muy importante realizar un monitoreo constante de los ductos.

1.4. PROLONGACIÓN DE LOS DUCTOS EN ELMUNDO Y EN MÉXICO

A lo largo del territorio nacional se mantienen en operación alrededor de cincuenta y cuatro mil kilómetros de ductos terrestres por donde se transporta petróleo crudo, gas natural, gas amargo, gas dulce, gasolinas, diesel y otros productos refinados. Existen, además dos mil kilómetros localizados en zonas submarinas [2]. Sin embargo los cuatro Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos (PEMEX Exploración y Producción (**PEP**), PEMEX-Refinación (**PR**), PEMEX-Gas y Petroquímica Básica (**PGPB**) y PEMEX-Petroquímica (**PPQ**)), plantean un panorama de crecimiento de la infraestructura de transporte por ducto, cuyo horizonte se extiende hasta el 2010, este crecimiento conlleva también a la modernización y el mejoramiento de la seguridad en el transporte.

1.4.1. DUCTOS NUEVOS Y SUSTITUCIONES

El Requerimiento de construcción de ductos para el periodo de 2001-2006 en México es por lo menos de 7,900 kilómetros de ductos para transportar hidrocarburos, con un costo aproximado de 34,000 millones de pesos, para cubrir los escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos en los próximos años, cuyo factor principal es el crecimiento del sector eléctrico[3].



Figura 1. 2. Kilómetros de ductos que construirá cada subsidiaria de PEMEX.

De los 7,900 kilómetros de construcción en ductos, el 82% (6,481 Km.), corresponde a ductos nuevos mientras que el otro 18% corresponde a sustituciones o rehabilitación de ductos ya existentes, para lo que será necesaria una inversión del orden de 25,530 mil millones de pesos. En la tabla 1.1 se muestran a detalle las características y la ubicación de los ductos por construir.

Subsidiaria	Ducto	Longitud (Km.)	Monto (Millones de pesos)
PEP	Oleoductos, 36", 30", 20" y 16" en Área Mesozoica	199	1,061
PEP	15 Gasoductos y 2 gasolinoductos a CPG´s en la Región Sur	224	2,405
PR	Poliducto 20" Minatitlán - México	587	2,060
PR	Poliducto 10" - 8" Topolobampo - Navojoa - Obregón	383	164
PGPB	LPG 24"-20"-14" Cactus-Guadalajara tramos: 24" Cactus-Los Cocos; 24" Zapopita-Mendoza; 14" Sta. Ana - Abasolo (cambio a 20" diámetro.)	411	1,848
PGPB	G.N. 20" Poza Rica - Venta de Carpio	207	872
PPQ	Amoniacoducto 10" Cosoleaque - Salina Cruz tramo: El Moral - Donají	76	102

Tabla 1.1. Características y ubicación de los ductos por construir.

En lo que se refiere al resto del mundo, en Estados Unidos, la red tiene una extensión de más de 350,000 Km., en Kansas planean construir un ducto de gas natural de 30" de diámetro de 380 millas[4]. Por otro lado en Rusia, tienen planeado construir en el transcurso del año 2003 más de 35,000 Km. de ductos para sustituir a todos aquellos que pasan por otras ex repúblicas soviéticas. En total piensan construir más de 130,000 Km. aproximadamente de ductos nuevos durante este año en diversos proyectos en todo el mundo.

1.5. SEGURIDAD DE FUNCIONAMIENTO

Cerca de la mitad de los ductos existentes en México tienen mas de treinta años en operación y a pesar del constante mantenimiento, inspección y patrullaje, se presentan problemas ocasionados por la corrosión, daños por terceras partes, errores de operación y por el diseño, los cuales pueden conducir a la falla del sistema. Las fallas de estos sistemas de tuberías representan pérdidas económicas de importancia y en el peor de los casos pérdidas de vidas humanas y daños al medio ambiente"[11].



Figura 1.3. Ave cubierta de Petróleo.

Una fuga puede deberse a varias causas aparentes y pueden ocurrir en un área muy pequeña de la tubería. Dado que las tuberías cruzan ambientes cambiantes y están sujetas a numerosas condiciones de diseño y operación, probablemente nunca seremos capaces de predecir todas las fallas en una tubería.

Pero a pesar de que los ductos son el medio más empleado para el transporte de hidrocarburos, existen otros medios como el carro tanque que es más utilizado para el transporte desde los centros de distribución hasta los centros de consumo, el buque tanque que son más empleados para las ventas internacionales y transporte a otros países y el ferrocarril.

Son muchas las razones por las cuales los ductos son los más empleados; son el medio más seguro y barato, requieren menos supervisión y menos horas / hombre. Tienen un alto grado de confiabilidad, y por esto es que los países productores cuentan con una red muy amplia y bien distribuida. Por ejemplo, si se pensara en sustituir un ducto que lleve 150,000 barriles diarios de petróleo serían necesarios 750 viajes de carros tanque; es decir uno cada dos minutos, lo que implicaría problemas de logística, tráfico y contaminación.

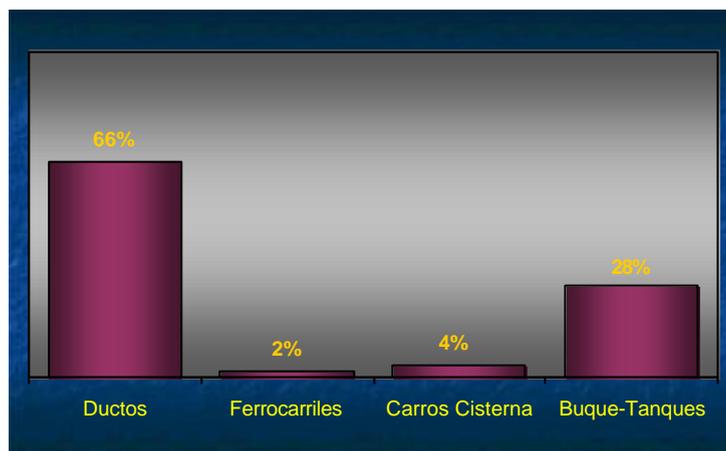


Figura 1.4. Porcentaje de producto que es transportado cada medio

El derrame de hidrocarburos por fugas en ductos representa solo el 13% del derrame total [5]. Como promedio en los buque-tanques, desde 1970, el 25% de los grandes vertidos al mar se han producido por accidentes en buque-tanques; las razones por las cuales se producen los accidentes pueden ser por colisiones, encalladuras, fallas en el casco, incendios, explosiones o simplemente en el proceso de carga y descarga del producto. En la década de los 80, esta cifra oscilaba en torno al 24%, pero durante el decenio de 1990 aumentó al 32%, en la siguiente gráfica se muestra la cantidad de barriles vertida al mar por accidentes en buque-tanques [5].

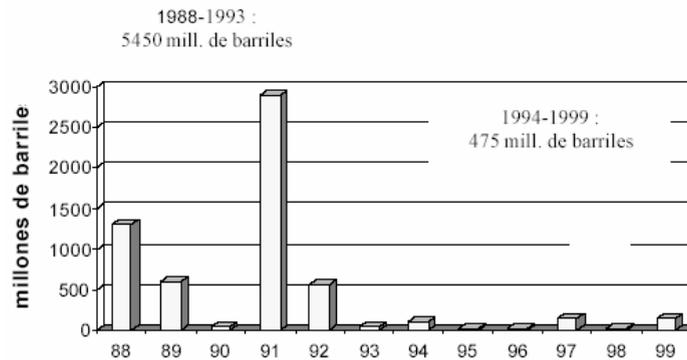


Figura 1.5. Barriles de petróleo vertidos al mar de 1988 a 1999

Existen normas que regulan las especificaciones que un ducto debe tener para llevar a cabo las inspecciones, los señalamientos que tienen que existir a lo largo de los ductos, todo esto para evitar accidentes que puedan dañar la integridad del ducto.

La construcción, colocación mantenimiento e inspección están reguladas por normas establecidas por la Secretaría de Energía, entre las que destacan, NORMA Oficial Mexicana NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P., en ductos. y NORMA Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-1999, Transporte de gas natural, donde la función de estas es que las tuberías operen correctamente con lo que se puede evitar algunas de las causas que ocasionan las fugas como son; errores de operación, diseño y corrosión ya que estas atañen directamente a la industria de ductos.

Es importante mencionar que dentro de las normas también se encuentra establecido el señalamiento que debe existir a lo largo de los ductos, ya que la falta de este o un señalamiento erróneo puede conducir a ocasionar algunos accidentes como son las excavaciones por terceras partes, que se pudieran dar por la construcción de algún edificio, en alguna granja, por alguna modificación que se hiciera en alguna calle, etc.

Las tuberías de transporte subterráneas se deben instalar con una separación mínima de 30 cm. de cualquier otra estructura enterrada ajena a la tubería de transporte [12]. Cuando no sea posible tener la separación indicada, la línea se debe proteger contra daños que puedan resultar de la proximidad con la estructura vecina. Para tuberías enterradas la profundidad de cubierta mínima debe ser como se muestra en la tabla 1.2 [6].

Localización	Centímetros (a lomo de tubo)	
	Suelo Normal	Roca Consolidada
Campos deportivos, fraccionamientos, condominios habitacionales o comerciales, donde se encuentren ductos de agua, líneas telefónicas, eléctricas o se registre tráfico intenso	60	60
Cruzamiento con carreteras y Vías Férreas	75	75
Zanjas de drenaje en Caminos Públicos y Cruces de Ferrocarril	120	120

Tabla 1.2. Profundidad de Zanja o cubierta mínima [6]

Todos los componentes deben de cumplir con los requerimientos establecidos en las normas de seguridad como son, pruebas de presión, materiales y rangos de presión y temperatura. Los materiales deben de satisfacer las especificaciones y requisitos metalúrgicos de fabricación y calidad.

Cada tramo del ducto y sus componentes se deben inspeccionar visualmente en el sitio de la instalación (derecho de vía) por el personal calificado para asegurar que cualquier daño identificado sea corregido, no afecte la operación y seguridad del sistema además de prevenir daños al recubrimiento.

Los ductos alojados en la superficie deben estar protegidos de daño accidental ocasionado por tráfico vehicular u otras causas similares y colocarse a una distancia segura del tráfico o en su defecto colocar barricadas. Cuando los ductos crucen áreas que normalmente se hallan bajo agua o instaladas en áreas que tienen la probabilidad de inundarse como lagos, bahías, pantanos y cruces de ríos, se debe aplicar a la tubería un peso o anclaje (lastre) suficiente para impedir que flote.

El cruce de tubería en un cuerpo de agua se ubicará en el margen y lecho más estable. La profundidad, la localización de las curvas instaladas en las márgenes y el espesor de pared de la tubería se deben seleccionar con base en las características del cruce, siguiendo las prácticas de la industria y técnicas de ingeniería correspondientes. Cuando los ductos de transporte crucen áreas expuestas a movimientos sísmicos o actividad volcánica, el proyecto se debe someter a consideración del Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED), con el objeto de tomar las medidas pertinentes para protegerlos [12].

Las actividades de construcción, tales como soldadura con gas, soldadura eléctrica y corte con soplete se deben realizar en forma segura. Siempre que la tubería contenga gas, se debe evitar las mezclas gas-aire midiendo los límites de explosividad.

Si existen fallas se debe investigar para determinar las causas que las originaron e implementar medidas preventivas para evitarlas. Se deberá contar con medidas de mitigación o sustitución de tubería donde los reportes de fuga indiquen una incidencia que rebase los límites establecidos por la práctica general de la industria del gas natural.

Cualquier fuga o ruptura en el ducto se debe documentar y registrar, así como sus reparaciones. El registro de un incidente se deberá realizar conjuntamente con la inspección de la fuga. Los registros de patrullajes, inspecciones y otros se deben conservar por el tiempo que permanezca operando el sistema de transporte.

Se debe establecer un programa de patrullaje para observar las condiciones superficiales adyacentes a las tuberías de transporte en el derecho de vía en busca de indicios de fugas, condiciones inseguras del ducto, actividades de construcción, excavaciones, sustracción de dispositivos de protección catódica, tomas clandestinas de producto, perforaciones en los ductos y cualquier otro factor que pueda afectar la seguridad y operación del sistema. El patrullaje puede ser en vehículo terrestre, a pie o método aéreo.

Los señalamientos del ducto de transporte enterrado se deben colocar en ambos lados del derecho de vía, en cada cruce de una carretera, camino público y de ferrocarril. Se deben instalar las señales necesarias para localizar e identificar la tubería de transporte, así como delimitar la franja de terreno donde se aloja y poder reducir la posibilidad de daño o interferencia.

En lo que se refiere a tuberías superficiales, se deben colocar señalamientos a lo largo y en ambos lados del derecho de vía y principalmente en las áreas de fácil acceso al público.

Para los señalamientos de advertencia se debe utilizar letra clara en un fondo de color distintivo y contraste, en los cuales debe escribirse en ambos lados de cada señalamiento, los datos que pueden contener son: tubería de alta o baja presión bajo tierra, gas natural, no cavar, ancho del derecho de vía, teléfonos: lada del área y a donde dirigirse en caso de emergencia, el nombre y símbolo de la compañía responsable del transporte, etc. Las letras deben de tener un alto de 25.4 por 6mm de ancho.

Por lo anterior, podemos concluir que a pesar de que existen muchos riesgos en los ductos, los riesgos existentes en los otros medios de transporte de hidrocarburos son mayores, es por eso que el análisis de riesgos en tuberías ha tenido una importancia creciente en la industria y en las compañías operadoras de ductos, con la finalidad de mantener la integridad de la línea y garantizar que el ducto opere a largo plazo en forma segura y confiable, evitando así que el deterioro de la tubería tenga un efecto significativo en la seguridad de la población, en el medio ambiente y en la operación de la misma.

En la tabla 1.3 podemos ver la cantidad de barriles perdidos por año por fugas en ductos.

AÑO	No. de Accidentes	Muertes	Heridos	Perdidas (Barriles)
1986	210	4	32	282,791
1987	237	3	20	395,854
1988	193	2	19	198,397
1989	163	3	38	201,758
1990	180	3	7	124,277
1991	216	0	9	200,567
1992	212	5	38	137,065
1993	229	0	10	116,802
1994	245	1	1	164,387
1995	188	3	11	110,237
1996	194	5	13	160,316
1997	171	0	5	195,549
1998	153	2	6	149,297
1999	168	4	20	167,245
2000	147	1	4	108,818
2001	129	0	10	98,178
2002	143	1	0	95,888
2003	72	0	0	48,807

Tabla 1.3. Análisis de Perdidas en el periodo de 1986 a 2003[7]

Sin embargo el riesgo de fuga es alto, por lo cual existen muchos métodos de detección de fugas, para que las pérdidas del producto y las pérdidas económicas sean mucho menores.

1.6. PERDIDAS DEL PRODUCTO

En Estados Unidos en el año 2002 de los 129 accidentes se perdieron 98,178 barriles en líneas de conducción de líquidos peligrosos, de los cuales fue posible recuperar 20,800 barriles [7].

Producto	No. De Accidentes	Barriles Perdidos
No dado	1	13
Dióxido de Carbono	1	18
Aceite y Gasolina	1	150
Etileno	1	27,660
Turbosina	2	35
Queroseno	2	2,597
Gasavión	3	119
Butano	3	200
Combustoleo	3	799
Petróleo parte refinada	3	440
Gas Natural Liquido	3	5,073
Datos no Especificados	4	314
Amoniaco	5	1,956
L.P.G	6	12,173
Propano	6	18,441
Aceite Pesado	8	3,446
Gasolina	20	6,011
Petróleo Crudo	57	18,733
TOTAL	129	98,178

Tabla 1.4. Análisis de pérdidas del producto [8].

En la tabla 1.4 se puede observar la pérdida de hidrocarburos por producto del año 2002 en Estados Unidos, entre los líquidos peligrosos que más pérdidas presentan están: petróleo crudo, gasolina, etileno, propano, L.P.G (Gas Licuado de Petróleo). En lo que respecta al 2003, hasta el 21 de agosto se han perdido 48,800 barriles de los cuales han podido ser recuperados 12,885 [8].

1.7. DATOS SOBRE PÉRDIDAS ECONÓMICAS

En la figura 1.6 se muestran las pérdidas económicas de acuerdo a las causas que ocasionaron las fugas, en ductos de conducción de líquidos peligrosos en el año 2002 en Estados Unidos.

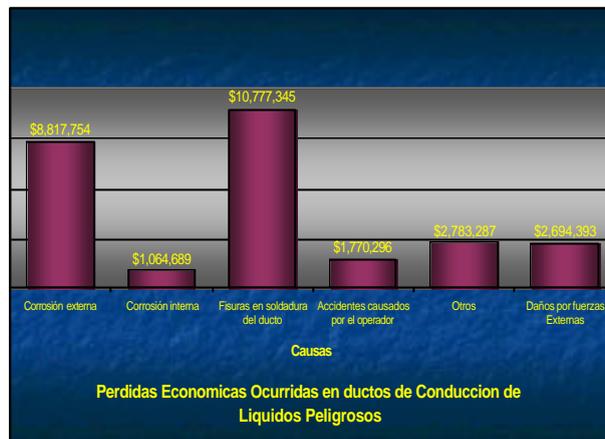


Figura 1.6. Pérdidas Económicas. [9].

En lo que se refiere a ductos de conducción de gas natural, se muestra un análisis por año de las pérdidas que se tuvieron en ductos de transmisión en el periodo de 1986 a 2002 en Estados Unidos [10].

AÑO	No. de Accidentes	Perdidas Económicas
1986	142	\$11,078,800
1987	163	\$11,736,125
1988	201	\$12,131,436
1989	177	\$8,675,816
1990	109	\$7,594,040
1991	162	\$7,765,748
1992	103	\$6,777,500
1993	121	\$15,346,655
1994	141	\$53,260,166
1995	97	\$10,950,673
1996	110	\$16,252,842
1997	102	\$12,493,163
1998	137	\$19,055,118
1999	118	\$25,913,658
2000	154	\$23,398,834
2001	123	\$14,020,486
2002	102	\$23,607,604
2003	80	\$12,721,642

Tabla 1.5. Perdidas Económicas por fugas en Ductos de Gas natural [10]

Son muchas las pérdidas ocasionadas por las fugas en los ductos, que no son solo pérdidas materiales, sino también humanas y los graves daños ocasionados al medio

ambiente además cabe destacar que el Gas Natural y el Petróleo son recursos naturales no renovables, por todas estas razones es muy importante contar con un sistema de inspección adecuado y oportuno para poder prevenir grandes desastres y los daños sean menores.

1.8. CAUSAS DE FUGAS

En general existen tres causas que ocasionan las fugas a los ductos; fugas relacionadas con el diseño y fabricación, fugas por corrosión (interior o exterior), debido a los daños por terceras partes y errores de operación. Pero estas causas son muy generales, dentro de cada una de estas existen otras que describen un poco mas la causa que genere la fuga.

1.8.1. DAÑOS POR TERCERAS PARTES

Los operadores del ducto deben tomar las medidas necesarias para reducir la posibilidad de daño a sus instalaciones por otras personas. La causa para la cual las medidas son necesarias depende de cómo realmente el sistema puede ser dañado y como frecuentemente la oportunidad para el daño ocurre.

La OPS (OFFICE OF PIPELINE SAFETY) indica que las estadísticas de accidentes por intrusiones de terceros en ductos de conducción de líquidos peligrosos es la segunda causa de fugas en tuberías [9]. El cuarenta por ciento de fallas entre 1971 y 1986 son atribuidos a daños por terceras partes. A pesar de estas estadísticas, el potencial de daños por terceras partes ha sido uno de los aspectos menos considerados al evaluar los escenarios de fallas en las tuberías.

El historial de buena seguridad en ductos puede atribuirse en parte a su instalación inicial en áreas escasamente pobladas y enterradas a una profundidad de 0.762 a 0.9143 mts. Sin embargo, el progreso es amenazador y las intrusiones incrementan el riesgo de fugas en ductos, como por ejemplo, las fugas debido a los daños ocasionados por la excavación.



Figura 1.7. Rotura del ducto por excavación en Quininde, 30-oct-2000

Como un elemento en el escenario de riesgo, la probabilidad de daños por terceras partes a las instalaciones depende de:

-
- El origen de posibles intrusiones,
 - Equipo de excavación
 - proyectiles
 - Tráfico vehicular
 - Trenes
 - Equipos de labranza
 - Postes de cerca
 - Postes Telegráficos
 - Anclas
 - Dragado

 - La facilidad con la que la instalación puede ser alcanzada por terceros
 - Profundidad de cobertura
 - Tipo de cobertura (tierra, roca, pavimento, concreto, etc.)
 - Barreras hechas por el hombre (cercas, barricadas, diques, zanjas, etc.)
 - Barreras naturales (árboles, ríos, diques, rocas, etc.)
 - La presencia de señalamientos
 - Condición del derecho de vía
 - La presencia y cuidados del patrullaje
 - El tiempo de respuesta a las amenazas reportadas

 - El nivel de actividad.
 - La densidad poblacional
 - Las actividades de construcción cercana
 - La proximidad del ferrocarril y el tránsito vehicular
 - Áreas de anclaje costa fuera
 - La cantidad de reportes de llamadas
 - Número de instalaciones cerca del área.

El daño serio a un ducto no está limitado a pinchazos sobre la línea. Un rasguño en la tubería de acero revestida afecta la resistencia a la corrosión. Estos daños pueden conducir a que la corrosión se acelere y, como consecuencia, una falla en el futuro se presente. Si el rasguño es bastante profundo o incluso haber quitado un pedazo de metal, puede formarse un área de concentración de esfuerzos, la que años más tarde puede conducir a una fuga por fatiga, sola o en combinación con algunas formas de esfuerzos de agrietamientos por corrosión.

Esta es una razón muy importante del porque la educación pública juega un papel muy importante en la prevención del daño. Para un observador casual, las abolladuras o rasguños menores en una tubería de acero puede parecer insignificante –no digno de mencionarlo-. Por otro lado un operador del ducto conoce el peligro potencial de alteraciones semejantes sobre la línea, por lo cual el peligro deberá ser comunicado al público en general.

1.8.2. CORROSIÓN

La falla causada por la corrosión directa e indirecta es quizás el peligro mas familiar asociado con tuberías de acero, siendo esta la principal causa de falla.

El termino corrosión proviene del Latín *corrode* que significa “roer en piezas”. De las discusiones de la entropía y desde un punto de vista difícil de interpretar, los metales fabricados tienen la tendencia natural de revertirse a su forma mineral original [11]. Mientras esto es un proceso muy lento, requiere la inyección de energía para alentar o detener el deterioro por corrosión de la tubería. La corrosión es de interés ya que la pérdida de metal invariablemente significa una reducción en la integridad estructural del ducto y un incremento en el riesgo de fuga.

Las tuberías con materiales diferentes al acero algunas veces son susceptibles a otras formas de deterioro por agentes ambientales. Sulfatos y ácidos en el suelo pueden deteriorar materiales que contienen cemento, por ejemplo, tubos de concreto y asbesto-cemento.

Las líneas de polietileno pueden ser vulnerables a hidrocarburos. Tubo de PVC han sido atacados por roedores que muerden la pared a lo largo del tubo. La mayoría de los materiales para tubos pueden internamente sufrir daños cuando se esta transportando un producto incompatible.

Todas estas posibilidades deberán considerarse dentro de esta categoría. Aun pensando que el foco de atención aquí son solo las líneas de acero, el evaluador puede plantear paralelamente como evaluar sus líneas con materiales diferentes al acero en una forma similar.

Algunos materiales usados en ductos no son susceptibles a la corrosión y están virtualmente libres de cualquier tipo de deterioro. Estos no son materiales milagrosos, los diseñadores han tratado con ciertas propiedades mecánicas, como por ejemplo, su resistencia y flexibilidad para obtener dicha propiedad. En los ductos construidos con estos tipos de materiales (p.e. titanio, aleaciones, etc.), el riesgo de falla inducido por corrosión es eliminado.

Los dos factores que deben evaluarse son: el tipo de material y el ambiente. El ambiente incluye las condiciones que impactan la pared interna y externa del tubo. Dado que la mayoría de los ductos atraviesan diferentes condiciones ambientales, la evaluación debe permitir seccionar o considerar apropiadamente cada tipo de ambiente dentro de cada segmento dado, usando el caso peor como la condición gobernante. Varios tipos de errores humanos pueden incrementar el riesgo por corrosión.

La selección de materiales inadecuados para cada condición ambiental (exposiciones internas y externas) es un error común.

La colocación de materiales incompatibles, cercanos uno de otro, puede crear o agravar el potencial para corrosión, esto incluye el ensamble de materiales, como por ejemplo, tornillos, juntas y el metal soldado. Los procesos de soldadura deben diseñarse cuidadosamente teniendo en mente el potencial para la corrosión.

1.8.3. DISEÑO

Todos los diseños originales se basan en cálculos que para razones prácticas incorporan suposiciones. Los factores de seguridad y lo conservador en las suposiciones compensan la variabilidad causada por dichas suposiciones, pero oscurecen la visión de cómo exactamente muchos esfuerzos en el diseño pueden ser tolerados con seguridad. Es decir, respaldan complicaciones originadas con lo incierto al estimar las condiciones existentes, como son, la resistencia del suelo y los esfuerzos actuando sobre la estructura. Agregando, entonces el evaluador siempre estará incierto en su estimación del margen de seguridad.

Un sistema de evaluación debe incorporar toda la información conocida y tratar con todo lo desconocido consecuentemente. Dado que se busca un escenario relativo de riesgo, la consistencia en el manejo de las variables de diseño proporciona una base consistente con la cual realizar la comparación de riesgo. Aquí, muchos de los factores están sujetos a las condiciones de operación, las cuales deben estar dentro de las consideraciones de diseño.

1.8.4. ERRORES DE OPERACIÓN

Uno de los aspectos importantes, por el cual se presentan fugas, es por el error humano. Desafortunadamente, este también es quizás el aspecto más difícil de cuantificar o de entender. Los profesionales en seguridad están enfatizando al comportamiento como la clave para avanzar en la prevención de accidentes. A pesar de que dentro de los errores humanos también se encuentran el vandalismo o los accidentes causados por el público, estos entran en la clasificación de daños por terceras partes. Se ha estimado que los errores humanos causan un 28% de todos los accidentes en ductos de conducción de líquidos peligrosos en los Estados Unidos [10]. El público es especialmente sensible a estos tipos de riesgos.

En la industria de transportación, las tuberías son comparativamente insensibles a las interacciones humanas. Los procesos de mover productos por ferrocarril, por carretera o por vía marítima son obviamente una mano de obra intensiva. Sin embargo, donde quiera que la variabilidad humana esta involucrada en alguna causa, tiene un impacto en el riesgo de fuga. La interacción humana en los sistemas de tuberías puede ser positiva (previniendo o mitigando fallas) o negativa (exacerbando o iniciando fallas). La reducción del riesgo se consigue donde se realizan esfuerzos importantes para mejorar el desempeño humano. Se cree que las mejoras ocurren a través de mejores diseños del sistema de tuberías, en el desarrollo de mejores empleados y/o a través de mejoras en los programas de mantenimiento.

Un punto importante al evaluar el riesgo debido a errores humanos es la suposición de que errores pequeños en cierta parte del proceso pueden dejar el sistema de tuberías vulnerables a fallas para un escenario posterior. Con esto, se debe evaluar el potencial para el error humano en cada una de las siguientes fases: diseño construcción, operación y mantenimiento. Un error en el diseño puede estar oculto por años y repentinamente contribuir a una fuga. Imaginando todo el proceso como una cadena de pasos ínter ligados, podemos también identificar los puntos de posible intervención, donde los chequeos, las inspecciones o el equipo pueden insertarse para evitar un tipo de fuga debido al error humano.

Los conceptos específicos y acciones que están pensadas para minimizar el potencial para errores deberán identificarse e incorporarse dentro de la evaluación de riesgo cuando sean empleados apropiadamente. Los errores de operación están pensados para estar constituidos solo por conceptos de prevención. Aun, si se ha adquirido un sistema de tuberías con los conocimientos mínimos de diseño original, de la construcción o de las prácticas de mantenimiento, el operador puede tomar los pasos necesarios para ganar evidencia de la historia del ducto.

CAUSA	No. De Accidentes	% Total de Accidentes
Fuego/explosión como primera causa	1	.69
No hay datos	1	.69
Fallas en la soldadura	1	.69
Daños por fuerzas externas	1	.69
Corrosión no especificada	1	.69
Temperatura	1	.69
Movimiento de la tierra	1	.69
Vandalismo	2	1.39
Carros, camiones u otros vehículos no relacionados con la excavación	2	1.39
Otros	2	1.39
Relámpagos	3	2.09
Componentes	3	2.09
Desconocidos	3	2.09
Fisuras	4	2.79
Accidentes causados por el operador	5	3.49
Operación incorrecta	6	4.19
Fisuras en la soldadura del ducto	6	4.19
Corrosión interna	9	6.29
Mal funcionamiento Equipo	10	6.99
Rupturas o fugas en juntas	13	9.09
Misceláneos	16	11.18
Daños causados por terceras partes	17	11.88
Corrosión externa	24	16.78
TOTAL	143	

Tabla 1.6. Causas que ocasionan las fugas en los ductos.[9]

1.9 CONCLUSIONES

Con todo lo anterior hemos podido observar que la red de ductos en México y el mundo es muy extensa además de que existen proyectos para ampliarla aun mas y así poder transportar y distribuir mayores cantidades de hidrocarburos, pero en esta red la mayoría de los ductos son subterráneos o pasan a través de ambientes que hace muy difícil su inspección además de que se podría considerar que la red de ductos ya es vieja razón por la cual es muy importante someterlos a un constante mantenimiento e inspección.

Hemos podido observar a través de este capítulo que existen medidas de seguridad que se tiene que considerar cuando se hace una instalación nueva así como también en los lugares en los que ya existen instalaciones de ductos y así evitar un numero mayor de accidentes a pesar de estas medidas los accidentes llegan a ocurrir por infinidad de causas.

Son muchos los daños que son ocasionados por fugas en los ductos, daños materiales, al medio ambiente y por consecuencia estos daños afectaran directamente a las personas que viven en los alrededores de las instalaciones tales consecuencias suelen ser tan graves que pueden llegar a ocasionar perdidas de vidas humanas.

Son muchos los riesgos que existen por un mal mantenimiento o inspección por lo tanto es muy importante contar con un sistema adecuado para la detección oportuna de las fugas en los ductos y así evitar grandes accidentes.

REFERENCIAS

1. Ciencias de la tierra y el Medio Ambiente.
2. Noticias, Ductos, Instituto Mexicano del Petróleo, www.imp.mx.
3. **Projects**, Pipeline & Gas Journal, Julio 2003, www.pipelineandgasjournal.com.mx.
4. **Reporte de Instalaciones Petroleras**, pp. 1-40, año 2000, PEMEX.
5. **Consideraciones sobre Seguridad Marítima** , Dr. Alfredo Pardo Bustillo, ANAVE-B.I.A. No. 396, Jornadas sobre Seguridad en el Transporte Marítimo, Noviembre 2001, Asociación de Navieros Españoles (ANAVE), pp 1-4.
6. **NORMA Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-1999**, Transporte de gas natural. Diario Oficial de la Federacion, Secretaria de Energia, segunda seccion, Viernes 4 de febrero de 1999.
7. **Hazardous Liquid Pipeline Operators Accident Summary Statistics By Year (1/1/1986 - 06/30/2003)**, Office Of Pipeline Safety (OPS), Generados el 21 de agosto de 2003.
8. **Hazardous Liquid Pipeline Accident Summary By Commodity (1/1/2001 - 12/31/2001)**, Office Of Pipeline Safety (OPS),Generados el 21 de agosto de 2003.
9. **Hazardous Liquid Pipeline Accident Summary By Cause (1/1/2002 - 12/31/2002)** Office Of Pipeline Safety (OPS), Generados el 21 de agosto de 2003.
10. **Natural Gas Pipeline Operators Incident Summary Statistics By Year (1/1/1986 - 06/30/2003)**, Office Of Pipeline Safety (OPS), Generados el 21 de agosto de 2003.
11. **Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2002**, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos, Diario Oficial de la Federacion, Secretaria de Energia, primera seccion, Martes 29 de abril de 2003.
12. **Norma Oficial Mexicana NOM-009-SECRE-1999**, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos. Diario Oficial de la Federacion, Secretaria de Energia, 27 de diciembre de 1999

CAPITULO 2

ESTADO DEL ARTE

2.1. ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS DE DETECCIÓN DE FUGAS

Durante la construcción de las redes de ductos se tuvieron grandes problemas y errores pues no se tenía contemplado la inspección de estos ductos. Ya que la mayoría se encuentran enterrados y varios de ellos corren por debajo de las carreteras, ríos y construcciones. Aun aquellos ductos que no son subterráneos cuentan con un revestimiento de concreto a lo largo de su trayecto lo cual dificulta su inspección, razón por la cual se han desarrollado diferentes métodos para la inspección de estos.

El principio de operación, su tiempo de respuesta y sensibilidad para la detección oportuna de fugas determina la efectividad de estos métodos.

Al diseñar un sistema para la detección de fugas en ductos, se deben considerar los siguientes factores:

- Si opera en tiempo real o no, y si es de tipo terrestre o aéreo.
- En que rango de concentración del producto que se ha fugado, opera el sistema.
- En que grado de exactitud \pm en distancia en metros, se detecta la fuga.
- Si opera para líquidos o para productos gaseosos.
- Si requiere instalarse en todo el ducto o solamente en ciertos lugares a lo largo del mismo.
- Si es resistente a las condiciones climatológicas del lugar.
- Si es seguro contra actos vandálicos.
- Velocidad de inspección
- Costo

En la tabla 2.1 se presentan los métodos más usuales y las características principales de estos.

Es posible poder aplicar; para la detección de fugas de gas en instalaciones, individualmente o combinados los siguientes métodos [1]:

- Con indicadores de gas combustible
 - Sobre la superficie del suelo
 - Debajo de la superficie del suelo
- Inspección visual de la vegetación
- Caída de presión
- Burbujeo

- Ultrasonido
- Fibra óptica
- Termografía infrarroja terrestre o aérea
- Perros adiestrados.

MÉTODO DE DETECCIÓN	PRINCIPIO DE OPERACIÓN	CAPACIDAD DE DETECCIÓN O SENSIBILIDAD	LOCALIZACIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS	OBSERVACIONES
Por Pérdida de Flujo Mático	Software para gasto y presión	0.0018% de gasto, muy sensible	Detección por el software en entrada y salida	Tiempo real	No provee Datos de GPS en sitio de Fuga	Se utiliza para líquidos
Sensores transductores de presión	Ultrasonido	Depende de la magnitud de la falla Presión Diámetro de fuga % flujo en fuga	48 a 72 metros, cuenta con GPS	Tiempo real (Menor a 1 minuto)	Baja eficiencia a presiones menores a 50 psia. Fluidos de 1 fase	Se puede instalar sistema de comunicación vía módems UTR
Sensores de fibra óptica	Instalación de nodos en ciertos puntos a lo largo de la tubería	Detecta esfuerzos, vibración, emisiones acústicas, presión, temperatura y fugas	“In situ” exacto	Tiempo real	Para ductos enterrados y en operación sería problemático	Resistentes a cualquier medio
Balance de Volumen Modificado o Compensado	Software para la detección de fugas asociado al SCADA	Medición de inyección y descarga de: Presión Temperatura Densidad Flujo	Inyección y descarga de estaciones	Tiempo real mediciones a cada minuto	No localiza el lugar exacto de la fuga solo señala el tramo	Para crudo a alta temperatura
Termografía Infrarroja	Termografía diferencial	0.5 PPM, tiempo respuesta 10 milisegundos	“In situ” GPS Cámara de video	Por inspección terrestre o aérea	No es a tiempo real	Terrestre 36/millas Aéreo 58 millas
Perros Entrenados	Odorización por olfato	100trillon (1×10^{-18}) de odorante con producto fugado	En sitio (exacto)	Por inspección terrestre	No es a tiempo real	Se utilizan perros labradores, en Canadá
PIG		50 l/h	Dentro de 100m	Depende de la frecuencia de PIGGIN	Es invasivo	

Tabla 2.1. Métodos de Detección de Fugas.

2.1.1. DETECCIÓN CON INDICADORES DE GAS

El equipo para realizar esta inspección puede ser portátil o fijo. El indicador debe ser del tipo y sensibilidad adecuados, de acuerdo con las instrucciones del fabricante, para el método de detección de gas natural o de gas LP que se aplique en la instalación inspeccionada

2.1.1.1. Detección Sobre la Superficie del Suelo

Para instalaciones subterráneas se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera al nivel del suelo sobre o lo más cerca posible de la instalación. Para instalaciones arriba del nivel del suelo, se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera adyacente a dicha instalación.

Instalaciones subterráneas, se deben tomar muestras de la atmósfera a no más de cinco centímetros de la superficie del suelo, cuando sea posible, y en todas aquellas irregularidades del terreno que faciliten que el gas aflore. En áreas donde la tubería está debajo de piso terminado, como: banquetas y calles pavimentadas, se deben tomar muestras del aire cercano a discontinuidades e irregularidades del piso, tales como: aberturas, ranuras, rupturas y grietas que faciliten que el gas aflore. Asimismo, se debe analizar el aire dentro de recintos cerrados a la tubería, tales como: pozos de visita, registros de drenaje, de instalaciones eléctricas, telefónicas y otros servicios.

Instalaciones arriba del nivel del suelo, el muestreo de la atmósfera superficial con indicador de gas se debe realizar a la velocidad y en condiciones atmosféricas adecuadas para que dicho muestreo sea correcto. La operación del indicador de gas debe realizarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Se deben analizar muestras en los lugares especificados anteriormente.

2.1.1.2. Detección Debajo de la Superficie del Suelo

El muestreo de la atmósfera debajo del piso se debe realizar en aberturas existentes y/o sondeos arriba y/o adyacentes a la tubería. Los pozos de muestreo se deben perforar lo más cerca posible a la tubería y lateralmente a no más de 5 metros del eje de la misma. A lo largo de la tubería los puntos de prueba se deben localizar a no más del doble de la distancia entre la tubería y la pared de edificio más cercana o 10 metros, la que sea más corta, pero en ningún caso el espaciamiento debe ser menor a 3 metros. El patrón del muestreo debe incluir puntos de prueba adyacentes a las conexiones de las líneas de servicio, acometidas a los edificios, cruzamientos de calles y conexiones de ramales.

2.1.2. DETECCIÓN POR INSPECCIÓN VISUAL DE LA VEGETACIÓN

Este método tiene por objeto detectar indicaciones anormales o inusuales en la vegetación que puedan haber sido causadas por la fuga de gas. Dichas indicaciones de fugas de gas deben confirmarse usando un indicador de gas combustible. La inspección debe ser realizada por personal experto que tenga una buena visión del área que está inspeccionando y sus alrededores. Para determinar la velocidad de recorrido se debe considerar lo siguiente:

- Trazo del sistema de transporte o distribución
- Cantidad y tipo de vegetación
- Condiciones de visibilidad tales como: alumbrado, reflejo de luz, distorsiones u obstrucciones del terreno.

El método de inspección visual del estado de la vegetación sólo se puede aplicar en áreas en donde el crecimiento de la vegetación está bien definido. No se debe emplear cuando el grado de humedad del suelo sea anormalmente alto, cuando la vegetación está inactiva, o cuando está en periodo de crecimiento acelerado, como en el comienzo de la primavera.

2.1.3. DETECCIÓN POR CAÍDA DE PRESIÓN.

Este método se aplica para determinar si una sección aislada de la instalación de gas pierde presión por fugas. La sección seleccionada debe tener solamente una presión de operación y dicha sección debe aislarse antes de efectuar la prueba de caída de presión.

Para determinar los parámetros de la prueba de caída de presión, se deben tomar en cuenta los criterios siguientes:

- a) Presión de prueba. Si la prueba se realiza únicamente con el propósito de detectar fugas en la sección aislada, se debe hacer cuando menos a la presión de operación.
- b) Medio de prueba. El medio debe ser compatible con los materiales de la tubería, debe estar libre de materiales sedimentarios y no debe dejar residuos que puedan dañar la instalación. El medio para realizar la prueba no debe ser inflamable, puede ser agua, aire o gas inerte, excepto cuando se utiliza el gas natural o gas LP que conduce la tubería, y
- c) Duración de la prueba. El tiempo de la prueba debe ser suficiente para detectar la caída de presión debida a fugas. Para determinar el tiempo necesario para realizar la prueba se deben considerar los factores siguientes:
 - El tiempo y volumen requerido para que el medio de prueba alcance la presión de prueba
 - El tiempo necesario para que el medio de prueba estabilice su temperatura
 - La sensibilidad del instrumento de prueba.

El método de caída de presión no localiza el sitio exacto de las fugas solo proporciona el tramo en el que se encuentra, por lo que se requiere una evaluación posterior con otro procedimiento que permita localizar las fugas para evaluarlas y clasificarlas.

2.1.4. DETECCIÓN POR BURBUJEO

Este método consiste en cubrir totalmente la tubería con una solución tenso activa que forme burbujas, como el agua jabonosa para señalar las fugas sobre la superficie expuesta de la instalación. La solución utilizada no debe dañar ni debe dejar residuos que posteriormente puedan producir corrosión en los materiales de la instalación probada.

2.1.5. DETECCIÓN POR ULTRASONIDO

Este método consiste en la instalación de sensores ultrasónicos espaciados a lo largo de la tubería que pueden detectar la ocurrencia de una fuga en tiempo real, por la energía ultrasónica que se genera desde el momento en que ocurre. Las ondas viajan en todas direcciones del sitio de la fuga, lo que permite detectarlas a grandes distancias. Este método se puede acoplar a un sistema de geoposicionamiento.

Para probar una instalación de gas por ultrasonido se debe tomar en consideración lo siguiente:

- a) Presión en la tubería. Dado que al incrementarse la presión en la tubería, la magnitud de la energía ultrasónica generada por la fuga aumenta, los sensores deben ser adecuados para la presión de trabajo de la instalación.
- b) Localización de la instalación. Los objetos alrededor de la instalación bajo prueba pueden reflejar o atenuar la energía ultrasónica generada dificultando la detección de la fuga.
- c) Cantidad de fugas. La capacidad de detección de este método se reduce conforme se incrementa el número de fugas en un área determinada, ya que pueden producir un nivel alto de ruido ultrasónico debido al aumento de la energía ultrasónica liberada por cada fuga.
- d) Tipo de instalación. Los equipos neumáticos y los operados con gas, tales como: compresores, motores y turbinas, generan energía ultrasónica. Por tanto es indispensable conocer la localización, cantidad y características de dichos equipos cerca de la instalación para determinar si el ruido ultrasónico que producen puede causar interferencia al equipo de detección de fallas y proporcionar datos erróneos. El área de prueba, se debe recorrer para verificar la posible presencia de interferencias.

