

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA, AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNOLÓGICA Y ECONÓMICA PARA LA
DETECCIÓN DE FUGAS EN EL OLEODUCTO AUCA – CONONACO**

EDGAR ROBERTO ESCOBAR TUCTA

Sangolquí – Ecuador

2009

**ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO
INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA, AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL**

CERTIFICADO

El Ingeniero Hugo Ortiz y el Ingeniero Rodolfo Gordillo

CERTIFICAN

Que el trabajo titulado “Estudio de Factibilidad Tecnológica y Económica para la detección de Fugas en el oleoducto Auca – Cononaco”, realizado por el Sr. Edgar Roberto Escobar Tuca, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas por la ESPE, en el Reglamento de Estudiantes de la Escuela Politécnica del Ejército.

El mencionado trabajo consta de un documento empastado y un disco compacto el cual contiene los archivos en formato portátil de Acrobat (pdf). Autorizan a Edgar Escobar que lo entregue al Ingeniero Víctor Proaño Rosero, en su calidad de Director de la Carrera.

Quito, 20 de Mayo de 2009

Ing. Hugo Ortiz T.
DIRECTOR

Ing. Rodolfo Gordillo O.
CODIRECTOR

AGRADECIMIENTO

A mis padres: Mentor y Guadalupe, a mis hermanos: Bárbara y Jorge, y a mis grandes amigos, que sin su apoyo nunca habría podido lograr culminar con éxito esta etapa de mi carrera. A mis profesores, quienes han contribuido con sus conocimientos en mi formación académica. Y a todos quienes de una u otra manera han ayudado a que este sueño se vuelva realidad.

DEDICATORIA

El siguiente trabajo lo dedico a mis padres Mentor Escobar y Guadalupe Tucta, por todo el apoyo, el amor y la comprensión que siempre me han brindado, con ellos he trabajado codo a codo para llegar a la culminación de este objetivo. A mis hermanos Jorge y Bárbara, por el cariño y el apoyo incondicionales y por estar allí cuando más los necesitaba. A mis amigos, con quienes he compartido muchas etapas de mi vida y forman una parte muy importante de ella. A mi país, quien me ha acogido en su seno y es la inspiración que me empuja a ser mejor cada día.

PRÓLOGO

El siguiente proyecto es un estudio de factibilidad tecnológica y económica para la detección de fugas en el oleoducto Auca – Cononaco, el mismo que se ha dividido en cinco capítulos con el afán de analizar separadamente cada uno de los aspectos que permitirán llegar a una conclusión verdadera.

En el primer capítulo se recopila la información referente al oleoducto Auca – Cononaco, pues con esta es posible buscar el sistema de detección de fugas que mejor se adapte a las condiciones físicas, operativas y de trabajo del oleoducto, sabiendo de antemano que ningún oleoducto es igual a otro, pues las condiciones y los medios donde son instalados requieren diferentes características.

En el segundo capítulo se analiza el funcionamiento de los distintos tipos de sistemas existentes en el mercado, lo cual nos permite conocerlos y clasificarlos de tal manera, que podamos saber si estos pueden ser o no instalados en el oleoducto.

En el tercer capítulo se realiza un análisis comparativo de las características ofrecidas por las empresas que venden estos sistemas, lo que incluye aplicabilidad, disponibilidad, sensibilidad, precisión, fiabilidad y robustez. Esto permite realizar una colación entre sistemas del mismo tipo, pudiendo de esta forma seleccionar el sistema que tecnológicamente sea el más adecuado para el oleoducto.

En el cuarto capítulo se realiza un estimado de los costos de instalación del sistema, de la instrumentación y los gastos inherentes a este tipo de proyectos, además un análisis costo-beneficio que nos indica si existe o no rentabilidad en el mismo.

En el quinto capítulo se describen en forma concreta las conclusiones a las que se ha llegado, además las recomendaciones relacionadas al proyecto.

ÍNDICE

CAPÍTULO I OLEODUCTO AUCA - CONONACO

1.1 INTRODUCCIÓN	4
1.2 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN.....	5
1.2.1 Válvulas de Bloqueo.....	10
1.2.2 Sistema de Bombeo Cononaco – Auca Central	10
1.2.2.1 Estaciones de Producción.	10
1.3 FORTALEZAS Y DEBILIDADES	12
1.3.1 Fortalezas.....	12
1.3.2 Debilidades.....	13
1.3.2.1 Siniestralidad en el Oleoducto.....	13
1.3.2.2 Lugar de los Siniestros.....	14
1.3.2.3 Causa de los Derrames.	15
1.4 RECURSOS FÍSICOS Y TECNOLÓGICOS EXISTENTES	17
1.4.1 Sistema de comunicación vía microonda	17
1.5 OTRAS CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES	17
1.5.1 Datos Técnicos de la Zona.....	17
1.5.2 Características del Fluido en el Oleoducto Auca Cononaco.....	18
1.5.3 Pozos que aportan al oleoducto Auca - Cononaco	18

CAPÍTULO II SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS

2.1 INTRODUCCIÓN	20
2.2 CLASIFICACIÓN	21
2.2.1 Sistemas de detección de fugas externos	21
2.2.1.1 Métodos Biológicos.	21
2.2.1.2 Métodos basados en Hardware.....	22
2.2.1.2.1 Sistemas basados en Emisiones Acústicas.....	22
2.2.1.2.2 Sistemas de Fibra Óptica.	23
2.2.1.2.3 Sistema de Sensores de Líquido.....	30
2.2.1.2.4 Sistemas basados en Sensores de Vapor.....	31
2.2.2 Sistemas de detección de fugas internos	32
2.2.2.1 Balance de Volumen.	33
2.2.2.1.1 SPRT (Sequential Probability Ratio Test).....	35
2.2.2.1.2 Patrones típicos de comportamiento del oleoducto.	38
2.2.2.2 Análisis de Presión (monitoreo de la onda de rarefacción).	39
2.2.2.3 Modelamiento con Transitorios en Tiempo Real.	41

2.3 Cuadros Comparativos	42
--------------------------------	----

CAPÍTULO III ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA

3.1 INTRODUCCIÓN	62
3.2 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA	63
3.2.1 Oleoducto Auca-Cononaco	63
3.2.2 Sistemas de Control de Fugas	64
3.2.3 Consideraciones Regionales y experiencia en el campo	72
3.2.3.1 Balance de Volumen	73
3.2.3.1.1 MassPack.....	73
3.2.3.1.2 LEAKTRACK 2000.....	74
3.2.3.1.3 ATMOS PIPE.....	75
3.2.3.1.4 Sistema	75
3.2.3.1.5 Series	77
3.2.3.2 Análisis de Presión.....	77
3.2.3.2.1 Pressure Point Analysis (PPA) TM	77
3.2.3.2.2 WaveAlert.....	78
3.2.3.2.3 LeakLoc [®]	79
3.2.3.3 Modelado Interno con Transitorios en Tiempo Real.....	79
3.2.3.3.1 Pipeline Leak Detection System (PLDS).....	79
3.2.3.3.2 LEAKWARN.....	80
3.2.3.3.3 SPS/Leakfinder.....	80
3.2.3.4 Emisiones Acústicas.....	81
3.2.3.4.1 PetroSense [®]	81
3.2.3.5 Fibra Óptica.....	81
3.2.3.5.1 Acoustic Emissions (AE).....	81
3.2.3.6 Sensores de Líquido.....	81
3.2.3.6.1 PAL-AT [®]	81
3.2.3.6.2 TraceTek.....	82
3.2.3.6.3 LR-Detector.....	82
3.2.3.7 Sensores de Vapor.....	82
3.2.3.7.1 Soil Sentry Twelve-XP.....	82
3.2.4 Análisis de la información presentada para cada tipo de sistemas	83
3.2.4.1 Sistemas Biológicos.....	83
3.2.4.2 Balance de Volumen o Masas.....	83
3.2.4.3 Análisis de Presión.....	83

3.2.4.4	Modelado interno con transitorios en tiempo real	83
3.2.4.5	Emisiones Acústicas.....	84
3.2.4.6	Fibra Óptica.....	84
3.2.4.7	Sensores de Líquido.....	84
3.2.4.8	Sensores de Vapor.....	84
3.2.5	Síntesis de la Información	84
3.3	INSTRUMENTACIÓN REQUERIDA.....	88
3.3.1	Medidores.....	88
3.3.2	Válvulas de bloqueo	93
3.3.3	Especificaciones para el computador de control	93
3.3.4	Sistema SCADA	94

CAPÍTULO IV ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA

4.1	INTRODUCCIÓN	95
4.2	Estudio de Factibilidad Económica	96
4.2.1	Medidores de Presión.....	97
4.2.1.1	Transmisor de presión MIDAS.....	97
4.2.1.2	Medidor digital de presión GE Druck DPI 104.....	98
4.2.2	Medidores de Flujo	99
4.2.2.1	Medidor de Flujo Sell Electromagnetic.....	99
4.2.3	Unidades Terminales Remotas (RTUs).....	99
4.2.3.1	Cellular RTU Wireless Remote Monitoring.....	100
4.2.4	Válvulas de Bloqueo.....	101
4.2.5	Servidor SCADA.....	101
4.2.6	Sistema de Control de Fugas	102
4.2.7	Cálculo del costo total del proyecto.....	103
4.2.8	Análisis Costo - Beneficio.....	104

CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1	CONCLUSIONES	107
5.1.1	Conclusiones Generales	107
5.1.2	Conclusiones Específicas	109
5.2	RECOMENDACIONES	110

CAPÍTULO I

OLEODUCTO AUCA – CONONACO¹

1.1 INTRODUCCIÓN²

Un sinnúmero de proyectos para la instalación y mejora de sistemas de oleoducto se han venido desarrollando desde hace muchos años atrás en el Ecuador, como respuesta a la necesidad de transporte del petróleo y sus derivados explotados en cantidades considerables en la región amazónica ecuatoriana.

El descubrimiento y explotación del mineral negro en el país se inicia a principios del siglo XX en la península de Santa Elena, luego la adjudicación de una concesión por cuarenta años a la empresa Texaco-Gulf de 1.4 millones de hectáreas en el nororiente ecuatoriano en el año de 1964; junto con la concesión de más de 6 millones de hectáreas a otras empresas extranjeras, marcarían una época donde la explotación petrolera se convertiría en el mayor sustento económico del país.

Todo esto hacía imprescindible construir una red de oleoductos que permitiese cumplir con las cuotas de producción planificadas para cada uno de los yacimientos, lo cual obligó a las empresas petroleras a construir un sinnúmero de oleoductos, a pesar de muchas veces no poseer la tubería adecuada para ello; esto dio como resultado que algunos de los sistemas no cumplan con todas las normas técnicas.

La historia del oleoducto secundario Auca – Cononaco, construido por Texaco en el año de 1984, no fue distinta; pues se conocía en forma referencial que Texaco

Recopilado de:

¹ Ing. CHAMBA, Richard, *Ingeniería conceptual Oleoducto Auca - Cononaco* ;

² <http://www.monografias.com/trabajos15/petroleo-ecuador/petroleo-ecuador.shtml>, La actividad petrolera en el Ecuador

tenía presión del Estado para poner en producción el campo Cononaco, construyéndose el oleoducto con la tubería disponible en ese momento. Esto ha ocasionado diversos problemas en el transporte del mineral, especialmente por la existencia de tuberías paralelas a lo largo del oleoducto, produciéndose problemas de control, empaquetamiento del fluido y turbulencia en el mismo que generalmente produce una corrosión más acelerada de la tubería.

1.2 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN³

El oleoducto Auca – Cononaco se encuentra ubicado en el nororiente ecuatoriano, en la provincia de Orellana; dividido entre los cantones Francisco de Orellana y Aguarico. En la actualidad constituye la cabecera del Oleoducto Secundario del Ramal Sur, que parte desde la Estación Cononaco y llega hasta Lago Agrio.

Está construido en gran parte sobre la superficie, utilizando el derecho de vía de la carretera que une las Estaciones Cononaco con Auca Central. El recorrido del oleoducto se inicia en la estación Cononaco cuyas coordenadas métricas UTM (Universal Transversal de Mercator) son 284.577,49 Norte y – 110.055,05 Este y finaliza en la Estación Auca Central con coordenadas métricas UTM son 290.215,15 Norte y (-) 70.660,51 Este.

Durante su recorrido atraviesa numerosas comunidades y ríos como se muestra en la figura. 1.1. Los ríos son sorteados utilizando delgados puentes construidos especialmente para el oleoducto, mientras que en la mayoría de comunidades está enterrado por debajo de la superficie.

³ Recopilado de: Ing. CHAMBA, Richard, *Ingeniería conceptual Oleoducto Auca - Cononaco* ;

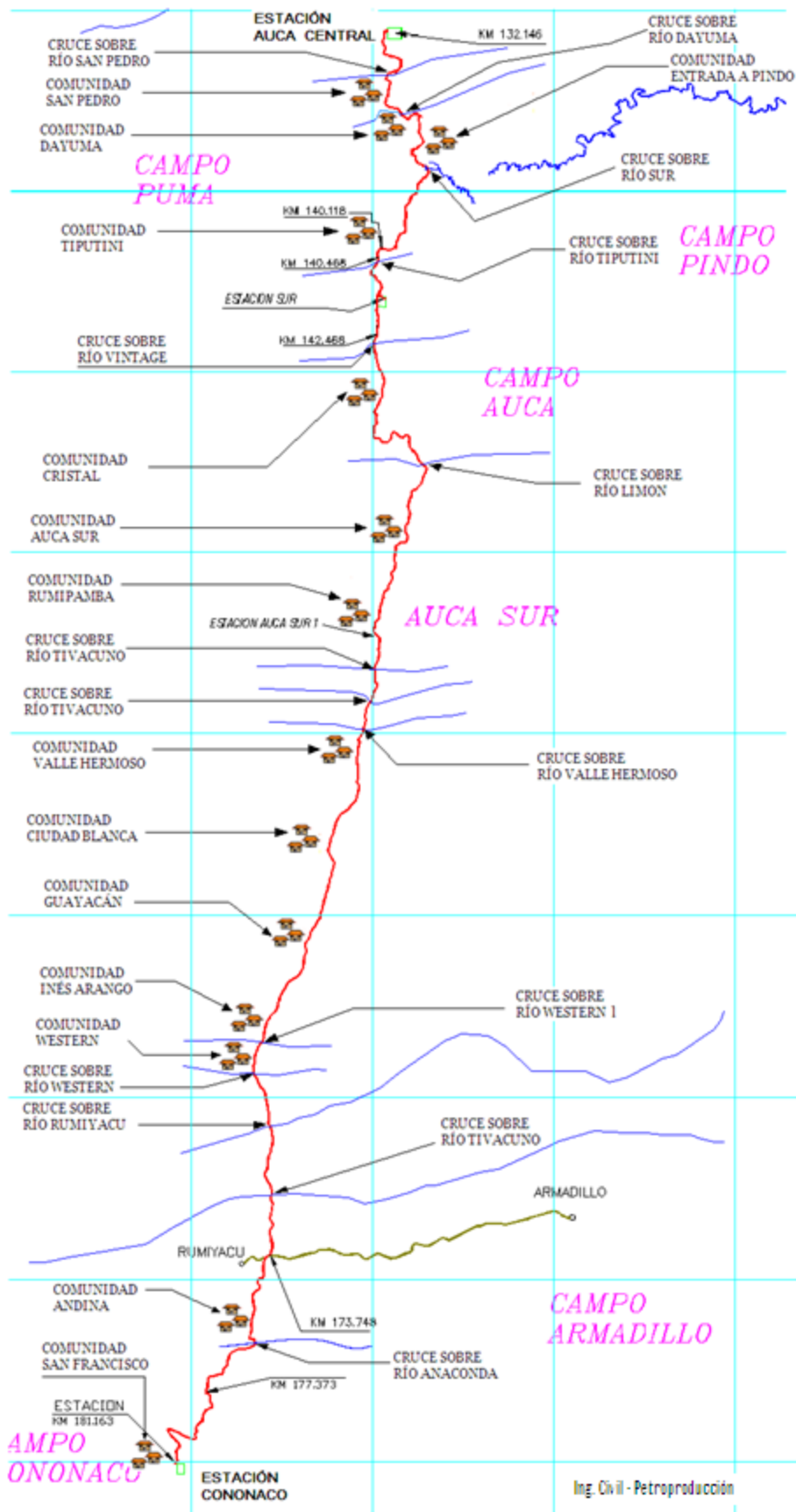


Figura. 1.1. Mapa referencial del Oleoducto

Mapa perteneciente al departamento de Ingeniería Civil de Petroproducción (modificado)

Tabla. 1.1. Comunidades por las que cruza el oleoducto

Nombre de la Comunidad	Distancia a la Estación Cononaco (km)
1.- COMUNIDAD SAN FRANCISCO	0.6
2.- COMUNIDAD ANDINA	5.7
3.- COMUNIDAD WESTERN	12
4.- COMUNIDAD INÉS ARANGO	12.5
5.- COMUNIDAD GUAYACÁN	15.3
6.- COMUNIDAD CIUDAD BLANCA	17.8
7.- COMUNIDAD VALLE HERMOSO	20.3
8.- COMUNIDAD RUMIPAMBA	23.6
9.- COMUNIDAD AUCA SUR	25.8
10.- COMUNIDAD CRISTAL	30.2
11.- COMUNIDAD TIPUTINI	34.6
12.- COMUNIDAD ENTRADA A PINDO	38.4
13.- COMUNIDAD DAYUMA	42.3
14.- COMUNIDAD SAN PEDRO	44.5

Tabla. 1.2. Ríos por los que cruza el oleoducto


Nombre del Río	Ancho (m)	Profundidad (m)	Distancia a la Estación Cononaco (km)
1.- RÍO ANACONDA	6	3	5.4
2.- RÍO TIVACUNO	10	3	7.4
3.- RÍO RUMIYACU	10	3	8.1
4.- RÍO WESTERN	6	4	12
5.- RÍO WESTERN 1	8	4	12.3
6.- RÍO VALLE HERMOSO	6	3	20.5
7.- RÍO TIVACUNO	3	4	21.8
8.- RÍO TIVACUNO	5	3	22
9.- RÍO LIMON	12	5	27.1
10.- RÍO VINTAGE	25	4	31.1
11.- RÍO TIPUTINI	30	6	34.4
12.- RÍO SUR	5	2	37.6
13.- RÍO DAYUMA	3	2	42.9
14.- RÍO SAN PEDRO	20	5	44.6

En la tabla Tabla. 1.1. consta una lista de cada una de las comunidades que atraviesa el oleoducto desde Cononaco hasta Auca Central. En la Tabla. 1.2. en cambio se encuentran los ríos que el oleoducto cruza durante todo su recorrido.

El Oleoducto Auca - Cononaco tiene una longitud de 48,5 kilómetros, y posee diversos tipos y tamaños de tubería durante todo su recorrido. Para su mejor estudio al oleoducto se lo ha dividido en seis secciones, puesto que a lo largo de cada una de ellas se guarda hegemonía en el número de tuberías paralelas que posee, así como en las características de las mismas tales como diámetro, espesor y el tipo de tubería. Una de las tuberías de seis pulgadas que compone la primera sección, se extiende a la segunda y tercera sección. Esto y las características de la tubería que componen el oleoducto podemos observar en la Tabla. 1.3:

Tabla. 1.3. **Características de la Tubería**

CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA					
SECCIÓN	NÚMERO DE TUBERÍAS	LONGITUD (km)	DIÁMETRO (pulgadas)	ESPESOR (pulgadas)	ESPECIFICACIÓN (Acero)
Primera	3	2.80	6	0.280	Grado B – 18.97 lb/pie
			6	0.280	Grado B – 18.97 lb/pie
			6	0.188	Grado B – 12.92 lb/pie
Segunda	2	3.60	6	0.280	Grado B – 18.97 lb/pie
			12	0.375	Grado X56 – 49.56 lb/pie
Tercera	2	21.90	6	0.280	Grado B – 18.97 lb/pie
			6	0.280	Grado B – 18.97 lb/pie
Cuarta	1	6.70	8	0.322	Grado B – 28.55 lb/pie
Quinta	1	1.50	14	0.375	Grado B – 54.57 lb/pie
Sexta	1	12.00	12	0.375	Grado X56 – 49.56 lb/pie

 Tubería Continua

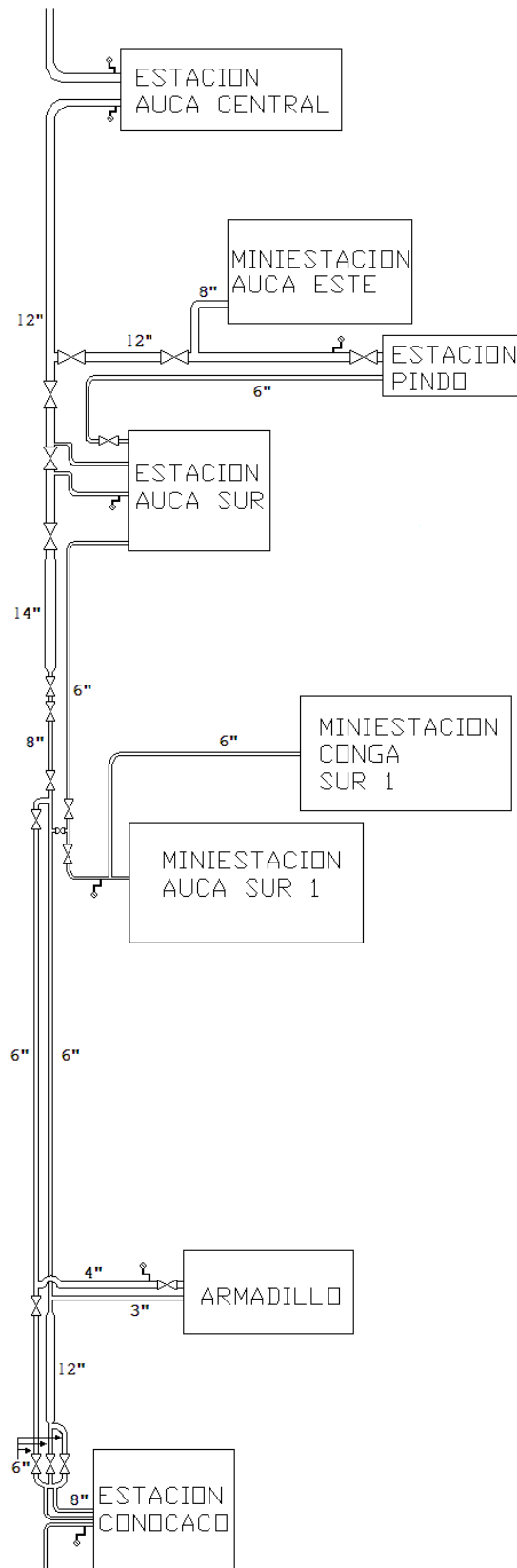


Figura. 1.2. Diagrama del Oleoducto

En la figura. 1.2. se puede observar de mejor manera la disposición de cada una de las tuberías que componen el oleoducto, lo cual nos da una idea de la distribución de las mismas entre cada una de las estaciones que aportan petróleo al oleoducto.

1.2.1 Válvulas de Bloqueo ()

El sistema de oleoducto posee en total 19 válvulas de bloqueo distribuidas a lo largo de todo su recorrido, están ubicadas en las tuberías del mismo y en las ramificaciones que ingresan en cada una de las estaciones que aportan con su producción al sistema como lo podemos observar en la figura. 1.2. Su función principal es aislar diferentes secciones del oleoducto para realizar mantenimiento, reparación o ante la presencia de una fuga.

1.2.2 Sistema de Bombeo Cononaco – Auca Central

1.2.2.1 Estaciones de Producción. Las estaciones de producción son las encargadas de recopilar todo el petróleo proveniente de los pozos aledaños a la estación, las tuberías correspondientes a cada uno de los pozos ingresan a una tubería madre, mediante válvulas de operación manual; esta tubería es conocida como manifold puesto que enlaza los pozos con la estación de producción. El manifold se conecta con los separadores, y éstos con los tanques de reposo y de lavado; además el manifold tiene una conexión adicional hacia un separador de prueba, el cual sirve para determinar qué porcentaje de agua y gas contiene el petróleo de cada uno de los pozos.

Todo éste proceso se lo realiza manualmente, es decir existe un operador que diariamente realiza pruebas sobre cada uno de los pozos en todas de las estaciones. Luego de haberse sometido el petróleo al mencionado proceso de purificación, éste es enviado a grandes tanques de reposo, donde estará listo para ser bombeado hacia el Oleoducto.

En Cononaco, existen dos etapas de bombeo: la primera etapa consta de tres unidades incrementadoras de presión (bombas booster) también conocidas como bombas de succión, de las cuales dos funcionan en condiciones normales y la tercera se la utiliza como reserva. Las dos bombas principales son bombas centrífugas accionadas con motores eléctricos de 75 HP cada una, mientras que la de reserva posee un motor de combustión interna de 100 HP, que entra en funcionamiento en caso de existir problemas con el suministro eléctrico. La presión de descarga de las unidades booster es 70 PSI.

Tabla. 1.4. Producción de petróleo crudo transportada por el oleoducto

CAMPO	API	BPPD
TIGÜINO	24,0	4380
CONONACO	24,7	7287
ARMADILLO	11	0
RUMIYACU	18,9	250
AUCA SUR 1	25,3	1250
CONGA	0	0
AUCA SUR	22,8	8300
PINDO	19,7	4300
PUMA	16	0
TOTAL (BPPD ⁴):		25767

El crudo entonces tiene la suficiente presión para ingresar a la segunda etapa, que consta de tres bombas centrífugas, conocidas como bombas de Oleoducto. Estas son accionadas con motores de combustión interna de 1300 HP cada uno, con una capacidad de bombeo de 730 GPM⁵, elevando la presión hasta 1200 PSI. Cada vez que el oleoducto pasa por las diferentes estaciones

⁴ **BPPD** Barriles de petróleo por día

⁵ **GPM** Galones por minuto

que aportan con la producción de cada campo, el flujo se ve incrementado, de acuerdo a la cuota fijada para cada campo y los horarios de bombeo. En la Tabla. 1.4. se especifica la producción de cada uno de los campos, que aportan al oleoducto junto con su densidad en grados API.

El horario de bombeo del oleoducto Auca – Cononaco es muy variable, pues depende mucho de las cuotas de producción fijadas, las mismas que varían año a año. Además dependiendo de la presión con que el crudo sea bombeado desde el campo Tigüino, por la empresa privada Petroriental, se requerirá mayor o menor cantidad de tiempo para introducir al oleoducto la producción de petróleo proveniente de los demás campos, entre ellos Cononaco. A continuación en la Tabla. 1.5. observamos el horario aproximado de bombeo, la variación de presión, temperatura, flujo, velocidad cinemática y densidad.

Tabla. 1.5. **Variables del Oleoducto Auca - Cononaco**

OLEODUCTO AUCA CONONACO											
Horario de bombeo		Presión (PSI)		Temperatura (°Fahrenheit)		Flujo (BPH)		Viscosidad Cinemática (cSt)		Densidad (°API)	
Inicio	Fin	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
06:00	17:00	1350	1420	92	98	510	1200	27,42		28,0	28,5

1.3 FORTALEZAS Y DEBILIDADES

1.3.1 Fortalezas

El oleoducto en general es bastante frágil, debido principalmente a su edad, sin embargo cuando hablamos de su funcionamiento, no presenta mayores problemas, pues se coordina diariamente el bombeo del crudo a través de él con el propósito de no exponerlo a presiones inadecuadas. Además todas las estaciones poseen deshidratadores, los cuales evitan que el crudo ingrese al

oleoducto con un porcentaje de BS/W⁶ mayor al 0.5%, lo cual evita que el oleoducto se corroa excesivamente.

1.3.2 Debilidades

1.3.2.1 Siniestralidad en el Oleoducto. Los índices de siniestralidad en el Oleoducto Auca – Cononaco, han sido bastante altos en los últimos años, debido principalmente a factores como: atentados, corrosión, falla de equipos, negligencia, fallas de operación y otros. Esto ha permitido importantes derrames en sectores aledaños, que han contaminado recursos naturales irremplazables. A partir de enero del 2002 a junio del 2007 de acuerdo a la Unidad de Seguros y Garantías de Petroproducción, se han suscitado 214 siniestros, de los cuales 55 ocurrieron sólo en el año 2003. En la Tabla. 1.6. podemos visualizar el número de fugas de crudo que han ocurrido desde el año 2002 al 2007.

Tabla. 1.6. **Siniestralidad del Oleoducto en función del tiempo**

Año	Número de Siniestros
2002	11
2003	55
2004	24
2005	42
2006	48
2007	34
TOTAL: 214	

A continuación en la figura. 1.3. se muestra gráficamente la siniestralidad del oleoducto en función del tiempo, lo cual revela una tendencia creciente de este tipo de acontecimientos.

