

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LOS IMPACTOS DE LA  
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL EN LOS SISTEMAS DE  
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA**

**BRENDA FERNÁNDEZ ARBOLEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIASFISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LOS IMPACTOS DE LA  
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL EN LOS SISTEMAS DE  
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA**

**BRENDA FERNÁNDEZ ARBOLEDA**

**Monografía para optar por el título de  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director: Ing. Nicolás Santos Santos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIASFISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## **Dedicatoria**

Dedico este trabajo en primer lugar a Dios por haberme permitido desarrollarlo con todo mi esfuerzo. Dios me ha concedido el privilegio de la vida y la educación y me ofrece todo lo necesario para lograr mis metas.

En segundo lugar lo dedico a mi padre que desde el cielo me continúa guiando y protegiendo en todos los pasos que doy. Te quiero mucho papito.

A mi mamá, que siempre ha estado conmigo comprendiéndome y dándome el apoyo que necesito para mi educación.

Por último este trabajo lo dedico a Enrique por su amor y comprensión durante el desarrollo de la especialización y de la monografía.

## **Agradecimientos**

Agradezco al ingeniero Nicolás Santos por su dirección en la elaboración de esta monografía.

A la universidad, la facultad y sus profesores por brindarnos conocimientos y darnos las bases en la elaboración de nuestros trabajos.

A mis colegas y compañeros de universidad por ser buenos camaradas y buenos amigos, y con los cuales estos dos años de estudio estuvimos juntos y crecimos como profesionales y amigos.

Por último al Ingeniero Msc. Enrique Gómez Restrepo por su inmensa colaboración en durante la especialización y en especial durante la elaboración de este trabajo.

## RESUMEN

### TÍTULO

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LOS IMPACTOS DE LA AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL EN LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA \***

### AUTOR

BRENDA FERNÁNDEZ ARBOLEDA\*\*

### PALABRAS CLAVES

OLEODUCTOS, GASODUCTOS, POLIDUCTOS, TRANSPORTE, HIDROCARBUROS, TECNOLOGÍAS, AUTOMATIZACIÓN, CONTROL.

### DESCRIPCIÓN

Los oleoductos, gasoductos, poliductos son parte de la infraestructura colombiana y entre más se extienden a lo largo del país, más se dificulta su gestión, pero los avances tecnológicos en sistemas de inspección, medición, integridad, control, telecomunicaciones y automatización en sí, hacen que sean tecnologías fácilmente asequibles para lograr una optimización en la gestión de los mismos mediante una supervisión y control en tiempo real.

En este trabajo se analizan los diferentes segmentos de mercado petrolero para plantear estrategias tecnológicas de automatización y control en la optimización de la cadena de suministro y mejorar la gestión en los sistemas de transporte de hidrocarburos en Colombia por tuberías como lo son oleoductos, gasoductos y poliductos, que contribuyan a alcanzar las metas de producción, soporten crudos más pesados, optimicen los procesos productivos, reduzcan inventarios, garanticen la eficiencia operativa, aumenten los sistemas de seguridad, brinden mayor flexibilidad operacional reduciendo tiempos y costos, para que la industria petrolera en Colombia pueda ser más competitiva globalmente.

Durante la investigación y desarrollo de la información, se realiza un acompañamiento con el análisis de herramientas y métodos para determinar la rentabilidad de implementar las tecnologías de automatización y control en el transporte de hidrocarburos, así como los modelos más apropiados para ello, haciendo una exhaustiva recopilación previa de la situación actual y de las tecnologías más utilizadas.

\* Monografía

\*\* Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Ing. Nicolás Santos Santos.

## **ABSTRACT**

### **TITLE**

**TECHNICAL ECONOMIC ANALYSIS OF THE IMPACT OF AUTOMATION AND CONTROL IN THE OIL TRANSPORTATION SYSTEMS IN COLOMBIA\***

### **AUTHOR**

BRENDA FERNANDEZ ARBOLEDA\*\*

### **KEY WORDS**

PIPELINES, TRANSPORT, HYDROCARBONS, TECHNOLOGIES, AUTOMATION, CONTROL.

### **RESUMEN**

Oil pipelines, gas pipelines and products pipelines are part of the Colombian infrastructure and nowadays even more they extend through all the country. Its management is difficult but the technological advances in inspection, measurement, integrity, control, telecommunications and automation area now easy to adapt and optimization of the transportation systems online and in real time can be achieved with supervision.

Different segments of the oil market are analyzed in order to plan technological strategies for automation and control in the oil supply chain and improve the management over the hydrocarbons transport systems by pipelines such as oil pipelines, gas pipelines and product pipelines. These strategies will help meet the production goals, support the production of heavier oil, optimize the production processes, reduce inventories, guarantee the operation efficiency, improve the security systems, and provide major operation flexibility reducing times and costs, in order to make the oil industry in Colombia stronger and more competitive worldwide.

During the investigation and gathering of information, analysis of tools and methods are developed to determine the feasibility to implement some automation and control technologies for the hydrocarbon transportation, as more proper models are analyzed and previously compiled for the present situation of the transportation systems and the most notorious technologies.

\* Monograph to qualify for Hydrocarbon Management Specialist Degree.

\*\* "Universidad Industrial de Santander". Petroleum Engineering Faculty. Specialization in Management of Hydrocarbons. Director: Engineer Nicolas Santos Santos.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. MARCO TEÓRICO	23
1.1 DEFINICIONES	23
1.2 ALCANCE	28
1.3 OBJETIVOS	29
1.4 METODOLOGÍA GENERAL UTILIZADA	29
2. CONDICIÓN ACTUAL DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	31
2.1 GENERALIDADES DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	31
2.1.1 Importancia del transporte de hidrocarburos.	32
2.1.2 El aumento de la diferencia entre producción y demanda	33
2.1.3 Consideraciones para la ampliación de la infraestructura	34
2.1.4 Principales flujos de petróleo en el mundo y cuellos de botella	39
2.1.5 Oleoductos en crecimiento a nivel mundial	43
2.1.6 Gasoductos en crecimiento a nivel mundial	43
2.1.7 Paisaje geopolítico mundial influenciado por los Sistemas de transporte	47
2.2 COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL TRANSPORTE DE HC	49
2.2.1 Mercados petroleros existentes	49
2.3 INTEGRIDAD DE ACTIVOS EN TRANSPORTE DE HC	53
2.4 EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA	57
2.4.1 Infraestructura del transporte de hidrocarburos en Colombia	58
2.4.2 Cifras en el transporte de hidrocarburos en Colombia	65
2.4.3 Oleoductos en Colombia	74

2.4.4	Gasoductos en Colombia	84
2.4.5	Poliductos en Colombia	94
2.4.6	Terminales de despacho en Colombia	96
2.4.7	Precios de Hidrocarburos en Colombia	100
2.4.8	Tarifas de transporte de Oleoductos	100
2.4.9	Proyectos para Ampliación de Oleoductos y Poliductos en Colombia	104
2.4.10	Control de hurto de combustibles en Colombia	104
3.	AVANCES TECNOLÓGICOS EN TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	106
3.1	INSPECCIÓN DE INTEGRIDAD EN TRANSPORTE DE HC	108
3.1.1	Herramientas de Inspección en Línea (ILI)	109
3.1.2	Monitoreo remoto para integridad de tuberías y protección catódica	128
3.1.3	Tecnologías de medición de estrés y niveles de tensión en Oleoductos	133
3.1.4	Principales tecnologías de Inspección para Oleoductos Offshore	135
3.2	MEDICIÓN PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	138
3.2.1	Sistemas de Medición Estática para Transferencia de Custodia	139
3.2.2	Sistemas de Medición Dinámica para Transferencia de Custodia	141
3.2.3	Sistemas de Instrumentación para Transferencia de Custodia	148
3.2.4	Unidades de prueba para Transferencia de Custodia	151
3.2.5	Equipos e instrumentación para Transferencia de Custodia	158
3.3	CONTROL Y COMUNICACIONES EN TRANSPORTE DE HC	160
3.3.1	Sistemas de Adquisición de Datos y Control Supervisorio	160
3.3.2	Sistemas de Control de transporte de Hidrocarburos en Colombia	171
3.3.3	Tecnologías de Comunicación aplicables a Sistemas de Control	176
3.3.4	Interrelación de SCADA, Telemetría y Gestión de Datos	180
4.	IMPACTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA	183

4.1	IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS	184
4.2	EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS TÉCNICOS	187
4.2.1	Impactos asociados a la seguridad	187
4.2.2	Impactos asociados a la operación	189
4.2.3	Impactos asociados a la infraestructura	195
4.2.4	Impactos asociados al medio ambiente	196
4.2.5	Impactos sociales	196
4.2.6	Impactos asociados a la gestión de transporte de hidrocarburos	198
4.3	EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS ECONÓMICOS	200
5.	EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA	201
5.1	PRECIOS DE INSTRUMENTACIÓN Y SISTEMAS DE SUPERVISIÓN Y CONTROL	201
5.2	TABLA DE EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA	203
5.3	RESULTADOS EVALUACIÓN DE IMPACTOS DE AUTOMATIZACIÓN	205
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	206
6.1	CONCLUSIONES	206
6.2	RECOMENDACIONES	207
	BIBLIOGRAFÍA	209

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Importancia de ductos en el transporte. (Fuente: VIT - Ecopetrol, 2009).	32
Figura 2. Ciclo de Cadena de Valor. (Fuente: Global Association of Risk Professionals, API, 2008).	34
Figura 3. Requerimientos de bombeo debido a la topografía. (Fuente: VIT - Ecopetrol, 2009).	36
Figura 4. Representación de Cadena de Suministro. (Fuente: Brownman, 2010).	37
Figura 5. Flujos de petróleo, cuellos de botella y oleoductos 2008. (Fuente: Brothers, 2008)	42
Figura 6. Representación de Cadena de Suministro. (Fuente: Tubb, 2011).	47
Figura 7. Expansión de Oleoductos y Gasoductos. (Fuente: Kazinform, y otros, 2007).	48
Figura 8. Reporte de Precios Platts. (Fuente: Platts, Sep, 2010).	49
Figura 9. Crecimiento Canasta energética mundial. (Fuente: VIT - Ecopetrol, 2010).	50
Figura 10. Bunkers. (Fuente: Intertanko, 2007).	51
Figura 11. Comercio de petróleo vía marítima e índices de flotas. (Fuente: Intertanko, 2008).	52
Figura 12. Propósitos reducción de azufre de buque tanques. (Fuente: Dragos Rauta, Dec, 2010) .	53
Figura 13. Software modelamiento Oleoductos. (Fuente: L.Smith and D.Milanovic, Intetech, 2008).	54
Figura 14. Rotura de oleoductos. (WRC, 2008),( Fuente: Corrosion & Integrity Solutions, 2009).	55
Figura 15. Explosión plataforma Deepwater Horizon. (Fuente: National Geographic, 2010).	56

Figura 16. Afectación a especies derrame Golfo de México.( Fuente: National Geographic, 2010).	56
Figura 17. Infraestructura petrolera en Colombia. (Fuente: Ecopetrol, 2011).	59
Figura 18. Infraestructura petrolera en Colombia – Detalle parte 1. (Fuente: Ecopetrol, 2011).	60
Figura 19. Infraestructura petrolera en Colombia – Detalle parte 2. (Fuente: Ecopetrol, 2011).	61
Figura 20. Infraestructura petrolera en Colombia – Detalle parte 3. (Fuente: Ecopetrol, 2011).	62
Figura 21. Infraestructura petrolera en Colombia – Detalle parte 4. (Fuente: Ecopetrol, 2011).	63
Figura 22. Transporte vs. Producción Porvenir –Vasconia. (Fuente: VIT - Ecopetrol, 2009)	66
Figura 23. Transporte vs. Producción Apiay– Porvenir. (Fuente: VIT - Ecopetrol, 2009).	66
Figura 24. Transporte vs. Producción Rubiales – Porvenir. (Fuente: VIT - Ecopetrol, 2009)	66
Figura 25. Crecimiento de la producción en Colombia. (Fuente: Ecopetrol, 2011).	68
Figura 26. Participación segmento transporte hasta 2008. (Fuente: VIT - Ecopetrol, 2010).	71
Figura 27. Evolución ventas de combustibles hasta 2010. Fuente: (VIT - Ecopetrol, 2010).	71
Figura 28. Red de principales Oleoductos de Colombia. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	74
Figura 29. Oleoducto Ocesa. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	75
Figura 30. Red de principales Oleoductos de Colombia. (Fuente: Ocesa, 2010).	76
Figura 31. Oleoducto de Colombia. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	78
Figura 32. Oleoducto Central de los Llanos. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	79
Figura 33. Oleoducto Caño Limón – Coveñas. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	81

Figura 34. Oleoducto del Alto Magdalena. (Fuente: Fuente: Ecopetrol, 2010).	82
Figura 35. Red de principales Gasoductos de Colombia. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	84
Figura 36. Mapa detallado de gasoductos en Colombia. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	85
Figura 37. Red de principales Poliductos de Colombia. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	94
Figura 38. Vista aérea del Terminal Coveñas. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	96
Figura 39. Unidad de cargue de buque tanques TLU 3. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	98
Figura 40. Ubicación del Terminal Coveñas. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	99
Figura 41. Amarradero Flotante en Tumaco. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	100
Figura 42. Tarifas de transporte de refinados 2011. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	103
Figura 43. Control hurto de combustibles en Colombia. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	105
Figura 44. Reducción hurto combustibles en Colombia. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	105
Figura 45. Pérdidas de metal. (Fuente: Barham, Brown, Beuker, & Fingerhut, 2005)	110
Figura 46. Tecnología ILI tipo "Tethered UT". (Fuente: Hopkins, 2005).	111
Figura 47. Tecnología ILI "Bi-direccional MFL". (Fuente: Hopkins, 2005).	111
Figura 48. Tecnología ILI "MFL inspection PIG". (Fuente: Hopkins, 2005).	111
Figura 49. Software de oleoductos LifeQuest. (Fuente: Dr. Ted L Anderson, 2010).	112
Figura 50. Ejemplos de Modelos Magnéticos. (Fuente: Ian Mullin, 2008).	114
Figura 51. Gráficas de contorno de elementos finitos 2D. (Fuente: Ian Mullin, 2008).	114
Figura 52. Perfil de pared axial 3D con polos magnéticos. (Fuente: Ian Mullin, 2008).	115

Figura 53. Curvas de inspección MFL y TFL 3D defectos en la tubería. (Fuente: Dr.V.A. Kanaykin, 2005).	116
Figura 54. Herramientas de inspección MFL. (Fuente: Dr.V.A. Kanaykin, 2005).	117
Figura 55. Resolución fotográfica de herramienta MFL. (Fuente: Dr.V.A. Kanaykin, 2005).	117
Figura 56. Distancia entre bobina y material método Eddy. (Fuente: Patrick, 2005).	119
Figura 57. Matriz de perfiles de mapeo de corrosión. (Fuente: Patrick, 2005).	119
Figura 58. Ejemplo de matriz. (Fuente: Patrick, 2005).	119
Figura 59. Tecnología de Marraneo Láser. (Fuente: Ekpemu & Aloba, 2010).	120
Figura 60. Imagen Láser detectada y conversión en 3D. (Fuente: Ekpemu & Aloba, 2010).	121
Figura 61. Componentes del Marraneo Láser. (Fuente: Ekpemu & Aloba, 2010).	122
Figura 62. Inspecciones con diferentes herramientas UT. (Fuente: Beller, 2004)	123
Figura 63. Ultrasonido en medición de espesor de pared. (Fuente: M. Beller, 2007)	124
Figura 64. Herramienta de Inspección en Línea Ultrasónica. (Fuente: M. Beller, 2007).	125
Figura 65. Herramienta ultrasónica inspección de picaduras. (Fuente: M. Beller, 2007).	126
Figura 66. Reflectometría en gasoducto. (Fuente: Wang, Short, Dawson, & Lennox, 2009).	126
Figura 67. Sistema de detección de fugas ultrasónico. (Fuente: Doorhy, 2011).	127
Figura 68. Sistema de detección de fugas ultrasónico en red. (Fuente: Doorhy, 2011).	128
Figura 69. Protección Catódica Inalámbrica. (Fuente: Craig Held, 2010).	130
Figura 70. Sistema SCADA. (Fuente: Craig Held, 2010).	131
Figura 71. Herramienta CPCM y datos de prueba. (Fuente:P K Scott, 2007).	132

Figura 72. Marrano prototipo de Weatherford. (Fuente: David Russell and Richard Latimer, 2007).	133
Figura 73. Medidor de tensión. (Fuente: Aue, Paeper, Brown, Humphreys, & Sutherland, 2007).	134
Figura 74. Distribución área de tensión. (Fuente: Aue, Paeper, Brown, Humphreys, & Sutherland, 2007)	134
Figura 75. Herramienta de evaluación geométrica. (Fuente: Dr. Hubert Lindner, 2008).	135
Figura 76. Información recolectada por herramienta RoGeoXt. (Fuente: Dr. Hubert Lindner, 2008).	136
Figura 77. Inspección en elevadores de plataforma. (Fuente: Agthoven & Quakkelsten, 2007).	137
Figura 78. Capacidades de Inspección en elevadores. (Fuente: Agthoven & Quakkelsten, 2007).	137
Figura 79. Bombeo y medición en eslabones de cadena de suministro. (Fuente: Emerson, Daniel, 2008)	138
Figura 80. Cinta para medición de nivel al vacío. (Fuente: VSM Ecopetrol, 2005).	140
Figura 81. Procedimiento liquidación de tanques. (Fuente: VSM Ecopetrol, 2005).	140
Figura 82. Comparación medidores transferencia de custodia. (Fuente: VSM Ecopetrol, 2005).	141
Figura 83. Medidores de Desplazamiento Positivo. (Fuente: Emerson, Daniel, 2008).	142
Figura 84. Instalación de Medidores PD. (Fuente: API MPMS 5.2., 1987).	143
Figura 85. Medidor de Turbina. (Fuente: Emerson, Daniel, 2008).	143
Figura 86. Instalación de Medidores de Turbina. (Fuente: API MPMS 5.3., 2000).	144
Figura 87. Medidor Másico Coriolis. (Fuente: Emerson Process Management, 2007).	145
Figura 88. Instalación de Medidores Coriolis. (Fuente: API MPMS 5.6., 2002).	145

Figura 89. Medidor Ultrasónico. (Fuente: Emerson Process Management, 2007).	146
Figura 90. Instalación de Medidores Ultrasónicos. (Fuente: API MPMS 5.8., 2005).	146
Figura 91. Medidor Platina de Orificio. (Fuente: Emerson, Daniel, 2008).	147
Figura 92. Instalación de Platinas de Orificio. (Fuente: API MPMS 14.3., 2005).	147
Figura 93. Medidor de BS&W. (Fuente: Emerson Process Management, 2007).	150
Figura 94. Medidor multifásico. (Fuente: Emerson Process Management, 2007).	151
Figura 95. Instalación de Unidad LACT. (Fuente: API MPMS 6.1., 2002) .	153
Figura 96. Típico de instalación de probadores. (Fuente: VSM Ecopetrol, 2005).	154
Figura 97. Tipos de Probadores.( Fuente: Juan Carlos Mello, Daniel & Emerson, 2005).	155
Figura 98. Tanque Probador. (Fuente: Juan Carlos Mello, Daniel & Emerson, 2005).	155
Figura 99. Probadores Bidireccionales. (Fuente: Juan Carlos Mello, Daniel & Emerson, 2005).	156
Figura 100. Probadores Compactos. (Fuente: Dave Seiler, Daniel & Emerson, 2008).	157
Figura 101. Ejemplo de probador Compacto. (Fuente: Dave Seiler, Daniel & Emerson, 2008).	157
Figura 102. Soluciones de ingeniería. (Fuente: Jukes, Wang, Duron, & Kenny, 2008).	160
Figura 103. Monitoreo Prot. Catódica AutoLog Saudi Aramco. (Fuente: Pipeline & Gas Journal, 2011).	164
Figura 104. Sistema SCADA Baltic Pipeline System en Rusia. (Fuente: Bezerédi, 2008).	164
Figura 105. Software i-View <sup>SM</sup> ILI para supervisión integridad. (Fuente: Kotov, 2008).	165

Figura 106. Software para prevenir fatiga de tubería. (Fuente: Jukes, Wang, Duron, & Kenny, 2008).	165
Figura 107. Localización de fallas. (Fuente: Hauge, Morten Aamo, & Morten Godhavn, 2009).	166
Figura 108. Detección acústica en oleoductos. (Fuente: Optasense, 2011).	167
Figura 109. Detección de temperatura en oleoductos. (Fuente: Sensornet, 2008)	169
Figura 110. Detección continua de temperatura en oleoductos. (Fuente: Sensornet, 2008).	169
Figura 111. SCADA Oleoducto Raghudebput – Budge Budge.( Fuente: Ashish, 2008)	172
Figura 112. Centro de Control Maestro de Operaciones. (Fuente: VIT - Ecopetrol, 2010).	173
Figura113. Sistemas de Información y SCADA CCMO. (Fuente: VIT - Ecopetrol, 2010).	175
Figura 114. Prevención pérdidas con inspección. (Fuente: Palmer-Jones, Turner, & Dr Hopkins, 2009)	186
Figura 115. Evaluación de riesgos. (Fuente: Ballesio, Patel, Revenga, & Rynn, 2009)	186
Figura 116. Modelo gestión de integridad de oleoductos. (Fuente: Hossam A. Kishawya, 2010)	188
Figura 117. Viscosidad crudos. (Fuente: Sanier, Hénaut, & Argillier, 2004).	192
Figura 118. Comparación de métodos de transporte. (Fuente: Sanier, Hénaut, & Argillier, 2004).	193
Figura 119. Supervisión remota raspadores. (Fuente: Gordon Blair, 2008).	194
Figura 120. Sistema medición, fiscalización, control, supervisión, automatización (Fuente: Autor).	199

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Cuellos de botella de suministro de petróleo. (Fuente: Brothers, 2008).	40
Tabla 2. Cifras de producción en Colombia 2010. (Fuente: ANH, 2011).	67
Tabla 3. Cifras de producción en Colombia a marzo 2011. (Fuente: ANH, 2011).	67
Tabla 4. Indicadores de Transporte en Colombia. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	71
Tabla 5. Volumen promedio día transportado por Promigas.( Fuente: PROMIGAS, 2010).	88
Tabla 6. Volúmenes diarios transportados Transmetano. (Fuente: Transmetano, 2010).	90
Tabla 7. Volúmenes diarios transportados Transcogas. (Fuente: Transcogas, 2010).	91
Tabla 8. Programación diaria de transporte Transgastol. (Fuente: Transgastol, 2010).	92
Tabla 9. Volumen Transportado por TransOccidente. (Fuente: TransOccidente, 2010).	93
Tabla 10. Factor Phi para tarifas 2011. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	101
Tabla 11. Tarifas Vigentes Transporte Oleoductos 2011. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	101
Tabla 12. Tarifas Transporte Poliductos 2011. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	102
Tabla 13. Continuación Tarifas Transporte Poliductos 2011. (Fuente: Ecopetrol, 2010).	103
Tabla 14. Tiempos máximos verificación y calibración. (Fuente: VSM Ecopetrol, 2005).	158
Tabla 15. Costos asociados a inexactitud de medición. (Fuente: Emerson, Daniel, 2005)	159
Tabla 16. Impactos asociados a la automatización y control. (Fuente: Autor)	185

Tabla 17. Precios aprox. de tecnologías – Investigación de mercado con proveedores. (Fuente: Autor).	201
Tabla 18. Precios aprox. de pérdidas de producto – Investigación de mercado. (Fuente: Autor)	202
Tabla 19. Evaluación técnico económica. (Fuente: Autor)	204

## INTRODUCCIÓN

Con el desarrollo de éste proyecto se busca entregar un producto técnico que sirva de base para evaluar la implementación de nuevos sistemas de automatización y control utilizados a nivel mundial, en los sistemas de transporte de hidrocarburos en Colombia que están en constante crecimiento y permita así, evaluar los impactos en la gestión de activos en Colombia. También será útil para prever los impactos en los demás escalones de la cadena de suministro del petróleo en Colombia.

El análisis de viabilidad económica se lleva a cabo no hasta tanto, haber comprobado técnicamente la posibilidad de implementar la medición, automatización y control en el Transporte de Hidrocarburos. Se ha determinado la necesidad de esta evaluación, debido a que se trata de tecnología y el aspecto financiero se ve involucrado directamente; además permite obtener herramientas de juicio sobre el dimensionamiento de estos sistemas de instrumentación y control, no solamente para propósitos de operación, sino también para análisis de históricos, predicciones y estrategias de planeación.