Por lo anterior mencionado es necesario confirmar los resultados obtenidos por ultrasonido aplicando otros métodos que sean adecuados para detectar fugas en sus instalaciones.

2.1.6. DETECCIÓN POR FIBRA ÓPTICA

Este método consiste en la instalación de sensores y cable de fibra óptica en los ductos para monitorear, detectar y diagnosticar el desempeño de dichas instalaciones. Se usa para detectar y monitorear fugas de gas en tiempo real.

2.1.7. DETECCIÓN POR MEDIO DE PERROS ADIESTRADOS

La raza labrador es la más comúnmente usada ya que puede detectar el odorizante adicionado en la corriente del fluido. El perro localiza y rastrea el olor que sale por la fuga hasta el punto de máxima concentración.

2.1.8. DETECCIÓN POR MEDIO DE PIG O “DIABLOS”

Con este método se puede llevar a cabo la inspección completa del ducto, ya que estos instrumentos se introducen en el ducto.

Un PIG puede ser descrito como un pistón de movimiento libre y que es insertado dentro de la tubería, es decir es colocado al principio del ducto o en alguna sección del mismo mediante las llamadas “trampas de envío” y este se desplaza a través del ducto por el mismo fluido que transporta hasta llegar a la “trampa de recibo” en donde es sacado o recuperado. A este procedimiento se le denomina corrida del diablo.

Para una corrida puede ser necesario que las condiciones normales de operación del ducto sean modificadas (reducción o aumento de la presión o de la velocidad). En la actualidad a los diablos se les clasifica en dos tipos:

Diablos Mecánicos. Esencialmente realizan limpieza dentro de la tubería para obtener mayor eficiencia hidráulica.

Diablos Inteligentes o Herramientas de Inspección en Línea. Existen en la actualidad mas de treinta herramientas diferentes en uso. Cada diablo de inspección es diseñado exclusivamente para medir un único factor. Los diablos de inspección que existen en la actualidad se clasifican en los siguientes tipos:

- Diablos para la detección de Perdidas de Metal
- Diablos para la Detección de Fugas
- Diablo Fotográfico
- Diablos para la eliminación de cera
- Diablo para mapeo
- Diablo para la Detección de curvas
- Diablo para detección de Perfil Topográfico
- Diablo para la Detección de Anomalías Geométricas

En este caso, el que a nosotros nos interesa mencionar es el diablo para la detección de fugas. Existen diversas técnicas usadas para la inspección de fugas en el ducto. Un sistema de detección trabaja bajo el principio de que un líquido emite una frecuencia ultrasónica cuando el fluido es forzado a salir a través de un agujero pequeño en el ducto. Este tipo de diablo no tiene contacto cercano con la pared del ducto para asegurar que este no genere algunos sonidos los cuales puedan ser tomados como si existiera una fuga. El instrumento marca en una cinta los detalles del tiempo en el cual es escuchada la fuga. Usando una base del tiempo y un sistema de marcas magnéticas (lugares conocidos fuera del ducto) la fuga puede ser fácilmente rastreada.

Varios sistemas o técnicas se basan en el decaimiento de la presión. Esto simplemente significa que si una sección del ducto es aislada usando un diablo o una esfera entonces, si hay una fuga en esta sección, la presión caerá.

Otro sistema utiliza un diablo que lleva un medidor de flujo. La línea es presurizada y el diablo literalmente mide el flujo del fluido por medio del medidor de flujo alojado en el cuerpo de la herramienta. El medidor de flujo entonces transmite tanto el volumen y la

dirección del flujo que pasa a través del ducto al operador, con lo cual es posible determinar la localización de la fuga.

Y finalmente existe otro sistema que se basa en la radioactividad. El desarrollo de sensores altamente sensibles, permitió la utilización de fuentes radioactivas con niveles muy bajos y con tiempos de vida media cortos, lo que hace que este sistema sea extremadamente seguro de tal forma que cuando una fuga es detectada por el sensor, se registra el tiempo en el cual fue detectada y por medio de marcas radioactivas dispuestas en puntos conocidos del ducto, la fuga puede ser detectada.

La utilización de diablos es altamente efectiva, pero tiene una gran desventaja que es un método invasivo, es decir, se tiene que introducir el sistema en el ducto, lo que puede llegar a ocasionar daños al ducto, es decir, si existe algún problema de corrosión interna puede el pig puede ocasionar que este problema se agrave, otra desventaja mas es que la respuesta a una fuga depende de la frecuencia con que se haga la inspección.

2.2. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS ÓPTICOS E INFRARROJOS

Una herramienta muy importante para la detección de las fugas en los ductos es la percepción remota. No solo es valiosa para la detección de las fugas, también puede ayudar a producir mapas donde se observe el medio ambiente que existe alrededor del ducto, ya que no existen descripciones detalladas de estos.

Percepción Remota (Remote Sensing) o Teledetección puede definirse como la ciencia y arte de obtener información de un objeto analizando los datos adquiridos mediante algún dispositivo (sensor) que no está en contacto físico con dicho objeto. La Observación es una forma de percepción remota.

El origen de la percepción remota o teledetección está ligado a los experimentos de Newton (1822), quien constató que un rayo luminoso (luz blanca), al atravesar un prisma, se desdobra en un haz de colores (espectro de colores). Desde entonces los científicos fueron ampliando sus estudios al respecto de tan fascinante materia. Verificaron que la luz blanca era una síntesis de diferentes tipos de luz, una especie de vibración compuesta básicamente, de muchas vibraciones diferentes. Posteriormente, descubrieron que cada color descompuesto en el espectro correspondía a una temperatura diferente y que la luz roja incidiendo sobre un cuerpo, lo calentaba más que la luz violeta. Además del rojo visible, existen radiaciones invisibles para los ojos, que pasan a ser ondas, rayos o inclusive radiaciones infrarrojas. Después, una experiencia de Titter reveló otro tipo de radiación: la ultravioleta. Siempre avanzando en sus experimentos, los científicos consiguieron probar que la onda de luz era una onda electromagnética, mostrando que la luz visible es sólo una de las diferentes especies de ondas electromagnéticas.

Algunos autores colocan el origen de la Percepción Remota ligado al desarrollo de sensores fotográficos, cuando las fotografías aéreas eran obtenidas desde globos. Es

evidente que la Percepción Remota es fruto de un esfuerzo multidisciplinario que envolvió y envuelve avances en la física, físico-química, química, biociencias y geociencias, en la computación, mecánica, etc.

Los sensores utilizados son equipos capaces de coleccionar energía proveniente del objeto, convirtiéndola en una señal posible de ser registrada y presentándola en forma adecuada para la extracción de información. Estos pueden ser sistemas fotográficos u óptico-electrónicos capaces de detectar y registrar, en forma de imágenes o no, el flujo de energía radiante reflejado o emitido por objetos distantes.

Durante la fase de adquisición de datos por los sensores, se pueden distinguir los siguientes elementos básicos: energía radiante, fuente de radiación, objeto (albo), trayectoria y sensor (sistema de imagen óptico y detector). La figura a seguir presenta estos elementos y ejemplifica los diferentes caminos que la radiación electromagnética puede tomar antes de ser captada por el sistema sensor.

Una cámara fotográfica con flash puede servir como ejemplo de un sistema sensor: "cuando el sistema de la cámara es activado, el flash es accionado y emite radiación. La radiación fluye para el albo y es reflejada de éste, para el sistema óptico de la cámara. Entonces la radiación reflejada es registrada sobre el plano de la película, que constituye un detector fotoquímico de radiación. Una imagen del patrón de radiación es formada en la película y después es desarrollada químicamente [15].

2.2.1. TIPOS DE SENSORES

Cuando una imagen no proporciona el detalle, la resolución o contraste requerido, se dispone de varias opciones. Dado que no siempre es posible identificar todas las características deseadas en base a la interpretación de un sólo sensor, es posible que se requiera un segundo sensor de tipo completamente diferente al primero, o de una combinación de sensores. Los datos digitales pueden ser mejorados y/o manipulados usando técnicas tales como ampliación del contraste, compuestos a falso color, análisis del componente principal, filtraje y clasificaciones supervisadas y no supervisadas.

La percepción remota aérea, es el proceso de obtener información tal como fotografías e imágenes, con sensores a bordo de aeronaves. Los sistemas aéreos disponibles incluyen cámaras aéreas, barredores electrónicos multiespectrales, barredores electrónicos térmicos infrarrojos (TIR), radiómetros pasivos para producir imágenes con microondas y radares aéreos de vista lateral (SLAR). Los sistemas que ofrecen los datos más prácticos y útiles en el contexto de la planificación para el desarrollo integrado y evaluación de peligros naturales son las cámaras aéreas, los barredores electrónicos multiespectrales, los barredores electrónicos térmicos (TIR) y el SLAR. Esta sección describe las características de la fotografía e imágenes obtenidas con estos tres sistemas.

La disponibilidad de imágenes de percepción remota aérea varía según el tipo de datos requeridos. La fotografía aérea está disponible para muchas áreas de estudio en la mayor

parte del mundo, aunque en algunas ocasiones deberá ser autorizada para uso no militar por el gobierno del país objeto del estudio. Las imágenes de radar suelen tener también carácter reservado.

La adquisición de datos infrarrojos (IR) y de radar es más complicada que la adquisición de fotografías aéreas, aunque para una área extensa, el radar puede resultar menos costoso. Debido a los sistemas especializados y al personal calificado que se necesita para producir imágenes IR y SLAR, tales datos suelen estar a disposición de un número limitado de organizaciones que son dueñas de los sistemas o los alquilan. El costo de movilizar aeronaves, equipos y tripulación es elevado, pero el costo de la cobertura de datos por kilómetro en línea o por unidad de área, puede resultar razonable si el área de sobrevuelo es grande.

Además del tipo, disponibilidad y costo de los datos, el planificador debe considerar las condiciones bajo las cuales se está produciendo la adquisición de datos apropiados. Cada tipo de sensor tiene una hora óptima del día, de la estación del año o una tabla de condiciones apropiadas para obtener los mejores resultados. De igual manera, para establecer la situación actual de un peligro tal como la actividad de un volcán, la interpretación de imágenes térmicas IR debe ser hecha muy poco tiempo después de su toma y las anomalías deben ser verificadas de inmediato para determinar la magnitud de las temperaturas que se correlacionan con ellas. Los datos obtenidos corrientemente, en vuelos con igual instrumental y en las mismas condiciones de clima y terreno, pueden ser usados para comparar variaciones temporales del peligro. De esta manera, se pueden determinar los cambios en los patrones térmicos.

La información de imágenes térmicas IR es la más transitoria de todos los datos de sensores. Hay una sucesión de cambios en los contrastes térmicos entre los diferentes materiales de superficie, tanto del terreno como de vegetación. Estos ocurren en ciclos diarios y estacionales y son modificados considerablemente por el clima, los suelos, las condiciones del tiempo, el relieve, la dirección de pendientes y las prácticas de uso de tierras. No obstante estas variaciones encubridoras, los contrastes térmicos resultantes de la actividad volcánica y geotérmica pueden ser analizados por un intérprete experimentado en imágenes térmicas IR.

La principal utilidad de las imágenes SLAR está en la interpretación de los elementos relativamente estables de la estructura geológica básica y geomorfológica. En consecuencia, es útil para el estudio de muchos rasgos asociados con los desastres naturales. La obtención de datos de imágenes espaciales SLAR no es normalmente posible dentro del presupuesto para el estudio de planificación, pero una cobertura previa del área de estudio puede encontrarse disponible, si es que existe, y en lo posible debería ser buscada y utilizada.

Tanto las imágenes IR como las de SLAR pueden ser utilizadas en modo estereoscópico, pero solamente cuando las líneas de vuelos adyacentes se superponen. Dado que ocurren distorsiones debido a la turbulencia del aire o altitudes diferenciales durante el desarrollo

con técnicas de barrido vertical de cada imagen a medida que la aeronave se adelanta, el modelo estereoscópico no es perfecto. No obstante las distorsiones, la dimensión estereoscópica es definitivamente una ventaja para identificar y definir los peligros naturales [16].

2.2.1.1. Fotografía Aérea

De todos los sensores, la fotografía aérea ofrece la interpretación más exacta de lo que ve el ojo humano, en términos de respuesta a la longitud de onda, resolución, perspectiva, visión estereoscópica y valores tonales y de color. El intérprete familiarizado con las fotografías puede interpretar fácilmente estas escenas, mientras que otros sensores, como los barredores térmicos IR y sistemas SLAR, producen imágenes cuya apariencia y base física es completamente extraña al ojo inexperto.

Las escalas más útiles para fotografías aéreas van desde 1:5.000 hasta 1:120.000. La necesidad de información de tipo reconocimiento, sobre extensas áreas, limita el uso de las fotografías a escalas de 1:40.000 o menos.

La fotografía está limitada a longitudes de ondas ópticas compuestas de las porciones ultravioleta (UV), visible e infrarrojo cercano del espectro electromagnético. La primera y última de estas porciones son recuperables bajo condiciones especiales de películas y filtros. Las longitudes de onda cercanas a IR corresponden al segmento reflectivo de la mayor parte del infrarrojo, que también incluye longitudes de ondas emitidas o térmicas.

Las fotografías aéreas pueden ser obtenidas con películas blanco y negro, las menos costosas, o a color convencional o color IR. El tipo de película que deberá usarse depende de su aplicabilidad al terreno particular que se está estudiando, y del costo de la película. La velocidad de la película también es factor importante, pues películas a color de baja velocidad no pueden ser utilizadas en terrenos demasiados oscuros tales como áreas con densa vegetación ubicua o rocas predominantemente oscuras.

Los dos tipos generales de películas en blanco y negro utilizados con mayor frecuencia, son las películas pancromáticas y las IR sensibles. Las películas pancromáticas, que son materiales negativos que presentan aproximadamente el mismo rango de sensibilidad a la luz que el ojo humano, son consideradas como la norma para la fotografía aérea. Es el medio más económico para la cartografía aérea y la foto-interpretación, pero puede no ser la alternativa lógica para una determinada área de estudio [17].

La película en blanco y negro IR sensible, a pesar de no ser de uso común, es una mejor opción para penetrar la neblina y/o una exuberante vegetación, en áreas tropicales húmedas. Proporciona mucho mejor contraste para aguas superficiales, humedad y vegetación, que la película normal. Existe, sin embargo, una disminución de detalle en áreas en sombra debido al filtrado de la luz dispersa más fría (extremo azul).

En áreas de alto relieve, es mejor fotografiar cerca del mediodía con película IR. En áreas de bajo relieve, se deben tomar las fotografías cuando el sol se encuentra cerca del horizonte (10° - 30°), produciendo sombras sobre superficies de textura fina. La fotografía con ángulo solar bajo (LSAP) resaltan las características de textura de determinados tipos de roca, las discontinuidades y rasgos topográficos lineales asociados con fallas y fracturas. También se pueden definir tipos de vegetación natural y cultivada, en gran parte por la textura, lo cual proporciona información adicional respecto al terreno. Casi cualquier cámara aérea moderna puede obtener LSAP usando película pancromática o infrarrojo con filtro rojo.

Existen dos tipos espectrales principales de película a color: la película a color natural o convencional, que cubre el espectro visible, y la película a color IR (desde el verde hasta el IR cercano). La primera se encuentra disponible como película en negativo (copias en papel) y transparencias positivas, y la segunda está disponible sólo como una transparencia positiva.

La respuesta de las películas a color IR es superior a la de las películas a color natural por varias razones.

Primero, el filtro amarillo requerido para su uso apropiado elimina la luz azul que se dispersa por la atmósfera. Al eliminar gran parte de tal dispersión, mejora enormemente el contraste. Segundo, las diferencias de reflectancia entre los tipos de vegetación, suelos y rocas son comúnmente mayores en el componente fotográfico IR de esta película. Tercero, la absorción del infrarrojo por el agua y gran parte de las longitudes de onda roja, permiten una definición más clara de depósitos de agua y de áreas con contenido de humedad. Y cuarto, la disminución de luz dispersa en áreas en sombra realza detalles de relieve, mejorando así la interpretación de la geomorfología. En vista de estos atributos, se prefiere la película a color IR si es que se desea fotografía aérea a color en climas tropicales húmedos [18].

En la figura 2.1a se muestra una imagen de fotografía aérea en la banda visual, de un ducto que se encuentra cerca de Calgary, en la figura 2.1b se muestra el mapa de ubicación de este ducto

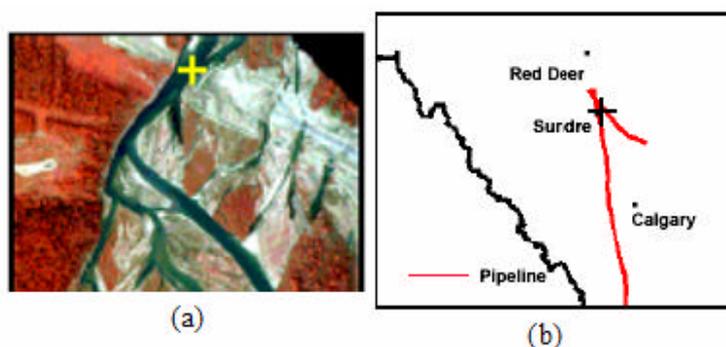


Figura 2.1. a) Fotografía Aérea, b) Mapa de localización de la imagen

2.2.1.2. Radar

El radar difiere de la aerofotografía como sensor remoto aéreo. La fotografía es un sistema de percepción remota que utiliza la reflexión natural del sol, en tanto que el radar es un sensor activo que produce su propia iluminación. El radar ilumina el terreno y luego recibe y ordena las señales reflejadas sobre una imagen que puede ser evaluada. Estas imágenes se parecen a las fotografías en blanco y negro. El mejor uso de las imágenes obtenidas con radares aéreos, es la identificación de características geológicas y geomorfológicas. Las imágenes de radar, así como la fotografía, presentan variaciones de tono, textura, forma y patrones que corresponden a diferencias en rasgos y estructuras en la superficie. De estos elementos, las variaciones de tono que se observan en las fotografías aéreas convencionales son las mismas que se ven con los ojos. Las variaciones de tono que presentan las imágenes de radar y que aparecen como propiedades no familiares, son el resultado de la interacción de la señal del radar con el terreno y la vegetación. Así como para poder hacer uso de fotografías aéreas no es esencial comprender del todo la teoría óptica y sus procesos propios, también es posible utilizar las imágenes de radar sin entender cabalmente lo concerniente a la radiación electromagnética. Muchas imágenes útiles de radar han sido obtenidas en longitudes de onda de las bandas X, K y Ka (Tabla 2.2) [6].

BANDA (λ, CM)	USO
Ka, K y Ku (0.8 a 2.4)	Se usaban antes en los primeros sistemas aéreos, ya no se usan
X (2.4 a 3.8)	Se usa extensivamente en sistemas aéreos para observación terrestre
C (3.8 a 7.5)	Común en muchos sistemas de PR, aéreos (CCRS Convair-580 y NASA AirSAR) y espaciales (ERS-1 y 2 y RADARSAT)
S (7.5 a 15.0)	ALMAZ (Rusia)
L (15.0 a 30.0)	SEASAT, JERS-1 (Japón), los sistemas aéreos de NASA.
P (30.0 a 100.0)	Se usa en sistemas experimentales (longitudes de onda mas largas)

Tabla 2.2. Bandas para imágenes de Radar [6]

En la banda X existen dos tipos básicos de sistemas: el radar de apertura real (RAR) y el radar de apertura sintética (SAR). Los radares de apertura real, o "fuerza bruta", utilizan una antena de la mayor longitud práctica posible para producir un haz de iluminación de ángulo muy delgado en la dirección azimutal (línea de vuelo). A mayor longitud de antena, más delgado será el haz azimutal. Una longitud típica es 4,5 mts., la cual se aproxima al tamaño máximo práctico para las aeronaves. Por esta razón, se desarrolló el SAR. El SAR es capaz de lograr una mayor resolución sin la necesidad de una antena físicamente grande, mediante un complicado procesamiento electrónico de la señal de radar.

La resolución resultante, unida a las pequeñas escalas a las que se pueden obtener imágenes, hace que el radar sea más útil que la observación fotográfica cuando se trata de cubrir grandes extensiones. Si bien el RAR es de diseño simple y no requiere grabación

ni procesamiento sofisticado de datos, la resolución en la dirección de su alcance (range direction) es relativamente limitada si la comparamos con la del SAR de igual longitud de onda. El SAR mantiene su alta resolución a grandes distancias en la dirección de su alcance y también mantiene su resolución azimutal. La resolución con el SAR es cercana a los 10 mts en azimut y alcance.

Tanto la fotografía aérea como el radar tienen ventajas y desventajas. La fotografía no puede ser utilizada en cualquier momento y en cualquier condición climática, pero sí el radar. Este puede graficar miles de kilómetros cuadrados por hora con exactitud geométrica compatible con los patrones nacionales de cartografía. Cada área puede ser estudiada mucho más rápidamente por el radar que por la fotografía aérea, y el producto final proporciona una excelente visión sinóptica. Con el radar se puede medir la distancia con mayor precisión que con fotografías; se han producido mapas experimentales tan grandes como a escala 1:24.000. Por otro lado la fotografía, a igual escala, muestra significativo mayor detalle y proporciona una excelente modalidad estereoscópica para propósitos de interpretación, en contraste con el modelo obtenido del radar, más limitado pero siempre útil. La fotografía aérea tiene la ventaja de ofrecer exposiciones instantáneas de una escena, superior resolución, facilidad de manejo y capacidad estereoscópica.

2.2.1.3. Barredores (scanners) Electrónicos Térmicos en Infrarrojo

Un barredor aéreo electro-óptico que utilice un detector semi-conductor sensible a la porción térmica IR del espectro, es la mejor manera de producir imágenes que definan el patrón térmico del terreno. Los métodos alternos usan una presentación tipo televisión, tienen resolución espacial inadecuada y, por lo tanto, no pueden ser usados de manera efectiva a las altitudes de vuelo de la aeronave. También carecen de adecuada resolución térmica.

En los barredores electrónicos la resolución espacial disminuye cuando aumenta la altura sobre el terreno. La mayoría de los sistemas comerciales térmicos en infrarrojo, ofrecen resoluciones espaciales de 2m a 2,5m por cada 1.000m de altitud en el punto del nadir (el punto sobre la superficie verticalmente debajo de la cámara) del barrido. Un aumento de altitud de 2.000m produciría una resolución espacial de 4 a 5m.

Normalmente, la banda de 3,0 μm a 3,5 μm proporciona la mejor información sobre objetos "calientes" (respiraderos volcánicos activos, fuentes termales, etc.), mientras que la banda de 8,0 μm a 14,0 μm proporciona la mejor información sobre rasgos que se encuentran a temperaturas ambientales o menores (torreteras bajo cubierta de copas de árboles, marantiales cálidos, etc.). Frecuentemente en los estudios que hacen uso de IR se utilizan ambas bandas para proporcionar imágenes simultáneas.

Las propiedades del sistema de barrido electrónico aéreo IR indican que su uso práctico está restringido a bajas altitudes (menos de 3.000m) y, consecuentemente a áreas relativamente más pequeñas que las del radar o la aerofotografía. Los sistemas de barrido

electrónico IR tienen desventajas, pero su capacidad única respecto a imágenes térmicas es insuperable. Además, pueden proporcionar información crítica de áreas relativamente pequeñas, una vez identificadas las áreas propensas a peligros.

Estos presentan ciertas desventajas, en general, pueden cubrir el espectro electromagnético usando sensores semiconductores electrónicos, desde el UV hasta el rango IR térmico del espectro, pasando por el visible y el cercano IR. La utilidad del espectro UV en las investigaciones de peligros naturales y de recursos, tiene todavía que ser demostrada, particularmente cuando la imagen es degradada debido a la intensa dispersión de sus rayos. Los barredores electrónicos en el rango visible, son especialmente útiles cuando se combinan o manipulan dos o más bandas de onda.

Las imágenes producidas por un barredor electrónico presentan distorsiones inherentes en la escena final de la imagen reconstituida, debido a su técnica de registrar un barrido vertical sobre la cinta o película. La distorsión lateral de la línea de vuelo es corregida razonablemente en el sistema de barrido. A lo largo de la línea de vuelo, sin embargo, los rápidos cambios de altitud sobre el terreno producen muchas distorsiones durante la formación de una escena proveniente de muchas líneas de barrido. El movimiento persistente de la aeronave sobre tres ejes, con estabilización limitada, presenta el mismo problema. Estas distorsiones dan lugar a imágenes que son difíciles de interpretar y cuya ubicación también es difícil de identificar, especialmente en montañas o terrenos de bosques. No obstante estas deficiencias, el barrido electrónico desde una aeronave continúa siendo un método muy valioso para obtener imágenes térmicas en infrarrojo, con una razonable resolución espacial y térmica.

2.2.2 PERCEPCIÓN REMOTA CON SATÉLITES

La percepción remota desde satélites ha adquirido importancia creciente desde el exitoso lanzamiento del satélite Landsat 1 (antes ERTS-1) en 1972. A partir de esa fecha se han desarrollado y usado con marcado éxito muchos satélites con capacidad de percepción remota.

El barredor electrónico multispectral Landsat (MSS), proporcionó las primeras imágenes prácticas desde el espacio en cuatro bandas del espectro. Las vistas sinópticas de los terrenos propuestos para el desarrollo, pueden ser convertidas en imágenes en un instante. Las imágenes de satélite pueden proporcionar continuidad en las condiciones de visión de extensas áreas, que no son posibles en los mosaicos de fotografías aéreas.

Cada sensor tiene sus ventajas y limitaciones en la cobertura de áreas de interés y en su capacidad de resolución para definir ciertos tipos de peligros. Algunos sensores son experimentales, proporcionan cobertura aérea limitada y carecen de continuidad temporal. Sin embargo, cuando se dispone de cobertura para un área de estudio, los datos de esos sensores deben ser utilizados en conjunto con datos existentes derivados del Landsat o SPOT. Los datos derivados pueden producir un efecto sinérgico de poco

costo, combinando datos de más de una parte del espectro, y bien vale la pena el gasto adicional relativamente pequeño que conlleva.

2.2.2.1. Imagen Multiespectral e Hiperespectral

Típicamente los sensores multiespectrales captan diez o menos bandas, usualmente en las regiones del visible y el infrarrojo del espectro electromagnético. Estos proporcionan datos sobre una gran área por un costo relativamente bajo. Estos sensores satelitales, más notablemente LANDSAT y SPOT.

La nueva rama de la percepción remota incluye la captación de muchas bandas estrechas de energía. Este campo ha sido llamado **hiperespectral**. Un sensor hiperespectral es el que capta un número suficiente de bandas para producir adecuadamente la firma espectral de la cubierta de la tierra (la grafica de la reflectancia de la cubierta de la tierra contra la longitud de onda a menudo se la llama firma o huella espectral). Esta generalmente requiere la captación de 100 o más bandas de longitud de onda.

La resolución espectral esta definida por el ancho y número de bandas de longitud de onda que son captadas por un Sensor. En la figura 22 se muestra una grafica de la resolución espectral de una imagen multiespectral o hiperespectral.

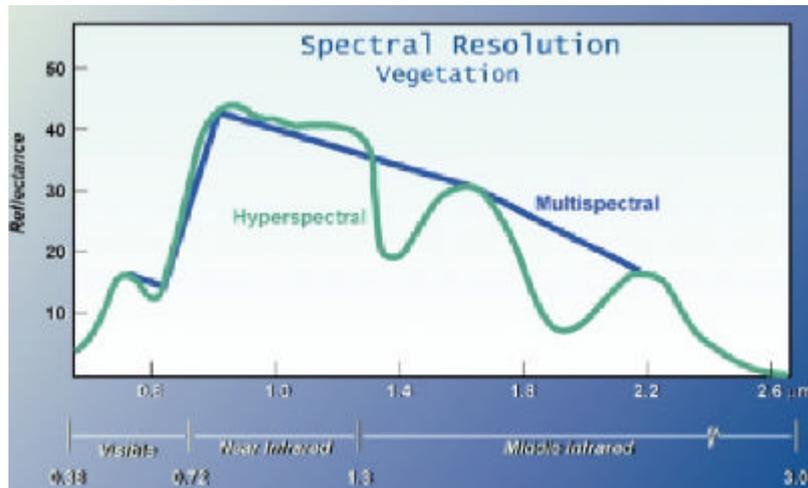


Figura 2.2. Resolución espectral.

La resolución espacial es la habilidad para distinguir o resolver objetos estrechamente espaciados en una imagen. Esto es usualmente definido por el tamaño del área de la tierra de cada píxeles.

Idealmente, sería deseable utilizar un método de "múltiples etapas". Esto implicaría el uso de fotografías aéreas y verificaciones en tierra, para lograr un conocimiento más detallado en lugares representativos o de demostración. Este conocimiento puede ser extrapolado sobre áreas más extensas utilizando datos derivados de Landsat u otros tipos

de satélite. Las características de las tecnologías aplicables de satélites se describen a continuación.

2.2.2.2. LANDSAT

La cobertura con Landsat MSS (MultiSpectral Scanner) existe desde 1972 hasta el presente en cuatro bandas espectrales, con una resolución de 80m. El "thematic mapper" (graficador temático - TM) fue introducido con el Landsat 4 en 1982 con siete bandas espectrales, seis de ellas con 30m de resolución y una en el rango térmico IR, con resolución de 120m [7].

El haz de retorno vidicon (RBV) es un sistema de cámara de recuadros, que funciona como una cámara de televisión instantánea. No ha logrado la misma popularidad que el MSS, aún cuando proporciona información útil.

Los Landsat 1 y 2 llevaron a bordo tres RBVs que registraron imágenes en verde, rojo e IR de las mismas escenas que las obtenidas con el MSS. Estas fueron capaces de producir imágenes a color IR con 80m de resolución, igual que el MSS, pero fueron decididamente inferiores debido a problemas técnicos.

El Landsat 3 llevó a bordo un sistema RBV que obtuvo imágenes separadas, en blanco y negro, en cuadrantes de la escema MSS en la banda de 0,5mm a 0,75mm, una respuesta espectral del verde al rojo. La resolución en tierra fue de 40m, mucho mejor que el MSS existente y la anterior resolución del RBV, haciendo posible reconocer evidencias de peligros naturales de menor escala.

La ventaja del RBV radica principalmente en proporcionar mayor resolución espacial, para cartografía a gran escala de rasgos detectables espectralmente. En este sentido, complementó los datos MSS de menor resolución que cubrían la misma área. En los Landsats 4 y 5 se prescindió completamente del sistema RBV, quedando solo los sensores MSS y TM.

Los MSS fueron incluidos para continuar la biblioteca temporal con datos de ese tipo de sensor y su resolución espacial de 80m. El TM, con su resolución de 30m, negó toda justificación para el inefectivo y poco usado sistema RBV. No obstante su ausencia en los Landsat 4 y 5, los datos RBV de ciertas áreas tropicales con densa vegetación, pueden ser la única fuente de datos con resolución adecuada para una comparación temporal con posteriores datos TM.

La porción térmica IR del TM fue originalmente colocada en la ventana espectral de 10,4 μ m a 12,5 μ m, donde la energía radiante de la tierra es tan baja que se necesita un detector grande. Esto tuvo como resultado una celda en tierra con resolución de 120m que generalizó los detalles térmicos, limitando su valor para detectar los finos y sutiles cambios geotérmicos asociados con la actividad volcánica. La resolución térmica es de 0,5°K (grados Kelvin) que es bastante pobre de acuerdo a las normas de los barredores

electrónicos aéreos IR (0,1 °K o menor). Sus mejores aplicaciones posibles en materia de evaluación de peligros naturales, serían el delineo de llanuras activas de inundación y, también, el constituir un indicio muy aproximado de actividad volcánica regional.

La banda infrarrojo térmico (banda 8) en el Landsat 3 (10,4 μ m a 12,5 μ m con resolución espacial de 240m) nunca funcionó correctamente y, por lo tanto, no es de importancia alguna para las aplicaciones que aquí se discuten.

La banda azul-verde (0,45 μ m - 0,52 μ m) del sistema TM (banda 1) es única entre los sensores en satélites orientados al campo de los recursos naturales. La razón de que esta banda no haya formado parte del espectro buscado desde satélites, es la severa dispersión de la luz azul, que puede degradar el contraste de la imagen cuando existe una alta humedad o alto contenido de aerosoles en la atmósfera. Sin embargo, en el agua la luz azul tiene la mejor capacidad de penetración de todo el espectro visible [19].

2.2.2.3. SPOT (Systeme Probatoire pour l'Observation de la Terre)

El satélite SPOT con sus sensores de alta resolución (HRV), es similar en muchos aspectos al satélite Landsat y sus sensores MSS y TM. El sensor multiespectral HRV (XS) tiene un rango de la longitud de onda verde hasta el IR cercano. La cobertura HRV-XS es en tres bandas espectrales en vez de las cuatro del MSS, pero con una resolución espacial mucho más alta (20m versus 80m), aunque sólo cubre la novena parte del área cubierta por una toma de Landsat.

Además, el SPOT lleva un sensor pancromático (HRV-P) que cubre desde el verde hasta el rojo del espectro visible, en una sola franja de terreno con 10 mts. de resolución. Ambos sensores HRV cubren una franja de 60 Km a lo largo de la trayectoria orbital. Es posible obtener cobertura simultánea adyacente con ambos sensores, produciendo así una franja de 117 Km, de ancho, aunque esta capacidad no ha sido utilizada con frecuencia.

Los sensores SPOT tienen la capacidad única de poder ser dirigidos hasta 27° a izquierda o derecha de la trayectoria orbital. Esta característica permite vistas repetidas, fuera del nadir, de una misma franja de terreno, produciendo imágenes estéreo pares. La relación base - altura varía desde 0,75 en el ecuador hasta 0,50 en latitudes medias. Esto da lugar a fuerte exageración vertical. Esta tercera dimensión, si estuviera disponible para una determinada área de estudio, junto con la mayor resolución de la imagen, puede significar que los sensores SPOT sean superiores a los del Landsat, si no se requiere mayor resolución espectral.

En la figura 2.3 se muestra una imagen tomada del ducto cerca de Calgary por el satélite SPOT.

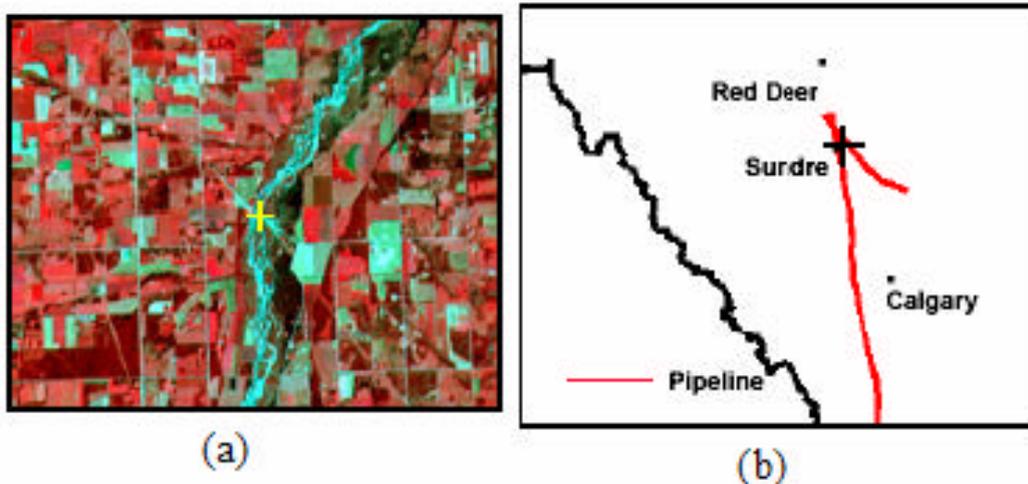


Figura 2.3. a)SPOT HRV, b)Mapa de localización de la imagen.

2.2.2.4. Sistemas Radar por Satélite

Existe considerable cobertura con radar sobre todo el mundo y, en el futuro, podemos esperar más datos derivados del radar desde el espacio.

La familia de radares espaciales se origina con el radar Seasat (USA), que fue un sistema de apertura sintética especialmente diseñado para estudiar la superficie de los océanos. En esta capacidad, tenía un gran ángulo de depresión (promedio 70°) [7] para estudiar la superficie relativamente plana del océano. Por esta razón, la utilidad del Seasat se extendió a las áreas de relieves bajos en tierra. Durante su corta vida, en 1978, el Seasat logró obtener una gran cantidad de datos de Europa Occidental, Norteamérica, Centro América y el Caribe.

Después del Seasat vinieron los radares para imágenes, conocidos como SIR-A y SIR-B, a bordo del Transbordador Espacial. Los datos de estos radares fueron obtenidos durante los vuelos del transbordador en 1981 y en 1984.

Otros sensores de radar puestos en órbita son: el Radarsat de Canadá, un radar de banda-C (6.0cm) diseñado para proporcionar cobertura estereoscópica a nivel mundial, programado en los 90's; la Agencia Europea del Espacio lanzó un radar de apertura sintética de banda-C a bordo del Earth Resources Satellite (ERS) en 1990; y Japón lanzó un satélite para lograr imágenes de radar en la banda-L en 1991. En la figura 2.4 se muestra una imagen tomada por el satélite RADARSAT.

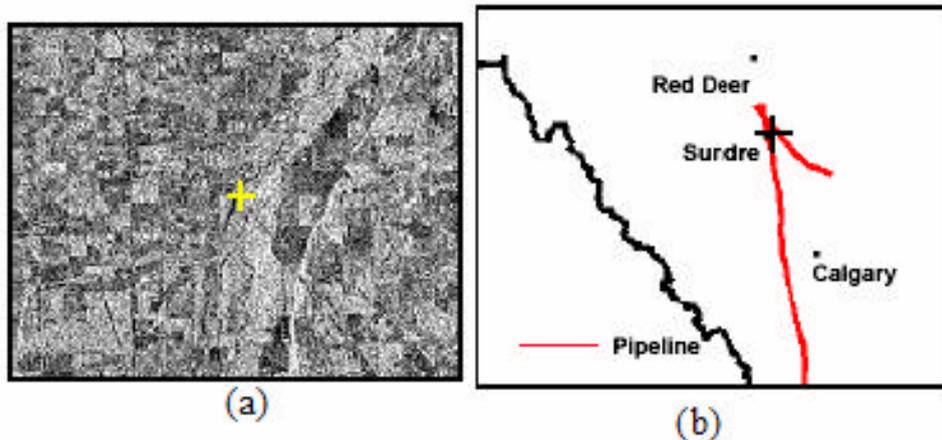


Figura 2.4. a)RADARSAT, b)Mapa de localización de la imagen.

2.2.2.5. AVHRR

El radiómetro "Advanced Very High Resolution Radiometer" (AVHRR) a bordo de los satélites NOAA-7 a 11, normalmente no sería considerado útil si sólo tomamos en cuenta su baja resolución (1,1 Km. en el nadir). Sin embargo, el gran ancho de franja, de 2.253 Km, proporciona cobertura a diario (día y noche) de las partes habitadas de la tierra. El ciclo de repetición de vistas, próximas al nadir, es de 9 días, pero la misma área aún es visible desde diferentes ángulos dentro de la franja de terreno cubierta desde el espacio. Esto conduce a complicadas comparaciones radiométricas y geométricas entre las distintas fechas de obtención de datos.

Este radiómetro barredor tiene 5 bandas que incluyen la banda 1 (verde a rojo), banda 2 (rojo a IR reflejado), banda 3 (IR medio), banda 4 (IR térmico) y banda 5. Las bandas más útiles son las bandas térmicas IR 4 y 5, especialmente cuando se trata de terreno húmedo o hielo. La resolución térmica de estas bandas es mejor que la banda térmica 6 del Landsat TM, pero se pierde mucho en lo referido a resolución espacial (1.1 Km. versus 120m, respectivamente).

2.2.2.6. Cámara Métrica

La cámara métrica fue un experimento de la Misión STS-9/Spacelab 1, en 1983, para determinar si se podían compilar mapas topográficos y temáticos a escalas medias (1:50.000 a 1250.000). a partir de imágenes tomadas con cámaras desde altitudes orbitales.

Debido a que la fecha de lanzamiento fue a finales de Noviembre, las condiciones de iluminación fueron pobres en muchas de las áreas-objetivo propuestas. Como resultado, se tuvo que utilizar menores velocidades de obturador que las deseadas, produciendo ciertas manchas en las imágenes. Sin embargo, se obtuvieron imágenes de alta calidad

con una buena resolución fotográfica en tierra, de unos 20 m, sobre películas de formato 23 cm x 23 cm, pancromática y a color IR. El análisis ha mostrado que estas imágenes pueden ser utilizadas para cartografía a escala de 1:100.000. En esta misión, a pesar de haber tropezado con muchos problemas, se cubrió un área de más de 11 millones de km². Actualmente hay planes para modificar la cámara con el propósito de compensar el movimiento de avance de la imagen y volver a sobrevolarla. Se obtendría una resolución en tierra de unos 10 m, lo cual permitiría la cartografía a una escala tan grande como 1:50.000

En la Figura 2.5 se muestra una imagen hiperespectral de un campo maduro de petróleo en el suroeste de US. Esta imagen esta compuesta de tres bandas del infrarrojo térmico. El ducto subterráneo esta a baja presión y propenso a frecuentes fugas, muchas de las cuales no son detectadas hasta que el petróleo brota a la superficie. La aérea rojiza en el centro de la imagen muestra el sitio remediado donde se derramaron 300 a 500 barriles de petróleo antes de la detección. Al tiempo que los datos fueron captados, la superficie aun contenía cerca de 2000 ppm. de hidrocarburos [10].

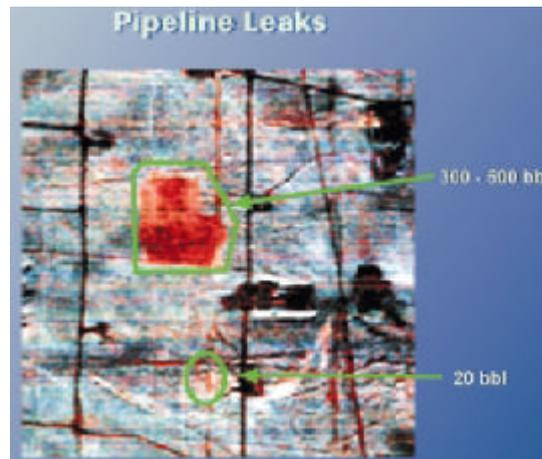


Figura 2.5. Imagen Hiperespectral de una fuga de petróleo de un Ducto.

La firma hiperespectral de este conocido sitio contaminado fue entonces usada en el procesamiento de un algoritmo para identificar otras varias áreas sospechosas, incluyendo una directamente al sur. La oportunidad de la segunda detección, la fuga fue mas pequeña en tamaño (20 barriles) y el área contaminada y los costos de remediación fueron mucho menores.