⁶BS/W Cantidad de agua mezclada en solución con el petróleo y el gas

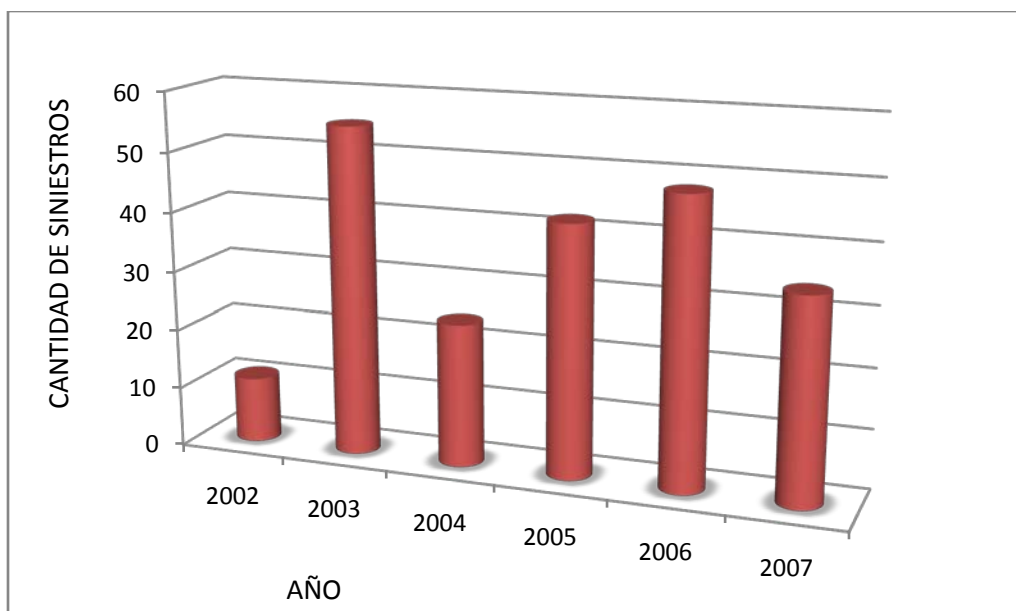


Figura. 1.3. Siniestralidad del Oleoducto en función del tiempo

1.3.2.2 Lugar de los Siniestros. Los siniestros generalmente ocurren en diferentes lugares del sistema del oleoducto, pero en mayor cantidad en las líneas de flujo. De los 214 siniestros ocurridos entre 2002 y 2007, 161 fugas del mineral han ocurrido en las líneas de flujo, 19 en pozos, 17 en las estaciones y 9 en oleoductos secundarios. A continuación en la Tabla. 1.7. podemos observar la cantidad de siniestros ocurridos en cada área del oleoducto.

Tabla. 1.7. Lugares donde ocurrieron los derrames

LUGAR DEL SINIESTRO	FRECUENCIA DEL SINIESTRO
Línea de flujo	161
Pozo	19
Estación	17
Línea de Oleoducto Secundario	9
Mini Estación	5
Sumidero de Bombas	2
Plataforma	1

La figura. 1.4. nos da una mejor perspectiva de la relación entre el número de siniestros para cada uno de los lugares.

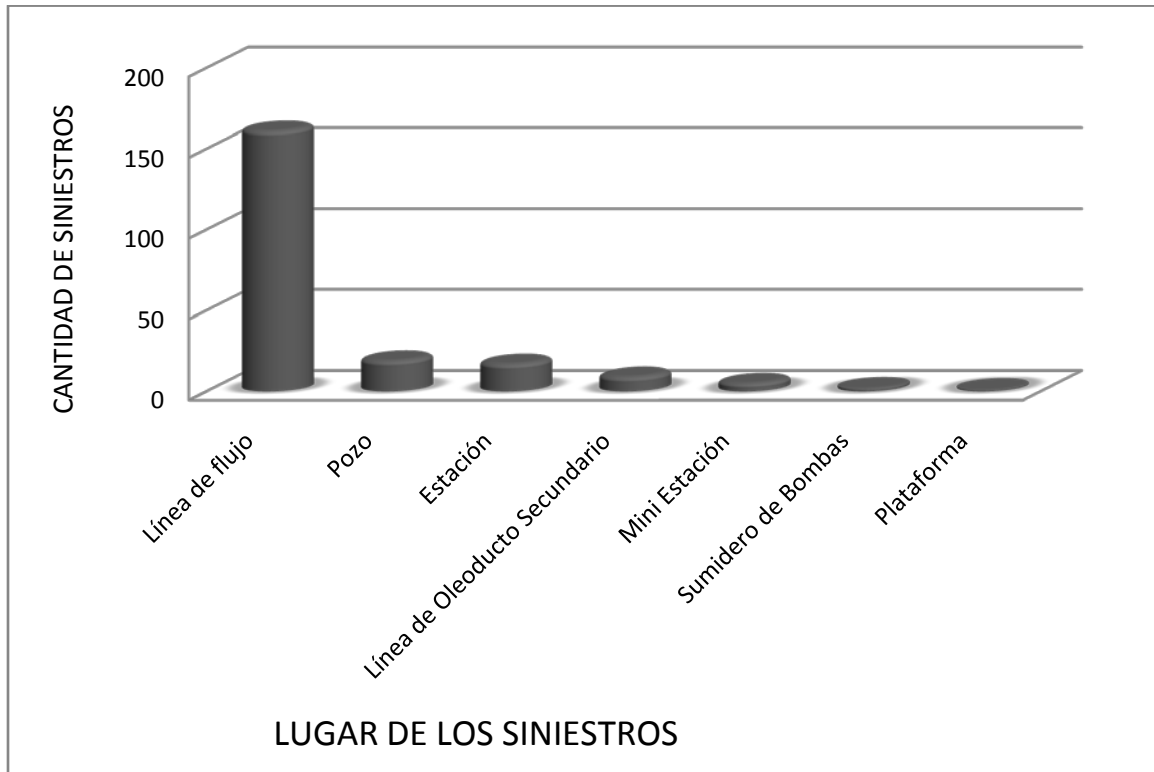


Figura. 1.4. Lugares donde ocurrieron los derrames

1.3.2.3 Causa de los Derrames. Los derrames en el oleoducto se han producido debido a muchos factores, tales como la corrosión ocasionada por su largo tiempo de funcionamiento, atentados en la zona, negligencia, y ciertos desastres naturales, que han ocasionado el rompimiento de la tubería en algunos tramos.

El oleoducto ha venido operando continuamente por aproximadamente 24 años, por lo que el paso del tiempo ha deteriorado su infraestructura, y por tanto su funcionamiento. El avanzado grado de corrosión de la tubería, ha ocasionado un 58% de los derrames producidos del año 2002 al 2007, mientras que el 20% lo han ocasionado atentados contra el oleoducto.

En la Tabla. 1.8. se detallan la cantidad de derrames con sus respectivas causas.

Tabla. 1.8. **Causa de los derrames**

CAUSA DEL DERRAME	Nro. de Derrames
Corrosión	123
Atentados	43
Rebosamiento	14
Fallas Mecánicas	13
Robo de Tubería	8
Negligencia	8
Sabotaje	1
Rotura Cia. FOPECA	1
Robo	1
Deslizamiento	1
Por Determinar	1

En la figura. 1.5. se visualiza la relación entre la cantidad de derrames provocados por distintas causas.

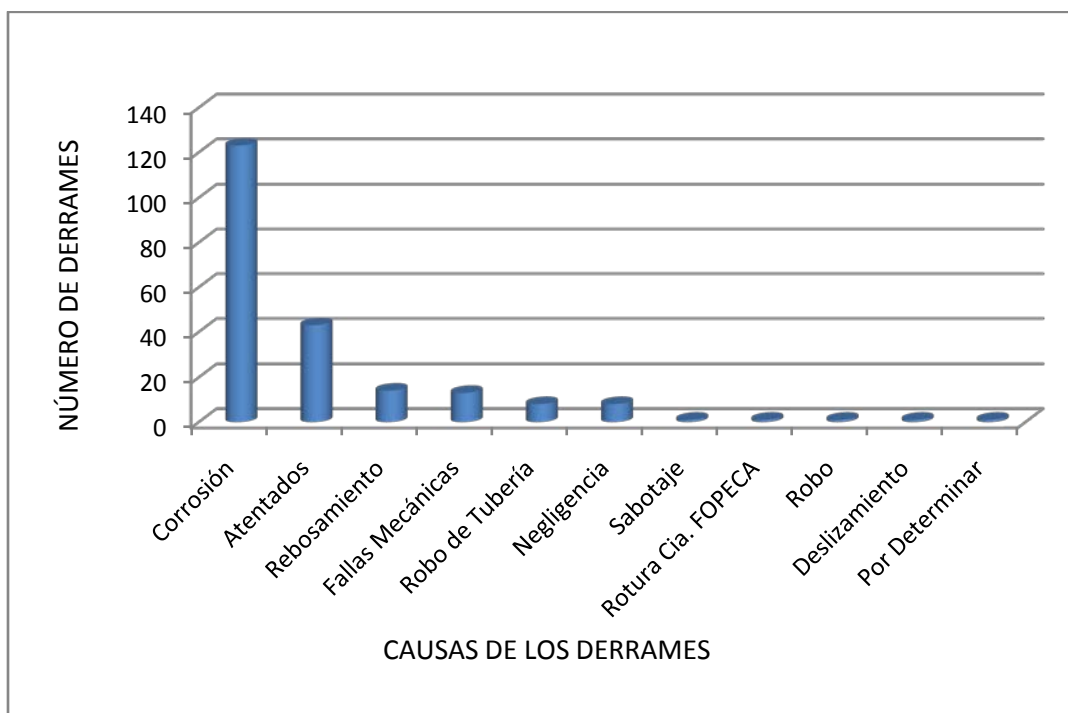


Figura. 1.5. **Causa de los Derrames**

1.4 RECURSOS FÍSICOS Y TECNOLÓGICOS EXISTENTES

En la estación Cononaco se dispone de un sistema de control y monitoreo remoto a través de controladores marca AMOT CONTROLS modelo HAWK-I en cada Bomba de Oleoducto y un PLC marca AMOCO como PLC central del sistema.

En la salida de la estación Cononaco donde se inicia el Oleoducto poseemos la siguiente instrumentación: Una válvula de bloqueo, sensores de presión, temperatura y masa en la computadora de flujo.

1.4.1 Sistema de comunicación vía microonda

Petroproducción tiene implementado un Sistema de Microondas Digital marca HARRIS, modelo Trae Point 5000, en la banda de 7 GHz, para comunicación de voz y datos, entre las oficinas de Lago Agrio, y los campos Sacha, Shushufindi, Coca y Auca. El sistema de microondas dispone de cuatro canales de datos: dos de 19.2 kbps y dos de 64 kbps por sitio.

Además Petroproducción tiene implementado un Sistema de Microondas Digital por Multiacceso, marca SRT-500, con capacidad de 60 circuitos troncales de 64 kbps, para interconectar las oficinas de Lago Agrio con los Campos Guarumo, Sucumbíos, Shushuqui, Shuara, Tetete, Pichincha, Cuyabeno, Parahuacu, Sacha, Pacuna, Paraíso, Yuca y Limoncocha.

1.5 OTRAS CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES

1.5.1 Datos Técnicos de la Zona

Temperatura mínima bajo sombra:	22° C
Temperatura máxima bajo sombra:	34° C
Temperatura máxima sin sombra:	39.8° C

Velocidad del viento mínima:	0 km/h
Velocidad del viento máxima:	33.66 km/h
Presión Atmosférica:	29.68 a 30 pulgadas de Hg
Altura sobre el nivel del mar:	981 pies o 297.27 metros
Grado de Humedad:	65% a 80%

1.5.2 Características del Fluido en el Oleoducto Auca Cononaco

El fluido en el Oleoducto Auca - Cononaco, examinado en el horario de máximo bombeo, es decir de 6:00 a 17:00 horas tiene ciertas características, dependiendo del diámetro de la tubería por la cual pasa el crudo, como se detalla en la Tabla. 1.9.

Tabla. 1.9. Características del Fluido

DIÁMETRO (pulgadas)	DENSIDAD (kg/)	VELOCIDAD (m/s)	TURBULENCIA (Re)	TIPO DE FLUJO
6	885,28	2,07	11506,22	TURBULENTO
8	885,28	1,16	8629,66	TURBULENTO
12	885,28	0,52	5753,11	TURBULENTO
14	885,28	0,38	2113,39	INCERTIDUMBRE

Se encuentra fluido turbulento en casi todos los casos, solamente incertidumbre en la tubería de 14 pulgadas, puesto que según Reynolds se encuentra en el régimen de transición, es decir entre los valores de 2000 y 4000.

1.5.3 Pozos que aportan al oleoducto Auca - Cononaco

El campo Cononaco en la actualidad posee un pozo reinyector de agua, un pozo Power Oil y 10 pozos con bombeo electro sumergible. Además se planea perforar el pozo Cononaco 14, con una producción estimada diaria de 650 barriles. Rumiyacu posee tan solo un pozo, el Rumiyacu 01.

Entre la estación Auca Sur 1 y Auca Central existen 40 pozos Power Oil y 3 pozos con bombeo electro sumergible. Se tiene previsto perforar el pozo Auca 16.

CAPITULO II

SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS⁷

2.1 INTRODUCCIÓN

Existe un sinnúmero de sistemas de detección de fugas para oleoductos en el mercado, los mismos que se han venido desarrollando desde hace muchos años atrás, adaptándose cada vez de mejor manera a los requerimientos de sus clientes en todo el mundo. Como consecuencia en los laboratorios de muchas empresas, científicos trabajan día a día por mejorar los sistemas ya existentes y crear nuevos, que permitan tener un mejor control sobre el transporte de líquidos y gases, entre ellos el petróleo.

Los sistemas de oleoductos varían ampliamente en sus características físicas y funciones operacionales, las empresas se han enfocado en mejorar el mayor número de características posibles, que son básicas en un sistema de detección de fugas que satisface al cliente. Sin embargo muchas veces se ha tenido que sacrificar algunas de ellas para mejorar otras, dependiendo del tipo de aplicación, es decir: que elemento va a ser transportado, geografía del medio, temperatura, humedad, comunicaciones existentes o posibilidad de instalarlas, factor económico, etc.

Por tanto ningún método es universalmente aplicable o posee todas las características y funcionalidad requerida para un perfecto desempeño en la detección de fugas, lo que obliga a realizar una buena elección del sistema a ser

Recopilado de:

⁷ Dr. ZHANG, Jun, *Designing a Cost Effective and Reliable Pipeline Leak Detection System*
<http://www.dec.state.ak.us/SPAR/ipp/docs/ldetect1.pdf>, Technical Review of Leak Detection Technologies

instalado en un determinado ducto, lo que hace necesario conocer los sistemas más importantes existentes en el mercado.

2.2 CLASIFICACIÓN

Para poder hablar de los métodos de detección de fugas, es necesario clasificarlos primero. Dependiendo de los principios básicos de funcionamiento de cada uno de ellos, estos pueden ser divididos en dos categorías, los métodos externos o directos y los internos o inferenciales. Los métodos externos detectan fugas desde fuera de la tubería y se pueden sub clasificar en dos grupos: métodos biológicos y métodos basados en hardware. Los métodos biológicos utilizan personal entrenado o perros amaestrados que inspeccionan, detectan y localizan fugas por inspección visual, olor o sonido. Los métodos basados en hardware en cambio, usan diferentes dispositivos de hardware para la detección y localización de una fuga. Los más típicos son: sensores acústicos, sensores de gas, detectores de presión negativa, termógrafos infrarrojos, tecnologías tales como la detección de hidrocarburos vía fibra óptica o cables dieléctricos.

Los métodos internos o CPM con sus siglas en ingles Computational Pipeline Monitoring que significan monitoreo computarizado de oleoductos, también llamados métodos basados en software, usan instrumentos para monitorear internamente los parámetros del oleoducto tales como presión, flujo, temperatura, etc. Los cuales son parámetros para inferir una fuga por cálculo computarizado electrónico.

2.2.1 Sistemas de detección de fugas externos

2.2.1.1 Métodos Biológicos. Un tradicional método de detección de fugas es usar personal experimentado, que camina a lo largo del oleoducto, en busca de patrones inusuales, tales como olores peculiares que pueden corresponder a sustancias liberadas desde el ducto, o ruidos extraños generados por el escape a presión del gas o líquido por un pequeño hoyo. Este método depende principalmente de la

experiencia de quien está a cargo del chequeo, y de la frecuencia con que éste se realice.

Otro método utilizado es el entrenamiento de perros amaestrados, para que distingan el olor del producto transportado, e identifiquen cuando hay presencia del mismo como consecuencia de una fuga.

2.2.1.2 Métodos basados en Hardware

2.2.1.2.1 Sistemas basados en Emisiones Acústicas. La detección de fugas en oleoductos utilizando tecnología acústica está basada en el principio de que un líquido escapándose crea una señal acústica el momento que pasa a través de una perforación en la tubería. Sensores acústicos colocados fuera de la tubería, monitorean internamente los niveles de ruido en las diferentes locaciones del oleoducto. Estos datos son usados para crear una línea base que representa un mapa acústico de la línea de oleoducto. Cuando una fuga ocurre, el resultado es una señal acústica de baja frecuencia, la cual es detectada y analizada por los procesadores del sistema. Cualquier diferencia respecto al perfil acústico de la línea base activaría una alarma. La señal recibida es más fuerte cerca del sitio de la fuga, de esta forma detecta la locación de la misma.

Este método puede ser aplicado externamente en oleoductos enterrados, con la ayuda de varas de acero introducidas dentro de la tierra para conducir el sonido a un sensor montado sobre la vara. Las varas deben ser insertadas a ciertos intervalos a lo largo de la tubería.

Una de las marcas más conocidas en el mercado que utilizan este método es la Physical Acoustic Corporation, con el Sistema Acoustic Emissions LDS.

2.2.1.2.2 Sistemas de Fibra Óptica.⁸ Los sistemas de de detección de fugas para oleoductos que utilizan la fibra óptica como un sensor, son capaces de detectar hasta las fugas más pequeñas, con una gran precisión. Para lograr esto se utiliza un método que sensa la temperatura del ducto, revelándose con detalle el comportamiento del petróleo que está fluyendo.

El cable sensor de fibra óptica, el cual posee fibras sensoras de temperatura a lo largo de todo el cable, es instalado sobre el piso, muy cerca de la tubería, en forma paralela a ella; esto permite que se obtenga información de todo el espectro de la temperatura alrededor del oleoducto.

Cuando existe una fuga, el petróleo se filtra hacia abajo de la tubería y causa usualmente un cambio en la temperatura bajo el oleoducto. Mientras que si se habla de gaseoductos, el gas generalmente cuando se escapa, se propaga de acuerdo a la presión, principalmente hacia arriba, causando un cambio de temperatura alrededor del ducto, por la expansión del gas, de acuerdo al efecto descubierto en 1852 por Joule y Thomson. El sistema compara constantemente la información de cada espectro de temperatura medido a lo largo del oleoducto, con los espectros tomados en funcionamiento normal del oleoducto, y de esta forma se sabe cuando algo fuera de lo normal está ocurriendo. Este método es muy eficiente y confiable, puesto que monitorea en tiempo real toda la tubería. En la figura. 2.1. podemos observar los resultados de una prueba de fuga a alta presión de una tubería de gas. La tubería fue enterrada a una profundidad de 1 metro aproximadamente. La presión del gas dentro de la tubería tenía cerca de 64 bares, y el cable de fibra óptica fue instalado en paralelo, bajo la tubería.

La curva de color verde muestra la temperatura de la tierra, antes de haberse iniciado la fuga, mientras que la curva en negro muestra la distribución de la

⁸ **Recopilado de:** St. Großwig, Graupner, Hurtig, Kühn, Trostel; *Distributed Fiber Optical Temperature Sensing Technique*

temperatura alrededor de la fuga, para una tasa de fuga de 1 litro por segundo. El decremento de la temperatura en la tierra es de 4° C.

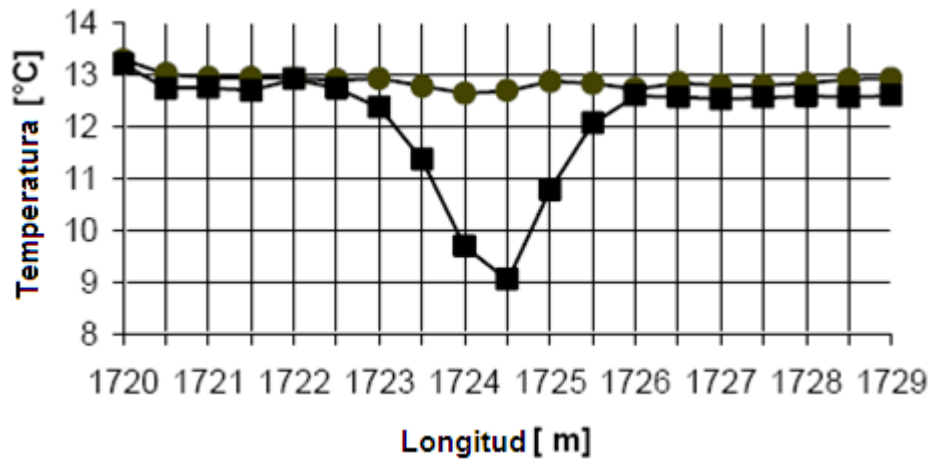


Figura. 2.1. **Reacción de temperatura ante una fuga de gas a alta presión**

La figura. 2.2. en cambio muestra los resultados de una prueba para la certificación de un sistema de detección de fugas, para una tubería de agua salada. La tubería fue enterrada a una profundidad de 1.80 metros aproximadamente. El cable de fibra óptica fue instalado en forma paralela bajo la tubería.

La curva que vemos en la parte de inferior de la figura. 2.2. muestra la temperatura de la tierra antes de iniciada la fuga, mientras que la curva de arriba muestra la distribución de la temperatura alrededor de las fugas, las cuales poseen una tasa de fuga de aproximadamente 50 mililitros por minuto.

En la figura. 2.3. podemos observar los resultados obtenidos en una tubería de fenol con un aislante de espuma de poliuretano. En las tuberías con aislante de espuma de poliuretano, una pequeña fuga causa variaciones en la conductividad calorífica de la espuma, puesto que hay reacciones químicas entre el producto que se fuga y la espuma.

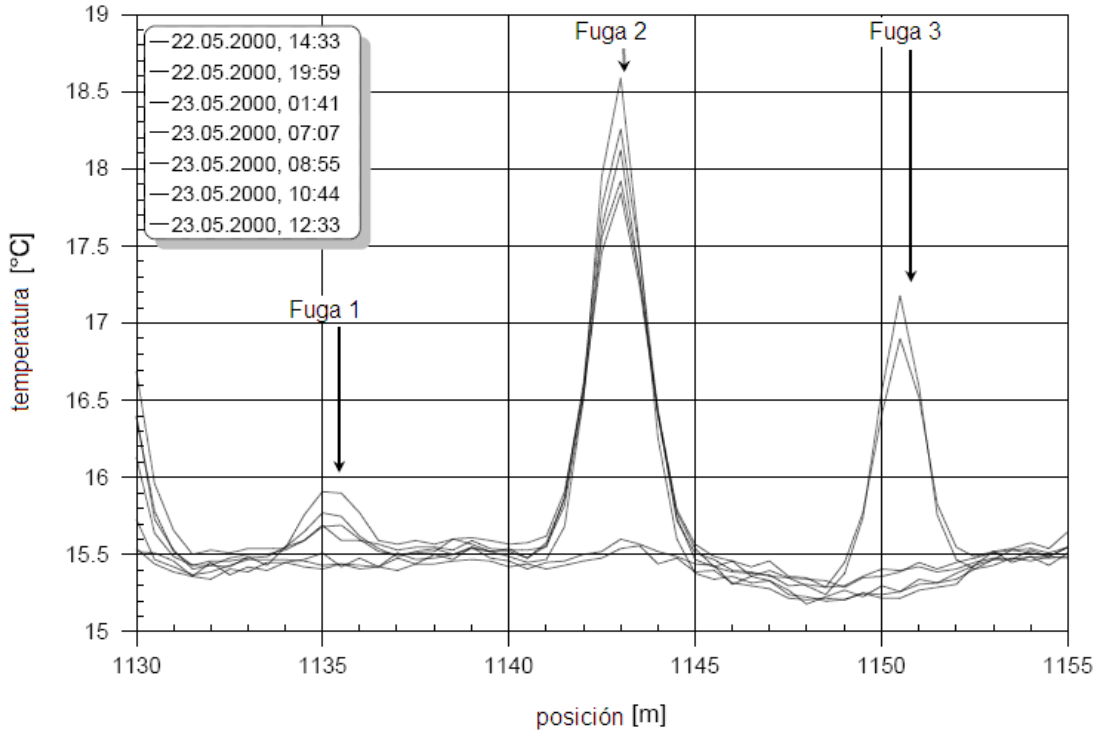


Figura. 2.2. Pruebas para la detección de fugas en una tubería de agua salada

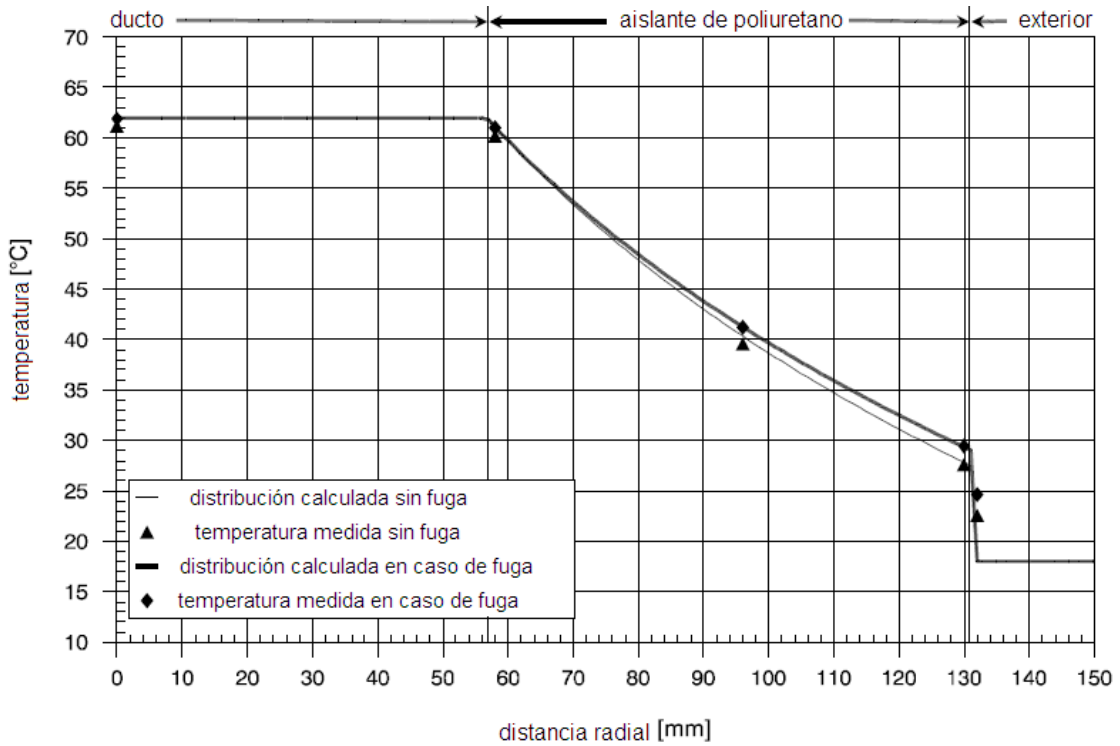


Figura. 2.3. Pruebas realizadas en una tubería de fenol

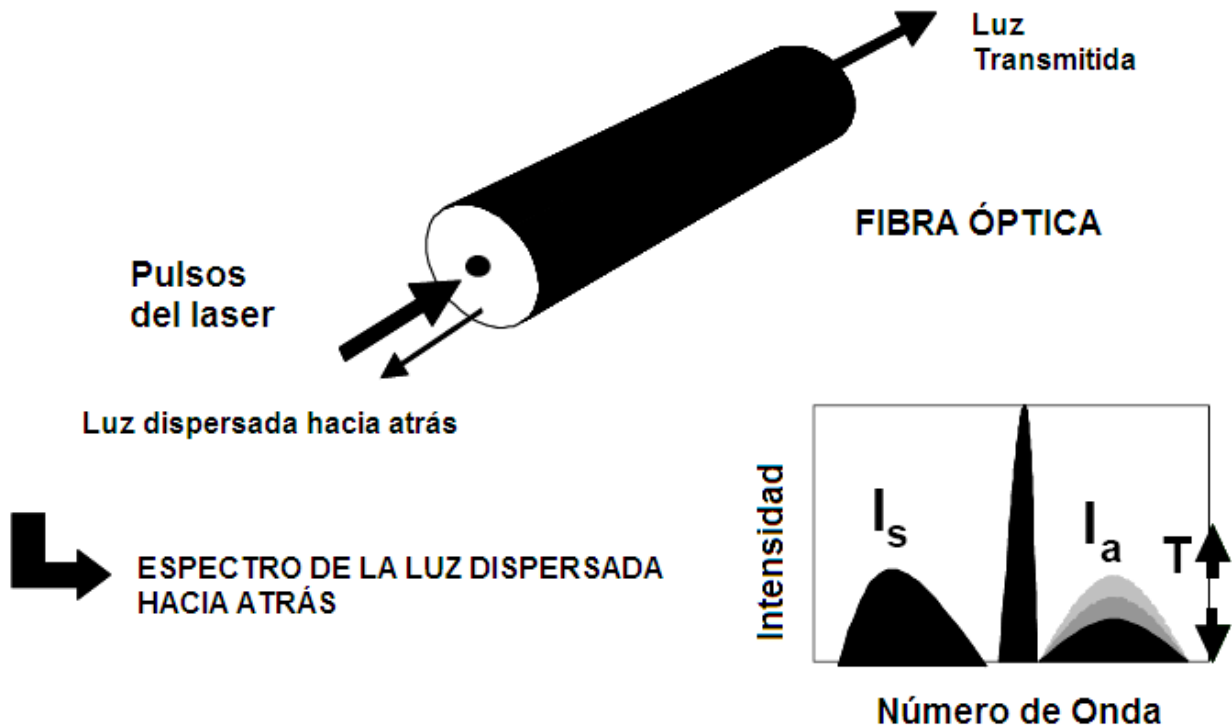
Usando el método del sensor de fibra óptica, es posible medir la distribución de la temperatura a lo largo del ducto de la superficie interna y externa del aislante de espuma de poliuretano. El área de variación de la conductividad de calor de la espuma causada por la fuga es detectada por los cambios de temperatura en la superficie exterior del aislante. La figura muestra la comparación de la distribución radial de la temperatura calculada dentro del aislante de poliuretano de la espuma en valores medidos antes y después del escape. La temperatura del producto dentro del ducto fue alrededor de los 62°C, la tasa de fuga fue cerca de los 10 mililitros por hora a una presión de aproximadamente 0.2 bares. La fuga fue detectada después de cerca de 5 días. El volumen total del fenol perdido en la fuga fue de 1.2 litros.