Aunque algunas tecnologías ya son existentes, su implementación es un problema de decisión complejo debido a su impacto económico, al número de alternativas a ser consideradas y el alto nivel de incertidumbre generado por la presencia de variables como costos operativos, mantenimiento, inversiones adicionales, demanda y hurto de combustible, entre otras.

Bajo este esquema, el presente análisis es el estudio realizado para evaluar los impactos de estos sistemas y justificar técnica y económicamente la inversión en la optimización de sistemas de protección a la producción e integridad en oleoductos, gasoductos, poliductos y tuberías de transporte, mediante la implementación de tecnologías que permitan optimizar la gestión de estos sistemas.

Durante la investigación y desarrollo de la información, se realiza un acompañamiento con el análisis de herramientas y métodos para determinar la rentabilidad de implementar las tecnologías de automatización y control en el transporte de hidrocarburos, así como los modelos más apropiados para ello, haciendo una exhaustiva recopilación previa de la situación actual y de las tecnologías más utilizadas.

## 1. MARCO TEÓRICO

### 1.1 DEFINICIONES

AFORO: Capacidad de Almacenamiento de un Tanque

BACHE: Es un volumen de hidrocarburo con una composición determinada que se mueve en un periodo de tiempo determinado.

BSW (Basic Sediment and Water): Cantidad de Agua y Sedimento que se encuentra emulsificado o suspendido en el crudo, combustóleo u otro hidrocarburo pesado. Se debe determinar mediante pruebas de laboratorio o medidores electrónicos sobre una muestra representativa del fluido.

CADENA DE SUMINISTRO: Serie de procesos de extracción, producción, refinación y transporte entrelazadas entre sí, que tiene como objeto que un producto llegue a su cliente final, agregando valor en cada enlace de la cadena.

CALIBRACIÓN: Operaciones en las cuales se utiliza un patrón de referencia que tiene por finalidad determinar los errores de un instrumento de medición y determinar un coeficiente que ajusta la salida del medidor para llevarlo a una tolerancia de exactitud en un rango de caudal y corregir bajo condiciones metrológicas.

CADENA DE SUMINISTRO: Serie de procesos de intercambio o flujo de materiales y de información que se establece tanto dentro de la industria del petróleo o fuera de ella, con sus respectivos proveedores y clientes.

CCMO: Centro de Control Maestro de Operaciones de la Vicepresidencia de Transporte de ECOPETROL S.A. Es un centro que trabaja sobre el concepto de administración de operaciones al desempeñarse como un centro de comunicaciones que facilita el empleo óptimo de la operación centralizada del oleoducto a través del sistema SCADA. Al tener información disponible en tiempo real, en el CCMO esta información se analiza y ejecutándose mejores decisiones en forma oportuna.

CORTE DE AGUA: Porcentaje de volumen de agua combinada en una corriente con hidrocarburo líquido y agua.

CRUDO: Es una mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida y en reservorio bajo tierra y que permanece en fase líquida a presión atmosférica después de haber sido tratado en facilidades de separación superficial.

COMPUTADOR DE FLUJO: Unidad de procesamiento aritmético con memoria asociada, acepta señales de entrada de medición de un líquido o gas convertidas eléctricamente, desarrollando cálculos con el objetivo de proveer la rata de flujo y la información de cantidad total. Pueden ser expansibles y ejercer funciones básicas de control.

DUCTOS: El término ducto comprende no solo la tubería en sí misma, sino también las instalaciones necesarias para su explotación: depósitos de almacenamiento, estaciones de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, control medioambiental, etc.

GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC): El gas natural se comprime a presiones por encima de 200 bares para lograr transportar la mayor cantidad de gas en un volumen reducido.

En zonas donde por factores técnicos y/o económicos no es viable la atención por red física, el GNC se utiliza como gasoducto virtual, en el cual se transporta el gas natural en cilindros de compresión, y se descomprime en estaciones cercanas a la zona de interés, desde donde se distribuye el gas a los usuarios finales.

**GAS NATURAL LICUADO:** El gas se lleva a estado líquido, y se transporta por medio de buques que cuentan con las facilidades de almacenamiento necesarias. El gas es entregado en estaciones re-gasificadoras para su distribución.

**GASODUCTOS:** Conjunto de facilidades incluyendo tuberías, compresores y accesorios necesarios para transportar el crudo a grandes distancias. Los gasoductos pueden estar sobre la superficie terrestre, enterrados o bajo el agua. En gasoductos se cuenta con avanzados sistemas de control que permiten monitorear las condiciones del gas.

**ESTACIÓN DE BOMBEO:** Estaciones con unidades de bombeo, pueden ser estaciones iniciales o re-impulsadoras, su función principal es adicionar energía a los fluidos para moverlos de un lugar a otro.

**ESTACIÓN INICIAL:** Instalación que recibe productos de refinerías, campos petroleros, buque tanques y oleoductos. Instalación que tiene tanques e inicia el proceso de transporte por oleoducto mediante bombeo.

**ESTÁNDAR SCADA:** Documento maestro emitido por el Proyecto de Mejores Prácticas Operativas de la Vicepresidencia de Transporte de ECOPETROL S.A., en él se recoge la estandarización que debe aplicarse en todas las Estaciones de la VIT de ECOPETROL.

**HIDROCARBUROS:** Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólidos, líquidos o gaseosos que contienen carbono e hidrógeno (por ejemplo el carbón, el aceite crudo o el gas natural). Pueden estar formados por cadenas hidrocarbonadas abiertas (hidrocarburos alifáticos, por ejemplo el propano), o cerradas formando ciclos o anillos (hidrocarburos cíclicos, por ejemplo el ciclohexano).

**INTERFASE:** El transporte de hidrocarburos da lugar a interfaces de producto contaminado, resultado de la mezcla de los dos productos adyacentes que viajan a lo largo de los oleoductos. El tamaño de la interface depende del tiempo, la superficie de contacto, la naturaleza, la distancia de separación entre productos puros, el grado de turbulencia entre otros.

**K-FACTOR:** Número de pulsos generados por un medidor por unidad de volumen.

**OLEODUCTOS:** Conjunto de facilidades incluyendo tuberías, bombas y accesorios necesarios para transportar el crudo a grandes distancias. Típicamente se emplean para transportar el crudo desde el yacimiento hasta la refinería. Cuando son oleoductos de transporte de derivados de petróleo, se transportan los productos obtenidos de refinería a diferentes terminales.

**OPERACIÓN AUTOMÁTICA:** Operación que se realiza sin intervención humana.

**OPERACIÓN LOCAL.** Operación que se ejecuta directamente en el sitio, estación de reimpulso, de recibo o entrega al paso, o en el terminal.

**OPERACIÓN MANUAL:** Operación realizada en su totalidad por una persona, operador del sitio u operador del centro de control.

**OPERACIÓN REMOTA:** Operación que se efectúa desde el centro de control.

**PATRON:** Instrumento destinado a la medición de una entidad física con una precisión por lo menos 3 veces mayor que el instrumento con el cual se va a comparar.

**POLIDUCTOS:** Conjunto de facilidades incluyendo tuberías, bombas y accesorios necesarios para transportar multi-producto, tanto gas como líquido, gas natural licuado, dióxido de carbono e incluso carbón. El objetivo es controlar el desplazamiento, velocidad y tiempo de llegada de los diferentes productos como ACPM, Gasolina, Gasolina para avión, gas y establecer el momento de su entrada para el cambio de tanques de almacenamiento, de acuerdo con la clase de producto y la confirmación de que el proceso se desarrolla normalmente.

**RATA DE FLUJO:** Término que expresa la velocidad del fluido. Ej. Barriles por hora, galones por minuto, metros cúbicos por hora.

**REFINADOS:** Es una mezcla de hidrocarburos resultante de procesos de tratamiento petroquímicos, que existen en fase líquida a presión atmosférica.

**REFINERÍA:** Es una instalación industrial en la que se transforma el petróleo crudo en subproductos para distintas aplicaciones energéticas de otro tipo. El conjunto de las operaciones que se realizan en las refinerías para conseguir estos productos se llaman “procesos de refino”.

**SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL:** Es la serie de elementos computarizados para controlar los procesos de la cadena de suministro con el fin de sustituir a operadores humanos.

**SISTEMA SCADA:** Siglas en inglés de *Supervisory Control And Data Acquisition*, Control Supervisorio y Adquisición de Datos.

Sistema central de computadores de control, diseñado para tomar información de los dispositivos de campo y controlar un proceso de forma centralizada

TERMINAL: Instalación que tiene tanques y donde termina un sistema. Normalmente tiene instalaciones para transferencia en custodia.

TRANSFERENCIA DE CUSTODIA: Cuando el hidrocarburo es entregado a un tercero para su manejo y custodia, a causa de la entrega y recibo entre áreas, bien sea a título de tenencia o a título de propiedad.

UNIDAD DE BOMBEO: Conjunto de motor y bomba para impulsar los fluidos elevado la presión.

VERIFICACIÓN EN CAMPO: (Proving) Proceso de comparación entre la cantidad indicada que atraviesa el medidor, en condiciones de operación, y una cantidad conocida tomada como referencia, con el objeto de determinar el factor del medidor (MF Meter Factor).

## **1.2 ALCANCE**

Analizar los diferentes segmentos de mercado petrolero para plantear estrategias tecnológicas de automatización y control en la optimización de la cadena de suministro y mejorar la gestión en los sistemas de transporte de hidrocarburos en Colombia por tuberías como lo son oleoductos, gasoductos y poliductos, que contribuyan a alcanzar las metas de producción, soporten crudos más pesados, optimicen los procesos productivos, reduzcan inventarios, garanticen la eficiencia operativa, aumenten los sistemas de seguridad, brinden mayor flexibilidad operacional reduciendo tiempos y costos, para que la industria petrolera en Colombia pueda ser más competitiva globalmente.

### **1.3 OBJETIVOS**

Determinar alternativas tecnológicas de automatización y control que permitan optimizar la gestión del transporte de hidrocarburos en Colombia, de acuerdo a la situación actual y a los cambios necesarios para afrontar las metas y condiciones futuras de producción.

- Analizar las condiciones actuales de los diferentes componentes del transporte en el negocio de hidrocarburos en Colombia, así como la influencia en las nuevas metas y obstáculos a los que se enfrenta la industria, para determinar los posibles cuellos de botella y las oportunidades de mejora.
- Estudiar los nuevos avances tecnológicos de automatización y control en transporte de hidrocarburos a nivel mundial y determinar cuáles son aplicables para optimizar la industria petrolera colombiana.
- Evaluar los impactos económicos de la implementación de las nuevas tecnologías de automatización y control en el transporte y en la comercialización de hidrocarburos en Colombia y determinar las alternativas que permitan mejorar el retorno del negocio.
- Analizar las implicaciones de la aplicación de las nuevas tecnologías en el transporte y los efectos sobre las comunidades y el medio ambiente.

### **1.4 METODOLOGÍA GENERAL UTILIZADA**

Las herramientas cuantitativas no son suficientes por sí solas para resolver los problemas de decisión de cierta complejidad.

Para poder estructurar los impactos de la automatización y control en el transporte de hidrocarburos, es necesario tener claridad de estos sistemas de transporte a nivel mundial, en Colombia, sus precios, así como las tecnologías existentes, sus principales componentes y los agentes involucrados en el proceso de decisión, entre otros aspectos.

En los primeros capítulos se profundiza en la condición actual del transporte de hidrocarburos a nivel mundial y en Colombia, para posteriormente hacer énfasis en tecnologías aplicables y poder estructurar y analizar los impactos a evaluar técnica y económicamente.

## **2. CONDICIÓN ACTUAL DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

### **2.1 GENERALIDADES DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

El petróleo en el mundo es uno de los negocios más rentables en la medida que se integra toda la cadena de suministro (producción, transporte, refinación, comercialización y distribución), donde la producción representa el mayor margen de rentabilidad, siendo la unidad de transporte el medio para despacho de esta, por lo que juega un papel predominante bien sea para procesamiento en refinerías locales o en buque tanques para transporte marítimo hacia otros países.

Normalmente, los pozos petrolíferos se encuentran en zonas muy alejadas de los lugares de consumo, por lo que el transporte del crudo se convierte en un aspecto fundamental de la industria petrolera, que exige una gran inversión, tanto si el transporte se realiza mediante oleoductos en el interior, como si se realiza mediante buques especiales denominados "petroleros" en instalaciones offshore.

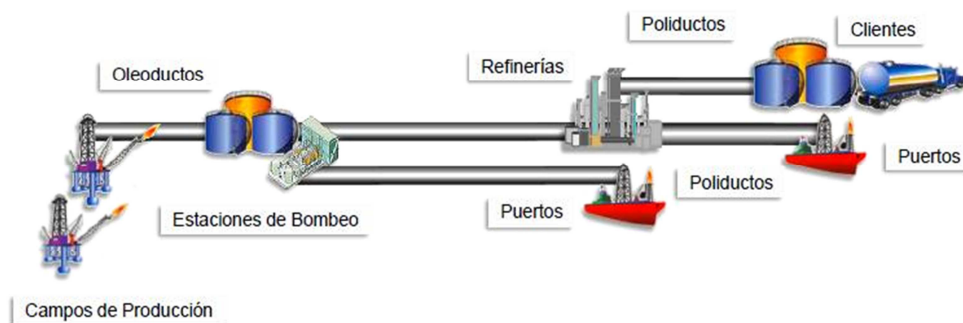
Al principio de la industria petrolífera, el petróleo generalmente se refinaba cerca del lugar de producción; a medida que la demanda fue en aumento, se considera más conveniente transportar el crudo a las refinerías situadas en los países consumidores. De igual manera, los países que se autoabastecen también necesitan disponer de redes de transporte eficaces, puesto que sus yacimientos más importantes se encuentran a miles de kilómetros de centros de tratamiento y consumo, como ocurre en EEUU, Rusia, Canadá y/o América del Sur.

En Europa, el aprovisionamiento de zonas industriales alejadas del mar exige el equipamiento de puertos capaces de recibir los súper petroleros de 300.000 y 500.000 toneladas de carga, almacenamientos para descarga y tuberías de conducción de gran capacidad.

### 2.1.1 Importancia del transporte de hidrocarburos.

El transporte y almacenamiento de hidrocarburos es el vínculo integrador entre los diferentes elementos de la cadena de valor del negocio petrolero y entre la oferta y demanda de crudos, refinado y gas.

Figura 1. Importancia de ductos en el transporte. (VIT - Ecopetrol, 2009).



#### 2.1.1.1 Ventajas principales del transporte por tuberías

1. Viabilizan y hacen posible la explotación, producción y el desarrollo de los campos petroleros.
2. Eliminan restricciones de inseguridad, ocupación vial y contaminación ambiental que presentan los carrotanques.
3. Medio más económico y eficiente para el transporte de hidrocarburos.
4. Sistemas confiables y seguros para atender los compromisos nacionales e internacionales.

Los intereses tanto de productores propietarios como no propietarios, coinciden en asegurar el transporte de sus volúmenes y transportar mayor cantidad para bajar costos y aumentar rentabilidad.

En todos los países, los ductos de crudo y gas, son la columna vertebral de la industria energética, operando mediante transporte secuencial por baches o lotes a través de una misma tubería; y así como la demanda de estos recursos se incrementa y particularmente con la reciente aparición de gas de carbón, de sustitución de centrales de gas a las eléctricas y las perspectivas del GNL, lo mismo ocurre con la demanda de oleoductos y gasoductos e instalaciones asociadas para el transporte de estos productos y subproductos.

### **2.1.2 El aumento de la diferencia entre producción y demanda**

Los derivados del petróleo son necesarios en todas las industrias y aún no se encuentra un mejor sustituto. Algunos de los problemas actuales como la contaminación, los problemas en el medio oriente y la burbuja económica están ligados a la dependencia de la sociedad actual en el petróleo y sus derivados. La dependencia del petróleo puede responderse al relativo bajo costo y la alta disponibilidad. El fenómeno de diferencia entre producción y demanda ha causado el alza de precio en este bien.

Un fenómeno que está afectando aún más el crecimiento de la diferencia entre producción y demanda es el crecimiento económico de los países asiáticos, especialmente China e India. El consumo energético de estos países se espera que crezca dramáticamente en las próximas dos décadas. A pesar del crecimiento en el consumo, los proyectos para el crecimiento en la producción doméstica son limitados, por lo que cada vez más los grandes asiáticos dependerán en la importación de hidrocarburos.

Factores de crecimiento económico están afectando el balance entre producción y consumo, es obvia la necesidad en proyectos de producción en los países de mayor consumo y proyectos de reemplazo energético y de materias primas.

Algunos modelos predicen que si no existe cambio en las tendencias de la diferencia entre producción y consumo, puede producirse una nueva depresión que podría colapsar el sector industrial y hasta producir la reducción en la población.

### **2.1.3 Consideraciones para la ampliación de la infraestructura**

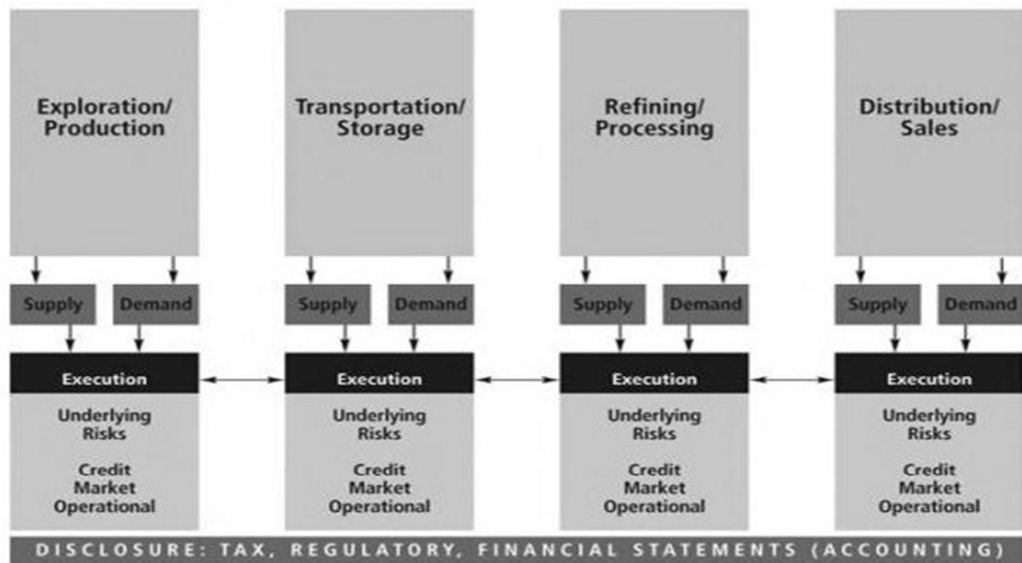
#### 2.1.3.1 Requerimientos principales del transporte por tuberías

Todas las actividades en la industria energética abarcan 4 funciones interrelacionadas las cuales se describen como cadena de valor o suministro:

- Exploración y producción
- Transporte y almacenamiento
- Refinación y procesamiento
- Distribución y venta

Aunque las dos primeras de la cadena de suministro (Exploración y producción y Transporte y almacenamiento) se consideren del UPSTREAM y las dos finales (Refinación y procesamiento y Distribución y venta) se consideren del DOWNSTREAM, (Global Association of Risk Professionals, API, 2008), el transporte de crudo y gas sin tratamiento hace parte del upstream, y el transporte de derivados y crudo y gas después de refinación hace parte del downstream.

Figura 2. Ciclo de Cadena de Valor. (Global Association of Risk Professionals, API, 2008).



- Para el caso de los crudos, la caracterización del fluido permite dimensionar el sistema y ajustarlo a la demanda de transporte.
- Calidad en grados API (Livianos, Medios, Pesados, Extrapesados) definida principalmente por Viscosidad, Porcentaje de azufre (%S) y La acidez (TAN).

### 2.1.3.2 Requerimientos de energía

La infraestructura energética no cubre en su totalidad el territorio nacional. En muchos casos se requiere autogeneración para viabilizar la operación de un sistema incrementando los costos del proyecto, para garantizar suministro energético a los sistemas de instrumentación, monitoreo, limpieza, integridad, automatización y control a lo largo de la tubería.

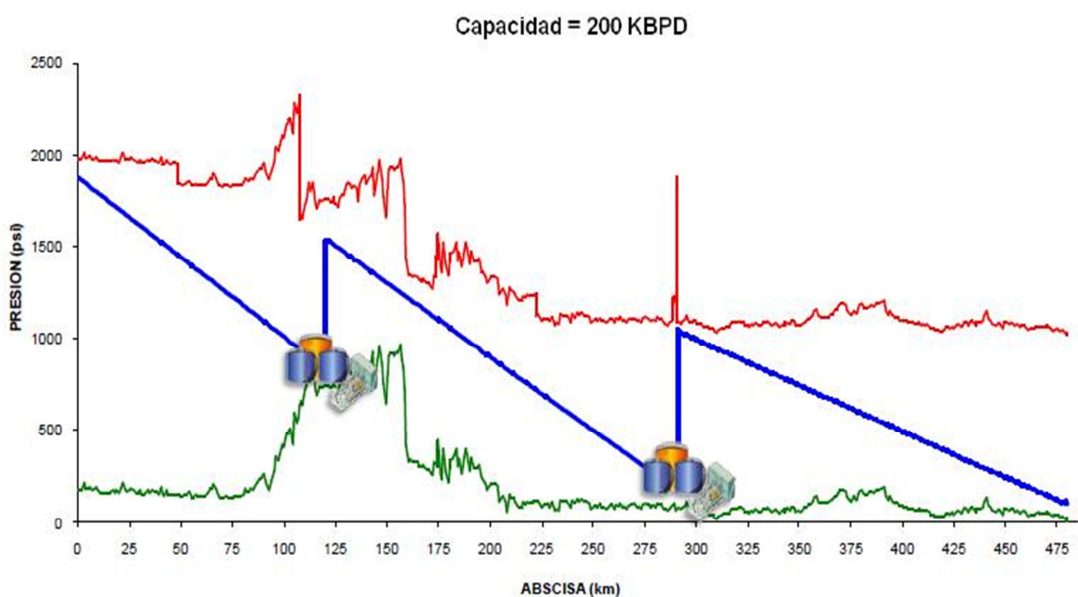
### 2.1.3.3 Topografía y trazado del sistema

No es lo mismo dimensionar y transportar en relieves planos y sin accidentes geográficos que en relieves montañosos y agrestes, por lo cual el trazado debe ser recto en la medida de lo posible y, normalmente, la tubería es enterrada en el

subsuelo para evitar los efectos de la dilatación. Los conjuntos de tubos se protegen contra la corrosión exterior antes de ser enterrados y posteriormente las tuberías se cubren con tierra y el terreno, que tras el acondicionamiento pertinente, recupera su aspecto anterior. Aspectos socio-ambientales definen en algunos casos los trazados de los nuevos sistemas.

Debido a la topografía, se requieren estaciones de bombeo o re-bombeo; es de estimar que la ampliación de la infraestructura de bombeo requiere tiempo en la fabricación de equipos, importación y puesta en operación de los mismos.

Figura 3. Requerimientos de bombeo debido a la topografía. (VIT - Ecopetrol, 2009).



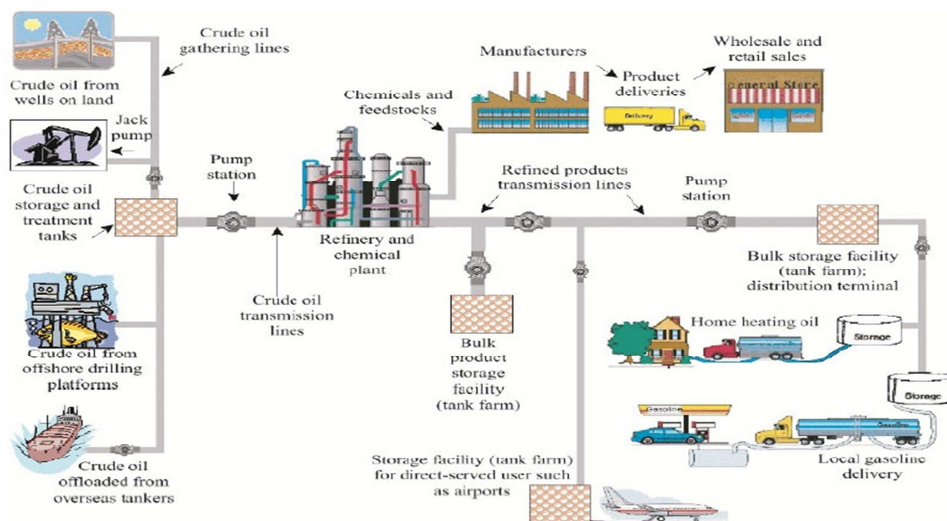
#### 2.1.3.4 Dimensionamiento del almacenamiento

La disponibilidad y/o ampliación de la infraestructura de almacenamiento requiere de tiempo para su construcción y puesta en operación. Tanto el crudo, el gas natural, como los productos derivados necesitan ser transportados desde sus

fuentes hacia el usuario final. Esto requiere un sistema específico extenso, elaborado y altamente regulado. Aunque hay similitudes entre los sistemas de transporte de crudo y gas, también hay diferencias considerables.