Actualmente esta tecnología esta empezando a ser usada para detectar fugas en ductos antes de que el hidrocarburo llegue a la superficie. Esto es posible porque hay un cambio significativo en la firma espectral de la vegetación estresada en el infrarrojo cercano que es observable mucho antes de que pueda ser visto en el verde visible. Por esta razón y otras el monitoreo de ductos en áreas urbanas, donde los costos de remediación y litigación son muy altos, es una muy buena opción para la detección de fugas.

A pesar de la gran cantidad de sensores que tienen los satélites, estos presentan ciertas desventajas muy importantes, como lo es la nubosidad que existe en la atmósfera, ya que estas no permiten tener una buena visibilidad de la superficie de la tierra, otra gran desventaja es la resolución espacial que se tiene. Hoy en día, la percepción remota satelital puede adquirir 1m de resolución en imágenes blanco y negro y 4m en multiespectral, que no es la que se requiere para esta aplicación, debido a que la resolución óptima para la inspección en tuberías es de 0.3 a 1m.

En la figura 2.6 se muestra una imagen con una resolución espacial de 1.5 se obtuvo con un sensor común de una aeronave, y las otras dos imágenes que se obtuvieron son del sensor de un satélite multiespectral, por lo que se puede observar que la imagen es mucho más detallada con 1.5 m que las que fueron obtenidas con el satélite; es una gran desventaja ya que para el monitoreo de las fugas es requerida una resolución mucho menor a 4 metros.



Figura 2.6. Efecto de la resolución espacial.

Por la figura anterior podemos observar que una mejor posibilidad para la percepción remota de fugas en ductos es la fotografía aérea por medio de aeronaves como son aviones y helicópteros tripulados o vehículos aéreos no tripulados, aunque el manejo de cientos o miles de fotografías es tedioso y complicado [10].

2.3. JUSTIFICACION Y DETERMINACION DEL MÉTODO DE DETECCIÓN POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA

Como se ha podido observar las pérdidas ocasionadas son muchas, por lo tanto es necesario realizar una inspección periódica para poder reducir las pérdidas. En esta inspección se tienen que conocer los daños a fases tempranas de la evolución de la fuga.

Anteriormente se explicaron los diversos métodos que existen para la detección mostrando sus ventajas y desventajas; pero entre los métodos más usados están el del balance volumétrico y el balance del fluido; ya que la gran ventaja que estos presentan es

que la detección de una fuga es inmediata pero solamente pueden detectarse fugas mayores 1.5% del fluido lo que equivaldría a 25 litros por minuto. Por esta razón es necesario usar métodos alternativos para la detección de fugas que tengan una mayor sensibilidad.

El método que se propone es por medio de termografía, con la ayuda de cámaras de banda infrarroja y visible. La termografía proviene de las palabras latinas "calor" y "escribir", y se define: "como una técnica no invasiva que mide las emisiones infrarrojas (radiación) de la superficie de un objeto, produciendo una representación gráfica del calor".

Cualquier objeto o ser viviente con temperatura por arriba de cero, emite energía infrarroja. La termografía detecta variaciones de temperatura, identificando daños ocasionados por las fugas en las tuberías. La radiación captada por el sensor es la de la superficie del objeto o de la tierra pero esta temperatura de la superficie es afectada por los cambios internos que existen en el objeto.

La razón más importante por la cual se puede utilizar este método, es porque en los lugares de las fugas se presentan ciertas anomalías térmicas que son causadas por estas fugas; es decir, variaciones en la temperatura de los alrededores del lugar de la fuga, estas variaciones que se explicaran mas adelante pueden ser detectadas o registradas por el equipo infrarrojo

Las anomalías térmicas que puedan ser observadas en la cámara infrarroja no siempre están asociadas con alguna falla en las tuberías, debido a que estas pueden formarse por medio de variaciones de temperaturas ambientales; causadas por alguna otra razón como granjas, tuberías de vapor, etc., y esto puede causar falsas alarmas. Por lo que es necesario complementar la inspección con equipo de vídeo en la banda visible en conjunto con un GPS (Global Positioning System) para tener la localización exacta de la fuga, y así minimizar las probables causas de las falsas alarmas y reducir el tiempo de inspección [8].

2.5 CONCLUSIONES

No obstante las ventajas que cada uno de los métodos y tecnologías ofrecen para la detección de fugas de hidrocarburos en ductos, ninguno de ellos proporciona una solución absoluta y total, es decir, es necesario utilizar de manera complementaria las tecnologías para la inspección aérea y terrestre y así poder detectar el sitio exacto de las fugas.

En otros casos, también es necesario implementar operativos coordinados con autoridades municipales, estatales o federales, para detener en flagrancia a los responsables de las fugas provocadas en ductos de productos destilados como la gasolina, turbosina o diesel, como son los casos de las tomas clandestinas.

En este capítulo se pudo analizar que la percepción remota es una herramienta muy importante para la detección de las fugas ya que con esta no es necesario tener instalaciones a lo largo de la red de ductos como sucede con algunos otros métodos, además puede ayudar a producir mapas donde se observe el medio ambiente existente alrededor del ducto, ya que no existen descripciones detalladas de estos.

Los sensores ópticos con los que cuentan los satélites son bastante poderosos para poder hacer una inspección pero estos tienen una limitante muy importante que es la nubosidad existente.

La percepción remota aérea proporciona información de cámaras aéreas fotográficas, radar lateral y barredores electrónicos térmicos de imágenes que no tienen rival, en cuanto a resolución, en su respectiva cobertura dentro del espectro electromagnético. Estos sistemas producen imágenes que van desde el espectro visible conocido, hasta los espectros menos familiares del infrarrojo y del radar en microondas.

Por esta razón es que se propone un método de percepción remota pero el cual va a ir montado sobre un helicóptero y así evitar que la nubosidad pueda afectar.

Las técnicas de termografía infrarroja pueden ser usadas para detectar fugas en ductos subterráneos o sobre la superficie. Esta técnica es considerada no invasiva. Las pruebas pueden ser realizadas durante el día y la noche dependiendo de las condiciones medio ambientales.

Debido a que muchos de los ductos han cumplido con su tiempo de vida es necesario tener métodos de detección de fugas eficientes y de costo no muy alto, la termografía infrarroja es una técnica de percepción remota que cumple con estos requerimientos.

REFERENCIAS

1. **NORMA Oficial Mexicana NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P., en ductos.** Diario Oficial de la Federación. 8-febrero-2002.
2. **Diseño De Un Equipo Para La Inspeccion De Anomalias Fisicas En Ductos,** Hugo Hernandez Alvarado, UNAM, 2000, pp. 60-81
3. **Advances In Selected Applications And Methodology For Aerial Infrared Thermography,** Gregory R. Stockton, President Stockton Infrared Thermographic Services, Inc. 8472 Walker Mill Road Randleman, NC 27317-7331 (800) 248-7226 www.stocktoninfrared.com
4. **Pipeline Leak Detection Methods,** International Virtual Conference on Pipelines Safety
5. **Monitoreo Aereo De Los Sistemas De Transporte De Hidrocarburos Por Medio De Un Vehículo Aereo No Tripulado (Vant)**". Sergiy Sadovnychiy, Vladimir S. Krivtsov, Rene Pérez Polanco, Tomas Ramírez, Revista "DUCTOS", No. 13 pp. 17-23. Mayo-Junio 1999.
6. **Remote Sensing: Principles and Interpretation,** Sabins, Floy F., New York: W. J. Freeman, 1986.
7. **Directory of Major Sensors and Their Parameters,** T. A. , Albuquerque, New Mexico: Technology Application Center, University of New Mexico, 1988.
8. **Determinacion De Contaminacion Ambiental En Areas De Ductos Por Medio De Termometria,** Sergiy Sadovnychiy, Igor Bulgakov, Juan Manuel López C. y Juan Carlos Valadez Pérez, Memorias de la 2º reunión Nacional De Ciencias de la Tierra. Unión Geofísica Mexicana.
9. **Application Of Remote Sensing Data For Monitoring Of Gas Pipeline Right-Of-Way,** K.B. Fung, D.W. Fraser, R.P. Gauthier, Canada Centre for Remote Sensing 588 Booth Street, Ottawa, Ontario K1A 0Y7
10. **Hyperspectral Remote Sensing Of Energy Resources Exploration And Environmental Applications,** E. Prelat; J. D. Wieser; R. O. Gazzani; G. Re Kuhl; E. Rocchi, World Energy Council 18th Congress, Buenos Aires, octubre 2001

-
11. **Infrared Thermographic Pipeline Leak Detection Systems For Pipeline Rehabilitation Programs**, Gary J. Weil, P.E., Conference on Nondestructive Evaluation of Utilities and Pipelines II, SPIE Vol. 3398, marzo 1998.
 12. **Mobile Leak Detection Systems For Oil Product Pipelines**, Oleg G. Morozov, Rishad A. Akhtiamov, Gennady A. Morozov, Pavel M. Nikolaev, Alexander M. Nikolaev, Yuri M. Nikolaev, y Sergei S. Kouprianov, Conference on Nondestructive Evaluation of Utilities and Pipelines III, Marzo 1999 SPIE Vol. 3588
 13. **Las Paredes Oyen** Backslash, Hack-tic, Jansen & Janssen, Keine Panik e.a., Capitulo 11, ISBN: 3-89408-056-6, Edition: ID-Archiv

CAPITULO 3

FUGAS Y ANOMALIAS TERMICA

3.1. BASES TEORICAS

3.1.1. CAMBIO DE ESTADO

Casi todos los materiales tienen tres fases: sólido, líquido y gas. En la tabla 3.1 se muestran los cambios de fase. La transición de una fase a otra es acompañada por la absorción o liberación de calor y usualmente un cambio de volumen. Durante el cambio de fase, la temperatura del material permanece constante. Por ejemplo, la temperatura de ebullición del agua permanece constante aun cuando el calor está continuamente sumándose para crear vapor.

Cambio de Fase	Transferencia de Calor	Cantidad de Transformación
Sólido a líquido	Requiere Calor	Calor de fusión
Líquido a Gas	Requiere Calor	Calor de vaporización
Gas a Líquido	Calor Liberado	Calor de condensación
Líquido a Sólido	Calor Liberado	Calor de solidificación

Tabla 3.1. Cambio de Fase.

La teoría molecular de la materia supone que un líquido consiste en moléculas agrupadas regularmente cerca unas de otras.

Las moléculas tienen una energía cinética medida que está relacionada con la temperatura del líquido. No obstante, debido a las colisiones al azar o movimiento vibratorio, no todas las moléculas se mueven a la misma velocidad; algunas se mueven más rápidamente que otras.

Debido a que las moléculas están muy cercanas entre sí, las fuerzas entre ellas son relativamente grandes. A medida que una molécula se aproxima a la superficie de un líquido, como se muestra en la figura 3.1. Experimenta una fuerza resultante hacia abajo; la fuerza neta resulta del hecho de que no hay moléculas de líquido por encima de la superficie que equilibren la atracción hacia abajo de aquellas que están debajo de la superficie. Solo las partículas que se mueven más rápidamente pueden aproximarse a la superficie con la suficiente energía para sobrepasar las fuerzas que se oponen. Se dice que estas moléculas se evaporan porque al dejar el líquido se convierten en partículas de un gas típico. Químicamente las moléculas no han cambiado; la única diferencia entre un líquido y su vapor es la distancia que separa las moléculas.

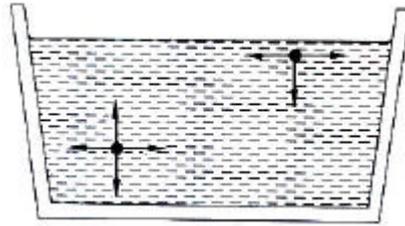


Figura.3.1 Movimiento de las moléculas en el cambio de fase de líquido a gas.

Ya que solo las moléculas más energéticas son capaces de desprenderse de la superficie, se reduce la energía cinética media de las moléculas restantes en el líquido. Por lo tanto, la evaporación es un proceso de enfriamiento. (Si se colocan unas gotas de alcohol en el dorso de la mano, se sentirá una sensación de enfriamiento). La rapidez de evaporación es afectada por la temperatura del líquido, el número de moléculas encima del líquido (la presión), el área de la superficie expuesta y la ventilación.

Los objetos están caracterizados por una variedad de parámetros físicos tales como el tamaño, la forma y peso. Sin embargo, la más frecuentemente propiedad física medida es la temperatura. El calor es una consecuencia de todo el trabajo que proviene de la actividad eléctrica, mecánica o química. Generamos, mantenemos o transferimos calor para correr nuestras industrias y hacer nuestra vida más confortable. Las variaciones de temperatura imprevistas pueden indicar defectos en el diseño, fabricación defectuosa o componentes dañados. Las temperaturas excesivas a menudo existen justo antes de la falla.

Una máquina de combustión interna convierte la energía potencial contenida en el combustible en energía mecánica. El calor es una consecuencia. Como la eficiencia decreciente, más calor es agotado. Así, el escape de temperatura es un indicador de la "salud" de una máquina. Los frenos convierten el movimiento delantero (energía cinética) en calor. Frenos defectuosos pueden crear calor local excesivo que puede llevar a una falla con resultados desastrosos.

La temperatura puede ser medida con dispositivos de contacto o no contacto. Los dispositivos de contacto incluyen el común termómetro líquido en vidrio, termómetro de resistencia y termopar. Los dispositivos de no contacto pueden ser también sistemas de imagen o no imagen. Un sistema de no imagen (un radiómetro) simplemente mide la radiación. Los sistemas de calibración convierten el voltaje de salida a temperatura. Los sistemas de imagen que son los de interés en este trabajo, crean una imagen electrónica de dos dimensiones del objeto. Aquí la calibración provee una representación bidimensional de la temperatura de la superficie.

Las mediciones pueden ser cualitativas o cuantitativas. Las mediciones cualitativas comparan la firma térmica de un componente con la de otro idéntico bajo las mismas condiciones de operación. El objeto (o anomalía) es identificado por la intensidad de

variaciones entre dos objetos similares sin asignar valores de temperatura. Esta técnica es fácil y no requiere algún ajuste para los sistemas de imagen térmica para compensar por las condiciones atmosféricas o emisividad de la superficie. Las mediciones cualitativas son apropiadas para la inspección (detección de intrusos, ilegales que cruzan la frontera, etc.) localización de objetos enterrados, inspecciones del suelo, inspecciones a las construcciones.

Las mediciones cuantitativas proveen la temperatura verdadera del objeto. Valores precisos son requeridos en el monitoreo. La condición de un componente (que es determinada por su temperatura verdadera o por incrementos de temperatura sobre el ambiente) es comparado con unos valores predeterminados. Si la temperatura presenta variaciones sobre la que se tiene predeterminada, entonces se tendrán que tomar ciertas acciones y poder prevenir desastres.

El calor es la transferencia de energía de un objeto a otro. Podemos observar esta transferencia de energía midiendo la temperatura de un objeto. El calor fluye de un objeto caliente a un objeto frío, después de un periodo de tiempo, ellos llegan a estar a la misma temperatura, llamada equilibrio térmico.

Sobre la tierra, el sol constantemente abastece de calor. Sin el sol, la superficie de la tierra eventualmente se enfriaría a la temperatura del espacio, la cual es cerca del cero absoluto. El promedio de calentamiento o enfriamiento depende de las propiedades de aislamiento de la atmósfera y las nubes. Los efectos de aislamiento de estos distienden a minimizar las variaciones de temperatura de la superficie y esto permite que la vida exista.

3.1.2. Espectro Electromagnético

Los dispositivos de no contacto detectan la radiación electromagnética. La radiación esta caracterizada por su longitud de onda, la longitud de onda puede ser definida como la distancia entre dos picos. La velocidad es el movimiento entre dos picos. La energía electromagnética viaja a la velocidad de la luz. En el vacío esta es aproximadamente 3×10^8 m/s. Como la onda esta en movimiento, la distancia entre los picos también puede ser medida en tiempo o frecuencia (inversa del tiempo Hz.) [1]. Con lo anterior tenemos que la longitud de onda es

$$\lambda = cT = \frac{c}{f} \quad .(3.1)$$

Donde c es la velocidad de la luz, T es el periodo y f es la frecuencia. La longitud de onda mas corta tiene la frecuencia mas alta. La longitud de onda usualmente es medida en micrómetros (también llamados micrones) y esta representada por el símbolo μm , y es una millonésima de metro (1/1, 000,000).

Dentro del espectro electromagnético, la radiación infrarroja se encuentra comprendida entre el espectro visible y las microondas. Las ondas infrarrojas tienen longitudes de onda más largas que la luz visible, pero más cortas que las microondas; sus frecuencias son menores que las frecuencias de la luz visible y mayores que las frecuencias de las microondas. El término infrarrojo cercano se refiere a la parte del espectro infrarrojo que se encuentra más próxima a la luz visible; el término infrarrojo lejano denomina la sección más cercana a la región de las microondas.

Estas frecuencias no pueden ser medidas directamente. Como resultado, se mide la potencia promedio (promedio sobre algunos ciclos).

En 1905, Einstein postuló que la luz está compuesta de partículas de energía. La energía asociada con cada partícula es:

$$E = hv = h \frac{c}{\lambda} \quad . (3.2)$$

Donde h es la constante de Planck ($h = 6.62 \times 10^{-34}$ j-s). Estas partículas fueron llamadas fotones [2].

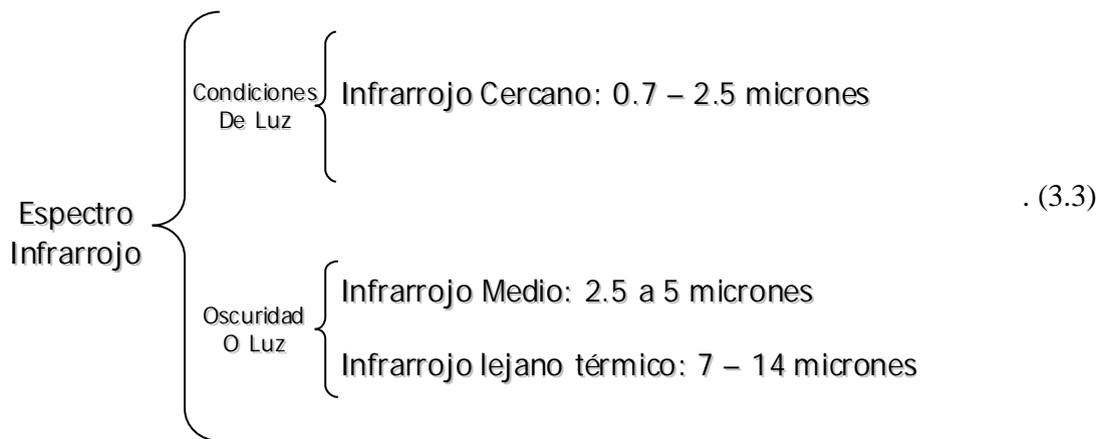


Figura 3.2. Espectro Infrarrojo.

La fuente primaria de la radiación infrarroja es el calor o radiación térmica. Cualquier objeto que tenga una temperatura superior al cero absoluto, irradia ondas en la banda infrarroja. Incluso los objetos que consideramos muy fríos, por ejemplo un trozo de hielo, emiten en el infrarrojo. Por ejemplo es posible que un trozo de carbón encendido no emita luz visible, pero que sí emita la radiación infrarroja que sentimos como calor. Mientras más caliente se encuentre un objeto más radiación infrarroja emitirá. A la temperatura normal del cuerpo, la mayoría de las personas irradian más intensamente en el infrarrojo, con una longitud de onda de 10 micrones.

Esta es la energía infrarroja, la cual es invisible al ojo humano, pero a través de algunos sistemas podemos ver esta energía y transformarla en imágenes visibles. Estos sistemas de imagen térmica incluyen, Dispositivos “snooper scope” y “night vision”.

3.1.3. CALOR

Como ya se había mencionado anteriormente, el calor es una transferencia de energía de un objeto a otro. Este viaja de un objeto caliente a un objeto frío. Esta energía viene de la energía vibratoria molecular interna del objeto caliente. La temperatura del objeto es una medida directa de la energía vibratoria interna. La energía interna mas grande, en general, es la temperatura mas alta. El calor es algo intangible, ya que no se puede medir directamente el calor. Solamente se pueden medir los efectos de este: llamados cambios de temperatura. La cantidad de calor necesario para cambiar la temperatura de un objeto depende de la capacidad de calor del objeto.

3.1.3.1. TRANSFERENCIA DE CALOR

El calor se trasfiere por conducción, convección y radiación. Cada proceso es diferente, pero el resultado es el mismo; el calor se transfiere de un objeto caliente a un objeto frío. Para los fines de este trabajo el que es de nuestro interés es la radiación.

3.1.3.2. RADIACIÓN

Todos los objetos radian calor. La cantidad de calor depende de la temperatura del objeto y las condiciones de su superficie. Como la temperatura del objeto se incrementa, teóricamente la máxima energía radiante también se incrementa.

Mientras los termómetros utilizan la conducción, los dispositivos de no contacto miden la radiación que parece emanar de un objeto. Entonces la teoría de la radiación es importante en la operación de los sistemas de imagen térmica.

El calor transferido por radiación ocurre a la velocidad de la luz donde la conducción y la convección dependen de un material específico. La radiación toma lugar a través del vacío, donde la conducción y convección no. El espacio es casi como el vacío, la radiación del sol puede pasar a través de una ventana de vidrio y se puede sentir el calor independientemente de la temperatura actual del aire.

3.1.3.3. DETECCIÓN DE LA RADIACIÓN

El termino radiación refiere a la emisión continua de energía de una superficie. Entonces, los sistemas de imagen térmica son dispositivos de no contacto, ellos miden la radiación que parece emanar de la superficie. La energía emitida depende de la temperatura y las condiciones de la superficie. La formula de la cámara describe que la cantidad de flujo emitido que se imprime en el detector

La ley de Stefan Boltzman describe la radiación máxima total que puede ser liberada de una superficie. Como los sistemas de imagen térmica solamente responden a una pequeña

fracción del espectro, es necesario introducir la ley de Plank de cuerpo negro. Las cualidades de la superficie están descritas por sus emisividades.

3.1.3.4. LEY DE STEFAN BOLTZMAN

Los átomos agitados liberan su energía a través de un proceso radiativo. La ley de Stefan Boltzman describe la razón de emisión total por unidad de área de superficie:

$$M = \sigma T^4 \frac{W}{m^2} \quad .(3.4)$$

Donde T es la temperatura absoluta medida en °K, σ es la constante de Stefan Boltzman ($5.67 \times 10^{-8} \text{ W/ (m}^2\text{-K}^4\text{)}$). Como la energía es liberada, la temperatura se incrementa. Este proceso continua hasta que el objeto llega al equilibrio térmico con su ambiente. En su forma mas simple, el voltaje de salida del detector es

$$V_{\text{detector}} = kR_D M \quad .(3.5)$$

o

$$V_{\text{detector}} = kR_D \sigma T^4 \quad .(3.6)$$

Donde k es una constante que depende de diseño específico y R_D es la sensibilidad del detector. Aunque k es usada para conductividad térmica, el contexto es siempre claro cuando se usa como una constante..

El medio ambiente es también potencia radiante. Cuando el objeto alcanza la misma temperatura que el medio ambiente, no ocurre transferencia de calor. En equilibrio térmico, ambos el objeto y el medio ambiente están radiando la misma cantidad de potencia. Como se muestra en la figura 3.3. Los objetos pueden ser “vistos” solamente cuando su potencia emitida, M_T , es diferente que la potencia del ambiente M_B .

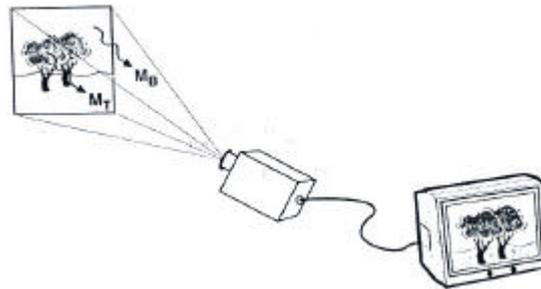


Figura 3.3. Potencias registradas por la camara.

Si un objeto es mas caliente que su ambiente, la diferencia de potencia es

$$\Delta M = M_T - M_B \quad .(3.7)$$

o

$$\Delta M = \mathbf{s} (T_T^4 - T_B^4) \quad .(3.8)$$

Donde T_T y T_B son las temperaturas del objeto y el ambiente, respectivamente. Mientras \mathbf{sT}^4 puede ser grande, ΔM puede ser bastante pequeña. Un objeto puede ser solamente detectado si el sistema tiene la suficiente sensibilidad para detectar ΔM .

Antes de precisar al objeto por su temperatura absoluta, es conveniente especificarlo por la diferencia objeto-ambiente o ΔT donde $\Delta T = T_T - T_B$. Sustituyendo T_T con $T_B + \Delta T$ obtenemos:

$$\Delta M = \mathbf{s} \left[(T_B + \Delta T)^4 - T_B^4 \right] \quad .(3.9)$$

Desarrollando el binomio tenemos

$$\Delta M = \mathbf{s} \left[4T_B^3 \Delta T + 6T_B^2 \Delta T^2 + 4T_B \Delta T^3 + \Delta T^4 \right] \quad .(3.10)$$

ΔT es pequeña, entonces podemos despreciar todos los términos excepto el primero:

$$\Delta M = 4\mathbf{s}T_B^3 \Delta T \quad .(3.11)$$

Cuando se observa un objeto contra su ambiente, la diferencia en el voltaje del detector es

$$V_{\text{detector}} = kR_D \Delta M \approx 4kR_D \mathbf{s}T_B^3 \Delta T \quad .(3.12)$$

3.1.3.5. LEY DE PLANCK DEL CUERPO NEGRO

La radiación espectral existente de un cuerpo negro ideal pueden ser descritos por la Ley de Planck de radiación de cuerpo negro

$$M(\lambda, T) = \frac{c_1}{\lambda^5} \left(\frac{1}{e^{(c_2/\lambda T)} - 1} \right) \frac{W}{m^2 \cdot mm} \quad .(3.13)$$

Donde la primera constante de radiación C_1 es $3.7411 \times 10^8 \text{ W}\cdot\mu\text{m}^4/\text{m}^2$, la segunda constante de radiación C_2 es $1.4388 \times 10^4 \mu\text{m}\cdot\text{K}$ y λ es la longitud de onda expresada en micrómetros. El valor $M(\lambda, T)$ es la densidad de potencia de la longitud de onda λ . Como la temperatura incrementa, $M(\lambda, T)$ incrementa. El valor T es también llamado el color de la temperatura. La figura xxx. Ilustra la excitancia espectral de Planck en coordenadas logarítmicas. Cada curva tiene un máximo de λ_{peak} . La ley de desplazamiento de Wien provee $\lambda_{\text{peak}} = 2898/T \mu\text{m}$. Entonces, un foto detector responde linealmente a la potencia disponible, coordenadas lineales pueden proveer una representación fácil de interpretar.

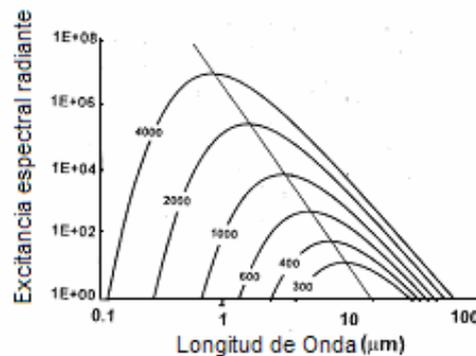


figura 3.4. Excitancia espectral de Planck en coordenadas logarítmicas.

Como la temperatura se incrementa, la tasa de emisión se incrementa muy rápidamente. A 300°K , casi toda la radiación está en el infrarrojo. Cuando la temperatura aumenta a 600°K , el objeto empieza a hacerse más visible. Como la temperatura incrementa cada vez más, más luz visible está presente. Consideremos una lámpara incandescente conectada a un switch regulador. Cuando el switch está apagado, la luz aparece apagada a nuestros ojos sin embargo está radiando a aproximadamente 300°K . Nuestros ojos no son sensibles a la radiación infrarroja. Cuando el regulador está en bajo, el bulbo aparece rojo. Como el voltaje en el regulador está incrementando, el color cambia a anaranjado y después a amarillo. Al voltaje más alto, el filamento produce más azul y la luz aparece blanca.

Entonces nuestros ojos son detectores de fotones, el flujo de fotones es trazado antes que la potencia. El flujo de fotones está relacionado con la potencia por λ/hc , donde h es la constante de Planck (6.626×10^{-34}) y c es la velocidad de la luz. Sin embargo c es también usado para el calor específico.

Cuando $M(\lambda, T)$ es sumado para todas las longitudes de onda, la ley de Stefan Boltzman es obtenida. En resumen es escrito simbólicamente como una integral

$$M = \int_0^{\infty} M(\lambda, T) d\lambda = \sigma T^4 \quad .(3.14)$$

Muchos detectores censan la radiación de una longitud de onda de una región específica. La densidad de potencia total en un intervalo de λ_1 a λ_2 es el área bajo la curva. Esta representada por

$$M(\Delta I, T) = \int_{I_1}^{I_2} M(I, T) dI \quad (3.15)$$

Donde $\Delta\lambda = \lambda_1 - \lambda_2$. Para algunas aplicaciones, la temperatura del objeto es cercana a la temperatura del ambiente ($T \approx 300\text{k}$). Sin tener en cuenta la temperatura del objeto, la relación señal a ruido será alta para crear una buena imagen.

Entonces los detectores son sensibles a solamente algunas longitudes de onda. La ley de radiación del cuerpo negro de Planck es usada en conjunto con la sensibilidad espectral del detector. La salida de voltaje de una longitud de onda específica es

$$V_{\text{detector}}(I) = kR_D(I)M(I, T) \quad (3.16)$$

Finalmente la suma de todas las salidas debido a varias longitudes de onda que son incluidas juntas. Esta representada por la integral

$$V_{\text{detector}} = \int_{I_1}^{I_2} V_{\text{detector}}(I) dI \quad (3.17)$$

Que es el área bajo la curva en el intervalo de longitud de onda de λ_1 a λ_2 . Esta integral se puede observar en la figura 3.5.

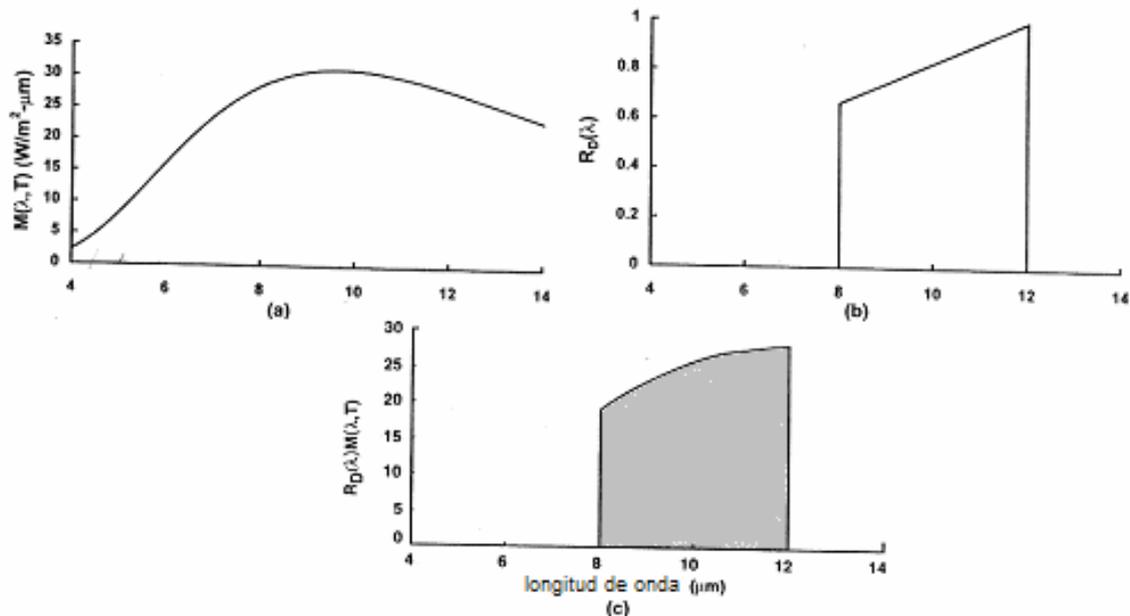


Figura 3.5. Voltaje del detector a diferentes longitudes de onda.

Los detectores son sensibles en un rango espectral limitado. La diferencia espectral entre un objeto y su ambiente es

$$\Delta M = (\mathbf{I}, \Delta T) = M(\mathbf{I}, T_T) - M(\mathbf{I}, T_B) \quad .(3.18)$$

ó

$$\Delta M(\mathbf{I}, \Delta T) = \frac{c_1}{I^5} \left(\frac{1}{e^{c_2/IT_T} - 1} \right) - \frac{c_1}{I^5} \left(\frac{1}{e^{c_2/IT_B} - 1} \right) \quad .(3.19)$$

La potencia total de un rango espectral limitado es

$$\Delta M(\mathbf{I}, \Delta T) = \int_{I_1}^{I_2} \frac{c_1}{I^5} \left(\frac{1}{e^{c_2/IT_T} - 1} \right) dI - \int_{I_1}^{I_2} \frac{c_1}{I^5} \left(\frac{1}{e^{c_2/IT_B} - 1} \right) \quad .(3.20)$$

Para ΔT s pequeña, expresamos que el objeto tiene un pequeño incremento sobre el medio ambiente o

$$\Delta M(\mathbf{I}, \Delta T) = M(\mathbf{I}, T_B + \Delta T) - M(\mathbf{I}, T_B) \quad .(3.21)$$

Para ΔT s pequeña, podemos expandir el lado derecho de la ecuación en una serie de Taylor. Si ΔT es suficientemente pequeña, permanecerá solamente el primer termino de la serie:

$$\Delta M(\mathbf{I}, \Delta T) = \left[\frac{\partial M(\mathbf{I}, T_B)}{\partial T} \right] \Delta T \quad .(3.22)$$

El término de los paréntesis es llamado derivada térmica. Es la derivada parcial de la ley de Planck con respecto a la temperatura:

$$\frac{\partial M(\mathbf{I}, T_B)}{\partial T} = \Delta M(\mathbf{I}, T_B) = \frac{c_2 e^{c_2/IT_B} - 1}{IT_B^2 (e^{c_2/IT_B} - 1)} \quad .(3.23)$$

Note que la derivada térmica es evaluada a la temperatura ambiente. Esto una vez mas ilustra que si un objeto es especificado por una temperatura diferencial, entonces la temperatura ambiente esta establecida. Usando la ecuación 3.23, la potencia total es aproximadamente

$$\Delta M(\mathbf{I}, \Delta T) = \left[\int_{I_1}^{I_2} \frac{\partial M(\mathbf{I}, T_B)}{\partial T} dI \right] \Delta T \quad .(3.24)$$

Para ΔT s pequeña la salida diferencial del detector es

$$\Delta V_{\text{detector}} = k \int_{I_1}^{I_2} R_D(I) \Delta M(I, \Delta T) dI \quad .(3.25)$$

ó

$$\Delta V_{\text{detector}} = \left[k \int_{I_1}^{I_2} R_D(I) \frac{\partial M(I, T_B)}{\partial T} dI \right] \Delta T \quad .(3.26)$$

Entonces la derivada térmica es una función de la temperatura ambiente, el voltaje de salida diferencial también depende de la temperatura ambiente.

Entonces $M(I, \Delta T)$ puede ser bastante pequeño, la cámara provee la suficiente ganancia así que $\Delta V_{\text{detector}}$ es medible. Este es el límite fundamental de la cámara. Cuando $\Delta V_{\text{detector}}$ está por debajo del nivel de ruido de la cámara, entonces ΔT no puede ser medido. Este límite sobre ΔT es llamado diferencia de temperatura equivalente de ruido (NEDT-noise equivalent temperature difference).

3.1.3.6. EMISIVIDAD

La mayoría de los objetos no emiten toda la radiación descrita por la ley de Planck. Solamente emiten una fracción. Esta fracción es llamada emisividad

$$e = \frac{M_{\text{real}}}{M_{\text{cuerpo negro}}} \quad .(3.27)$$

La emisividad puede variar con la longitud de onda, la forma del objeto, la temperatura, calidad de la superficie y el ángulo de vista. Mientras esto es instructivo para el estudio de la emisividad de objetos específicos, la radiación medida depende del objeto y su medio ambiente. Las firmas del objeto son afectadas por el medio ambiente. Cuando la emisividad no es conocida, es conveniente asignar una temperatura aparente al objeto.

Cuando se hace un promedio general de todas las longitudes de onda, al densidad de potencia total es

$$M = e \sigma T^4 \quad .(3.28)$$

Sin embargo, un objeto no puede ser estudiado en aislamiento. El medio ambiente también está emitiendo radiación. Cuando un objeto está en equilibrio térmico con su medio ambiente, la cantidad de energía absorbida es igual a la cantidad radiada. De otra

manera, el objeto se calentara o se enfriara. Así que la absorbancia será igual a la emisividad.

$$a = e \quad .(3.29)$$

Lo que nos lleva a la popular frase “Buen absorbedor es buen emisor”. Similarmente, un absorbedor pobre es un emisor pobre. Para objetos opacos ($\tau = 0$, transmitancia),

$$e + r = 1 \quad .(3.30)$$

Un absorbedor pobre será un buen reflector. Los mejores emisores serán las superficies las cuales son los mejores absorbedores. En general la emisividad es mas alta para superficies rugosas y mas pequeña para superficies suaves, brillantes. La emisividad para cuerpos negros ideales es la unidad y cero para superficies perfectamente reflectivas.

Desafortunadamente la reflectancia (y de ahí la emisividad) es una función de ángulo de vista. En general, como el ángulo de vista incrementa normalmente, la reflectancia incrementa.

3.1.3.7. CONDICIONES DE LA SUPERFICIE

La emisividad depende de las propiedades de la superficie, forma geométrica y factores ambientales. Esto incluye el tiempo de la pintura, tipo de pintura, mugre, polvo y condensación. Por ejemplo, la emisividad del cobre varía de 0.03 para una superficie pulida a 0.8 para una superficie muy oxidada. Variaciones similares son vistas con otros materiales, sin embargo hay valores de emisividades típicas en tablas.

3.2. RELACIONES ENTRE FUGAS Y ANOMALÍAS TÉRMICAS

Los sistemas con sensores infrarrojos detectan la radiación que emiten los objetos, en los lugares donde existen ductos hay cierta firma térmica, pero si en este lugar se llega a presentar alguna fuga, esta firma térmica varia, debido a que la fuga en el ducto ocasiona variaciones en la temperatura. Esta es la razón por la cual se puede usar este sistema para la detección de fugas.

Estas anomalías térmicas que se presentan en los lugares de las fugas están basadas en el efecto Joule-Thomson.

Este efecto dice que cuando existe un proceso de estrangulamiento, es decir, cuando un fluido escurre en forma no controlada desde un región de alta presión hasta otra de baja presión sin efectuar un trabajo, se presentara un cambio en la temperatura en el lugar donde esta presión haya cambiado, en un proceso de estrangulamiento esta implicado un cambio en la fase del fluido. Este cambio en la fase del fluido también va a provocar una variación en la temperatura. Un liquido consiste de moléculas agrupadas regularmente

unas cerca de otras, estas tienen energía cinética que está relacionada con la temperatura del líquido, debido al movimiento vibratorio no todas se mueven a la misma velocidad, solo las partículas que más rápido se mueven pueden acercarse a la superficie o alejarse del lugar donde se está fugando el producto, estas moléculas se desprenden o evaporan dejando el líquido, para formar un gas este desprendimiento ocasiona un cambio en la temperatura.

3.2.1. PROCESO DE LA DETECCIÓN TÉRMICA

Para una longitud de onda dada, los componentes de la radiación tomada en el infrarrojo térmico que alcanza el sensor se muestra en la figura 1.

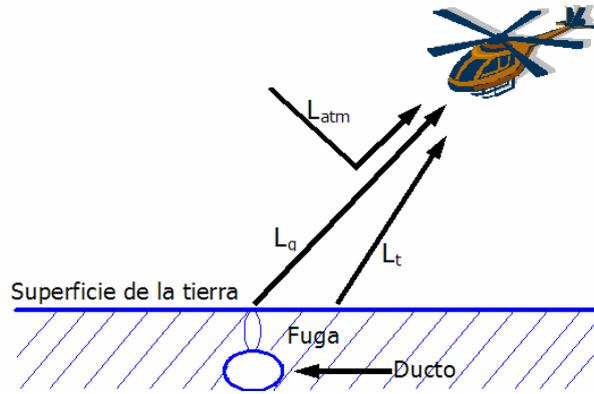


Figura 3.6. Radiación Medida por el sensor.

La radiación directa del gas (L_g), es aquella radiación que emite el gas o un punto o el gas en un instante de tiempo. La radiación directa que proviene de la atmósfera (L_{atm}), es decir, los haces de luz que se encuentran atrapados en la atmósfera y de alguna forma radian en dirección del campo del sensor, este contribuye con información adicional que puede considerarse como error en la señal captada por el sensor. La radiación proveniente del medio ambiente (L_t), es la radiación que es emitida por zonas vecinas al punto observado en un instante de tiempo. Superponiendo las tres componentes tenemos como resultado la radiación total medida por el sensor.

$$L_{sen} = L_g + L_t + L_{atm} \quad (3.31)$$

Donde:

L_{sen} – radiación total medida por el sensor, L_g – radiación directa del gas en un instante de tiempo, L_t – radiación proveniente del medio ambiente. L_{atm} - radiación que proviene de la atmósfera.

Si
$$L_g = e_g \frac{ST_g^4}{p} \quad \text{y} \quad L_t = e_t \frac{ST_t^4}{p} \quad (3.32)$$

Entonces

$$L_{sen} = e_g \frac{\sigma T_g^4}{p} + e_t \frac{\sigma T_t^4}{p} + L_{atm} \quad (3.33)$$

Donde: ϵ_g – emisividad del gas, T_g – Temperatura del gas, ϵ_t – emisividad de la tierra, σ - constante de Stefan Boltzman ($5.67 \times 10^{-8} \text{ W/ (m}^2 \cdot \text{K}^4)$).

El sol irradia energía como un cuerpo negro de 5800K (en la cima de la atmósfera). Cuando esta radiación es reflejada desde los materiales naturales, alcanza a ser alta aun en la región de 3 a 5 micrómetros, pero despreciable en la de 8 a 14 micrómetros. Sin embargo, la luz del sol calienta materiales cuya radiación emitida es captada mejor en los rangos de 3 a 5 y 8 a 14 micrómetros.

Para los rangos mas corto (3 – 4.5 micrómetros) la transmisión es mucho mejor, pues alcanza un 80%. En el rango del 8 al 14, la contribución de la reflexión de la energía solar a la señal detectada es despreciable.