Funcionamiento del sistema. El uso de la fibra óptica para sensar la temperatura está basada en el efecto Raman, que tiene que ver con la dispersión inelástica de un foton, debido a la absorción de energía por parte del átomo o molécula incidida, y el efecto OTDR (Optical Time Domain Reflectometry) que en español significa reflectometría óptica en el dominio del tiempo, que se relaciona con los cambios en el índice de refracción de la fibra. Pulsos de laser son emitidos dentro de la fibra óptica, la cual es el elemento sensor. En la fibra, los fotones interactúan con las moléculas del material de la fibra. De esta forma, la luz del laser es esparcida cuando los pulsos de luz se propagan a través de la fibra debido a cambios en la densidad y composición de ésta, así como a fuertes vibraciones moleculares. Algunos de los fotones son esparcidos hacia atrás. El espectro de la luz enviada hacia atrás se produce debido al efecto de dispersión Rayleigh, que ocurre cuando existen partículas iguales o más pequeñas que la longitud de onda de la luz, al efecto Brillouin, debido a variaciones en la densidad o en la energía del medio, y a la dispersión Raman.

La dispersión Raman de la luz enviada hacia atrás es causada por la vibración de las moléculas debido a la influencia de la temperatura, consecuentemente, la luz dispersada hacia atrás lleva la información sobre la temperatura de la fibra, y puede ser usada para obtener la distribución térmica de toda la fibra. Esta luz dispersada y

enviada hacia atrás por el efecto Raman, tiene dos componentes: el Stokes y el Anti-Stokes. La componente Stokes, no tiene mucha relación con la temperatura, a diferencia de la anti-Stokes, que está fuertemente ligada a ella.

El principio básico de la técnica descrita, consiste en filtrar las componentes Stokes y Anti-Stokes fuera de la luz que se dispersa hacia atrás, estas pueden ser separadas de la dispersión Rayleigh debido a sus diferencias en su longitud de onda. El ratio de intensidad de ambas componentes es calculado y transformado a valores de temperatura usando la temperatura de referencia interna del equipo y una función de calibración externamente determinada por el tipo particular de fibra que se esté usando. Tomando el ratio de las intensidades de las componentes Stokes y Anti-Stokes, las influencias de las componentes externas tales como fluctuaciones de la fuente de la luz o efectos de la edad de la fibra óptica, son eliminadas.



- Intensidad de la componente Anti-Stokes
- Intensidad de la componente Stokes

Figura. 2.4. Efecto Raman

La figura. 2.4. muestra una representación del espectro de la luz dispersada hacia atrás, es decir la intensidad de la componente Stokes y la Anti-Stokes con respecto al número de onda de cada una de ellas. El análisis espectral es combinado con la medida de la propagación de los pulsos del laser a lo largo de la fibra y la velocidad de la luz en la misma, conocida de antemano. Para determinar el perfil térmico a lo largo de la fibra se realiza un escaneo dividiendo la fibra en pequeñas secciones que pueden ser de un metro. Es importante que la temperatura medida en cada sección sea la temperatura promedio de esta, en contraste con la temperatura estándar de los sensores que miden la temperatura específica de la posición donde se encuentren.

La temperatura absoluta es determinada usando una función de calibración la cual depende de las propiedades del material específico de la fibra óptica (composición química y geométrica) y su dependencia con la temperatura. Estas propiedades pueden ser diferentes para diferentes fibras ópticas, por esta razón la función de calibración debe ser determinada por las fibras ópticas individuales antes que las medidas sean realizadas.

Una precisión de las medidas de la temperatura sobre los ± 0.3 grados Kelvin y una resolución sobre los 0.05 grados Kelvin puede ser alcanzada. La precisión que podemos alcanzar es controlada por la precisión de la función de calibración de la fibra utilizada, mientras que la resolución y precisión dependen del comportamiento del ruido de los dispositivos opto-electrónicos (fuente del laser, detectores, amplificador) y de las propiedades específicas del material de la fibra óptica.

Debido a la alta velocidad de la luz, la longitud de la fibra de muchos kilómetros puede ser escaneada en cuestión de fracciones de segundo. Como la dispersión de la luz es un proceso estocástico, es necesario integrar la intensidad de lo dispersado hacia atrás en un intervalo dado. Para una resolución espacial de 1 metro, un tiempo de integración de algunos minutos es suficiente para minimizar el ruido estocástico.

Cuando se compara el procedimiento normal de medición de temperatura con la técnica de sensamiento distribuido con fibra óptica, este último ofrece ciertas ventajas:

- Medición continua y simultánea de la temperatura y su distribución espacial sobre largas distancias usando simplemente un cable de fibra óptica como elemento sensor.
- No existe la necesidad de tener circuitos eléctricos activos a lo largo del cable.
- Operación inerte y segura en ambientes peligrosos.
- Inmunidad a la inducción electromagnética.
- Fácil instalación del cable sensor de fibra óptica, aún sobre largas distancias.

El dispositivo para la medición de la temperatura a través de la fibra óptica, incluye la unidad transmisora y grabadora de eventos, la cual es una computadora portátil para el control y análisis de datos, y el cable de fibra óptica. Las dos bandas Raman (Stokes y Anti-Stokes) son separados y sus intensidades son determinadas. Finalmente, el ratio de ambas intensidades es calculado y transferido en valores de temperatura. Para las mediciones, diferentes dispositivos son usados con diferentes parámetros técnicos. Dependiendo del dispositivo usado, la resolución en distancia puede ser 0.25 metros, la resolución de la temperatura puede alcanzar 0.005 grados Kelvin y la temperatura puede alcanzar una precisión ± 0.3 grados Kelvin.

Con esta tecnología, sondas sensoras de fibra óptica se colocan en el suelo debajo o adyacentes a la tubería. Con la presencia de hidrocarburos, la cubierta patentada del sensor cambia su índice de refracción. Este cambio es registrado ópticamente por el sensor y convertido a una lectura de partes de hidrocarburo por millón.

Una de las pocas empresas que utilizan este sistema es la FCI Environmental Inc. con el sistema PetroSense.

2.2.1.2.3 Sistema de Sensores de Líquido. Los cables para sensar líquido son enterrados debajo o de forma adyacente a la tubería y son específicamente diseñados para reflejar cambios en los pulsos de energía transmitidos como resultado de las diferentes impedancias inducidas por el contacto con hidrocarburos líquidos. Pulsos seguros de energía son continuamente enviados por un microprocesador a través del cable. Los pulsos son reflejados y enviados de vuelta al microprocesador. Basados en la instalación en sitios específicos del cable, se crea un mapa de reflexión que es usado como base, para la detección, y es almacenado en la memoria del microprocesador. Cuando una fuga ocurre, el cable es saturado con fluido, el fluido altera la impedancia del cable sensor, el cual inmediatamente altera el patrón de reflexión, siendo enviada esta información al microprocesador. El cambio en el patrón de la señal causa que el microprocesador active una alarma de fuga de la locación donde fue alterada la impedancia. La interfaz de software que controla el proceso está disponible para proveer información en tiempo real en la detección de cualquier fuga, además mantiene un registro de los acontecimientos ocurridos. Específicos tipos de cable son escogidos para cada aplicación basada en el tipo de fluido que está siendo monitoreado.

La detección de fugas por sensores de líquido, es típicamente comercializada como un sistema de detección y locación auto contenido, es decir que incluye todo el hardware y software. Las ventajas incluyen, relativamente alta precisión en determinar la locación de las fugas, sin modificaciones para el oleoducto existente, y fácil configuración y mantenimiento del software. Las desventajas incluyen: muy altos costos de instalación, además de la necesidad de gran cantidad de energía y requerimientos de cableado.

Algunas de las marcas son:

- PermAlert con el sistema PALAT[®]
- Raychem Corporation con el sistema TraceTek
- Løgstør Rør con el sistema LR-Detector.

2.2.1.2.4 Sistemas basados en Sensores de Vapor. Los sistemas que se basan en el sensamiento del gas de los hidrocarburos son más frecuentemente usados en sistemas de almacenamiento en tanques, pero también pueden ser aplicables a oleoductos. La detección de fugas usando la técnica de monitoreo del vapor, es un concepto bastante sencillo. Cuando un líquido se filtra dentro de la tierra, los vapores migran desde dentro de los poros de la tierra circundante. Sondas son colocadas en la tierra, con el objetivo de crear un vacío que puede ser aplicado a esos poros. Los vapores de la tierra son recolectados para el laboratorio de análisis de campo. Trazadores, o marcadores químicos pueden ser añadidos al producto que está siendo monitoreado de forma que éste pueda ser identificado en el fondo, desde donde los vapores son emanados. Cuando los marcadores químicos son encontrados durante el análisis de los vapores, se puede suponer que una fuga ha ocurrido.

El método de detección de fugas con sensores de vapor, implica la instalación de un conducto secundario a lo largo de toda la longitud del oleoducto. El conducto puede ser un tubo perforado de pequeño diámetro, sujetado al oleoducto, o puede estar rodeando completamente al oleoducto, permitiendo que todo el perímetro de cada sección de la tubería sea examinado. Muestras de aire son extraídas del tubo y analizadas por sensores de vapor de hidrocarburos, para determinar la presencia de una fuga.

Debido a los problemas de logística asociados con cualquier sistema instalado a lo largo de toda la longitud del oleoducto, este método usualmente es utilizado para pequeñas líneas de oleoducto.

Las principales compañías que ofrecen este método son:

- NESCO Technology Division con el sistema Soil Sentry Twelve-XP
- Tracer Research Corporation con el sistema Tracer Tight®
- Siemens con el sistema Ag LEOS®

2.2.2 Sistemas de detección de fugas internos

La principal categoría de la detección de fugas en oleoductos que actúan de forma inferencial es conocida como monitoreo de oleoductos computarizado (CPM). CPM se refiere a un algoritmo de herramientas de monitoreo que son usadas para mejorar las habilidades de un controlador de oleoducto para reconocer anomalías, las cuales pueden ser indicativos de una fuga. CPM opera proveyendo una alarma y mostrando otros datos que el operador en turno tiene que investigar para saber cuál es la razón que produjo la alarma e iniciar una respuesta si la anomalía representa una fuga del producto. CPM no incluye métodos de detección externa, los cuales no poseen principios algorítmicos sino una detección física de la fuga del producto.

CPM principalmente trabaja con todos los datos recolectados desde los instrumentos de campo, los cuales son continuamente introducidos en un software de computadora que matemáticamente o estadísticamente analiza la información. Los resultados analizados son mostrados en forma de parámetros estimados, los cuales a su vez son sometidos a alguna ley de probabilidad o criterios de decisión para determinar si una fuga está presente. El grado de complejidad en el análisis de campo varía desde la comparación de un simple elemento relativo a su umbral límite, a extensivos análisis de múltiples elementos con umbrales dinámicos. Sin un programa de computadora y algoritmos asociados, los datos podrían ser difíciles, si no imposibles de interpretar en períodos razonables de tiempo. Consecuentemente el corazón de un sistema CPM es el programa de computadora.

Las clases de CPM son clasificadas por los tipos de instrumentos y programas (o algoritmos) usados. Existen tres tipos básicos de CPM: balance de volumen o masa, análisis de presión (monitoreo de la onda de rarefacción) y modelado con transitorios en tiempo real (RTTM). Se debe notar que algunos de los sistemas de detección de fugas ofrecidos por las principales marcas, incluyen más de un tipo de método de detección de fugas, como por ejemplo pueden incluir balance de volumen y análisis de presión. Adicionalmente, la mayoría de sistemas de detección de fugas

de balance de volumen y RTTM usan algunos tipos de análisis de presión para localizar las fugas.

2.2.2.1 Balance de Volumen.⁹ El método de detección de fugas de balance de volumen, también conocido como balance de línea, balance de volumen compensado, o balance de masas, está basado en la medida de la discrepancia entre lo que ingresa (que es recibido) y lo que sale (que es entregado), es decir el volumen del producto de un particular segmento de oleoducto. El problema entonces es el empaquetamiento del ducto, ya que debido a los arranques de bombas y movimientos en el control de válvulas, los ductos raramente son estables.

El empaquetamiento del ducto generalmente posee el comportamiento mostrado en la figura. 2.5:

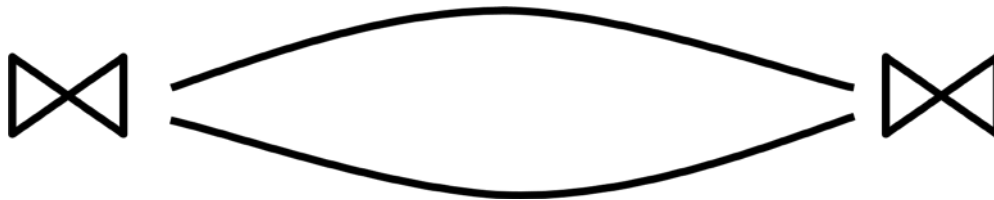


Figura. 2.5. **Empaquetamiento del ducto**

El líquido en primera instancia llena la parte intermedia del ducto, para al final llenar el resto de la tubería. El desempaquetamiento del ducto mostrado en la figura. 2.6. en cambio vacía el líquido contenido en los extremos de la tubería con mayor velocidad que el líquido contenido en medio del ducto.

Todo esto crea una diferencia, en el flujo de entrada y salida, de acuerdo al momento que sea medido, lo que hace que el volumen de entrada sea raramente igual al volumen de salida.

Recopilado de:

⁹ TWOMEY, Michael, *Ventajas de las soluciones de ATMOS International*
ATMOS international, Inc, USA, ¿QUE ES ATMOSPIPE?

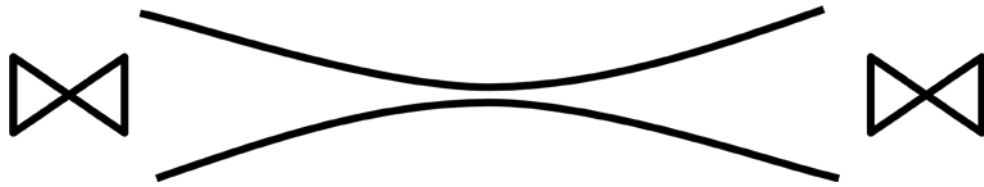


Figura. 2.6. Desempaquetamiento del ducto

Cuando se inicia el bombeo, el flujo medido en la entrada con respecto al flujo medido en la salida tiene el comportamiento mostrado en la figura. 2.7. observándose la diferencia de flujo como el área entre las dos curvas.

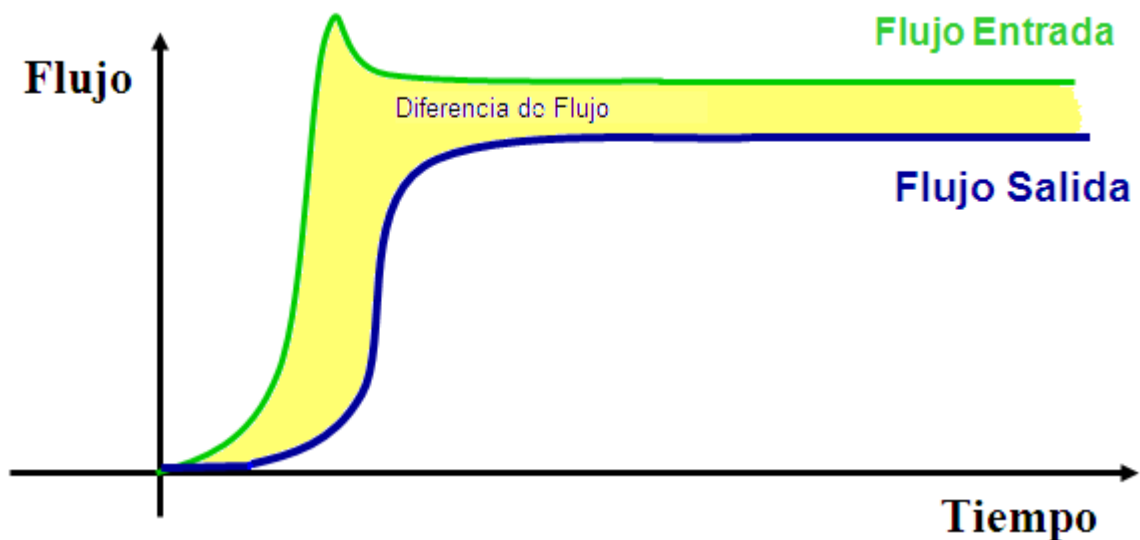


Figura. 2.7. Comportamiento del oleoducto en el inicio del bombeo

De aquí nace la principal diferencia entre los diferentes métodos de balance de volumen, resumidos a continuación:

- El balance de línea básico no se compensa para cambios en la línea de empaque debido a la presión, temperatura o la composición del producto.
- El balance de volumen es una técnica automatizada mejorada, la cual sirve para corregir el reporte de la línea de empaque evaluando los cambios en

volumen debido a la temperatura y/o las variaciones de presión. Una representativa cantidad de coeficientes son usados para los cálculos de la línea de empaque.

- El balance del volumen compensado es una mejora en la técnica de balance del volumen, la cual reporta los cambios en el volumen usando un gran número de coeficientes dinámicos para evaluar una corrección en la línea de empaque.
- El volumen de masa es reportado directamente con la ayuda de la densidad del producto, usando para estos densímetros en la línea de oleoducto.

En particular el sistema de detección de fugas desarrollado por la marca ATMOS Pipe, una tecnología de SHELL OIL, desarrollado en los laboratorios de Shell por uno de los directores de RELi, corrige la diferencia de flujo para incluir la presión y así prevenir falsas alarmas. Durante el arranque del bombeo, la diferencia en el flujo es grande porque la presión está en aumento; debido a este motivo, la compensación de presión balancea la ecuación, y la diferencia de flujo es reducida.

Es por este motivo que Atmos utiliza la diferencia corregida del flujo $\tau(t)$, mostrada en la ecuación 2.1

$$\tau(t) = \text{Flujo de Entrada} - \text{Flujo de Salida} - \text{Compensación de Presión} \quad \text{Ecuación. 2.1}$$

2.2.2.1.1 SPRT (Sequential Probability Ratio Test). El método SPRT que en español significa prueba de probabilidad secuencial de radio, es un método estadístico, cuya patente es propiedad de Shell y RELi, que mediante una fórmula matemática aplicada sucesivamente, puede revelar la existencia de una fuga, puesto que compara los valores de las variables del oleoducto con patrones de comportamiento ya conocidos, además acumula memoria de valores anteriores, lo cual ayuda a controlar transitorios.

La probabilidad de una fuga en el oleoducto es conocida como $\lambda(t)$ y es igual al logaritmo de la probabilidad de que hay una fuga en el ducto, dividido para la probabilidad de que no hay una fuga en el ducto. Como muestra en la ecuación 2.2.

$$\lambda(t) = \log \frac{P_1(t)}{P_0(t)} \quad \text{Ecuación. 2.2}$$

Este sistema patentado sintetiza esta hipótesis en una ecuación recursiva que afirma que lambda para un tiempo t depende de algunos factores, como lo muestra la ecuación. 2.3:

$$\lambda(t) = \lambda(t - 1) + \frac{\Delta m}{\sigma^2} \left(\tau(t) - M - \frac{\Delta m}{2} \right) \quad \text{Ecuación. 2.3}$$

Donde:

M = El promedio de la diferencia corregida del flujo (lo que es normal para el ducto).

Δm = El tamaño de la fuga que buscamos.

$\tau(t)$ = La diferencia corregida del flujo

σ = Período de tiempo definido

El tamaño de la fuga aparente es igual a la diferencia corregida del flujo menos el promedio del desequilibrio del flujo, la figura 2.8 muestra su variación en el tiempo.

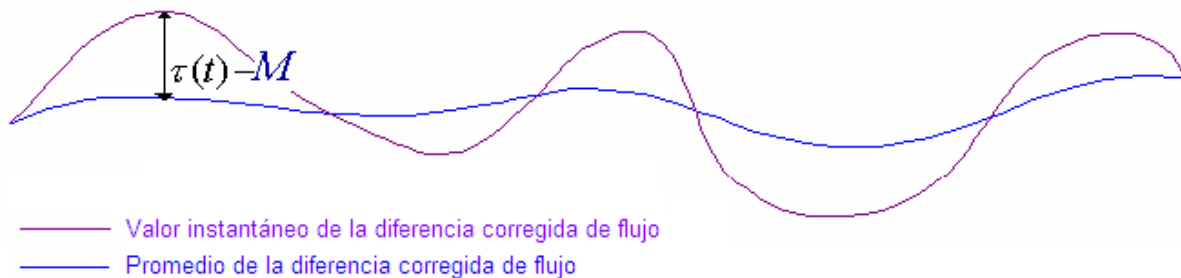


Figura. 2.8. **Tamaño de la fuga aparente**

Si $\tau(t) - M > \frac{\Delta m}{2}$ por un período de tiempo σ las lambdas del sistema SPRT empezarán a aumentar.

Lambda entonces es igual al valor anterior de lambda más el tamaño de fuga que buscamos multiplicado por la resta del tamaño de la fuga aparente menos la mitad del tamaño de la fuga que buscamos, todo esto controlado por sigma cuadrado.

Para que el sistema busque una fuga, el tamaño de la fuga aparente deberá rebasar el valor de la mitad de la fuga que buscamos, permitiendo así que el sistema inicie su proceso matemático de acumulación de datos. En ese momento lambda iniciará su incremento y continuará incrementándose en cada búsqueda hasta que una alarma de fuga sea generada.

Sigma cuadrado controla el tiempo en que la alarma de fuga es activada, y este valor es configurado de acuerdo al estado transitorio operacional en el cual se encuentre el oleoducto ese momento. Si el sistema de oleoducto está pasando por un estado operacional transitorio, donde las variables tengan cambios bruscos en sus valores, sigma tendrá un valor más alto, lo que permitirá que la alarma sea activada en un tiempo mayor, sin embargo el sistema seguirá buscando el mismo tamaño de fuga. Caso contrario, para estados estables del oleoducto, el valor de sigma será más pequeño.

Atmos utiliza siete lambdas para la detección de siete tipos diferentes de fugas. Lambda uno, busca la fuga más pequeña en el tiempo más largo. Lambda siete, busca la fuga más grande en el tiempo más corto. Por ejemplo fugas de cuarenta por ciento de flujo nominal son detectadas en dos minutos y fugas de uno por ciento del flujo nominal son detectadas en cincuenta minutos.

2.2.2.1.2 Patrones típicos de comportamiento del oleoducto. Existen patrones típicos de comportamiento en cualquier ducto dependiendo del estado operacional en que se encuentren, los mismos que son identificados por el sistema de detección de fugas, el cual procesa la información, la compara e identifica una fuga en proceso. Los patrones de comportamiento en un ducto son los siguientes:

- Cuando se inicia el bombeo en un ducto, el flujo y la presión aumentan tanto en la entrada como en la salida.
- Si detenemos el bombeo, el flujo y la presión en la entrada disminuyen, al igual que en la salida.
- Si abrimos la válvula de control en la salida, el flujo en la salida aumenta y la presión en la salida disminuye.
- Si cerramos la válvula de control en la salida, el flujo en la salida disminuye y la presión en la salida aumenta.
- Si abrimos la válvula en la entrada, el flujo y la presión en la entrada aumenta.
- Si cerramos la válvula en la entrada, el flujo y la presión en la entrada disminuye.
- Cuando una fuga ocurre, el flujo en la entrada aumenta, la presión en la entrada disminuye, el flujo y la presión en la salida disminuye. Este patrón es único.

El sistema automáticamente identifica los patrones de flujo y presión. Cuando una fuga ocurre este genera una alarma. También, el sistema de la marca Atmos identifica todos los cambios operacionales y automáticamente hace que sigma cuadrada sea más grande para extender el tiempo de detección. El sistema continúa buscando fugas del mismo tamaño durante los cambios operacionales.

En este tipo de Sistemas por balance de Volumen se encuentran incluidos los sistemas ultrasónicos, pues detectan fugas vía transitorios de compensación de volumen o balance de masas. Estos sistemas típicamente operan a través de un preciso seguimiento de la tasa de flujo, cálculo de la presión, temperatura, y

características del producto, además de la determinación de perfiles sónicos, usando instrumentos fijados externamente y configurados con el procesamiento de datos del equipo.

Comparado a otros métodos de detección de fugas, el balance de volumen es particularmente muy usado en identificar pequeñas fugas. Sin embargo, las fugas son detectadas más lentamente, y el flujo de medición a cada fin de la línea o segmento del oleoducto no identificará la locación de la fuga. La mayoría de los sistemas de balance de volúmenes basados en software, incorporan algoritmos adicionales para localizar el punto exacto de la fuga basadas en análisis de presión.

Las principales marcas que se basan en métodos de balance de volumen son:

- EFA Technologies con el sistema (parte del sistema)
- EnviroPipe Applications con el sistema LEAKTRACK 2000
- ATMOS Pipe

Las que se basan en sistemas ultrasónicos son:

- Controlotron Corporation con el sistema
- DETEX International con el sistema Series 2000

2.2.2.2 Análisis de Presión (monitoreo de la onda de rarefacción). La onda de rarefacción (también llamada acústica, de presión negativa, u onda de expansión) es un método de detección de fugas, el cual está basado en el análisis de las variaciones de presión en el oleoducto. Cuando se produce una rotura en una pared del oleoducto existe una repentina caída en la presión en la locación de la fuga, seguida por una rápida represurización de la línea, pocos segundos después. Los resultados de la expansión de la onda de baja presión, viaja a la velocidad del sonido a través del líquido, desde la fuga, en ambas direcciones. Los instrumentos localizados a lo largo

del oleoducto responden al paso de la onda. Si una fuga ocurre en el medio de un segmento de la línea, de uniforme construcción, la onda de rarefacción debe ser vista en los finales opuestos de la línea, simultáneamente. Si la fuga es cercana a uno de los finales del segmento, esta debe ser vista primero por el final más cercano, y luego por el final más lejano. La evidencia de tiempo grabada a cada uno de los lados de la línea o segmento monitoreado, es usada para calcular la ubicación de la fuga. La mayoría de sistemas de detección de fugas basados en balance de volumen y RTTM usan el análisis de presión para localizar las fugas. Algunos modelos también usan medidas de presión como condiciones límites.