Después que el crudo es extraído de la tierra, es transportado usando sistemas de recolección que consisten en pequeños oleoductos interconectados que conducen el petróleo crudo de pozos cercanos hacia facilidades de almacenamiento y procesamiento. Las tuberías de los oleoductos, los cuales son gran parte de los sistemas de transporte, son generalmente hechos de acero y dependiendo del uso, su diámetro puede variar de 1 a 40 pulgadas. En distancias largas, la mayoría de tubería es enterrada entre 3 a 7 pies de profundidad.

Figura 4. Representación de Cadena de Suministro. (Brownman, 2010).



El transporte y el almacenamiento están estrechamente vinculados. Para ayudar en el control de las variaciones estacionales de la demanda, y ofrecer protección frente a las interrupciones temporales en el sistema de transporte de crudo, gas y productos refinados, se almacenan en grandes facilidades de almacenamiento. Después que el crudo es extraído de la tierra, es transportado usando sistemas de

recolección de los pozos cercanos hacia las facilidades de almacenamiento, posteriormente el crudo es enviado a facilidades de almacenamiento centralizado. Las refinерías son localizadas usualmente cerca a los usuarios finales; los oleoductos desde facilidades de almacenamiento hacia refinерías y de estas a centros de consumo, pueden ser de miles de kilómetros y a veces se requiere de estaciones de bombeo que aplican presión para poder transportar el crudo. A diferencia del crudo, el gas natural es principalmente transportado, usando una compleja red de gasoductos.

La estructura del transporte de gas natural es similar a la del crudo, el sistema de recolección trae el gas extraído de los pozos a facilidades de tratamiento, almacenamiento y estaciones de compresión antes de ser enviado a través de tuberías que conforman los gasoductos. Los productos refinados son transportados y distribuidos por tuberías de poliductos por largas distancias. (Global Association of Risk Professionals, API, 2008)

#### 2.1.3.5 Hidráulica de oleoductos

- La seguridad en la operación es prioridad (alta presión y tipo de fluido)
- Frentes de contaminación, lo deseable en un sistema es mantener flujo turbulento.
- Crudos más pesados (mayor viscosidad y menor calidad API). Estos reducen la capacidad nominal de un sistema, requieren mayor energía para ser transportados, requieren tratamientos, mezclas especiales y requieren nuevas estaciones de bombeo para viabilizar su transporte.

#### 2.1.3.6 Normatividad Sistemas de Transporte

Son aplicables a sistemas de medición (fiscalización/ facturación), información, automatización y control. La normatividad hace referencia a condiciones de acceso y operación, condiciones técnicas de conexión al sistema, oferta de la capacidad excedente, procedimientos de nominación, capacidades de cada

remitente, calidad mínima de productos a transportar, sistemas de medición y compensación volumétrica por calidad y tarifas de transporte de acuerdo al MME, entre otros.

El contraste para los requerimientos de regulación de tuberías en oleoductos y gasoductos son: Los oleoductos son transporte común, a veces tienen entradas y salidas no reglamentadas, alta competitividad y poseen un modelo regulador único. Los gasoductos transportan servicios públicos, requieren aprobación para la construcción y abandono y poseen un modelo de monopolio natural. (Reed, Steptoe, & Johnson, 2009).

Impactos de las nuevas construcciones, la fijación de precios, la seguridad, el medio ambiente y otros aspectos de la operación de las tuberías de oleoductos son altamente regulados. Son regulados muchos aspectos de la operación del transporte de oleoductos y gasoductos incluyendo aprobaciones y la ubicación de nuevas facilidades para oleoductos así como la venta, carga y despacho de productos transportados por buques.

Los estándares, códigos, guías y prácticas recomendadas han jugado un rol importante en la seguridad y en el desarrollo de regulaciones para oleoductos por los gobiernos federales, ya que mediante estos, se comprometen a mejorar la seguridad de los mismos.

#### **2.1.4 Principales flujos de petróleo en el mundo y cuellos de botella**

El mercado mundial del petróleo es muy vulnerable a sufrir interrupciones de abastecimiento, ya que las reservas se encuentran concentradas en principales productores, muy retirados de los centros de consumo.

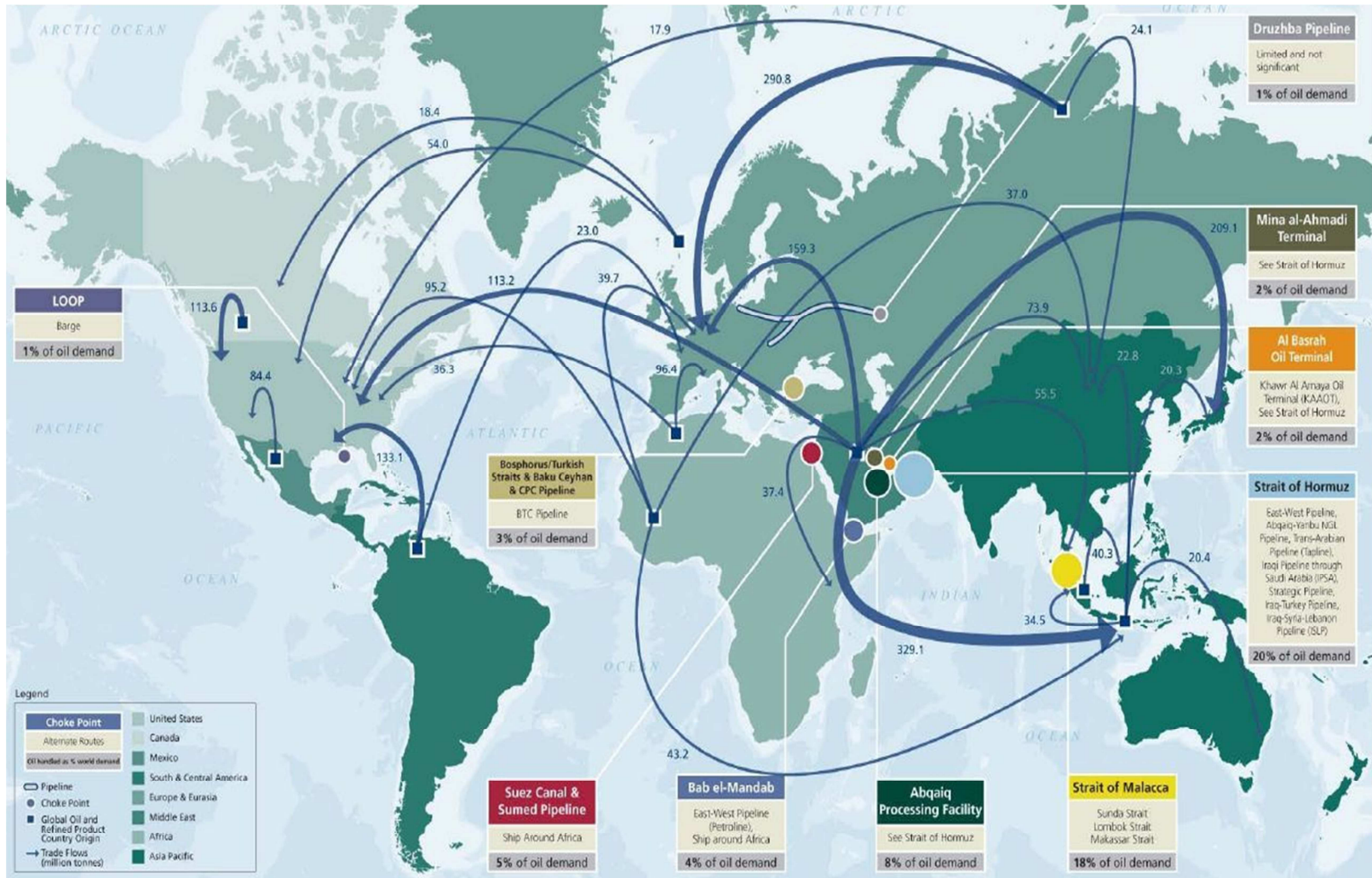
A continuación se listan 10 puntos vulnerables o cuellos de botella a lo largo de la cadena de suministro en los que la interrupción podría afectar volúmenes considerables de hidrocarburo.

Tabla 1. Cuellos de botella de suministro de petróleo. (Brothers, 2008).

No.	Cuellos de botella	Capacidad MM B/D	% Demanda mundial total	Destino Exportación	Ubicación, Comentarios
1	Estrecho de Ormuz	16,5 – 17,0	20%	Europa, U.S, Asia	Estrecho navegable entre engolfo de Omán en el sureste y en el Golfo Pérsico en el Sudoeste
2	Estrecho de Malaca	15,0	18%	Asia	Situado entre Malasia y Singapur y conecta el Océano Índico con el Mar de China Meridional y el Mar Pacífico
3	Facilidad de procesamiento Abqaiq	6,8	8%	Europa, U.S, Asia	La ciudad, al noreste de algunos de los mayores campos de petróleo, tiene la planta de procesamiento más grande del mundo, maneja alrededor de dos tercios de la producción de toda Arabia Saudita
4	Canal del Suez y Oleoducto Sumed	4,5	5%	Europa, U.S.	El Canal del Suez, localizado en Egipto, conecta el Mar Rojo y el Golfo del Suez con el Mar Mediterráneo.
5	Bab el-Mandab	3,3	4%	Europa, U.S, Asia	Conecta el Mar Rojo con el Golfo de Adén y el Mar Arábigo
6	Estrechos Bósforo/ Turquía + Bakú Ceyhan + Oleoducto CPC	2,4	3%	Europa Occidental y del Sur	Turquía, conecta el Mar Negro con el Mar Mediterráneo
7	Terminal Mina al-Ahmandi, Kuwait	2,0	2%	Europa, U.S, Asia	Un puerto petrolero que se encuentra al norte de AshShuaiba y maneja la mayor parte de las exportaciones de petróleo de Kuwait
8	Terminal de crudo Al	1,5	2%	Europa, U.S, Asia	El terminal de crudo Al Basrah es un terminal de

No.	Cuellos de botella	Capacidad MM B/D	% Demanda mundial total	Destino Exportación	Ubicación, Comentarios
	Basrah, Irak				crudo offshore localizado en la costa sur-este de Irak en el norte del Golfo Pérsico. Es la principal terminal petrolera de Irak, que maneja el 97% de las exportaciones de petróleo
9	LOOP, U.S.	1,2	1%	Estados Unidos	Puerto de aguas profundas en el Golfo de México frente a la costa de Luisiana. LOOP maneja el 13% del petróleo extranjero del país, alrededor de 1,2 millones b/d y se conecta por tuberías al 35% de la capacidad de refinación de EU
10	Oleoducto Druzhuba, Rusia	1,2	1%	Europa	2500 millas. Este oleoducto de exportación está conectado con el oleoducto Adria y termina en Omisalj (Croacia)

Figura 5. Flujos de petróleo, cuellos de botella y oleoductos 2008. (Brothers, 2008)



## **2.1.5 Oleoductos en crecimiento a nivel mundial**

A continuación se enumeran los oleoductos y gasoductos que están cambiando el mapa estratégico mundial. (2010, BUSINESS INSIDER)

### **2.1.5.1 Oleoducto Keystone en Norteamérica**

Para transporte de petróleo desde Alberta, Canadá hacia Illinois y Oklahoma con fecha estimada de terminación de construcción en el 2012. El impacto permite reducir la necesidad de petróleo, provenientes de fuentes no norteamericanas y es importante para el negocio de las refinerías estadounidenses.

### **2.1.5.2 Oleoducto Kazajistán-China (Crecimiento de la SCO)**

Para transportar petróleo desde Kazajistán hacia China, ya se encuentra construido y hay un adicional con fecha estimada de terminación de construcción en el 2011. Primer enlace directo de la importación de petróleo china y sirve para ampliar lazos entre China y sus vecinos centroasiáticos. Se evidencia el crecimiento de la Shanghai Cooperation Organization (SCO)

### **2.1.5.3 Oleoducto ESPO (Siberia del Este - Océano Pacífico)**

Asociación entre Rusia y China, para transportar petróleo desde Rusia hacia China (y potencialmente Japón), con fecha estimada de terminación de construcción en el 2014. ESPO tiene el impacto de hacer coincidir más a China en su asociación estratégica con Rusia según requiera las reservas energéticas de su vecino.

## **2.1.6 Gasoductos en crecimiento a nivel mundial**

#### 2.1.6.1 Gasoducto de Denali en Norteamérica

Para transporte de Gas Natural desde la región pendiente del norte de Alaska (Alaska North Slope) hacia Alberta, Canadá y después hacia el medio oeste estadounidense. El impacto sería significativo para el crecimiento de la industria del Gas Natural en Alaska, para una mayor dependencia de fuentes energéticas estadounidenses y para la potencial entrada del potencial ruso Gazprom.

#### 2.1.6.2 Gasoducto IGI (Interconexión Grecia-Italia) Poseidón

Para transportar gas proveniente de Grecia hacia Italia con fecha estimada de terminación de construcción en el 2012. Proporciona una conexión para el transporte de gas entre otros proyectos del Sur de Europa e Italia. Rusia podría estar interesado dependiendo de conexiones futuras con otros gasoductos.

#### 2.1.6.3 Gasoducto Mozdok (Dominio Ruso)

Para transportar gas proveniente de Azerbayán hacia Osetia del Norte operativo en el 2010. Muy buen impacto estratégico, pues Rusia empezó una guerra en la región en el 2008, además cruza también Chechenia, territorio en disputa.

#### 2.1.6.4 Gasoducto de Altai (Dominio Ruso)

Para transportar gas proveniente de Rusia hacia China con fecha de construcción entre 2011 al 2015. Ofrece un enlace entre la industria rusa del gas natural, concretamente Gazprom y el cliente China. Creará una dependencia estratégica adicional de China con respecto a Rusia, debido a sus necesidades energéticas que podría llevar a nuevos lazos diplomáticos a través de organizaciones como la Shanghai Cooperation Organization (SCO) y de acciones combinadas con el consejo de seguridad de la ONU.

#### 2.1.6.5 Gasoducto La Línea del Sur (Dominio Ruso)

Para transportar gas proveniente de Rusia hacia Austria, a través de todo el Sureste europeo, con fecha estimada de terminación de construcción en el 2015. Paso ruso para continuar con su dominio sobre Europa en lo que al gas se refiere. El gasoducto pretende ofrecer el gas directamente a Europa saltándose a Ucrania.

#### 2.1.6.6 Gasoducto La Línea del Norte (Dominio Ruso)

Para transportar gas proveniente de Rusia hacia Alemania, con fecha estimada de terminación de construcción en el 2011. Es una señal de ampliación de la asociación comercial entre Alemania y Rusia, que lo mantiene en el juego europeo notablemente.

#### 2.1.6.7 Gasoducto Transcaspiano (Contra Rusia)

Para transportar gas natural proveniente de Turkmenistán hacia Azerbayán. Sirve como otra ruta para que países centroasiáticos eviten pasar por Rusia en su camino hasta Europa para entregar sus reservas de gas natural. Los mercados europeos tendrán suministro desde más fuentes, reduciendo el control ruso sobre el continente.

#### 2.1.6.8 Gasoducto La Línea Blanca (Contra Rusia)

Para transportar gas proveniente de Georgia hacia Rumania y después hacia Europa occidental, con fecha estimada de terminación de construcción en el 2016. Al eludir el control ruso sobre los mercados de gas, este gasoducto profundizaría aún más en la competencia contra el poder ruso y le supondría una gran conectividad a la Unión Europea con su vecino Georgia.

#### 2.1.6.9 Gasoducto Nabucco (Independencia Europea)

Para transportar gas desde Turquía hacia Austria, sudeste europeo, con fecha estimada de finalización de construcción en el 2015. Conlleva impactos como restar influencia a Rusia en los mercados europeos ofreciendo un enlace para el suministro continental de gas desde el centro de Asia, ampliar las asociaciones turcas con Europa y dar una opción a un suministro eventual desde las reservas iraníes.

#### 2.1.6.10 Gasoducto Persa (Irán)

Para transportar gas desde Irán hacia Turquía, con fecha estimada de finalización de construcción en el 2014. Daría a Irán acceso a mercados europeos, compitiendo con Rusia en el comercio del gas. Traería a efecto una ampliación estratégica entre Turquía e Irán, así como una disminución de la fuerza de EEUU en la región.

#### 2.1.6.11 Gasoducto Irán-Pakistán-India

Para transportar gas desde Irán hacia India y Pakistán, con fecha estimada de finalización de construcción en el 2015. Es un movimiento de poder definitivo para Irán, con el poder de servir a Pakistán y a India, ambos, socios estratégicos de EEUU.

#### 2.1.6.12 Gasoducto TAPI – Transafgano (Influencia Estadounidense)

Para transportar gas proveniente de Turkmenistán hacia India. El gasoducto clave en oposición a la oferta iraní en la región. Respaldado por el gobierno de los EEUU, este gasoducto exportaría gas a India y dejaría sin participación a Irán.

### 2.1.7 Paisaje geopolítico mundial influenciado por los Sistemas de transporte

En sí, el paisaje geopolítico mundial está siendo reelaborado debido a la creciente demanda de recursos energéticos por parte de potencias emergentes como China e India y de atendidos líderes como Estados Unidos y Europa. Esta demanda está provocando una expansión masiva de proyectos de canalización de gas y petróleo, que redibujan a su vez los frentes de batalla de conflictos energéticos. A continuación se muestra la imagen de algunos de los oleoductos y gasoductos clave que están reconfigurando la economía global. A continuación se muestra la cantidad de proyectos de nuevos oleoductos y gasoductos a nivel mundial.

Figura 6. Representación de Cadena de Suministro. (Tubb, 2011).

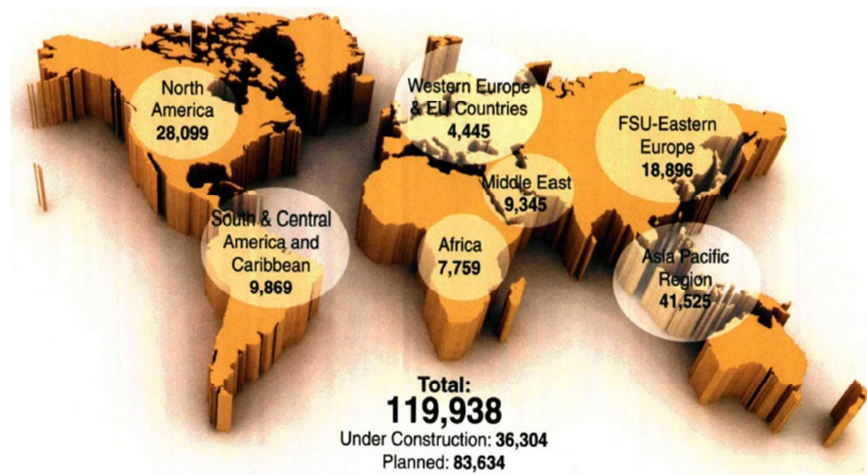
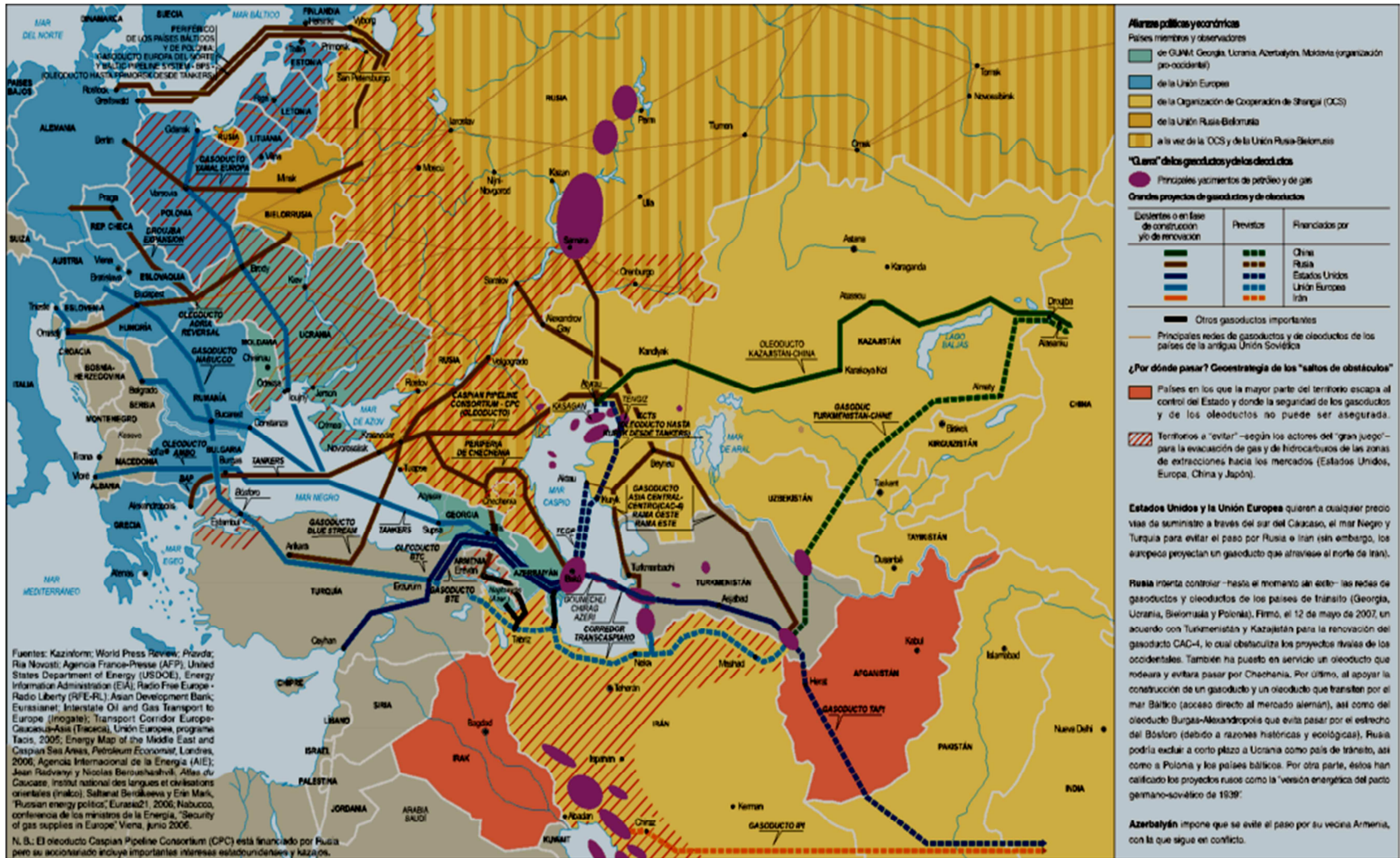


Figura 7. Expansión de Oleoductos y Gasoductos. (Kazinform, y otros, 2007).



## 2.2 COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL TRANSPORTE DE HC

El precio del petróleo en el mundo es uno de los indicadores más monitoreados por las bolsas bursátiles. Actualmente en el 2010, el precio del crudo se ha mantenido sobre los 82 dólares por barril y los precios WTI están proyectados para alcanzar los 85 dólares por barril en el primer cuarto del próximo año; lo que hace viable el negocio con el desarrollo de nuevos campos y con ellos, infraestructuras de transporte asociadas. Los oleoductos, gasoductos, poliductos y buque tanques, son los medios por excelencia, más económicos para el transporte de petróleo y sus derivados.

### 2.2.1 Mercados petroleros existentes

Figura 8. Reporte de Precios Platts. (Platts, Sep, 2010).