En el intervalo entre 8 y 14 micrones aproximadamente, la radiación de la atmósfera (L_{atm}) sale directamente al espacio sin ser absorbida por la atmósfera y esa radiación se pierde completamente, o sea, no se devuelve a la tierra. Es decir, la atmósfera es transparente a esa radiación. Por lo tanto se puede eliminar este término de la ecuación, resultando:

$$L_{sen} = e_g \frac{\sigma T_g^4}{p} + e_t \frac{\sigma T_t^4}{p} \quad (3.34)$$

La emisividad de un material puede ser medida a través de los goniómetros infrarrojos térmicos. Estos han sido empleados para medir la emisividad de algunos materiales. Figura 3.7.

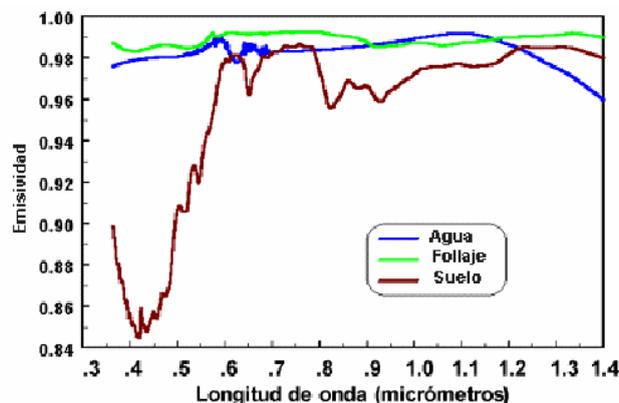


Figura 3.7. Emisividad de agua y suelo.

El agua, hielo y nieve generalmente tienen una alta emisividad (0.94 a 0.99), a través de la región del Infrarrojo Térmico. La nieve es inusual que tenga una alta reflectancia en la región del visible y una relativamente alta emisividad en la región del IR térmico.

El agua posee la mayor inercia térmica de entre todos los cuerpos, esto se debe a su alta conductividad. La radiación es absorbida y transmitida a lo largo de la superficie por movimientos de convección, con lo que resulta más difícil que cambie la temperatura. Esto permite detectar fácilmente agua con materiales en suspensión (pues con estos la temperatura sí variaría). De acuerdo con la hora del día, la tendencia es a que el agua permanezca más fría durante el día y más cálida durante la noche (la temperatura menor hará que sea emitida más radiación, la cual será captada por el detector como radiación de un cuerpo más emisor)

A mayor humedad, los suelos presentan una mayor inercia térmica o mayor resistencia a cambiar la temperatura, esto los lleva a presentarse más fríos en el día y más cálidos durante la noche, que los suelos secos. Los suelos con alto contenido de materia orgánica ofrecen los valores más bajos de conductividad, por lo que tienden a mostrar más marcadamente las diferencias de temperatura entre el día y la noche.

La vegetación tiene propiedades térmicas dependiendo de muchos aspectos (estructura, densidad, vigorosidad, etc.), sin embargo por lo general absorbe una gran cantidad de energía que utiliza en el proceso clorofílico. Esta energía es reemitida durante la noche, por esta razón la temperatura media de las masas vegetales es más baja que el aire circundante durante el día y más alta en la noche. Entre más densa y extensa sea la masa de vegetación, habría una mayor liberación de radiación, por lo tanto se reduciría su temperatura y las de las áreas circundantes tanto en el día como en las noches. Durante el día el agua es notablemente más fría que el suelo y en la noche es más cálida que el suelo debido a su retención de calor durante el día.

3.2.2. TRANSFERENCIA DE TEMPERATURA EN LA TIERRA DESDE EL DUCTO A LA SUPERFICIE

El calor es energía en tránsito, debido a diferencia de temperaturas. Transferencia de calor es el área de ingeniería que trata los mecanismos encargados de la transferencia de energía de un lugar a otro cuando existe una diferencia de temperaturas. En el estudio de la transferencia de calor se pueden considerar tres formas distintas de transferencia:

- Conducción
- Convección
- Radiación

Aunque en realidad, la distribución de temperatura en un medio se controla por los efectos combinados de estas tres formas de transferencia de calor, por lo tanto, no es posible aislar por completo una forma de las interacciones de las otras dos.

3.2.2.1. Conducción

La conducción es la forma de transferencia de calor en la cual el intercambio de energía ocurre de la región de mayor temperatura a la de menor temperatura por el movimiento cinético de las moléculas.

El calor transferido es directamente proporcional al área de la superficie de la pared, A , que se encuentra normal a la dirección del flujo de calor, directamente proporcional a la diferencia de temperaturas entre las paredes ($T_{int} - T_{ext}$), e inversamente proporcional al espesor de las paredes, L por lo tanto

$$Q = \frac{A(T_{int} - T_{ext})}{L} \quad \left[\frac{W}{m^2 K} \right] \quad (3.35)$$

Pero todo material presenta cierta oposición al flujo de calor, se le llama resistencia térmica, en la figura 1 se muestra el sistema de conducción de calor.

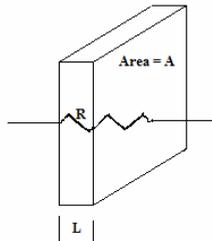


Figura 3.8. Sistema de conducción de calor.

En la siguiente tabla se muestra la resistencia térmica para un cilindro hueco y largo

Geometría	Ecuación para el flujo de calor	Resistencia Térmica
Cilindro Hueco y Largo	$Q = \frac{(T_n - T_o) 2\pi k_{aislante} L}{\ln \left(\frac{r_{2a}}{r_{1a}} \right)}$	$\frac{1}{2\pi k_{aislante} L} \ln \left(\frac{r_{2a}}{r_{1a}} \right)$

Tabla. 3.2 Ecuación para el flujo de calor y resistencia térmica de un cilindro hueco y largo.

En la Tabla 3.2 Se muestra un diagrama eléctrico que es análogo al comportamiento de la transferencia de calor que se está analizando en este momento.

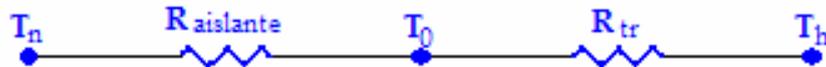


Figura 3.9. Resistencia térmica del ducto hasta la superficie.

Donde: T_n – Temperatura de la pared del ducto, R_{aislante} – Resistencia Térmica del aislante, T_0 – temperatura de la tierra sobre la superficie del ducto, R_{tr} – Resistencia térmica de la tierra, T_h – temperatura a diferentes profundidades.

Es importante tomar en cuenta que a través de todos y cada uno de los resistores de la figura 2 fluye la misma cantidad de calor, de tal modo, que se puede determinar Q dividiendo la diferencia de temperaturas a través de cualquiera de los resistores, o cualquier conjunto de ellos, entre las resistencias apropiadas.

El calor de la pared del ducto a la tierra que esta en la superpie del ducto, es representado con la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{T_n - T_0}{R_{\text{aislante}}} \quad (3.36)$$

El calor del ducto a distintas profundidades esta representado por:

$$Q = \frac{T_n - T_h}{R_{\text{aislante}} + R_{tr}} \quad (3.37)$$

Si se le agrega aislante al ducto, la resistencia aumentara, la resistencia del aislante se presenta con la siguiente ecuación:

$$R_{\text{aislante}} = \frac{1}{2pk_{\text{aislante}}L} \ln\left(\frac{r_{2a}}{r_{1a}}\right) \quad (3.38)$$

y

$$R_{tr} = \frac{1}{\alpha 2r_{2a}H} \quad (3.39)$$

Donde: K_{aislante} – Conductividad térmica del aislante, r_{2a} – radio exterior de la tubería con aislante, r_{1a} – radio interior del aislante, α - coeficiente de transferencia de calor de la tierra, H – distancia entre el ducto y la superficie, L – longitud del ducto

Sustituyendo las resistencias térmicas en las ecuaciones de calor,

$$Q = \frac{T_n - T_0}{\frac{1}{2pk_{\text{aislante}}L} \ln\left(\frac{r_{2a}}{r_{1a}}\right)} \quad (3.40)$$

Y

$$Q = \frac{T_n - T_h}{\frac{1}{2pk_{aislante} L} \ln\left(\frac{r_{2a}}{r_{1a}}\right) + \frac{1}{a 2r_{2a} H}} \quad (3.41)$$

Como se había mencionado que el flujo de calor que fluye por todo el sistema es el mismo, entonces es posible igualar las ecuaciones y despejar $T_n - T_h = \Delta T_{TR}$, obteniendo:

$$T_n - T_h = \frac{T_n - T_0 \left[\frac{1}{2pk_{aislante} L} \ln\left(\frac{r_{2a}}{r_{1a}}\right) + \frac{1}{a 2r_{2a} H} \right]}{\frac{1}{2pk_{aislante} L} \ln\left(\frac{r_{2a}}{r_{1a}}\right)} \quad (3.42)$$

Simplificando la ecuación finalmente tenemos

$$\Delta T_{TR} = T_n - T_0 \left[1 + \frac{2pk_{aislante} L}{a r_{2a} H \ln\left(\frac{r_{2a}}{r_{1a}}\right)} \right] \quad (3.43)$$

Es importante mencionar que lo que se obtiene con esta fórmula es únicamente la transferencia de calor del ducto sin que hasta el momento se haya presentado una fuga.

Las anomalías de temperatura causadas por las fugas de gas y petróleo llegan a estar aparentemente directamente sobre el ducto. En este caso, el ducto es parte de medio ambiente y puede así como intensificar las anomalías o reducir el contraste térmico. La oportunidad de detección y control del daño del ducto enterrado está definido por el efecto del petróleo y el gas fluyendo en un ducto tiene temperatura más alta que la tierra que lo rodea.

En el caso en el cual existiera una fuga de petróleo y sobre el ducto existe petróleo como se muestra en la figura 3.10 existe un aumento en la temperatura si la temperatura del petróleo es mayor que la temperatura de la tierra que lo rodea.

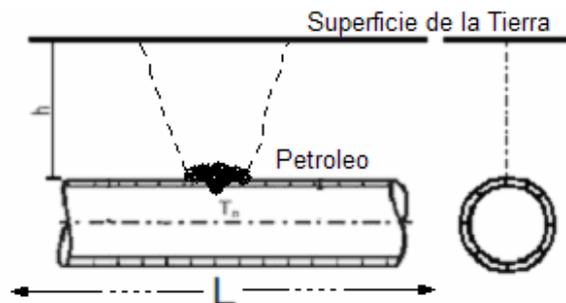
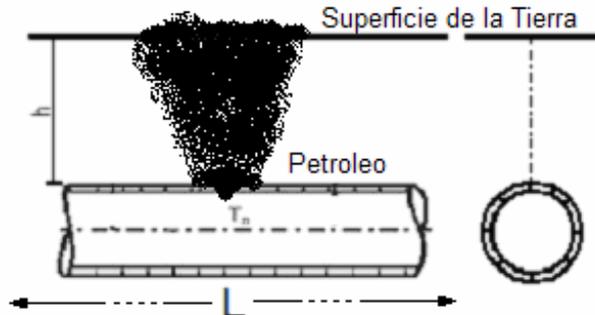


Figura 3.10. Fuga de Petróleo

En el caso en el que la mancha de petróleo ya estuviera sobre la superficie el contraste térmico será mucho mayor ya que el petróleo absorbe mas radiación que la tierra por lo tanto el contraste térmico será mucho mayor.



La diferencia de temperatura de la superficie de la tierra sobre el ducto esta determinado por la ecuación 3.44 en la cual se observan términos como emisividad, en este caso vamos a tener que tomar en cuenta dos emisividades, la del gas o petróleo y la de la tierra:

$$\Delta T_R = \frac{e(T_n - T_0)R}{a\sqrt{\frac{r_{at}}{p}} \cdot \left[\frac{S}{k_{at}} + \frac{1}{k_{tr}} \ln\left(\frac{h^2 + R}{r_{at}}\right) \right]} \quad (3.44)$$

Donde:

e – emisividad, T_n – temperatura de la pared del ducto ($^{\circ}\text{K}$), T_0 - Temperatura de la tierra a la profundidad del ducto, r_{at} – radio externo del ducto con aislante térmico, a_{tr} - coeficiente de respuesta térmica de la superficie de la tierra ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$), S – espesor del aislante térmico (m), k_{tr} – conductividad térmica de la tierra ($\text{W}/\text{m}^{\circ}\text{K}$), k_{at} – conductividad térmica del aislante ($\text{W}/\text{m}^{\circ}\text{K}$), h – profundidad, r – radio externo del ducto (sin aislante térmico)(m), R – resistencia térmica de la tierra.

La temperatura del petróleo en el ducto, excede la temperatura de la tierra a la misma profundidad. De ahí, la temperatura del petróleo fugado bajo la tierra disminuye con el incremento de la distancia desde el lugar de la fuga hasta la superficie y conforme se aleja a lo largo.

En la figura 3.10 se puede observar que un ducto enterrado con una fuga, mientras que en la figura 3.12 se observa una grafica de cómo varia la temperatura conforme se va alejando de la fuga en donde se presenta la fuga es la longitud 0. La curva azul muestra la variación de la temperatura en la tierra que esta junto al ducto que esta a 1.5m de profundidad, mientras que la curva que se encuentra hasta arriba es la que esta en la superficie de la tierra.

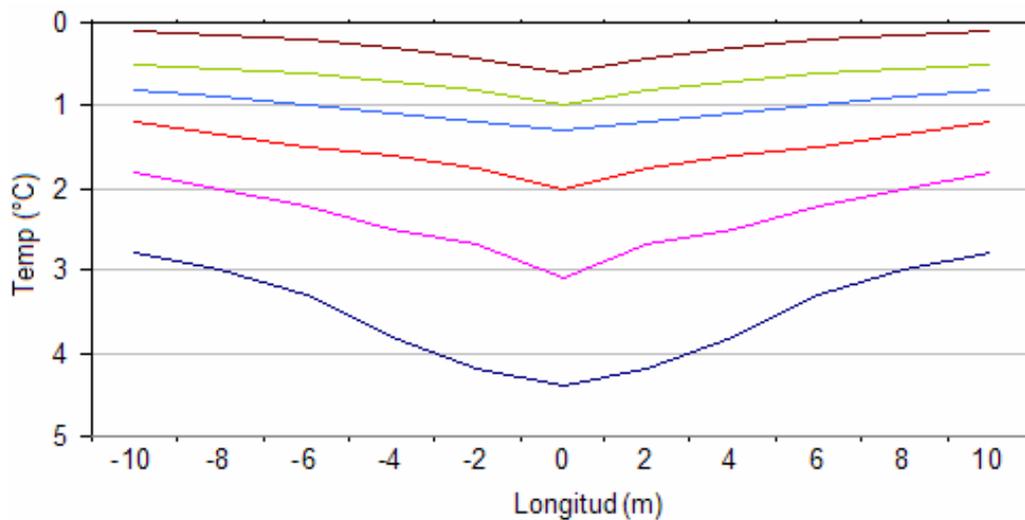


Figura 3.12. Distribución de temperaturas a distintas profundidades

En la tabla 1 se puede observar de una manera mas detallada esas variaciones tanto a distinta profundidad en la tierra como a diferentes longitudes, cada vez mas lejos de la fuga. Donde el 0 es justo en el lugar de se origino la fuga mientras que -10 y 10 representan 10 metros a la izquierda y 10 metros a la derecha respectivamente.

Longitud	PROFUNDIDAD (m)					
	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
-10	2.8	1.8	1.2	0.8	0.5	0.1
-9	2.9	1.9	1.3	0.85	0.53	0.12
-8	3	2	1.35	0.9	0.55	0.15
-7	3.2	2.1	1.4	0.95	0.57	0.18
-6	3.3	2.2	1.5	1	0.6	0.2
-5	3.5	2.4	1.55	1.05	0.65	0.26
-4	3.8	2.5	1.6	1.1	0.7	0.3
-3	4	2.6	1.65	1.15	0.75	0.35

-2	4.2	2.7	1.75	1.2	0.8	0.43
-1	4.4	2.8	1.6	1.09	0.74	0.38
0	4.2	2	1.25	0.88	0.65	0.2
1	4.6	2.8	1.6	1.09	0.74	0.38
2	4.2	2.7	1.75	1.2	0.8	0.43
3	4	2.6	1.65	1.15	0.75	0.35
4	3.8	2.5	1.6	1.1	0.7	0.3
5	3.5	2.4	1.55	1.05	0.65	0.26
6	3.3	2.2	1.5	1	0.6	0.2
7	3.2	2.1	1.4	0.95	0.57	0.18
8	3	2	1.35	0.9	0.55	0.15
9	2.9	1.9	1.3	0.85	0.53	0.12
10	2.8	1.8	1.2	0.8	0.5	0.1
-10	2.8	1.8	1.2	0.8	0.5	0.1

Tabla 3.3. Variación de la temperatura a diferentes profundidades .

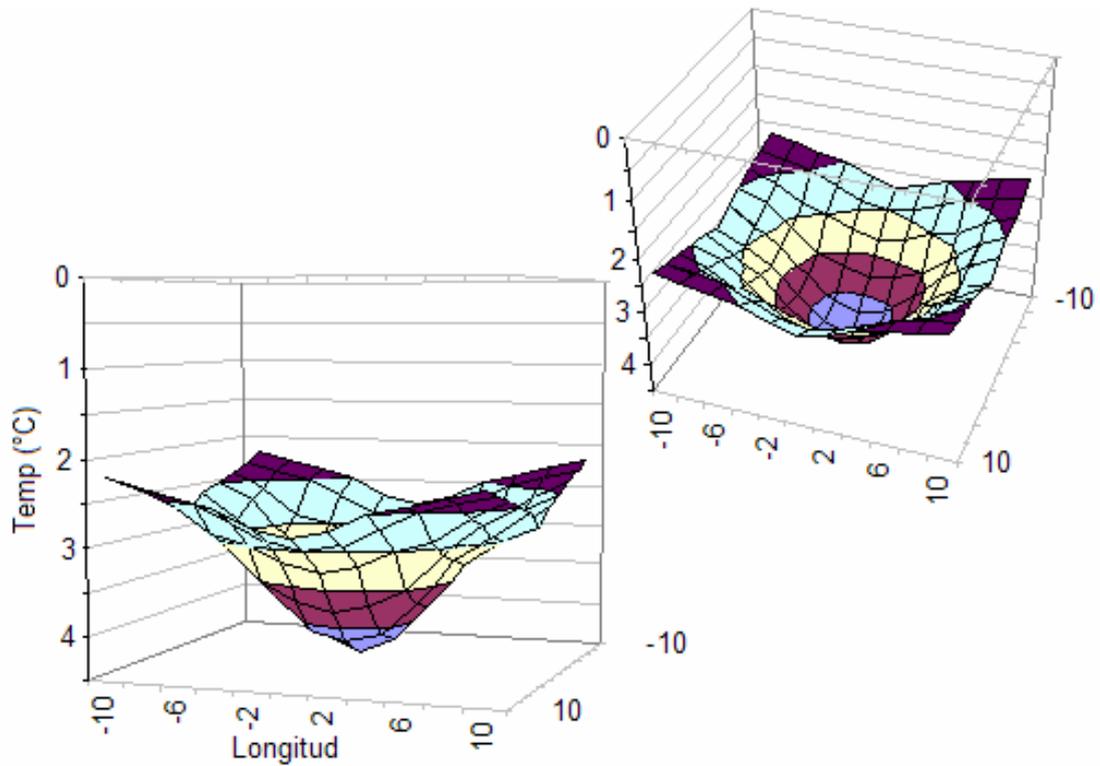


Figura 3.13. Vista lateral y superior de la distribución de calor a la profundidad de 1.5 m.

En la figura 3.13 se una grafica de cómo se distribuye el calor cuando existe una fuga a la profundidad que se encuentra el ducto.

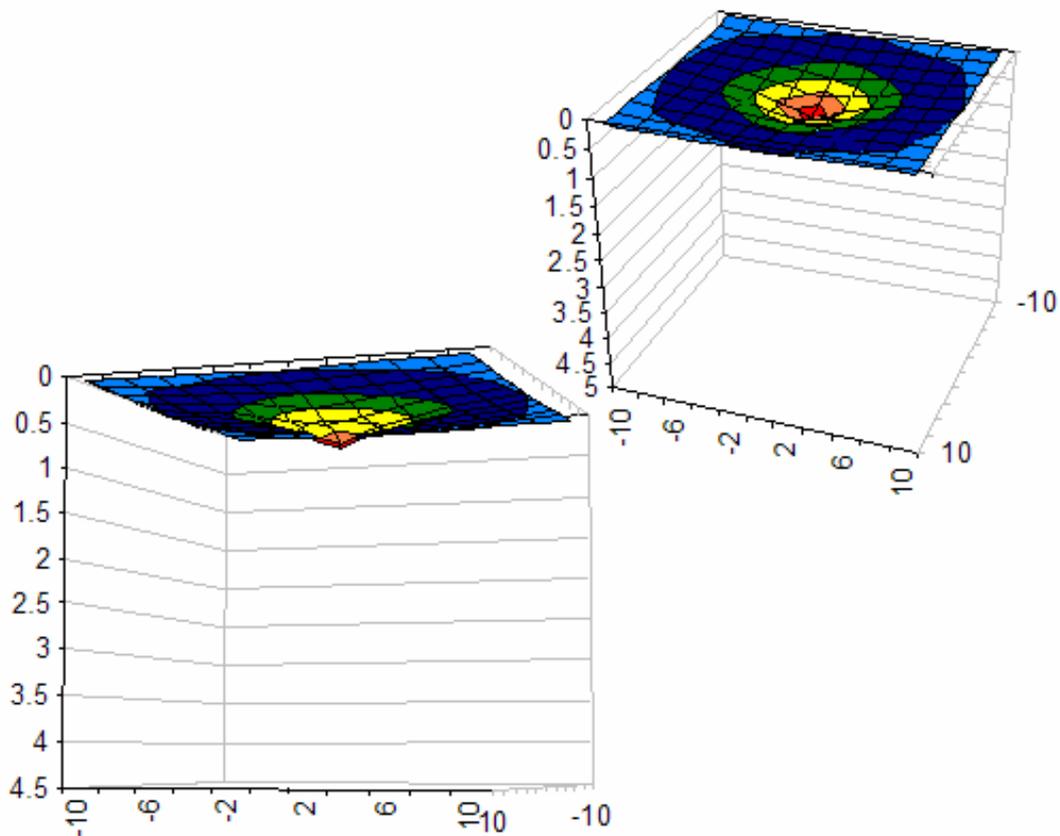


Figura 3.14. Vista lateral y superior de la distribución de calor a la profundidad de 0 m.

En la figura 3.14 la grafica muestra la distribución de temperaturas pero ya en la superficie de la tierra

El contraste térmico de la manchas de petróleo que fluye desde el ducto hasta la superficie, es otro fenómeno que se presenta. La temperatura superficial de la mancha de petróleo esta determinada por las condiciones de intercambio de calor del petróleo con el medio ambiente. Una diferencia de temperaturas entre un película delgada de petróleo y la superficie del agua durante el día puede ser desde 3 – 8 °K. La razón del contraste de temperatura es que la película de petróleo tiene un punto de ebullición mas alto comparado con el agua, debido a la radiación solar el agua se evapora más fácilmente que el petróleo.

Como se determina en [4] una diferencia de temperaturas ΔT entre una película de petróleo (el espesor $h < 0.1$ mm) y la superficie del agua durante días soleados puede ser 0 – 5 °K. Para una película gruesa (espesor $h > 1$) esta diferencia aumenta a 3- 8 °K. Para

el rango infrarrojo $\lambda = 8 - 14$ micrómetros, el factor de radiación del petróleo (emisividad) $\epsilon = 0.96$ y del fondo del agua $\epsilon = 0.98$. Entonces, la diferencia de la radiación de temperatura de una película delgada de petróleo y el agua pura es calculada por medio de la ecuación (1), [5]:

$$DT_R = eDT + hDe \quad De = e_p - e \quad DT = T_p - T \quad (3.44)$$

Donde: T_p – Temperatura de la pared del ducto(°K), T – temperatura de la tierra, e_p, e – son los coeficientes de radiación térmica para el ducto y la tierra en la banda del espectro infrarrojo, h – coeficiente que depende de la localización de el objeto y la orientación de su superficie.

Haciendo $\Delta T = -1$ a 5°K para películas delgadas y $\Delta T = 2$ a 8°K para películas gruesas. Si el petróleo sube a la superficie de la tierra, la diferencia de temperatura comparada con las áreas adyacentes será un poco menos de la gastada por la evaporación del petróleo y por lo tanto la diferencia de temperaturas será mas grande (desde -2 a $+7^\circ\text{K}$). En la tabla 3.4 se puede observar las variaciones de temperatura en agua, las diferencias de temperatura son mucho menores sin embargo se dispersa mucho mas; es decir, la mancha térmica es mucho mas grande en comparación con las manchas en la tierra.

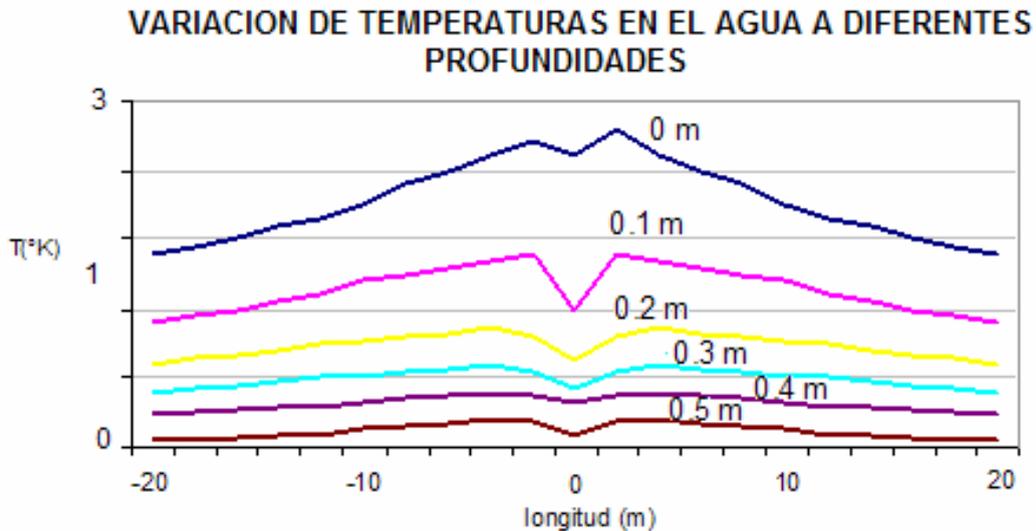


FIGURA 3.12 Variación de la temperatura en el agua a diferentes profundidades.

Como se puede observar en la figura la diferencia de temperaturas es menor, sin embargo se dispersa mucho mas la fuga, lo podría ser un problema para localizar con mayor exactitud la fuga.

Longitud	PROFUNDIDAD (m)					
	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
-20	1.8	1.2	0.8	0.5	0.1	0
-18	1.9	1.3	0.85	0.53	0.12	0.0
-16	2	1.35	0.9	0.55	0.15	0.2
-14	2.1	1.4	0.95	0.57	0.18	0.4
-12	2.2	1.5	1	0.6	0.2	0.5
-10	2.4	1.55	1.05	0.65	0.26	0.6
-8	2.5	1.6	1.1	0.7	0.3	0.8
-6	2.6	1.65	1.15	0.75	0.35	0.1
-4	2.7	1.75	1.2	0.8	0.43	0.13
-2	2.8	1.6	1.09	0.74	0.38	0.16
0	2	1.25	0.88	0.65	0.2	0.18
2	2.8	1.6	1.09	0.74	0.38	0.16
4	2.7	1.75	1.2	0.8	0.43	0.13
6	2.6	1.65	1.15	0.75	0.35	0.1
8	2.5	1.6	1.1	0.7	0.3	0.08
10	2.4	1.55	1.05	0.65	0.26	0.06
12	2.2	1.5	1	0.6	0.2	0.05
14	2.1	1.4	0.95	0.57	0.18	0.04
16	2	1.35	0.9	0.55	0.15	0.02
18	1.9	1.3	0.85	0.53	0.12	0
20	1.8	1.2	0.8	0.5	0.1	0

Tabla 3.4. Variación de la temperatura a diferentes profundidades en agua.

El problema de la detección lo podemos dividir en dos puntos importantes uno es obtener el tamaño geométrico mínimo que puede ser detectado a diferentes altura y el otro punto importante es la temperatura mínima que puede ser detectada la cámara maneja una sensibilidad de 0.1°C pero hay que tomar en cuenta que no es lo mismo tomar un imagen de manera perpendicular al objeto que con cierto ángulo y también la altura va a influir ya que si el tamaño del objeto es muy pequeño a cierta altura ya no lo va a alcanzar a detectar.

La probabilidad de detección del objeto esta definido por una relación señal/ruido SNR, la cual es evaluada por la ecuación:

$$P = \frac{1}{2} [1 + \Phi(SNR - K)]$$

$$SNR = \frac{|\Delta T_R| t_a k_\Sigma m k^*}{\Delta T_0}; \quad k_S = knu, \quad u = \sqrt{p/2}$$

$$q_0 = \frac{Hd_0}{\cos g}; \quad \cos g = \cos a \times \cos b; \quad b = \frac{S}{l},$$

$$n = \frac{bl}{q_0^2}, \quad si(b \hat{a} q_0, l \hat{a} q_0);$$

$$n = \frac{b\sqrt{l}}{q_0\sqrt{q_0}}, \quad si(b \hat{a} q_0, l \hat{a} q_0); \quad .(3.45)$$

$$n = \frac{\sqrt{bl}}{q_0}, \quad si(b \hat{a} q_0, l \hat{a} q_0);$$

Donde:

ΔT – diferencia de radiación térmica entre el objeto y la tierra °K, S – área del objeto m²; l – longitud del objeto m; b – ancho del objeto m; ΔT_0 – umbral de sensibilidad de la cámara °k; d_0 – magnitud nominal de un campo elemental de visión de la cámara mili radianes; H – altitud m; q_0 – es ancho de la línea de imagen; g – ángulo de alineamiento deg; a – Angulo de desviación de vuelo deg, b – ángulo de desviación lateral; t_a – coeficiente de transmitancia del aire; m – coeficiente de corrección para calcular la temperatura de la tierra; k – coeficiente de ruido, n – coeficiente de Transmitancia del filtro, $K=3.2$ – coeficiente que corresponde al nivel mínimo del ruido que puede ser detectado en el fondo de una imagen.

Los resultados numéricos de la probabilidad calculada usando las formulas anteriores se muestran en la tabla 3.4.

De la ecuación de la relación señal a ruido es posible determinar una relación, para tener la temperatura de detección del objeto como se muestra en (4):

$$\Delta T_{detect} = \frac{0.07m\Delta T_0}{t_a km} \left[1 + \frac{10}{\sqrt{b/q_0}} \right] \quad .(3.45)$$

En las siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos de probabilidad a diferentes alturas con diferentes tamaño del objeto específico:

Altura (m)	Tamaño del Objeto (m)																	
	0.2						1.5						5					
	Probabilidad	$\Delta T_{\text{detecc}}(^{\circ}\text{C})$	Probabilidad	$\Delta T_{\text{detecc}}(^{\circ}\text{C})$	Probabilidad	$\Delta T_{\text{detecc}}(^{\circ}\text{C})$	Probabilidad	$\Delta T_{\text{detecc}}(^{\circ}\text{C})$	Probabilidad	$\Delta T_{\text{detecc}}(^{\circ}\text{C})$	Probabilidad	$\Delta T_{\text{detecc}}(^{\circ}\text{C})$	Probabilidad	$\Delta T_{\text{detecc}}(^{\circ}\text{C})$	Probabilidad	$\Delta T_{\text{detecc}}(^{\circ}\text{C})$	Probabilidad	$\Delta T_{\text{detecc}}(^{\circ}\text{C})$
20	0.99		0.99		0.99		0.99		0.99		0.99		0.99		0.99		0.99	
50	0.87		0.90		0.91		0.90		0.91		0.93		0.91		0.93		0.94	
100	0.80		0.84		0.86		0.84		0.86		0.87		0.86		0.87		0.89	
150	0.78		0.80		0.82		0.80		0.82		0.85		0.82		0.84		0.86	
200	0.75	0.6	0.77	1.5	0.79	5	0.77	0.6	0.79	1.5	0.80	5	0.79	0.6	0.81	1.5	0.83	5
250	0.73		0.73		0.75		0.73		0.75		0.79		0.75		0.79		0.80	
300	0.63		0.70		0.72		0.70		0.72		0.76		0.72		0.76		0.78	
350	0.55		0.60		0.66		0.60		0.66		0.73		0.66		0.74		0.76	
400	0.48		0.50		0.55		0.50		0.55		0.70		0.55		0.70		0.72	
500	0.40		0.47		0.49		0.47		0.49		0.67		0.49		0.65		0.69	

Tabla. 3.5 Probabilidad de detección a diferentes alturas y diferentes tamaños de objeto.

3. 4 CONCLUSIONES

En este capítulo se pudo analizar todas las bases teóricas que se tienen que considerar para sustentar este trabajo, hay que considerar los tres modos de transferencia de calor que son conducción, convección y radiación, ya que uno de los objetivos de este trabajo es demostrar mediante modelos matemáticos el comportamiento del calor cuando existe una fuga y como estas fugas se presentan en ambientes muy cambiantes se tienen que considerar muchos parámetros, por eso es que se toman en cuenta las tres formas de transferencia de calor.

Pero no solo se toman en cuenta modelos de transferencia de calor también hay conceptos de termodinámica que se tiene que considerar y uno de estos es el efecto Joule-Thomson que es el que explica porque se presentan variaciones en los lugares de fugas.

Se analizó la transferencia de calor del ducto hasta la superficie pero sin fuga, ver ecuación 3.43.

Se observó por medio de modelos matemáticos; ecuación 3.44, cual es el comportamiento de las fugas tanto en ductos enterrados como para manchas que ya existen sobre la superficie del agua cuando ocurre una fuga en un ducto que se encuentra a cierta profundidad en el agua; ecuación 3.45.

Es posible obtener a diferentes alturas el tamaño geométrico mínimo y la temperatura mínima que pueden ser detectadas por la cámara infrarroja, es se logra por medio de la ecuación 3.46 que es la relación señal a ruido y la probabilidad de detección.

Los aspectos más favorables para la detección de termo anomalías son presentadas con las condiciones atmosféricas durante la noche, cuando las termo diferencias sobre la superficie de la tierra son mínimas. Durante la lluvia y especialmente con la nieve, los contrastes de los objetos en la tierra decrecen severamente. Cuando la atmósfera tiene nubes las diferencias térmicas decrecen sobre la superficie de la tierra debido a la falta de sombra de los árboles y arbustos.

REFERENCIAS

1. P. N. Slater, 'Remote Sensing: Optics and Optical Systems', Adison-Wesley, 1980, Capitulo 9.
2. R.W. Boyd, "Radiometry and detection of Optical Radiation", Wiley 1983.
3. Wright Jaime, "Emisividad Infrarroja de la Atmósfera medida en Heredia, Costa Rica" *Top. Meteor. Oceanog.*, 6(1): 44-51, 1999.
4. V.B Karlekar, Desmond R.M. "Transferencia de Calor", Mc. Graw Hill, 1996.
5. Welty James R. "Engineering Heat Transfer", John Wiley & Sons, Inc., 1996.
6. Yunus A. Cengel, Transferencia de calor , 2da. Edición Mc. Graw Hill, Capítulos 1, 2, 4, 6, 11, 12.
7. Sadovnychiy S., Krivtsov V., Rene Pérez Polanco, Tomás Ramírez, Inspection of Pipeline by Means of the Unmanned Aerial Vehicle (UAV), *Journal "DUCTOS"*. No 13. PEMEX, Mexico, 1999, pp. 17 – 23
8. Sadovnychiy S., Tomas Ramirez, Theoretical Base for Pipeline Leakage Detection by Means of IR Camera, *Proceed. of SPIE International Society for Optical Engineering, Thermosence XXIII Conference-2001*, Orlando, FL, U.S.A., 2001. pp. 177 – 183
9. R.B.Kulkarni and J.E.Conroy, *Development of a pipeline inspection and maintenance optimization system (phase I). Final Report, GR*, Chicago, Illinois, No.38, 1991
10. Sheveleva T., Kropotkin M., *Optical methods for study of oceans and internal basin. Estimation of a petroleum film influence on superficial temperature of water basin*, Novosibirsk, Nauka, 1979 (in russian)
11. *Geocological inspection of oil industrial enterprises*, Edited by V.A. Shevnin and I.N. Modin, RUSO, Moscow, 1999.(in russian).
12. Aleev R.M., Ovsiannicov V.A., Chepurskiy V.N., *On Board Infrared Equipment for Petroleum Pipes Inspection*, Nauka, Moscow, 1995.

CAPITULO 4

DESCRIPCION DEL SISTEMA

4.1. ESTRUCTURA DEL SISTEMA

El sistema contiene los siguientes módulos: una Cámara Infrarroja, una cámara de video, un GPS y un modulo de almacenamiento de los datos. La figura 4.1 muestra el diagrama a bloques del sistema.

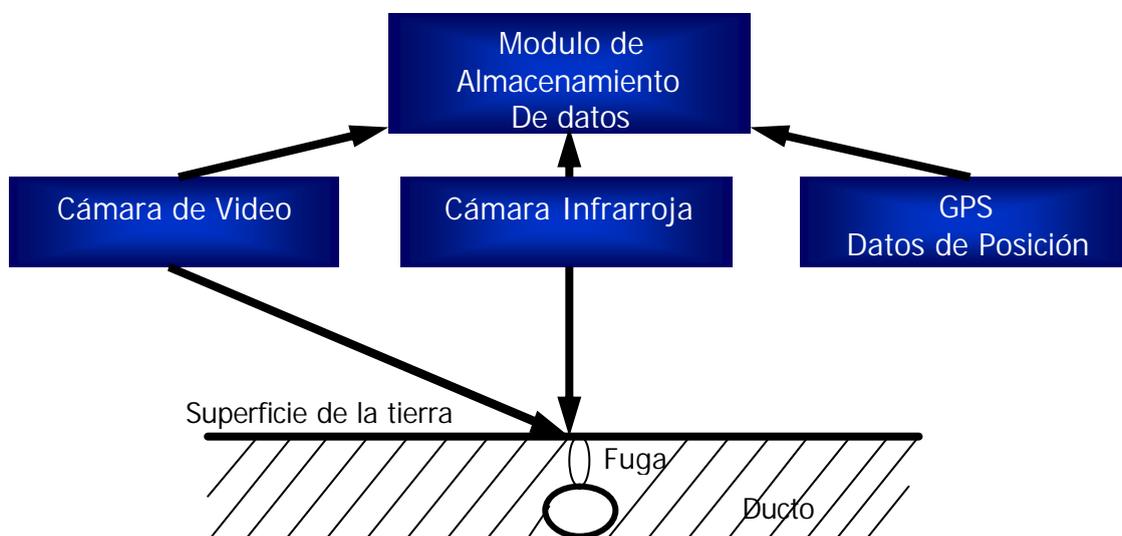


Figura 4.1. Diagrama a Bloques del Sistema.

4.2. COMPONENTES Y CONEXIONES DEL SISTEMA

4.2.1. CÁMARAS INFRARROJAS

Como se analizó en capítulos anteriores las anomalías térmicas que son producidas por las fugas de gas y petróleo pueden ser detectadas por una cámara infrarroja, a continuación se hace una descripción de las cámaras infrarrojas y se menciona la cámara que se utiliza en el sistema, en el anexo A se muestran las especificaciones de otros equipos existentes en el mercado.

Existen dos tipos de cámaras infrarrojas:

- Activas
- Pasivas.

4.2.1.1. Activas

La cámara activa emite luz infrarroja a través de un reflector, cuya apariencia es la de un disquete negro o rojo pálido que está sobre la cámara o en otro sitio. Así como no todos los sonidos son audibles para el oído humano, tampoco todos los tipos de luz son visibles a nuestros ojos. La luz infrarroja no puede verse sin medios auxiliares especiales.

Para prevenir que sea posible observar partículas de luz visibles al ojo humano, el reflector tiene que estar provisto de un filtro. A medida que el reflector tiene un alcance mayor, el filtro se hace más grueso y pesado. La cámara infrarroja activa de largo alcance devora energía, por lo cual la batería que la alimenta es también bastante pesada. Por eso la mayoría de las cámaras infrarrojas portátiles no tienen un alcance mayor de cien metros, aunque más de un fabricante tiene la tendencia de exagerarlo poniéndole encima algunos cientos de metros más. Los visores infrarrojos activos no pueden exponerse a la luz solar.

2.4.1.2. Pasivas

Bajo el término de cámara infrarroja pasiva entendemos la cámara que reacciona al calor, o en jerga técnica, la cámara termográfica. El funcionamiento de la misma está basado en el hecho de que objetos con una temperatura arriba de 0 grados C (entre ellos el cuerpo humano) "emiten" calor dentro de la zona infrarroja. Una moderna cámara infrarroja pasiva que registra diferencias térmicas de hasta 0,01 grado, convierte el calor en imagen visible para la gente. De ese modo puede ser reconocible un patrón térmico determinado; las superficies calientes aparecen como lugares iluminados, las frías como oscuros. Con la ayuda de una cámara de ese tipo se puede determinar cuántas personas hay presentes en un recinto cerrado y cuáles son sus siluetas. Aun un llavero puede destacarse en contraste con el cálido fondo de un cuerpo. Con una cámara de este tipo es posible además rastrear a alguien en un bosque o encontrar el lugar donde alguien estuvo algunas horas antes. La cámara no encuentra obstáculos en el humo, o la oscuridad. La cámara termográfica no tiene tampoco ningún problema para detectar las huellas de humedad en una alfombra, o para determinar si se ha dormido hasta hace poco en una cama. En principio, todo lo que tiene que ver con diferencias de temperatura, puede ser registrado. Lo que no quita que la imagen construida por la cámara, pueda ser interpretada erróneamente [4].

Si el detector térmico de este tipo de cámara tiene aproximadamente la misma temperatura que el objeto buscado, la misma no funciona. Por eso el detector de las mejores se enfría hasta cerca de los -200 grados C. El enfriamiento se hace en forma termoeléctrica o con la ayuda de un evaporizador de argón. Un ejemplo de cámara termográfica es la Thermovision 110. A grandes rasgos consiste en un objetivo, un espejo móvil, un detector con 48 elementos sensibles, amplificadores electrónicos integrados, un tubo de rayos catódicos en miniatura y un ocular. La imagen calorífica que pasa por el objetivo resbala horizontal y verticalmente de una manera comparable a lo que ocurre con la imagen televisiva, en la que la resolución es menor. Cada uno de los 48 elementos

del detector se encarga de la percepción de una línea de imagen trabajando conjuntamente en el espejo móvil. De esa manera resbalan 30 imágenes caloríficas por segundo, que se hacen visibles en la pantalla del tubo de rayos catódicos monocromo.