Desde que la onda de rarefacción viaja a velocidades considerables, en el orden de una milla por segundo, éste método de detección de fugas es particularmente muy útil en identificar grandes fugas, rápidamente. Fugas más pequeñas típicamente toma más tiempo detectarlas, y fugas mucho más pequeñas pueden ser no detectadas. El éxito del método de la onda de rarefacción depende mucho de la frecuencia y la sensibilidad del instrumento de medición. Debido a la sensibilidad de este tipo de tecnología a cambios operacionales que resultan en grandes ondas transitorias de presión, el desempeño del sistema de detección generalmente reduce su rendimiento bajo grandes transitorios, períodos de baja actividad y multifase del flujo.

La principal diferencia entre las varias tecnologías que usan la onda de rarefacción es cómo la onda es identificada y monitoreada. Algunos sensores o transductores monitorean el borde delantero de la onda, mientras que otros evalúan la forma de la onda. Algunas de las marcas que prestan servicios mediante este método son:

- EFA Technologies con el Sistema Pressure Point Analysis (PPA)TM (parte de los sistemas)
- Sistemas Acústicos con el Sistema WaveAlert
- Tracer Research Corporation con el Sistema LeakLoc

2.2.2.3 Modelamiento con Transitorios en Tiempo Real. El más sensitivo, pero también el más complejo y costoso método de detección de fugas en uso es el modelamiento con transitorios en tiempo real (RTTM). RTTM implica una simulación computarizada de las condiciones del oleoducto, utilizando modelamiento mecánico e hidráulico del fluido. Cálculo de la conservación del momento, conservación de la energía, y numerosas ecuaciones de flujo son típicamente usadas por el sistema RTTM.

El software RTTM puede predecir la medida y la localización de las fugas, comparando el dato medido de un segmento del oleoducto con las condiciones del modelo predicho. El análisis es realizado en un proceso de tres pasos:

1. El perfil flujo-presión del oleoducto es calculado basados en la medida tomada al ingreso del oleoducto, o cualquier segmento en particular.
2. El perfil flujo-presión es calculado basado en las medidas tomadas a la salida
3. Los dos perfiles son comparados y la locación de la fuga es identificada como el punto donde estos dos perfiles intersecan.

Si las características medidas están lejos de la predicción realizada por el computador, el sistema RTTM envía una alarma al controlador del oleoducto. Mientras más instrumentos transmitan datos precisos dentro del modelo, más alta será la precisión y la confiabilidad del modelo. Note que el modelo depende de la apropiada calibración y operación de los instrumentos, para un óptimo desempeño. Los errores en la calibración pueden resultar en falsas alarmas o fugas no detectadas, y la pérdida de un instrumento crítico podría requerir que el sistema tenga que ser detenido para efectuar la reparación correspondiente.

La ventaja que provee el sistema RTTM sobre otros métodos, es la habilidad para modelar todas las características de la dinámica de fluidos: flujo, presión y temperatura, y tomar en cuenta la extensiva configuración de las características físicas del oleoducto: longitud, diámetro, espesor, etc., así como también las características

del producto: densidad, viscosidad, etc. Adicionalmente, el modelo puede ser sintonizado para distinguir entre errores instrumentales, transitorios, y fugas. Las distintas desventajas de este sistema son los costos asociados con la implementación del mismo, y la complejidad del sistema en sí, el cual requiere numerosos instrumentos y entrenamiento extensivo del controlador, además del mantenimiento del sistema.

Algunas de las marcas existentes en el mercado para este tipo de sistemas son:

- LICEnergy con el Sistema Pipeline leak detection system (PLDS)
- Simulations con el Sistema LEAKWARN
- Stoner Associate con el Sistema SPS/Leakfinder

2.3 Cuadros Comparativos¹⁰

Los cuadros comparativos que se muestran a continuación, enfrentan las características más trascendentales de cada uno de los sistemas incluidos en este estudio. La tabla. 2.1. analiza la disponibilidad y aplicabilidad, la primera es una medida de la accesibilidad que Petroproducción en este caso, tendría a cada sistema para su adquisición, la segunda se refiere a la aplicabilidad de los sistemas en oleoductos de petróleo crudo.

La tabla. 2.2. compara la sensibilidad de cada sistema, es decir cuál es el tamaño más pequeño de fuga que puede ser detectado.

La tabla. 2.3. realiza el análisis de precisión, que “es una medida del desempeño del sistema relacionado a la estimación de parámetros tales como la tasa de fuga, el volumen total perdido y la locación de la misma” (API, 1995b).

¹⁰ Recopilado de: <http://dec.state.ak.us/spar/ipp/docs/ldevaluations.pdf>, Leak Detection Methods

La tabla. 2.4. se enfoca en la fiabilidad de los sistemas, lo cual se relaciona con la habilidad del mismo para reportar en forma confiable la existencia o no de una fuga.

La tabla 2.5. realiza un análisis de la robustez, que “es la capacidad del sistema para continuar en funcionamiento y seguir proveyendo información, inclusive cuando las condiciones de operación hayan cambiado”¹¹.

Este tipo de estudios comparativos se han desarrollado en forma habitual por empresas y gobiernos interesados en analizar las diferentes propuestas que las compañías ofrecen, pues siempre se ha buscado la mejor opción tecnológica, con el objetivo de traer beneficio a la empresa, a los trabajadores y al país, con el menor impacto ambiental posible.

¹¹ Norma API, 1995b

Tabla. 2.1. Aplicabilidad y Disponibilidad

SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS INTERNOS	MARCAS PRESENTES EN EL MERCADO	APLICABILIDAD Y DISPONIBILIDAD
BALANCE DE VOLUMEN	EFA Technologies – (parte del sistema)	MassPak está comercialmente disponible en el mercado y ha sido usado anteriormente en oleoductos de petróleo crudo.
	EnviroPipe Applications LEAKTRACK 2000	LEAKTRACK 2000 está comercialmente disponible en el mercado. El sistema ha sido instalado en un oleoducto de petróleo crudo, y está siendo instalado en siete más.
	ATMOS Pipe - LDS	El sistema está disponible a nivel mundial, y ha sido instalado para un gran número de empresas que manejan oleoductos de petróleo crudo tales como: CNOOC - China, Rotterdam Rijn Pijpleiding, PDO – OMAN, Shell, UK, etc.
	Controlotron Corporation's System	El sistema 990LD está comercialmente disponible en el mercado y ha sido aplicado exitosamente a oleoductos de petróleo crudo.
	DETEX International's Series 2000	Series 2000 está comercialmente disponible en el mercado, y la tecnología es aplicable a líneas de transmisión de petróleo crudo, sin embargo, a la fecha solamente los medidores de flujo ultrasónicos (sin incluir el software de detección) han sido instalados exitosamente en líneas de crudo. El paquete completo Series 2000 únicamente ha sido instalado en una línea de gas de 2 millas de largo.
ANALISIS DE PRESIÓN	EFA Technologies -Pressure Point Analysis (PPA) TM	El sistema PPA con localizador, está comercialmente disponible en el mercado, y ha sido usado exitosamente en oleoductos de petróleo crudo.
	Acoustic Systems, Inc. WaveAlert	WaveAlert está comercialmente disponible en el mercado, y es aplicable a líneas de transmisión crudo.
	Tracer Research Corporation's LeakLoc	Aunque todavía está en una fase de prueba, LEAKLOC está comercialmente disponible en el mercado y de acuerdo a TRACER es aplicable a la mayoría de ductos que transportan líquidos, incluyendo oleoductos de petróleo crudo. Sin embargo, a la fecha, LEAKLOC no ha sido instalado en una línea de transmisión de crudo; adicionalmente, el sistema es solamente recomendado para uso en línea estáticas, pues no existe una detección de fugas continua.
MODELAMIENTO CON TRANSITORIOS EN TIEMPO REAL	LICEnergy – Pipeline Leak Detection System	PLDS está comercialmente disponible en el mercado, y ha sido instalado en oleoductos de petróleo crudo.
	Simulations - LEAKWARN	LEAKWARN está comercialmente disponible en el mercado y ha sido instalada en oleoductos de petróleo crudo.
	Stoner Associate's SPS/Leakfinder	SPS/Leakfinder está comercialmente disponible en el mercado, y ha sido instalado en oleoductos de petróleo crudo.
SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS EXTERNOS		APLICABILIDAD Y DISPONIBILIDAD
EMISIONES ACÚSTICAS	Physical Acoustic Corporation's Acoustic Emissions LDS	AE es una tecnología comercialmente disponible y puede ser aplicada en líneas de transmisión para petróleo crudo, sin embargo nunca se ha instalado en este tipo de oleoductos.

Tabla. 2.1. **Aplicabilidad y Disponibilidad (Continuación)**

FIBRA ÓPTICA	FCI Environmental – PetroSense	PetroSense es una tecnología disponible comercialmente y aplicable a oleoductos de petróleo crudo, sin embargo, la tecnología nunca ha sido instalada en una línea de éste mineral, y un reciente reporte preliminar de la API indica que el límite práctico de los sensores es un Heating oil ligero. (API 1999). El fabricante indica que las mejores aplicaciones de la tecnología fueron para líneas cortas de combustible en hidrantes de aeropuerto o en tuberías internas para refinerías.
SENSORES DE LÍQUIDO	PermAlert's PALAT®	PermAlert's PALAT comercialmente está disponible y se puede aplicar a líneas de transmisión para el transporte de petróleo crudo; sin embargo, a la fecha, el sistema solo ha sido instalado en pequeños segmentos de oleoductos de este mineral, típicamente en áreas altamente sensibles como cruces de ríos.
	Raychem Corporation's TraceTek	Raychem's TraceTek está comercialmente disponible y es aplicable a líneas de transmisión de petróleo crudo; sin embargo, a la fecha, el sistema solo ha sido instalado en pequeños oleoductos de combustible y en tanques de almacenamiento de petróleo. El fabricante indica que las mejores aplicaciones de ésta tecnología fueron para pequeñas líneas de combustible en aeropuertos, para las tuberías de las refinerías o en áreas muy sensibles de largas líneas.
	Løgstør Rør's LR-Detector	El sistema de detección de fugas LR está comercialmente disponible y es aplicable a líneas de transmisión de petróleo crudo, sin embargo, a la fecha, el sistema ha sido instalado únicamente en ductos de agua. Nótese que el sistema no puede ser instalado en oleoductos de crudo actualmente existentes, solamente es aplicable a instalaciones nuevas, donde al igual que el sistema de detección de fugas, la tubería también debe ser provista por el fabricante.
SENSORES DE VAPOR	National Environmental Services Company's Soil Sentry 12XP	El sistema 12 XP está comercialmente disponible y es aplicable a líneas de transmisión de petróleo crudo, sin embargo el sistema ha sido únicamente instalado en pequeñas líneas de combustible.

Tabla. 2.2. **Sensibilidad**

SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS INTERNOS	MARCAS PRESENTES EN EL MERCADO	SENSIBILIDAD																									
BALANCE DE VOLUMEN	EFA Technologies – (parte del sistema)	La sensibilidad del sistema MassPack depende directamente de la sensibilidad de los medidores de flujo y de todos los instrumentos que proveen datos al sistema. Dependiendo del tipo de medición, MassPak puede detectar fugas iguales o menores al 1% de crudo manejado diariamente. MassPack responde a una fuga solamente después de que el evento haya viajado hacia ambos terminales de la línea o segmento de línea, y la diferencia medida exceda el umbral de la alarma. Dependiendo de la medida de la fuga esto puede tomar de minutos a horas.																									
	EnviroPipe Applications LEAKTRACK 2000	La sensibilidad del sistema está directamente afectada por la capacidad de muestreo de datos del sistema SCADA. Su desempeño también depende de la calidad de la instrumentación y de las características del controlador. La sensibilidad de LEAKTRACK 2000 según el fabricante es: <ul style="list-style-type: none"> • 1% de flujo dentro de 15 minutos • 0.5% de flujo dentro de 1 hora • 0.3% de flujo dentro de 24 horas 																									
	ATMOS Pipe - LDS	Ha detectado Fugas de 0.3% en ductos de líquido y 1.8% en gaseoductos En un oleoducto de crudo en Netherlands se reportaron detecciones de fugas de 1% en 8 minutos 30 segundos y una de 4% en 16 minutos.																									
	Controlotron Corporation's System	La sensibilidad del sistema 990LD depende en mayor medida de la sensibilidad de los medidores de flujo tipo clamp-on (ultrasónicos, no intrusivos) que proveen la información al sistema. Controlotron provee el siguiente cuadro que resume los mejores modos de operación del sistema instalado en un oleoducto. Valor umbral en porcentaje del caudal normal: <table border="1" data-bbox="871 971 1717 1125"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>1 Min</th> <th>5 Min</th> <th>15 Min</th> <th>60 Min</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Vía dual de alta precisión</td> <td>3</td> <td>2</td> <td>1.5</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Vía dual de precisión estándar</td> <td>4</td> <td>3</td> <td>2</td> <td>1.5</td> </tr> <tr> <td>Vía simple de alta precisión</td> <td>5</td> <td>4</td> <td>3</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Vía simple de precisión estándar</td> <td>7</td> <td>5</td> <td>4</td> <td>3</td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	1 Min	5 Min	15 Min	60 Min	Vía dual de alta precisión	3	2	1.5	1	Vía dual de precisión estándar	4	3	2	1.5	Vía simple de alta precisión	5	4	3	2	Vía simple de precisión estándar	7	5	4	3
	Descripción	1 Min	5 Min	15 Min	60 Min																						
Vía dual de alta precisión	3	2	1.5	1																							
Vía dual de precisión estándar	4	3	2	1.5																							
Vía simple de alta precisión	5	4	3	2																							
Vía simple de precisión estándar	7	5	4	3																							
DETEX International's Series 2000	La sensibilidad del sistema Series 2000 depende en su mayoría de la sensibilidad de los medidores de flujo tipo clamp-on. DETEX provee los siguientes estimados de desempeño alcanzados en un oleoducto con el sistema Series 2000 instalado: <ul style="list-style-type: none"> - Fuga Catastrófica dentro de 30 segundos - 5% del flujo dentro de 1 minuto - 2% del flujo dentro de 5 minutos - 0.5% del flujo dentro de 8 minutos - 0.25% del flujo dentro de 15 minutos 																										

Tabla. 2.2. Sensibilidad (Continuación)

ANÁLISIS DE PRESIÓN	EFA Technologies -Pressure Point Analysis (PPA) TM	<p>La sensibilidad del sistema PPA depende en su mayor parte de la cantidad de ruido hidráulico en los puntos de medición, y en donde la bomba o compresor estén operando. Esencialmente, mientras más suavemente el crudo corra por el oleoducto, mayor será la sensibilidad. Una aplicación bien diseñada, con el equipo corriendo a una alta eficiencia, y con los instrumentos localizados en puntos de bajo ruido, la sensibilidad puede ser de 0.15% del flujo o menos. Para una típica aplicación de petróleo crudo, la sensibilidad está en el rango de 0.5% a 1% del flujo.</p> <p>El tiempo de detección para PPA depende de la distancia entre la fuga y los instrumentos. Los efectos de la fuga, viajan a la velocidad del sonido en el producto. El sistema PPA típicamente detectará la fuga, dentro de 5 minutos desde la llegada del evento a los instrumentos. Si los cambios producidos por la fuga sobre el producto, están sobre el ruido de fondo (la variación normal pico a pico en presión o flujo) el tiempo estará bajo los tres minutos.</p>
	Sistemas Acústicos WaveAlert	<p>La sensibilidad de WaveAlert para líneas que transportan líquidos, se ha reportado que es del 1% al 3% del flujo nominal. El tamaño mínimo de fuga detectable por el sistema, depende de la presión de operación, de la distancia del WaveAlert VII (convierte las señales de presión a señales digitales y procesa la información), el diámetro de la tubería y los niveles de ruido de fondo del oleoducto. Los tiempos de detección son típicamente de 15 segundos a 1 minuto, dependiendo de la velocidad del sonido en el oleoducto, la distancia entre monitores, la tasa de actualización de los datos de comunicación, y el tiempo de procesamiento.</p> <p>Así realiza un análisis de sensibilidad inicial de la línea, para determinar el mínimo tamaño teórico detectable de una fuga, y la óptima ubicación de los sensores WaveAlert.</p>
	Tracer Research Corporation's LeakLoc	<p>Tracer afirma que LEAKLOC puede alcanzar un umbral de detección de fugas de 10 a 15 galones por hora, sin importar la presión, flujo o geometría del oleoducto. Sin embargo, su desempeño ha sido probado en líneas de combustible cortas, operando a presiones y tasas de flujo bajas y bajo condiciones estáticas de flujo. Estas condiciones no son típicamente encontradas en líneas de transmisión de petróleo crudo. La capacidad de detección de fugas para éste sistema es desconocida, pero se espera que sea mayor al 4% del producto transportado diariamente, lo cual excede el criterio de ADEC (Alaska Department of Environmental Conservation) del 1% de flujo.</p> <p>La sensibilidad del sistema LEAKLOC es una función de la cantidad normal de ruido hidráulico en el oleoducto, de la presión y de la distancia entre la fuga y el sensor. El abrir o cerrar válvulas y las operaciones normales de las bombas producen ondas de compresión o de rarefacción, las cuales pueden disparar los sensores LEAKLOC. En particular, las bombas de desplazamiento positivo con válvula check, que operan a frecuencias cercanas a 1 Hz producen ruido que es difícil de eliminar. LEAKLOC compensa estas oscilaciones normales reduciéndolas a cero. Durante éste proceso, la sensibilidad del sistema se ve reducida. El tiempo de detección para LEAKLOC depende de la distancia entre la fuga y el instrumento. La señal producida por la fuga viaja a la velocidad del sonido en el producto. El fabricante afirma que LEAKLOC típicamente detectará la fuga dentro de 3 minutos, luego de que el evento haya sido detectado por los instrumentos.</p>

Tabla. 2.2. **Sensibilidad (Continuación)**

MODELAMIENTO CON TRANSITORIOS EN TIEMPO REAL	LICEnergy - PLDS	La sensibilidad en la detección de fugas, está directamente afectada por la capacidad de muestreo del sistema SCADA. El tiempo de respuesta del sistema PLDS es aproximadamente 5 escaneos del sistema SCADA para grandes fugas (< 5% del flujo tasado), y aproximadamente 100 escaneos del sistema SCADA para pequeñas fugas (\leq 1% del flujo tasado). Fugas de menos del 1% del flujo típicamente son detectadas dentro de 15 minutos. El desempeño real depende de la calidad de la instrumentación y de la capacidad del controlador. Algunos de los sistemas instalados tienen una sensibilidad de aproximadamente 0.2% del flujo tasado.
	Simulations - LEAKWARN	La sensibilidad en la detección de una fuga es directamente afectada por la capacidad de muestreo de datos del sistema SCADA. Es también dependiente de la calidad de la instrumentación y de las características del controlador. LEAKWARN de acuerdo a su desempeño en el campo, puede detectar fugas menores al 1% del flujo.
	Stoner Associate's SPS/Leakfinder	La sensibilidad del sistema de detección de fugas, está directamente afectada por la capacidad de muestreo de datos del sistema SCADA, la calidad de la instrumentación del oleoducto y las condiciones de operación. El sistema SPS/Leakfinder es capaz de detectar fugas iguales o menores que el 1% del flujo.
SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS EXTERNOS		SENSIBILIDAD
EMISIONES ACÚSTICAS	Physical Acoustic Corporation's Acoustic Emissions LDS	La sensibilidad para el sistema AE para la mayoría de aplicaciones es de 1 a 10 galones por hora, lo cual es típicamente menor que el 1% del volumen diario manejado para una línea de transmisión de crudo.
FIBRA ÓPTICA	FCI Environmental – PetroSense	PetroSense ha reportado la sensibilidad para el crudo de menos de 10 ppm en la fase de vapor y 0.1 ppm en agua. La probabilidad reportada de detección de una fuga de 0.2 gal/hora es 98%, con un tasa del 2% de falsa alarma. La probabilidad reportada de detectar una fuga de 0.1 gal/hora es 95% con una tasa de 5% de falsa alarma. El tiempo de respuesta al vapor es menor a 1 minuto y al agua menor a 5 minutos.
SENSORES DE LÍQUIDO	PermAlert's PALAT [®]	El sistema no detecta contacto accidental de líquido. En un segmento de 10.000 pies de cable (3048 m), una fuga debe ser suficientemente grande para mojar 20 pies del cable (6,096 m). La sensibilidad del sistema es ajustable en cualquier momento para incrementar o decrementar la cantidad de cable mojado necesario para activar la alarma de fuga, ésta puede variar desde algunas pulgadas a muchos pies. Ante la presencia de la cantidad suficiente del hidrocarburo líquido, el tiempo de respuesta es menor a 5 minutos, sin que la temperatura influya.

Tabla. 2.2. **Sensibilidad (Continuación)**

SENSORES DE LÍQUIDO	Raychem Corporation's TraceTek Løgstør Rør's LR-Detector	Raychem realizó una prueba de sensibilidad bench-top, en el Oleoducto de crudo Alaska North Slope, desempeñada por ARCO Alaska. Los resultados indicaron que cuando el petróleo estuvo en contacto directo con el cable sensor de líquido, le tomó al sistema 40 minutos activar la alarma a una temperatura de 104°F, 3 horas a 68°F, y 200 horas a -40°F El sistema LR ha sido optimizado para trabajar en aplicaciones para calefacción. La detección está basada en la medida de la resistencia eléctrica entre el cable y la tubería, y la elección de la alarma en la conductividad del aislamiento entre ellas. Si hablamos de calefacción, el nivel escogido corresponde al agua que tiene contacto con el cable, y se propaga 4 pulgadas a través de la tubería. En el caso de un oleoducto de crudo, el nivel de alarma será escogido experimentalmente y basado en la medida de la fuga a ser detectada.
SENSORES DE VAPOR	National Environmental Services Company's Soil Sentry 12XP	El sistema es capaz de detectar fugas de hasta 0.003 galones por hora dentro de 12 horas. La colocación estratégica de los puntos de muestreo y la porosidad del suelo, determinan la rapidez con la que el sistema detectará el vapor producido en caso de una fuga. El sistema no proporciona verdaderos resultados analíticos, puesto que el sensor es una herramienta diseñada para detectar entre 50 y 3500 ppm de vapores de hidrocarburos.

Tabla. 2.3. Precisión

SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS INTERNOS	MARCAS PRESENTES EN EL MERCADO	PRECISIÓN
BALANCE DE VOLUMEN	EFA Technologies – (parte del sistema)	MassPack se basa en la instrumentación del oleoducto para estimar los parámetros tales como tasa de flujo de la fuga y volumen perdido; por esta razón, la precisión de MassPack es totalmente dependiente de la precisión de los instrumentos instalados en el oleoducto. Las fugas no pueden ser localizadas utilizando únicamente el sistema MassPack.
	EnviroPipe Applications LEAKTRACK 2000	LEAKTRACK 2000 en gran medida se basa en la precisión de la instrumentación del oleoducto, para estimar parámetros tales como la tasa del flujo de fugas, y el volumen perdido. La precisión en la localización de una fuga depende del espaciamiento entre los transductores de presión. LEAKTRACK 2000 fue capaz de localizar una fuga a 75 millas de distancia del transductor más cercano, en un oleoducto de 295 millas equipado con tan solo 3 transductores.
	ATMOS Pipe - LDS	Proporciona el factor de fricción en Tiempo Real y Automáticamente corrige el desvío de los transmisores de flujo; esencial para la ubicación exacta de una fuga.
	Controlotron Corporation's System	El sistema 990LD basado en medidores clamp-on estima parámetros tales como tasa de flujo de fuga y el volumen perdido, por este motivo, la precisión del sistema está íntimamente relacionada con la precisión de la instrumentación. Los medidores de flujo clamp-on de tiempo transitorio del sistema 990 poseen una precisión 0.001 pies/segundo a cualquier tasa de flujo, incluyendo cero. Controlotron afirma que SoniLocator es capaz de localizar una fuga dentro de pocos metros de su verdadera locación. Los datos de campo no están disponibles para sostener lo dicho anteriormente.
	DETEX International's Series 2000	El sistema Series 2000 se basa principalmente en los medidores tipo clamp-on para estimar parámetros tales como tasa de flujo de fuga y volumen perdido, por este motivo, la precisión de este sistema es muy dependiente de la precisión en la instrumentación. Los medidores de flujo clamp-on para transitorios de tiempo, tienen una precisión de 0.001 pies/segundo en cualquier flujo, incluyendo cero. DETEX afirma que el sistema de localización de fugas opcional, es capaz de determinar la fuente de una fuga dentro de 60 pies de su localización real, en un segmento de oleoducto de 35 millas. Sin embargo, esta afirmación nunca ha sido demostrada en la práctica. El software de localización no está instalado en el oleoducto actualmente monitoreado por Series 2000.

Tabla. 2.3. **Precisión (Continuación)**

ANÁLISIS DE PRESIÓN	EFA Technologies -Pressure Point Analysis (PPA) TM	<p>El sistema PPA se basa en la instrumentación del oleoducto para evaluar si los datos presentados difieren de la normal operación sobre los últimos cinco minutos. Debido a que los algoritmos usados por el sistema PPA están relacionados, y no existe comparaciones directas de datos, la precisión de la instrumentación, a diferencia de la sensibilidad y la repetitividad, no es un factor que concierna demasiado. Si el mantenimiento de los transmisores de presión y de los medidores de flujo no se realiza con la frecuencia adecuada, esto no resultará en la disminución de la capacidad del sistema para detectar o localizar fugas.</p> <p>La precisión del localizador depende de la tasa de actualización de datos que éste tenga. EFA recomienda realizar el muestreo cada 0.25 segundos. Una tasa de actualización menor que la recomendada, resultará en la degradación de la precisión en la localización.</p>
	Sistemas Acústicos WaveAlert	<p>Wavealert se basa en su mayor parte, en la instrumentación del oleoducto, para estimar parámetros tales como tasa de fuga, y volumen perdido, por lo tanto, la precisión de WaveAlert es dependiente de la precisión de la instrumentación instalada en el oleoducto. WaveAlert recomienda usar un medidor de presión tipo transductores piezoresistor. La precisión de este tipo de transductores no es tan importante como su habilidad para medir pequeños cambios rápidamente.</p> <p>La precisión del sistema de locación de fugas depende de la distancia de separación de los procesadores WaveAlert VII y la presión de operación del oleoducto.</p> <p>De acuerdo al fabricante, el sistema puede determinar la locación de la fuga en 1 minuto o menos, o dentro de ± 100 pies.</p>
	Tracer Research Corporation's LeakLoc	<p>LEAKLOC se basa en la instrumentación del oleoducto, para estimar parámetros tales como la tasa de fuga y el volumen perdido, por lo tanto, la precisión de LEAKLOC es bastante dependiente de la precisión de la instrumentación. Tracer recomienda usar los sensores de presión dinámica que la marca pone a disposición, los cuales pueden detectar 0.001 psi de cambio sobre una presión de operación desde 10 a 2000 psi.</p> <p>Una de las dos líneas estáticas de combustible, donde LEAKLOC ha sido instalado, fue capaz de localizar una fuga dentro del 0.05% de la longitud total del oleoducto, o ± 40 pies (12.2 m) de la locación real. Hay que tener en cuenta que estas líneas tienen alrededor 3000 pies de longitud (914.4 m) simplemente. El desempeño en oleoductos dinámicos más largos, dependería del espaciamiento de los instrumentos a lo largo de la línea y de la frecuencia de actualización de datos.</p>
MODELAMIENTO CON TRANSITORIOS EN TIEMPO REAL	LICEnergy – PLDS	<p>El sistema PLDS requiere un gran número de instrumentos localizados en varios puntos a lo largo de toda la longitud de la línea. Los cálculos son hechos para cada punto, comparando los valores reales con los valores calculados. Mientras más nodos tenga el sistema, más preciso este será. PLDS puede localizar fugas dentro del 5% al 10% de la longitud del ducto entre los transductores de presión.</p>

Tabla. 2.3. **Precisión (Continuación)**

MODELAMIENTO CON TRANSITORIOS EN TIEMPO REAL	Simulations - LEAKWARN	El modelo LEAKWARN requiere de un gran número de instrumentos localizados en varios puntos a lo largo de la línea. Los cálculos son hechos para cada punto, comparando los valores reales con los valores calculados. Mientras más nodos tenga el sistema, más preciso este será. LEAKWARN típicamente puede localizar fugas dentro del 10% de la longitud del ducto entre los transductores de presión.
	Stoner Associate's SPS/Leakfinder	SPS/Leakfinder se basa mayormente en la instrumentación de la tubería para estimar parámetros tales como tasa de flujo de la fuga, y volumen perdido. El modelo requiere un gran número de instrumentos localizados en varios puntos a lo largo de la longitud de la línea. Los cálculos son hechos para cada punto, comparando los valores reales con los valores calculados. Mientras más puntos un sistema tiene, más preciso llega a ser éste.
SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS EXTERNOS		PRECISIÓN
EMISIONES ACÚSTICAS	Physical Acoustic Corporation's Acoustic Emissions LDS	Utilizando la longitud recomendada de 200 pies (60.96 m) para cada segmento (con sensores a los extremos), el sistema AE puede localizar fugas dentro de 2 pies de longitud (0.609 m).
FIBRA ÓPTICA	FCI Environmental – PetroSense	El sensor de fibra óptica responderá solamente en presencia de hidrocarburos; por esta razón, el tiempo de detección es enteramente dependiente de la distancia entre los sensores, ajuste hidrogeológico y las características físicas y químicas del producto. En presencia directa de hidrocarburos, Petrosense tiene un tiempo de respuesta inicial de 15 segundos, con una precisión de $\pm 15\%$ para la lectura de vapor y $\pm 10\%$ para la lectura de agua.
SENSORES DE LÍQUIDO	PermAlert's PALAT [®]	El sistema PAL-AT puede identificar la presencia de líquido en cualquier punto a lo largo del cable sensor, e indicar su localización dentro de $\pm 1\%$ de la distancia al último punto de calibración o ± 5 pies; cualquiera sea más grande.
	Raychem Corporation's TraceTek	El sistema TraceTek determina la ubicación de las fugas en un rango del 1% de la longitud total del cable.
	Løgstør Rør's LR-Detector	La locación de la fuga, que es determinada por el pulso de un reflectómetro, puede ser calculada muy precisamente, siempre que se conozca el mapa del cableado y los puntos de medición estén dispuestos a intervalos apropiados. Cuanto más corta sea la distancia entre el punto de medición la fuga, mayor será la exactitud y menor el riesgo de defectos en la medición. Usando un reflectómetro de pulsos, la precisión es aproximadamente 0.1% de la distancia entre los puntos de medición.
SENSORES DE VAPOR	National Environmental Services Company's Soil Sentry 12XP	La capacidad de localizar una fuga con el sistema 12 XP es directamente proporcional al espacio horizontal entre los puntos de monitoreo. De cada uno de los 12 puntos se obtiene el muestreo en secuencia, así que la locación de la fuga puede ser aislada dentro de dos puntos.