Five-Day Rolling Averages*			*Five Days ending Aug 31		
<b>Naphtha</b>	<b>\$/Bbl</b>	<b>c/Gal</b>	<b>Crude Oil, FOB Source</b>	<b>\$/Bbl</b>	
Singapore	72.47—72.51	172.54**172.63	West Texas Int	73.37—73.39	
	<b>\$/MT</b>	<b>c/Gal</b>	NYMEX Crude	73.48	
Japan C/F	664.90—667.45	175.90**176.57	Mars	71.41—71.43	
Arab Gulf	628.91—631.46	166.38**167.05	Brent (DTD)	73.73—73.75	
CIF NWE Physical	656.85—657.35	173.77**177.66	Brent (First Month)	73.80—73.84	
Rotterdam Barge	652.85—653.35	172.71**176.58	Dubai (First Month)	72.02—72.04	
FOB Med	638.80—639.30	168.99**172.78	Oman (First Month)	72.40—72.42	
CIF Genoa	652.50—653.00	172.62**176.49	Urals CIF Med	73.46—73.51	
US Gulf W	654.98**656.47	184.50—184.92	WTI Posting Plus	1.92 —1.94	
Carib Cargo	646.76—648.24	178.17**178.58			
<b>Jet Kerosene</b>	<b>\$/MT</b>	<b>c/Gal</b>	<b>Gasoil/Heating Oil</b>	<b>\$/Bbl</b>	<b>c/Gal</b>
CIF NWE Cargo	680.75—681.25	206.29**205.20	Singapore	84.80—84.84	201.90**202.00
Rotterdam Barge	677.95—678.45	205.44**204.35	Arab Gulf	82.16—82.20	195.62**195.72
FOB Med	664.95—665.45	201.50**200.44	L.A. LS Diesel	89.05**89.21	212.02—212.42
US Gulf Water	680.62**681.48	205.01—205.27	S.F. LS Diesel	89.84**90.05	213.92—214.42
US Gulf Pipe	678.96**679.82	204.51—204.77			
Carib Cargo	695.31—696.18	215.27**215.54		<b>\$/MT</b>	<b>c/Gal</b>
NY Cargo	682.68**684.03	206.87—207.28	0.1 CIF ARA	631.45—632.45	201.74**202.06
LA Pipeline	669.47**671.07	209.87—210.37	0.1 Rotterdam Barge	626.80—627.30	200.26**200.42
Group 3	695.61**697.27	209.52—210.02	0.1 FOB NWE	618.65—619.65	197.65**197.97
Chicago	692.11**693.77	208.47—208.97	0.1 CIF MED	637.10—638.10	203.55**203.87
			NY Cargo	626.13**627.71	198.77—199.27
			NY Barge	629.28**630.86	199.77—200.27
			US Gulf Water	618.51**619.78	200.82—201.23
			US Gulf Pipe	607.89**609.15	197.37—197.78
			Carib Cargo	621.03—622.28	199.69**200.09
			NYMEX NO. 2	629.06	199.70
<b>Low Sulfur Resid Fuel Oil</b>	<b>\$/Bbl</b>	<b>\$/Mt</b>	<b>Gasoline, Intl. Market</b>	<b>c/Gal</b>	<b>Prem \$/Mt</b>
Indonesia LSWR Mixed/Cracked	71.57—71.61	479.51**479.77	R dam Barge Prem Unl	190.06**190.20	667.10—667.60
CIF ARA 1%	68.46**68.54	445.00—445.50			
Rot Bar 1%	69.41**68.42	444.20—444.70			
NWE FOB 1%	68.07**67.10	435.65—436.15			
Med FOB 1%	69.06**68.08	442.00—442.50			
NY Cargo .3% HP	74.25—74.30	497.48**497.81			
NY Cargo .3% LP	76.25—76.30	510.88**511.21			
NY Cargo .7% Max	71.67—71.72	465.86**466.18			
NY Cargo 1% Max	69.52—69.57	451.88**452.21			
US Gulf 1%	67.85—67.95	428.81**429.44			
<b>Hi Sulfur Resid Fuel Oil</b>	<b>\$/Bbl</b>	<b>\$/Mt</b>	<b>Gasoline, U.S. Market</b>	<b>Unleaded</b>	<b>Premium</b>
Singapore 180	68.01**68.02	442.08—442.12	NY Cargo	189.91—190.20	195.80—196.19
Singapore 380	67.81**67.82	433.99—434.03	NY Barge	189.21—189.50	195.10—195.49
Arab Gulf 180	67.38**67.39	431.26—431.30	US Gulf Water	196.40—196.82	200.60—201.02
			US Gulf Pipe	194.35—194.77	199.35—199.77
			Group	196.08—196.53	203.23—203.68
			LA Pipeline	195.92—196.42	206.42—206.92
			SF Pipeline	198.12—198.62	208.62—209.12
			Chicago	196.02—196.52	213.42—213.92

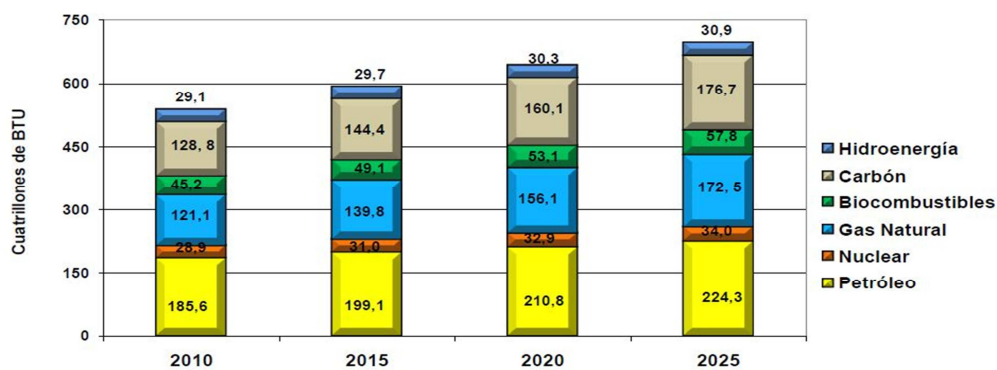
A nivel internacional, la publicación más prestigiosa de los precios del mercado de los crudos es el “Oilgram Price Report” en Nueva York y Houston por Platts, una división de The McGraw-Hill Companies. (Platts, Sep, 2010).

A continuación se representa el crecimiento de la canasta energética mundial, así como cada una de las unidades de negocio: hidroenergía, carbón, biocombustibles, gas natural, nuclear, petróleo; por lo cual se requiere aún expansión en sistemas de transporte y tecnologías de sistemas de gestión de integridad, automatización y control de los mismos.

#### 2.2.1.1 Mercados de crudos

Incluyen el USGC (Costa del Golfo USA), Mar del Norte (Rotterdam) y Medio Oriente (Dubái)

Figura 9. Crecimiento Canasta energética mundial. (VIT - Ecopetrol, 2010).



#### 2.2.1.2 Mercados de productos combustibles

Hace referencia a los Mercados de Gasolinas (USGC) y Mercados de Diesel (USGC)

### 2.2.1.3 Mercados de gas natural

Henry Hub Natural Gas Price

### 2.2.1.4 Mercado del GLP

MontBelvieu

### 2.2.1.5 Mercados de Fuel Oil

Incluye USGC (Costa del Golfo USA), 3,0% de Azufre. Adicionalmente se comercializa FO de 1,0%, 0,3% y 2,2% de Azufre, New York (New York products)

### 2.2.1.6 Mercados de Bunkers

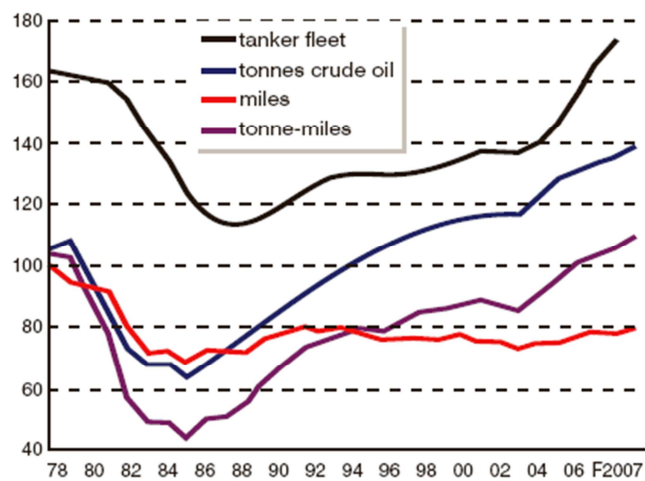
El mercado de los Bunkers está localizado en los más grandes puertos marítimos: EEUU (Houston y New York), Canal de Panamá (Balboa), Venezuela (Maracaibo). El mercado del Caribe y Suramérica, está referenciado por los precios de Balboa.

Figura 10. Bunkers. (Intertanko, 2007).



Intertanko es la Asociación Internacional de Tanqueros Independientes, asegurando que el crudo que transportan, es despachado con seguridad, responsabilidad y competitividad.

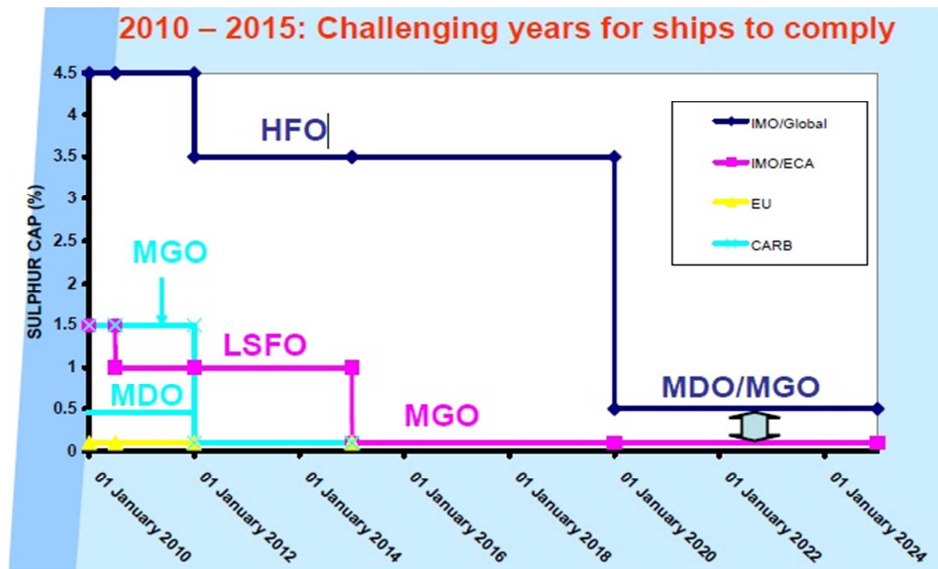
Figura 11. Comercio de petróleo vía marítima e índices de flotas. (Intertanko, 2008).



Por otra parte, cada vez son mayores los retos ambientales. Se han venido realizando evaluaciones sobre los impactos de seguridad y operativas para el uso de aceites de bajo azufre en el combustible de los buques tanques, los cuales han sido diseñados usando combustibles residuales (HFO) que en comparación con los de bajo azufre (LSMGO), tienen impactos significativos en cuanto a seguridad operativa y medio ambiente. (INTERTANKO and OCIMF, 2009).

En la siguiente gráfica, se representan los propósitos de reducir los porcentajes de azufre; donde se muestra el azufre de los combustibles HFO (Heavy Fuel Oil), MGO (Marine Gas Oil), MDO (Marine Diesel Oil), LSFO (Low Sulphur Fuel Oil).

Figura 12. Propósitos reducción de azufre de buque tanques. (Dragos Rauta, Dec, 2010) .



### 2.2.1.7 Mercados de Petroquímicos

La publicación más prestigiosa de los precios del mercado petroquímico es el ICIS LORD. Plásticos, Aromáticos, Lubricantes, Disolventes y Productos químicos

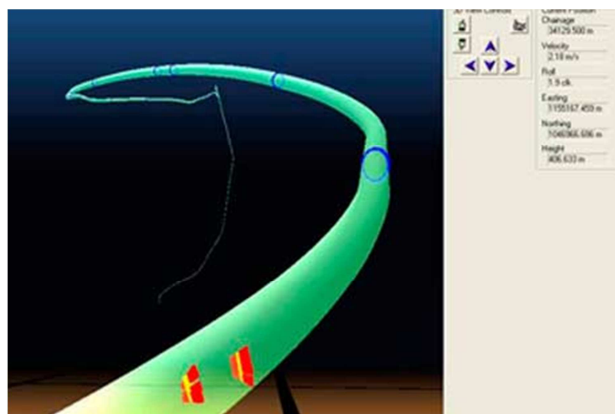
## 2.3 INTEGRIDAD DE ACTIVOS EN TRANSPORTE DE HC

Por ejemplo Shell, ha diseñado, construido y operado uno de los primeros oleoductos en Cook Inlet en Alaska en 1965 y así mismo ha finalizado la construcción de oleoductos recientemente en Rusia, Canadá y Noruega bajo condiciones similares a las encontradas en Alaska; también es pionero en sistemas de oleoductos offshore, como la instalación de tubería a 2 millas de profundidad en el agua.

Actualmente las regulaciones Federales exigen que los sistemas de oleoductos tengan monitoreo controlado de detección de fugas CPM “Computacional Pipeline Monitoring”, sistemas que den soporte a operadores para detectar diferencias entre la entrada y la salida, identificar fugas y realizar evaluaciones de la gestión de la integridad de oleoductos en áreas de altas consecuencias. A causa de esto, a pesar de su amplia experiencia, Shell se ha visto obligada a fortalecer los sistemas completos de integridad de activos que permitan la detección de fugas y tengan la prevención de corrosión como elemento clave mediante programas de mantenimiento marraneable inteligente.

Existen actualmente, herramientas de software que proporcionan información y análisis de datos para toma de decisiones de forma oportuna. Por ejemplo, el software Intetech Well Integrity Toolkit (IWIT), que usando bases de datos, lleva a cabo el análisis cuantitativo de los mismos en tiempo real y proporciona información al operador sobre el estado de los pozos individuales y de las líneas. La gestión de la integridad es un elemento vital para el buen funcionamiento, economía y seguridad de todos los activos.(L.Smith and D.Milanovic, Intetech, 2008).

Figura 13. Software modelamiento Oleoductos. (L.Smith and D.Milanovic, Intetech, 2008).



La función esencial de la producción de crudo y gas, es el transporte de hidrocarburos de una manera rentable y segura. La importancia del control de la integridad ha sido reconocida y aceptada como fundamental en la seguridad de las operaciones durante mucho tiempo. Sin embargo, la integridad de todos los componentes está continuamente amenazada y requiere un monitoreo constante para asegurar el control continuo de los activos sin fugas involuntarias y riesgos de accidentes ambientales.

Los operadores de oleoductos tienen el deber de preservar la seguridad pública y del medio ambiente, tienen la responsabilidad de comprender a fondo y aplicar rigurosamente los principios de seguridad y operación en diseño de tuberías, con el fin de mantener el flujo de productos y reducir al mínimo las posibilidades de derrames involuntarios al medio ambiente, cuya guía es la norma internacional ASME B31.4.

Los oleoductos desempeñan un papel vital en la economía. Desde otro punto de vista, todos los días se requieren combustibles de los que dependemos, pero solo llaman la atención cuando hay un mal funcionamiento o cuando liberan su contenido en el medio ambiente.

Figura 14. Rotura de oleoductos. (WRC, 2008),(Corrosion & Integrity Solutions, 2009).

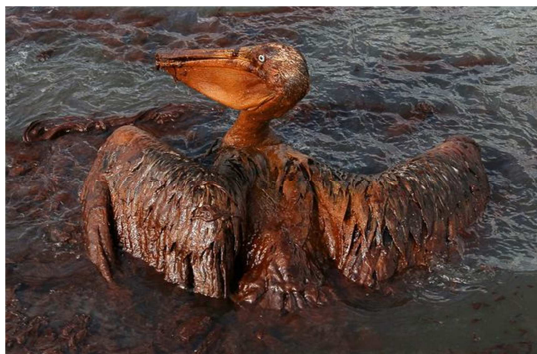


Un claro ejemplo de la necesidad de rigurosas prácticas de aseguramiento de la integridad, fue la explosión y el incendio de la plataforma petrolífera Deepwater Horizon operada por BP, que se hundió el pasado 20 de abril de 2010, provocando un derrame de petróleo incontrolado en el golfo de México. Solo hasta el mes de septiembre, se logró cambiar la válvula de obturación o seguridad que no pudo impedir una fuga masiva de 4,9 millones de barriles de petróleo.

Figura 15. Explosión plataforma Deepwater Horizon. (National Geographic, 2010).



Figura 16. Afectación a especies derrame Golfo de México.(National Geographic, 2010).



## 2.4 EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

La cadena de suministro del petróleo en Colombia comprende las actividades de exploración, producción, transporte para venta del crudo, refinación y transporte para venta de los derivados. La exploración y el desarrollo de nuevos campos dependen de la infraestructura en el área para la producción y el transporte de hidrocarburos. Para ello, ECOPETROL se encuentra en un agresivo plan de inversiones en exploración y producción, que se enfoca en aumentar el mayor índice de recobro de los yacimientos ya encontrados, así como la ampliación de la *infraestructura de transporte* para agilizar la producción de los nuevos hallazgos.

El costo de producción de petróleo en Colombia ha aumentado gracias al alto precio de las actividades encaminadas a aumentar la producción de campos existentes y la producción y transporte de los campos de crudos pesados. A pesar que la recesión mundial del año 2009 originó una caída en el consumo de hidrocarburos, por lo que los precios del petróleo y gas cayeron después de la alza en los últimos años, en Colombia, gracias al crecimiento económico mundial y al crecimiento de la economía del país, el consumo de energía e hidrocarburos se ha disparado. El petróleo continúa siendo la fuente de energía más utilizada seguida por el gas natural y la electricidad. Colombia es ahora el cuarto país productor de petróleo en Latinoamérica, con recursos suficientes para el autoabastecimiento, pero debido a que la industria petrolera en Colombia debe afrontar nuevos problemas como las necesidades de reducción de inventarios, la calidad fuera de especificaciones, los tiempos de aceleración en facilidades tempranas, las pérdidas por producción diferida, el bajo nivel de seguridad en las terminales de transporte, los altos costos de mantenimiento, acompañados de la demanda de nuevos mercados, el transporte de crudos pesados y la volatilidad de los precios del petróleo, una de las grandes metas es convertirse en un gran país exportador, aumentando las actividades de explotación, producción, refinación y transporte de hidrocarburos.

Para cumplir con ese objetivo, además de incorporar nuevas reservas y desarrollar nuevas tareas exploratorias para lograr hallazgos importantes, se hacen necesarias soluciones que permitan optimizar la gestión de sistemas de transporte de hidrocarburos mediante prácticas más rigurosas para mantener la competitividad del negocio, adicional a ampliar la infraestructura, realizando esfuerzos sobre los sistemas de medición, automatización y control para asegurar la comercialización y soportar la planeación de la producción a incrementar.

#### **2.4.1 Infraestructura del transporte de hidrocarburos en Colombia**

Colombia es un país con amplia diversidad topográfica, que cuenta con una amplia red de más de 9000 Kilómetros de oleoductos y poliductos, que surcan la topografía colombiana, convergen en los terminales de Coveñas y Santa Marta, en el Atlántico, y Buenaventura y Tumaco, en el Pacífico y son las arterias que oxigenan la economía nacional, permitiendo la circulación de crudo, gas y los combustibles refinados, hasta llegar al consumidor final, que puede estar a cientos de kilómetros de distancia de los campos de producción y refinación. Estosevacuan por trayectorias que cruzan por zonas bajas (200 msnm - Apiay) y zonas muy elevadas (2960 msnm - Campo Las Flores).

Figura 17. Infraestructura petrolera en Colombia. (Ecopetrol, 2011).

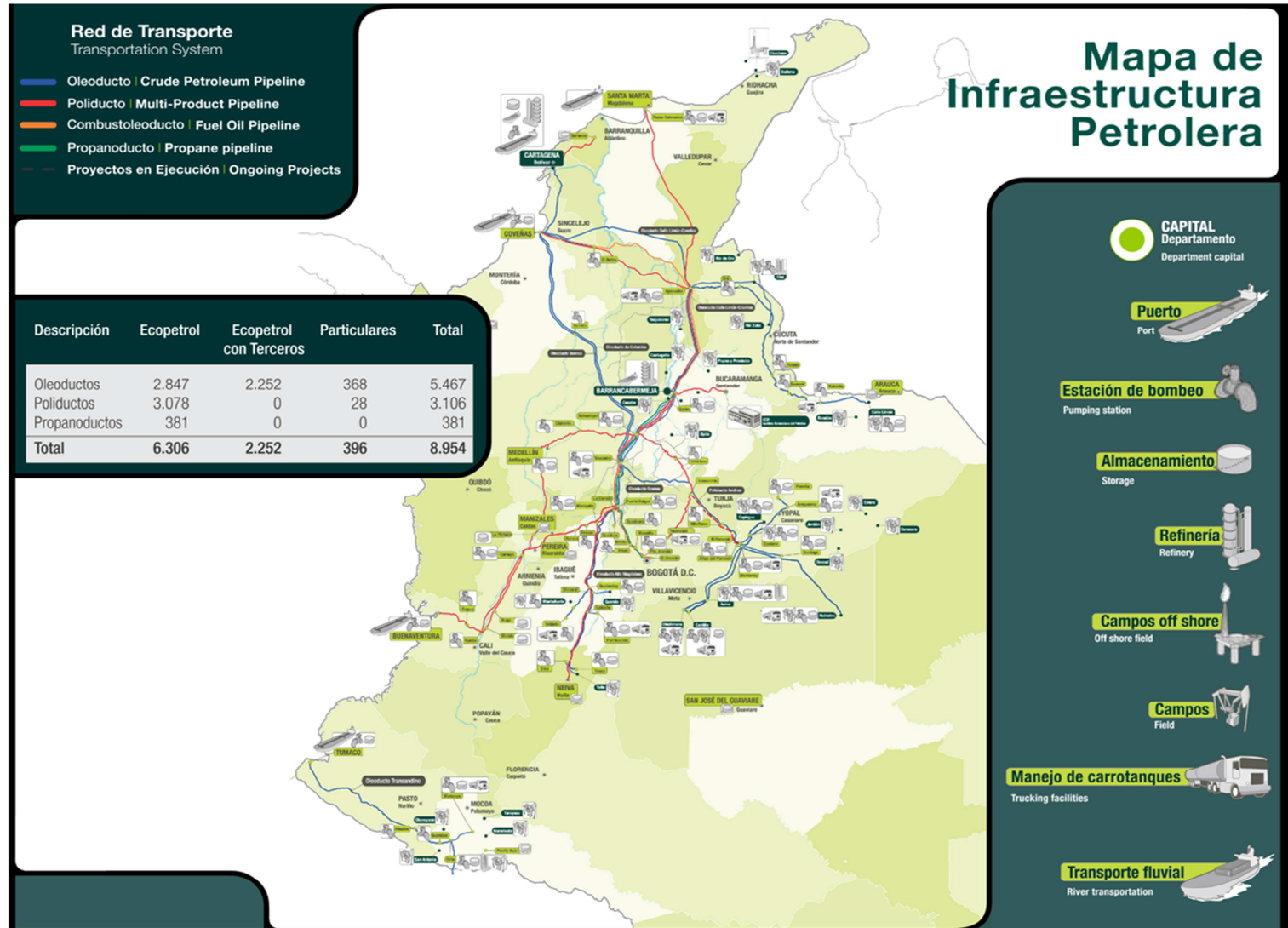


Figura 18. Infraestructura petrolera en Colombia – Detalle parte 1. (Ecopetrol, 2011).