La última técnica desarrollada para observar en la noche es la del amplificador de luz residual. Este fortalece la luz que está presente en la oscuridad, procedente de la luna o de faroles callejeros. El amplificador de luz residual no es apropiado para el uso durante el día (demasiada luz) o en total oscuridad (sin luz que pueda ser amplificada). Para eludir este último problema se usa a menudo el amplificador de luz residual en combinación con el "reflector infrarrojo". El aparato es muy caro pero ampliamente aplicable, menos pesado y tiene un mayor alcance que la cámara infrarroja activa. La lluvia y la niebla obstaculizan el funcionamiento efectivo del amplificador de luz residual. Los amplificadores de luz residual se han desarrollado en tres fases.

La primera generación de visores usa un tubo-foto cátodo para transformar la luz existente en energía de electrones que luego chocan en una pantalla sensible a los electrones que está recubierta de fósforo. Esto produce una imagen verde. La luz existente se amplifica de 5.000 hasta 7.000 veces más. En la segunda generación de visores los electrones antes de chocar con la pantalla pasan primero por el llamado M.C.P. (Microchannel Plate). La tercera generación de amplificadores de luz residual, la más moderna, que funciona con una foto cátodo de "ácido de arsénico de galio" se puede adquirir apenas a través del circuito comercial. Se usan mucho en el mundo de la navegación.

La cámara infrarroja utilizada en este sistema es "PALM IR 250 DIGITAL BY RAYTHEON", es importante señalar que esta cámara no tiene forma de grabar la información obtenida dentro de la misma cámara, es por esta razón que se utiliza una cámara de video digital adicional como grabadora de las imágenes infrarrojas, mas adelante se menciona y se dan las especificaciones de la cámara que se utiliza.

FUNCIONAMIENTO

Tipo de Detector	Uncooled ferroelectrico 320 x 240
Rango Espectral del detector	7 a 14 μm .
Estabilización Termica	Enfriamiento termoeléctrico
Frame rate	30 Hz NTSC, 25 Hz PAL
Tiempo de operacion	<30 segundos (típico) <90 segundos (max)
Lentes	75mm, f/1.0
Resolución térmica	$\pm 0.1^\circ\text{K}$
Campo de Vista	12° x 9°
Rango de Ajuste	20 feet minimum to infinity (with 75mm lens)



Rango para detectar a una persona	2400 ft = 731.52 m
Zoom electrónico	2X
FISICAS	
Dimensiones	9.5"L x 4"W x 4"H
Peso sin la batería	2.6 lbs.
Temperatura de operación	-20° C a 49° C
Temperatura de batería	-40° C a 80° C
Resistencia al agua	IEC pub. 529 IPX4
Operación en humedad	0-95 % no condensado
Consumo de Potencia	<5 watts
INTERFACES	
Salida de video compatible	NTSC & PAL (RCA jack)
Control externo	RS-232 serial communications port
PRECIO	\$12,895.

Tabla 4.1 Especificaciones de la cámara infrarroja.

4.2.2 CÁMARAS DE VIDEO DIGITALES

Debido a que las anomalías térmicas detectadas no siempre están asociadas con fugas en los ductos ya que estas pueden ser causadas por anomalías atmosféricas o algo ajeno a un ducto este causando esta variación de temperaturas es necesario tener una cámara de video en el rango visual para poder analizar exactitud que es lo que esta causando esta variación, como se menciona en la sección anterior también se utiliza como grabadora de la información infrarroja, por lo tanto serán dos las cámaras utilizadas. La cámara utilizada en el desarrollo de este sistema es: **DCR-TRV120BT Digital-8**, la cámara usa el formato D8 el cual graba imágenes digitales en un cassette estándar Hi8.

PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO

CCD	1 x 460K pixels
Lentes	F 3.7 f= 92.5 mm, Carl Zeiss
Zoom	Optico 25x, digital 450x
Visor	Si, LCD 2.5"
Estabilización	Electrónica
FÍSICAS	
Dimensiones	4.25", 9.25", 4.25"
Peso	2 lb.
ELÉCTRICAS	
Batería	Lithium, 1.67 hrs.



Otros	night shot (con LED IR al frente de la cámara), puerto IEEE 1394 (ilink)
Formato de audio	12/16 Bit PCM Digital Stereo/Audio Dub
Precio	359USD

Tabla 4.2 Especificaciones de la cámara digital.

En el apéndice A podemos observar el análisis que se hace de otros equipos existentes en el mercado.

2.4.3. SISTEMA DE POSICIONAMIENTO GLOBAL (GPS - GLOBAL POSITIONING SYSTEM)

El sistema de posicionamiento global (GPS) es un sistema de navegación satelital formado por una red de 24 satélites colocados en órbita por el departamento de defensa de los Estados Unidos. GPS fue originalmente diseñado para aplicaciones militares, pero en 1980, el gobierno hizo el sistema disponible para uso civil. El GPS trabaja en cualquier condición climática, en cualquier parte del mundo, las 24 horas del día.

Los satélites GPS dan vueltas alrededor de la tierra dos veces por día en una órbita muy precisa y transmiten la señal de la información a la tierra. Los receptores GPS toman la información y usan triangulación para calcular la localización exacta del usuario. Esencialmente el receptor GPS compara el tiempo de una señal que fue transmitida por un satélite con el tiempo del receptor. La diferencia de tiempo dice al receptor GPS que tan lejos está el satélite. Ahora con la medición de la distancia desde algunos satélites más, el receptor puede determinar la posición del usuario y lo despliega sobre una unidad de mapas electrónicos.

Un receptor GPS puede calcular una posición 2D (latitud y longitud) con mínimo 3 satélites. Con cuatro satélites o más en vista el receptor puede determinar la posición del usuario en 3D (latitud, longitud y altitud). Una vez determinada la posición del usuario la unidad GPS puede determinar otra información tal como velocidad, comportamiento, camino, distancia del viaje, distancia al destino, amanecer y atardecer y más.

Los usuarios también pueden obtener una mejor precisión con el GPS Diferencial (DGPS) el cual corrige la señal de GPS en un radio promedio de tres a cinco metros. Este sistema consiste de una red de torres que reciben las señales GPS y transmiten una señal correcta por transmisores de luz. En orden para obtener la señal corregida los usuarios deberán tener un receptor de luz diferencial y una antena de luz en suma para su GPS [5].

Los 24 satélites que componen el sistema GPS están en constante movimiento, haciendo 2 órbitas completas en menos de 24 horas. Estos satélites están viajando a velocidades de aproximadamente 7000 millas por hora. Los satélites GPS son alimentados por energía solar. Estos tienen baterías de respaldo a bordo para mantenerlos funcionando en el caso

de que ocurra un eclipse, cuando no hay energía solar. Pequeños cohetes propulsores sobre cada satélite los mantienen volando en la trayectoria correcta.

El GPS tiene una variedad de aplicaciones sobre la tierra, el mar y el aire. Básicamente, GPS es utilizable en todos lados excepto donde es imposible recibir la señal tal como en el interior de muchos edificios, en cuevas y otras posiciones subterráneas y bajo el agua.

La comunidad científica usa GPS para la capacidad de precisión e información de posición.

El GPS ofrece ahorro en costo reduciendo drásticamente el tiempo de realización de la inspección del sitio y proporcionando una precisión exacta. A continuación Se dan las características y especificaciones técnicas del GPS que se va a utilizar y en el apéndice A se analizan las especificaciones técnicas de otros equipos GPS existentes en el mercado.

El receptor GPS "GARMIN GPS 35 TracPak" nos proporciona los datos de posición, es decir nos ayudara a determinar de una manera muy precisa el lugar de la fuga. La información que se obtenga de las cámaras será registrada en las cámaras y sobre una memoria electrónica de una computadora.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

Peso 124.5 g.
Tamaño 56.64 x 96.42 x 26.60 mm

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Voltaje de Entrada +3.6 a 6.0 VDC regulados
Corriente de Entrada 120 mA

CARACTERÍSTICAS MEDIO AMBIENTALES

Temperatura de Operación -30°C a +85°C
Temp. de Almacenamiento -40°C a +90°C

FUNCIONES DEL GPS

Tiempo de Adquisición	Templado	15 seg. Aprox.
	Frió	45 seg. aprox.
	Auto localización	5 minutos
	Búsqueda en cielo	5 minutos
Velocidad de actualización	1 seg.	
	DGPS	5 m. RMS
Precisión	GSP Diferencial	0.2 m/s RMS estado fijo
	NDGPS	15 m. RMS
	GPS No diferencial	0.2 m/s RMS estado fijo
	dinámica	999 nudos velocidad, 6g dinámico



Tabla 4.3 Especificaciones del GPS

En la tabla 4.3 se muestra el diagrama con los componentes que se usan en cada bloque, se agrego un bloque mas que es otra cámara de video digital en la cual se va a grabar la información que se obtenga de la cámara infrarroja ya que esta no tiene forma de grabar la información en la misma cámara.

La conexión de la cámara de video digital a la computadora se hace por medio del puerto IEEE 1394 (ilink) en esta computadora se van a procesar todos los datos obtenidos de las cámaras.

La conexión de la cámara infrarroja a la cámara de video para el almacenamiento de la información infrarroja se hace por medio del puerto NTSC & PAL (RCA jack), y de esta segunda cámara de video digital nuevamente se hace la conexión por el puerto IEEE 1394 (ilink) hacia la computadora para procesar la información

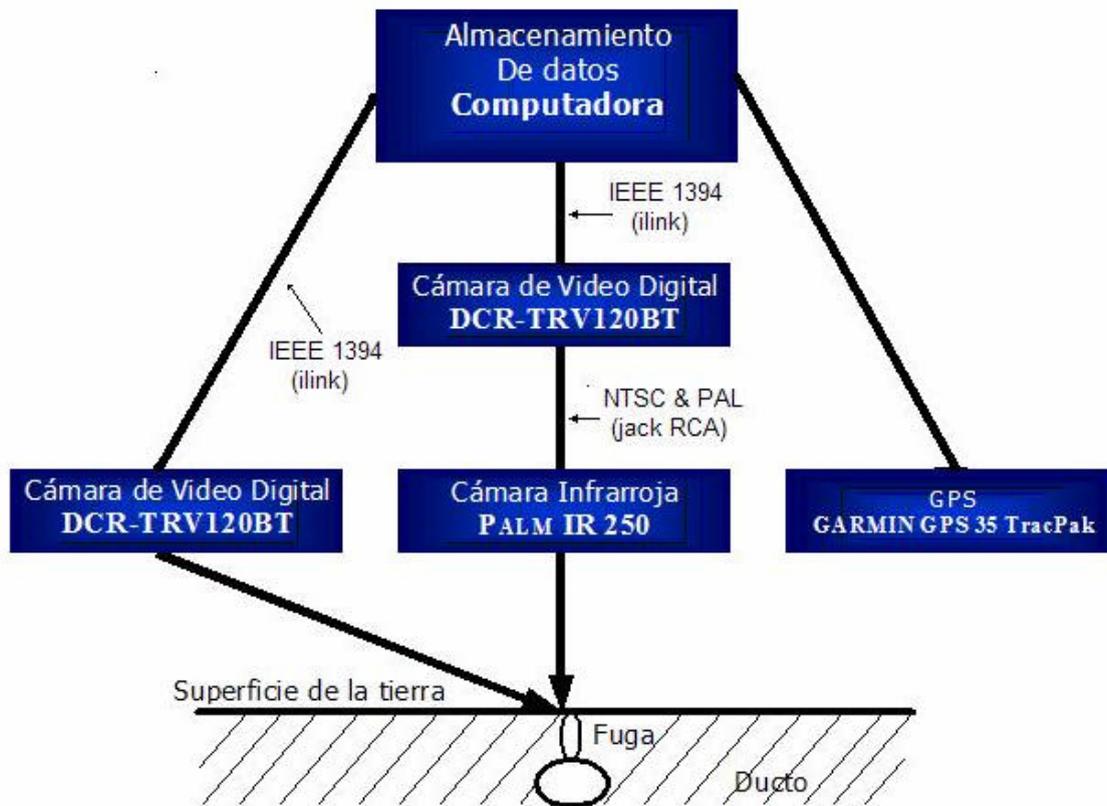


Figura 4.2. Diagrama a bloques detallado del Sistema.

4.3. CONCLUSIONES

En este capítulo se hizo un análisis de diferentes equipos que existen en el mercado para poder decidir cuales son las mejores opciones para el desarrollo del sistema.

La cámara infrarroja utilizada es la PALM IR 250 de Raytheon que tiene una sensibilidad de $\pm 0.1^\circ\text{K}$ y un rango espectral de 7 a 14 μm .

Las cámaras digitales utilizadas son DCR-TRV 120BT de Sony que tiene un zoom óptico de 25X que graba en formato Hi8 digital.

El GPS utilizado es el Garmin 35 Track Pack que tiene una precisión en modo diferencial de 5m RMS y en modo no diferencial 15m RMS.

Se hizo un análisis de diferentes equipos y se tomo la decisión de utilizar los equipos anteriores, a pesar de que existen equipos con mejores características en el mercado, es importante señalar que las características que tiene estos equipos son buenas y suficientes para lo que se desea desarrollar, en capítulos posteriores se analizaran las anomalías térmicas que existen y las características básicas que debe de tener la cámara para poder realizar la detección, por lo tanto ya con unas bases mas firmes y las especificaciones del equipo se podrá concluir que esta es suficiente para el desarrollo del sistema.

REFERENCIAS

1. Atlantic Radiotelephone, Inc. 2495 NW 35 Avenue Miami, FL 33142
www.AtlanticRT.com.
2. SONY, www.sony.com
3. GARMIN Corporation, www.garmin.com.
4. **Las Paredes Oyen**, Backslash, Hack-tic, Jansen & Janssen, Keine Panik e.a., Capitulo 11, ISBN: 3-89408-056-6, Edition: ID-Archiv
5. **Allen, L. W.**, Nationwide DGPS, Proceedings of the 10th International Technical Meeting of The Satellite Division of The Institute of Navigation, ION GPS-97, pg. 675, 1997

CAPITULO 5

ANALISIS EXPERIMENTALES

5.1. SIMULACIÓN DE FUGAS

Se desarrollo un prototipo en colaboración con el Instituto Mexicano del Petróleo que permite simular fugas de gas y petróleo in-situ, en subsuelo y agua con las siguientes condiciones de operación:

Presión máxima de trabajo: 10 Kg/cm²
Temperatura máxima de trabajo: 80°C
Diámetro de fuga: de 1mm hasta 5mm
Profundidad de fuga: hasta 1m.

Es importante señalar que no deben de modificarse las propiedades físicas del ambiente, es decir, no afectar las condiciones que existen al momento de realizar el experimento, tales como estructura del suelo, cambios de temperatura por efectos secundarios, etc. Este simulador puede aplicarse en diferentes clases de suelos, pueden aplicarse diferentes presiones de fuga así como también es posible simular diferentes diámetros de fuga. El dispositivo puede verse en la figura 5.2



Figura 5.1. Diagrama del Sistema desarrollado.

En la figura 5.1 se puede observar que se tiene un medio para almacenar el fluido (tanque de almacenamiento, 500 lts. aproximadamente), un elemento para bombear el fluido (bomba) en caso de que el fluido sea un líquido, en caso de que sea un gas se almacena en el tanque a presión y se inyecta por diferencia de presiones. Se tiene una manguera (30m) para guiar al fluido al sitio de inyección, y en la parte final del sistema se tiene un tubo (simulador). El simulador consiste básicamente en abrir una válvula del tanque para inyectar el fluido a una presión determinada a través de la manguera, ésta y el tubo son

seleccionadas de tal forma que cumpla con las condiciones de presión y de temperatura de diseño (10 Kg/cm^2 y 80°C). Existen manómetros en la salida del tanque y al final de la manguera para monitorear la presión del sistema.

La manera de situar al tubo principal en el subsuelo es a través de golpes en la parte superior, ya que está provisto de una cubierta de protección con cuerda cuadrada que ensambla con un conector para de esta forma resistir al impacto de los golpes e introducirse en el subsuelo. Una vez introducido el tubo se quita la cubierta de protección y se conecta la manguera de alta presión para inyectar el fluido desde el tanque de almacenamiento. El tubo cuenta con una cuerda tipo ACME en la parte posterior como terminación especial que permite que el fluido no se regrese por el espacio anular entre el tubo y el subsuelo producido por posibles vibraciones a la hora de introducir el tubo con golpes. Las puntillas intercambiables permiten que se puedan simular diferentes diámetros de fuga, y cuentan con una cubierta inferior para evitar que se tape el tubo a la hora de ser introducida en el subsuelo. La figura 5.2 muestra los componentes principales del simulador.

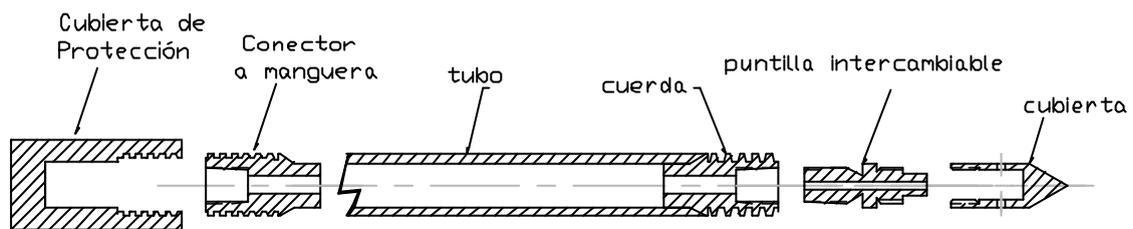


Figura 5.2. Simulador de Fugas.

Todos los elementos han sido considerados para resistir presión y temperatura, además de considerar los elementos de fácil instalación y transportación.

5.1.1. SIMULACIÓN DE FUGAS DE GAS/AIRE EN EL SUBSUELO.

En este caso se utilizó un recipiente a presión para almacenar suficiente gas/aire. En la figura 5.3 se muestra un esquema de cómo se realizaron las pruebas en el subsuelo.

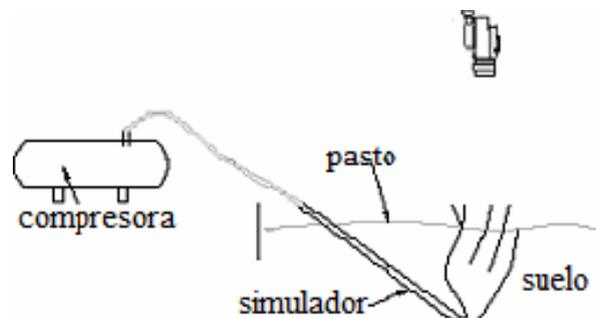


Figura 3. Esquema de realización de pruebas.

Para las pruebas de fugas de aire se tiene una compresora para comprimir aire y se tienen dos tanques 1000 litros conectados en serie cada uno para almacenar el aire. A la salida del segundo tanque existe una manguera de alta presión para conducir el aire hacia el simulador que ya se encuentra inmerso en el subsuelo. Existen manómetros para monitorear la presión del aire en la salida de los tanques, así como en la salida de la manguera.

5.1.2. SIMULACIÓN DE FUGAS EN AGUA

Para la simulación de fugas en agua, se contó con el mismo sistema descrito anteriormente solo que se agrega un estanque de agua en los cuales se realizó la inyección de aire y de petróleo. La dimensión del estanque utilizado es: 3.1m diámetro y 0.7m profundidad.

La toma de imágenes infrarrojas y de video se hace a una altura aproximada de 20 m. sobre el suelo.

Se tienen que empezar a tomar las imágenes antes durante y después de inyectar el aire, se tiene que seguir filmando aunque ya no se este soltando aire para observar hasta el momento en que desaparecen manchas térmicas.

Los diferentes parámetros que se monitorean son:

- presión del sistema,
- temperatura del sitio
- diámetro de fuga,
- Tiempo desde que inicia la fuga hasta que desaparece la mancha térmica.
- temperatura de dos materiales diferentes para calibrar las imágenes infrarrojas y estar en un rango conocido de temperaturas. Los materiales utilizados son:
 - Metal: Rectangular de 0.84 m * 0.45m.
 - Madera: Rectangular de 0.84 m * 0.28 m.

5.2. RESULTADOS EXPERIMENTALES

5.2.1. FUGAS EN EL SUBSUELO

Las pruebas se realizaron en suelo con pasto y tierra húmeda, con diferentes presiones de fuga. Para obtener las temperaturas de las pruebas se utilizó un termómetro Infrarrojo (IR thermometer model IR 500 by Infrared, Inc)

5.2.1.1. Prueba 1

Esta prueba se realizó con una fuga de 1 mm. de diámetro, con una profundidad de 30 cm., el aire inyectado tenía una temperatura de 24°C y la presión de la fuga fue de 6kg/cm². En la figura 5.4a se muestra el sitio antes de que ocurra la fuga y en la figura 5.4b. Se muestra el sitio cuando la fuga esta ocurriendo.



Figura 5.4a. Antes de ocurrir la fuga.



Figura 5.4b. Después de 2 minutos de estar ocurriendo la fuga.

Es posible observar que tan solo dos minutos después de estar ocurriendo la fuga se presenta la anomalía térmica. El diámetro que presenta esta mancha es de 13 cm. Aproximadamente. La diferencia de temperatura es de 1°C.

5.2.1.2 Prueba 2

Las condiciones de la prueba son las mismas que en la prueba anterior solo que esta es de mayor duración. En la figura 5.5a se observa el sitio sin fuga mientras que en la figura 5.5b. se observa el sitio después de 45 minutos de estar ocurriendo la fuga.

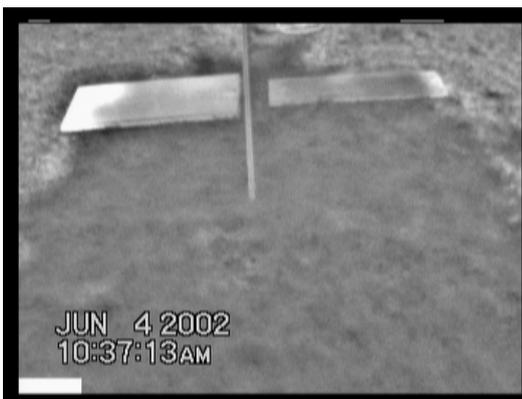


Figura 5.5a. Antes de ocurrir la fuga.



Figura 5.5b. Después de 45 minutos de fuga.

Después de 45 minutos de fuga es posible distinguir claramente la mancha producida por la diferencia de calor, la mancha tiene un diámetro de 19 cm. Y la diferencia de temperatura es de 6°C también es posible observar que la sombra del árbol ya no está presente sobre el sitio de la fuga. Después de 90 minutos de fuga la mancha térmica tiene el mismo diámetro, lo que varío es la temperatura, presentando una diferencia de 10°C.

Es importante mencionar que una vez que aparece la anomalía térmica y una vez retirando la fuga, en un par de minutos desaparece la anomalía térmica.

5.2.2. FUGAS EN AGUA CON AIRE Y PETRÓLEO

5.2.2.1. Prueba 3

Para este experimento se utilizó el estanque, la profundidad de la prueba fue a 70 cm. es decir en el fondo del estanque, el diámetro de la fuga fue de 1mm, la presión fue 7.5 Kg/cm² y la temperatura del aire es de 35°C. Los resultados obtenidos son mostrados en las figuras 5.6a a 5.6g.

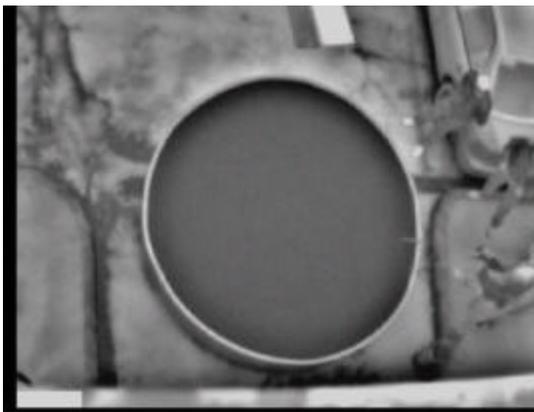


Figura 5.6a. Antes de ocurrir la fuga.

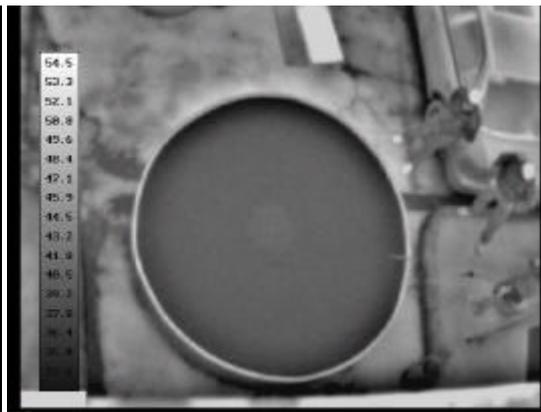


Figura 5.6b. Después de algunos segundo de fuga.



Figura 5.6c. Estanque con fuga visto en la banda de video.

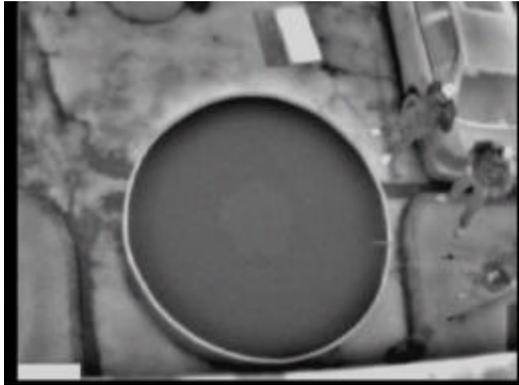


Figura 5.6d Después de algunos minutos de fuga.

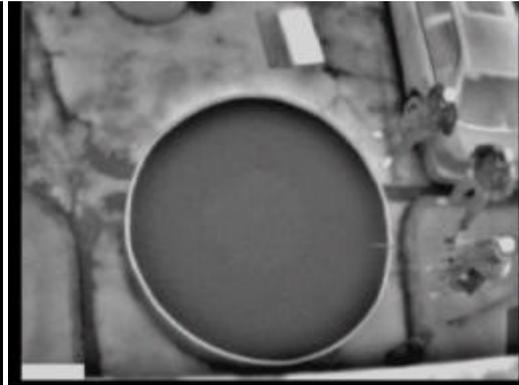


Figura 5.6e minutos después .

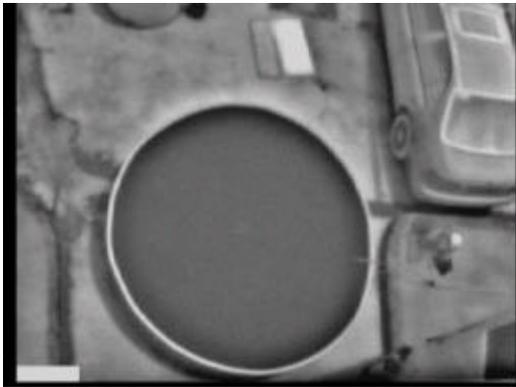


Figura 5.6f. Se detiene la fuga y se vuelve a inicializar.

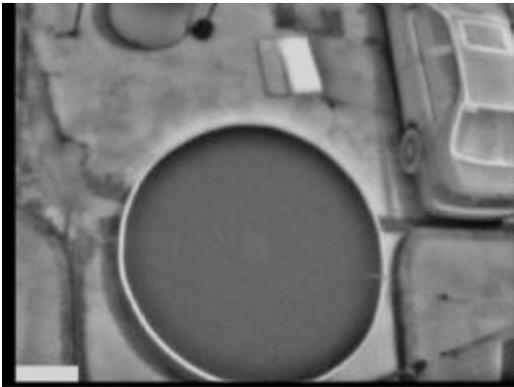


Figura 5.6g Después de algunos minutos de haber vuelto a inicializar la fuga.

Se puede observar en la figura 5.6b que segundos después la mancha térmica que se presenta tiene un diámetro aproximado de 57 cm. con una diferencia de temperatura de 1.1°C. Conforme transcurre el tiempo la mancha se hace mas grande sin embargo la diferencia de temperatura no varia como se puede observar en las figuras 5.6d y 5.66e, donde el diámetro que tiene la mancha en la 5.6d es de 93 cm. y la diferencia del temperatura es de 1.3°C mientras que en la figura 5.6e el diámetro es de 1.3 m. y la diferencia de temperatura permanece igual 1.3°C. En al figura 5.6c se puede observar que con una imagen en la banda visual si presenta una fuga no es posible notar cambio alguno alrededor de la fuga. Con las figuras 5.6f y 5.6g podemos observar que cuando desaparece la fuga después de algunos segundos se llega a un equilibrio térmico por lo que ya no es posible distinguir hasta que se vuelve a inicializar la fuga.

5.2.2.2. Prueba 4

Las condiciones de esta prueba son: presión de fuga de 3 kg/cm², profundidad de 70cm, y el diámetro de la fuga de 1mm. En las figuras 5.7a a 5.77g podremos observar imágenes antes de inicializar las fugas y diferentes tiempos de haber iniciado la fuga.



Figura 5.7a. Antes de inicializar la fuga con la cámara de video en la banda visual.

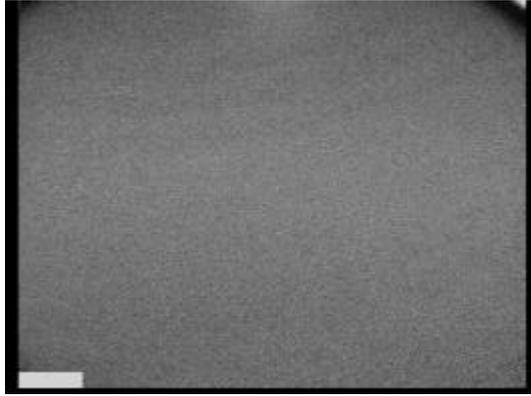


Figura 5.7b. Antes de inicializar la fuga con la cámara infrarroja.

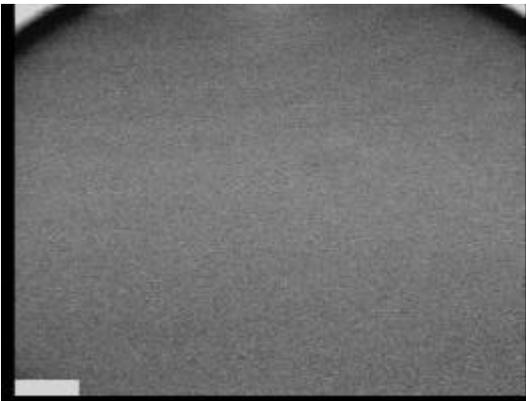


Figura 5.7c. Se detiene la fuga y se vuelve a inicializar, diámetro de la mancha 10 cm.

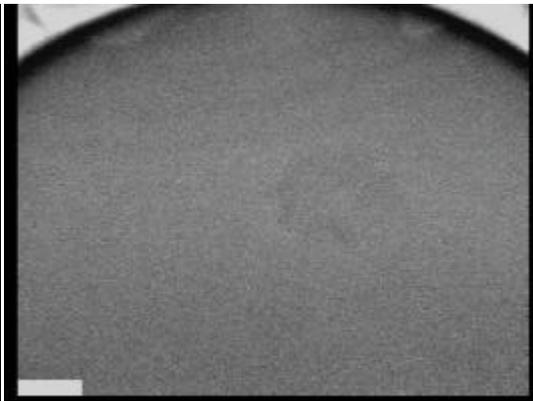


Figura 5.7d. Segundos después de iniciada la fuga. Diámetro de la mancha 18 cm.

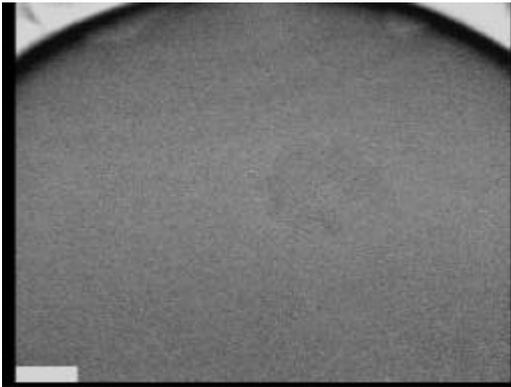


Figura 5.7e. Se detiene la fuga y se vuelve a inicializa, diámetro de mancha térmica 37 cm.

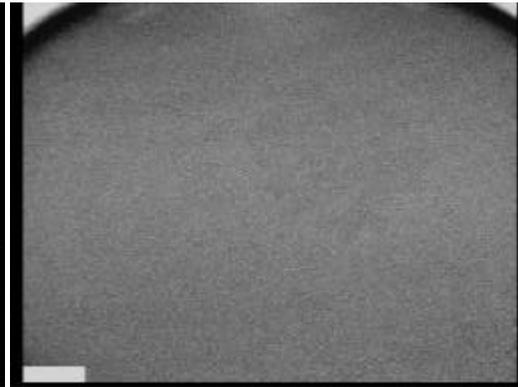
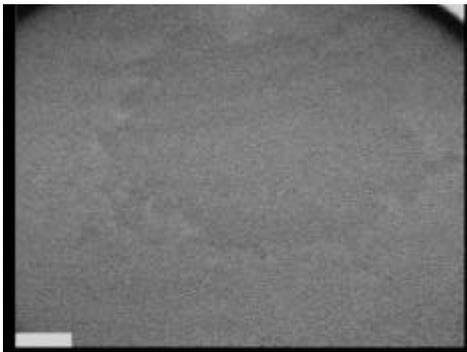


Figura 5.7f. Después de algunos segundos de fuga, diámetro de la anomalía 62 cm.



En esta prueba fue posible observar que las anomalías en el agua se presentan con mayor rapidez sin embargo tienden a expandirse más y a observarse más tenues que en el subsuelo todas las pruebas se observó una diferencia de temperatura de 0.6°C

Figura 5.7g. Se detiene la fuga y se vuelve a inicializar diámetro de la mancha térmica 1.24m.

5.2.2.3. Prueba 5

En esta prueba las condiciones son similares a las de la prueba 3 teniendo como única diferencia que sobre la superficie del agua se presenta una corriente de aire.

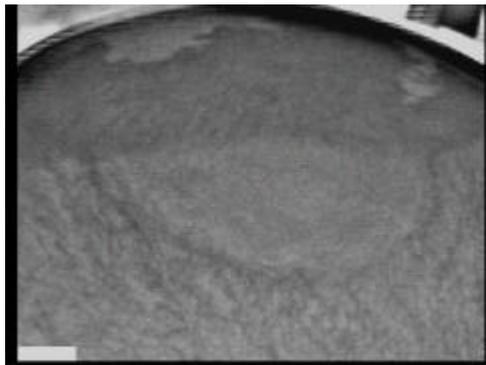


Figura 5.8a. Segundos después de inicializar la fuga.



Figura 5.8b. Minutos después de inicializar la fuga. Diferencia de temperatura 1°C .

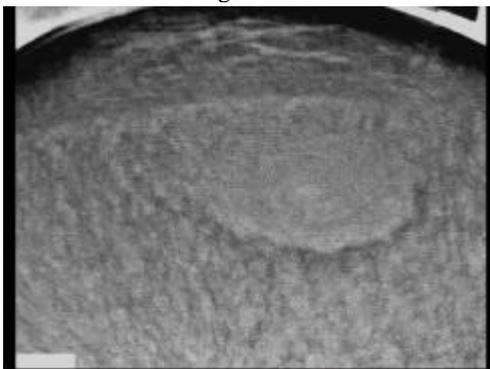


Figura 5.8c. 2 minutos después de haber inicializado la fuga. Diferencia de temperatura de 1.5°C .

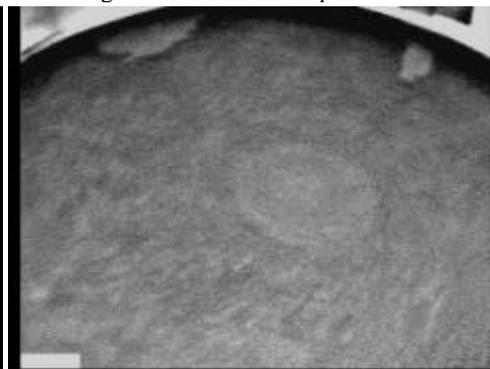
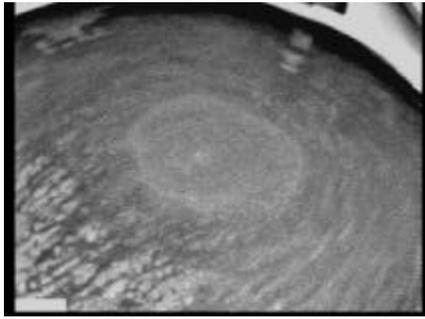


Figura 5.8d. Después de 4 minutos de haber inicializado la fuga, diferencia de temperatura 1.5°C .



En las figuras anteriores es posible observar de que manera influye el tener viento sobre la superficie, se reflejan los rayos de sol y tiende a distorsionar la imagen, a pesar de eso minutos después los contrastes térmicos se observan muy bien.

Figura 5.8e. Después de 6 minutos de estar ocurriendo la fuga, diferencia de temperatura 1.5°C.

5.2.2.4. Prueba 6

Para este experimento las condiciones de fuga que se tiene son: presión de fuga de 7 kg/cm², Diámetro de la fuga 1mm, profundidad de 70 cm. Y la temperatura del aire que va a ser inyectado es de 35°C aproximadamente.



Figura 5.9a. Imagen en la banda de video.

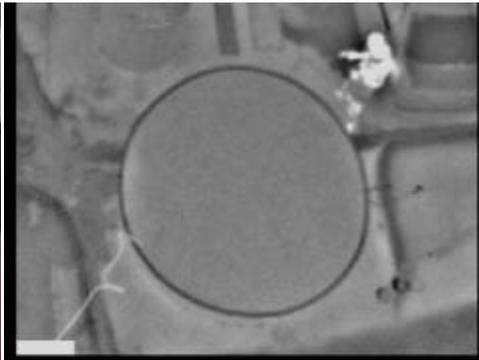


Figura 5.9b Sin fuga banda infrarroja.

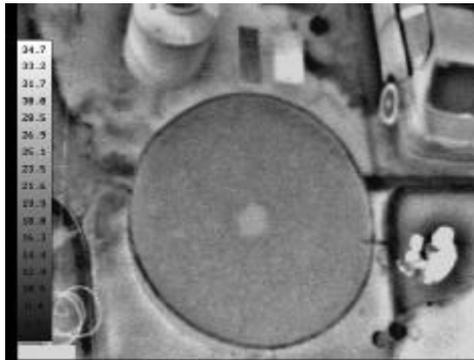


Figura 5.9c. Segundos después de iniciada la fuga.

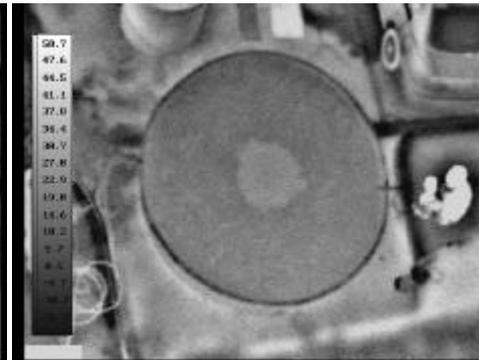


Figura 5.9d Tiempo después de iniciada la fuga.

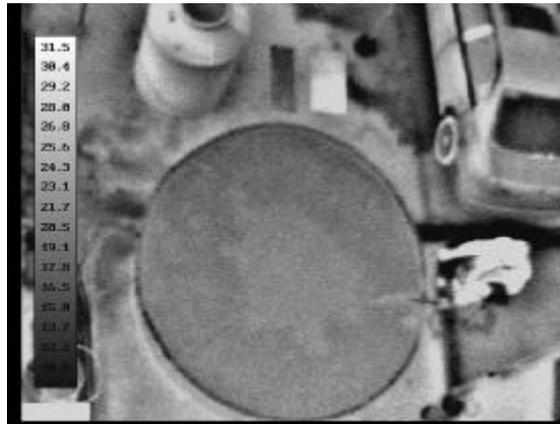


Figura 5.9e. Después de 5 minutos de inicializada la fuga.

En las imágenes 5.9a a 5.9e podemos observar desde el inicio de la fuga hasta en el momento en el que empieza a entrar en equilibrio con el medio ambiente por lo que la mancha térmica comienza a ser más tenue. En la figura 5.9c el diámetro de la mancha es de 37 cm. Sin embargo la diferencia de temperaturas es 4°C la mancha es pequeña pero el contraste térmico existente es muy bueno. En la figura 9d el diámetro de la mancha es mayor, 83 cm., sin embargo el contraste térmico ya es menor 2.5°C . Y en la última imagen (figura 9e) el diámetro de la mancha es de 1.35 pero la diferencia de temperaturas ya es mucho menor 1°C sin embargo es suficiente para poder ser detectado fácilmente por la cámara infrarroja.

5.2.2.5. Prueba 7

En esta prueba se intento simular una fuga de petróleo, se vertió 1 litro de crudo, en el estanque.



Figura 5.10a. Imagen en la banda visual con una mancha de petróleo en la superficie.

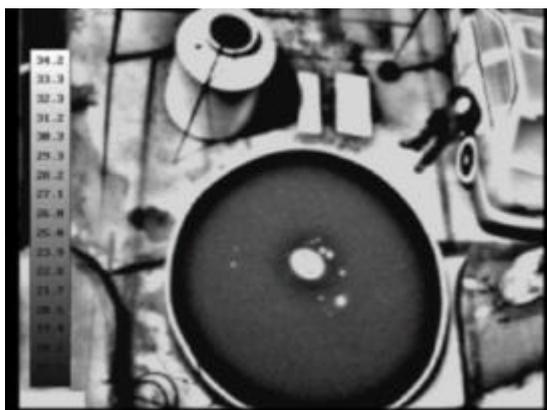


Figura 5.10b. Imagen en la banda infrarroja con mancha de petróleo en la superficie.



Figura 5.10c. Tiempo después de haber vertido el petróleo sobre la superficie.

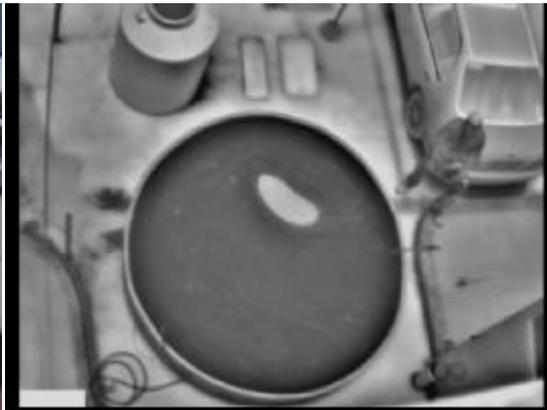


Figura 5.10d Después de un tiempo de haber vertido el petróleo en la superficie en la banda infrarroja.