Tabla. 2.4. **Fiabilidad**

SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS INTERNOS	MARCAS PRESENTES EN EL MERCADO	FIABILIDAD
BALANCE DE VOLUMEN	EFA Technologies – (parte del sistema)	<p>MassPack posee una característica especial llamada SmartPoint, que es un procesador inteligente de alarmas, el cual es configurado por el usuario para activar una alarma, solamente cuando todas las condiciones específicas son conocidas, y las alarmas no tienen ningún problema en su funcionamiento. SmartPoint reconoce una fuga en un segmento de oleoducto cuando la presión decrece y se incrementa el flujo en la entrada del segmento, y el flujo y la presión decrecen al final del segmento.</p> <p>MassPack incluye una opción para el empaquetamiento de líneas, la cual puede ser encendida por el usuario, si se están realizando trabajos de empaquetamiento o desempaquetamiento de la línea.</p> <p>La presión en el inicio y en el final de cada segmento del oleoducto es monitoreada y usada para calcular los correspondientes cambios en la línea de empaque. Estos cambios son usados para ajustar los errores de balance de masas, con el objetivo de que las alarmas únicamente sean activadas si ocurre una verdadera fuga.</p>
	EnviroPipe Applications LEAKTRACK 2000	<p>Para minimizar falsas alarmas, LEAKTRACK 2000 puede automáticamente ajustar el umbral de detección de fugas por un período de tiempo, mientras se determina si la fuente de la alarma se debe a una fuga o a un transitorio normal de operación, de la siguiente manera:</p> <p>Cuando un cambio operacional ocurre, como el encendido o apagado de una bomba, LEAKTRACK 2000 automáticamente incrementa los límites de alarma, durante un tiempo establecido por un algoritmo de tiempo. Este nuevo límite de alarma es usado por el sistema de detección de fugas por un período de tiempo, hasta que el sistema regrese a su estado normal.</p> <p>En el oleoducto Colonial, donde el sistema LEAKTRACK fue instalado, se realizaron pruebas de campo durante dos semanas, sin presentarse falsas alarmas.</p>
	ATMOS Pipe - LDS	Mínimo número de alarmas falsas durante todas las operaciones normales: máximo dos alarmas falsas por año para ductos de líquidos y cuatro por año para gaseoductos.

Tabla. 2.4. **Fiabilidad (Continuación)**

BALANCE DE VOLUMEN	Controlotron Corporation's System	<p>Recientemente sistemas instalados 990LD han experimentado un proceso de optimización, a través del cual la calibración es normalizada, y las fuentes de las variaciones cortas y largas de datos, debido a las características particulares de la tubería se identifican y se reducen al mínimo. Lo que da como consecuencia la habilidad para configurar el umbral de alarmas, al mínimo valor posible, acorde con las condiciones del oleoducto, y minimizando a la vez el número de falsas alarmas.</p> <p>Para evitar las falsas alarmas Controlotron recomienda incluir una función de control automatizada de aplicación (AppCon). El sistema AppCon parte del sistema 990LD ajusta dinámicamente los umbrales para la detección de fugas, para evitar falsas alarmas, debido a ciertas condiciones de operación; sin embargo tales condiciones también activarán un sistema de fuga preventiva, el cual alertará al controlador de una potencial fuga, todavía no declarada. Una herramienta llamada ReaLeak despliega en la pantalla una gráfica que muestra la correlación entre los datos de la fuga reportada con las condiciones operacionales del oleoducto, para ayudar a confirmar la veracidad de la fuga.</p> <p>La fiabilidad del sistema 990LD es también garantizada gracias a su habilidad para detectar y compensar el empaquetamiento y desempaquetamiento de la línea. Cuando se inicia el empaquetamiento de la línea, el líquido comienza a comprimirse, incrementándose la densidad del mismo, y su velocidad de propagación. Correlacionando la tasa de incremento de flujo con el incremento en la velocidad, 990LD puede confirmar que el desbalance del volumen del segmento es debido al empaquetamiento de la línea, mas no a una fuga, consecuentemente previniendo la declaración de una falsa alarma. Nótese que durante el proceso de optimización, se determina la cantidad de líquido que normalmente se empaqueta en cada segmento, bajo varias condiciones de flujo, con esta información 990LD puede determinar si el desbalance real del líquido durante el empaquetamiento de la línea, está dentro de los límites normales. Si se excede estos límites, el sistema declarará una falsa alarma.</p>
	DETEX International's Series 2000	<p>Con el software de integración continua, el sistema Series 2000 experimenta un proceso de sintonización inicial, donde el sistema "aprende" todas las características de operación normal del oleoducto y del producto que está circulando por él, incluyendo los cambios en la tasa de flujo y en la salida de la bomba. Esta característica combinada con el programa MiniThresh resulta en la capacidad para automáticamente configurar el umbral de detección de las fugas al menor valor, consistente con las condiciones del oleoducto, y de esta forma, minimizar las falsas alarmas.</p> <p>DETES garantiza que el sistema SERIES 2000 no activará más de 2 falsas alarmas por mes.</p> <p>Series 2000 puede también minimizar las falsas alarmas, detectando empaquetamiento y desempaquetamiento en la línea. En esencia, la compresión de líquido o empaquetamiento de una línea, incrementa la densidad y la velocidad de propagación del sonido en el líquido. Relacionando el incremento en la tasa de flujo, con el incremento de la velocidad, Series 2000 puede confirmar que el desbalance de volumen presente es debido al empaquetamiento de la línea y no a una fuga, y de esta forma previniendo una declaración de falsa alarma.</p>
ANÁLISIS DE PRESIÓN	EFA Technologies -Pressure Point Analysis (PPA) TM	<p>SmartPoint es un procesador de alarma inteligente, el cual es configurado por el usuario solamente cuando todas las condiciones especificadas son conocidas, dando como resultado una correcta operación de las alarmas. SmartPoint reconoce una fuga en un segmento de tubería por el decrecimiento de la presión y el incremento en el flujo en la entrada del mismo, y el decrecimiento de ambas características en la salida de éste.</p>

Tabla. 2.4. **Fiabilidad (Continuación)**

ANÁLISIS DE PRESIÓN	Sistemas Acústicos WaveAlert	<p>La fiabilidad del sistema WaveAlert está asegurada, puesto que más de un Procesador WaveAlert VII graba cada evento acústico. Adicionalmente, la fuente de la señal acústica debe ser encontrada en el segmento sensado de la tubería, para el sistema poder declarar una fuga, el fabricante garantiza máximo una falsa alarma por año.</p> <p>Para minimizar la incidencia de falsas alarmas de los eventos fuera del segmento de oleoducto, WaveAlert establece un “zona de silencio” a cada lado del transductor. La longitud de la zona de silencio depende en gran medida del espaciamiento existente entre los transductores y de la proximidad a las bombas, válvulas, etc. La desventaja de esta característica, es que las fugas originadas dentro de la zona de silencio, no pueden ser detectadas. Para reducir falsas alarmas, filtros duales de transductores son instalados al final del oleoducto.</p>
	Tracer Research Corporation's LeakLoc	Bajo condiciones estáticas de línea, la tasa de falsas alarmas de LEAKLOC es relativamente baja (1 por semana o menos). La tasa de falsas alarmas para ductos dinámicos, es desconocida.
MODELAMIENTO CON TRANSITORIOS EN TIEMPO REAL	LICEnergy - PLDS	<p>Como resultado del establecimiento de múltiples VBSs (Visual Basic Script Edition) y LDAPs (Lightweight Directory Access Protocol), múltiples umbrales de detección de fugas están establecidos y las falsas alarmas son minimizadas. Usualmente un criterio de persistencia es añadida a la lógica de la alarma en un VBS así que las alarmas no son disparadas por fluctuaciones temporales de datos, o por largos transitorios en la tubería.</p> <p>La fiabilidad es también mejorada cuando PLDS ajusta automáticamente los umbrales del balance de volumen, acorde a las condiciones hidráulicas locales, estos ajustes dinámicos protegen al sistema de falsas alarmas durante cortos o largos transitorios.</p> <p>Los ajustes son una función de diferentes parámetros, incluyendo variaciones estadísticas en balance de flujo, tasa de empaquetamiento, balance de masa y parámetros de operación del oleoducto tales como la tasa de flujo.</p>
	Simulations - LEAKWARN	<p>Para un segmento dado del oleoducto, LEAKWARN establece los umbrales de detección de fugas, para una variedad de cuadros de tiempo. Esto permite que las fugas sean detectadas, mientras se minimiza el porcentaje de falsas alarmas debido a transitorios, errores de repetitividad de los instrumentos y valores errados en la medición del flujo. Adicionalmente, en el evento de un aviso de una potencial fuga, la herramienta Signature Plot determina la causa precisa de la anomalía en la tubería de una manera relativamente rápida.</p> <p>La fiabilidad es mejorada gracias a la habilidad de LEAKWARN de automáticamente ajustar los umbrales de detección de fuga de acuerdo a las condiciones hidráulicas locales. Este ajuste dinámico protege al sistema de falsas alarmas durante períodos transitorios cortos o largos, alisando o cortando los picos.</p>
	Stoner Associate's SPS/Leakfinder	SPS/Leakfinder aplica múltiples umbrales de detección de fugas para cada uno de los segmentos del oleoducto. Los umbrales son dinámicamente ajustados cada paso de tiempo, para minimizar el número de falsas alarmas. Los ajustes son una función de diferentes parámetros, incluyendo variaciones estadísticas del balance de flujo, tasa de empaquetamiento, balance de masa y parámetros de operación de la tubería tales como la tasa de flujo.

Tabla. 2.4. **Fiabilidad (Continuación)**

SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS EXTERNOS		FIABILIDAD
EMISIONES ACÚSTICAS	Physical Acoustic Corporation's Acoustic Emissions LDS	El sistema AE no tiene falsas alarmas puesto que éste usa una lógica de alarma incorporada, para diferenciar una fuga de otras fuentes de ruido. La señal de datos de una fuga potencial es construida en función del tiempo (por aproximadamente 1 hora) y es analizada para determinar si el patrón acústico coincide con el de una fuga, es decir si la señal permanece constantemente alta para un período dado de tiempo. El sistema AE puede fácilmente diferenciar entre una fuga y un transitorio de tiempo. El sistema a veces tiene problemas con la localización exacta de una fuga, debido a la presencia de codos y Ts en la tubería, los cuales pueden alterar las señales acústicas emitidas durante una fuga y afectar la habilidad del sistema para determinar su posición exacta.
FIBRA ÓPTICA	FCI Environmental – PetroSense	La probabilidad promedio de tener una falsa alarma para cualquier aplicación dada es $\leq 5\%$. Los umbrales de las alarmas son establecidos durante la calibración del sistema, y son configurados sobre los niveles de contaminación y ruido existentes.
SENSORES DE LÍQUIDO	PermAlert's PALAT [®] Raychem Corporation's TraceTek	El fabricante indica que las falsas alarmas en este sistema, típicamente son el resultado de una mala instalación de las conexiones de cable. Ninguna falsa alarma fue reportada durante las pruebas realizadas por la EPA (Environmental Protection Agency – Agencia de Protección Ambiental de E.E.U.U.) Cuando un líquido es detectado, PAL-AT activa una alarma y muestra la locación de la fuga. La unidad inicia un monitoreo del cable, en el caso de existir cualquier cambio significativo la alarma será reactivada. El sistema es capaz de monitorear (detectar y localizar) múltiples fugas o mayor cantidad de líquido sobre el cable sensor. Las falsas alarmas en el sistema Tracetek, típicamente son el resultado de factores externos tales como contaminación o filtraciones en la cubierta del cable. Cuando el líquido es detectado, TraceTek activa una alarma y muestra la locación de la fuga. La unidad continúa el monitoreo del cable y reactivará la alarma si ocurre cualquier cambio significativo. Una vez que la alarma ha sido confirmada, el módulo puede ser reseteado simplemente pulsando un botón.
	Løgstør Rør's LR-Detector	El sistema es inmune a grandes campos electromagnéticos o a cualquier ruido eléctrico existente en el ambiente circundante.
SENSORES DE VAPOR	National Environmental Services Company's Soil Sentry 12XP	La probabilidad de una falsa alarma depende de la presencia de los hidrocarburos existentes en el ambiente circundante al oleoducto o debido a previas fugas ocurridas en el mismo. Típicamente el sistema 12-XP, previo a su funcionamiento, realiza una prueba de 7 a 14 días para determinar las concentraciones de hidrocarburos en el ambiente. Los niveles de alarma son entonces fijados sobre los niveles de los hidrocarburos existentes en el ambiente.

Tabla. 2.5. Robustez

SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS INTERNOS	MARCAS PRESENTES EN EL MERCADO	ROBUSTEZ
BALANCE DE VOLUMEN	EFA Technologies – (parte del sistema)	<p>Todos los sistemas de balance de masas, incluido MassPack están limitados por el desempeño de los medidores, y muchas veces éstos tienen que lidiar con terribles transitorios. Los medidores de desplazamiento positivo, son probablemente los más inmunes a los transitorios. Los medidores de flujo por sensamiento de presión, tales como los medidores de orificio, son probablemente los más afectados. Además como cualquier otro sistema de balance de masas, MassPack es vulnerable a un bajo mantenimiento de los medidores, y a inapropiadas pruebas de los mismos.</p> <p>Nótese que incorporando dos independientes métodos de detección de fugas, que usen formas totalmente diferentes de evaluar la línea (análisis de presión y balance de masas), LeakNet detectará fugas por uno o ambos métodos sin importar las condiciones transitorias.</p>
	EnviroPipe Applications LEAKTRACK 2000	<p>LEAKTRACK 2000 puede continuar operando durante la pérdida de un instrumento, o cuando valores perdidos hayan sido encontrados. El cálculo del flujo y la distancia son mínimamente afectados si los transductores restantes están suficientemente cerca (de 50 a 80 millas). A distancias más largas, la amplitud de la onda de presión se puede atenuar y por tanto reducir la exactitud en los cálculos.</p> <p>La distancia a los puntos de monitoreo de presión, y la medida de la caída de la presión, son factores que pueden afectar la posibilidad de detectar fugas en cualquier sistema.</p>
	ATMOS Pipe - LDS	<p>En caso de fracaso de la Instrumentación continuará operando en un modo degradado, aún con un solo instrumento funcionando. Proporciona Continua Detección de Fugas en tiempo real para todas las condiciones operativas: Comienzo, Encierre, Flujo Turbulento(+/- 70% de cambio en el flujo y la presión), etc.</p>
	Controlotron Corporation's System	<p>El sistema 990LD es un dispositivo electrónico no intrusivo, sin partes móviles, por esta razón, no existe ningún líquido que pueda desgastar al sistema o inducir un cambio en la calibración del mismo, tal como se puede observar en instrumentos convencionales intrusivos como turbinas o medidores de desplazamiento positivo.</p> <p>Sin embargo, ningún sistema basado en computador es inmune a fallas y es dependiente de los enlaces de comunicaciones de datos, fuentes de energía, una apropiada instalación, y un mantenimiento periódico.</p> <p>La medición de flujo clamp-on con transitorio de tiempo automáticamente detecta el empaquetamiento en la tubería y para oleoductos en los cuales se producen cambios de temperatura, se determina el efecto en el líquido y la expansión y contracción de la tubería, de esta forma se previene la activación de falsas alarmas, o fallas en la detección de una fuga.</p> <p>Una clave del desempeño del sistema es su habilidad para continuamente identificar el tipo y la condición del producto en la tubería, y de acuerdo a esto asegurar que todo el tiempo exista una correcta calibración del sistema. El sistema 990LD toma aproximadamente 1000 mediciones por segundo e identifica el producto una vez por minuto. Esto es muy importante, puesto que las características del petróleo crudo pueden variar sustancialmente.</p> <p>Adicionalmente, la tecnología de gran alcance usada en los medidores de flujo, asegura que sin importar que líquido esté en el oleoducto, el medidor detectará los parámetros de éste, y permitirá la operación continua del sistema.</p>

Tabla. 2.5. Robustez (Continuación)

BALANCE DE VOLUMEN	DETEX International's Series 2000	Series 2000 es un dispositivo electrónico no intrusivo, sin partes movibles, por este motivo, no presenta desgaste por inducción de líquido o descalibración, como se encuentra en los medidores de flujo convencionales. Sin embargo, como cualquier sistema basado en software, no es inmune a fallas, y su operación y desempeño es dependiente de los enlaces de comunicación, suministro de energía, instalación apropiada, y un periódico mantenimiento. La clave de la robustez del sistema es su habilidad para continuamente identificar al producto en la tubería, el sistema Series 2000 realiza aproximadamente 1000 mediciones por segundo, e identifica el producto una vez cada 30 segundos. Esto es importante ya que las características del petróleo crudo pueden variar sustancialmente.
ANÁLISIS DE PRESIÓN	EFA Technologies -Pressure Point Analysis (PPA) TM (parte del sistema)	PPA es sintonizado para detectar fugas cercanas al ruido de fondo. Dependiendo de las características físicas del oleoducto, y cómo este es operado, los valores normales pico a pico pueden variar ampliamente. PPA ha detectado fugas bajo condiciones donde los transitorios normales de operación varían desde 0.2 psig a >150 psig. Para iniciar una alarma, una fuga debe generar cambios en la presión o el flujo, con un cambio de oscilación de ¼ del ruido de fondo pico a pico. Una vez que PPA es iniciado, el sistema buscará un patrón de oscilación, si LEAKNET puede separar el patrón de los eventos randómicos, una alarma será activada, caso contrario, se restablecerá el sistema, y con él, su sensibilidad. Una desventaja inherente a este proceso es que PPA no puede detectar fugas durante el tiempo que le toma al sistema restablecerse. La habilidad para detectar una fuga mientras el sistema se está restableciendo fue parte del protocolo de prueba ATA/API. LEAKNET detecta fugas en forma fiable bajo estas condiciones, que aseguran que el nivel de las señales producidas por una fuga están sobre el ruido de fondo de manera visible. En este caso un cambio equivalente a 1/3 de la oscilación pico a pico fue detectado. Nótese que incorporando dos métodos independientes de detección de fugas que usan formas completamente diferentes de evaluación de la línea (análisis de presión y balance de masa), LEAKNET detecta fugas por uno o ambos métodos sin que en esto influya cualquier transitorio por el cual el sistema esté atravesando.
	Sistemas Acústicos WaveAlert	El sistema WaveAlert puede distinguir entre ondas acústicas generadas por ruido de fondo y ondas acústicas generadas por una fuga. Esto lo realiza comparando el evento grabado con una "máscara de fuga", la cual es basada en un evento real de fuga, realizada a propósito durante la instalación del sistema. Nótese que solo existe una oportunidad para que el sensor detecte la fuga, si la onda de rarefacción pasa el sensor, y la alarma no es activada, la habilidad del sensor para detectar la fuga se ha perdido. Cuando un instrumento como el Procesador WaveAlert VII se ha perdido, el resto de procesadores que todavía están trabajando, continuarán con la detección de fugas, pero a una menor sensibilidad. WaveAlert puede ser instalado con algoritmos de balance de masa para realizar redundancia de detección, aunque esto no se lo realiza muy comúnmente.
	Tracer Research Corporation's LeakLoc	Los sensores dinámicos de presión de LEAKLOC permiten disminuir los efectos de los cambios en la presión hasta hacerlos cero, de esta manera se asegura que el sensor no responda a cambios de presión causados por las operaciones normales del oleoducto. Sin embargo no se espera un buen funcionamiento, bajo condiciones de flujo dinámico. Nótese que LEAKLOC emplea un solo método de detección de fugas, por lo tanto, no existe redundancia del sistema. Adicionalmente, existe solamente una oportunidad para que el sensor detecte cada fuga, si la onda de rarefacción pasa por el sensor y ninguna alarma es activada, la habilidad para detectar fugas del sensor se ha perdido.

Tabla. 2.5. Robustez (Continuación)

<p style="text-align: center;">MODELAMIENTO CON TRANSITORIOS EN TIEMPO REAL</p>	<p>LICEnergy - PLDS</p>	<p>La pérdida de comunicación con un instrumento durante una significativa cantidad de tiempo, puede desactivar en el modelado, la porción de la tubería en la cual ésta se encuentra, hasta que la comunicación sea restablecida.</p> <p>El tipo y la duración de la falla determinan la degradación del desempeño del sistema, típicamente la pérdida de las mediciones en los puntos límite del oleoducto, que son usadas para manejar el modelo hidráulico, son las que mayormente afectan al sistema. En estos casos PLDS automáticamente desactivaría la detección de fugas para el VBS hasta que las mediciones sean guardadas nuevamente. Cuando no existen medidas de los puntos límites, PLDS tiene una característica de reconfiguración automática, que permite una detección continua de fugas a pesar de la pérdida parcial de datos, debido al mal funcionamiento de un sensor.</p> <p>El ruido aparece en el sistema de detección de fugas como fluctuaciones randómicas de las discrepancias entre la tasa de empaquetamiento calculado y el balance de flujo. Típicamente el período de escaneo del sistema SCADA, es suficiente para que el sistema se dé cuenta de que ha entrado a un transitorio normal, como puede ser el encendido o apagado de un compresor, sin embargo, altas fluctuaciones de frecuencia causadas por la vibración de válvulas o instrumentos de medición, con un constante feedback, presenta un mayor reto. Para solucionar el problema del ruido, el PLDS usa un método de filtraje de alta frecuencia, basado en las funciones de Bessel de séptimo orden para mejorar la calidad de los datos que ingresan desde el sistema SCADA. PLDS también automáticamente ajusta los umbrales de alarma para el ruido de los instrumentos y los transitorios, con la ayuda de la herramienta LDAPs.</p>
	<p>Simulations - LEAKWARN</p>	<p>Cuando se pierde la comunicación con un instrumento, LEAKWARN etiquetará al mismo, y en lugar de desactivar la detección de fugas en ese segmento, añadirá un valor incierto a los cálculos de la línea de empaque, y continuará operando en un modo degradado. Cuando el instrumento regrese a su funcionamiento normal, LEAKWARN inmediatamente regresará a operar normalmente (el sistema no necesita ser reiniciado luego de este tipo de incidentes).</p> <p>Para compensar el ruido normal de operación, LEAKWARN es sometido a un ajuste inicial para sintonizar el sistema de modo que se compensen los errores asociados con el producto, las características de la tubería y el ruido de los instrumentos. LEAKWARN es también capaz de ajustar automáticamente los umbrales de alarma para compensar los transitorios del oleoducto.</p>
	<p>Stoner Associate's SPS/Leakfinder</p>	<p>En el evento de la pérdida de la comunicación con un instrumento, el sistema etiquetará al mismo, y en lugar de desactivar la detección de fugas en ese segmento, estimará la medición para un desempeño de detección continua de fugas. La pérdida extendida del instrumento eventualmente resultará en un sistema con una sensibilidad degradada.</p> <p>Adicionalmente, SPS/Leakfinder está continuamente analizando el ruido, los transitorios y otros parámetros de operación, y dinámicamente ajustando los umbrales de alarma, para minimizar las falsas alarmas, y asegurar una precisa identificación de las fugas.</p>

Tabla. 2.5. Robustez (Continuación)

SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS EXTERNOS		ROBUSTEZ
EMISIONES ACÚSTICAS	Physical Acoustic Corporation's Acoustic Emissions LDS	<p>La identificación y eliminación del ruido generado por la operación del oleoducto y el ambiente externo es esencial para una precisa evaluación acústica. Las fuentes de ruido externo pueden ser efectivamente evadidas, escogiendo cuidadosamente el período de medición y la localización de los sensores o pueden ser minimizadas a través de una robusta vía de recolección de datos y procesamiento de la señal.</p> <p>El momento que un sensor acústico está funcionando mal o ha dejado de funcionar, el sistema AE envía una alarma de bajo nivel al controlador. Si el instrumento que presenta problemas no es una unidad final, es decir existen más sensores luego de éste en el oleoducto, el sistema AE continuará detectando y localizando fugas, aunque con una menor sensibilidad y precisión en la localización.</p>
FIBRA ÓPTICA	FCI Environmental – PetroSense	<p>Si un sensor de fibra óptica falla, la capacidad para continuar detectando fugas en el tramo donde esté instalado el mismo, se pierde. Luego de una fuga, todos los sensores afectados deben ser sacados, limpiados y reinstalados.</p>
SENSORES DE LÍQUIDO	PermAlert's PALAT [®]	<p>Debido a que el sistema PAL-AT utiliza los datos provenientes de la energía reflejada por el cable sensor, el mapa referencial puede incluir datos de cable mojado, esto permite que el cable sensor pueda ser instalado en ambientes húmedos. Con ciertos tipos de cables, el software del sistema puede trabajar con segmentos de cable mojado debido a fugas conocidas en el mapa referencial, esto permite que la unidad de monitoreo continúe proveyendo vigilancia mientras se realizan los esfuerzos para remediar la fuga reportada. Note que el cable TFH (cable sensor de hidrocarburos) no puede ser re usado luego de haber sido expuesto al contacto con el crudo de petróleo.</p> <p>Si se produce una falla en el suministro de energía, las condiciones y parámetros serán guardados en un espacio de la memoria no volátil del sistema, permitiendo que las unidades automáticamente reanuden el monitoreo una vez la energía haya sido restituida, sin la necesidad de resetear el sistema.</p> <p>Una inapropiada instalación de un conector, puede limitar la capacidad de que el sistema vea más allá del conector. Adicionalmente cuando un cable es pinchado, cortado o roto, una alarma de ruptura es enviada al controlador, el sistema es deshabilitado, y el cable debe ser reemplazado para poder reanudar al sistema.</p> <p>El controlador del sistema está diseñado para ser localizado bajo techo, donde la temperatura pueda ser controlada. El rango de operación de la temperatura oscila entre 0° a 120° F.</p>
	Raychem Corporation's TraceTek	<p>Si el cable se rompe, la corriente dejará de fluir, entonces el voltaje en la resistencia de referencia se hace cero, y el circuito interno identifica la falla de continuidad. Cualquier pérdida en la integridad del sistema, la cual puede ser causada por una pérdida en el suministro de energía o un daño en el cable, es identificada y mostrada por el display del módulo del panel y el relé de salida. Existe también la posibilidad de realizar una prueba interna, que permite al usuario verificar las operaciones del sistema.</p> <p>El cable sensor, debe ser siempre reemplazado, una vez que se haya expuesto al contacto con hidrocarburos.</p> <p>El rango de temperatura de operación para el Cable sensor de combustible TT5000 es -4°F a 140°F. Para el módulo de detección y locación de fugas es de 32°F a 122°F.</p>

Tabla. 2.5. **Robustez (Continuación)**

SENSORES DE LÍQUIDO	Løgstør Rør's LR-Detector	<p>El sistema de detección LR tiene una función integrada para asegurarse que el sistema de detección esté intacto todo el tiempo. Esto significa que cualquier error en el sistema, como una rotura del cableado, será reportada.</p> <p>El sistema está diseñado para detectar fugas de productos a temperaturas entre -328°F a 302°F. Sin embargo la cubierta usada por las cajas de detección puede únicamente soportar temperaturas mínimas de hasta -4° C, por tanto se requeriría modificaciones si se desea trabajar en el ártico.</p>
SENSORES DE VAPOR	National Environmental Services Company's Soil Sentry 12XP	<p>El sistema 12 XP posee un apagado automático, una vez que una alarma de fuga ha sido activada, el relé de desconexión es disparado inmediatamente.</p>

CAPITULO III

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA

3.1 INTRODUCCIÓN

El estudio de factibilidad técnica es el primer paso que toda empresa realiza cuando se requiere instalar, modernizar o actualizar un proceso dentro de la empresa. En el presente caso, Petroecuador está interesado en instalar un sistema de control de fugas en el Oleoducto que va desde Cononaco hasta Auca Central, por tal motivo el estudio se hace imprescindible.