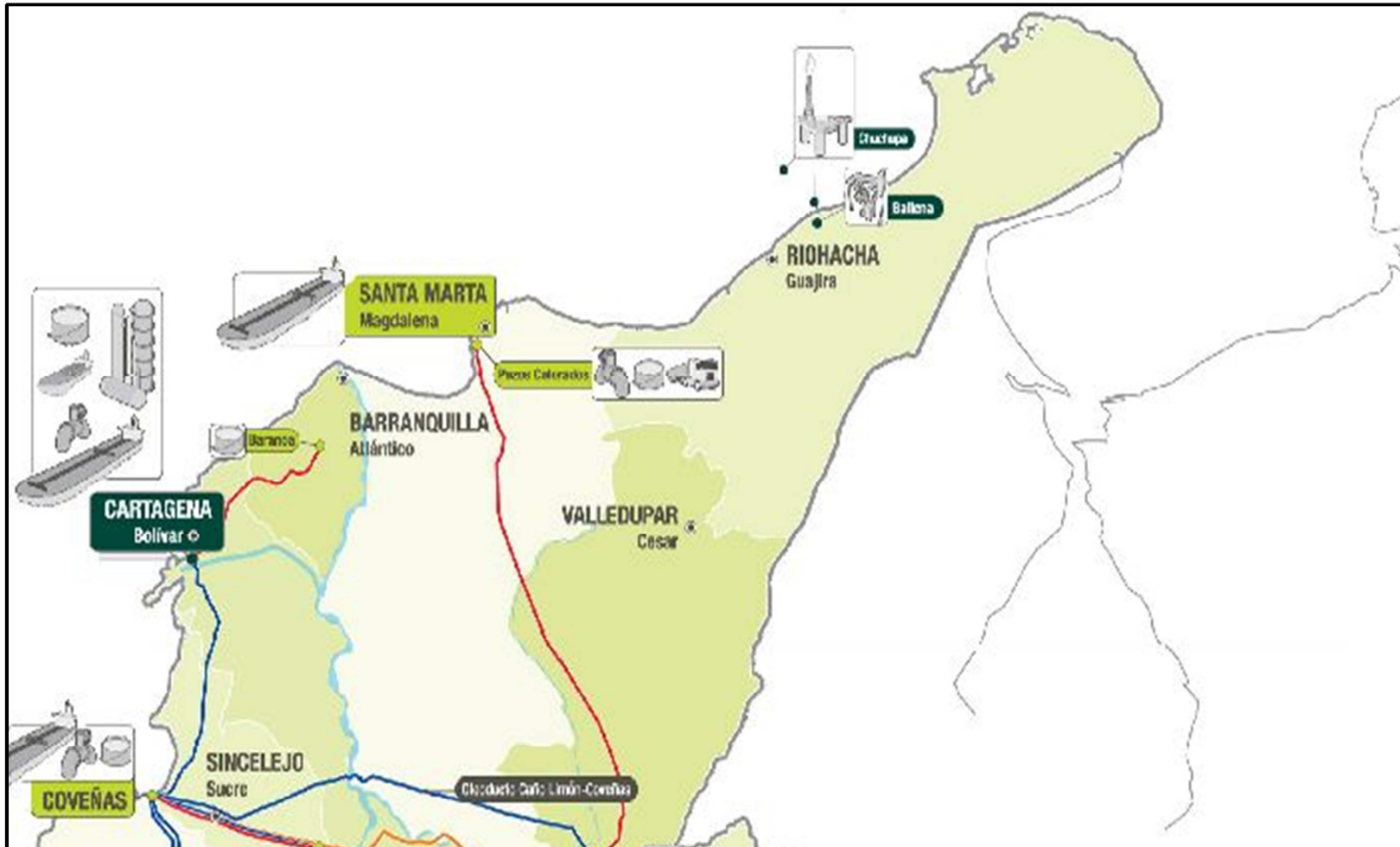




Figura 20. Infraestructura petrolera en Colombia – Detalle parte 3. (Ecopetrol, 2011).

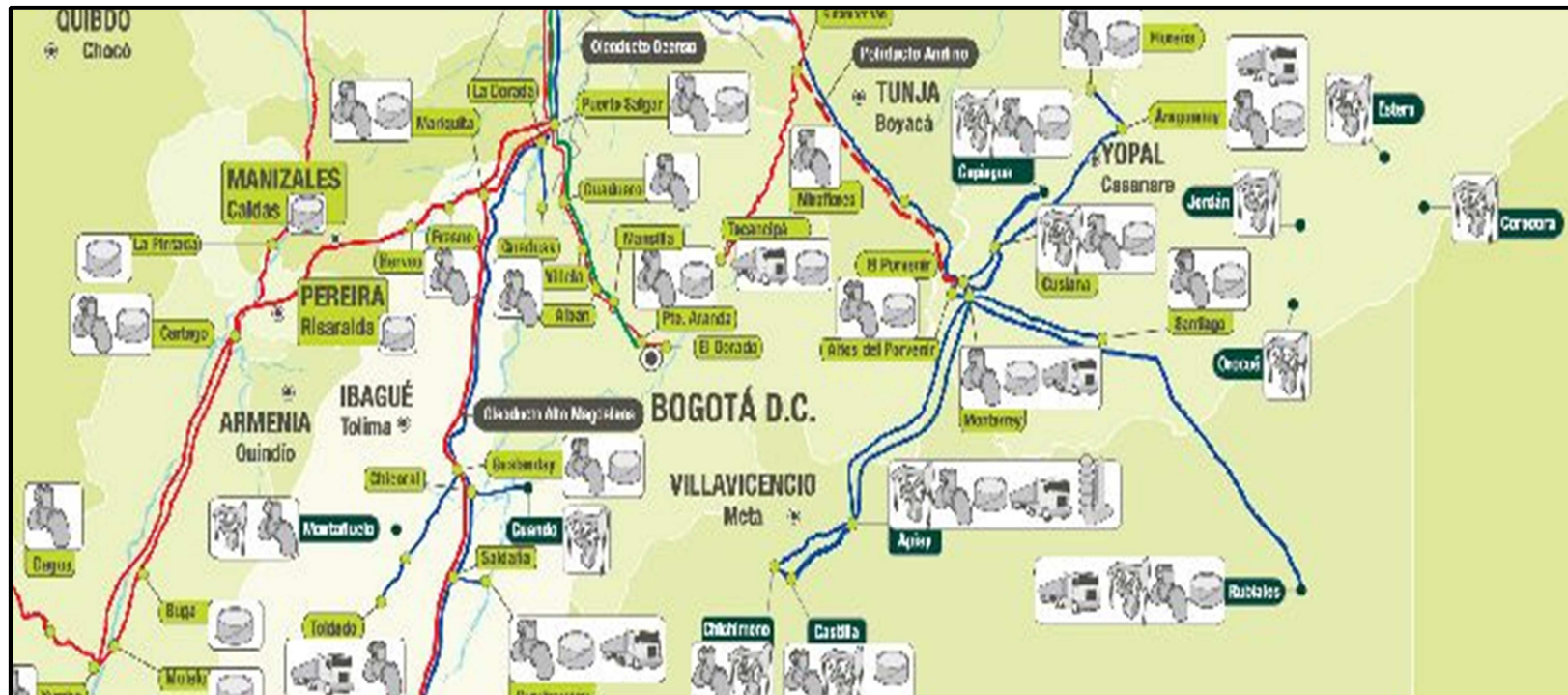
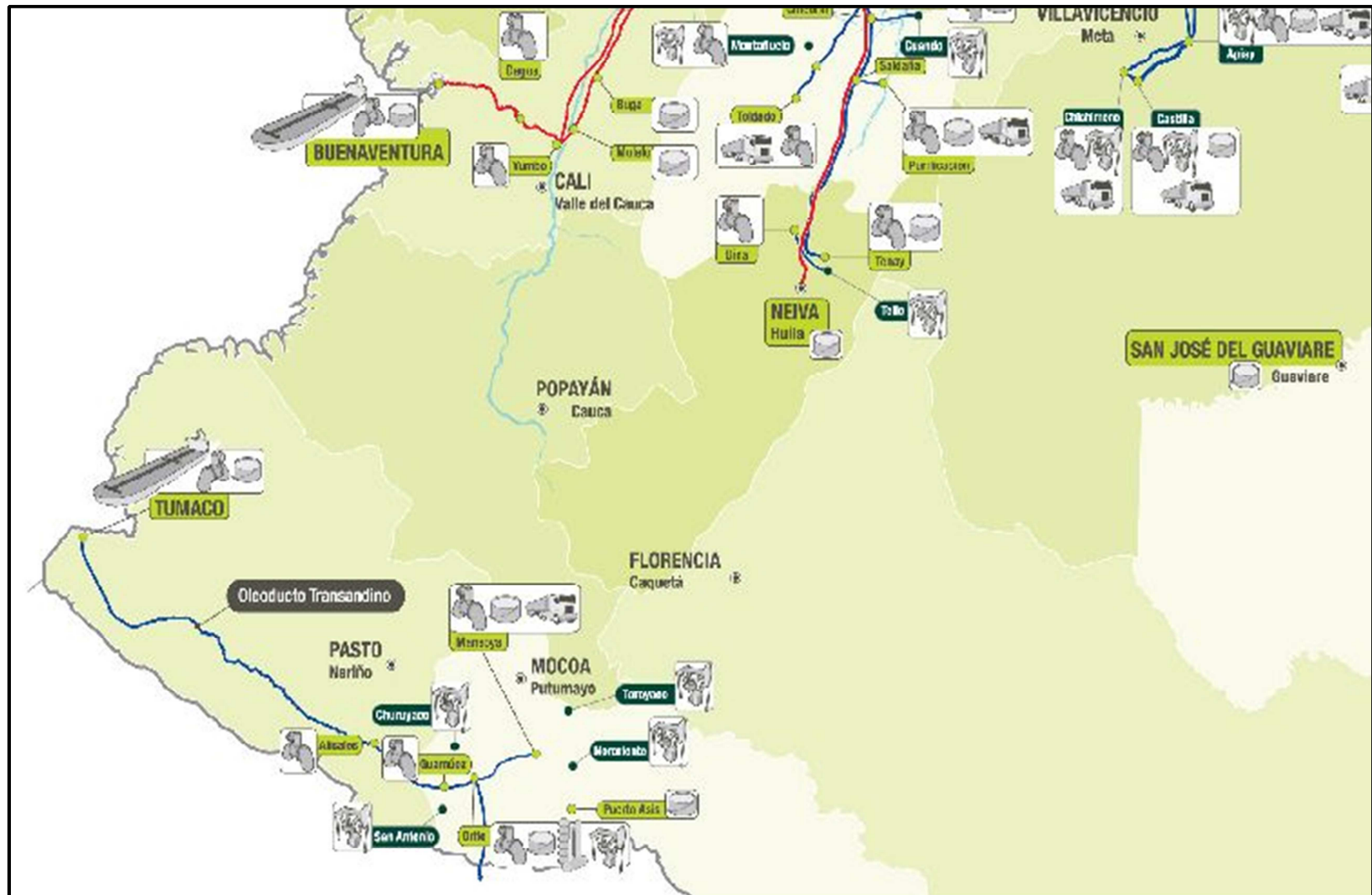


Figura 21. Infraestructura petrolera en Colombia – Detalle parte 4. (Ecopetrol, 2011).



ECOPETROL S.A. garantiza al país y a los inversionistas el transporte y disponibilidad oportuna de los diferentes hidrocarburos para refinación, exportación o consumo a través de su red de poliductos y oleoductos, que van desde los centros de producción hasta las refinerías y puertos en los océanos Atlántico y Pacífico. Cuenta con 53 estaciones desde las que se bombea crudo y productos por la geografía colombiana, además de sus centros de almacenamiento. La Compañía asegura una capacidad de excedentes en los principales sistemas de transporte de petróleo, siendo una ventaja económica en caso de descubrimiento comercial de hidrocarburos. (Ecopetrol, 2010).

La infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos se está convirtiendo en el cuello de botella de la exitosa política de exploración. ECOPETROL dice que se están invirtiendo 1.200 millones de dólares para actualizar oleoductos y sistemas de recibo de crudo.(Juan Guillermo Londoño/ Portafolio, 2009). Los principales oleoductos trabajan, en la actualidad, a un 60% de su capacidad operativa. Para los nuevos descubrimientos, ECOPETROL cuenta con una amplia experiencia en la oferta de servicios de transporte multimodal, a través de oleoductos, poliductos, buque tanques; ofreciendo soluciones integrales a sus clientes. (Ecopetrol, 2010).

El presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), Alejandro Martínez, confirmó las preocupaciones. "Hay restricciones de transporte y por eso es recomendable que se haga un estudio de oferta y de demanda para darles una señal a los inversionistas para atender la nueva demanda" Y admite que aún hay holgura en los oleoductos troncales, como en el caso de Orensa (que fue hecho con capacidad para transportar 600.000 barriles por día) o Caño Limón Coveñas (225.000 barriles diarios), pero que evidentemente existen limitaciones en los afluentes o estaciones de recibo, lo cual se convierte en un cuello de botella para la industria porque el petróleo corre el riesgo de quedarse atrapado.

## **2.4.2 Cifras en el transporte de hidrocarburos en Colombia**

### **2.4.2.1 Cifras de la producción en Colombia**

Desde el descubrimiento de los grandes campos petroleros de Caño Limón (1984), Cusiana (1991) y Cupiagua (1993), el país empieza a ser pequeño exportador de hidrocarburos.

Las reservas desde los años 90 decayeron hasta el año 2008 cuando se lograron adiciones importantes gracias a reevaluaciones de las reservas existentes.

Confirmado por Minminas en el 2010, ahora las reservas probadas de petróleo en Colombia son aproximadamente 2000 millones de barriles de crudo, producción garantizada hasta el 2020 y de 4,7 billones de pies cúbicos de gas que alcanzan hasta el 2017 (Ricardo Santamaría Daza/ Portafolio, 2010), pero se seguirán aumentando las reservas de crudo y gas.

Los esfuerzos exploratorios para el descubrimiento de nuevos campos se concentra en los llanos orientales, el medio Magdalena, Catatumbo y Putumayo considerados como cuencas de menor riesgo; adicionalmente, el país ha emprendido una explotación más eficiente e intensiva de los campos maduros, así como la explotación de crudos pesados, hoy con precios de 80 dólares. (Jorge Sáenz V/ El Espectador, 2010).

De acuerdo con cifras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la producción total colombiana de crudo para febrero del 2011 se registró por 861.000 barriles.

En cuanto a las capacidades de Transporte vs. Producción se tienen las siguientes ilustraciones comparativas.

Figura 22. Transporte vs. Producción Porvenir –Vasconia. (VIT - Ecopetrol, 2009)

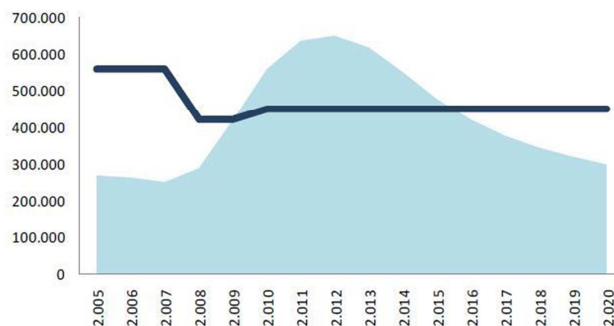


Figura 23. Transporte vs. Producción Apiay– Porvenir. (VIT - Ecopetrol, 2009).

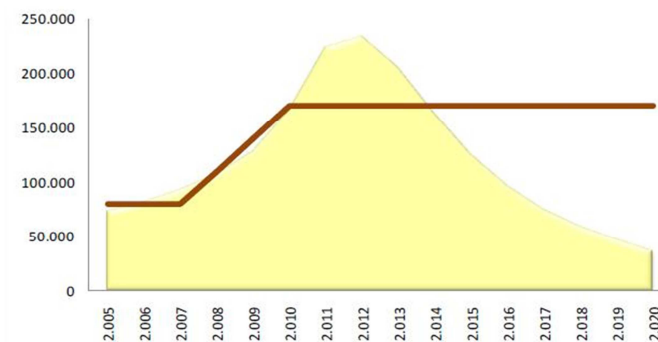


Figura 24. Transporte vs. Producción Rubiales – Porvenir. (VIT - Ecopetrol, 2009)

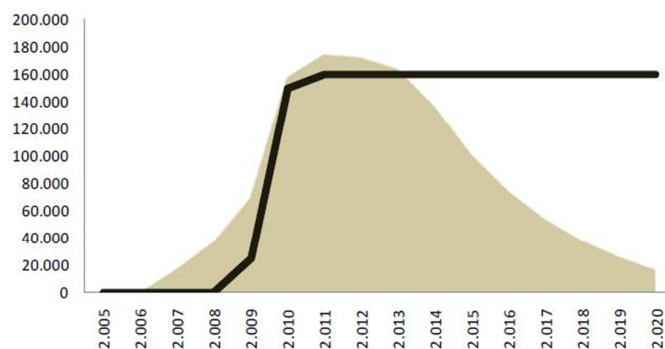


Tabla 2. Cifras de producción en Colombia 2010. (ANH, 2011).

	2010												Prom. diario anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Prod. Crudo ECP (kbpd)	666	670	672	680	685	701	700	713	719	715	736	738	785
Prod. Crudo ANH (kbpd)	76	89	94	97	91	82	83	75	81	85	85	91	
Prod Crudo total (kbpd)	742	759	766	777	776	783	783	788	800	800	821	829	
Gas ECP (mpcd)	1.057	1.075	1.056	1.097	1.046	979	942	996	1.067	991	1.008	1.015	1.090
Gas ANH (mpcd)	62	63	64	63	64	63	63	60	59	65	64	65	
Gas total (mpcd)	1.119	1.138	1.120	1.160	1.110	1.042	1.005	1.056	1.126	1.056	1.072	1.080	

Tabla 3. Cifras de producción en Colombia a marzo 2011. (ANH, 2011).

	2011												Prom. diario anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Crudo ECP-Asoc (kbpd)	745	771	786	-	-	-	-	-	-	-	-	-	860
Crudo ANH (kbpd)	94	90	98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Crudo total (kbpd)	838	861	884	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gas ECP - Asoc (mpcd)	1.003	1.037	941	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.057
Gas ANH (mpcd)	64	66	66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gas total (mpcd)	1.067	1.103	1.007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

La producción en marzo de 2011 de ECOPETROL alcanzó los 786.000 barriles diarios, que significa una tasa de crecimiento anual en producción de 16,9% con respecto a los 672.000 de marzo de 2010, indicó la ANH; gracias a los mayores factores de recobro y desarrollo comercial de campos maduros. (ANH, 2011).

Figura 25. Crecimiento de la producción en Colombia. (Ecopetrol, 2011).



El ministro de Minas y Energía, manifestó en el 2010 que se ha venido dando un aumento sustancial en la producción de petróleo; en gran medida ha tenido que ver la seguridad democrática, los altos precios del petróleo y una buena gestión en política energética.

Este aumento en las reservas ha favorecido la inversión extranjera en Colombia y adicionalmente las nuevas políticas de actividades exploratorias han favorecido el crecimiento de capital, permitiendo al país crecer en infraestructura petrolera, y en campañas agresivas para la exploración y explotación de crudo y gas.

El crecimiento de la producción en Colombia y el desarrollo de los campos, necesariamente están acompañados del crecimiento de la infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos.

#### 2.4.2.2 Cifras de las reservas en Colombia

De acuerdo con el ministerio de minas y energía, las reservas de petróleo probadas, probables y posibles en Colombia, hacia mediados del 2010, corresponden a 3100 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe), (Reuters/ El Espectador, 2010).

ECOPETROL S.A. ha identificado la presencia de reservas importantes de crudos en Colombia, por lo cual el transporte de los diferentes tipos de crudos que se producen en Colombia constituye una actividad estratégica para la economía del país.

La alta viscosidad de los crudos, las grandes distancias entre los campos de producción, los sitios de aprovechamiento (refinerías y puertos de exportación) y la necesidad de asegurar la calidad de crudos livianos como el Cusiana, que se transportan por la misma red de oleoductos, plantean la necesidad de tomar acciones novedosas que permitan optimizar el transporte, asegurando la calidad de los crudos que se manejan.

#### 2.4.2.3 Calificación riesgo de ECOPETROL en Colombia debido al crecimiento

En un reporte del 15 de octubre de 2010, la firma Fitch Ratings mejoró la perspectiva de la calificación de ECOPETROL S.A., la cual pasó de estable a positiva. La calificación de riesgo de largo plazo de moneda extranjera la mantuvo en BB+ y de moneda local en BBB-.

La calificación refleja su sólido perfil financiero, incrementos de producción y adecuados niveles de reservas. Además, la estrategia de crecimiento e inversiones de capital de la petrolera son consideradas agresivas.

#### 2.4.2.4 Cifras en costos de infraestructura de Transporte

De acuerdo con el presidente de ECOPETROL, Javier Gutiérrez, tan sólo en el 2010 ECOPETROL se invirtieron US\$735 millones en proyectos de infraestructura de transporte, que sumados a los programas de evacuación de crudos que en compañía de otras empresas productoras se encuentran adelantando, las inversiones seguirán creciendo de manera considerable al 2020. (Andrea Bravo Puerta/ Ecopetrol, Abril - Junio 2010).

El indicador del barril/kilómetro transportado presenta un resultado real para el periodo enero-septiembre 2010 de COL\$7,95 BKM, inferior a los COL\$8,10 BKM registrados en el mismo periodo del 2009, debido al incremento en los volúmenes transportados y pese a las mayores actividades de mantenimiento y al mayor consumo de energía principalmente en las operaciones de oleoductos. (Ecopetrol, 2010).

#### 2.4.2.5 Cifras en volúmenes transportados

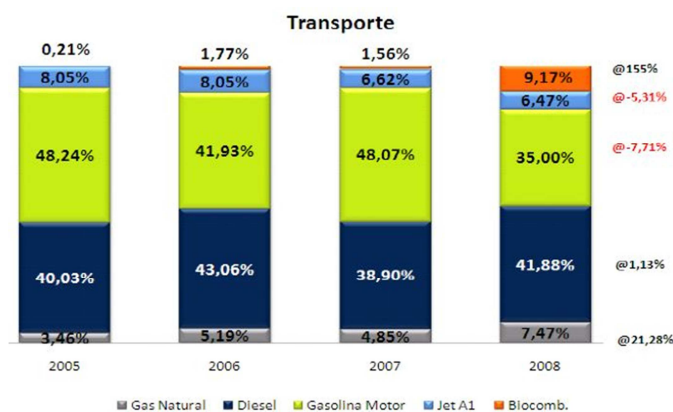
El volumen transportado durante el tercer trimestre de 2010 presentó un crecimiento del 33% frente al año anterior al pasar de 785,5 KBPD a 1048,0 KBPD. El incremento se concentró principalmente en el transporte de crudos que pasó de 557,1 KBPD en el tercer trimestre del 2009 a 792,7 KBPD en el tercer trimestre de 2010 (crecimiento del 42,3% en un año) y el cual se soportó principalmente en:

- 1) Incremento de la capacidad de transporte del oleoducto Galán-Ayacucho,
- 2) Incremento de la capacidad de transporte del oleoducto Apiay-Porvenir,
- 3) Optimización de los sistemas Ayacucho-Coveñas16" y Vasconia-GRB 20".

Tabla 4. Indicadores de Transporte en Colombia. (Ecopetrol, 2010).

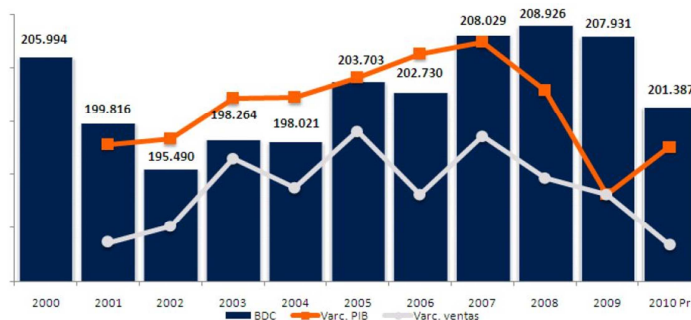
Indicador	Medida de Indicador	2005	2006	2007	2008	2009
Volumen de crudo transportados	Miles de barriles por día calendario	443,8	471,1	516,6	542,3	576,2
Volúmenes de refinados transportados	Miles de barriles por día calendario	159,4	180,7	193,8	209,5	223,3
Hurto de hidrocarburos	Barriles por día calendario	1.601	942	561	389	196

Figura 26. Participación segmento transporte hasta 2008. (VIT - Ecopetrol, 2010).



En cuanto a la participación del transporte de derivados en Colombia, se adjunta una gráfica incluyendo Gasolinas, Diesel, Diesel marino, Bencina, GLP, Queroseno, Jet A-1, Avigas y Fuel Oil al 2008.

Figura 27. Evolución ventas de combustibles hasta 2010. (VIT - Ecopetrol, 2010).



Para refinados, el mayor volumen transportado en el periodo, corresponde al aumento de la capacidad de transporte del poliducto Pozos Colorados-Galán 14". (Ecopetrol, 2010).