En las figuras 5.10a y 5.10b podemos observar las imágenes obtenidas en la banda de video y la banda infrarroja y bastante notorio el contraste térmico y es de aproximadamente 12°C , tiempo después como se observa en la figura 5.10d. el contraste térmico ha disminuido , 10°C , así como también la forma de la mancha a cambiado.

5.2.2.6. Prueba 8

Para esta prueba se utilizo el mismo crudo ya vertido sobre la superficie del agua pero la diferencia es que en esta ocasión simulamos olas con una fuga de aire a 70 cm De profundidad, 7 Kg./cm^2 de presión.

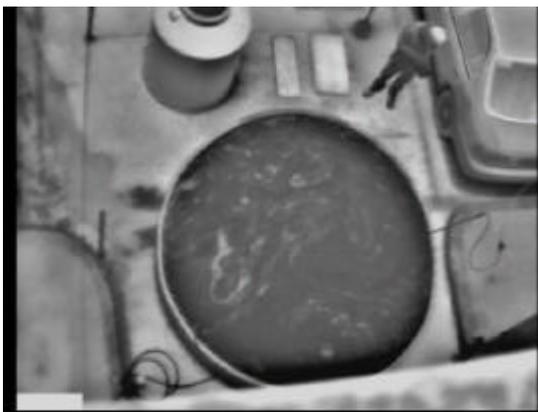


Figura 5.11a. Crudo sobre la superficie, con movimiento en el agua simulando movimiento del mar.



Figura 5.11b Después de un tiempo de estar simulando movimiento.



Figura 5.11c. Simulación de movimiento en la banda visual.

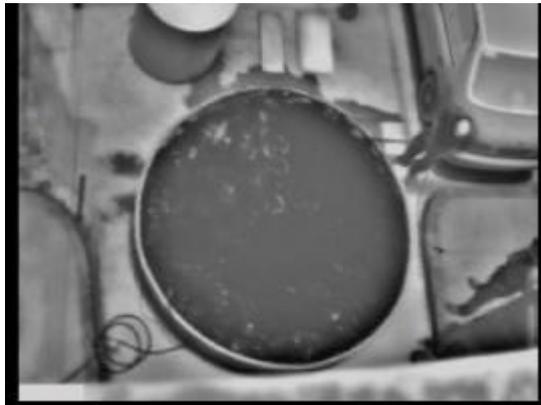


Figura 5.11d. Simulación de fuga de crudo en agua en movimiento como en el mar.

Debido al disturbio que existe en el agua se pierde la mancha de petróleo, y se producen manchas más pequeñas lo que nos podría llevar a tener algún error en la detección de la fuga, es decir pensar que existe una fuga donde no la hay o tener un error en la localización de la fuga.

Por lo tanto podemos decir que en aguas muy dinámicas se dificulta la detección de la fuga, aunque si la cantidad de la fuga es mayor no será tan fácil destruir la mancha sobre la superficie debido al movimiento.



Figura 5.11e. Después de unos minutos de que se dejo de simular el movimiento del agua.
Banda visual.



Figura 5.11f. Después de unos minutos de que se dejo de simular el movimiento del agua.
Banda Infrarroja.

Pero también se pudo observar que una vez que se dejo de simular el movimiento del agua, el crudo tiende a acomodarse y formar nuevamente manchas un poco más grandes sobre la superficie.

5.2.3. FUGAS DE GAS METANO

La finalidad de este experimento es probar un filtro para detectar únicamente lo que se encuentra en la banda de 7.4 a 8.4 y esto es debido a que el metano tiene dos bandas en las cuales puede ser detectado, (3 a 4 μm y 7 a 8.5 μm) obviamente la banda que nos interesa es la segunda. El filtro infrarrojo que se utilizó es un filtro infrarrojo pasa banda (IR Narrow Bandpass Filters). Por lo tanto en esta ocasión las pruebas se realizaron con gas metano.



Figura 5.12. Sistema para simular fugas de gas metano en campo.

Simplemente se dejó escapar el gas del tanque sin hacer pruebas en subsuelo y en agua, esto es porque el rango del lente de la cámara infrarroja está en el rango de 8 a 12 μm , razón por la cual era importante probar si el filtro iba a detectar el metano ya que por el rango que maneja el lente solamente íbamos a poder ver lo que se encuentra dentro del rango de 8 a 8.4 μm . En las figuras 5.13a a 5.13d podemos observar los resultados obtenidos

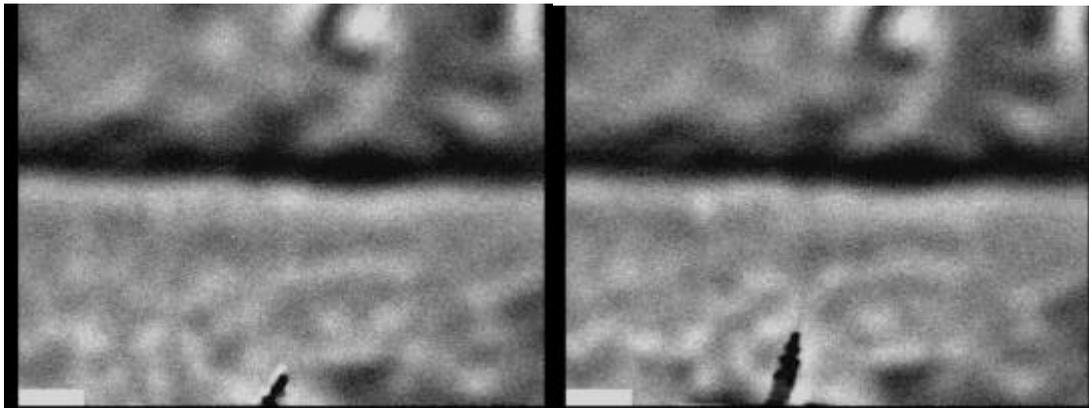


Figura 5.13a. Antes de la fuga.

Figura 5.13b. En el momento de la fuga, cámara sin filtro.



Figura 5.13c. En el momento de la fuga, cámara con filtro.



Figura 5.13d. Durante la fuga con la cámara de video digital.

La temperatura ambiente fue de 15°C . En las imágenes 5.13a podemos observar antes de que se deje escapar el gas, mientras que en la imagen 5.13b se muestra la imagen una vez que el gas se está escapando esta imagen fue tomada con la cámara sin el filtro (rango 7 a $14\ \mu\text{m}$) la presión de salida del gas metano fue de $4\ \text{kg}/\text{cm}^2$ y el tiempo de fuga fue de tan solo unos segundos pero aun así se alcanza a distinguir la pluma de gas. En la figura 13c se observa la imagen con el filtro IR, en esta imagen prácticamente es imposible observar la pluma de gas pero sin embargo es importante mencionar que en la secuencia de video se alcanza a distinguir de una manera muy tenue la pluma de gas. Y en la imagen 13d se observa el lugar de la fuga con la cámara de video digital que es transparente en esta banda la fuga.

5.3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE INVESTIGACION CON MODELOS MATEMATICOS

TRANSFERENCIA DE CALOR DESDE EL DUCTO A LA SUPERFICIE,

Con los datos obtenidos experimentalmente se aplicaron a los modelos que se obtuvieron en el capítulo tres y así poder hacer una comparación de los resultados y saber que tan eficiente es el modelo para predecir lo que va a ocurrir cuando exista una fuga.

La figura 5.14 y en la tabla 5.1 se muestran los resultados que se obtuvieron cuando el ducto está enterrado. Esta prueba se realizó con una fuga de $1\ \text{mm}$. de diámetro, con una profundidad de $30\ \text{cm}$., el aire inyectado tenía una temperatura de 24°C y la presión de la fuga fue de $6\ \text{kg}/\text{cm}^2$.

Es importante mencionar que la anomalía térmica se puede observar mientras este realizándose la fuga, una vez retirando la fuga, un par de minutos después desaparece la anomalía térmica. En la tabla 5.1 se pueden observar los resultados obtenidos con el modelo matemático, hay que tomar en cuenta que las mediciones de temperatura que se hicieron experimentalmente fueron sobre la superficie del suelo no se hizo ninguna otra

medición a otra profundidad así que de los resultados observados en las columnas con el que se puede hacer una análisis es con la tercera columna (0.3m).

En esa columna se puede observar que en la longitud 0m que sería aproximadamente en el lugar exacto donde ocurre la fuga la temperatura que se tiene es de 6.7°C y esta temperatura va disminuyendo conforme se va alejando de la fuga esta prueba se hizo hasta 25 a la izquierda y a la derecha de la fuga. Ya que en el experimento la máxima marca que se alcanza a visualizar es de 19 cm.

Longitud de la tierra (cm)	PROFUNDIDAD (m)			
	0	0.1	0.2	0.3
-25	7.5	7.02	6.9	6.54
-20	7.6	7.19	7.1	6.58
-15	7.8	7.25	7.2	6.61
-10	8	7.4	7.3	6.68
-5	8.2	7.7	7.4	6.75
0	8	7.6	7.3	6.7
5	8.2	7.7	7.4	6.75
10	8	7.4	7.3	6.68
15	7.8	7.25	7.2	6.61
20	7.6	7.19	7.1	6.58
25	7.5	7.02	6.9	6.54

Tabla 5.1 resultados obtenidos mediante modelos matemáticos

En la figura 5.14 se muestran los resultados en la tabla 5.1 se puede observar de una manera mas grafica el comportamiento de la temperatura

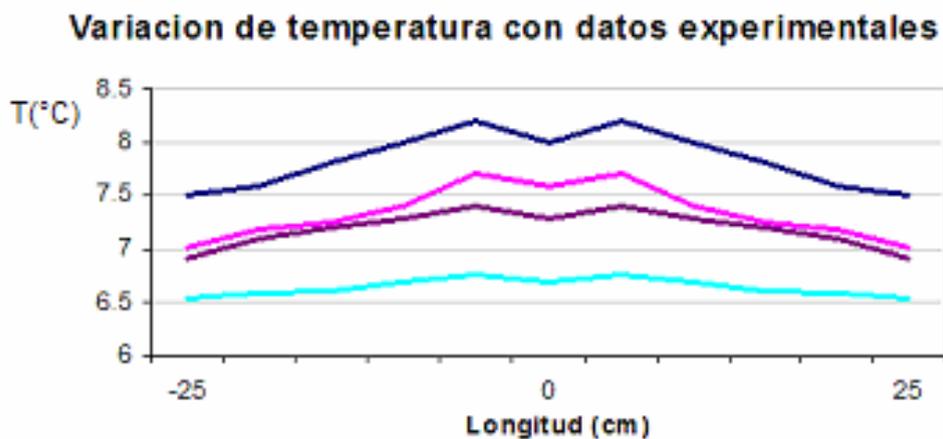


Figura 5.14. Variación de temperatura con datos experimentales.

En la tabla 5.2 se muestran distintos valores obtenidos de probabilidades a diferentes alturas y con distintos tamaños de objetos en esta tabla los tamaños de objeto son menores por el tamaño de fuga con el que se hicieron las pruebas.

Tamaño del objeto (m ²)		20	50	100	130	150	200	250	300	400
1	Altura (m)	20	50	100	130	150	200	250	300	400
	Probabilidad	0.99	0.95	0.83	0.79	0.75	0.73	0.67	0.62	0.55
0.5	Altura	20	50	100	130	150	200	250	300	400
	Probabilidad	0.99	0.98	0.8	0.69	0.63	0.58	0.53	0.49	0.4
0.2	Altura	20	50	100	130	150	200	250	300	400
	Probabilidad	0.98	0.95	0.69	0.63	0.58	0.53	0.49	0.4	0.32

Tabla 5.2. Probabilidad de detección

En la figura 5.15 podemos observar la variación de temperaturas, en el agua a distintas profundidades esta variación menor sin embargo la mancha se dispersa más rápido lo que podría ocasionar que se tuviera menor precisión en la localización de la fuga.

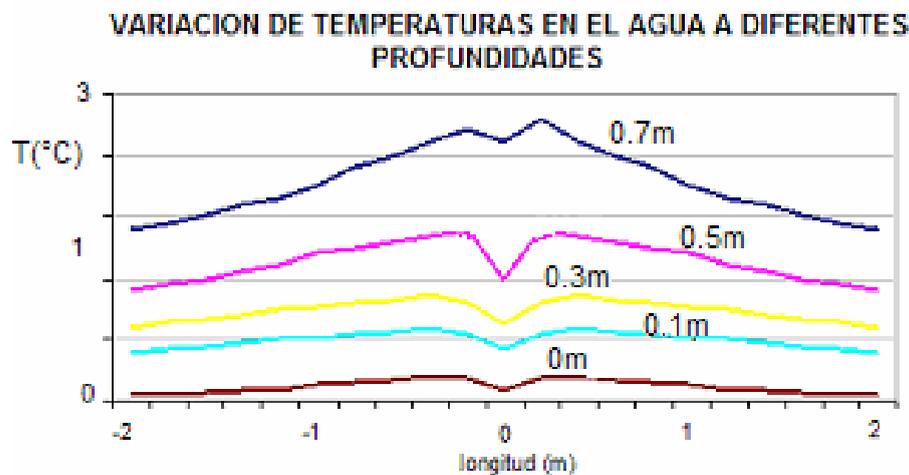


FIGURA 5.15 Variación de la temperatura en el agua a diferentes profundidades

Como se puede observar en la figura 5.15 la diferencia de temperaturas es menor, sin embargo se dispersa mucho más la fuga, lo que podría ser un problema para localizar con mayor exactitud la fuga.

Longitud	PROFUNDIDAD (m)					
	0	0.1	0.3	0.5	0.7	0.5
-2	1.8	1.2	0.8	0.5	0	
-1.6	2	1.35	0.9	0.55	0.2	
-1.2	2.2	1.5	1	0.6	0.5	
-1.0	2.4	1.55	1.05	0.65	0.6	
-0.6	2.6	1.65	1.15	0.75	0.1	
-0.2	2.8	1.6	1.09	0.74	0.16	
0	2	1.25	0.88	0.65	0.18	
0.2	2.8	1.6	1.09	0.74	0.16	
0.6	2.6	1.65	1.15	0.75	0.1	
1.0	2.4	1.55	1.05	0.65	0.06	
1.2	2.2	1.5	1	0.6	0.05	
1.6	2	1.35	0.9	0.55	0.02	
2.0	1.8	1.2	0.8	0.5	0	

Tabla 5.5. Variación de la temperatura a diferentes profundidades en agua

5.4 CONCLUSIONES

Se ha demostrado que es factible detectar fugas de gas y de petróleo por medio de cámaras de video e infrarrojas. En las pruebas realizadas se muestra que es posible detectar fugas desde 1mm diámetro y con presiones desde 3 kg/cm². con contrastes de temperatura que van desde lo 0.6°C hasta los 4°C para el gas, mientras que con el petróleo estos contrastes son mayores.

En experimentos de fugas en agua, el fondo del estanque es claro y por lo cual es posible ver imágenes en de banda video de manchas del petróleo, pero hay que tomar en cuenta que el fondo del mar en lugares con mayor profundidad el mar es mas oscuro por lo tanto no será fácil determinar que existe una fuga en la banda de video solo se podrá hacer con la cámara infrarroja.

Se Hizo análisis de los resultados obtenidos experimentalmente así como una comparación de los resultados que se obtendrían con los modelos matemáticos, como son la transferencia de calor de un ducto enterrado hasta la superficie (ecuación 3.44), que es lo que mas interesa debido a que la cámara únicamente detecta lo de la superficie

También se obtuvieron datos para analizar el comportamiento de las fugas en el agua, ya que este calor se dispersa muchos mas rápido pero la diferencia de temperaturas es menor.

Para el caso de fuga de crudo en agua, es mejor determinar las anomalías térmicas de fugas en la tarde, cuando el sol haya influenciado las diferencias térmicas debido a las diferentes capacidades de absorción de energía entre el agua y el crudo. A diferencia de las fugas de aire o gas, es mejor realizar las pruebas por la mañana cuando la temperatura es homogénea, en esta forma es más fácil detectar las manchas térmicas debido a las fugas.

Edemas de que se obtuvieron datos de la probabilidad de detección a distintas alturas así como con diferentes tamaños de objetos, (ecuación 3.46)

CONCLUSIONES GENERALES

1. La percepción remota aérea proporciona información de cámaras aéreas fotográficas, radar lateral y barredores electrónicos térmicos de imágenes que no tienen rival, en cuanto a resolución, en su respectiva cobertura dentro del espectro electromagnético. Estos sistemas producen imágenes que van desde el espectro visible conocido, hasta los espectros menos familiares del infrarrojo y del radar en microondas.

Por esta razón es que se propone un método de percepción remota pero el cual va a ir montado sobre un helicóptero y así evitar que la nubosidad pueda afectar.

2. Las técnicas de termografía infrarroja pueden ser usadas para detectar fugas en ductos subterráneos o sobre la superficie. Esta técnica es considerada no invasiva. Las pruebas pueden ser realizadas durante el día y la noche dependiendo de las condiciones medio ambientales.

Debido a que muchos de los ductos han cumplido con su tiempo de vida es necesario tener métodos de detección de fugas eficientes y de costo no muy alto, la termografía infrarroja es una técnica de percepción remota que cumple con estos requerimientos.

3. Se ha demostrado que es factible detectar fugas de gas y de petróleo por medio de cámaras de video e infrarrojas. En las pruebas realizadas se muestra que es posible detectar fugas desde 1mm diámetro y con presiones desde 3 kg/cm². con contrastes de temperatura que van desde lo 0.6°C hasta los 4°C para el gas, mientras que con el petróleo estos contrastes son mayores.
4. En experimentos de fugas en agua, el fondo del estanque es claro y por lo cual es posible ver imágenes en de banda video de manchas del petróleo, pero hay que tomar en cuenta que el fondo del mar en lugares con mayor profundidad el mar es mas oscuro por lo tanto no será fácil determinar que existe una fuga en la banda de video solo se podrá hacer con la cámara infrarroja.
5. Se a podido observar por medio de modelos matemáticos cual seria el comportamiento de las fugas tanto en ductos enterrados como para manchas que ya existen sobre la superficie del agua cuando ocurre una fuga en un ducto que se encuentra a cierta profundidad en el agua
6. Por medio de la ecuación 3.44 se puede analizar el comportamiento de las fugas en ductos enterrados y así comparar los resultados obtenidos con los modelos y experimentalmente. Con este modelo se obtuvo la temperatura a diferentes profundidades desde el lugar donde se produjo la fuga hasta la superficie.

-
7. Se obtuvo un modelo para manchas de petróleo que ya se encuentran sobre la superficie, lo que se analizó es como varía la temperatura para manchas de espesor pequeño y para manchas de un espesor mayor.
 8. Otro modelo importante utilizado fue el de la probabilidad de detección junto con la relación señal a ruido, para obtener el tamaño geométrico mínimo y la temperatura mínima detectada a diferentes alturas y con distintos ángulos de visión.
 9. Se hizo un análisis de los resultados obtenidos experimentalmente así como una comparación de los resultados que se obtendrían con los modelos antes mencionados y observar que tan apegados están a la realidad.
 10. Para el caso de fuga de crudo en agua, es mejor determinar las anomalías térmicas de fugas en la tarde, cuando el sol haya influenciado las diferencias térmicas debido a las diferentes capacidades de absorción de energía entre el agua y el crudo. A diferencia de las fugas de aire o gas, es mejor realizar las pruebas por la mañana cuando la temperatura es homogénea, en esta forma es más fácil detectar las manchas térmicas debido a las fugas.

SUGERENCIAS PARA TRABAJOS A FUTURO

1. Utilizar filtros infrarrojos que únicamente dejen pasar lo que se encuentre en el rango espectral del gas y del petróleo para que las imágenes obtenidas sean más fáciles de analizar y se tenga un menor número de falsas alarmas.
2. Realizar un programa con los modelos matemáticos para que se introduzcan los datos y automáticamente muestre la diferencia de temperaturas y la gráfica del comportamiento del calor en los lugares de fugas.
3. Hacer pruebas con otros hidrocarburos, principalmente con la gasolina, ya que los ductos que la transportan son más susceptibles a robo.

ANEXO A

ANALISIS DEL EQUIPO QUE HAY EN EL MERCADO

ANEXO A

ANALISIS DEL EQUIPO EXISTENTE EN EL MERCADO

En este capítulo se hace una descripción de equipos que existen en el mercado y las características que tienen esos sistemas, tanto de cámaras infrarrojas, cámaras de video digitales y equipos GPS

CAMARAS INFRARROJAS

Cantronic Modelo Ir860m



Detector: 320x240 uncooled BST o microbolometer FPA
Rango Espectral del detector: 7.5-14 μ m
Resolución térmica: 0.08° C @ 30° C
Rango de Medición: 30°C to 50°C
Distancia al objeto: de 0.4m a infinito.
Dimensiones: : 205mm(L) x 135mm(W) x 140 mm(H)
Peso: 1.8 kg (4lb), excluyendo lentes
Funciones automáticas: Autofoco, Autonivel, Autorango, alarma de alta temperatura

Mikroskan 7200 Radiance Infrared Imaging Camera



FUNCIONAMIENTO

Tipo de Detector : Uncooled ferroelectrico 320 x 240
Rango Espectral del detector: 7 to 14 μ m
Estabilización Térmica: Enfriamiento termoeléctrico
Frame rate: 30 Hz NTSC, 25 Hz PAL
Tiempo de operación: <30 seg (típica) <90 seg (max)
Lentes: 75mm, f/1.0
Resolución térmica: $\pm 0.1^{\circ}$ K
Campo de Vista: 12° x 9°
Rango de Ajuste: 20 ft mín a ∞ (con lentes de 75mm)
Rango para detectar a una persona: 2400 ft
Zoom electrónico: 2X

FISICAS

Dimensiones: 5.1"H x 5.7"W x 6.8"L
Peso sin la batería: 9.6 lbs.
Temperatura de operación: -10° C a 50 ° C
Consumo de Potencia: <50 watts nominal

INTERFACES

Control externo: RS-232 serial communications port
PRECIO : \$12,895.

CAM IR/2000 infrared Inc.

PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO

Tipo de Detector:	Uncooled ferroelectrico 320 x 240
Rango Espectral del detector:	7 a 14 μm .
Estabilización Termica:	Enfriamiento termoeléctrico
Frame rate:	30 Hz
Tiempo de operacion:	<25 segundos @ 25 ° C
Lentes:	Desde 18 mm a 150 mm
Resolución térmica:	< 0.10
Campo de Vista:	De 49° H x 37° V a 6° H x 4.5° V (según la lente)
Rango de Ajuste:	3.3 m
Rango para detectar a una persona:	Desde 200m a 1580 m

FISICAS

Dimensiones:	9.5"L x 4"W x 4"H
Peso sin la batería:	2.6 lb.
Diseño ergonómico	Operación con una mano

MEDIO AMBIENTAL

Temperatura de operación:	-20° C a 49 ° C
----------------------------------	-----------------

ELECTRICAS

Consumo de Potencia:	<3.5 watts
Potencial de señal	6 VDC BAttery

INTERFACES

Salida de video compatible VCR:	EIA RS-170 NTSC (RCA jack)
Control externo:	RS-232 puerto serial de comunicaciones

CAM IR/2200 Airborne Thermal Imager, Infrared Inc.



FUNCIONAMIENTO

Detector:	Híbrido ferroeléctrico staring FPA 320x240 píxeles
Rango Espectral del detector:	7 a 14 μm .
Estabilidad Térmica:	Enfriamiento termoeléctrico
Frame rate:	30 Hz
Tiempo de operación:	<30 seg (típica) , <90 seg (max)
Lentes:	75mm, f/1.0, 100 mm
Resolución térmica:	0.08° C
Campo de Vista:	12° x 9°
Rango de Ajuste:	20 ft min a 8 (con lentes de 75mm)
Rango para detectar a una persona:	2400 ft
Zoom electrónico:	Digital Zoom: 2:1

FISICAS

Dimensiones:	5"L x 4-1/8"H x 2-1/8"W
Peso sin la batería:	0.4 kg.
Temperatura de operación:	-40° C a +70° C
Temperatura de batería:	-40° C a +90° C
Consumo de Potencia:	<4.5 watts

CAMARAS DE VIDEO DIGITALES

DCR-VX2000

Aspecto semiprofesional triple CCD y entradas DV / analógicas. Las lentes no son Zeiss.



CCD : 3 x CCD 450.000 pixels (400.000 efect) progresivo

Lentes : F1.6, f=6~72.8mm, zoom 12x

Visor : 0.44" 180Kpixels

LCD : 2.5" 200Kpixels

Estabilización : óptica

Entrada DV : SI y analógicas

Salida foto fija : No

Modo Foto : Progresivo

Memory Stick :4 MB 640x480

Dimensiones : 115x145x342

Consumo :5.1 W (LCD)

Batería : NP-F330

Otros : Zebra Pattern, controles de audio, zapata inteligente, filtro ND, software incluido.

DCR-PC2 / PC3



CCD : 1/4" 800 Kpixels (400K efectivos) HAD technology

Lentes : F1.7, f=3.3~33mm, 30 mm Carl Zeiss; zoom 10x

Visor : 0.55" 180Kpixels (105K en PC2)

LCD : 2.5" 180Kpixels

Estabilización : electrónica

Entrada DV : No (crack gratis)

Salida foto fija : Usando el memory stick

Modo Foto : normal

Memory Stick : Si (PC3) fotos :

Dimensiones : 56x119x94 V=62.6 cc

Peso : 490g

Consumo : 3.8W (LCD)

Batería : NP-FS11

Otros : Night Shot, adaptador memory stick a RS232 (PC3)

**SISTEMA DE POSICIONAMIENTO GLOBAL
(GLOBAL POSITIONING SYSTEM GPS)**

GSP 18 (USB, PC, LVC)



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

Peso	GPS 18 USB	100.4 g
	GPS 18 PC	184.6g
	GPS 18 LVC	115.6 g
Longitud del Cable	GPS 18 USB	2 m.
	GPS 18 PC	2 m.
	GPS 18 LVC	3 m.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Voltaje de Entrada	GPS 18 USB	4.4 – 5.5 V
	GPS 18 PC	8 – 30 V
	GPS 18 LVC	4.0 – 5.5 V
Corriente de Entrada	GPS 18 USB	55mA
	GPS 18 PC	50mA
	GPS 18 LVC	60mA
Niveles de Salida Serial (CMOS)	GPS 18 PC	0 a 5 V
	GPS 18 LVC	0 a Vin(entre 4 y 5.5 V)
Sensibilidad del receptor GPS		-165dBW mínimo

CARACTERÍSTICAS MEDIO AMBIENTALES

Temperatura de Operación		-30°C a 80°C
Temp. de Almacenamiento		-40°C a +90°C

FUNCIONES DEL GPS

Receptor		WAAS habilitado, 12 canales paralelos
Tiempo de Adquisición	Readquisición	Menos de 2 seg.
	Templado	15 seg. Aprox.
	Frió	45 seg. aprox.
	Auto localización	5 minutos
	Búsqueda en cielo	5 minutos
Velocidad de actualización		1 registro por seg.
Precisión	GPS	Posición < 15 m, 95% típica
	Standard Positioning Service (SPS)	0.1 nudos. RMS estado fijo
	WAAS	Posición < 3 , 95% típica
	Tiempo PPS	±1 µseg.

	dinámica	999 nudos (limitado a altitudes mayores de 60, 000 pies), 6g dinámicos
--	----------	--

GPS 36 TRACPAK



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

Peso		124.5 g.
Tamaño		56.64 x 96.42 x 26.60 mm

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Voltaje de Entrada		10 a 30 VDC irregular
Corriente de Entrada		150 mA

CARACTERÍSTICAS MEDIO AMBIENTALES

Temperatura de Operación		-30°C a +85°C
Temp. de Almacenamiento		-40°C a +90°C

FUNCIONES DEL GPS

Tiempo de Adquisición	Templado	15 seg. Aprox.
	Frió	45 seg. aprox.
	Auto localización	5 minutos
	Búsqueda en cielo	5 minutos
Velocidad de actualización		1 seg.
Precisión	DGPS	5 m. RMS
	GSP Diferencial	0.2 m/s RMS estado fijo
	NDGPS	15 m. RMS
	GPS No diferencial	0.2 m/s RMS estado fijo
	dinámica	999 nudos velocidad, 6g dinámico

ANEXO B

INDICE DE FIGURAS

ANEXO B

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO 1

1.1	Proceso de degradación del petróleo derramado en el mar	3
1.2	Kilómetros de ductos que construirá cada subsidiaria de PEMEX.	4
1.3	Ave cubierta de Petróleo	5
1.4	Porcentaje de producto que es transportado cada medio	6
1.5	Barriles de petróleo vertidos al mar de 1988 a 1999	9
1.6	Pérdidas Económicas.	10
1.7	Rotura del ducto por excavación en Quininde, 30-oct-2000	12

CAPITULO 2

2.1	a) Fotografía Aérea, b) Mapa de localización de la imagen	29
2.2	Resolución espectral	33
2.3	a)SPOT HRV, b)Mapa de localización de la imagen	36
2.4	a)RADARSAT, b)Mapa de localización de la imagen	37
2.5	Imagen Hiperespectral de una fuga de petróleo de un Ducto	38
2.6	Efecto de la resolución espacial	39

CAPITULO 3

3.1	Movimiento de las moléculas en el cambio de fase de líquido a gas	45
3.2	Espectro Infrarrojo	47
3.3	Figura 3.3. Potencias registradas por la cámara	49
3.4	Excitancia espectral de Plank en coordenadas logarítmicas	51
3.5	Voltaje del detector a diferentes longitudes de onda	52
3.6	Radiación Medida por el sensor	56
3.7	Emisividad de agua y suelo	57
3.8	Sistema de conducción de calor	59
3.9	Resistencia termica	59
3.11	Ducto Enterrado	62
3.12	Distribución de temperaturas a distintas profundidades	62
3.13	Variación de la temperatura a distintas profundides.	64

CAPITULO 4

4.1	Diagrama a Bloques del Sistema	70
4.2	Diagrama a bloques detallado del Sistema	76

CAPITULO 5

5.1	Diagrama del Sistema desarrollado	78
5.2	Simulador de Fugas	79
5.3	Esquema de realización de pruebas	79
5.4	a) Antes de ocurrir la fuga	81
	b) Después de 2 minutos de estar ocurriendo la fuga	
5.5	a) Antes de ocurrir la fuga	81
	b) Después de 45 minutos de fuga	
5.6	a) Antes de ocurrir la fuga	82
	b) Después de 45 minutos de fuga	
	c) Estanque con fuga visto en la banda de video.	
	d) Después de algunos minutos de fuga.	
	e) Minutos después	
	f) Se detiene la fuga y se vuelve a inicializar	
	g) Después de algunos minutos de haber vuelto a inicializar la fuga	
5.7	a) Antes de inicializar la fuga con la cámara de video en la banda visual	84
	b) Antes de inicializar la fuga con la cámara infrarroja	
	c) Se detiene la fuga y se vuelve a inicializar, diámetro de la mancha 10 cm.	
	d) Segundos después de iniciada la fuga. Diámetro de la mancha 18 cm.	
	e) Se detiene la fuga y se vuelve a inicializa, diámetro de mancha térmica 37 cm	
	f) Después de algunos segundos de fuga, diámetro de la anomalía 62 cm.	
	g) Se detiene la fuga y se vuelve a inicializar diámetro de la mancha térmica 1.24m.	
5.8	a) Segundos después de inicializar la fuga.	85
	b) Minutos después de inicializar la fuga Diferencia de temperatura 1°C.	
	c) 2 minutos después de haber inicializado la fuga. Diferencia de temperatura de 1.5°C.	
	d) Después de 4 minutos de haber inicializado la fuga, diferencia de temperatura 1.5°C.	
	e) Después de 6 minutos de estar ocurriendo la fuga, diferencia de temperatura 1.5°C.	
5.9	a) Imagen en la banda de video.	86
	b) Sin fuga banda infrarroja	
	c) Segundos después de iniciada la fuga	
	d) Tiempo después de iniciada la fuga	
	e) Después de 5 minutos de inicializada la fuga	
5.10	a) Imagen en la banda visual con una mancha de petróleo en la superficie	87
	b) Imagen en la banda infrarroja con mancha de petróleo en la superficie	
	c) Tiempo después de haber vertido el petróleo sobre la superficie	
	d) Después de un tiempo de haber vertido el petróleo en la superficie en la banda infrarroja	
5.11	a) Crudo sobre la superficie, con movimiento en el agua simulando movimiento del mar	88
	b) Después de un tiempo de estar simulando movimiento.	

	c) Simulación de movimiento en la banda visual	
	d) Simulación de fuga de crudo en agua en movimiento como en el mar	
	e) Después de unos minutos de que se dejó de simular el movimiento del agua. Banda visual	
	f) Después de unos minutos de que se dejó de simular el movimiento del agua. Banda Infrarroja.	
5.12	Sistema para simular fugas de gas metano en campo	90
5.13	a) Antes de la fuga.	90
	b) En el momento de la fuga, cámara sin filtro.	
	c) En el momento de la fuga, cámara con filtro	
	d) Durante la fuga con la cámara de video digital	
<u>5.14</u>	Variación de temperatura con datos experimentales	92
<u>5.15</u>	Variación de temperatura en el agua a diferentes profundidades	93

ANEXO C

INDICE DE TABLAS

ANEXO C

INDICE DE TABLAS

CAPITULO 1

1.1	Características y ubicación de los ductos por construir	4
1.2	Profundidad de Zanja o cubierta mínima	7
1.3	Análisis de Perdidas en el periodo de 1986 a 2003	9
1.4	Análisis de pérdidas del producto	10
1.5	Perdidas Económicas por fugas en Ductos de Gas natural	11
1.6	Causas que ocasionan las fugas en los ductos	16

CAPITULO 2

2.1	Métodos de Detección de Fugas	20
2.2	Bandas para imágenes de Radar	30

CAPITULO 3

3.1	Cambio de Fase	44
3.2	Ecuación para el flujo de calor y resistencia térmica de un cilindro hueco y largo	59
3.3	Variación de la temperatura a diferentes profundidades	63
3.4	Variación de la temperatura a diferentes profundidades en agua	65
3.5	Probabilidad y relación señal a ruido	66
3.6	Probabilidad de detección a diferentes alturas y distintos tamaños de objetos	67

CAPITULO 4

4.1	Especificaciones de la cámara infrarroja	73
4.2	Especificaciones de la cámara digital	74
4.3	Especificaciones del GPS	75

CAPITULO 5

5.1	Resultados obtenidos mediante modelos matemáticos	92
5.2	Probabilidad de detección	93
5.3	Variación de la temperatura a diferentes profundidades en agua	94

ANEXO D

PUBLICACIONES

SISTEMA DE DETECCIÓN REMOTA DE FUGA DE GAS Y PETRÓLEO POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA

Nancy Solís¹, Sergiy Sadovnychiy², Juan Carlos Valadez².

¹ ESIME Culhuacán, Departamento de Estudios de Posgrado, Instituto Politécnico Nacional,

E-mail: brisanasol@hotmail.com

² División Geofísica de Pozos, Instituto Mexicano del Petróleo.
E-mail: ssadovny@imp.mx

RESUMEN

Este artículo trata del desarrollo de un sistema de detección remota para una temprana detección de fugas en ductos de gas y petróleo. El sistema está diseñado para recibir datos de varios equipos electrónicos operando en diferentes rangos de frecuencia y corroborando los datos con fórmulas adecuadas. Tres tipos de información que se obtienen de los sensores forman la mayor parte de los sistemas: una cámara infrarroja, una cámara de video y un sistema de posicionamiento global.

ABSTRACT

This article deals with the development of remote detection system for early detection of leakages in the oil and gas pipelines. The system is designed to receive data's from various electronic equipments operating in different frequency ranges and corroborate the data's with suitable formula's to get the ultimate better yield. Three types of information sensors form the major part of equipment: an infrared camera, a video camera, and global positional system.

1. INTRODUCCION

La pérdida de hidrocarburos, gas o petroquímica básica puede ser un serio problema si no se usan métodos adecuados para la detección de fugas y petróleo.

Cerca de la mitad de los ductos existentes tienen más de treinta años en operación, en México casi el 50% de los ductos tienen 30 años o más [1] y a pesar del constante mantenimiento, inspección y patrullaje, se presentan problemas ocasionados por la corrosión, daños por terceras partes, errores de operación y por el diseño, los cuales pueden conducir a la falla del sistema. Las fallas de estos sistemas de tuberías representan pérdidas económicas de importancia y en el peor de los casos pérdidas de vidas humanas y daños al medio ambiente. Una fuga puede deberse a varias causas aparentes y pueden ocurrir en un área muy pequeña de la tubería. Dado que las tuberías cruzan ambientes cambiantes y están sujetas a numerosas condiciones de diseño y operación, probablemente nunca seremos capaces de predecir todas las fallas en una tubería. Las causas que pueden ocasionar problemas en los ductos pueden ser corrosión interna o externa del ducto, daños ocasionados por terceras partes, accidentes causados por el operador, etc.

A pesar de que existen diferentes medios para la transportación de los hidrocarburos, los ductos son los más utilizados. Son muchas las razones por las que los ductos son los más empleados debido a que son el medio más seguro y barato que los demás, además de requerir menos supervisión y menos horas / hombre. Tienen un alto grado de confiabilidad, y por esto es que los países productores cuentan con una red muy amplia y bien distribuida.

La investigación reportada por la OPS (Office of Pipeline Safety) durante el periodo entre enero de 1986 a septiembre de 2003 ha mostrado que el número de accidentes ocurridos en ductos de distribución de gas fue de 201 en 1988 lo que ocasiono pérdidas económicas de \$12,131,430 mientras que en 2002 fueron 102 con pérdidas económicas de \$23,607,604[2].

El problema de la detección de fugas de gas y petróleo es muy importante para poder prevenir la pérdida del producto y por consiguiente la contaminación ambiental. Los ductos modernos son diseñados, construidos y operados con el objeto de asegurar su operación tan bien como la seguridad pública. La inspección periódica de ductos permite reducir las pérdidas arriba mencionadas.

Existen diferentes métodos para la detección de fugas [3]. Pero los más comúnmente usados son el método del balance volumétrico y del fluido, los cuales tienen como ventajas principales es que la detección se hace en tiempo real pero sin embargo ambos métodos tienen una sensibilidad muy baja ya que no es posible detectar fugas mayores a 1.25 – 1.5% del total del flujo lo que podría ser equivalente a 25 litros por minuto, es decir, una fuga con un diámetro de 0.8mm en un ducto con una presión atmosférica 20 causando una pérdida de con velocidad de 1.5litros/minuto, que es menor que la sensibilidad de los métodos arriba mencionados. Existen otros métodos que tienen como principal desventaja su alto costo como los "pigs".

Por esta razón es necesario usar métodos alternativos para la detección de fugas.

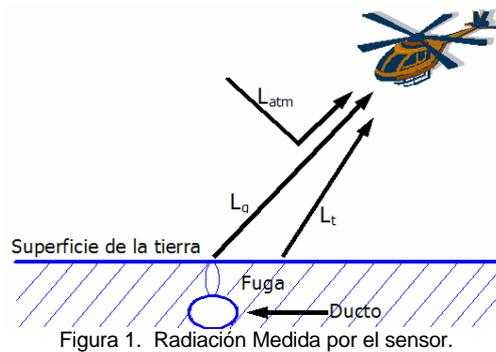
2. DESCRIPCION DEL PROBLEMA

Como se había mencionado anteriormente el método propuesto es con cámaras infrarrojas, lo cual nos indica que vamos a trabajar en la región del infrarrojo térmico que comprende desde 3 hasta 14 micrómetros. El uso primario de imágenes del IR térmico está asociado con la temperatura de los objetos que van desde bacterias, hasta la piel de los humanos y atmósferas planetarias. Adicionalmente muchos materiales tienen firmas espectrales características en el IR térmico. Por lo tanto las aplicaciones pueden ser expandidas para tomar ventaja de esto. La radiación infrarroja de los objetos depende de su emisividad además de la capacidad térmica, conductividad, difusividad, inercia térmica e índice de calentamiento.

Los sistemas con sensores infrarrojos detectan la radiación que emiten los objetos, en los lugares donde existen ductos hay cierta firma térmica, pero si en este lugar se llega a presentar alguna fuga, esta firma térmica varía, debido a que la fuga en el ducto ocasiona variaciones en la temperatura.

Estas anomalías térmicas que se presentan en los lugares de las fugas están basadas en el efecto Joule-Thomson. Este efecto dice que cuando existe un proceso de estrangulamiento, es decir, cuando un fluido escurre en forma no controlada desde un región de alta presión hasta otra de baja presión sin efectuar un trabajo, se presentara una disminución en la temperatura en el lugar donde esta presión haya disminuido, en un proceso de estrangulamiento esta implicado un cambio en la fase del fluido. Un liquido consiste de moléculas agrupadas regularmente unas cerca de otras, estas tienen energía cinética que esta relacionada con la temperatura del liquido, debido al movimiento vibratorio no todas se mueven a la misma velocidad, solo las partículas que mas rápido se mueven pueden acercarse a la superficie o alejarse del lugar donde se esta fuga el producto, estas moléculas se desprenden o evaporan dejando el liquido, para formar un gas. La variación que se presenta puede ser detectada por la cámara infrarroja aunque el ducto se encuentre enterrado en la tierra o en el agua, ya que esa variación se va a ver refleja en la superficie.

Para una longitud de onda dada, los componentes de la radiación tomada en el infrarrojo térmico que alcanza el sensor se muestra en la figura 1.



La radiación directa del gas (L_g), es aquella radiación que emite el gas o un punto o el gas en un instante de tiempo. La radiación directa que proviene de la atmósfera (L_{atm}), es decir, los haces de luz que se encuentran atrapados en la atmósfera y de alguna forma radian en dirección del campo del sensor, este contribuye con información adicional que puede considerarse como error en la señal captada por el sensor. la radiación proveniente del medio ambiente (L_t), es la radiación que es emitida por zonas vecinas al punto observado en un instante de tiempo. Superponiendo las tres componentes tenemos como resultado la radiación total medida por el sensor, ecuación 1.

$$L_{sen} = e_g \frac{ST_g^4}{p} + e_t \frac{ST_t^4}{p} + L_{atm} \quad (1)$$

Donde: L_{sen} – radiación total medida por el sensor, L_g – radiación directa del gas en un instante de tiempo, L_t – radiación proveniente del medio ambiente. L_{atm} - radiación que proviene de la atmósfera.

En el intervalo entre 8 y 14 micrones aproximadamente, la radiación de la atmósfera (L_{atm}) sale directamente al espacio sin ser absorbida por la atmósfera y esa radiación se pierde completamente, o sea, no se devuelve a la tierra. Es decir, la atmósfera es transparente a esa radiación. Por lo tanto se puede eliminar este término de la ecuación.