Se inicia entonces un análisis de las características del sistema de oleoducto y la determinación de las necesidades imperiosas del mismo, esto tiene que ver con su historial de siniestros y las causas que los produjeron. Paralelamente a ello se debe realizar un estudio comparativo de cada uno de los sistemas de detección de fugas y sus principales características, enfocándose en las necesidades del oleoducto, determinando así el sistema más apropiado de acuerdo a lo requerido.

No se debe olvidar la importancia de una correcta instalación y calibración del sistema de detección de fugas, con el propósito de que todos los objetivos para los que fue diseñado se cumplan, por tanto es indispensable analizar las características del medio en el que cada sistema de detección de fugas puede desempeñarse sin problemas y compararlas con las del medio en el que se lo va a instalar.

El estudio de factibilidad técnica se enfocará entonces en el cumplimiento de los objetivos a nivel tecnológico, es decir, si la tecnología del sistema de control a ser

utilizada puede actuar de manera eficaz en el control de fugas del Oleoducto, lo cual tiene que ver también con la compatibilidad del sistema a los elementos previamente instalados en el sistema de Oleoducto. En otras palabras es una medida del éxito de una solución técnica específica. Aquí se determinará cuál de los sistemas de control de fugas disponibles es el más adecuado para el oleoducto.

Todo esto implica un profundo conocimiento del sistema del oleoducto, la geografía del medio en el que está instalado, así como el funcionamiento de los sistemas de control de fugas a ser evaluados.

3.2 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA

3.2.1 Oleoducto Auca-Cononaco¹²

El oleoducto Auca – Cononaco está situado en la Selva Amazónica Ecuatoriana, a 297 metros sobre el nivel del mar, en un clima cálido tropical con un alto grado de humedad. El oleoducto tiene ciertas características físicas únicas, pues su construcción no obedece a estrictos parámetros técnicos; sin embargo ésta es una arteria importantísima para la transportación del petróleo ecuatoriano, que ha funcionado en esas condiciones por casi 25 años.

El sistema ha sufrido una cantidad considerable de siniestros durante toda su vida operativa, que han producido cuantiosas pérdidas en todas las etapas del mismo, principalmente en las líneas de flujo. Según los datos obtenidos del 2002 al 2007, la corrosión y los atentados son las principales causas, de ahí la imperiosa necesidad de instalar un sistema de control de fugas. Adicionalmente se conoce que el oleoducto atraviesa zonas de invaluable riqueza natural, pues la biodiversidad existente en la zona es única e irrecuperable.

¹² **Recopilado de:** Ing. CHAMBA, Richard, *Ingeniería conceptual Oleoducto Auca - Cononaco* ;

El Sistema de Oleoducto Auca–Cononaco tiene ciertas características técnicas, las cuales deben servir como base, para realizar una correcta elección del sistema de control de fugas, en la tabla. 3.1. se puede observar un resumen de las características presentadas en el capítulo 1.

Tabla. 3.1. Resumen de características del Oleoducto Auca - Cononaco

CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN	
FLUÍDO:	Petróleo Crudo	
LONGITUD:	48.5 Km	
DIÁMETRO:	Tubería de varios diámetros. Tuberías paralelas en las primeras secciones conectadas por codos y Ts.	
TIPO DE TUBERÍA:	Tubería de Acero, Grado B – 12.92 lb/pie, 18.97 lb/pie, 28.55 lb/pie, 54.57 lb/pie y Grado X56 – 49.56 lb/pie	
TEMPERATURA:	<i>Dentro de la tubería:</i>	<i>En el ambiente:</i>
	Mínima: 92° F	Mínima bajo sombra: 22° C
	Máxima: 98° F	Máxima bajo sombra: 34° C
		Máxima sin sombra: 39.8° C
FLUJO MÁXIMO:	1200 BPH	
PRESIÓN MÁXIMA:	1420 PSI	
DENSIDAD:	28.5° API	
TIPO DE FLUJO:	Turbulento	

3.2.2 Sistemas de Control de Fugas¹³

Existen un sinnúmero de marcas de sistemas de control de fugas en el mercado, los cuales se basan en distintos principios de funcionamiento. Esto da una gran gama de opciones para elegir, pues cada uno de ellos presenta diferentes

Recopilado de:

¹³ <http://dec.state.ak.us/spar/ipp/docs/ldevaluations.pdf>, Leak Detection Methods
 Dr. ZHANG, Jun, *Designing a Cost Effective and Reliable Pipeline Leak Detection System*
<http://www.dec.state.ak.us/SPAR/ipp/docs/ldetect1.pdf>, Technical Review of Leak Detection Technologies

características, precios y disponibilidad. La tabla. 3.2. presenta un listado de los principales sistemas.

Tabla. 3.2. **Sistemas de control de fugas**

MÉTODO	SISTEMA	FABRICANTE O VENDEDOR
BALANCE DE VOLUMEN		EFA Technologies
	LEAKTRACK 2000	EnviroPipe Applications
	Atmos Pipe System	Atmos
		Controlotron Corporation
	Series	DETEX International
ANÁLISIS DE PRESIÓN:	Pressure Point Analysis (PPA)	EFA Technologies
	WaveAlert [®]	Acoustic Systems, inc.
	LeakLoc [®]	Tracer Research Corporation
MODELAMIENTO CON TRANSITORIOS EN TIEMPO REAL	Pipeline Leak Detection System (PLDS)	LICEnergy Inc.
	LEAKWARN	Simulations Inc.
	SPS/Leakfinder	Stoner Associates, Inc.
EMISIONES ACÚSTICAS	Acoustics Emissions (AE)	Physical Acoustics Corporation
FIBRA ÓPTICA	PetroSense [®]	de FCI Environmental Inc.
SENSORES DE LÍQUIDO	PAL-AT [®]	PermAlert
	TraceTek	Raychem Corporation
	LR-Detector	Løgstør Rør
SENSORES DE VAPOR	Soil Sentry Twelve-XP	NESCO Technology Division

Ciertas características generales deben ser tomadas en cuenta con el objetivo de cumplir a cabalidad con el trabajo de control encomendado al sistema de detección de fugas a escogerse. Las características que se presentan a continuación

son las más deseables para cualquier método de detección de fugas instalado en cualquier oleoducto del mundo, y por tanto, en la medida de lo posible, debe formar parte del criterio que nos ayudará a escoger el sistema, el cual es la razón del presente estudio:

- Confiabilidad en la activación de alarmas
- Alta sensibilidad para la detección de una fuga
- Detección oportuna de las fugas
- Eficacia en el campo, con el apoyo de un centro de control
- Mínimo software de configuración y sintonización
- Mínimo impacto en las comunicaciones ante cortes de energía
- Satisfacer condiciones de operación complejas
- Disponibilidad durante transitorios
- Configurable a una red de tubería compleja
- Desarrollo de cálculos precisos de desbalances en medidores de flujo
- Redundancia
- Alarmas de umbral dinámico
- Funcionamiento normal ante cambios sustanciales en el producto transportado.
- Provee en el oleoducto un sistema de medición en tiempo real.
- Igual rendimiento en oleoductos usados ocasionalmente y con condiciones multifase de flujo.
- Sirve para todo tipo de líquidos
- Identificación de la locación de la fuga
- Identificación de la tasa de la fuga
- Sistema de medición del producto y un inventario de compensación para varias correcciones de variables tales como temperatura, presión y densidad

Con el objetivo de sintetizar la información presentada en el capítulo 2 y poder realizar el estudio comparativo; de los cuadros donde se relacionan las

características más importantes de cada uno de los sistemas como son: Aplicabilidad, Disponibilidad, Sensibilidad, Fiabilidad, Precisión y Robustez, se han escogido los sistemas de mayor rendimiento para cada una de ellas. La tabla. 3.3. muestra los sistemas de mayor aplicabilidad y disponibilidad.

Tabla. 3.3. **Sistemas de alta aplicabilidad y disponibilidad**

APLICABILIDAD Y DISPONIBILIDAD		
TIPO DE SISTEMA	SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS	DESCRIPCIÓN
BALANCE DE VOLUMEN	Mass Pack	Estos sistemas están disponibles en el mercado, y fueron diseñados para ser instalados en oleoductos de petróleo crudo. Además se reporta un correcto funcionamiento donde han sido instalados.
	LEAKTRACK 2000	
	ATMOS PIPE	
	System 990LD	
ANÁLISIS DE PRESIÓN	Pressure Point Analysis	
	WaveAlert	
MODELAMIENTO CON TRANSITORIOS EN TIEMPO REAL	Pipeline Leak Detection System	
	LEAKWARN	
	SPS/Leakfinder	

Los sistemas enumerados en la tabla. 3.3. a diferencia del resto de sistemas presentes en el mercado, han sido instalados exitosamente en oleoductos que transportan petróleo crudo de acuerdo a la información presentada por las empresas que los comercializan. Esto ciertamente confirma la veracidad de la información proporcionada por el fabricante.

A continuación en la tabla. 3.4. constan los sistemas con mayor sensibilidad presentes en el mercado.

Tabla. 3.4. **Sistemas de alta sensibilidad**

SENSIBILIDAD		
TIPO DE SISTEMA	SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS	DESCRIPCIÓN
BALANCE DE VOLUMEN	Atmos Pipe	Ha detectado Fugas de 0.3% en ductos de líquido y 1.8% en gaseoductos En un oleoducto de crudo en Netherlands se reportaron detecciones de fugas de 1% en 8 minutos 30 segundos y una de 4% en 16 minutos.
ANÁLISIS DE PRESIÓN	WaveAlert	La sensibilidad puede llegar a ser del 0.15% del flujo o menos. Para una típica aplicación de petróleo crudo, la sensibilidad está en el rango de 0.5% a 1% del flujo, en un tiempo de 5 minutos.
MODELAMIENTO TRANSITORIOS EN TIEMPO REAL	Pipeline Leak Detection System (PLDS)	Algunos de los sistemas instalados tienen una sensibilidad de aproximadamente 0.2% del flujo tasado, en un tiempo de 100 escaneos del sistema SCADA.
EMISIONES ACÚSTICAS	Physical Acoustic Corporation's Acoustic Emissions LDS	La sensibilidad es del 1% del volumen diario manejado para una línea de transmisión de crudo.
FIBRA ÓPTICA	PetroSense	La probabilidad reportada de detección de una fuga de 0.2 gal/hora es 98%, con un tasa del 2% de falsa alarma. La probabilidad reportada de detectar una fuga de 0.1 gal/hora es 95% con una tasa de 5% de falsa alarma, en un tiempo de 5 minutos.
SENSORES DE VAPOR	Soil Sentry 12XP	El sistema es capaz de detectar fugas de hasta 0.003 galones por hora dentro de 12 horas.

En general la sensibilidad de los sistemas presentados en la tabla. 3.4. es muy alta, con rangos de detección de fugas como el del sistema PetroSense de 0.2 galones/hora, que si lo relacionamos con el flujo diario del oleoducto Auca – Cononaco que es de 25537 barriles, lo cual vendría a representar un flujo de 2321 barriles por hora, de acuerdo al horario de bombeo, el flujo detectable por el sistema PetroSense representaría menos del 0.1% del flujo. Además se tiene valores como los 0.003 galones/hora del sistema Soil Sentry 12XP, así como valores del 0.15% al 0.2% del flujo del sistema WaveAlert y del sistema PLDS respectivamente, como los más destacados.

Tabla. 3.5. **Sistemas de alta precisión**

PRECISIÓN		
TIPO DE SISTEMA	SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS	DESCRIPCIÓN
BALANCE DE VOLUMEN	SERIES 2000	Es capaz de detectar una fuga con un error de 60 pies máximo.
ANÁLISIS DE PRESIÓN	WaveAlert	Puede detectar una fuga, con un error de 100 pies.
MODELAMIENTO CON TRANSITORIOS	PLDS	Tiene una precisión del 5% al 10% de la longitud del ducto.
EMISIONES ACÚSTICAS	Acoustic Emissions	Es muy preciso, tiene un error máximo de 2 pies (0,6 m), siempre y cuando no encuentre codos o Ts en la tubería.
FIBRA ÓPTICA	PetroSense	15% para gaseoductos, y 10% para oleoductos.

SENSORES DE LÍQUIDO	TraceTek	Tiene una precisión del 1% de la longitud total del ducto.
	LR-Detector	Su precisión es del 0.1% de la longitud del segmento donde se encuentra la fuga.

En la tabla 3.5. constan los sistemas más destacados por su alta precisión. Por lo general los más precisos son aquellos que realizan mediciones directas sobre el oleoducto, es decir los sistemas de detección de fugas externos, debido a que la información de la localización de una fuga, se la transmite directamente desde los sensores que la detectan.

Tabla. 3.6. **Sistemas de alta fiabilidad**

FIABILIDAD		
TIPO DE SISTEMA	SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS	DESCRIPCIÓN
BALANCE DE VOLUMEN	Atmos Pipe	Máximo 2 falsas alarmas por año para oleoductos y 4 para gaseoductos.
ANÁLISIS DE PRESIÓN	WaveAlert	Máximo 1 falsa alarma por año.
EMISIONES ACÚSTICAS	Acoustic Emissions	No emite falsas alarmas (teóricamente).
FIBRA ÓPTICA	PetroSense	La probabilidad de falsas alarmas es del 5%.
SENSORES DE LÍQUIDO	PALAT	No emite falsas alarmas (teóricamente).

Los sistemas de mayor fiabilidad son el sistema Acoustic Emissions y el sistema PALAT, puesto que según las pruebas de campo realizadas en cada uno de ellos, no reportaron falsas alarmas. Esto se debe a que este tipo de sistemas, no realizan análisis matemáticos ni estadísticos para determinar la presencia o no de una fuga, como es el caso de los sistemas de detección de fugas internos, sino que mide directamente las consecuencias ocasionadas por una fuga en el exterior del ducto. En la tabla. 3.6. se observa algunos de los sistemas de más alta fiabilidad.

Tabla. 3.7. **Sistemas de alta robustez**

ROBUSTEZ		
TIPO DE SISTEMA	SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS	DESCRIPCIÓN
BALANCE DE VOLUMEN	LEAKTRACK 2000	Puede seguir operando pese a la pérdida de un instrumento o pese a problemas en la comunicación.
	Atmos Pipe	En caso del fracaso de la instrumentación, continuará operando en un modo degradado, aún con un solo instrumento funcionando, además detecta fugas durante los transitorios.
	Detex	Puesto que utiliza medidores eléctricos no intrusivos, estos no presentan desgaste por inducción de líquido o descalibración.
ANÁLISIS DE PRESIÓN	PPA	Parte del sistema LEAKNET puede funcionar en redundancia con MassPack.

	WaveAlert	Puede seguir trabajando inclusive ante la pérdida de un instrumento, además el sistema puede ser instalado con algoritmos de balance de masas para realizar redundancia.
EMISIONES ACÚSTICAS	Acoustic Emissions	El sistema envía una alarma de bajo nivel, si un elemento deja de funcionar, además el sistema puede seguir funcionando en un modo degradado, si éste no es un elemento final de medición.

La redundancia y la capacidad de operar en un modo degradado son las principales características buscadas en un sistema para poder considerarlo robusto, sin embargo, el único sistema que presenta ambas características es el sistema WaveAlert.

Hay que entender también que algunos de los sistemas presentados anteriormente, tienen una gran robustez, a pesar de no poseer redundancia, tal es el caso del sistema Atmos Pipe, el cual puede seguir operando hasta con un solo elemento sensor, en caso de de que la situación lo amerite. En la tabla. 3.7. constan los sistemas de mayor robustez.

3.2.3 Consideraciones Regionales y experiencia en el campo

A continuación se tiene información específica de las consideraciones regionales más importantes y la experiencia en el campo de cada uno de los sistemas de control de fugas disponibles en el mercado:

3.2.3.1 Balance de Volumen

3.2.3.1.1 MassPack. MassPack ha sido probado en el ártico y en ambientes submarinos, además ha sido instalado en oleoductos en Alaska y Canadá. El principal factor limitante en términos de consideraciones regionales es en el campo de la instrumentación, la cual necesita ser físicamente robusta para operar en condiciones climáticas de todo tipo, como es el caso de Alaska. Las compañías petroleras en Alaska generalmente ya tienen el equipo seleccionado que trabaja bajo estas condiciones potencialmente adversas. En Ecuador el clima no representa un inconveniente.

Pocas pruebas de campo están disponibles para sistemas de balance de masas, debido al hecho que su desempeño es directamente relacionado a la precisión de la instrumentación. Algunos años atrás, las compañías BP Alaska y ARCO Alaska fueron contactadas para discutir el desempeño del sistema MassPack en dos oleoductos que transportan petróleo crudo y están operando en Alaska. La tabla. 3.8. representa los mejores estimados de desempeño.

Tabla. 3.8. Oleoductos que usan el sistema MassPack

Compañía	Diámetro	Longitud	Fugas (%flujo)
ARCO Alaska (kuparuk)	De 8 a 18 pulgadas	50 millas	Menos del 5% en 1 minuto Menos del 1% en 1 hora Menos del 0.5% en 24 horas
BPXA (Endicott/ Badami)	De 12 a 16 pulgadas	50 millas	Menos del 0.05% de 3 a 5 minutos

3.2.3.1.2 LEAKTRACK 2000. Es un sistema basado en software que trabaja en conjunto con la instrumentación y el sistema SCADA del oleoducto. Este es instalado en una computadora en el cuarto de control, por este motivo no presenta inconvenientes ante cualquier condición ambiental. El principal factor limitante en términos de consideraciones regionales, es la instrumentación de campo, la cual necesita ser reforzada si es que se va a trabajar en condiciones climáticas adversas.

Se conoce que LEAKTRACK 2000 ha sido instalado en un oleoducto de petróleo crudo de la compañía Cenex y se ha programado instalarlo en 7 más para la compañía Diamond Shamrock. Los resultados obtenidos en las pruebas de campo realizados en Cenex y en otros oleoductos de productos refinados de petróleo se presentan a continuación en la tabla. 3.9.

Tabla. 3.9. Oleoductos que usan el sistema LEAKTRACK 2000

Compañía	Diámetro	Longitud	Producto	Fuga detectada (%flujo)
Cenex	16 pulgadas	295 millas	Crudo	0.4% en 5 minutos
Colonial Co.	12 pulgadas	254 millas	Derivados de Petróleo	4% en 15 minutos 1.5% en 1 hora 0.2% en 24 horas
GATX	16 pulgadas	108 millas	Derivados de Petróleo	1.5% en 15 minutos 0.3% en 24 horas
GATX	10 pulgadas	87 millas	Derivados de Petróleo	1.6% en 15 min 1% en 1 hora 0.17% en 24 horas

Estos son los resultados más conservativos, puesto que se dieron casos en que fugas de 0.06% del flujo fueron detectadas en 5 minutos, y de 0.12% en 8 minutos.

3.2.3.1.3 ATMOS PIPE. Este sistema ha sido instalado en un sinnúmero de oleoductos alrededor del mundo, los cuales transportan todo tipo de líquidos y gases con excelentes resultados, a continuación en la tabla. 3.10. algunos datos reportados de 4 oleoductos.

Tabla. 3.10. **Oleoductos que usan el sistema ATMOS PIPE**

Compañía/Escenario	Diámetro	Longitud	Producto	Fuga detectada (%flujo)
Rotterdam Rijn	36 pulgadas	110 millas	Crudo	4% en 3 min. 30 seg. 1% en 8 min. 30 seg.
Aera Energy	12 pulgadas	17 millas	Crudo	0.7% en 1 hora 22 min. 5% en 6 min. 22 seg. 21% en 3 min. 35 seg.
ESSO Petroleum, UK	10 pulgadas	63 millas	Jet oil	0.2% en 12 minutos 0.3% en 61 minutos
El Paso, San Antonio Texas	8 pulgadas	124 millas	LPG	1% en 36 minutos 3% en 12 minutos 5% en 8 minutos

3.2.3.1.4 Sistema . El sistema 990LD ha sido instalado en varios oleoductos ubicados en el ártico. Algunos de los más importantes clientes son: El Comando de Defensa de Reservas de Combustible (Alaska) y el oleoducto Transalpino (Italia, Alemania y Australia).

Los resultados de las pruebas realizadas en el Sistema 990LD en varios oleoductos de petróleo crudo y una línea de combustible de Jet en Alaska, en la tabla. 3.11.

Tabla. 3.11. Oleoductos que usan el sistema

Compañía / Escenario	Diámetro	Longitud	Producto	Fuga detectada (% flujo)
Sun Pipeline Co.	30 pulgadas	1 milla	Crudo	1% en 1 hora
DFSC (Elmendorf AFB,AK)	8 pulgadas	67 millas	Combustible de Jet	0.75% en 1 hora
Oleoducto Mid-Valley	22 pulgadas	1000 millas	Crudo	0.1% a 0.5% en menos de 1 hora
Oleoducto Transalpino	40 pulgadas	832 millas	Crudo	1% del flujo
Oleoductos Acuáticos Shell	Varios	Varios	Crudo	3% en 2 horas
SNAM (Italia)	32 pulgadas	120 millas	Crudo	1% del flujo en menos de 1 hora
Petróleos Mexicanos	12 a 20 pulgadas	345 millas	Crudo y Mezclas	1% del flujo en menos de 1 hora
Equilon (Texaco Co.)	6 a 30 pulgadas	2 y 4 millas	Crudo y Mezclas	1-2% en menos de 1 hora.
Esso (Francia)	26 pulgadas	24 millas	Crudo y Mezclas	1% en menos de 1 hora
Chevron (Louisiana)	12 pulgadas	-----	Crudo	1% en menos de 1 hora

3.2.3.1.5 Series . Los medidores de flujo ultrasónicos Series 2000 han sido instalados en el ártico y en ambientes submarinos, sin embargo, el sistema de fugas completo, incluyendo el software Bucket, no ha nunca sido instalado.

Los resultados de las pruebas realizadas en un oleoducto equipado con el sistema series 2000 se presentan en la tabla. 3.12.

Tabla. 3.12. Oleoductos que usan el sistema Series

Escenario	Diámetro	Longitud	Producto	Fuga detectada
Refinería para Tank Farm	10 pulgadas	2 millas	Gasolina	0.2% de flujo en 2 min.

3.2.3.2 Análisis de Presión

3.2.3.2.1 Pressure Point Analysis (PPA)TM. El sistema PPA ha sido probado bajo el agua y en el ártico, y ha sido instalado en varios oleoductos en Alaska y Canadá. Algunos de sus principales clientes son: ARCO Alaska, Inc., British Petroleum (Alaska), Esso Petroleum (Alaska), Esso Petroleum Canada, y Shell Products Canada Limited.

El principal factor limitante en términos de consideraciones regionales es la instrumentación de campo, la cual deberá ser tan robusta como adverso sea el clima.

Los resultados de las pruebas realizadas en el sistema PPA para varios oleoductos de crudo son presentados en la tabla. 3.13.

Tabla. 3.13. Oleoductos que usan el sistema Pressure Point Analysis (PPA)TM

Compañía/Escenario	Diámetro	Longitud	Producto	Fuga Detectada (%flujo)
Boeing Petroleum Services	36 pulgadas	37 millas	Crudo	0.16% en 240 segundos
Bahrain Petroleum	-----	39 millas	Crudo	0.1% en 35 segundos
Chevron (Mesa Line)	24 pulgadas	80 millas	Crudo	1% en 10 minutos
Phillips Petroleum	10 pulgadas	7 millas	Multifase	1.7% en 66 segundos
Oleoducto en el Agua	8 pulgadas	6 millas	Multifase	1% en 60 segundos
ARCO Alaska (Kuparuk)	8-18 pulgadas	50 millas	Crudo	1% del flujo en 45 segundos
BPXA (Endicott/Badami)	12-16 pulgadas	50 millas	Crudo	Falló la alarma ante el 100% de la pérdida del fluido.

3.2.3.2.2 WaveAlert. Los resultados de las pruebas realizadas en el sistema WaveAlert para dos oleoductos de crudo son presentados en tabla. 3.14.

Tabla. 3.14. Oleoductos que usan el sistema WaveAlert

Compañía/Escenario	Diámetro	Longitud	Producto	Fuga Detectada (% flujo)
Quiliano Sea Lines	32 y 36 pulgadas	-----	Crudo	1% del flujo

Exxon	-----	270 millas	Crudo y Mezclas	1% en 1 minuto localizado a 300 pies
-------	-------	---------------	--------------------	---

3.2.3.2.3 LeakLoc®. Leakloc nunca ha sido usado o probado en oleoductos en ambientes con climas extremos, sin embargo se ha instalado y probado en dos líneas de transmisión de combustible para jet. Estas líneas, localizadas en la Base de la Fuerza Aérea Kelly en Texas y en el Campo Moffet en California, tienen de 8 a 10 pulgadas de diámetro, aproximadamente 3000 pies de largo, y operan a bajas tasas de presión y flujo. Bajo condiciones estáticas de línea, LeakLoc fue capaz de detectar fugas en el orden de 5 galones/hora en menos de 10 segundos, y reportar la locación de la fuga a una distancia máxima de 10 pies.

3.2.3.3 Modelado Interno con Transitorios en Tiempo Real

3.2.3.3.1 Pipeline Leak Detection System (PLDS). PLDS es un sistema basado en software que trabaja en conjunto con la instrumentación y el sistema SCADA del oleoducto, y ya que su instalación se la realiza dentro de un cuarto de control, no tiene restricciones en cuanto a la condición climática del ambiente donde el oleoducto sea instalado.

El sistema PLDS ha sido instalado en algunos oleoductos en el Ártico, entre sus principales clientes, están las compañías Alyeska Pipeline Services Company (Alaska) y la Amoco Canada Petroleum Company, Ltd (Canadá). Los resultados de las pruebas del sistema realizadas en algunos oleoductos de petróleo crudo, son presentados en la tabla. 3.15.

Tabla. 3.15. Oleoductos que usan el sistema Pipeline Leak Detection

Compañía/Escenario	Diámetro	Longitud	Producto	Fuga Detectada (% de flujo)
Alyeska Pipeline (TAPS)	48 pulgadas	800 millas	Crudo	0.12% del flujo
Amoco Canada	12 pulgadas	1900 millas	Metano, Etano, Propano, etc.	4% en 20 minutos 1% en 30 minutos

3.2.3.3.2 LEAKWARN. El sistema LEAKWARN ha sido instalado y probado en ambientes árticos y bajo el agua. Las pruebas realizadas del sistema en varios oleoductos de petróleo crudo son presentadas en la tabla. 3.16.

Tabla. 3.16. Oleoductos que usan el sistema LEAKWARN

Compañía/Escenario	Diámetro	Longitud	Producto	Fuga Detectada (%flujo)
Pennzoil Company (Bonito)	14 pulgadas	87 millas	Crudo	4% en 30 minutos 1% en 4 horas
Buckeye Pipeline Co.	-----	120 millas	Mezclas	Menos del 10% en 6 minutos

3.2.3.3.3 SPS/Leakfinder. SPS/Leakfinder es un sistema basado en software, dependiente de la instrumentación del oleoducto, que ha sido instalado en ambientes fríos y bajo el agua. A continuación en la tabla. 3.17. dos oleoductos donde ha sido instalado.

Tabla. 3.17. Oleoductos que usan el sistema SPS/Leakfinder

Compañía/Escenario	Diámetro	Longitud	Producto	Fuga Detectada (%flujo)
Trans Mountain Pipeline	24 pulgadas	700 millas	Crudo y mezclas	10% en 15 minutos
Enbridge Pipeline	12-48 pulgadas	1100 millas	Crudo	1-9% dentro de 1 hora

3.2.3.4 Emisiones Acústicas

3.2.3.4.1 PetroSense®. El sistema de detección de fugas PetroSense ha sido instalado en un oleoducto de combustible corto en el norte de Canadá, pero nunca en un oleoducto de petróleo crudo.