#### 2.4.2.6 Ampliación de infraestructura de transporte

El programa de Evacuación de Crudos ha generado importantes crecimientos en la capacidad de transporte de los siguientes sistemas: 1) Los Llanos Orientales con un aumento en la capacidad de transporte de Castilla-Apiay de 80 a 120 KBPD, 2) el Magdalena Medio con un incremento de la capacidad del sistema Vasconia-Barrancabermeja de 140 a 160 KBPD, y 3) aumento en la capacidad de bombeo entre Ayacucho y Coveñas de 40 a 48 KBPD.

En relación con los proyectos en ejecución, se tiene la construcción del tanque de almacenamiento de 170000 barriles en la estación Altos del Porvenir, la ampliación de capacidad en los descargaderos de carrotanques en Ayacucho y Banadía y la construcción del poliducto Andino para el transporte de refinados.

Tanto en ODL como en Ocesa, se continúa con los proyectos de expansión. Los volúmenes transportados por Ocesa se han incrementado significativamente, tanto en el tramo Porvenir-Vasconia como en el tramo Vasconia-Coveñas. Adicionalmente, ECOPETROL constituyó la nueva sociedad denominada Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S., para la cual se iniciaron trámites de adjudicación de licencias ambientales correspondientes a la primera fase (tramo Arguaney-Banadía).

El descubrimiento de pequeños pozos y el aumento de la recuperación en los campos maduros en 2010, saturaron la capacidad de transporte en Colombia, tanto así que el país está dejando de producir aprox. 80000 bpd por falta de oleoductos. (Nicolás Abrew/ La República, 2011).

#### 2.4.2.7 Mercado internacional

La creciente producción de crudo y gas es la principal fuente de suministro para atender la operación de ECOPETROL, con un crecimiento de 17,4%, mientras que dentro de las compras, que crecieron un 2%, se destacaron la compra de crudos a terceros que se incrementaron en un 6,3% frente al 2009.

El incremento en las importaciones en el 15,9% obedeció a la compra de diesel de muy bajo azufre para abastecer la demanda nacional en las condiciones exigidas por la legislación hasta que se produjera la entrada en operación de las unidades de Hidrotratamiento de la Refinería de Barrancabermeja y a mayores volúmenes de nafta importada con el fin de ser utilizada como diluyente para transportar la producción creciente de crudos pesados del país.

Los hechos más destacados de la actividad de comercio internacional en el tercer trimestre del 2010 fueron:

- Exportación de 6 cargamentos de crudo Castilla, cada uno con un volumen de un millón de barriles.
- Aumento en las exportaciones de gas a Venezuela.
- Incremento en ventas con destino a refinadores de Estados Unidos, pasando de 5,5 millones de barriles en el tercer trimestre de 2009 a 6,4 millones de barriles en el mismo periodo de 2010.

Durante el 2010 se presentaron incrementos en las exportaciones de crudo hacia África, Canadá, Centro y Sur América y hacia el Caribe frente al 2009.

### 2.4.3 Oleoductos en Colombia

Figura 28. Red de principales Oleoductos de Colombia. (Ecopetrol, 2010).



Los principales oleoductos con los que cuenta el país son: (Ecopetrol, 2010)

### 2.4.3.1 Oleoducto Central S.A. (Ocensa)

Figura 29. Oleoducto Ocensa. (Ecopetrol, 2010).



Tubería de 36" de diámetro y 837 kilómetros de longitud, transporta fundamentalmente los crudos del piedemonte llanero (Cusiana - Cupiagua) localizados en los municipios de Tauramena y Aguazul (Casanare) respectivamente, hasta el Terminal marítimo Coveñas. (Ecopetrol, 2010)

Cusiana y Cupiagua fueron dos de los descubrimientos petroleros más grandes del mundo en la década de los 90. La expectativa de cerca de 2000 millones de barriles de crudo en reservas, dio origen a la creación de Ocensa; en él confluyen importantes oleoductos que transportan los crudos del Alto Magdalena, los Llanos Orientales y el departamento del Meta.

El sistema de transporte de Ocesa consta de siete estaciones (Cusiana, Cupiagua, Porvenir, Miraflores, La Belleza, Vasconia y Coveñas); 830 kilómetros de tubería entre los campos de producción en el piedemonte llanero y el Terminal Marítimo en Coveñas, en el límite de los departamentos de Sucre y Córdoba. En su recorrido el oleoducto Ocesa atraviesa 45 municipios de los departamentos de Casanare, Boyacá, Santander, Antioquia, Córdoba y Sucre, una importante zona de influencia a lo largo del territorio nacional, entre ellos, atraviesa la zona montañosa de los Andes constituyéndose en la columna vertebral de la red de principales oleoductos de Colombia. (Ocesa, 2010).

Figura 30. Red de principales Oleoductos de Colombia. (Ocesa, 2010).



Desde la base en Tunja, se coordinan las actividades de mantenimiento de la línea. Ocesa posee tanques con capacidad para almacenar aproximadamente 5 millones de barriles de crudo estratégicamente ubicados a lo largo del oleoducto. El centro de control se encuentra ubicado en Bogotá, desde el cual se realiza toda la operación de transporte. (Ocesa, 2010).

Para realizar la operación de transporte, Ocesa dispone de un esquema de comunicación que permite el control total del sistema, mediante dos sistemas para realizar su operación: satelital y vía microondas. El sistema satelital permite a las personas encargadas de realizar labores de mantenimiento, comunicarse desde cualquier lugar del área de influencia del oleoducto. Por otra parte, el sistema satelital dispone de instrumentos ubicados en el interior de la tubería y en los tanques de almacenamiento que permiten determinar la disponibilidad de inventarios, localizar los baches o parcelas de crudo que están siendo transportados y detectar cualquier fuga de crudo durante la operación de transporte.

En el centro de control se toman las decisiones y se dirige la operación del oleoducto a control remoto en tiempo real, buscando preservar la integridad del oleoducto.

Los operadores SCADA de Ocesa son certificados y acreditados por compañías internacionales de acuerdo con la reglamentación exigida por el Departamento de Transporte de Estados Unidos (DOT) y el National Energy Board de Canadá para el transporte de hidrocarburos.(Ocesa, 2010).

Hoy, en atención a solicitudes específicas de sus clientes, Ocesa transporta crudo de diferente calidad en parcelas individuales, bombeadas una tras otra e impulsándose entre sí, con mínimos frentes de contaminación.

#### 2.4.3.2 Oleoducto de Colombia (ODC)

Figura 31. Oleoducto de Colombia. (Ecopetrol, 2010).



Tubería de 24" de diámetro y 438 Kms. de longitud, conecta la Estación Vasconia localizada en el municipio de Puerto Boyacá (Boyacá) con la Terminal Coveñas. A su vez, el ODC es alimentado por sendas tuberías provenientes de los Llanos Orientales y del Valle Superior del río Magdalena, respectivamente. Transporta un aproximado de 210.000 barriles por día (kbpd).ECOPETROL tiene el 42.5% de participación.

#### 2.4.3.3 Oleoducto Central de los Llanos

El Oleoducto de los Llanos, de diferentes diámetros, busca conectar los campos de producción de Chichimene - Apiay, Maní-Santiago, Trinidad-Caño Garzas con la estación Porvenir, para buscar evacuación hacia refinería o exportación. (Ecopetrol, 2010).

Figura 32. Oleoducto Central de los Llanos. (Ecopetrol, 2010).



#### 2.4.3.4 Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL)

Inició operaciones el 14 de septiembre de 2009, ha transportado más de 16.879.200 barriles de crudo diluido, el 88% de su capacidad la ocupa el petróleo proveniente de Campo Rubiales.

Gracias a la velocidad y capacidad de bombeo de grandes volúmenes de crudo que ofrece el oleoducto, Pacific Rubiales Energy pasó de transportar 60.000 bpd a 130.000, transportará 160.000 bpd a partir de abril de 2011 y su proyección futura puede llegar a los 360.000 bpd. (Ecopetrol, 2010).

Este oleoducto transporta crudo desde el campo Rubiales hasta la estación de bombeo Monterrey. Consta de una tubería de 24" de diámetro y 235 kilómetros de longitud y una capacidad actual de 160,000 BOPD.

La compañía construye actualmente una variante de 27 kilómetros de tubería que va desde El Viento, una de las siete válvulas de bloqueo ubicadas a lo largo de los 235 Km. que tiene el oleoducto Rubiales-Monterrey, hasta Cusiana. La primera fase de proyecto incluyó la construcción del oleoducto, la estación de Bombeo Rubiales (EBR) y obras en la estación de recibo de Monterrey.

La EBR cuenta con tres tanques de almacenamiento con capacidad para 400.000 barriles de crudo diluido y dos tanques para 100.000 barriles de diluyente. Incluye dos bombas en línea y una de respaldo, con capacidad para bombear 60.000 barriles de petróleo diarios, y un descargadero de carro tanques.

El oleoducto utilizó tecnología que garantiza una operación segura. Para ello se incorporaron sistemas lectores de presión y flujo para el monitoreo de las condiciones operativas, válvulas de emergencia y de alivio para evitar sobrepresiones. Así mismo, cuenta con sensores para el monitoreo de la presión en la línea y detector de fugas conectados por un sistema de comunicaciones que facilita el control y cierre automático de las mismas.

El desarrollo de esta infraestructura y de su operación hizo necesaria la autogeneración de energía, razón por la cual los socios adquirieron una central de generación eléctrica con capacidad de 60.5 mega vatios, para atender las necesidades del campo y del oleoducto. Para llevar el oleoducto a su capacidad de transporte de 160.000 barriles de petróleo diarios, ODL inició a finales de 2009 la instalación de tres unidades de bombeo con mayor capacidad, y los sistemas de medición y control requerido para la operación.

ECOPETROL tiene una participación del 65 % y el restante 35 % es de Pacific Rubiales. El Gobierno de Colombia ha estimado las reservas en el campo en 596 millones de barriles, mientras que funcionarios del proyecto sostienen que las reservas probadas hasta el 2016 son de por lo menos 340 millones de barriles.

Para minimizar los costos de transporte y maximizar la capacidad de los oleoductos, la compañía ha venido desarrollando un proyecto llamado Llano mulsión, una fórmula especial para el transporte (petróleo en agua), que elimina la necesidad de diluyentes. Esta fórmula reduce la viscosidad del fluido a un tercio y por lo tanto incrementa la capacidad del oleoducto. Este proyecto tendrá una prueba industrial en ODL durante el último trimestre de 2010 cuando el nuevo ramal a Cusiana sea operacional. Si los resultados son positivos, solo será aplicable, por lo menos inicialmente, al oleoducto ODL (evitando la necesidad de transportar diluyentes desde Monterrey a Rubiales, ahorrándose cerca de US\$2 por barril) pero no al oleoducto de OCENSA, así que los diluyentes todavía serían necesarios para este segmento.

#### 2.4.3.5 Oleoducto Caño Limón – Coveñas (ACN)

Figura 33. Oleoducto Caño Limón – Coveñas. (Ecopetrol, 2010).



Tiene aproximadamente 780 kilómetros de longitud y a través de él se transportan los crudos provenientes de los campos de explotación localizados en el campo Caño Limón del departamento de Arauca hasta la Terminal marítimo de Coveñas, con diámetros de 18", 20" y 24".

Este oleoducto es claro ejemplo de atentados. Hace unos días hubo rotura y el derrame de crudo en una cantidad aún no determinada está en proceso de investigación. Para realizar las labores de reparación del oleoducto, la empresa movilizó personal experimentado y equipo especializado al sitio y también adelanta labores de contención y recolección del crudo del área afectada.

#### 2.4.3.6 Oleoducto del Alto Magdalena (OAM)

Figura 34. Oleoducto del Alto Magdalena. (Ecopetrol, 2010).



Tubería de 20" de diámetro y 400 kilómetros aproximados de longitud, transporta los crudos que se obtienen desde el Valle Superior del Magdalena en el departamento del Huila de los campos Dina, Palagua, Guando hasta la estación Vasconia, con un aproximado de 110 kbpd. ECOPETROL participa con el 49%.

#### 2.4.3.7 Oleoducto Bicentenario de Colombia

ECOPETROL anunció recientemente la creación de una nueva subsidiaria llamada “Oleoducto Bicentenario de Colombia”, de 960 kilómetros, considerado uno de los más ambiciosos proyectos de infraestructura petrolera del país, cuyo propósito específico será construir y operar un oleoducto de uso privado en la región de los Llanos Orientales, que se extenderá desde el departamento de Casanare hasta el puerto de Coveñas y que asegurará la exportación de los excedentes de producción de petróleo proveniente de la región de los llanos, considerada una de las más prospectivas del país. Aunque inicialmente tendrá como único accionista a Ecopetrol Pipelines International Limited, subsidiaria de ECOPETROL, posteriormente será capitalizada con los aportes de todos los productores interesados en hacer parte del proyecto; tentativamente la participación sería 65% para ECOPETROL, 35% para Pacific Rubiales y participación de otras compañías pequeñas.

La fase 1 entre Araguaney y Banadía (cerca de Caño Limón) tiene un costo estimado de US\$1,031 millones, similar en características al oleoducto ODL que conecta a Rubiales y Monterrey. El costo total del proyecto incluyendo la fase 2 (expansión del tramo Banadía - Ayacucho) y la fase 3 (expansión del tramo Ayacucho - Coveñas) sería cerca de US\$4,200 millones.

La capacidad final planeada para el oleoducto, será de 430 kbpd; ya está avanzando en su primera fase y estará en operación en un año.

Con este importante paso se da inicio al que se considera uno de los hitos más trascendentales para viabilizar definitivamente la exportación de la creciente producción de petróleo proveniente de la región de los llanos. (Interbolsa/ Pacific Rubiales Energy, 2010).

#### 2.4.4 Gasoductos en Colombia

Figura 35. Red de principales Gasoductos de Colombia. (Ecopetrol, 2010).



Figura 36. Mapa detallado de gasoductos en Colombia. (Ecopetrol, 2010).



El transporte de Gas Natural en Colombia se realiza a través de más de 5000 kilómetros de ductos privados, por varias empresas. En Colombia hay varios campos de producción de gas natural, las cuencas de la Guajira y de los Llanos Orientales son las de mayor producción. (Ecopetrol, 2010).

El gas natural se transporta desde las zonas de producción hasta las zonas de consumo por medio del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Según el decreto 1493 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía, el SNT "es el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento".

Las empresas transportadoras de gas natural en Colombia son: (Ecopetrol, 2010).

#### 2.4.4.1 Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P.

Esta red está conformada por un sistema de tres gasoductos principales a los cuales se conectan ramales regionales que actúan como sistemas de distribución del gas hasta los municipios. Así, el gas es llevado a las residencias e industrias a través de redes domiciliarias de distribución.

Los gasoductos troncales y regionales (ramales) tienen una extensión total de 3233 kilómetros, adicional a las redes domiciliarias para la distribución en los municipios. La capacidad actual de transporte del sistema es de 150 MPCD en el tramo Ballena-Barrancabermeja y de 200 MPCD a partir de Barrancabermeja hacia el interior del país, pero la cantidad que se transporta depende de la demanda efectiva.

Parte de la red fue construida utilizando oleoductos ya existentes que transportaban petróleo crudo, los que mediante un proceso de conversión, fueron habilitados para el transporte de gas. Otra parte fue construida directamente por ECOPETROL, y tanto la una como la otra fueron escindidas a Ecogas en 1997. Adicionalmente, tres (3) de los gasoductos principales y sus ramales fueron construidos y financiados por la industria privada bajo el sistema BOMT (Build Operate Maintainand Transfer). Posteriormente en 2007 estos gasoductos fueron cedidos a TGI S.A. E.S.P. (Transportadora de Gas Internacional TGI S.A ESP , 2010).

#### 2.4.4.2 PROMIGAS S.A. E.S.P.

El transporte de gas natural se lleva a cabo a través de un sistema de gasoductos propio, en una red de 1900 kilómetros desde los yacimientos de La Guajira, hasta la estación Terminal Jobo en el departamento de Sucre, con una capacidad máxima de transporte de 475 MPCD. Durante el 2009 transportó el 56% del gas consumido en toda Colombia.

Promigas cuenta con un sistema de gestión de integridad de tuberías, acorde con las más exigentes normas internacionales, es ejemplo de buenas prácticas en el sector; cuenta también con un Laboratorio de Metrología que nació de la necesidad de fortalecer tecnológicamente a la empresa en el aseguramiento metrológico de los instrumentos, equipos y patrones utilizados en la medición de las variables de operación de los sistemas de transporte y distribución de gas natural, para lograr una operación controlada, eficiente y confiable, en términos de seguridad y exactitud en las mediciones de volumen.

En junio de 2008 fue puesto en servicio el Banco de Calibración de Medidores de Flujo con gas natural a alta y media presión ubicado en la Estación Arenosa. Este banco único en Latinoamérica, opera bajo estándares AGA y OIML.

Tabla 5. Volumen promedio día transportado por Promigas.(PROMIGAS, 2010).

PROMIGAS S.A. E.S.P.							
Transporte de Gas Natural por Sectores en MPCD							
Sectores de consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Eléctrico	169	160	155	159	127	120,3	202,6
Industrial	115	118	126	127	130	124,9	108,3
Doméstico	28,2	29,3	27	27,9	29,8	30,7	30,6
GNCV	8,4	8,9	13,2	15,3	17,2	18,5	17,6
Total sectores	321	316	322	328	304	294,4	359,1

#### 2.4.4.3 Promotora de Gases del Sur PROGASUR E.S.P.

El Gasoducto al Sur Neiva – Hobo (Huila) es propiedad de PROGASUR S.A. E.S.P., construido en tubería de acero de 8”, con una longitud de 50 Kms., inicia en el sur de Neiva, en el punto de entrada de Neivana de Gas, siguiendo la margen oriental de la carretera nacional que cruza por Neiva, Rivera, Campoalegre y Hobo que es su punto de llegada; allí se encuentra una estación de compresión propiedad de Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., quien distribuye en vehículos Gas Natural Comprimido (GNC) a los municipios de Yaguará, Algeciras, Gigante, Tesalia, Paicol, Garzón, La Plata y Tarqui. (PROGASUR, 2010).

El Gasoducto Guando - Melgar (Tolima) - Fusagasugá (Cundinamarca), es propiedad de PROGASUR S.A. E.S.P. Está construido en tubería de acero de 3”, con una presión promedio de operación de 300 psi, revestimiento FBE (Fusión Bounded Epoxi) y una longitud de 38.5 Km. Inicia en el campo Guando en Melgar donde se conecta al gasoducto de Petrobras (Flandes-Guando), y continua su recorrido por Melgar e Icononzo en el departamento del Tolima, atraviesa dos cruces especiales aéreos, sobre el Rio Sumapaz y Cuja, pasando por el Municipio de Arbeláez hasta el City Gate ubicado dentro del casco urbano en el sector del Terminal de Transporte de Fusagasugá en el departamento de Cundinamarca.

El Gasoducto Flandes (Tolima) - Girardot - Ricaurte (Cundinamarca) propiedad de PROGASUR S.A. E.S.P., está construido en tubería de acero de 4" (5 Km) y polietileno de alta densidad de 6" y 4" (7 Km), con una longitud total de 12 Kms. Inicia en la parte sur de Flandes, en el punto de conexión al Gasoducto del Tolima en la Intersección San Rafael en la vía Bogotá – Neiva, cruza la vía panamericana, toma el margen occidental de la carretera nacional hacia Flandes, continua en la parte urbana de Flandes y Girardot, tiene dos cruces especiales aéreos sobre los ríos Magdalena y Bogotá para finalmente retomar el derecho de vía (margen oriental) de la carretera Girardot – Bogotá hasta Ricaurte, su punto de llegada. Actualmente atiende directamente a los usuarios de los municipios de Girardot y Ricaurte, e indirectamente a través de una estación de compresión de propiedad de Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. ubicada en Flandes, quien distribuye en vehículos Gas Natural Comprimido (GNC) al municipio de Fusagasugá.

#### 2.4.4.4 Transportadora de Metano TRANSMETANO S.A.E.S.P.

Fue fundada el 9 de diciembre de 1993 y es la empresa concesionaria de la Nación para la construcción y operación del Gasoducto Sebastopol – Medellín. La línea troncal del Gasoducto Sebastopol Medellín, consiste en una línea de acero (API-5L X60 ERW) de aproximados 148 kilómetros de longitud en un diámetro de 12 y 14 pulgadas, que opera a una presión máxima de 1200 psi, con capacidad de transporte de 72,5 MPCD; cuyo sitio de partida es el centro operacional de Sebastopol perteneciente al Gasoducto Centro Oriente de propiedad de Transportadora de gas del Interior S.A. E.S.P., localizado en la margen derecha del Río Magdalena en el Departamento de Santander y llega hasta la estación de entrega para los municipios del Valle de Aburrá, ubicada en cercanías del Parque de las Aguas en Girardota - Antioquia. (Transmetano, 2010). En esta estación se entrega el gas natural a Empresas Públicas de Medellín entidad que tiene la concesión para la distribución urbana de gas natural para los municipios localizados en el Valle de Aburrá.

Tabla 6. Volúmenes diarios transportados Transmetano. (Transmetano, 2010).

FECHA	Volumen transportado (KPC)	Energía entregada (MBTU)
20/08/2010	13,863.00	14,508.30
20/09/2010	12,667.00	13,287.63
20/10/2010	12,866.00	13,436.26
20/11/2010	12,517.00	13,021.24
20/12/2010	14,048.00	14,674.16
20/01/2011	16,048.00	16,687.99
20/02/2011	12,720.00	13,289.21

La operación y el mantenimiento están realizados directamente por TRANSMETANO para lo cual anualmente efectúa una programación completa de las actividades a desarrollar, efectuando seguimiento a la programación.

#### 2.4.4.5 Transportadora Colombiana de Gas. Transcogas S.A. E.S.P.

A partir del 31 de mayo de 2010, se protocolizó la fusión entre TGI S.A. E.S.P. y Transcogas S.A. E.S.P., siendo esta última absorbida por TGI. Sus principales actividades son las de transporte, operación y mantenimiento del tramo de tubería ubicado desde la estación City Gate en Cogua, próxima a Zipaquirá, hasta los municipios que incluyen Briceño, Sopo, Chía, Cajicá, Zipaquirá, Cota, Funza, Madrid, Mosquera, Facatativá, Tocancipá, Gachancipá, Tabio, Bojacá, Zipacón y Tenjo, Industrias de la Sabana de Bogotá incluida la capital del país.

Las mediciones volumétricas y la determinación de los mecanismos y procedimientos que permitan establecer la calidad del gas y su contenido energético deberán efectuarse en todos los puntos de entrada y salida del Sistema de transporte de la Sabana, incluyendo Bogotá D.C y Soacha. Donde exista telemedición, la medición de estos parámetros se efectuara en línea sobre una base horaria. Para aquellos que no cuenten con equipos de telemedición, la determinación de volúmenes transportados, variaciones y desbalances de energía, se realizará mediante cierre diario de la operación. (Transcogas, 2010).

Tabla 7. Volúmenes diarios transportados Transcogas. (Transcogas, 2010).

FECHA	Volumen transportado (KPC)	Energía entregada (MBTU)
20/10/2010	14,750	14,711
21/10/2010	10,985	10,956
22/10/2010	14,858	14,818
23/10/2010	11,985	11,953
24/10/2010	12,318	12,285
25/10/2010	14,233	14,195

#### 2.4.4.6 Sociedad Transportadora del Gas del Oriente – Transoriente S.A. E.S.P.

TRANSORIENTE S.A. E.S.P. es una empresa de servicios públicos organizada como sociedad por acciones, constituida desde marzo de 1994. Inició su funcionamiento transportando el gas natural desde los campos de Payoa y Provincia hacia Bucaramanga, a través de un gasoducto de 6” de diámetro con una longitud de 50 kilómetros, que fue construido en los años 70 y que dado el acelerado crecimiento de la demanda, llegó a ser insuficiente para prestar el servicio en forma continua. En julio de 1997 inició operaciones el gasoducto Payoa – Bucaramanga de 8”, conformando un sistema denominado “Loop”. Con el fin de solucionar el problema de declinación de los campos Payoa y Provincia, TRANSORIENTE S.A. E.S.P., realizó la construcción de un nuevo gasoducto de 8”, de Barranca a Payoa, el cual se conecta al Gasoducto Ballenas – Barranca en el COGB.