El contraste térmico de la manchas de petróleo que fluye desde el ducto hasta la superficie, es otro fenómeno que se presenta. La temperatura superficial de la mancha de petróleo esta

determinada por las condiciones de intercambio de calor del petróleo con el medio ambiente. Parámetros tales como el viento, la radiación solar, la intensidad de evaporación y parámetros geométricos de la mancha de petróleo influyen en el intercambio de la temperatura. Una diferencia de temperaturas entre una película delgada de petróleo y la superficie del agua durante el día puede ser desde 3 – 15 °K. La razón del contraste de temperatura es que la película de petróleo tiene un punto de ebullición más alto comparado con el agua, debido a la radiación solar el agua se evapora más fácilmente que el petróleo.

Como se determina en [4] una diferencia de temperaturas ΔT entre una película de petróleo (el espesor $h < 0.1$ mm) y la superficie del agua durante días soleados puede ser 0 – 5 °K. Para una película gruesa (espesor $h > 1$) esta diferencia aumenta a 3- 8 °K. Para el rango infrarrojo $\lambda = 8 - 14$ micrómetros, el factor de radiación del petróleo (emisividad) $\epsilon = 0.96$ y del fondo del agua $\epsilon = 0.98$. Entonces, la diferencia de la radiación de temperatura de una película delgada de petróleo y el agua pura es calculada por medio de la ecuación (2), [5]:

$$DT_R = eDT + hDe ; De = e_p - e ; DT = T_p - T \quad (2)$$

Donde: T_p – Temperatura de la pared del ducto(°K), T – temperatura de la tierra, e_p, e - son los coeficientes de radiación térmica para el ducto y la tierra en la banda del espectro infrarrojo, h - coeficiente que depende de la localización de el objeto y la orientación de su superficie.

Haciendo $\Delta T = -1$ a 5°K para películas delgadas y $\Delta T = 2$ a 8 °K para películas gruesas. Si el petróleo sube a la superficie de la tierra, la diferencia de temperatura comparada con las áreas adyacentes será un poco menos de la gastada por la evaporación del petróleo y por lo tanto la diferencia de temperaturas será mas grande (desde -2 a +7 °K)[5].

Como se muestra en la referencia [6] el problema de la detección de fugas por medio de cámaras IR tiene dos lados. Primero es la diferencia de temperatura mínima y segunda es el tamaño geométrico mínimo.

La probabilidad de detección del objeto esta definido por una relación señal/ruido m , la cual es evaluada por la ecuación (3):

$$q_0 = \frac{Hd_0}{\cos g}; \quad \cos g = \cos a \times \cos b; \quad b = \frac{S}{l},$$

$$n = \frac{bl}{q_0^2}, \quad si(b \leq q_0, l \leq q_0);$$

$$n = \frac{b\sqrt{l}}{q_0\sqrt{q_0}}, \quad (3) \quad si(b \leq q_0, l \geq q_0);$$

$$n = \frac{\sqrt{bl}}{q_0}, \quad si(b \geq q_0, l \geq q_0);$$

$$k_s = knu, \quad u = \sqrt{P/2}$$

$$m = \frac{|DT_R| t_a k_S m k^*}{DT_0}; \quad P = \frac{1}{2} [1 + F(m - K)]$$

Donde:

DT – diferencia de radiación térmica entre el objeto y la tierra °K, S – área del objeto m^2 ; l – longitud del objeto m ; b – ancho del objeto m ; DT_0 – umbral de sensibilidad de la cámara °K; d_0 – magnitud nominal de un campo elemental de visión de la cámara mili radianes; H – altitud m ; q_0 – es ancho de la línea de imagen; g – ángulo de alineamiento deg; a – Angulo de desviación de vuelo deg, b – ángulo de desviación lateral; t_a – coeficiente de transmitancia del aire; m – coeficiente de corrección para calcular la temperatura de la tierra; k – coeficiente de ruido, n – coeficiente de Transmitancia del filtro, $K=3.2$ – coeficiente que corresponde al nivel mínimo del ruido que puede ser detectado en el fondo de una imagen.

Los resultados numéricos de la probabilidad calculada usando las formulas anteriores son mostradas en la tabla 1.

Tabla 1.

m	2	2.4	2.8	3.2	3.6	4	4.4	4.8
P	0.12	0.21	0.34	0.5	0.66	0.79	0.88	0.95

De la ecuación (3) es posible determinar una relación, para tener la temperatura de detección del objeto [6] como se muestra en (4):

$$DT_{detect} = \frac{0.07mDT_0}{t_a km} \left[1 + \frac{10}{b} \sqrt{\frac{q_0}{q_0}} \right] \quad (4)$$

Si $b = q_0$, $P = 0.9$, $\tau_a = 1$ y $T = 295^\circ K$ (I.e $m = 4.5$, $k = \mu = 1$) entonces $\Delta T_{detect} = 3.5 \Delta T_0$

Pero, Si $b/q_0 \rightarrow \infty$, $P = 0.9$, $\tau_a = 1$ y $T = 295^\circ K$ (I.e $m = 4.5$, $k = \mu = 1$) la ecuación determina la magnitud llamada como limite de resolución de temperatura, el cual es igual a $\Delta T_{min} = 0.3 \Delta T_0$

La sensibilidad de la cámara es igual a 0.1 y si el tamaño geométrico del objeto b es igual a el ancho de línea de la imagen q_0 (usualmente q_0 es igual a 0.58 mili radianes) es posible detectar la anomalía de temperatura mínima, que es mostrada en (5) la cual será registrada por la cámara IR.

$$\Delta T_{detect} = 0.35 \quad ^\circ K \quad (5)$$

Desde una altitud de 500m, el tamaño geométrico que corresponde a q_0 es igual a 0.14m, pero las anomalías usualmente tienen tamaños mucho mas grandes.

Los aspectos mas favorables para la detección de termo anomalías son presentadas con las condiciones atmosféricas durante la noche, cuando las termo diferencias sobre la superficie de la tierra son mínimas. Durante la lluvia y especialmente con la nieve, los contrastes de los objetos en la tierra decrecen severamente. Cuando la atmósfera tiene nubes las diferencias térmicas decrecen sobre la superficie de la tierra debido a la falta de sombra de los árboles y arbustos.

3. DESCRIPCION DEL SISTEMA

El sistema diseñado contiene los siguientes módulos: una cámara infrarroja, cámara de video, GPS (Global Positioning System), modulo de almacenamiento de datos, en la figura 2 se muestra un diagrama a bloques del sistema.

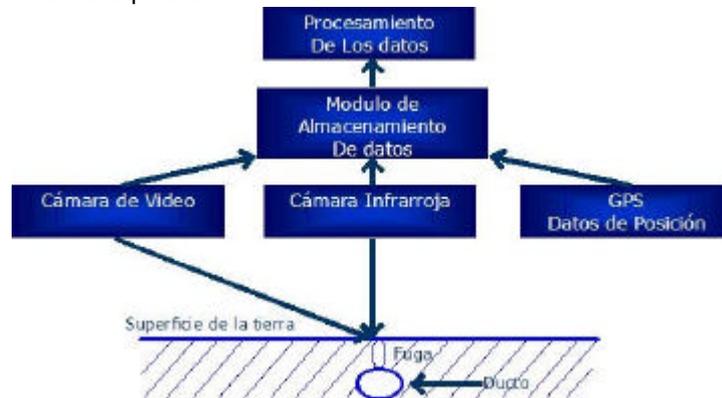


Figura 2. Diagrama a bloques del sistema

La parte principal del sistema es la cámara infrarroja. La cámara usada es IR2000 Infrared con las siguientes características: detector ferro eléctrico (320 x 240), respuesta espectral de 7 a 14 micrones, sensibilidad de detección <math><0.1^{\circ}\text{C}</math>, velocidad de actualización de video 30Hz; salida de video EIA RS-170 NTSC; puerto serial RS-232, dimensiones 240 x 100 x 100 mm con un peso de 1kg.

Las anomalías térmicas detectadas no están siempre relacionadas con fugas en ductos ya que estas pueden presentarse por alguna otra razón, esto puede ocasionar una falsa alarma, razón por la cual se utiliza una cámara de video y reconocer que es lo que existe en ese lugar. La cámara de video utilizada es una cámara SONY "DRC-TRV120".

El receptor GPS "GARMIN GPS 35 TrackPak" provee datos de la posición al sistema. Este equipo ayudara al operador a detectar las fugas apropiadamente. La información de los detectores seran registradas en películas en las cámaras y sobre una memoria electrónica de una computadora abordo.

4. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Se desarrollo un equipo que permita simular fugas de gas y de petróleo in-situ procurando no modificar las propiedades físicas del ambiente, es decir sin afectar las condiciones del experimento, tales como estructura del suelo, cambios de temperatura por efectos secundarios, etc. El simulador debe de ser versátil para aplicar en diferentes clases de suelos, aplicar diferentes presiones de fuga, así como diferentes diámetros de fuga.

En este dispositivo la manera de situar al tubo principal en el subsuelo es a través de golpes en la parte superior, ya que está provisto de una cubierta de protección con cuerda cuadrada que ensambla con un conector para de esta forma resistir al impacto de los golpes e introducirse en el subsuelo. Una vez introducido el tubo se quita la cubierta de protección y se conecta la manguera de alta presión para inyectar el fluido desde el tanque de almacenamiento. El tubo cuenta con una cuerda tipo ACME en la parte posterior como terminación especial que permite que el fluido no se regrese por el espacio anular entre el tubo y el subsuelo producido por posibles vibraciones a la hora de introducir el tubo con golpes. Las puntillas intercambiables permiten que se puedan simular diferentes diámetros de fuga, y cuentan con una cubierta inferior para evitar que se tape el tubo a la hora de ser introducida en el subsuelo. La figura 3 muestra los componentes principales del dispositivo de penetración.

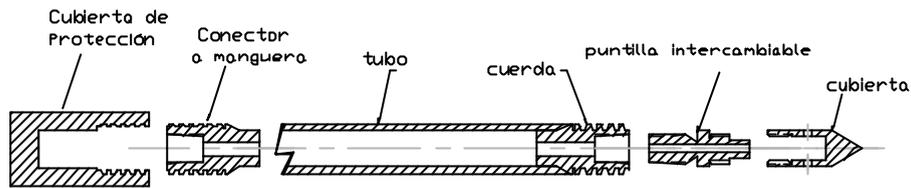


Figura 3. Simulador de Fugas

4.1 Simulación de fugas en el suelo

El sistema consiste básicamente en lo siguiente: Para las pruebas de fugas de aire se tiene una compresora para comprimir aire y se tienen dos tanques 1000 lts. conectados en serie cada uno para almacenar el aire. A la salida del segundo tanque existe una manguera de alta presión para conducir el aire hacia el dispositivo de penetración y este está inmerso en el subsuelo con una inclinación de aproximadamente 30° respecto a la vertical a una determinada profundidad. Existen manómetros para monitorear la presión del aire en la salida de los tanques, así como en la salida de la manguera.

Las imágenes aéreas infrarrojas y de video se obtienen a una altura aproximada de 20 m. sobre el suelo. El experimento consiste en monitorear cualquier anomalía térmica que se produzca en la zona de prueba antes, durante y después de inyectar el aire sobre el sitio en cuestión. Primero se toman imágenes infrarrojas y de video antes de inyectar aire, y se filma durante todo el evento hasta notar los cambios o anomalías térmicas de acuerdo a las ecuaciones de transferencia de calor, se continúa filmando aún un tiempo después de la inyección de aire hasta que desaparezcan las manchas o marcas térmicas.

4.1.1 Experimento No. 1

En la figura 4a se puede observar el sitio antes de la fuga. En la figura 4b aparece una anomalía térmica 2 min. después de iniciada la fuga, el diámetro de esta anomalía es de 13 cm. aproximadamente y la diferencial de temperatura de la anomalía térmica es de 1°C, el diámetro de fuga es de 1mm a una profundidad de 30 cm, la temperatura del aire inyectado es de 24°C



Figura 4a. Sitio antes de fuga

Figura 4b. Sitio después de 2min. de Fuga, diámetro de anomalía térmica: 13 cm., diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca 1°C.

Figura 4 Experimento.1

Se pueden observar algunos valores de presión y de temperatura durante este experimento en la tabla 1.

Tabla 1.

Tiempo [min]	Presión de fuga [kg/cm ²]	T _{metal} [°C]	T _{madera} [°C]	T _{suelo} [°C]	T _{marca} [°C]	T _{aire} [°C]
Inicio	6.0	35	34	26	26	24
Después de 5 min	6.0	34	34	26	25	24

4.1.2 Experimento 2

En la figura 5a se puede observar el mismo sitio sin fuga bajo la influencia de la sombra de un árbol, después de un tiempo de 45 min. con fuga, en la figura 5b se distingue claramente una anomalía térmica de 19 cm de diámetro aproximadamente y con 6°C de diferencial de temperatura, El diámetro de fuga es de 1mm a una profundidad de 30 cm, la temperatura del aire inyectado es de 24° C. Se observa solo parcialmente la sombra del árbol en la figura 5b.



Figura 5a. Sitio sin fuga

Figura 5b. Sitio después de 45 min. de Fuga, diámetro de anomalía térmica: 19 cm., diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca 6°C.

Figura 5.

Es importante señalar que una vez que aparece la anomalía térmica y retirando la fuga, en un par de minutos desaparece la anomalía térmica. En la tabla 2 se pueden observar algunos valores de presión y de temperatura durante este experimento.

Tabla 2.

Tiempo [min]	Presión de fuga [kg/cm ²]	T _{metal} [°C]	T _{madera} [°C]	T _{suelo} [°C]	T _{marca} [°C]	T _{aire} [°C]
Inicio	5.8	51	45	35	35	24
Después de 30 min	5.7	53	47	36	28	24
Después de 90 min	6.0	53	45	31	21	24

4.2 Simulación de fugas en agua

4.2.1 Experimento 1

Para la simulación de fugas en agua, se contó con el mismo sistema descrito anteriormente, agregando un estanque de agua en el cual se realizó la inyección de aire y de petróleo. La dimensión del estanque utilizado es: 3.1m diámetro 0.7m profundidad. En este experimento la profundidad de la fuga fue de 0.70m, el diámetro de fuga de tan solo 1mm, la presión de fuga es 7.5 Kg./cm² y la temperatura del aire es de 35° C aproximadamente. Se puede observar en la figura 6a que aparece una mancha térmica de 0.93 m, mientras que en la figura 6b el diámetro de la fuga aumento a 1.30 m.

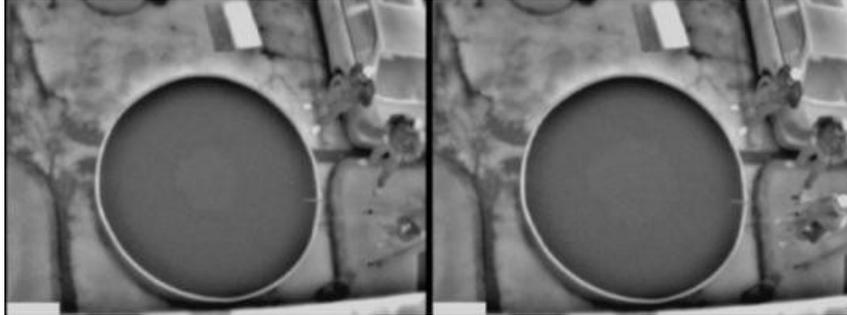


Figura 6a. Estanque después de algunos min., de fuga , diámetro de anomalía térmica: 0.93 m, diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca: 1.3°C

Figura 6b. Estanque después de algunos min. de fuga , diámetro de anomalía térmica: 1.3 m., diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca: 1.3°C

Figura 6.

4.2.2 Experimento 2

Las condiciones del experimento son: 3 Kg/cm² de presión de fuga de aire, 0.70m de profundidad de fuga, 1mm diámetro de fuga, En las Figuras 7a, 7b, 7c se pueden observar imágenes antes de la fuga y después de diferentes tiempos de fuga. Se observa que las anomalías térmicas tienden ser más grandes, pero más tenues.

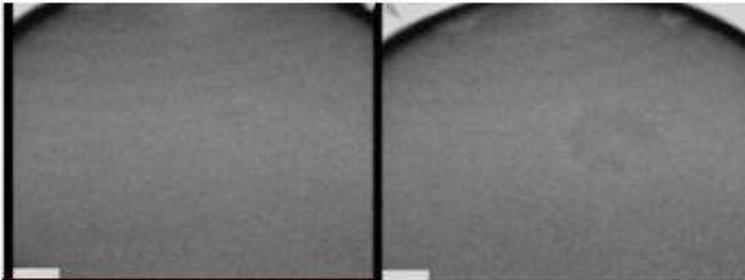


Figura 7a. Estanque después de detener la fuga e inicializarla nuevamente, diámetro de anomalía térmica: 0.1 m, diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca: 0.6°C aproximadamente.

Figura 7b. Estanque después de detener la fuga e inicializarla nuevamente, diámetro de., anomalía térmica: 0.37m, diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca: 0.6°C aproximadamente



Figura 7c. Estanque después de detener la fuga e inicializarla nuevamente, diámetro de anomalía térmica: 1.24m, diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca: 0.6°C aproximadamente

Figura 7.

4.2.3 Experimento 3

A una profundidad de 0.70m, diámetro de fuga de 1mm, presión de fuga de 7.5 kg/cm² y temp. del aire de 35°C aprox. Y con una corriente de aire sobre la superficie del agua. En las figuras 8a, 8b y 8c se pueden observar la influencia del viento en la superficie del agua, se reflejan los

rayos del sol y tiende a distorsionar la imagen, sin embargo; los contrastes de las manchas térmicas se ven muy bien después de unos minutos de la fuga.

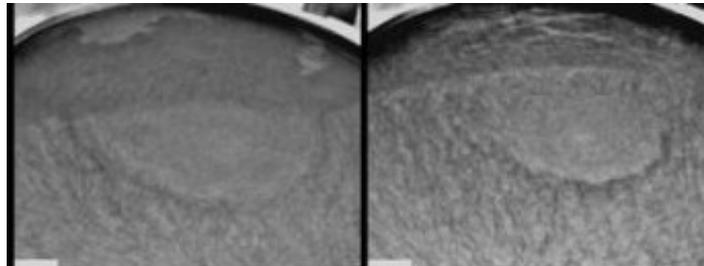


Figura 8a. Segundos después de inicializada la fuga con viento en la superficie; diferencial de temp. de la marca: 1°C aprox.

Figura 8b. 2 minutos después de inicializada la fuga diferencial de temperatura: 1.5°C aprox.

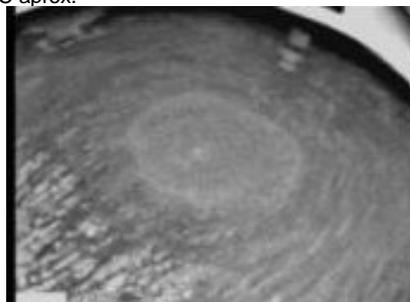


Figura 8c. 6 minutos después de inicializada la fuga , diferencial de temperatura: 1.5°C aproximadamente.

Figura 8

4.2.3 Experimento 4

En este experimento se intentó simular una fuga de petróleo vertiendo aproximadamente 1 litro de crudo en el “estanque b”. En la figura 9a se puede observar la imágene en la banda de video y en la figura 9b se onserva la imagen en la banda del infrarrojo, es notorio el contraste en las imágenes infrarrojas, aproximadamente 12° C de diferencial de temperatura de esta anomalía térmica. La mancha aparece como una pluma sobre la superficie.



Figura 20a. Imagen del estanque de agua con una mancha de crudo en la superficie Imagen en la banda de video.



Figura 20b. El diámetro de la marca ,es de 0.41m, diferencial de temperatura es de 12°C aprox.

5. CONCLUSIONES

Se ha demostrado que es factible detectar fugas de gas y de petróleo por medio de cámaras de video e infrarrojas. En los experimentos realizados en el subsuelo se muestra que es posible detectar fugas desde 1mm diámetro y con presiones desde 3 kg/cm². Es importante mencionar, que en experimentos de fugas en agua, el fondo del tanque es claro y por esto razón es posible ver imágenes en de banda video de manchas del petróleo, pero en realidad el fondo del mar es oscuro y sólo en banda infrarroja es posible ver imágenes de manchas del petróleo. Así como también en el subsuelo la anomalía tarda mas en expandirse sin embargo no es tan tenue como suele ser en el agua.

Para el caso de fuga de crudo en agua, es mejor determinar las anomalías térmicas de fugas en la tarde, cuando el sol haya influenciado las diferencias térmicas debido a las diferentes capacidades de absorción de energía entre el agua y el crudo. A diferencia de las fugas de aire o gas, es mejor realizar las pruebas por la mañana cuando la temperatura es homogénea, en esta forma es más fácil detectar las manchas térmicas debidas a fugas.

REFERENCIAS

1. Los Caminos del Petróleo, *La Jornada. Suplemento: Investigación y Desarrollo*, Febrero, (2000).
2. Natural Gas Pipeline Operators Incident Summary Statistics by Year 1/1/1986 - 09/30/2003. Transmission Operators, *OPS - Office of Pipeline Safety report*, (2003).
3. Sadovnychiy S., Krivtsov V., Rene Pérez Polanco, Tomás Ramírez, "Monitoreo Aereo de los sistemas de transporte de hidrocarburos por medio de un vehiculo aereo no tripulado (VANT)", *Revista "DUCTOS*. No 13. PEMEX, Mexico, (1999), pp. 17 – 23.
4. Sheveleva T., Kropotkin M., *Optical methods for study of oceans and internal basin. Estimation of a petroleum film influence on superficial temperature of water basin*, Novosibirsk, Nauka, (1979) (in russian).
5. *Geoecological inspection of oil industrial enterprises*, Edited by V.A. Shevnin and I.N. Modin, RUSO, Moscow, (1999).(in russian).
6. Sadovnychiy S., Tomas Ramirez, "Theoretical Base for Pipeline Leakage Detection by Means of IR Camera", *Proceed. of SPIE International Society for Optical Engineering, Thermosence XXIII Conference-2001*, Orlando, FL, U.S.A., (2001). pp. 177 - 183.
7. Gerald C. Holst, "Common Sense Approach to thermal Imaging", (JDC Publishing & SPIE-Optical Engineering Press, The international Society for Optical Engineering).



DETECCIÓN REMOTA DE FUGAS EN DUCTOS USANDO CAMARAS INFRARROJAS

Solís N¹, Sadovnychiy S², Ponomaryov V¹, Valadez J².

¹ ESIME CU, Departamento de Estudios de Posgrado e Investigación, Instituto Politécnico Nacional,

brisanasol@hotmail.com

² División Geofísica de Pozos, Instituto Mexicano del Petróleo.

ssadovny@imp.mx

RESUMEN

Este artículo trata del desarrollo de un sistema de detección remota para una detección temprana de fugas en ductos de gas y petróleo. El sistema está diseñado para recibir datos de varios equipos electrónicos operando en diferentes rangos de frecuencia así como también el desarrollo de modelos matemáticos para verificar los datos obtenidos experimentalmente. Los principales componentes del sistema son: una cámara infrarroja, una cámara de video y un sistema de posicionamiento global.

ABSTRACT

This article deals the development of remote detection system for early detection of leakages in the oil and gas pipelines. The system is designed to receive data's from several electronic equipments operating in different frequency ranges and corroborate the data's with suitable formulas to get the ultimate better yield. Three types of information sensors form the major part of equipment: an infrared camera, a video camera, and global positioning system.

1. INTRODUCCION

Los problemas que se generan cuando ocurre una fuga en ducto que transporta hidrocarburos son muchos, desde pérdidas económicas de importancia, daños al medio ambiente y en el peor de los casos pérdidas de vidas humanas. Son muchos y muy considerables los daños debido a esto es de suma importancia tener métodos de detección de fugas en una etapa temprana para evitar daños mayores.

Lo ideal sería que se evitaran las fugas y que se corrigieran problemas que tuviera un ducto antes de que se produzca la fuga pero cerca de la mitad de los ductos existentes tienen más de treinta años en operación, en México casi el 50% de los ductos tienen 30 años o más [1] y a pesar del constante mantenimiento, inspección y patrullaje, se presentan problemas ocasionados por la corrosión interna o externa del ducto, daños ocasionados por terceras partes, accidentes causados por el operador, etc, los cuales pueden conducir a la falla del sistema. Una fuga puede deberse a varias causas aparentes y pueden ocurrir en un área muy pequeña de la tubería. Dado que las tuberías cruzan ambientes cambiantes y están sujetas a numerosas condiciones de diseño y operación, probablemente nunca seremos capaces de predecir todas las fallas en una tubería.



Son muchas las razones por las que los ductos son el medio mas empleado para transportar hidrocarburos a pesar de que existen diferentes medios.

Los ductos son los más utilizados; son el medio más seguro y barato, además de requerir menos supervisión y menos horas / hombre. Se requiere menor tiempo para transportar cantidades muy grandes de hidrocarburos. Tienen un alto grado de confiabilidad, es por esto que los países productores cuentan con una red muy amplia y bien distribuída de ductos.

La investigación reportada por la OPS (Office of Pipeline Safety) durante el periodo entre enero de 1986 a septiembre de 2003 en Estados Unidos ha mostrado que el numero de accidentes ocurridos en ductos de distribución de gas fue de 201 en 1988 lo que ocasiono perdidas económicas de \$12,131,430 y 23 muertes mientras que en 2002 fueron 102 con perdidas económicas de \$23,607,604[2] y 9 muertos.

El problema de la detección de fugas de gas y petróleo es muy importante para poder prevenir la perdida del producto y por consiguiente la contaminación ambiental y evitar perdidas económicas considerables. Los ductos modernos son diseñados construidos y operados con el objeto de asegurar su operación tan bien como la seguridad publica. La inspección periódica de ductos permite reducir las perdidas arriba mencionadas.

Existen diferentes métodos para la detección de fugas [3]. Pero los mas usados comúnmente son el método del balance volumétrico y del fluido, los cuales tienen como ventaja principal la detección en tiempo real pero sin embargo ambos métodos tienen una sensibilidad muy baja ya que no es posible detectar fugas mayores a 1.25 – 1.5% del total del flujo lo que podría ser equivalente a 25 litros por minuto. Existen otros métodos que tienen como principal desventaja su alto costo y que son invasivos como los “pigs”.

Por todas estas razones es necesario usar métodos alternativos para la detección de fugas.

2. DESCRIPCION DEL PROBLEMA

Una herramienta muy importante para la detección de las fugas en los ductos es la percepción remota. No solo es valiosa para la detección de las fugas, también puede ayudar a producir mapas donde se observe el medio ambiente que existe alrededor del ducto, ya que no existen descripciones detalladas de estos.

Los sensores utilizados son equipos capaces de coleccionar energía proveniente del objeto, convirtiéndola en una señal posible de ser registrada y presentándola en forma adecuada para la



extracción de información. Estos pueden ser sistemas fotográficos u óptico-electrónicos capaces de detectar y registrar, en forma de imágenes o no, el flujo de energía radiante reflejado o emitido por objetos distantes. Los datos digitales pueden ser mejorados y/o manipulados usando técnicas tales como ampliación del contraste, compuestos a falso color, análisis del componente principal, filtraje y clasificaciones supervisadas y no supervisadas.

La información de imágenes térmicas IR es la más transitoria de todos los datos de sensores. Hay una sucesión de cambios en los contrastes térmicos entre los diferentes materiales de superficie, tanto del terreno como de vegetación. Estos ocurren en ciclos diarios y estacionales y son modificados considerablemente por el clima, los suelos, las condiciones del tiempo, el relieve, la dirección de pendientes y las prácticas de uso de tierras. No obstante estas variaciones encubridoras, los contrastes térmicos resultantes pueden ser analizados por un intérprete experimentado en imágenes térmicas IR.

El método que se propone es por medio de termografía; es decir, con la ayuda de cámaras de banda infrarroja y visible.

La termografía proviene de las palabras latinas "calor" y "escribir", y se define: "como una técnica no invasiva que mide las emisiones infrarrojas (temperatura) de la superficie de un objeto, produciendo una representación gráfica de la temperatura".

Cualquier objeto o ser viviente con temperatura arriba de cero, emite energía infrarroja. La termografía detecta variaciones de temperatura, identificando daños ocasionados por las fugas en las tuberías.

La radiación captada por el sensor es la de la superficie del objeto o de la tierra pero esta temperatura de la superficie es afectada por los cambios internos que existen en el objeto.

La región del infrarrojo térmico comprende desde 3 hasta 14 micrómetros y es en esta región en la cual se va a trabajar con este sistema. Muchos materiales tienen firmas espectrales características en el IR térmico. La radiación infrarroja de los objetos depende de su emisividad además de la capacidad térmica, conductividad, difusividad, inercia térmica e índice de calentamiento.

La razón más importante por la cual se puede utilizar este método, es porque en los lugares de las fugas se presentan ciertas anomalías térmicas que son causadas por estas fugas; es decir, variaciones en la temperatura de los alrededores del lugar donde se encuentra la fuga. En estos lugares donde existen ductos hay cierta firma térmica, pero si en este lugar se llega a presentar alguna fuga, esta firma térmica varía, debido a que la fuga en el ducto ocasiona variaciones en la temperatura.

Estas anomalías térmicas que se presentan en los lugares de las fugas están basadas en el efecto Joule-Thomson.

Este efecto dice que cuando existe un proceso de estrangulamiento, es decir, cuando un fluido escurre en forma no controlada desde un región de alta presión hasta otra de baja presión sin efectuar un trabajo, se presentará un cambio en la temperatura en el lugar donde esta presión haya cambiado, en un proceso de estrangulamiento está implicado un cambio en la fase del fluido.

Un líquido consiste de moléculas agrupadas regularmente unas cerca de otras, estas tienen energía cinética que está relacionada con la temperatura del líquido, debido al movimiento vibratorio no todas se mueven a la misma velocidad, solo las partículas que más rápido se mueven pueden acercarse a la superficie o alejarse del lugar donde se está fugando el producto, estas moléculas se desprenden o evaporan dejando el líquido, para formar un gas este desprendimiento ocasiona un cambio en la temperatura. La variación que se presenta puede ser detectada por la cámara infrarroja aunque el ducto se encuentre enterrado en la tierra o en el agua, ya que esta variación se va a ver reflejada rápidamente en la superficie.

El contraste térmico de las manchas de petróleo que fluye desde el ducto hasta la superficie, es otro fenómeno que se presenta. La temperatura superficial de la mancha de petróleo está determinada por las condiciones de intercambio de calor del petróleo con el medio ambiente. Parámetros tales como el viento, la radiación solar, la intensidad de evaporación y parámetros geométricos de la mancha de petróleo influyen en el intercambio de la temperatura. Una diferencia de temperaturas entre una película delgada de petróleo y la superficie del agua durante el día puede ser desde 3 – 8 °K. La razón del contraste de temperatura es que la película de petróleo tiene un punto de ebullición más alto comparado con el agua, debido a la radiación solar el agua se evapora más fácilmente que el petróleo.

Como se determina en [4] una diferencia de temperaturas ΔT entre una película de petróleo (el espesor $h < 0.1$ mm) y la superficie del agua durante días soleados puede ser 0 – 5 °K. Para una película gruesa (espesor $h > 1$) esta diferencia aumenta a 3- 8 °K. Para el rango infrarrojo $\lambda = 8 - 14$ micrómetros, el factor de radiación del petróleo (emisividad) $\epsilon = 0.96$ y del fondo del agua $\epsilon = 0.98$. Entonces, la diferencia de la radiación de temperatura de una película delgada de petróleo y el agua pura es calculada por medio de la ecuación (1), [5]:

$$\Delta T_R = \epsilon \Delta T + h \Delta e ; \Delta e = e_p - e ; \Delta T = T_p - T \quad (1)$$

Donde: T_p – Temperatura de la pared del ducto (°K), T – temperatura de la tierra, e_p , e - son los coeficientes de radiación térmica para el ducto y la tierra en la banda del espectro infrarrojo, h - coeficiente que depende de la localización de el objeto y la orientación de su superficie.

Haciendo $\Delta T = -1$ a 5°K para películas delgadas y $\Delta T = 2$ a 8 °K para películas gruesas. Si el petróleo sube a la superficie de la tierra, la diferencia de temperatura comparada con las áreas adyacentes será un poco menos de la gastada por la evaporación del petróleo y por lo tanto la diferencia de temperaturas será más grande (desde -2 a +7 °K) [5].

Como una regla, las anomalías de temperatura causadas por las fugas de gas y petróleo llegan a estar aparentemente directamente sobre el ducto. En este caso, el ducto es parte de medio ambiente y puede así como intensificar las anomalías o reducir el contraste térmico. La oportunidad de detección y control del daño del ducto enterrado está definido por el efecto de el petróleo y el gas fluyendo en un ducto tiene temperatura más alta que la tierra que lo rodea. El incremento de temperatura de la superficie de la tierra sobre el ducto está determinado por la ecuación 2, [5]:

$$\Delta T_R = \frac{e(T_n - T_0)C}{a\sqrt{r_{at}/p} \cdot \left[\frac{S}{k_{at}} + \frac{1}{k_{tr}} \ln \left(\frac{h^2 + C}{r_{at}} \right) \right] \cdot \sqrt{(-k_{tr}/a)^3}} \quad (2)$$

Donde:

e – emisividad, T_n – temperatura de la pared del ducto ($^{\circ}\text{K}$), T_0 - Temperatura de la tierra a la profundidad del ducto, r_{at} – radio externo del ducto con aislante térmico, a_{tr} - coeficiente de respuesta térmica de la superficie de la tierra ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$), S – espesor del aislante térmico (m), k_{tr} – conductividad térmica de la tierra ($\text{W}/\text{m}^{\circ}\text{K}$), k_{at} – conductividad térmica del aislante ($\text{W}/\text{m}^{\circ}\text{K}$), h – profundidad, r – radio externo del ducto (sin aislante térmico)(m), C – resistencia térmica de la tierra.

Por ejemplo, para un ducto con diámetro cerca de 0.5 m, con un aislante bituminoso de 2 mm. de espesor, localizado a 1.5 m de profundidad y con una diferencia de temperaturas $T_n - T_0 = 3^{\circ}\text{K}$, la diferencia de temperaturas $\Delta T_R = 0.3^{\circ}\text{K}$ para una respuesta térmica de la superficie de la tierra $\alpha = 15 \text{ W}/\text{m}^2$

La temperatura del petróleo en el ducto, como una regla excede la temperatura de la tierra a la misma profundidad. De ahí, si la temperatura del petróleo fugado bajo la tierra disminuye con el incremento de la distancia desde el lugar de la fuga.

Esto puede ser observado en la figura 1 se puede observar el ducto enterrado y diferentes parámetros que se toman en cuenta mientras que en la figura 2 se observa una distribución de temperaturas a distintas profundidades. (Tomando en cuenta los siguientes parámetros $h = 1.5 \text{ m}$, $T_n - T_0 = 8^{\circ}\text{K}$, conductividad térmica de la tierra $k_{tr} = 1.5 \text{ W}/\text{m}^{\circ}\text{K}$, $\alpha = 15 \text{ W}/\text{m}^2$, el aislamiento de 0.03 m de espesor).

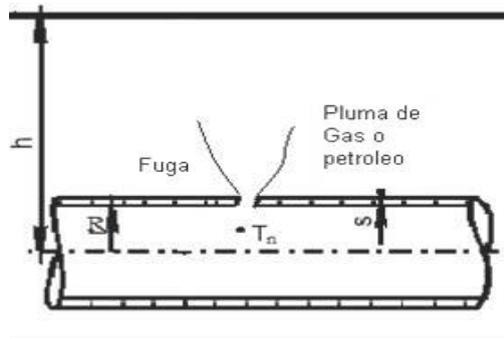


Figura 1. Ducto Enterrado

En la figura 1 se puede observar que un ducto enterrado con una fuga, mientras que en la figura 2 se observa una grafica de cómo varía conforme se va alejando de la fuga en donde se presenta la fuga es la longitud 0. La curva azul muestra la variación de la temperatura en la tierra que esta junto al ducto es por eso que se dice que esta a 0m.

Variación de Temperatura a Diferentes Profundidades

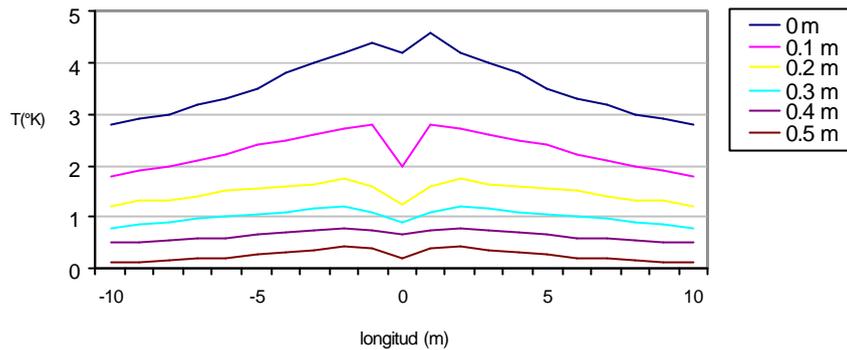


Figura 2. Distribución de temperaturas a distintas profundidades

Los aspectos mas favorables para la detección de anomalías térmicas son presentadas con las condiciones atmosféricas durante la noche, cuando las diferencias térmicas sobre la superficie de la tierra son mínimas.

Durante la lluvia y especialmente con la nieve, los contrastes de los objetos en la tierra decrecen severamente. Cuando la atmósfera tiene nubes las diferencias térmicas decrecen sobre la superficie de la tierra debido a la falta de sombra de los árboles y arbustos.

3. DESCRIPCION DEL SISTEMA

El sistema diseñado contiene los siguientes módulos: una cámara infrarroja, cámara de video, GPS (Global Positioning System), modulo de almacenamiento de datos, en la figura 2 se muestra un diagrama a bloques del sistema.

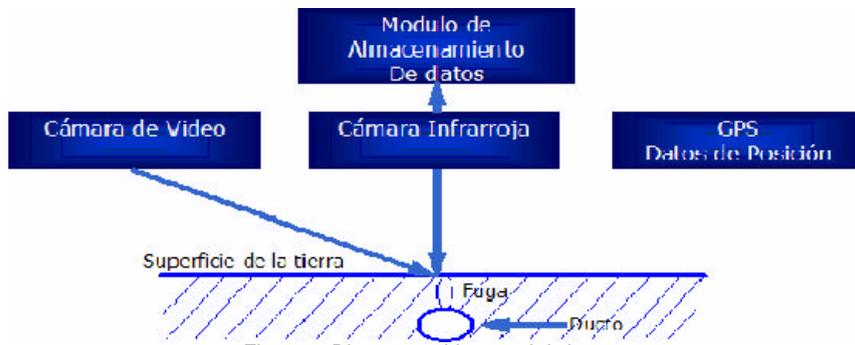


Figura 2. Diagrama a bloques del sistema



El sistema es formado principalmente por tres elementos. La cámara infrarroja. La cámara usada es IR2000 Infrarred con las siguientes características: detector ferro eléctrico (320 x 240), respuesta espectral de 7 a 14 micrones, sensibilidad de detección <math><0.1^{\circ}\text{C}</math>, velocidad de actualización de video 30Hz; salida de video EIA RS-170 NTSC; puerto serial RS-232, dimensiones 240 x 100 x 100 mm con un peso de 1kg. La información obtenida de la cámara infrarroja será grabada en otra cámara de video digital SONY "DRC-TRV120"..

Las anomalías térmicas detectadas no están siempre relacionadas con fugas en ductos ya que estas pueden presentarse por alguna otra razón, esto puede ocasionar una falsa alarma, razón por la cual se utiliza una cámara de video y reconocer que es lo que existe en ese lugar. La cámara de video utilizada es una cámara SONY "DRC-TRV120".

El receptor GPS "GARMIN GPS 35 TrackPak" provee datos de la posición al sistema. Este equipo ayudara al operador a detectar las fugas apropiadamente. La información de los detectores seran registradas en películas en las cámaras y sobre una memoria electrónica de una computadora abordo. Además una computadora personal la cual va a servir para guardar la información ya que se tenga en las cámaras y la información obtenida del GPS.

4. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Se desarrollo un equipo en el Instituto Mexicano del Petróleo que permita simular fugas de gas y de petróleo in-situ procurando no modificar las propiedades físicas del ambiente, es decir sin afectar las condiciones del experimento, tales como estructura del suelo, cambios de temperatura por efectos secundarios, etc. El simulador debe de ser versátil para aplicar en diferentes clases de suelos, aplicar diferentes presiones de fuga, así como diferentes diámetros de fuga.

4.1 Simulación de fugas en el suelo

El sistema consiste básicamente en lo siguiente: Para las pruebas de fugas de aire se tiene una compresora para comprimir aire y se tienen dos tanques 1000 lts. conectados en serie cada uno para almacenar el aire. A la salida del segundo tanque existe una manguera de alta presión para conducir el aire hacia el dispositivo de penetración y este está inmerso en el subsuelo con una inclinación de aproximadamente 30° respecto a la vertical a una determinada profundidad. Existen manómetros para monitorear la presión del aire en la salida de los tanques, así como en la salida de la manguera.

Las imágenes aéreas infrarrojas y de video se obtienen a una altura aproximada de 20 m. sobre el suelo. El experimento consiste en monitorear cualquier anomalía térmica que se produzca en la zona de prueba antes, durante y después de inyectar el aire sobre el sitio en cuestión. Primero se toman imágenes infrarrojas y de video antes de inyectar aire, y se filma durante todo el evento hasta notar los cambios o anomalías térmicas de acuerdo a las ecuaciones de transferencia de calor, se continúa filmando aún un tiempo después de la inyección de aire hasta que desaparezcan las manchas o marcas térmicas.

4.1.1 Experimento 1

En la figura 3a se puede observar el mismo sitio sin fuga bajo la influencia de la sombra de un árbol, después de un tiempo de 45 min. con fuga, en la figura 3b se distingue claramente una anomalía térmica de 19 cm de diámetro aproximadamente y con 6°C de diferencial de temperatura,

El diámetro de fuga es de 1mm a una profundidad de 30 cm., la temperatura del aire inyectado es de 24° C. Se observa solo parcialmente la sombra del árbol en la figura 3b.



Figura 3a. Sitio sin fuga

Figura 3b. Sitio después de 45 min. de Fuga, diámetro de anomalía térmica: 19 cm., diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca 6°C.

Figura 3.

Es importante señalar que una vez que aparece la anomalía térmica y retirando la fuga, en un par de minutos desaparece la anomalía térmica.