3.2.3.5 Fibra Óptica

3.2.3.5.1 Acoustic Emissions (AE). El sistema AE ha sido probado en ambientes polares, y ha sido instalado en Siberia. En condiciones climáticas frías, la tecnología está limitada por la temperatura superficial de la tubería, en donde los sensores acústicos pueden trabajar hasta -40°C.

Este sistema no tiene experiencias trabajando en oleoductos de petróleo crudo.

3.2.3.6 Sensores de Líquido

3.2.3.6.1 PAL-AT® El sistema PAL-AT está diseñado para trabajar en cualquier tipo de clima (desierto, ártico, bajo el agua, etc.), y ha sido instalado en tanques y oleoductos a lo largo de Alaska.

El sistema PAL-AT ha sido instalado únicamente en pequeños segmentos de oleoductos de crudo. Típicamente las instalaciones están en ambientes altamente sensibles tales como cruces de ríos. No se han realizado pruebas de campo, puesto que es imposible simular una fuga en el campo, sin dañar el medio ambiente.

3.2.3.6.2 TraceTek. El sistema TraceTek está diseñado para trabajar en cualquier clima (desértico, ártico, submarino, etc.); sin embargo el tiempo de respuesta del sistema se ve degradado bajo temperaturas extremadamente frías.

3.2.3.6.3 LR-Detector. El sistema ha sido fabricado para soportar un gran rango de temperaturas, climas y ambientes, incluyendo condiciones árticas y submarinas.

El sistema no ha sido aplicado en ningún oleoducto de crudo, pero se han realizado numerosas aplicaciones en tuberías de calefacción. En 1999 y 2000, en la ciudad de Fairbanks fue instalado el sistema en un oleoducto de agua para calefacción de aproximadamente 12 millas.

3.2.3.7 Sensores de Vapor

3.2.3.7.1 Soil Sentry Twelve-XP. El sistema 12 XP se lo ha instalado en pequeñas líneas de combustible en Dakota del Sur y en tanques de almacenamiento en Alaska, en el norte de Canadá y en Minnesota.

El sistema 12 XP nunca ha sido instalado en líneas de transmisión de petróleo crudo. Ha sido exitosamente instalado en líneas cortas de combustible para las Fuerzas Aéreas Norteamericanas en la base de Dakota del Sur. La sensibilidad del sistema en estas líneas es de 0.01 galones por hora.

3.2.4 Análisis de la información presentada para cada tipo de sistemas

3.2.4.1 Sistemas Biológicos. A pesar de que la mayoría de que sus parámetros son bastante altos, es decir este tipo de sistemas tienen una alta sensibilidad, precisión y fiabilidad; su aplicabilidad es muy baja, puesto que es muy difícil tener un control real sobre grandes oleoductos por medio de patrullajes de inspección las 24 horas del día, debido al alto precio que representaría el pago del personal.

3.2.4.2 Balance de Volumen o Masas. Este tipo de sistemas poseen una sensibilidad, precisión y fiabilidad aceptables en la mayoría de los casos, sin embargo son sistemas muy utilizados en oleoductos de petróleo por su gran robustez y aplicabilidad, debido principalmente a que utilizan los instrumentos sensores que por lo general todos los oleoductos tienen ya instalados y funcionando, lo cual además reduce el costo del sistema de detección de fugas. Además no tienen inconvenientes respecto al clima del medio donde el sistema vaya a ser instalado, puesto que no existe la necesidad de colocar instrumentos adicionales junto al oleoducto, lo cual evita también, que existan robos de los componentes del sistema. No necesitan mayor mantenimiento.

3.2.4.3 Análisis de Presión. Los sistemas que utilizan análisis de presión para detectar fugas tienen una sensibilidad y una fiabilidad muy aceptables, sin embargo no poseen gran precisión, debido a que generalmente necesitan de herramientas adicionales para determinar la localización de una fuga. Poseen una gran robustez y gran aplicabilidad.

3.2.4.4 Modelado interno con transitorios en tiempo real. El modelado interno con transitorios, es un método que tiene su base en un profundo análisis del comportamiento del fluido dentro del ducto, por tanto, puede determinar con bastante exactitud la ubicación, tasa de flujo y localización de una fuga cuando ésta se produce. Sin embargo es muy poco fiable y poco robusto, además de tener un

alto costo y un alto requerimiento de mantenimiento, debido principalmente a su gran complejidad.

3.2.4.5 Emisiones Acústicas. Este es un método el cual posee parámetros medios y altos, con costos no muy excesivos, sin embargo nunca ha sido instalado en un oleoducto de petróleo crudo.

3.2.4.6 Fibra Óptica. Solo una marca utiliza éste método para el control de fugas, no es un muy robusto y puede ser víctima de robos. A su favor tiene su gran sensibilidad y su bajo costo.

3.2.4.7 Sensores de Líquido. Posee una alta precisión, una alta robustez, y un bajo costo, sin embargo nunca ha sido instalado en un oleoducto que transporte petróleo crudo.

3.2.4.8 Sensores de Vapor. Posee una alta sensibilidad, precisión y fiabilidad, aunque su aplicabilidad es baja al igual que su robustez. Tiene un alto costo.

3.2.5 Síntesis de la Información

A continuación en la tabla. 3.18. se relaciona cualitativamente, el rendimiento de los diferentes tipos de sistemas respecto a sus características más importantes, mientras que en la tabla. 3.19. consta el mantenimiento requerido para cada tipo de sistema y el costo promedio de cada uno de ellos, lo cual a pesar de no ser una característica técnica, es algo que debe ser tomado muy en cuenta al momento de realizar la elección.

Tabla. 3.18. Rendimiento de los Sistemas

MÉTODO	APLICABILIDAD	SENSIBILIDAD	PRECISIÓN	FIABILIDAD	ROBUSTEZ
Biológico	Baja	Alta	Alta	Alta	Media
Balance de volumen	Alta	Media	Media	Media	Alta
Análisis de Presión	Alta	Media	Baja	Media	Alta
Modelado con transitorios	Alta	Alta	Alta	Baja	Baja
Emisiones Acústicas	Media	Alta	Alta	Media	Media
Fibra óptica	Baja	Alta	Media	Media	Baja
Sensores de Líquido	Media	Media	Alta	Media	Alta
Sensores de Vapor	Baja	Alta	Alta	Alta	Baja

Tabla. 3.19. Mantenimiento Requerido

MÉTODO	MANTENIMIENTO	COSTO
Biológico	Medio	Alto
Balance de volumen	Bajo	Bajo
Análisis de Presión	Medio	Medio
Modelado con transitorios	Alto	Alto
Emisiones Acústicas	Medio	Medio
Fibra óptica	Alto	Bajo
Sensores de Líquido	Medio	Bajo
Sensores de Vapor	Medio	Alto

Las características más importantes desde donde debe partir la selección del sistema de detección de fugas son la aplicabilidad y disponibilidad, puesto que de nada serviría que el sistema en teoría funcione a la perfección, si no fue diseñado para trabajar en oleoductos de las características requeridas o no se lo encuentra disponible comercialmente. Además es recomendable utilizar los sistemas que han sido probados previamente en oleoductos similares, y se tenga constancia de su trabajo en el campo.

Partiendo de éste criterio y en base a la información que se posee, se puede escoger los tres tipos de sistemas, cuyo diseño se ha enfocado en el trabajo a gran escala, y cuyas características han sido probadas en oleoductos que transportan petróleo crudo. Los tres tipos de sistemas son:

- Balance de volumen
- Análisis de presión
- Modelado con transitorios

De estos se observa, según los cuadros que resumen sus características, que el modelado con transitorios tiene la mayor sensibilidad y precisión, lo cual es indispensable para proteger áreas muy sensibles como es la selva amazónica ecuatoriana, sin embargo debido a la excesiva complejidad de este método de detección de fugas su instalación toma generalmente más de un año, tiene un alto costo y es sensible a daños técnicos, robos y atentados.

De los sistemas basados en análisis de presión, únicamente Pressure Point Analysis y WaveAlert fueron probados en oleoductos de petróleo crudo, sin embargo se reportó que el sistema Pressure Point Analysis en una prueba realizada en un oleoducto de crudo de 12 a 16 pulgadas de la compañía British Petroleum Exploration of Alaska no detectó una fuga del 100% del fluido, lo cual pone en seria

duda la fiabilidad de este sistema, dejando a WaveAlert como el único representante de éste método de detección.

De los sistemas basados en balance de volumen:

- MassPack
- LEAKTRACK 2000
- ATMOS PIPE
- Sistema
- Series

Los reportes de detección de fugas ocurridas en oleoductos que poseen estos sistemas, han arrojado similares resultados, sin embargo y Series como se mencionó en el capítulo dos, utilizan medidores de tipo clamp-on, los cuales son dispositivos no intrusivos que se adhieren al oleoducto por medio de abrazaderas que permiten que el medidor se mantenga fijo y realice su trabajo sin dificultades.

Esto ciertamente trae ventajas y desventajas. Entre las ventajas podemos mencionar que debido a que el medidor no tiene contacto directo con el líquido transportado, éste no sufre un rápido deterioro como sí lo sufren los medidores comunes y corrientes, además es mucho más difícil su descalibración. Sin embargo, sabemos que la siniestralidad debido a atentados ocurridos en el Oleoducto Auca-Cononaco es muy alta, por tanto existe la posibilidad de que este tipo de instrumentación corra el riesgo de ser sustraída.

Existe otro antecedente importante, la instalación del sistema de control de fugas Atmos Pipe en dos oleoductos en el Ecuador, el primero es un oleoducto de 12 pulgadas y 27 kilómetros de largo a cargo de la compañía Petrobras, y el segundo es un oleoducto de 24 pulgadas y 130 kilómetros de largo a cargo de la compañía Occidental. Los dos con resultados satisfactorios para el cliente.

Se sabe de antemano también que el sistema debe soportar flujos turbulentos causados principalmente por la geometría de la tubería. Además, debido al ingreso de producción petrolera en varios puntos del oleoducto, los transitorios forman parte del comportamiento diario del mismo. Por tanto el sistema escogido debe ser capaz de funcionar en cualquier condición de flujo y durante transitorios.

Por la experiencia en oleoductos ecuatorianos y en todo el mundo y la garantía que esto representa, y además la capacidad de operar bajo cualquier condición de flujo. El sistema Atmos Pipe representa la mejor elección para trabajar en el Oleoducto Auca-Cononaco.

3.3 INSTRUMENTACIÓN REQUERIDA

3.3.1 Medidores

Existen tres tipos de medidores importantes que deben estar instalados en el oleoducto, para que el Sistema Atmos Pipe pueda funcionar:

- Medidores de Flujo
- Medidores de Presión (transmisores de presión)
- Medidores de temperatura

Los medidores de flujo y presión son importantes para determinar el flujo real que recorre en el oleoducto, que es la base del funcionamiento de los sistemas de balance de volumen como se explicó en el capítulo dos. Estos deben ser instalados en cada entrada y salida de flujo desde y hacia el oleoducto.

De acuerdo al diseño físico del sistema, se necesitarían 10 medidores de flujo y 10 de presión. En la figura. 3.1. observamos la distribución aproximada que deberían tener estos medidores a lo largo del oleoducto, de acuerdo a lo dicho anteriormente.

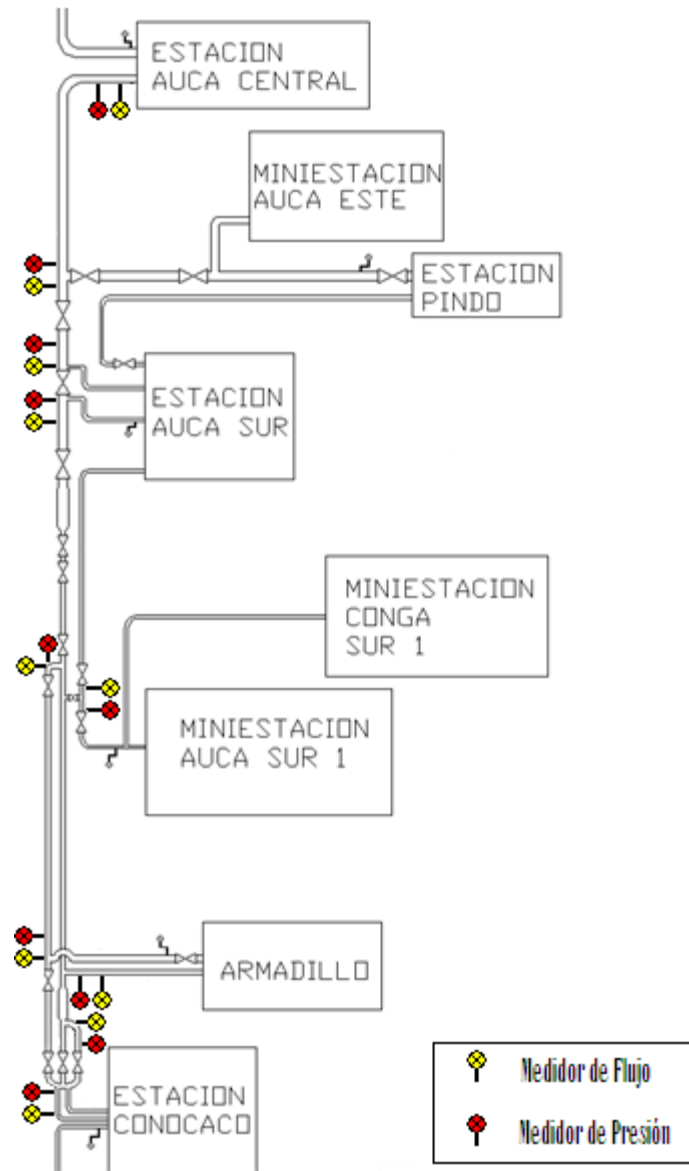


Figura. 3.1. Distribución de los medidores de presión y flujo

Existe una gran variedad de medidores de flujo y de presión en el mercado, sin embargo se deben tomar en cuenta los requerimientos mínimos que deberían cumplir éstos para poder funcionar adecuadamente, de acuerdo al rango que el oleoducto maneja que es de 1350 a 1420 PSI en presión y de 510 a 1200 BPH (barriles por hora) en flujo.

Un equipo que reúne las características mínimas y puede ser utilizado como referencia para la adquisición de este tipo de elementos de acuerdo a la conveniencia de la empresa, es el medidor de presión marca ARGUS cuyas características se encuentran en la tabla. 3.20.

Tabla. 3.20. **Características del medidor de presión marca ARGUS**

Características Generales	
Rango de Presión	0 - 3000psi
Valor Máximo de Presión	4500psi
Precisión	
Linealidad	0.25% FSO ¹⁴
Repetitividad	0.1% FSO
Rangos de Temperatura	
Proceso	-50°F a 185°F (-46°C a 85°C)
Ambiente	-40°F a 104°F (-40°C a 40°C)
Almacenamiento	-40°F a 185°F (-40°C a 85°C)
Potencia	
Voltaje de alimentación	9 to 30 VDC
	120 VAC 60Hz 50mA
Tiempo de Respuesta	
Tasa de muestreo del sensor	10Hz
Relays	<15ms
Display	1s
Indicador	
Rango	0 - 3000psi
Resolución	1psi
Pantalla de Cristal Líquido	1-Linea de 5-Digitos
Unidades de Ingeniería	psi, kPa (kilo pascales)
Transmisor	
Analogo	4 to 20mA
Offset en cero	Programable
Offset escala completa	Programable
Máxima Carga	1000 Ohmios
Datos Adicionales	
Tipo de sensor	Hastelloy C-22 / 316 S.S.
Tipo de sello	Durabla® Black Nitrile & HSN
Material de la carcaza	Aluminio
Conector hacia la tubería	½-14 NPT ¹⁵ (2)
Peso	10 lb

Debido a que la tubería del oleoducto tiene diferentes diámetros a lo largo de su recorrido y puesto que la mayoría de los medidores de flujo presentes en el mercado, especialmente los que necesitan contacto directo con el líquido para

¹⁴ **FSO** Full Scale Output, que en español significa Salida a Escala Completa

¹⁵ **NPT** National Pipe Thread Taper

realizar la medición, tienen tamaños específicos de acuerdo al diámetro de la tubería donde van a ser instalados, lo más adecuado es recomendar una marca que tenga una gama de medidores de flujo para distintos tamaños de tubería y para diferentes rangos de flujo.

La marca SIEMENS posee una gran variedad de medidores de flujo de tipo electromagnético, tal es el caso de los medidores SITRANS F M MAGFLO, que presenta cuatro series de sensores y cuatro series de transmisores con las características mostradas en las tablas 3.21. y 3.22.

Tabla. 3.21. Características de los sensores MAGFLO

Sensor	MAG 1100	MAG 1100 F	MAG 3100	MAG 5100 W
Medida	2 – 100 mm / 1/12" to 4"	10 –100 mm / 3/8" to 4"	15 – 2000 mm / 3/8" to 78"	25 – 1200 mm / 1" to 48"
Temperatura	-20 – 200 °C / -5 – 400 °F	-30 – 150 °C / -20 – 300 °F	-40 – 180 °C / -40 – 350 °F	-5 – 70 °C / 23 – 160 °F
Presión máxima	PN 40 / Max 600 PSI		PN 100 / Max 1500 PSI*	PN 10 & 16 / ANSI 150 / AWWA D / As 4087
Cubierta del sensor	Ceramica PFA		Neopreno, EPDM, Ebonita, LINATEX, PTFE, NOVOLAK	Hard NBR caucho EPDM
Electrodo	Platino Hastelloy C		AISI 316 Ti, Hastelloy C, Titanio, Tantalio, Platino	Hastelloy C276

Tabla. 3.22. Características de los transmisores MAGFLO

Transmisor	MAG 5000	MAG 6000	MAG 6000I	MAG 6000I (Ex d)
Carcasa	IP67 / NEMA 4X o IP20/66 / NEMA 2/4 Poliamida		IP67 / NEMA 4X die-cast aluminio	
Máximo error de medición	0.50 % of rate	0.25 % of rate		
Display	LCD alfanumérico de 3 líneas con luz negra			
Entradas y salidas	1 entrada digital, 1 salida de corriente, 1 salida pulso/frecuencia, 1 salida de relé			
Comunicación	HART ¹⁶	HART; Profibus PA/DP; Modbus RTU		HART; Profibus PA
Alimentación	12 – 24 V AC/DC / 115 – 230 V AC		18 – 90 DC / 115-230 AC	24 V DC / 115 – 230 V AC

¹⁶ HART.- Es un tipo de comunicación entre dispositivos inteligentes que utiliza el estándar de 4 a 20 mA

En las figuras 3.2, 3.3 y 3.4 se observan los distintos dispositivos antes mencionados.



Figura. 3.2. Transmisores de flujo MAGFLO



Figura. 3.3. Sensores de flujo MAGFLO



Figura. 3.4. Medidor de presión ARGUS

Los medidores de temperatura son requeridos para informar al sistema acerca de cambios repentinos en la presión del crudo debido a variaciones de temperatura, evitando de ésta forma falsas alarmas.

Se los coloca principalmente en:

- líneas no aisladas
- sitios donde puedan existir variaciones en las condiciones atmosféricas

El número y lugar de los medidores de temperatura, debe ser determinado en un estudio posterior.

3.3.2 Válvulas de bloqueo

Existen 19 válvulas de bloqueo distribuidas a lo largo del oleoducto, de las cuales el 100% son manuales, lo cual impediría realizar un control automático en el caso de una fuga. Además según información reportada por el personal de Petroproducción, un gran porcentaje de las mismas están defectuosas. Es necesario entonces instalar válvulas automáticas para poder realizar control automático sobre el oleoducto.

Estas válvulas deben ser capaces de ejecutar órdenes de cierre o apertura, enviadas desde el servidor de control de fugas, en períodos cortos de tiempo y soportar presiones por arriba de los 1500 PSI, en caso de sobrepresiones en el oleoducto. Además es necesario instalar 3 válvulas de bloqueo adicionales, 2 a la entrada y 1 a la salida del oleoducto, lo que daría un total de 22 válvulas.

3.3.3 Especificaciones para el computador de control

El sistema puede utilizar el mismo computador utilizado para el control del sistema SCADA, es decir éste no requiere de ninguna característica especial para su funcionamiento, sin embargo es recomendable utilizar un servidor distinto por la cantidad de información a procesar, especialmente para éste oleoducto por su extrema complejidad.

Debido a que el Oleoducto Auca – Cononaco no posee sistema SCADA, será necesario instalarlo conjuntamente con el sistema de detección de fugas y con la instrumentación adicional requerida.

3.3.4 Sistema SCADA¹⁷

El sistema SCADA que debe ser instalado en el oleoducto Auca – Cononaco, debe recibir cada uno de los datos obtenidos por los diferentes medidores de flujo, presión y temperatura. Los transmisores asociados a cada sensor enviarán la información principalmente en señales de corriente que van de los 4 a los 20 mA, a las así llamadas unidades terminales remotas (RTU) que transferirán los datos de estos instrumentos de campo a una locación central en tiempo real usando sistemas de comunicaciones que deberán ser implementados. Los más recomendables para estos casos: canales satelitales, enlaces microonda o conexiones celulares de datos. Por lo tanto el RTU necesitará entradas analógicas de corriente y voltaje para los medidores, y salidas RS-232/485, un modem para comunicación Ethernet o para vía inalámbrica como se mencionó anteriormente. La figura. 3.5. muestra un bosquejo del sistema SCADA a implementarse en el oleoducto.

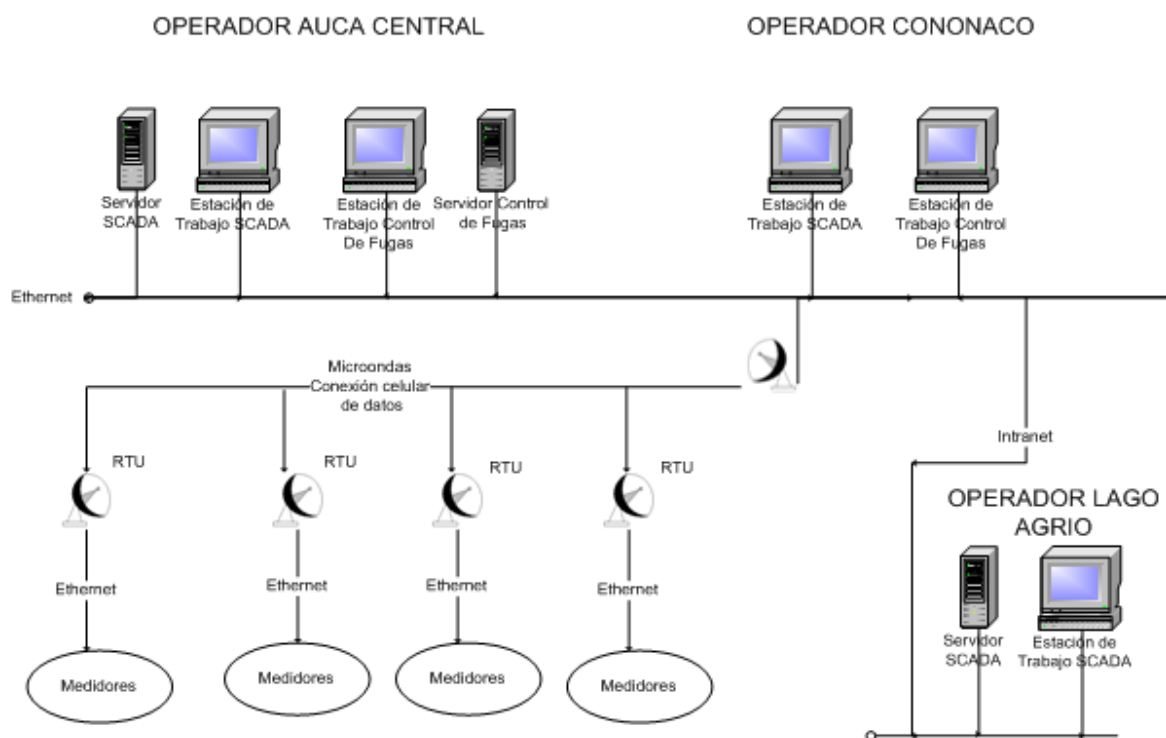


Figura. 3.5. SCADA oleoducto Auca – Cononaco

Bibliografía:

- ¹⁷ <http://es.wikipedia.org/wiki/SCADA>, Sistemas SCADA
<http://en.wikipedia.org/wiki/File:Pipeline-Scada.jpg>, Transporte en oleoductos

CAPITULO IV

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA

4.1 INTRODUCCIÓN

El factor económico es uno de los ejes principales en la ejecución o no de un proyecto, debido principalmente a que las empresas planifican los mismos de acuerdo al costo-beneficio que estos representan. En otras palabras la inversión realizada al ejecutar un proyecto debe devolver al menos tantos réditos, como dinero fue gastado.

Todo esto implica que cualquier solución tecnológica escogida, en este caso el sistema de control de fugas, debe eficazmente reducir la cantidad de petróleo perdido a causa de los siniestros suscitados en el oleoducto, y en el lapso de un tiempo prudente la inversión realizada pueda ser recuperada, con un valor agregado, la reducción del impacto ambiental que ocasiona la presencia del oleoducto en la selva amazónica.

Por tanto, en el estudio de factibilidad económica, se debe tomar en cuenta todos y cada uno de los costos que implica la implementación de un sistema de éste tipo, y los respectivos beneficios que traería. Para lograrlo, lo más recomendable sería usar conceptos tradicionales de análisis financiero y herramientas como la teoría del valor presente, análisis de costos diferenciales y análisis de flujos descontados. Sin embargo, para ello se necesitaría realizar un profundo estudio financiero de la empresa, de su producción y de su estructura operativa, lo cual no se ha dado hasta el momento.

La mayoría de veces es posible cuantificar los valores de los costos y los beneficios directos de la implementación del sistema. Los beneficios que pueden cuantificarse con facilidad son de dos tipos generales: Ahorros en costos, tales como una disminución en costos de operación y aumentos en las utilidades directas. Pero al mismo tiempo existen costos y beneficios intangibles, los cuales por lo general no son evaluados, debido a la dificultad que existe para hacerlo. Estos responden a consecuencias inherentes a la instalación del sistema, como por ejemplo el número de horas que el oleoducto no estaría trabajando debido al mantenimiento del nuevo sistema, la veracidad de la información del flujo de crudo, el costo de la energía que el sistema utilizará, etc.

En la medida de las posibilidades se debe realizar un estudio tan profundo como sea posible, de la real factibilidad económica de la instalación de un sistema de control de fugas, lo cual de antemano se conoce que únicamente es un aproximado a lo que representaría realizar un proyecto de ésta magnitud.

4.2 Estudio de Factibilidad Económica

Debido a que el oleoducto Auca – Cononaco no posee un sistema SCADA, el cual es necesario para la instalación de un sistema de control de fugas, será indispensable incluirlo dentro de este estudio. Para esto debemos tomar en cuenta el costo de cada uno de los elementos de campo que conformarán el sistema, gastos operativos, de instalación, software y los computadores para la adquisición y manejo de datos.

Existe una variedad muy grande de productos presentes en el mercado cuyos costos varían de acuerdo a la marca y a las características presentes. Se han colocado uno o dos elementos de cada tipo con su respectivo costo para obtener un precio referencial del valor total que deberá invertirse en el proyecto.

4.2.1 Medidores de Presión

Los medidores de presión disponibles en el mercado por lo general incluyen el sensor y el transmisor en un solo dispositivo. Los medidores que se muestran a continuación muestran esa característica:

- Transmisor de Presión MIDAS
- Medidor digital de presión GE Druck DPI 104

4.2.1.1 Transmisor de presión MIDAS¹⁸. Las características de éste producto incluido el precio y su fotografía se encuentran en la tabla. 4.1. y figura. 4.1. respectivamente.

Tabla. 4.1. Características del transmisor de presión MIDAS

Salidas:	4-20mA, 0-10V, 1-5V, 1-6V, 0.5-4.5V
Rango:	De 0 a 1,500 psig
Conectores:	1/4"-18 NPT a EN 837
Material de los conectores:	316 acero inoxidable
Sello:	VITON®
Alimentación:	10-30V DC
Precisión:	0.5%
Precio:	\$141,00



Figura. 4.1. Transmisor de presión MIDAS

¹⁸ Bibliografía: <http://www.jumoplus.com/store/home.php?cat=283>, Transmisor de presión MIDAS

4.2.1.2 Medidor digital de presión GE Druck DPI 104¹⁹. Las características de éste producto incluido el precio y su fotografía se encuentran en la tabla. 4.2. y figura. 4.2. respectivamente.