En la actualidad, el gas transportado por estos tres gasoductos llega hasta la estación ubicada en El Palenque, en las afueras de Bucaramanga, GASORIENTE S.A. E.S.P., quien se encarga de la distribución a los sectores doméstico, comercial, industrial y vehicular en Lebrija, Girón, Floridablanca, Piedecuesta y Bucaramanga, y la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., para el funcionamiento de su planta térmica Termopalenque III. (Transoriente, 2010).

#### 2.4.4.7 Transportadora Gasoducto del Tolima – Transgastol S.A. E.S.P.

El Gasoducto del Tolima S.A E.S.P. nace como resultado del interés de la empresa por obtener la concesión de 2 gasoductos troncales del subsistema norte Huila – Tolima, para la prestación del servicio de gas natural.

Tabla 8. Programación diaria de transporte Transgastol. (Transgastol, 2010).

<b>Remitentes</b>	<b>N.S.A. (MBTU)</b>	<b>R.S.A. (MBTU)</b>
Alcanos de Colombia Chicoral	2304	2304
Alcanos de Colombia Ibagué	4548	4548
Gas Natural Comprimido de Colombia La 60	40	40
Colombiana de Gas Vehicular S.A.(Covegas)	280	280
Gas Natural Comprimido GNV Naranjos	144	144
Petrobras Colombia Limited	2000	2000
Gas Natural Comprimido S.A. GNC S.A. EDS Jardín	122	122
Alcanos de Colombia Flandes	930	930
EDS EssoMiro lindo	163	163
<b>Total Nominado (MBTU)</b>	<b>10531</b>	<b>10531</b>

#### 2.4.4.8 Transoccidente S.A. E.S.P.

La sociedad TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P es una empresa de servicios públicos, constituida en la ciudad de Cali el 20 de marzo de 1998, cuyo principal objeto social es la realización del transporte de gas combustible, mediante la construcción, operación y mantenimiento de sistemas y subsistemas de transporte. (TransOccidente, 2010).

La CREG ha definido dicho subsistema, como el gasoducto comprendido entre la puerta de ciudad de Cali y la estación reguladora y de medición ubicada en el sector ACOPI, con sus conexiones y ramales asociados.

Se conecta del sistema de Transporte de Occidente (Mariquita-Cali) en el CITY GATE de Cali y presta servicio de transporte de gas natural a distribuidoras Gases de Occidente S.A. E.S.P. y Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.

Tabla 9. Volumen Transportado por TransOccidente. (TransOccidente, 2010).

Remitente	Punto de Salida	Punto de Entrada	Volumen Transportado (KPC)	Total entregado (MBTU)
Cartones América	Cartones América	CG Yumbo Cali	2,204.00	2,400.16
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	Alumina	CG Yumbo Cali	456.00	496.58
	Estación Acopi	CG Yumbo Cali	929.00	1,011.68
	Gases de Occidente	CG Yumbo Cali	17,764.00	19,345.00
	GASO	CG Yumbo Cali	60.00	65.34
	GazelPacara	CG Yumbo Cali	63.00	68.61
	GNCV MAC	CG Yumbo Cali	403.00	438.87
	Goodyear	CG Yumbo Cali	108.00	117.61
	Loreda Grasas	CG Yumbo Cali	98.00	106.72
	MAC S.A.	CG Yumbo Cali	44.00	47.92
	Menga GNV	CG Yumbo Cali	61.00	66.43
	Propal	CG Yumbo Cali	562.00	612.02
	Smurfit Cartón Colombia	CG Yumbo Cali	5,756.00	6,268.28
	Yumbo (I)	CG Yumbo Cali	357.00	388.77
	Yumbo (R)	CG Yumbo Cali	211.00	229.78

Los sistemas de medición de TransOccidente S.A. E.S.P. están equipados con computadores electrónicos de flujo y sus transductores están provistos de las facilidades para efectuar las calibraciones y pruebas necesarias. El computador de flujo es capaz de hacer correcciones por efectos de las variables que intervienen en el proceso tales como temperatura, presión y gravedad específica del gas natural medido y cumple con el estándar API capítulo 21. El elemento primario de medición está especificado de acuerdo con las normas estipuladas en el "American Gas Association" (AGA). TransOccidente S.A. E.S.P. utiliza en el punto de entrada un medidor ultrasónico y en los puntos de salida Medidores de Turbina y medidores rotatorios.

2.4.5 Poliductos en Colombia

Figura 37. Red de principales Poliductos de Colombia. (Ecopetrol, 2010).



Desde el año 2007, se aseguró la operación remota desde el Centro de Control Maestro de Operaciones en Bogotá de todos los sistemas de operación continua de la red nacional de poliductos y se diseñó la plataforma tecnológica para lograr lo propio en la red de oleoductos de propiedad de ECOPETROL.

Para el transporte de productos refinados, el país cuenta con redes primarias y secundarias que se extienden a lo largo de 3,857.4 Km., de los cuales 3,266.4 Km. corresponde a poliductos, 591 Km. a la red de transporte de combustóleo y finalmente se cuenta con 380.7 Km. de líneas que movilizan GLP.

La operación de estas líneas corresponde en un 99.3% a ECOPETROL, y la empresa TERPEL Antioquia opera solo el poliducto que une el terminal en Medellín con el aeropuerto de Rionegro supliendo además las necesidades del área de influencia del ducto. (UPME, 2009).

#### 2.4.5.1 Poliducto Pozos Colorados-Galán

Uno de los proyectos claves de infraestructura de transporte adelantado por ECOPETROL fue la ampliación del Poliducto Pozos Colorados – Galán, de 14” de diámetro y una longitud de 490 Km. Ese ducto arranca con la instalación marítima de en Santa Marta, por donde el país recibe las importaciones de diesel con bajo contenido de azufre para cumplir con su propósito de suministrar combustible más limpio a Bogotá y demás ciudades de Colombia mientras entra en operación la Planta de Hidrotratamiento de Barrancabermeja junto con nafta diluyente para el transporte de crudos pesados. Costa afuera, a una hora en lancha desde la bahía de Santa Marta, se puede apreciar el proceso de entrega de combustibles. (Ecopetrol, 2010).

#### 2.4.5.2 Poliducto Andino

El poliducto de 12" que tendrá una longitud de 132 kilómetros, se construirá a lo largo de 15 municipios, transportará nafta entre Sutamarchán- Boyacá y Monterrey – Casanare. ECOPETROL inició la construcción en el 2010, transportará nafta y otros combustibles desde Facatativá a Castilla La Nueva. Actualmente está en definición el trazado del poliducto a través del cual se enviará la nafta, químico requerido para disminuir la densidad del crudo pesado y facilitar su transporte por oleoducto pues el transporte de nafta se realiza a través de grandes carrotanques. (Ecopetrol, 2010).

## **2.4.6 Terminales de despacho en Colombia**

### **2.4.6.1 Terminal Marítimo Coveñas**

El Terminal Marítimo de Coveñas, ubicado en la Costa Caribe colombiana, en el Golfo de Morrosquillo, es el principal puerto de movimiento de hidrocarburos en Colombia. Sus instalaciones en tierra comprenden sistemas de recibo, control de presión, medición, almacenamiento y despacho de diferentes crudos provenientes del interior del país.

Figura 38. Vista aérea del Terminal Coveñas. (Ecopetrol, 2010).



El Terminal Coveñas es alimentado por los oleoductos Caño Limón Coveñas, Oleoducto de Colombia (ODC), Oleoducto Central (Ocensa). Para el transporte de la nafta procedente de la Refinería de Barrancabermeja se utilizan las líneas Galán - Ayacucho de 8" y 180 Km. de longitud, Ayacucho- Marquetalia de 14" y 26 Km. de longitud, y Marquetalia - Coveñas de 12" y 250 Km. de longitud. El petróleo crudo Caño Limón, proveniente de los oleoductos, pasa a través de una instalación conocida como Estación de Medición donde se controla presión y flujo y se mide para luego almacenarse en 2 tanques de capacidad neta de 350.000 barriles cada uno, de propiedad de la Asociación Cravo Norte. Para el almacenamiento de nafta se utilizan 6 tanques de capacidad nominal de 105.000 barriles cada uno.

El sistema de despacho y cargue a buque-tanques comprende: skid de medición dinámica provisto de "Probador", turbinas de desplazamiento positivo y accesorios de muestreo y monitoreo digital, cinco unidades de bombeo accionadas por motores eléctricos y diesel de una capacidad nominal de 10,000 barriles por hora (bph) cada una. Cuenta también con sistemas auxiliares, tanques de relevo y sistemas contraincendio entre otros.

Dentro de los servicios portuarios, se encuentra el despacho y recibo de hidrocarburos a través de monoboyas (SPM), con asistencia de remolcador obligatoria durante las maniobras de amarre, desamarre y cargue de los buque-tanques. Bajo circunstancias especiales se pueden recibir aguas aceitosas, (Slops), y sentinas (Sludges), residuos sólidos, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 15 del Reglamento Portuario y ceñidos a las recomendaciones Marpol y sus anexos. El Terminal funciona 24 horas diarias durante todo el año, sujeto a las condiciones climáticas, salvo situaciones de fuerza mayor. El servicio de pilotaje lo coordina la Agencia Marítima. El muelle del puerto tiene una longitud de 460 metros y una profundidad del agua en su extremo de 7 metros, al cual llegan las embarcaciones de servicio del Terminal.

El acceso del petróleo crudo y de nafta desde tierra a los puntos de cargue TLU1 y TLU3, se logra a través de un triángulo submarino cuyos vértices los conforman la Estación de Medición en tierra, la Monoboyas TLU1 y la Monoboya TLU3.

Figura 39. Unidad de cargue de buque tanques TLU 3. (Ecopetrol, 2010).

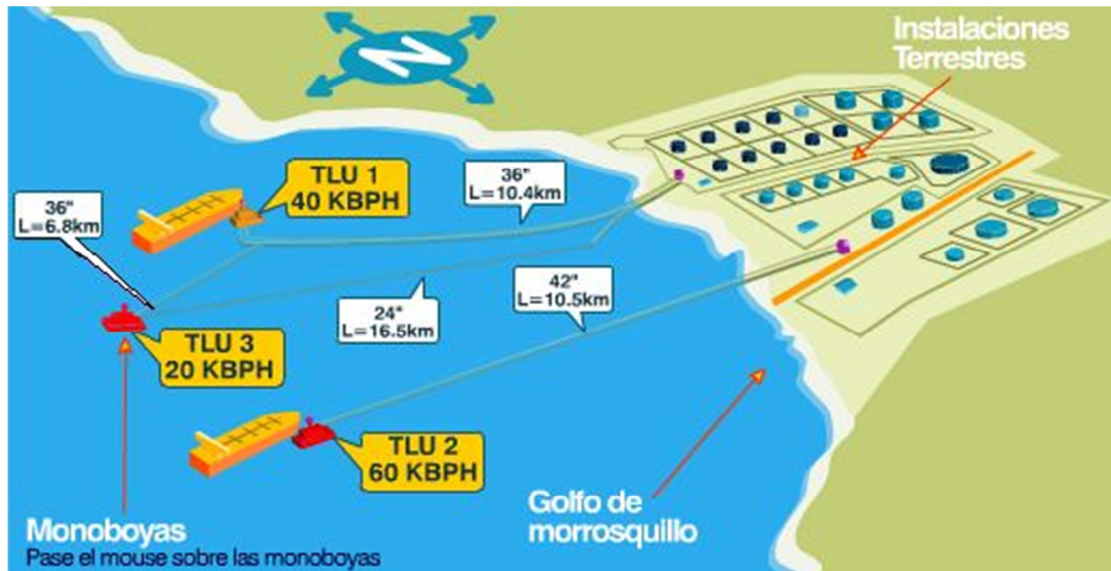


Las tuberías submarinas están conectadas a las monoboyas a través de los PLEMs (Pipe Line End Manifold) y de mangueras submarinas flexibles configuradas a manera de "linterna china" .

Las Unidades de Cargue de Buque-tanques TLU1 y TLU3 son boyas que están aseguradas al fondo con 6 cadenas y pilotes enterrados y se emplean como sistemas de cargue del Terminal. La primera con una profundidad media de mar de 25 metros y la segunda de 35 metros.(Ecopetrol, 2010).

La precisión es exigencia diaria, el control es base del éxito y la experiencia garantiza el mejor resultado, siendo el Terminal un enlace vital con los mercados internacionales.

Figura 40. Ubicación del Terminal Coveñas. (Ecopetrol, 2010).



El TLU2 se encuentra operado por el Oleoducto Central S.A. Ocesa, quien lo opera desde 1997, para lo cual cuenta con tanques en tierra para almacenar 2,6 millones de barriles, 9400 caballos de fuerza y sistemas eléctricos, neumáticos e hidráulicos, un oleoducto submarino de 12 Km. que alimenta la monoboya o TLU2 diseñada para cargar buque tanques a una rata de 60000 bph.

#### 2.4.6.2 Terminal Tumaco – Amarradero flotante

Construido por la Texas Petroleum Co., en 1969, para buque-tanques desde 25000 hasta 100000 DWT, el Amarradero flotante consta de 6 boyas de cuerpo cilíndrico con manhole, un gancho pelícano, ánodos de protección suspendida en el mar con una cadena enterrada en el fondo con su respectiva ancla. Tiene una rata de Cargue de 17.000 a 23.000 barriles/hora

Figura 41. Amarradero Flotante en Tumaco. (Ecopetrol, 2010).



#### **2.4.7 Precios de Hidrocarburos en Colombia**

El costo de producción de petróleo en Colombia ha aumentado gracias al alto precio de las actividades encaminadas a aumentar la producción de los campos existentes y la producción y transporte de los campos de crudos pesados. La recesión mundial del año 2009 originó una caída en el consumo de hidrocarburos, por lo tanto los precios del petróleo y gas cayeron después del alza en los últimos años. A pesar de esto, la demanda de los países asiáticos en crecimiento ha fortalecido la dependencia de la economía mundial en los combustibles fósiles.

En Colombia, gracias al crecimiento económico mundial y del país, el consumo de energía e hidrocarburos se ha disparado. El petróleo sigue siendo la fuente de energía más utilizada seguida por el gas natural y la electricidad.

#### **2.4.8 Tarifas de transporte de Oleoductos**

Mediante la Resolución 124 386 del Ministerio de Minas y Energía de julio de 2010 se determinó la metodología de fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Tabla 10. Factor Phi para tarifas 2011. (Ecopetrol, 2010).

	Definición	2011
Fx =	Variación porcentual del índice de precios al productor ( <i>Producer Price Index, PPI</i> ) de los Estados Unidos de América, correspondientes a bienes de capital, entre las fechas de inicio y de terminación del año tarifario anterior al del año tarifario en consideración, según la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID:WPSOP3200)	0,2545%
FI =	La relación anual entre los índices de precios al consumidor, IPC, según el Banco de la República, entre las fechas de inicio y de terminación del año tarifario anterior al del año tarifario en consideración.	1,0225
D =	La relación de los promedios de la tasa de cambio representativa del mercado, TRM, diaria, entre dos periodos consecutivos de doce (12) meses, en que el numerador es el promedio en el periodo más reciente, el cual termina al final del primer semestre del año tarifario en consideración, según el Banco de la República	0,8932
Ecuación =	$\text{Phi} = 1 + \{ 0,75 * Fx + 0,25 * (FI/D - 1) \}$	El 0,75 de Res MME 124 386
		1,0381

Tabla 11. Tarifas Vigentes Transporte Oleoductos 2011. (Ecopetrol, 2010).

Descripción	<US\$14/B	US\$14/B - US\$18/B	US\$18/B - US\$22/B	US\$22/B - US\$26/B	>US\$26/B
Vasconia - Cib	0,2093	0,2361	0,2629	0,2987	0,3346
Coveñas - Cartagena	0,2552	0,2899	0,3246	0,4996	0,6745
Galán - Ayacucho 18"	0,1826	0,4097	0,6368	0,7039	0,7710
Ayacucho - Coveñas 16"	0,7756	1,2396	1,7035	1,8925	2,0815
Apiay - Porvenir	0,5039	0,5936	0,6834	0,8510	1,0187
Araguaney - Porvenir	0,6170	0,8423	1,0676	1,2264	1,5243
Toldado - Gualanday	0,3280	0,5575	0,9507	0,9619	1,2643
Tello - Dina	0,0228	0,0315	0,0403	0,0585	0,0768
Vasconia - Velásquez	0,0853	0,0909	0,0965	0,1273	0,1580
Ayacucho - Cib 14"	0,3615	0,5113	0,6611	0,8934	1,1257
Orito - Tumaco OTA	0,6973	1,2653	1,8334	2,3737	2,9141
San Miguel - Orito - OSO	0,0418	0,0603	0,0789	0,1088	0,1387
Nororiente - La Ye OMO Mansoya la YE	0,0803	0,2310	0,3817	0,4428	0,5040
Caño Limón - Coveñas					2,2511

Descripción	Tarifas
TIBÚ - MIRAMONTE	
SECTOR NORTE SANTANDER	0,2848
PROVINCIA - PAYOA	
CASABE - GALÁN	
YARIRÍ - COMUNEROS	
EL CENTRO - GALÁN	
LLANITO - GALÁN	
SECTOR SANTANDER	0,1031
OCHO (Churuyaco KM 15 Orito) SUCUMBIOS	0,1839

#### 2.4.8.1 Tarifas de transporte de poliductos

Tabla 12. Tarifas Transporte Poliductos 2011. (Ecopetrol, 2010).

		Año 2010			Año 2011		
Tabla de Tarifas de Transporte Poliductos		IPC proyectado BREPU. 3%			IPC proyectado BREPU. 3%		
		Tarifa Tramo Feb/10 GI	Sitio Entrega/ GI	Valor Barril	Tarifa Tramo Feb/11 GI	Sitio Entrega/ GI	Valor Barril
	CARTAGENA/ MUELLE						
420	CARTAGENA/ Mamonal						
	CARTAGENA/ MUELLE 1 sept 2007	63,78	63,78	2678,76	65,69	65,69	2759,12
	CARTAGENA/ Mamonal 1 sept 2007	63,78	63,78	2678,76	65,69	65,69	2759,12
422	GALAPA + BARANOA	93,44	93,44	3924,48	96,24	96,24	4042,21
	POZOS - GALÁN	56,87	56,87	2388,54	58,58	58,58	2460,20
	COVEÑAS – GALÁN	56,87	56,87	2388,54	58,58	58,58	2460,20
210	BARRANCABERMEJA/ Galán	74,32	74,32	3121,44	76,55	76,55	3215,08
212	B/MANGA	127,30	127,30	5346,60	131,12	131,12	5507,00
214	LIZAMA	94,80	94,80	3981,60	97,64	97,64	4101,05
210	BARRANCABERMEJA/ Galán	74,32	74,32	3121,44	76,55	76,55	3215,08
260	SEBASTOPOL	143,97	143,97	6046,74	148,29	148,29	6228,14
224	TOCANCIPÁ	174,67	318,64	13382,88	179,91	328,20	13784,37
210	BARRANCABERMEJA/ Galán	74,32	74,32	3121,44	76,55	76,55	3215,08
260	SEBASTOPOL	143,97	143,97	6046,74	148,29	148,29	6228,14
231	PTO. NIÑO	29,90	173,87	7302,54	30,80	179,09	7521,62
221	SALGAR	54,17	198,14	8321,88	55,79	204,08	8571,54
225	MANSILLA - CONSORCIO	100,20	298,34	12530,28	103,21	307,29	12906,19
228	PUENTE ARANDA	20,30	318,64	13382,88	20,91	328,20	13784,37
227	EL DORADO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
210	BARRANCABERMEJA/ Galán	74,32	74,32	3121,44	76,55	76,55	3215,08
260	SEBASTOPOL	143,97	143,97	6046,74	148,29	148,29	6228,14
231	PTO. NIÑO	29,90	173,87	7302,54	30,80	179,09	7521,62
221	SALGAR	54,17	198,14	8321,88	55,79	204,08	8571,54
243	MARIQUITA	22,03	220,17	9247,14	22,70	226,78	9524,55
258	GUALANDAY	74,48	272,62	11450,04	76,72	280,80	11793,54
259	NEIVA	70,41	343,03	14407,26	72,52	353,32	14839,48
210	BARRANCABERMEJA/ Galán	74,32	74,32	3121,44	76,55	76,55	3215,08
260	SEBASTOPOL	143,97	143,97	6046,74	148,29	148,29	6228,14
263	LA PINTADA	15,10	289,05	12140,10	15,55	297,72	12504,30
264	MEDELLÍN	129,98	273,95	11505,90	133,88	282,17	11851,08
264	GIRARDOTA	108,84	252,81	10618,02	112,10	260,39	10936,56
271	CARTAGO	37,92	311,87	13098,54	39,06	321,23	13491,50
273	BUGA	24,72	336,59	14136,78	25,46	346,69	14560,88
280	MULALO	12,01	348,60	14641,20	12,37	359,06	15080,44
278	YUMBO	37,91	349,78	14690,76	39,05	360,27	15131,48
276	CTQS Buenaventura**	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
279	BUENAVENTURA**	50,11	399,89	16795,38	51,61	411,89	17299,24
	BUENAVENTURA/ YUMBO	50,11	450,02	18900,84	51,61	463,52	19467,87
277	BUENAVENTURA Cabotaje	399,91	399,91	16796,22	411,91	411,91	17300,11
210	BARRANCABERMEJA/ Galán	74,32	74,32	3121,44	76,55	76,55	3215,08
260	SEBASTOPOL	143,97	143,97	6046,74	148,29	148,29	6228,14
231	PTO. NIÑO	29,90	173,87	7302,54	30,80	179,09	7521,62
221	SALGAR	54,17	198,14	8321,88	55,79	204,08	8571,54
245	MANIZALES	113,72	311,86	13098,12	117,14	321,23	13491,48
251	PEREIRA	113,72	311,86	13098,12	117,14	321,23	13491,48



## **2.4.9 Proyectos para Ampliación de Oleoductos y Poliductos en Colombia**

### 2.4.9.1 Proyectos en ejecución 2010-11 Oleoductos. (Ecopetrol, 2010).

- Incremento de capacidad del ODC (+40 KBPD)
- Incremento de capacidad del Vasconia – Barrancabermeja (+60 KBPD)
- Incremento de capacidad de Ocesa a 560 (+100 KBPD)
- Incremento de capacidad del ODL (+200 KBPD)
- Oleoductos Caño Limón - Coveñas y Ayacucho – Coveñas(+240 KBPD)
- Poliducto Andino Sebastopol – Apiay (53 KBPD)

### 2.4.9.2 Proyectos futuros 2012-14 Oleoductos.(Ecopetrol, 2010).

- Incremento de capacidad Apiay – El Porvenir (450 KBPD, Febrero 2012)
- Incremento de capacidad Castilla – Chichimene - Apiay (390 KBPD, Dic 2012)
- Aumento capacidad poliducto Polioriente y Poliandino (120 KBPD, Dic 2012)
- Oleoducto Casanare - Coveñas ó Bicentenario de Col. (450 KBPD, Dic 2012)
- Incremento de capacidad Ocesa (>560 KBPD, fecha por definir)
- Expansión de Coveñas (Almacenamiento adicional de 3600 KBIs, Dic 2012)
- Incremento de capacidad Orito – Tumaco (85 KBPD en el 2011)
- Estudio de factibilidad Oleoducto al Pacífico

## **2.4.10 Control de hurto de combustibles en Colombia**

Se ha reducido el hurto de 7.200 barriles diarios en el 2002 aaprox.137 barriles diarios en el 2010, lo que equivale a una reducción del 98 por ciento. (Ecopetrol, 2010). En el año 2010, el mayor índice de pérdidas ya no está en Magdalena medio sino en Valle del cauca y Antioquia, a causa de las FARC y bandas emergentes.

El estado colombiano a instancias del Ministerio de minas y Energía, debe seguir prestando atención especial no solo a apoderamientos de hidrocarburos sino además contrabando y destinación ilícita, para lo cual se requiere disponer de mayores recursos de control.

Figura 43. Control hurto de combustibles en Colombia. (Ecopetrol, 2010).