4.2 Simulación de fugas en agua

4.2.1 Experimento 1

Para la simulación de fugas en agua, se contó con el mismo sistema descrito anteriormente, agregando un estanque de agua en el cual se realizó la inyección de aire y de petróleo. La dimensión del estanque utilizado es: 3.1m diámetro 0.7m profundidad. En este experimento la profundidad de la fuga fue de 0.70m, el diámetro de fuga de tan solo 1mm, la presión de fuga es 7.5 Kg./cm² y la temperatura del aire es de 35° C aproximadamente. Se puede observar en la figura 4a que aparece una mancha térmica de 0.93 m, mientras que en la figura 4b el diámetro de la fuga aumento a 1.30 m.

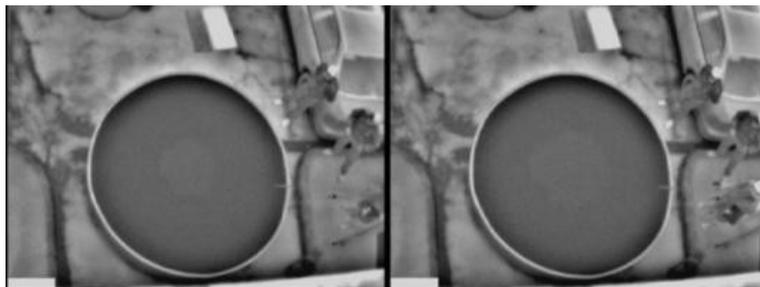


Figura 4a. Estanque después de algunos min., de fuga , diámetro de anomalía térmica: 0.93 m, diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca: 1.3°C

Figura 4b. Estanque después de algunos min. de fuga , diámetro de anomalía térmica: 1.3 m., diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca: 1.3°C

Figura 4.

4.2.2 Experimento 2

A una profundidad de 0.70m, diámetro de fuga de 1mm, presión de fuga de 7.5 kg/cm² y temperatura. del aire de 35°C aprox. Y con una corriente de aire sobre la superficie del agua. En las figuras 5a, 5b y 5c se pueden observar la influencia del viento en la superficie del agua, se reflejan los rayos del sol y tiende a distorsionar la imagen, sin embargo; los contrastes de las manchas térmicas se ven muy bien después de unos minutos de la fuga.

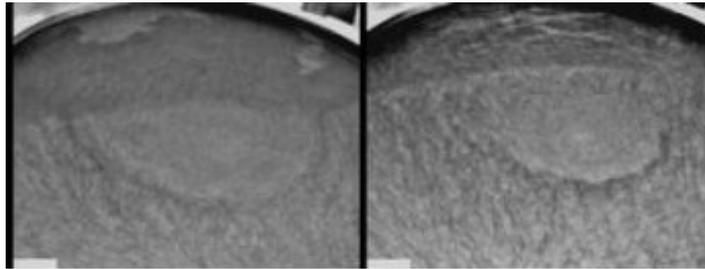


Figura 5a. Segundos después de inicializada la fuga con viento en la superficie; diferencial de temp. de la marca: 1°C aprox.

Figura 5b. 2 minutos después de inicializada la fuga diferencial de temperatura: 1.5°C aprox.

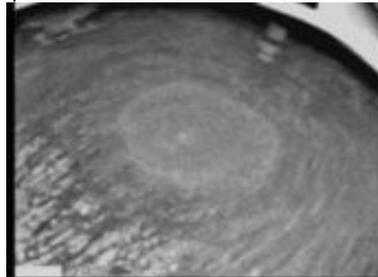


Figura 5c. 6 minutos después de inicializada la fuga , diferencial de temperatura: 1.5°C aproximadamente.

Figura 6

4.2.3 Experimento 3

En este experimento se intentó simular una fuga de petróleo en movimiento vertiendo aproximadamente 1 litro de crudo en el "estanco b". En la figura 6a se puede observar las imágenes en la banda de video y en la figura 6b se observa la imagen en la banda del infrarrojo, es notorio el contraste en las imágenes infrarrojas, aproximadamente 12° C de diferencial de temperatura de esta anomalía térmica. La mancha aparece como una pluma sobre la superficie.



Agua en Movimiento
Se dispersa la mancha



5. CONCLUSIONES

Se ha demostrado que es factible detectar fugas de gas y de petróleo por medio de cámaras de video e infrarrojas. En los experimentos realizados en el subsuelo se muestra que es posible detectar fugas desde 1mm diámetro y con presiones desde 3 kg/cm². Es importante mencionar, que en experimentos de fugas en agua, el fondo del tanque es claro y por esto razón es posible ver imágenes en de banda video de manchas del petróleo, pero en realidad el fondo del mar es oscuro y sólo en banda infrarroja es posible ver imágenes de manchas del petróleo. Asi como tambien en el subsuelo la anomalía tarda mas en expandirse sin embargo no es tan tenue como suele ser en el agua.

Para el caso de fuga de crudo en agua, es mejor determinar las anomalías térmicas de fugas en la tarde, cuando el sol haya influenciado las diferencias térmicas debido a las diferentes capacidades de absorción de energía entre el agua y el crudo. A diferencia de las fugas de aire o gas, es mejor realizar las pruebas por la mañana cuando la temperatura es homogénea, en esta forma es más fácil detectar las manchas térmicas debidas a fugas.

REFERENCIAS

1. Los Caminos del Petróleo, *La Jornada. Suplemento: Investigación y Desarrollo*, Febrero, (2000).
2. Natural Gas Pipeline Operators Incident Summary Statistics by Year 1/1/1986 - 09/30/2003. Transmission Operators, *OPS - Office of Pipeline Safety report*, (2003).
3. Sheveleva T., Kropotkin M., *Optical methods for study of oceans and internal basin. Estimation of a petroleum film influence on superficial temperature of water basin*, Novosibirsk, Nauka, (1979) (in russian).
4. *Geoecological inspection of oil industrial enterprises*, Edited by V.A. Shevnin and I.N. Modin, RUSO, Moscow, (1999).(in russian).
5. Sadovnychiy S., Tomas Ramirez, "Theoretical Base for Pipeline Leakage Detection by Means of IR Camera", *Proceed. of SPIE International Society for Optical Engineering, Thermosence XXIII Conference-2001*, Orlando, FL, U.S.A., (2001). pp. 177 - 183.
6. Gerald C. Holst, "Common Sense Approach to thermal Imaging", (JDC Publishing & SPIE-Optical Engineering Press, The international Society for Optical Engineering).
7. Nancy Solís, Sergiy Sadovnychiy, Juan Carlos Valadez, "Sistema de Deteccion Remota de Fugas de Gas y Petroleo por Medio de Termografia", XIX Congreso Nacional De Instrumentación, SOMI 2004

DetECCIÓN REMOTA DE FUGAS DE GAS Y PETRÓLEO

Solís N, Sadovnychiy S, Ponomaryov V, Valadez J

Resumen - Este artículo trata del desarrollo de un sistema de detección remota para una detección temprana de fugas en ductos de gas y petróleo. El sistema está diseñado para recibir datos de varios equipos electrónicos operando en diferentes rangos de frecuencia así como también el desarrollo de modelos matemáticos para verificar los datos obtenidos experimentalmente. Los principales componentes del sistema son: una cámara infrarroja, una cámara de video y un sistema de posicionamiento global.

Palabras clave – Detección de fugas, cámara infrarroja, ductos, anomalías de temperaturas, sensibilidad.

Abstract — This article deals with the development of remote detection system for early detection of leakages in the oil and gas pipelines. The system is designed to receive data's from various electronic equipments operating in different frequency ranges and corroborate the data's with suitable formulas to get the ultimate better yield. Three types of information sensors form the major part of equipment: an infrared camera, a video camera, and global positional system.

Key words — Leak detection, infrared camera, pipeline, temperature anomalies, sensitivity

INTRODUCCIÓN

Existen diferentes medios para el transporte de los hidrocarburos, sin embargo los ductos son los más utilizados. Ya que son el medio más seguro y barato. Tienen un alto grado de confiabilidad. A pesar de esto cerca de la mitad de los ductos existentes tienen más de treinta años en operación, en México casi el 50% de los ductos tienen 30 años o más lo que nos puede conducir a que se presenten problemas ocasionados por la corrosión, daños por terceras partes, errores de

operación y por el diseño, los cuales pueden conducir a la falla del sistema. Las fallas de estos sistemas de tuberías representan pérdidas económicas de importancia y en el peor de los casos pérdidas de vidas humanas y daños al medio ambiente.

Existen diferentes métodos para la detección de fugas. Pero los más comúnmente usados son el método del balance volumétrico y del fluido, los cuales tienen como ventaja principal que la detección se hace en tiempo real pero sin embargo ambos métodos tienen una sensibilidad muy baja ya que no es posible detectar fugas mayores a 1.25 – 1.5% del total del flujo. Existen otros métodos que tienen como principal desventaja su alto costo o que son invasivos; es decir se tienen que introducir en el ducto para poder detectar las fugas, como los "pigs".

Por esta razón es necesario usar métodos alternativos para la detección de fugas, como el que es propuesto en este artículo, que es con el uso de cámaras infrarrojas, lo cual nos indica que vamos a trabajar en la región del infrarrojo térmico que comprende el rango de 3-14 micrómetros.

Los sistemas con sensores infrarrojos detectan la radiación que emiten los objetos. En los lugares donde existen ductos existe una firma térmica, pero si en este lugar se llega a presentar alguna fuga, esta firma térmica varía, debido a que la fuga en el ducto ocasiona variaciones en la temperatura

Descripción del Problema

Los sistemas con sensores infrarrojos detectan la radiación que emiten los objetos, en los lugares donde existen ductos hay cierta firma térmica, pero si en este lugar se llega a presentar alguna fuga, esta firma térmica varía, debido a que la fuga en el ducto ocasiona variaciones en la temperatura.

Solis N, Sección de Estudios de Posgrado e investigación, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica – Culhuacán, Instituto Politécnico Nacional México, D. F. (brisanasol@hotmail.com). Trabajo patrocinado por SEPI-IPN y IMP.

Sadovnychiy S. Instituto Mexicano del Petróleo, México, D. F. (ssadovny@imp.mx).

Ponomaryov V. Sección de Estudios de Posgrado e investigación, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica – Culhuacán, Instituto Politécnico Nacional, México, D. F. (vponomar@calmecac.esimecu.ipn.mx)

Estas variaciones de temperatura o anomalías térmicas que se presentan en los lugares de las fugas están basadas en el efecto Joule-Thomson. Este efecto dice que cuando existe un proceso de estrangulamiento, es decir, cuando un fluido escurre en forma no controlada desde un región de alta presión hasta otra de baja presión sin efectuar un trabajo, se presentara una disminución en la temperatura en el lugar donde esta presión haya disminuido.

Es importante mencionar que las cámaras infrarrojas únicamente registran las firmas térmicas de la superficie. Sin embargo esta variación que ocurre un en un ducto enterrado en la tierra o en agua se reflejara rápidamente en la superficie.

Para una longitud de onda dada, los componentes de la radiación tomada en el infrarrojo térmico que alcanza el sensor se muestra en la figura 1.

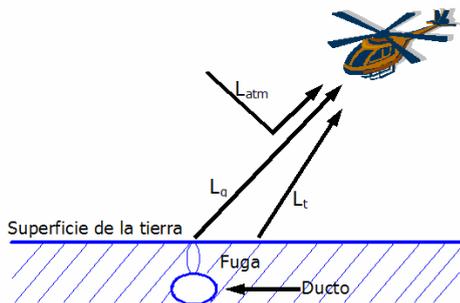


Figura 1. Radiación Medida por el sensor.

La radiación directa del gas (L_g), es aquella radiación que emite el gas o un punto o el gas en un instante de tiempo. La radiación directa que proviene de la atmósfera (L_{atm}), es decir, los haces de luz que se encuentran atrapados en la atmósfera y de alguna forma radian en dirección del campo del sensor, esta información adicional podría considerarse como error en la señal captada por el sensor. La radiación proveniente del medio ambiente (L_t), es la radiación que es emitida por zonas vecinas al punto observado en un instante de tiempo. Superponiendo las tres componentes tenemos como resultado la radiación total medida por el sensor, ecuación 1

$$L_{sen} = e_g \frac{\sigma T_g^4}{p} + e_t \frac{\sigma T_t^4}{p} + L_{atm} \quad (1)$$

Donde: L_{sen} – radiación total medida por el sensor, ϵ_g, ϵ_t – emisividad del gas y de la tierra respectivamente, T_g, T_t – temperatura del gas y temperatura de la tierra, σ - constante de Stefan- Boltzman, L_{atm} - radiación que proviene de la atmósfera.

En el intervalo entre 8 - 14 μm aproximadamente, la radiación de la atmósfera (L_{atm}) sale directamente al espacio sin ser absorbida por la atmósfera y esa radiación se pierde completamente, no se devuelve a la tierra; es decir, la atmósfera es transparente a esa radiación. Por lo tanto se puede eliminar este término de la ecuación.

Como se muestra en la referencia [6] el problema de la detección de fugas por medio de cámaras IR tiene dos puntos importantes. Primero es la diferencia de temperatura mínima y segunda es el tamaño geométrico mínimo.

La probabilidad de detección del objeto esta definido por una relación señal/ruido m , la cual es evaluada por la ecuación (2):

$$q_0 = \frac{Hd_0}{\cos g}; \quad \cos g = \cos a \times \cos b; \quad b = \frac{S}{l},$$

$$n = \frac{bl}{q_0^2}, \quad si(b \ll q_0, l \ll q_0);$$

$$n = \frac{b\sqrt{l}}{q_0 \sqrt{q_0}}, \quad si(b \ll q_0, l \approx q_0);$$

(2)

$$n = \frac{\sqrt{bl}}{q_0}, \quad si(b \approx q_0, l \approx q_0);$$

$$k_S = knu, \quad u = \sqrt{p/2}$$

$$m = \frac{|DT_R| t_a k_S nk^*}{DT_0};$$

$$P = \frac{1}{2} [1 + F(m - K)]$$

Donde:

DT – diferencia de radiación térmica entre el objeto y la tierra °K, **S** – área del objeto m²; **l** – longitud del objeto m; **b**–ancho del objeto m; **DT₀** – umbral de sensibilidad de la cámara °k; **d₀** -magnitud nominal de un campo elemental de visión de la cámara mili radianes; **H**-altitud m; **q₀**-es ancho de la línea de imagen; **g**-ángulo de alineamiento deg; **a** -Angulo de desviación de vuelo deg, **b**-ángulo de desviación lateral; **τ_a**- coeficiente de transmitancia del aire; **m** - coeficiente de corrección para calcular la temperatura de la tierra; **k** – coeficiente de ruido, **n** - coeficiente de Transmitancia del filtro, **K=3.2** – coeficiente que corresponde al nivel mínimo del ruido que puede ser detectado en el fondo de una imagen.

Los resultados de la probabilidad calculada usando las formulas anteriores se muestran en la tabla 1.

Tabla 1.

m	2	2.4	2.8	3.2	3.6	4	4.4	4.8
P	0.12	0.21	0.34	0.5	0.66	0.79	0.88	0.95

De la ecuación (2) es posible determinar una relación, para tener la temperatura de detección del objeto [6] como se muestra en (3):

$$DT_{detect} = \frac{0.07mDT_0}{t_a km} \left(\frac{1}{\sqrt{\frac{b}{q_0}}} + \frac{10}{\sqrt{\frac{b}{q_0}}} \right)$$

(3)

Si $b = q_0$, $P = 0.9$, $\tau_a = 1$ y $T = 295^\circ K$ (i.e $m = 4.5$, $k = \mu = 1$) entonces

$$\Delta T_{detect} = 3.5 \Delta T_0$$

(5)

Pero, Si $b/q_0 \rightarrow \infty$, $P = 0.9$, $\tau_a = 1$ y $T = 295^\circ K$ (i.e $m = 4.5$, $k = \mu = 1$) la ecuación determina

la magnitud llamada como limite de resolución de temperatura, el cual es igual a:

$$\Delta T_{min} = 0.3 \Delta T_0$$

(6)

La sensibilidad de la cámara es igual a 0.1 y si el tamaño geométrico del objeto b es igual a el ancho de línea de la imagen q_0 (usualmente q_0 es igual a 0.58 mili radianes) es posible detectar la anomalía de temperatura mínima, que es mostrada en (7) la cual será registrada por la cámara IR.

$$\Delta T_{detect} = 0.35 \text{ } ^\circ K$$

(7)

Desde una altitud de 500m, el tamaño geométrico que corresponde a q_0 es igual a 0.14m, pero las anomalías usualmente tienen tamaños mucho más grandes.

Descripción del Sistema

El sistema diseñado contiene los siguientes módulos: una cámara infrarroja, cámara de video, GPS (Global Positioning System), modulo de almacenamiento de datos, en la figura 2 se muestra un diagrama a bloques del sistema.

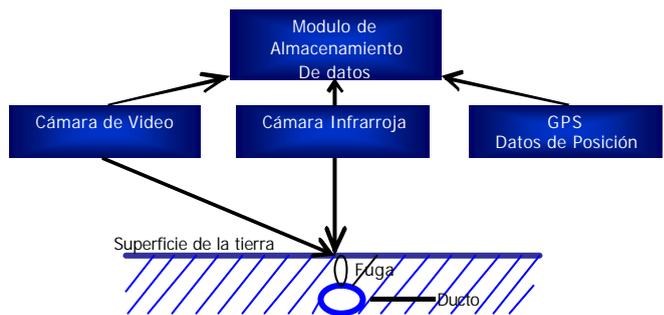


Figura 2. Diagrama a bloques del sistema

La parte principal del sistema es la cámara infrarroja, en este caso la cámara usada es Palm IR250 Digital By Raytheon, esta cámara tiene un rango espectral de 7 a 14 μm , una resolución térmica de $\pm 0.1^\circ K$

Las anomalías térmicas detectadas no están siempre relacionadas con fugas en ductos ya que estas pueden presentarse por alguna otra razón, esto puede ocasionar una falsa alarma, razón por la cual se utiliza una cámara de video y reconocer que es lo que existe en ese lugar. La cámara de video utilizada es una cámara SONY "DRC-TRV120".

El receptor GPS "GARMIN GPS 35 TrackPak" provee datos de la posición al sistema. Este equipo ayudara al operador a detectar las fugas apropiadamente. La información de los detectores serán registradas en películas en las cámaras y sobre una memoria electrónica de una computadora abordo

Resultados Experimentales

Se desarrollo un equipo que permita simular fugas de gas y de petróleo in-situ procurando no modificar las propiedades físicas del ambiente, es decir sin afectar las condiciones del experimento, tales como estructura del suelo, cambios de temperatura por efectos secundarios, etc. El simulador debe de ser versátil para aplicar en diferentes clases de suelos, aplicar diferentes presiones de fuga, así como diferentes diámetros de fuga.

Simulación de fugas en el suelo

Los experimentos consisten en lo siguiente: En esta primera parte las fugas se realizaron con aire.

Las imágenes aéreas infrarrojas y de video se obtienen a una altura aproximada de 20 m. sobre el suelo. El experimento consiste en monitorear cualquier anomalía térmica que se produzca en la zona de prueba antes, durante y después de inyectar el aire sobre el sitio en cuestión. Primero se toman imágenes infrarrojas y de video antes de inyectar aire, y se filma durante todo el evento hasta notar los cambios o anomalías térmicas de acuerdo a las ecuaciones de transferencia de calor, se continúa filmando aún un tiempo después de la inyección de aire hasta que desaparezcan las manchas o marcas térmicas.

EXPERIMENTO NO. 1

En la figura 4a se puede observar el sitio antes de la fuga. En la figura 4b aparece una anomalía térmica 2 min. después de iniciada la fuga, el diámetro de esta anomalía es de 13 cm. aproximadamente y la diferencial de temperatura de la anomalía térmica es de 1°C, el diámetro de fuga es de 1mm a una profundidad de 30 cm, la temperatura del aire inyectado es de 24°C



Figura 3a. Sitio antes de fuga

Figura 3b. Sitio después de 2min. de Fuga, diámetro de anomalía térmica: 13 cm., diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca 1°C.

Simulación de fugas en agua

EXPERIMENTO 2

Para la simulación de fugas en agua, se contó con el mismo sistema descrito anteriormente, agregando un estanque de agua en el cual se realizó la inyección de aire y de petróleo. La dimensión del estanque utilizado es: 3.1m diámetro 0.7m profundidad. En este experimento la profundidad de la fuga fue de 0.70m, el diámetro de fuga de tan solo 1mm, la presión de fuga es 7.5 Kg./cm² y la temperatura del aire es de 35° C aproximadamente. Se puede observar en la figura 4a que aparece una mancha térmica de 0.93 m, mientras que en la figura 4b el diámetro de la fuga aumento a 1.30 m.

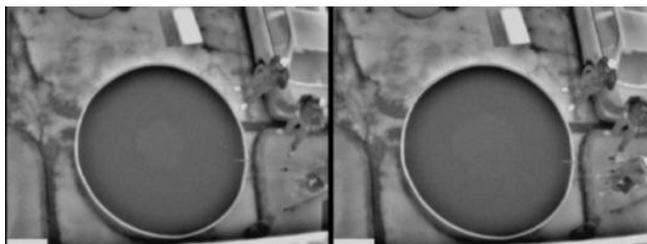


Figura 4a. Estanque después de algunos min., de fuga ,

Figura 4b. Estanque después de algunos min. de fuga ,

diámetro de anomalía térmica: 0.93 m, diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca: 1.3°C	diámetro de anomalía térmica: 1.3 m., diámetro de fuga: 1mm, diferencial de temperatura de la marca: 1.3°C
---	---

EXPERIMENTO 3

En este experimento se intentó simular una fuga de petróleo vertiendo aproximadamente 1 litro de crudo en el “estanque b”. En la figura 5a se puede observar la imagen en la banda de video y en la figura 5b se observa la imagen en la banda del infrarrojo, es notorio el contraste en las imágenes infrarrojas, aproximadamente 12° C de diferencial de temperatura de esta anomalía térmica. La mancha aparece como una pluma sobre la superficie.

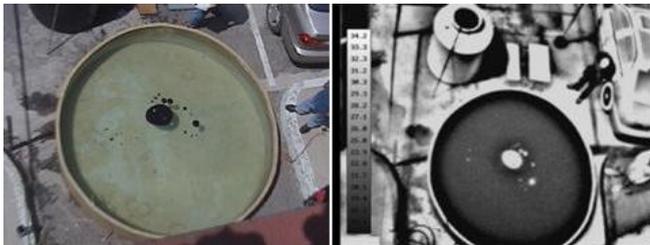


Figura 20a. Imagen del estanque de agua con una mancha de crudo en la superficie Imagen en la banda de video.	Figura 20b. El diámetro de la marca ,es de 0.41m, diferencial de temperatura es de 12°C aprox.
---	--

EXPERIMENTO 4

El experimento 4 consistió en simular fugas pero con gas metano, el tiempo de fuga fue de 50 segundo a una presión de 4Kg/cm²

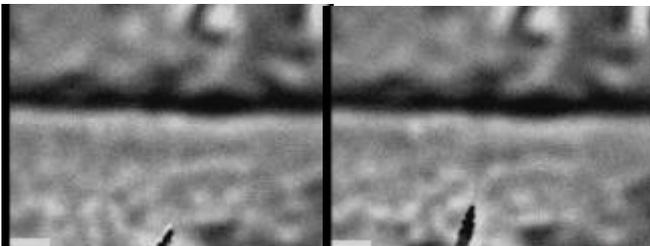


Figura 6ª. Antes de la fuga	Figura 6b. Durante la fuga
-----------------------------	----------------------------

Los aspectos mas favorables para la detección de termo anomalías son presentadas con las condiciones atmosféricas durante la noche, cuando las termo diferencias sobre la

superficie de la tierra son mínimas. Durante la lluvia y especialmente con la nieve, los contrastes de los objetos en la tierra decrecen severamente. Cuando la atmósfera tiene nubes las diferencias térmicas decrecen sobre la superficie de la tierra debido a la falta de sombra de los árboles y arbustos.

V. CONCLUSIONES

Se ha demostrado que es factible detectar fugas de gas y de petróleo por medio de cámaras de video e infrarrojas. En los experimentos realizados en el subsuelo se muestra que es posible detectar fugas desde 1mm diámetro y con presiones desde 3 kg/cm². Es importante mencionar, que en experimentos de fugas en agua, el fondo del tanque es claro y por esto razón es posible ver imágenes en de banda video de manchas del petróleo, pero en realidad el fondo del mar es oscuro y sólo en banda infrarroja es posible ver imágenes de manchas del petróleo. Así como también en el subsuelo la anomalía tarda mas en expandirse sin embargo no es tan tenue como suele ser en el agua.

Para el caso de fuga de crudo en agua, es mejor determinar las anomalías térmicas de fugas en la tarde, cuando el sol haya influenciado las diferencias térmicas debido a las diferentes capacidades de absorción de energía entre el agua y el crudo. A diferencia de las fugas de aire o gas, es mejor realizar las pruebas por la mañana cuando la temperatura es homogénea, en esta forma es más fácil detectar las manchas térmicas debidas a fugas.

REFERENCIAS

- [1]. Los Caminos del Petróleo, *La Jornada. Suplemento: Investigación y Desarrollo*, Febrero, (2000).
- [2]. Natural Gas Pipeline Operators Incident Summary Statistics by Year 1/1/1986 - 09/30/2003. Transmission Operators, OPS - Office of Pipeline Safety report, (2003).
- [3]. Sadovnychiy S., Krivtsov V., Rene Pérez Polanco, Tomás Ramírez, “Monitoreo Aereo de los sistemas de transporte de hidrocarburos por medio de un vehiculo aereo no tripulado (VANT)”, *Revista “DUCTOS*. No 13. PEMEX, Mexico, (1999), pp. 17 – 23.
- [4]. Sheveleva T., Kropotkin M., *Optical methods for study of oceans and internal basin. Estimation of a petroleum film influence on*

superficial temperature of water basin, Novosibirsk, Nauka, (1979) (in russian).

- [5]. *Geoecological inspection of oil industrial enterprises*, Edited by V.A. Shevnin and I.N. Modin, RUSO, Moscow, (1999).(in russian).
- [6]. Sadovnychiy S., Tomas Ramirez, "Theoretical Base for Pipeline Leakage Detection by Means of IR Camera", *Proceed. of SPIE International Society for Optical Engineering, Thermosence XXIII Conference-2001*, Orlando, FL, U.S.A., (2001). pp. 177 - 183.
- [7]. Gerald C. Holst, "Common Sense Approach to thermal Imaging", (JDC Publishing & SPIE-Optical Engineering Press, The international Society for Optical Engineering).

Pipeline leakage remote detection system

SERGIY SADOVNYCHIY¹, ALFREDO RAMÍREZ², MARCO LÓPEZ², NANCY SOLÍS²

¹Wells Geophysics Division.

Mexican Petroleum Institute.

Eje Central Lázaro Cárdenas Nte.152 Col. San Bartolo Atepehuacan 07730 Mexico, D.F.

E-mail: ssadovny@imp.mx

² ESIME Culhuacán, Department of Postgraduate Study.

National Polytechnical Institute, Av. Santa Ana No. 1000, MÉXICO D.F.

MEXICO

Abstract : - This article deals with the development of a remote detection system for early detection of leakages in the oil and gas pipelines. The system is designed to receive data's from various electronic equipments operating in different frequency ranges and corroborate the data's with suitable formula's to get the ultimate better yield. Four types of information sensors form the major part of equipment: an infrared camera, a video camera, a laser spectrometer and global positional system. A joint data handling allows to determine the presence and location of leakages.

Key-Words: Leak detection, infrared camera, pipeline, temperature anomalies, sensitivity.

1. Introduction

Loss of liquid hydrocarbons, gas or basic petrochemicals can be a serious problem, if appropriate methods are not used to detect promptly the leakages in the pipelines. The problem of pipeline leak detection is very important to prevent product losses and environmental pollution. The modern pipelines are designed, constructed and operated with the aim to assure their safe operation as well as the safety to the public. But as any technical system, pipeline can lose its function. Some of these pipelines were laid in the 1930s and 1940s, and many were installed in the 1950s and 1960s. It is estimated that over 50% of the pipelines in the U.S. are over 40 years old, and some up to 55 and 60 years old [1]. Almost 50 % of pipelines in Mexico have 30 and more years [2]. During the operation processes like, transporting, distribution and merchandising, they can bring about operating

problems, caused by inner corrosion, bumps to the installations from third party, or due to underground terminals and resulting in heavy loss of products.

The investigation reported by the Office of Pipeline Safety during the period between January 1986 and September 2003 have shown, that the number of accidents involving the gas distribution operators in USA was 201 in 1988 and 102 in 2002. The mean price of accidents during this period was augmented as \$78,020 in 1986 and up in 2003 to \$232,786. The gas transmission operators had the same level of incidents (nearly 80 incidents per year), but their total price has grown from \$11,166,262 up to \$25,464,568 [3, 4].

The periodic inspection of pipelines, allow to reduce the above-mentioned losses. There are various methods for detecting pipeline leaks [5]. The most common are: volume balance and flow balance. The advantage of these methods is the detection of the leaks in real time. The disadvantage of both methods is its low sensitivity. It is possible to detect leaks greater than 1.25 - 1.5% of the total

flow or approximately 25 litres per minute. A leak with a 0.8 mm diameter in a pipeline with 20 atmospheric pressure will cause a loss with velocity 1.5 litres/minute (less than the sensibility of the methods), which means a loss of 100 tons of oil in a lapse of 2 months (approximate time for the going up from an average pipeline depth to the surface).

Inspection by means of special instrument - "pig" is the second common method. A large variety of pigs have now evolved. The most modern is "intelligent pig", designed to deliver detailed information about a pipeline. This type of "pig" has various sensors (magnetic, ultrasonic, etc.) for definition of a tube condition and navigation system for determining "pig" position in pipeline. But, this method has one essential disadvantage - high cost. The inspection of one kilometre of the pipeline can attain to \$15,000 U.S.D.

For this reason it is necessary to use alternative methods for the leak detection. The usage of above mentioned system allows to find out small outflow on early stages [6].

2. Problem description.

Three physical effects are the basic motives for such anomalies. The first effect is a temperature diminution in the high speed flow. The pipelines have high pressure. When the pipelines have a little crack, the gas escapes from it with supersonic speed and changes its own temperature significantly. In this case, after a certain time, the temperature of the surface above the leakage is changed. On the other hand, liquid that flows out of a crack with high pressure (in cases of oil pipelines), has high speed too, and converts itself in to gaseous phase. Finally, the effect is just as gas leakage.

The second effect is the transmittance. The component ingredients of air and of natural gas or oil (methane or ethane specifically) have different transmittance (1.0 and 0.95 respectively). The infrared camera can produce images in two bands: an in the band of absorption of the ethane and the other band where the ethane is near transparent. In the case of the leakage, the image appears as the thermal anomalies on the ground surface. Only this effect can

cause a temperature difference up to 0.4°K. Equation (1) gives the approximation radiance at the aperture of a sensor looking at the emitting ground through a nonscattering absorbing fume of ethane [7].

$$L_{\lambda_1 - \lambda_2} \cong f_{bb}(\lambda_1 - \lambda_2) \cdot T_g \frac{\epsilon_g \sigma T_g^4}{p} \cdot t_{path, \lambda_1 - \lambda_2} + f_{bb}(I_1 - I_2) \cdot T_{path} \frac{\epsilon_g \sigma T_{path}^4}{p} \cdot (t_{path, I_1 - I_2}) \tag{1}$$

where: λ is the wavelength, T is temperature, bb is black body denotation, ϵ_g is banded emissivity of ground, σ is the Stefan Boltzmann Constant, T_g is the ground temperature, $\tau_{path, \lambda_1 - \lambda_2}$ is the banded average path transmittance over the atmosphere and gas cloud from the sensor to the ground in the band of interest, T_{path} is the atmosphere and gas temperature.

The third effect is based on the phenomenon of the thermal contrast of the oil spot that flow out from pipeline to the surface. The superficial temperature of the oil spot is determined by conditions of the heat interchange of oil with environment. Such parameters as the wind, solar radiation, vaporization intensity and geometrical parameters of the oil spot are influenced on the temperature interchange. A difference of temperatures between the oil film and the water surface during the day can be from 3 - 15 K. The reason of the temperature contrast is that the oil film have higher boiling point compared to water, hence due to the solar radiation water evaporates easily compared to the oil.

As determined in ref [8], a difference of temperatures ΔT between a petroleum film (film thickness $h < 0.1$ mm) and water surface during daylight hours can be from 0 - 5 K. For thick films (film thickness $h > 0.1$ mm) this difference goes up to 3 - 8 K. For IR range $\Delta \lambda = 8 - 14$ microns factor of radiation of petroleum ϵ is equal to 0.96 and background (water) $\epsilon = 0.98$. Then, the difference of radiating temperatures of a thin petroleum film and pure water computed by means of the equation (2) [9]:

$$\Delta T_R = \epsilon \Delta T + \eta \Delta \epsilon; \Delta \epsilon = \epsilon_p - \epsilon; \Delta T = T_p - T, \tag{2}$$

will make $\Delta T = -1$ to 5 K, for thin films, and $\Delta T = 2$ to 8 K for thick films.

Where, T_p is pipe wall temperature [K]; T is ground temperature [K]; ϵ_p, ϵ are thermal radiation coefficients for pipeline and ground in IR spectral band; η is coefficients which dependent on the location of the object and orientation of its surface.

If the petrol gets up to the ground surface, the temperature difference compared to the adjacent areas will be little bit less at the expense of evaporation of petrol and therefore, the difference of temperatures will be greater (from -2 up to $+7$ K) [9].

As a rule, the temperature anomalies caused by petroleum and gas leaks become apparent directly above the pipeline. In this case, the pipeline is part of an environmental background and can apparently intensify the anomalies or to reduce their contrast. The opportunity of detection and damage control of the underground pipeline is defined by the effect that petroleum and gas flowing in pipeline have higher temperature than environmental ground.

It is possible to show that for pipeline with diameter about 0.5 m with 2 mm thickness bituminous isolation tape, located at 1.5 m depth, the radiating temperature difference ΔT_R will be equal to 0.3 K [6].

As shown in ref [6] the problem of leakage detection by IR cameras has two sides. First, is the minimum temperature difference and second is the minimum geometrical size.

The object detection probability P is defined by a signal/noise relation m , which is evaluated from the following equation (3). The numerical meanings of probability calculated using this formula are shown in Table 1. [10].

$$m = \frac{|\Delta T_R| \cdot t_a \cdot k_\Sigma \cdot m \cdot k^*}{\Delta T_0}; \quad k_\Sigma = k n u;$$

$$n = \frac{bl}{q_0}, \quad \text{if } (b < q_0, l < q_0);$$

$$n = \frac{b\sqrt{l}}{q_0 \sqrt{q_0}}, \quad \text{if } (b < q_0, l \geq q_0); \quad (3)$$

$$n = \frac{\sqrt{bl}}{q_0}, \quad \text{if } (b \geq q_0, l \geq q_0);$$

$$q_0 = \frac{H d_0}{\cos g}; \quad \cos g = \cos a \cdot \cos b; \quad b = \frac{S}{l};$$

$$u = \sqrt{\frac{p}{2}};$$

were: ΔT_R is thermal radiation difference between object and the background [K]; S is area of the object [m²]; l is object length [m]; b is object width [m]; ΔT_0 is camera sensitivity threshold [K]; d_0 is nominal magnitude of elementary field of vision of the camera, milliradian; H – is altitude [m]; q_0 –is image line width; g is aligning angle [deg]; a is angle of deviation from aircraft flight plain [deg]; b is lateral deviation angle [deg]; t_a is air transmittance coefficient; m is correction coefficient for calculate background temperature from standard (295 K) to actual; k is noise coefficient; u is filter transmittance coefficient.

Table 1.

m	2	2.4	2.8	3.2	3.6	4	4.4	4.8
P	0.12	0.21	0.34	0.5	0.66	0.79	0.88	0.95

From the equation (3), it is possible to determine a relation for approached account of object detection temperature [10]:

$$\Delta T_{det.ect.} = \frac{0.07 \cdot m \cdot \Delta T_0}{t_a \cdot k \cdot m} \left[1 + \frac{10}{\sqrt{\frac{b}{q_0}}} \right]; \quad (4)$$

If $b = q_0, P = 0.9, \tau_a = 1$ and $T = 295$ K (I.e. $m = 4.5, k = m = 1$) then $\Delta T_{det.ect.} = 3.5 \cdot \Delta T_0$

If $b/q_0 \rightarrow \infty, P = 0.9, \tau_a = 1$ and $T = 295$ K (I.e. $m = 4.5, k = m = 1$), the equation determines magnitude named as limit of the temperature resolution, which is equal to $\Delta T_{min} = 0.3 \cdot \Delta T_0$.

The sensitivity of the camera is equal 0.1 and if the object geometrical sizes b is equal to image line width q_0 (usually q_0 is equal 0.58 milliradian) it is possible to determine the minimum of temperature anomalies which will be fixed by IR camera.

$$\Delta T_{detect.} = 0.35 K \quad (5)$$

It is easy to evaluate from 500 m altitude, that the object geometrical sizes correspond to q_0 is equal to 0.14 m. But the temperature anomalies usually have much larger sizes. Three above mentioned principles of leak detection will form temperature anomalies which have temperature and the geometrical sizes sufficient for detecting by IR camera.

The most favourable aspect for thermo anomaly detection is presented with the atmospheric conditions during the night, when thermo differences on the land surface are minimum. Meteorological conditions in the research achievement are defined by work peculiarities of infrared equipment. During rain and especially with snow, the effective contrast of the soil objects decrease severely. After the rain, the thermal differences contrast of those formed when the soil surface gets cold due to a product leaks, are increased as damp soil counts on higher thermal conductivity. When the atmosphere has clouds thermal differences decrease on the earth surface due to the lack of thermal shades from trees and bushes.

the reliability of inspection, the infrared onboard equipment data must be added to the information from the video band devices and spectrometers.

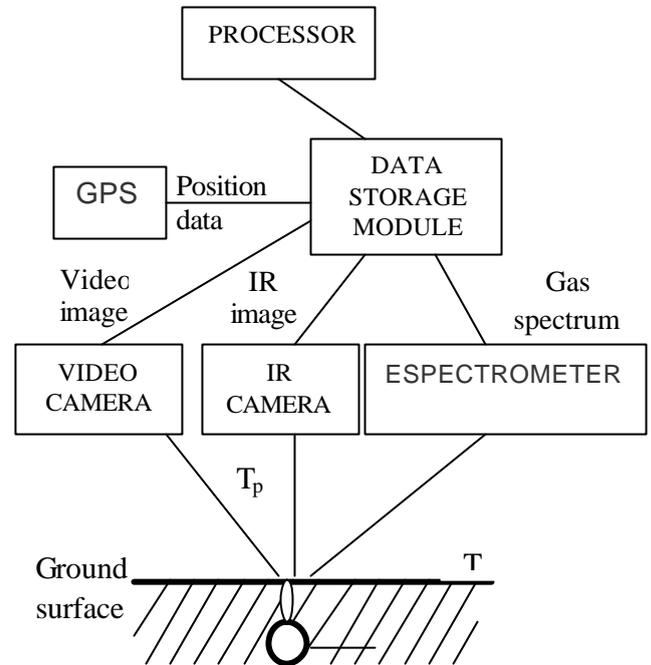


Fig. 1. System block-diagram.

3. System description.

The system that was designed in Mexican Petroleum Institute contains the following modules: an infrared camera; spectrometer; video camera; GPS, data storage module and processor. Fig.1 shows the block-diagram of the designed system.

The principal equipment of the system is an infrared camera. The camera detects the thermal anomalies that are caused by gas and oil leakages. The IR2000 Infrared, Inc. infrared camera is used in the system and it has following technical datas: uncooled ferroelectric detector (320 x 240); 7-14 microns spectral response; detection sensitivity $<0.1^{\circ}C$; video update rate 30 Hz; EIA RS-170 NTSC video output and RS-232 serial port; dimensions 240 x 100 x 100 mm with weight 1 kg.

The detected thermal anomalies are not always associated with leakages, because these can be generated by means of the atmospheric thermal anomalies. And this can cause the false alarm. Therefore for the rapid detection and for increase of

As additional equipment the system used the video camera Sony and the IMSS imaging spectrometer (Pacific Advanced Technology Inc.) that has a spectral resolution of 0.01 microns and over 200 spectral bins between 3 to 5 microns.

The GPS receiver "GARMIN GPS 35 TracPak " provides the position data to the system. These additional equipments help the operator to detect the leakages accurately. The received information are recorded both on films in the cameras, and on electronic memory of an onboard computer.

The principle of leakage detection is based on the analysis of the thermal anomalies, definition of spectrum of the ethane or methane gas, processing of the surface video images and coordinate determination. The co-processing of the mentioned data permits to detect and to locate pipeline leakages. The system has high resolution that permits to detect leakage at the time break itself.

4. CONCLUSION

A modern level of computer facilities, infrared and video cameras allows to create equipment capable to detect pipeline leaks.

References:

- [1] Joseph C Caldwell, The state of pipeline safety in the US, *Proceedings of the Pipeline Reliability Conference*, Houston, USA. 1996.
- [2] Los Caminos del Petróleo, *La Jornada. Suplemento Investigación y Desarrollo*, Febrero, 2000.
- [3] Natural Gas Pipeline Operators Incident Summary Statistics by Year 1/1/1986 - 09/30/2003. Transmission Operators, *OPS - Office of Pipeline Safety report*, 2003.
- [4] Natural Gas Pipeline Operators Incident Summary Statistics by Year 1/1/1986 - 09/30/2003. Distribution Operators, *OPS - Office of Pipeline Safety report*, 2003.
- [5] Sadovnychiy S., Krivtsov V., Rene Pérez Polanco, Tomás Ramírez, Inspection of Pipeline by Means of the Unmanned Aerial Vehicle (UAV), *Journal "DUCTOS"*. No 13. PEMEX, Mexico, 1999, pp. 17 – 23. (in spanish).
- [6] Sadovnychiy S., Tomas Ramirez, Theoretical Base for Pipeline Leakage Detection by Means of IR Camera, *Proceed. of SPIE International Society for Optical Engineering, Thermosence XXIII Conference-2001*, Orlando, FL, U.S.A., 2001. pp. 177 - 183.
- [7] R.B.Kulkarni and J.E.Conroy, *Development of a pipeline inspection and maintenance optimization system (phase I). Final Report*, GR, Chicago, Illinois, No.38, 1991.
- [8] Sheveleva T., Kropotkin M., *Optical methods for study of oceans and internal basin. Estimation of a petroleum film influence on superficial temperature of water basin*, Novosibirsk, Nauka, 1979 (in russian).
- [9] *Geoecological inspection of oil industrial enterprises*, Edited by V.A. Shevnin and I.N. Modin, RUSO, Moscow, 1999.(in russian).
- [10] Aleev R.M., Ovsiannicov V.A., Chepurskiy V.N., *On Board Infrared Equipment for Petroleum Pipes Inspection*, Nauka, Moscow, 1995.