Tabla. 4.2. Características del medidor digital de presión GE Druck DPI 104

Salidas:	Análoga de 0 to 5V
Rango:	De 0 a 3000 PSIG
Comunicaciones:	Interface serial RS232
Conectores:	DPI 104, 1/4 NPT, G1/4, 9/16 x 18 UNF cone
Material del conector:	acero inoxidable
Temperatura de trabajo:	-10 a 50°C
Unidades:	11 unidades de presión
Precisión:	0.05%
Precio:	\$549,95



Figura. 4.2. Medidor digital de presión GE Druck DPI 104

El costo promedio de un medidor de presión sería de \$345.47

¹⁹ **Bibliografía:** <http://www.professionalequipment.com/ge-druck-dpi-104-3000psig-digital-test-gauge-dpi-104-2-3000psi-sg/industrial-pressure-gauges/>, Medidor de presión GE Druck DPI 104

4.2.2 Medidores de Flujo

La mayoría de estos medidores no presentan entre sus características rangos de flujo de funcionamiento y los precios encontrados son referenciales, puesto que el medidor a instalarse debe cumplir algunos requerimientos para adaptarse al tamaño, presión y tipo de sustancia que maneja la tubería. El precio referencial escogido es el del medidor de flujo Sell Electromagnetic puesto que no se han encontrado otras referencias.

4.2.2.1 Medidor de Flujo Sell Electromagnetic²⁰. Este medidor de flujo de la compañía china Jiangsu Huahai M&C Technology Co., Ltd, maneja un amplio rango de flujos y presiones, y tiene una salida analógica de corriente de 4 a 20 mA. Su precio es de: \$ 800. La figura. 4.3. muestra su fotografía.



Figura. 4.3. Medidor de flujo Sell Electromagnetic

4.2.3 Unidades Terminales Remotas (RTUs)

Existen muchas posibilidades para elegir un medio de comunicación entre dispositivos para realizar el monitoreo, sin embargo en oleoductos de varios kilómetros la comunicación inalámbrica es lo más conveniente. Un dispositivo que cumple con estos requerimientos y ha sido tomado como referencia es el Cellular RTU Wireless Remote Monitoring.

²⁰ Bibliografía: <http://sheila6722.ec51.com/product/252920.html>, Medidor de flujo Sell Electromagnetic

4.2.3.1 Cellular RTU Wireless Remote Monitoring²¹. Este resistente dispositivo ha sido diseñado específicamente para realizar monitoreo y control de aplicaciones. Todos los circuitos que manejan las entradas y salidas están completamente aisladas y son capaces de soportar fuertes condiciones transitorias. Vienen equipadas con baterías opcionales, dependiendo que sistema de alimentación se escoja. Utiliza comunicación inalámbrica en formato digital a través de la red de comunicación celular, lo cual lo convierte en un sistema muy robusto, inclusive en sitios donde no existe una buena señal. En la tabla. 4.3. algunas de sus principales características, y en la figura. 4.4. su fotografía.

Tabla. 4.3. **Características del Celular RTU Wireless Remote Monitoring CRTU-5**

Entradas y Salidas
4 Canales Convertible Digital/Análogo
1 Canal, Salida de Relé, SPST 6 A@120 VAC, 6A@24 VDC
Todas las entradas análogas y digitales están asiladas a 2500 V
Características de la alimentación requerida
12 to 20 VAC o VDC a 40 W
Capacidad de la batería opcional: 24 horas
Especificaciones generales de la comunicación
Canal de control celular: Cellemetry and Microburst
Potencia de la Salida RF: 3 W Pico
Especificaciones Generales
Medidas: 8" x 5" x 1.75" Peso: 5 lb
Temperatura de operación: -40° C a 70° C
Temperatura de almacenamiento: -40° C a 85° C

²¹ **Bibliografía:** http://www.stusteel.com/scadanet_remote_monitors.pdf, Cellular RTU Wireless Remote Monitoring

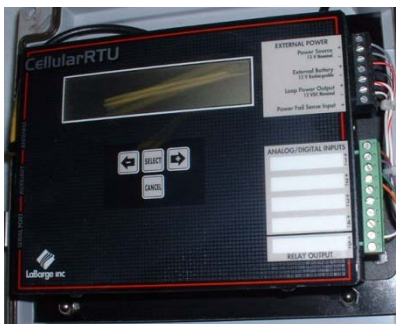


Figura. 4.4. Cellular RTU Wireless Remote Monitoring CRTU-5

El precio estimado de este dispositivo es de \$750 dólares, sujeto a variaciones de acuerdo a las funciones adicionales deseadas.

4.2.4 Válvulas de Bloqueo²²

El costo de una válvula de gran diámetro varía en función de sus características. Éstas pueden costar de \$1.200 a \$2.000 por pulgada de diámetro. Por ejemplo una válvula de bola de 36 pulgadas oscila entre \$45.000 a \$65.000, incluido los gastos de envío.

4.2.5 Servidor SCADA

El sistema SCADA necesita un servidor robusto, que haya sido construido con ese objetivo. Uno de los servidores que presenta estas características es el SEL-3332 de SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC. Este servidor tiene la capacidad de manejar puertos EIA-232 y Ethernet, además incluye un procesador base pentium M 1.1 GHz con 1 GB de memoria RAM, sistema operativo empujado, y una elección entre tres protocolos de SoftwareSubstationSERVER.NET, instalados en 1 GB flash Drive. Su precio es de \$5.973. En la figura. 4.5. su fotografía.

²² Bibliografía: <http://www.allbusiness.com/mining/support-activities-mining-support-oil/643692-1.html>, Válvulas de bloqueo



Figura. 4.5. Servidor SCADA SEL-3332

. 4.2.6 Sistema de Control de Fugas²³

Aquí un aproximado de los costos de instalación del sistema Atmos, escogido como el de mejor desempeño en el estudio de factibilidad tecnológica.

Instalación del software y sintonización: US\$ 65.000

De acuerdo a la Empresa Atmos, los costos incluyen un año de garantía desde la fecha de instalación, y están sujetos a conformidad mutua en términos y condiciones.

Además Atmos requiere que:

- El cliente pague todos los impuestos locales aplicables.
- Los honorarios excluyen costos de viaje y subsistencia
- El cliente suministre la PC, PC Anywhere. SQL y OPC Server, donde el sistema será instalado.

Cualquier servicio adicional al descrito que sea solicitado por el cliente será cargado de acuerdo a la tabla de costos por hora trabajada y/o mas los costos de viaje, subsistencia y servicios adicionales. También se excluye el costo de asistir a reuniones adicionales y/o horas extras de trabajo requeridas por el cliente.

²³ **Bibliografía:** Información Proyectos Atmos

Todos los esfuerzos requeridos en el sitio de implementación, sintonización y comisionado están incluidos en esta oferta. En la tabla. 4.4. se detallan los costos por hora de trabajo de las personas al frente del proyecto.

Tabla. 4.4. **Costos por hora de trabajo**

COSTOS POR HORA DE TRABAJO	
Consultor Principal	\$ 125 por hora
Director de Proyecto	\$ 125 por hora
Ingeniero Senior de proyectos	\$ 110 por hora
Administrativo	\$ 45 por hora

Los valores por hora fuera de las ocho horas es 1.3 veces del valor de la tabla. Los valores por hora para los fines de semana y días feriados es 1.3 veces del valor de la tabla. ATMOS International se reserva el derecho de revisar los valores anualmente.

Los costos razonables incurridos a los requerimientos del cliente serán reembolsados de acuerdo a los documentos presentados. Los costos de viaje comprenden:

- Viajes aéreos en clase económica.
- Viajes en tren. Segunda clase.
- Alquiler de autos (Grupo C).

Cuando el contratista es requerido por el cliente para ejecutar servicios fuera del contrato, el cliente deberá reembolsar al contratista \$230/día por persona. Esta carga para subsistencia debe incluir todos los costos de alojamiento y alimentación.

4.2.7 Cálculo del costo total del proyecto

El detalle de los costos se muestra en la tabla. 4.5.

Tabla. 4.5. Costo total del proyecto

Dispositivo	Unidades necesarias	Precio por unidad	Precio Total
Medidores de presión	10	\$ 345.47	\$ 3.454,70
Medidores de flujo	10	\$ 800.00	\$ 8.000,00
RTU	10	\$ 750.00	\$ 7.500,00
Válvulas de bloqueo:			
4" de diámetro	1	\$ 6,400.00	\$ 6.400,00
6" de diámetro	9	\$ 9,600.00	\$ 86.400,00
8" de diámetro	5	\$ 12,800.00	\$ 64.000,00
12" de diámetro	7	\$ 19,200.00	\$ 134.400,00
Servidor SCADA	1	\$ 5,973.00	\$ 5.973,00
Control de Fugas	1	\$ 65,000.00	\$ 65.000,00
Computadores para supervisión	2	\$ 1,500.00	\$ 3.000,00
		TOTAL	\$ 384.127,70

4.2.8 Análisis Costo - Beneficio²⁴

El oleoducto transporta diariamente más de 25.000 barriles, que representan un ingreso de más de 12.000 dólares diarios. Esto hace al oleoducto una arteria indispensable en el gran sistema de oleoductos de Petroproducción. Además los derrames en la mayoría de los casos van de 300 a 1600 barriles en cada fuga. Con un promedio de 35 fugas por año, tendríamos un aproximado de 14000 barriles perdidos, de los cuales apenas un 10% son recuperados.

Para realizar el análisis costo - beneficio necesitamos ciertos datos del oleoducto que se presentan a continuación. En la tabla. 4.6. se detalla los ingresos promedio por cada campo.

Bibliografía:

- ²⁴ Ing. ROMERO Telmo, *Oleoducto Auca Cononaco*.
<http://www.coop15abril.fin.ec/img/info/tasas.pdf>, Tasas de interés máximas
<http://www.monografias.com/trabajos11/vepeme/vepeme.shtml>, Índices Económicos

Tabla. 4.6. Ingresos por transporte de crudo

Campo	Barriles por día	Tarifa por transporte (\$ / Barril)	Total Ingresos (\$)
Tigüino	4.151	0,6581	2.731,86
Cononaco	7.287	0,6165	4.492,13
Rumiyacu	250	0,6165	154,13
Auca Sur 1 y 2	1.227	0,3793	465,51
Auca Sur	8.293	0,3793	3.145,40
Pindo	4.290	0,4544	1.949,47
Total	25.498		12.938,5

La relación costo – beneficio, matemáticamente se puede calcular mediante la ecuación. 4.1.

$$\text{-beneficio} = \frac{\text{VALOR ACTUAL NETO}}{\text{VALOR PRESENTE DE LOS DESEMBOLSOS DE CAJA}} \quad \text{Ecuación. 4.1}$$

Se necesita conocer entonces a que es igual el valor actual neto, para lo cual se utilizará la ecuación. 4.2.

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad \text{Ecuación. 4.2.}$$

De donde:

Q_n → son los flujos de caja

I → es el desembolso inicial de la inversión

N → es el número de períodos considerado

r → es el tipo de interés (se toma la tasa de interés de una inversión sin riesgo específico)

El flujo de caja, analizada a 20 años que es un tiempo prudente para recuperar la inversión, tendría un ingreso constante de \$ 478.800 por año, calculado mediante el ingreso anual corresponde al ahorro obtenido de las fugas controladas por el sistema de detección y precio actual del barril ecuatoriano \$ 38.

Tomando la tasa de descuento utilizada para la industria petrolera que es del 12%, el valor actual neto aplicando la ecuación. 4.2. es de \$3'192.241,907. El valor presente de los desembolsos de caja referidos en la ecuación. 4.1 es la inversión realizada en el proyecto calculado en la tabla. 4.5. es decir \$ 384.127,70. Por tanto el indicador costo beneficio, resultado de la división mostrada en la ecuación. 4.1 es 8,31 que es un valor mayor a cero, lo cual garantiza la rentabilidad del proyecto.

Desde el punto de vista económico, el proyecto es beneficioso para los intereses de la empresa y por tanto del país, sumado a ello, la conservación de la biodiversidad, tesoro invaluable para nuestro planeta.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

5.1.1 Conclusiones Generales

1. Existe factibilidad tecnológica y económica para la instalación de un sistema de control de fugas en el oleoducto Auca – Cononaco.
2. El sistema de control de fugas Atmos Pipe fue escogido en este estudio como el más adecuado para el oleoducto Auca – Cononaco, por su adaptabilidad, fiabilidad, aplicabilidad y costo.
3. Al ser el oleoducto Auca – Cononaco una de las principales arterias en la red de oleoductos del distrito amazónico, manejar una política de prevención sobre el mismo, puede ahorrar al estado ecuatoriano, grandes cantidades de dinero.
4. Debido a que el oleoducto Auca – Cononaco se encuentra ubicado en la selva tropical amazónica y atraviesa una gran cantidad de ríos durante su recorrido, existe un impacto ambiental innegable sobre la flora y la fauna que rodean al sistema, por tanto reducirlo al mínimo es una responsabilidad de Petroproducción.
5. La instalación de un sistema de control de fugas es puntal para realizar un control real sobre el petróleo que diariamente circula por el oleoducto, sin

embargo hay que tomar en cuenta diversos factores que pueden influir directamente sobre el sistema, que pueden ser de tipo tecnológico, económico, operativo y social. Es muy importante realizar un análisis de los mismos pues el proyecto conlleva cambios que deben ser asimilados de la mejor manera posible.

6. Existe un sinnúmero de sistemas de control de fugas disponibles en el mercado, provenientes generalmente de distintos fabricantes. Esto hace posible tener varias alternativas de elección, haciendo posible escoger el sistema que mejor se adapte a los requerimientos y al medio donde se lo necesita.
7. Cada tipo de sistema posee ventajas y desventajas inherentes a su naturaleza de diseño, por tanto durante este estudio se han evaluado cada una de ellas tomando en cuenta su preponderancia con respecto a las otras de acuerdo a la importancia que estas representan para el oleoducto.
8. La aplicabilidad de un sistema es una característica muy importante para su selección, pues tiene que ver con la capacidad del mismo para cumplir con los objetivos para los que fue diseñado en el campo de trabajo. En la mayoría de casos la información provista especifica el campo de aplicación, sin embargo la experiencia de éste en oleoductos similares es la mejor referencia que se puede tener de su aplicabilidad.
9. El factor económico es decisivo al momento de considerar la conveniencia o no de la implementación o mejoramiento de un proceso dentro de una empresa, todo esto se lo hace mediante un análisis del costo – beneficio que la inversión significará para la misma.
10. Se debe tomar en cuenta que ningún sistema de control de fugas es universalmente aplicable y sus características varían de acuerdo a su modo de funcionamiento, su precio, las aplicaciones a las que fue dirigido, etc. Por

tanto para realizar una buena selección, es importante conocerlos tan profundamente como sea posible.

5.1.2 Conclusiones Específicas

1. La turbulencia del petróleo crudo que es transportado diariamente por el oleoducto debida principalmente a la geometría de la tubería, es un factor que debe ser tomado en cuenta al momento de definir la ubicación de cada uno de los medidores a instalarse en el oleoducto, puesto que si se los coloca en bifurcaciones o cambios bruscos de dirección del líquido, las mediciones podrían ser erróneas.
2. Los métodos de detección de fugas externos son muy efectivos, lamentablemente la mayoría de sus aplicaciones son en oleoductos cortos, puesto que se necesita instalar una gran cantidad de sensores en el exterior de la tubería para realizar las mediciones.
3. Los métodos de detección de fugas internos en cambio están limitados generalmente por el desempeño de los medidores y muchas veces éstos tienen que lidiar con terribles transitorios.
4. Los medidores de desplazamiento positivo son probablemente los más inmunes a los transitorios. Los medidores de flujo por sensamiento de presión, tales como los medidores de orificio, son probablemente los más afectados.
5. La fiabilidad de un sistema de detección de fugas ha sido siempre una característica importante, debido principalmente a que un sistema fiable no producirá gastos innecesarios de movilización de personal y equipo a la locación de una fuga inexistente, además de las pérdidas ocurridas por detener el bombeo sin ningún motivo.

5.2 RECOMENDACIONES

1. La solución tecnológica para el control de fugas es un paso indispensable que debe ser implantada en todos los oleoductos ecuatorianos, sin embargo la ley debe ir de la mano con la inversión económica realizada, puesto que por bueno que sea el sistema, mientras no se castigue a quienes realicen los atentados, estos seguirán ocurriendo sin ningún control.
2. La instalación de un sistema de control de fugas es una solución necesaria que permitirá controlar las fugas que actualmente se están produciendo en el oleoducto Auca - Cononaco, no obstante a futuro es necesario planificar el cambio de la tubería corroída, que es la principal causa de los derrames.
3. Es necesario realizar un estudio de la variación de temperatura dentro del oleoducto durante todo su recorrido, lo cual determinará la necesidad o no de instalar medidores de temperatura y la ubicación de cada uno de ellos. Esto contribuirá a tener mayor precisión y fiabilidad en el sistema de control de fugas escogido.
4. La selección de la instrumentación requerida para el sistema SCADA debe ser realizada cuidadosamente, puesto que como ya se mencionó anteriormente el tipo de sistema escogido depende en gran medida de la precisión de las mediciones realizadas por los instrumentos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. [://www.monografias.com/trabajos15/petroleo-ecuador/petroleo-ecuador](http://www.monografias.com/trabajos15/petroleo-ecuador/petroleo-ecuador) , La actividad petrolera en el Ecuador
2. Ing. CHAMBA, Richard, Ingeniería conceptual Oleoducto Auca - Cononaco ;
3. St. Großwig, Graupner, Hurtig, Kühn, Trostel; Distributed Fiber Optical Temperature Sensing Technique
4. ATMOS international, Inc, USA, ¿QUE ES ATMOSPIPE?
5. TWOMEY, Michael, Ventajas de las soluciones de ATMOS International
6. [://www.dec.state.ak.us/SPAR/ipp/docs/ldetect1](http://www.dec.state.ak.us/SPAR/ipp/docs/ldetect1) , Technical Review of Leak Detection Technologies
7. Dr. ZHANG, Jun, Designing a Cost Effective and Reliable Pipeline Leak Detection System
8. [://dec.state.ak.us/spar/ipp/docs/ldevaluations](http://dec.state.ak.us/spar/ipp/docs/ldevaluations) , Leak Detection Methods
9. [://en.wikipedia.org/wiki/File:Pipeline-Scada](http://en.wikipedia.org/wiki/File:Pipeline-Scada) , Transporte en oleoductos
10. [://es.wikipedia.org/wiki/](http://es.wikipedia.org/wiki/) , Sistemas SCADA
11. [://www.professionalequipment.com/ge-druck-dpi-104-3000psisg-digital-test-gauge-dpi-104-2-3000psi-sg/industrial-pressure-gauges/](http://www.professionalequipment.com/ge-druck-dpi-104-3000psisg-digital-test-gauge-dpi-104-2-3000psi-sg/industrial-pressure-gauges/) , Medidor de presión GE Druck DPI 104
12. [://www.jumoplus.com/store/home.php?cat=](http://www.jumoplus.com/store/home.php?cat=) , Transmisor de presión MIDAS
13. [://sheila6722.ec51.com/product/252920](http://sheila6722.ec51.com/product/252920) , Medidor de flujo Sell Electromagnetic
14. [://cgi.ebay.com/ws/eBayISAPI.dll?ViewItem&item=](http://cgi.ebay.com/ws/eBayISAPI.dll?ViewItem&item=) , Cellular RTU Wireless Remote Monitoring CRTU-5
15. [://www.stusteel.com/scadanet_remote_monitors](http://www.stusteel.com/scadanet_remote_monitors) , Cellular RTU Wireless Remote Monitoring
16. [://www.monografias.com/trabajos11/vepeme/vepeme](http://www.monografias.com/trabajos11/vepeme/vepeme) , Índices Económicos
17. [://www.coop15abril.fin.ec/img/info/tasas](http://www.coop15abril.fin.ec/img/info/tasas) , Tasas de interés máximas
18. Ing. ROMERO Telmo, Estudio del Oleoducto Auca – Cononaco, Petroproducción.

Indice de Figuras

Figura. 1.1. Mapa referencial del oleoducto.....	6
Figura. 1.2. Diagrama del Oleoducto	9
Figura. 1.3. Siniestralidad del Oleoducto en función del tiempo	14
Figura. 1.4. Lugares donde ocurrieron los derrames	15
Figura. 1.5. Causa de los Derrames	16
Figura. 2.1. Reacción de temperatura ante una fuga de gas a alta presión.....	24
Figura. 2.2. Pruebas para la detección de fugas en una tubería de agua salada	25
Figura. 2.3. Pruebas realizadas en una tubería de fenol	25
Figura. 2.4. Efecto Raman	27
Figura. 2.5. Empaquetamiento del ducto	33
Figura. 2.6. Desempaquetamiento del ducto	34
Figura. 2.7. Comportamiento del oleoducto en el inicio del bombeo.....	34
Figura. 2.8. Tamaño de la fuga aparente.....	36
Figura. 3.1. Distribución de los medidores de presión y flujo.....	89
Figura. 3.2. Transmisores de flujo MAGFLO.....	92
Figura. 3.3. Sensores de flujo MAGFLO	92
Figura. 3.4. Medidor de presión ARGUS	92
Figura. 3.5. SCADA oleoducto Auca – Cononaco.....	94
Figura. 4.1. Transmisor de presión MIDAS.....	97
Figura. 4.2. Medidor digital de presión GE Druck DPI 104	98
Figura. 4.3. Medidor de flujo Sell Electromagnetic.....	99
Figura. 4.4. Cellular RTU Wireless Remote Monitoring CRTU-5	101
Figura. 4.5. Servidor SCADA SEL-3332	102

Indice de Tablas

Tabla. 1.1. Comunidades por las que cruza el oleoducto	7
Tabla. 1.2. Ríos por los que cruza el oleoducto	7
Tabla. 1.3. Características de la Tubería	8
Tabla. 1.4. Producción de petróleo crudo transportada por el oleoducto.....	11
Tabla. 1.5. Variables del Oleoducto Auca - Cononaco	12
Tabla. 1.6. Siniestralidad del Oleoducto en función del tiempo.....	13
Tabla. 1.7. Lugares donde ocurrieron los derrames	14
Tabla. 1.8. Causa de los derrames	16
Tabla. 1.9. Características del Fluido.....	18
Tabla. 2.1. Aplicabilidad y Disponibilidad.....	44
Tabla. 2.2. Sensibilidad.....	46
Tabla. 2.3. Precisión	50
Tabla. 2.4. Fiabilidad.....	53
Tabla. 2.5. Robustez.....	57
Tabla. 3.1. Resumen de características del Oleoducto Auca - Cononaco	64
Tabla. 3.2. Sistemas de control de fugas.....	65
Tabla. 3.3. Sistemas de alta aplicabilidad y disponibilidad	67
Tabla. 3.4. Sistemas de alta sensibilidad.....	68
Tabla. 3.5. Sistemas de alta precisión	69
Tabla. 3.6. Sistemas de alta fiabilidad	70
Tabla. 3.7. Sistemas de alta robustez.....	71
Tabla. 3.8. Oleoductos que usan el sistema MassPack.....	73
Tabla. 3.9. Oleoductos que usan el sistema LEAKTRACK 2000.....	74
Tabla. 3.10. Oleoductos que usan el sistema ATMOS PIPE	75
Tabla. 3.11. Oleoductos que usan el sistema	76
Tabla. 3.12. Oleoductos que usan el sistema Series	77
Tabla. 3.13. Oleoductos que usan el sistema Pressure Point Analysis (PPA) TM	78
Tabla. 3.14. Oleoductos que usan el sistema WaveAlert.....	78
Tabla. 3.15. Oleoductos que usan el sistema Pipeline Leak Detection.....	80
Tabla. 3.16. Oleoductos que usan el sistema LEAKWARN	80
Tabla. 3.17. Oleoductos que usan el sistema SPS/Leakfinder	81
Tabla. 3.18. Rendimiento de los Sistemas.....	85
Tabla. 3.19. Mantenimiento Requerido	85
Tabla. 3.20. Características del medidor de presión marca ARGUS	90
Tabla. 3.21. Características de los sensores MAGFLO	91
Tabla. 3.22. Características de los transmisores MAGFLO	91
Tabla. 4.1. Características del transmisor de presión MIDAS.....	97
Tabla. 4.2. Características del medidor digital de presión GE Druck DPI 104	98
Tabla. 4.3. Características del CRTU-5	100
Tabla. 4.4. Costos por hora de trabajo.....	103
Tabla. 4.5. Costo total del proyecto	104
Tabla. 4.6. Ingresos por transporte de crudo	105

GLOSARIO

1. **ADEC.-** (Alaska Department of Environmental Conservation) Departamento de Conservación Ambiental de Alaska
2. **AE.-** (Acoustic Emissions) Emisiones Acústicas.
3. **API.-** (American Petroleum Institute) Medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo con respecto al agua.
4. **Bench-top.-** Mesa de trabajo
5. **Booster.-** Es un tipo de bomba que sirve para proveer de presión suficiente a las bombas de oleoducto.
6. **BPH.-** Barriles por hora.
7. **BPPD.-** Barriles de petróleo por día.
8. **BS/W.-** Cantidad de agua mezclada en solución con el petróleo y el gas.
9. **Clamp-on.-** Instrumentación ultrasónica, no intrusiva.
10. **CPM.-** (Computational Pipeline Monitoring) Es un sistema de control de oleoductos por software.
11. **cSt.-** Centistokes, es la centésima parte de un Stokes que es la unidad de viscosidad cinemática, se obtiene como cociente de la viscosidad dinámica (o absoluta) y la densidad. $1 \text{ stokes} = 100 \text{ centistokes} = 1 \text{ cm}^2/\text{s} = 0,0001 \text{ m}^2/\text{s}$
12. **EPA.-** (Environmental Protection Agency) Agencia de Protección ambiental de USA
13. **FEEDBACK.-** Retroalimentación
14. **FSO.-** (Full Scale Output) Salida a escala completa.
15. **GPM.-** Galones por minuto.
16. **Hart.-** Es un tipo de comunicación entre dispositivos inteligentes que utiliza el estándar de 4 a 20 mA de corriente.
17. **kbps.-** kilobits por segundo
18. **kPa.-** Kilo pascales
19. **LDAP.-** (Lightweight Directory Access Protocol) Protocolo Ligero de Acceso a Directorios
20. **LDS.-** (Leak Detection System) Se refiere a los sistemas de detección de fugas.
21. **mA.-** Unidad de corriente, es la milésima parte de un amperio.

22. **Manifold.-** Tubería madre que recepta la producción de cada pozo conectado a ella
23. **NPT.-** (National Pipe Thread Taper) Es un estándar Americano usado para conexiones de tuberías.
24. **OPC.-** (OLE for Process Control) Es un estándar de comunicación en el campo del control y supervisión de procesos.
25. **OTDR.-** (Optical Time Domain Reflectometer) Es un instrumento optico-electrónico usado para caracterizar una fibra óptica.
26. **PFA.-** Material compuesto de copolímero de perfluoroalcoxy, extremadamente resistente al calor.
27. **PLC.-** (Programmable Logic Controller) Es un hardware industrial, que se utiliza para la obtención de datos y control de variables.
28. **PLDS.-** (Pipeline leak detection system) Sistema de detección de fugas.
29. **Power Oil.-** Es un sistema de extracción de crudo por reinyección del mismo en el pozo a altas presiones.
30. **PPA.-** (Pressure point analysis) Análisis del punto de presión.
31. **PSI.-** (Pounds per Square Inch) Es una unidad de presión cuyo valor equivale a 1 libra por pulgada cuadrada.
32. **PSIG.-** (Pounds per Square Inch Gauge) Libras por pulgada cuadrada manométrica.
33. **RTTM.-** (Real time transitory monitoring) Modelado con transitorios en tiempo real
34. **RTU.-** (Remote Terminal Unit) Es un microprocesador controlado electrónicamente el cual sirve de interface entre la instrumentación y el sistema SCADA.
35. **SCADA.-** (Supervisory Control and Data Acquisition) Registro de datos y control de supervisión.
36. **SPRT.-** (Sequential Probability Ratio Test) Es una prueba de razón de la probabilidad secuencial.
37. **SQL.-** (Structured Query Language) Es un lenguaje declarativo de acceso a bases de datos relacionales que permite especificar diversos tipos de operaciones sobre las mismas.
38. **TFH.-** Cable sensor de hidrocarburos

39. **UTM.-** (Universal Transversal Mercator) Es un sistema de coordenadas basado en la proyección geográfica transversa de Mercator.
40. **VAC.-** Voltaje en corriente alterna.
41. **VBS.-** (Visual Basic Script Edition) Edición de código en Visual Basic
42. **VDC.-** Voltaje en corriente continua.

Fecha de entrega:

20 de Mayo de 2009

Ing. Víctor Proaño.
COORDINADOR DE CARRERA

Edgar Roberto Escobar Tucta
AUTOR