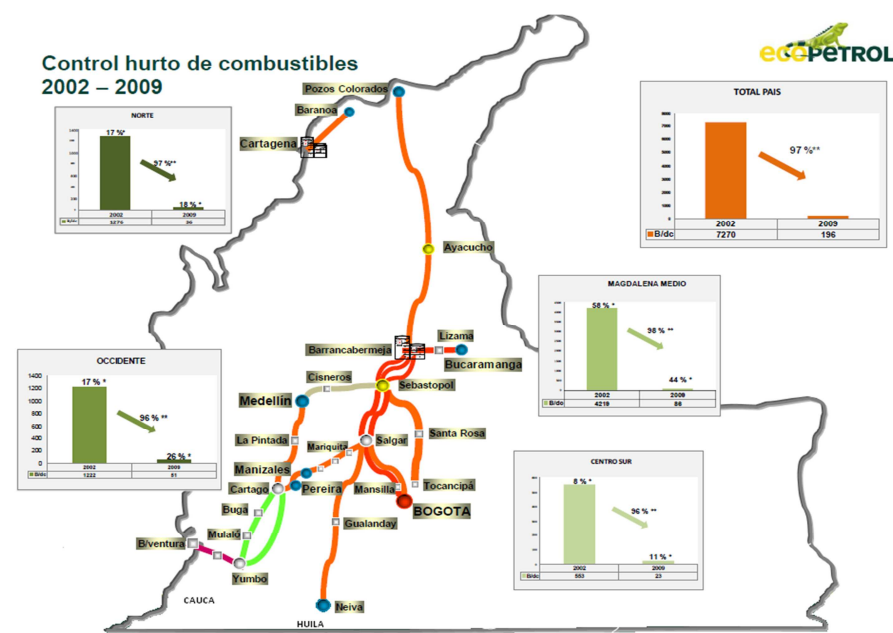
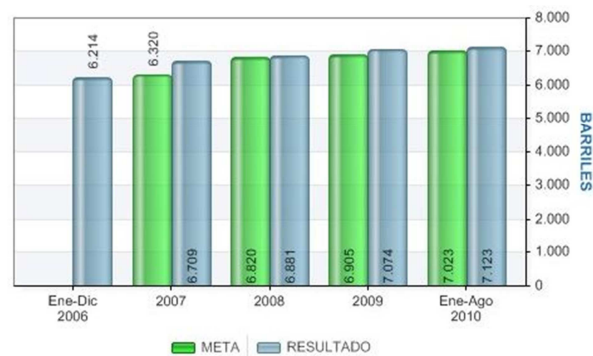


Figura 44. Reducción hurto combustibles en Colombia. (Ecopetrol, 2010).



### **3. AVANCES TECNOLÓGICOS EN TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

La implementación de tecnologías desde medición, automatización y control en las etapas de transporte de crudo, gas y sus derivados, ha adquirido una muy alta importancia en todos los países.

La exigencia en las operaciones ha establecido la necesidad de emplear equipos con alto grado de precisión, cierto grado de automatización que permita supervisar, controlar, medir, bombear los hidrocarburos manejados en la superficie y ante todo, asegurar la integridad de oleoductos y gasoductos.

Las compañías de energía y transporte de hidrocarburos luchan por satisfacer los nuevos requerimientos de integridad estatales y federales de las tuberías y al mismo tiempo tratan de controlar los costos de operación; estas buscan nuevas tecnologías y automatización para dar respuesta a los recientes requerimientos de control de corrosión y protección catódica.

La automatización de la gestión de la integridad de la tubería nunca ha sido más necesaria, más disponible o más asequible.

Las nuevas tecnologías de monitoreo remoto junto con los activos existentes resuelven la difícil tarea de monitoreo de prevención de corrosión y extienden la vida útil de las tuberías enterradas. (Southern, David (FreeWare Technologies), 2008).

El aumento de la demanda mundial de energéticos y la necesidad de medir con altos rangos de exactitud, ha requerido la constante optimización de los sistemas de medición de miles de barriles y millones de pies cúbicos por hora; una mala medición se convierte en pérdidas considerables.

De esta manera, se recomienda que la medición de todo tipo de fluido se efectúe con la mayor precisión posible ya que de lo bien o lo mal que se realice, redundan normalmente en grandes pérdidas económicas.

Adicional a las instalaciones en tierra, el crecimiento en la demanda de crudo y gas y el progresivo envejecimiento de muchos campos, hacen que se promueva una intensa búsqueda de reservas de hidrocarburos en las profundidades del mar; lo cual hace que se incremente el número de instalaciones offshore e infraestructuras mar adentro. Así mismo, los cambios en minimizar fugas, proteger el medio ambiente, alcanzar la integridad de las tuberías mediante la detección de erosión y corrosión y la optimización eventual de las capacidades de transporte de fluidos en las tuberías, son tareas fundamentales. (Ekpemu & Aloba, 2010).

La aplicación de medición genera buenas prácticas en sistemas de automatización y control para operación, mantenimiento, planeación, construcción, conlleva el aseguramiento de la confiabilidad en gestión de activos, integridad en oleoductos y facilidades, incremento en el desempeño operacional, aplicación de sistemas SCADA, monitoreo y supervisión, control de despacho, inspección y detección de fugas, rehabilitación de tuberías envejecidas, estrategias de extensión de ciclos de vida, desarrollo de bases de datos, tecnologías de soldadura, protección de tuberías mediante control de corrosión, estaciones de compresión y bombeo, reducción de riesgos ambientales, entre otros.

Los sistemas implícitos en la automatización son: Sistemas de Integridad, Sistemas de Medición, Sistemas de información y Adquisición de Datos, Sistemas de Telecomunicaciones.

### **3.1 INSPECCIÓN DE INTEGRIDAD EN TRANSPORTE DE HC**

Después que una línea es construida y antes que sea puesta en servicio, un número de actividades clave requieren ser ejecutadas para asegurar que las tuberías cumplen los requerimientos de sus propietarios u operadores; estas varían de acuerdo al servicio para el cual fueron diseñadas, pero como mínimo deben servir para verificar que la línea ha sido establecida sin defectos significativos y en condiciones adecuadas para ser llenada con producto. El marraneo de los oleoductos tiene un rol significativo en el reconocimiento de estas condiciones y más aún en las operaciones de pre-comisionamiento, cuya primera operación es la limpieza y llenado de la línea, posteriormente, los marranos de medición son usados como una simple técnica de inspección o como piezas sofisticadas electrónicamente para ser usadas en propósitos similares. (David Russell, 2005).

En estos tiempos con la infraestructura de oleoductos antiguos, la necesidad de garantizar la integridad en las tuberías se está convirtiendo en algo realmente importante. El único método confiable para inspeccionar con precisión un oleoducto es correr un marrano inteligente. El marraneo inteligente es unas de las herramientas claves usadas como parte de la gestión de la integridad en oleoductos. En campos declinantes, con ratas de flujo de producción muy bajas, el pre-condicionamiento (limpieza) de oleoductos para la corrida de un marrano inteligente, especialmente en tuberías para crudo parafínico, es una tarea difícil. Históricamente, cuando las ratas de flujos son altas, en los métodos convencionales de limpieza de tuberías con marraneo inteligente se corren agresivas series de marranos de limpieza; pero con una producción en decline, hay un incremento de los requerimientos de uso de químicos para limpiar los oleoductos, previamente a correr el marrano inteligente. (Nathan Stephenson, 2004).

La aplicación de Corrosión Influenciada Microbiológicamente (MIC) en marraneo para controlar y mitigar la corrosión, ha surgido como un requerimiento para la operación de los oleoductos. Hay algunos beneficios al tratar de controlar la corrosión MIC en tuberías de producción por la corrida de marranos de limpieza diseñados específicamente con rutinas básicas a frecuencias pre-establecidas; hay una oportunidad de desarrollo en el diseño de marranos de limpieza que tienen como objetivo evitar la construcción de bacterias en las tuberías de los oleoductos. (Nathan Stephenson, 2004).

La importancia del monitoreo posterior al diseño y construcción de oleoductos y los registros asistidos, son a veces subestimados por los operadores. Tener acceso a un amplio conjunto de información técnica de la tubería puede ser invaluable para la programación de tareas de marraneo y gestionar la integridad de los ductos. Penspen Integrity por ejemplo, evalúa el marraneo en tuberías para asegurar que el marraneo ILI sea posible.

Cuando se considera de manera integral un estudio de marraneo completo se pueden observar beneficios tanto para el operador como para la empresa de prestación de servicios de marraneo; para el primero, puede significar el incremento de efectividad y la reducción de riesgos en general. (Paul Birkinshaw, 2009).

### **3.1.1 Herramientas de Inspección en Línea (ILI)**

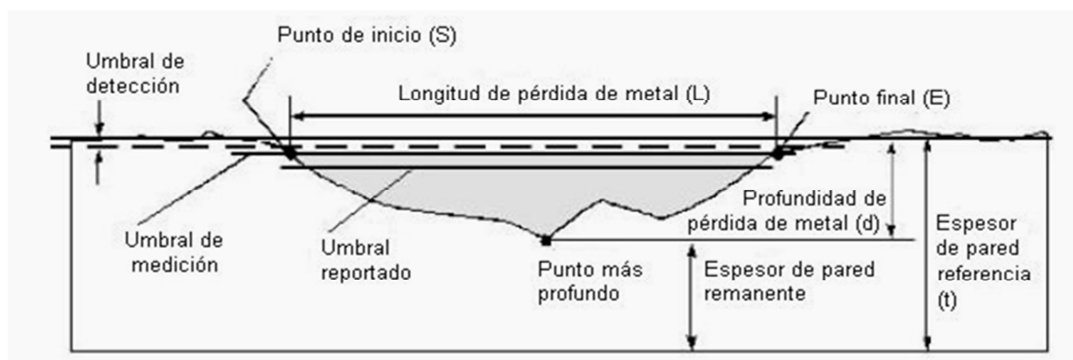
#### **3.1.1.1 Generalidades de las herramientas de Inspección en Línea (ILI)**

La inspección en línea (ILI) es usada para soportar la gestión de la integridad de los sistemas de oleoductos. (Barham, Brown, Beuker, & Fingerhut, 2005).

En cuanto mejora la precisión de las herramientas de inspección, así mismo las estrategias de mantenimiento y reparación, para reducir costos e incrementar la seguridad durante toda la vida útil de la tubería. Esto implica la inspección en línea para evaluación de riesgos que considera la criticidad de las anomalías reportadas y la rentabilidad, con reparaciones a realizar únicamente cuando fuese necesario en reducción de riesgos; el proceso de validación de la herramienta debe ser documentado y realizada su calibración en cooperación con el operador y proveedores de servicio ILI (Inspección en línea) y NDE (Datos).

Dentro de las opciones tecnológicas de marraneo e Inspección en línea (ILI), existen diferentes métodos de inspección disponibles en la operación de oleoductos y gasoductos que van desde simples agujeros de inspección usando discos de medición del metal, hasta sistemas de detección de grietas ultrasónicas.

Figura 45. Pérdidas de metal. (Barham, Brown, Beuker, & Fingerhut, 2005)



Recientemente han surgido diferentes sistemas de inspección y combinaciones; como DMR, EMAT, TFI, UT, CD, MFL, GUL, geometría, perfil, tethered, bi-di, láser, entre otros. Para identificar la tecnología apropiada, a continuación se muestran ejemplos de diferentes trampas de marraneo para inspección:

Figura 46. Tecnología ILI tipo "Tethered UT". (Hopkins, 2005).



Figura 47. Tecnología ILI "Bi-direccional MFL". (Hopkins, 2005).



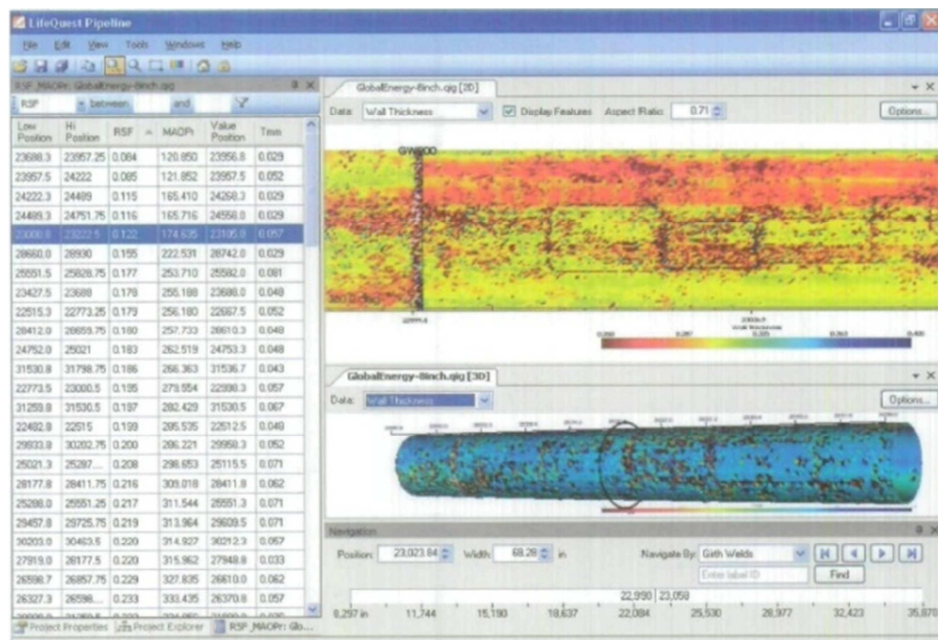
Figura 48. Tecnología ILI "MFL inspection PIG". (Hopkins, 2005).



El tipo de tecnología a ser seleccionado depende de los defectos a detectar y la viabilidad de usar un sistema particular; API 1160 provee un sumario de defectos que el marraneo inteligente puede detectar. Una revisión de la estrategia de inspección es crítica para asegurar las expectativas reales, una inspección exitosa que provea los datos requeridos, seguridad, costos razonables y evaluaciones de integridad antes y después de la inspección son parte vital de la estrategia. (Hopkins, 2005).

Los mejoramientos en las tecnologías de inspección ILI y en las tecnologías de software permiten evolucionar en el estado del arte de la integridad de activos en oleoductos. Para algunos, las herramientas ILI de ondas ultrasónicas que realizan la medición de la pérdida de espesor de la tubería, logran mejores resultados, comparados con las tecnologías MFL.

Figura 49. Software de oleoductos LifeQuest. (Dr. Ted L Anderson, 2010).



### 3.1.1.2 Tecnología MFL – Fugas de Flujo Magnético para inspección de oleoductos

Por muchos años, los oleoductos de BP en Norte América han usado tecnología de inspección en línea (ILI) para detección Fugas de Flujo Magnético (MFL) en alta resolución y de esta manera, ayudar a mantener la integridad de sus tuberías. Las mejoras en esta tecnología ahora permiten una operación con toma de decisiones en integridad con nuevos desafíos. Los reportes generados desde ILI pueden listar miles y cientos de miles de anomalías que combinados con datos de medición en campo NDT en tuberías existentes, ayudan a proveer la mejor información disponible para análisis de integridad y asegurar el mejoramiento continuo.

Dentro de las nuevas tecnologías para hacer frente a los retos del futuro, se encuentra la inspección de líneas de flujo submarinas mediante marranos de limpieza, pues con el incremento de la producción en pozos submarinos que se recoge en infraestructura de oleoductos existentes, se necesita asegurar la integridad de estas facilidades y la aplicación de inspecciones en línea ILI de líneas de flujo submarinas. En muchos casos, las facilidades de marraneo no siempre se instalan para reducción de CAPEX en un proyecto, sino también para hacer el sistema “marraneable” con trampas de recibo y despacho con conexión submarina.

Hay una necesidad de nuevas tecnologías para realizar inspección en líneas de flujo submarinas, como es el caso de Bi-Di MFL para propósitos de bombeo y uso de marranos en aplicaciones con flujo reverso. Configurar un sistema submarino para que sea “marraneable” en la gestión convencional es muy costoso, por lo cual siguen en desarrollo herramientas y sistemas en orden de optimizar estos cambios asociados con el desempeño de inspecciones en línea ILI para líneas de flujo submarinas.(Nathan Stephenson, 2004).

El arte de diseñar herramientas MFL (Magnetic Flux Leakage) para inspección de oleoductos, se ha establecido desde hace 40 años. Los siguientes son ejemplos de modelos creados en “Vector Fields opera 3D FEMM”

Figura 50. Ejemplos de Modelos Magnéticos. (Ian Mullin, 2008).

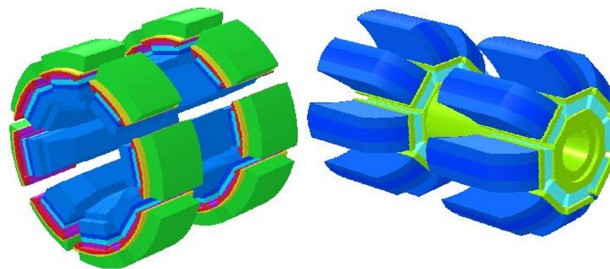
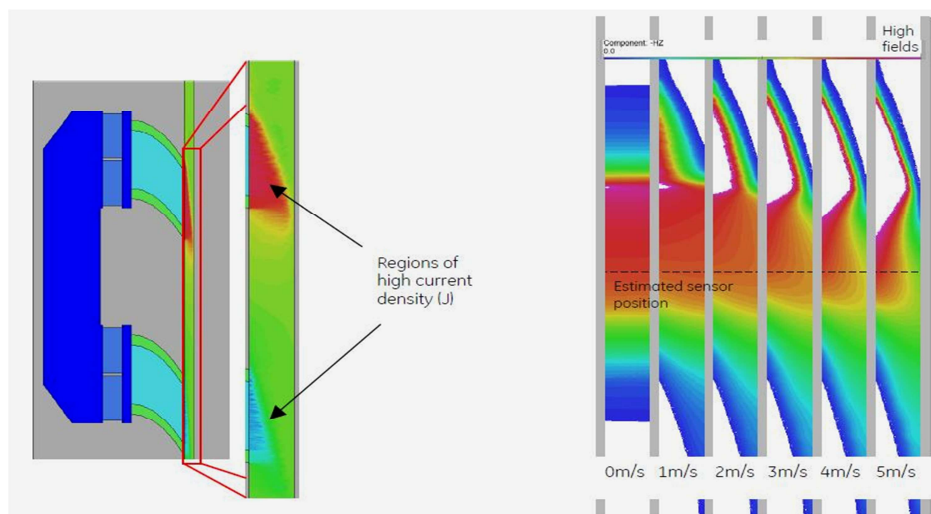


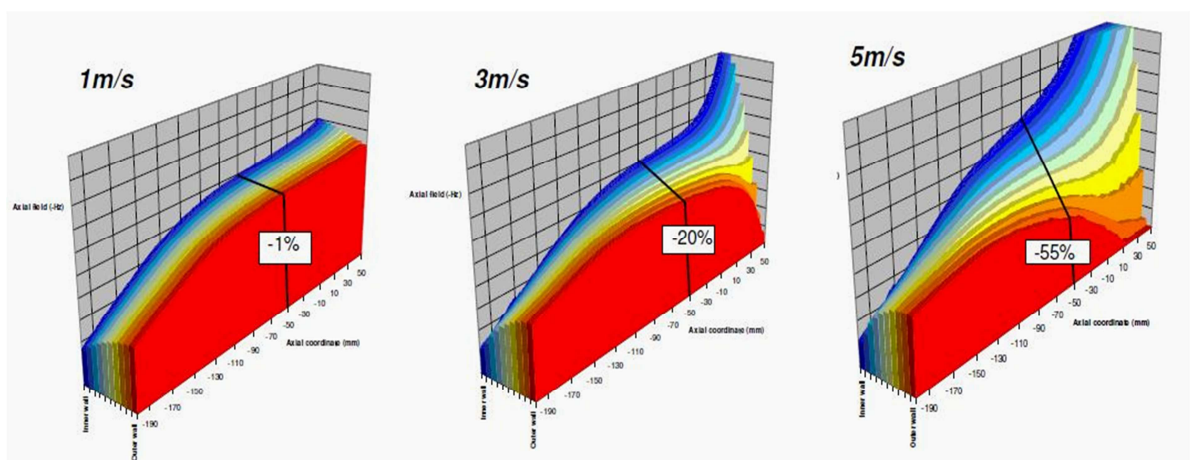
Figura 51. Gráficas de contorno de elementos finitos 2D. (Ian Mullin, 2008).



La situación ideal se encuentra a 0m/s cuando el marrano se encuentra detenido y no genera corrientes en el espesor de la tubería. En este caso, para cualquier posición axial del sensor, el campo a través de la tubería es homogéneo.

El diseño magnético se basa en el nivel más bajo, obtenido de la peor condición operativa “magnética” que es la más alta velocidad o incremento del espesor de pared. Los niveles de las paredes de tubería son de gran consideración para operadores de oleoductos al correr herramientas MFL.

Figura 52. Perfil de pared axial 3D con polos magnéticos. (Ian Mullin, 2008).



Los científicos “Spetsneftegaz” desarrollaron la primera tecnología de inspección magnética en línea en Rusia, cuya calidad ha sido actualizada continuamente en los gasoductos de “Gazprom”, usando tecnologías MFL y TFL de alta resolución.

Para llevar a cabo las inspecciones en línea, “Spetsneftegaz” dispone de herramientas con amplio espectro de alta resolución MFL y TFL para tuberías onshore y offshore desde 16” a 56” de diámetro, con espesores de tubería desde 5 a 30 mm, que pueden atravesar curvas de 2,5 veces el diámetro y diámetros internos por encima de 0,85D.(Dr.V.A. Kanaykin, 2005).



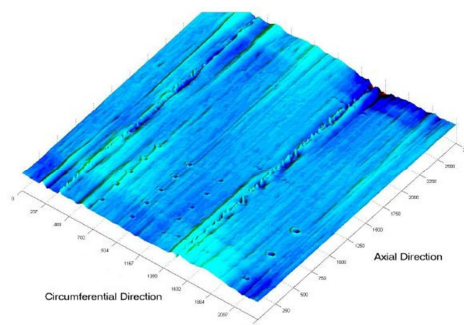
Los ejercicios de recopilación de datos, pueden incluir un análisis hidráulico en la tubería con el fin de tratar de predecir la cantidad de desechos en la tubería antes de iniciar la limpieza de la misma; además de la garantía de análisis de flujo en la recopilación de datos para marraneo, la medición de presión diferencial, la vibración, la temperatura, también se pueden utilizar para obtener más información sobre el estado de la tubería.(Nathan Stephenson, 2004).

“Spetsneftegaz” creó también la herramienta ILI de “visión interna”, la cual es llamada intrascópica o MFL + tipo; esta herramienta “ve claramente”, como una cámara, los defectos de la pared de la tubería internamente basándose en el método magnético.

Figura 54. Herramientas de inspección MFL. (Dr.V.A. Kanaykin, 2005).



Figura 55. Resolución fotográfica de herramienta MFL. (Dr.V.A. Kanaykin, 2005).



Los reportes de Inspección en Línea (ILI) están formando la fundación de Planes de Gestión de Integridad. La dependencia de estos reportes permite que los datos puedan ser verificados y validados. La validación de herramientas es una tarea difícil que requiere mediciones detalladas en campo en un formato que puede ser comparado directamente con los datos ILI. Independiente a cual método de evaluación sea usado, los datos de entrada son usualmente suministrados por mediciones locales en el exterior de la tubería; sin embargo, además de medir los defectos causados por la corrosión, es necesario validar el rendimiento de la herramienta.

Cuando la corrosión es muy extensa y se requiere una evaluación de un área específica, se requiere hacer un mapeo preciso de los defectos para graficar el contorno; en estos casos, una malla rectangular es ubicada en la superficie de la tubería, incluyendo el área corroída y la medición de profundidad es tomada de la intersección de cada malla.

El mapa de contorno es usado para evaluar los defectos y calcular la presión de operación máxima permisible, pero todos estos métodos manuales son laboriosos, consumen tiempo y están propensos a errores; existe un método denominado "Matriz de corriente de Eddy", el cual es más rápido y confiable para adquirir mediciones de contornos.

Si una fuente de corriente eléctrica fluye en una bobina de material conductor, se crea un campo magnético alrededor de la bobina y si esta se ubica cerca de un material conductor de electricidad, el campo magnético penetra en el material y causa una reacción de corriente al flujo del material, cuyo efecto cambia la impedancia eléctrica de la bobina y la cantidad del cambio depende del espacio entre la bobina y el material. (Patrick, 2005).

Figura 56. Distancia entre bobina y material método Eddy. (Patrick, 2005).

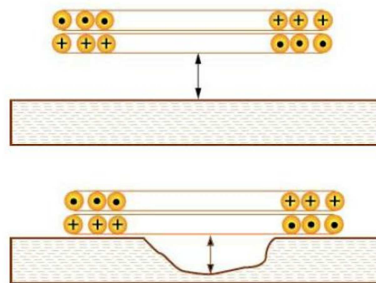


Figura 57. Matriz de perfiles de mapeo de corrosión. (Patrick, 2005).

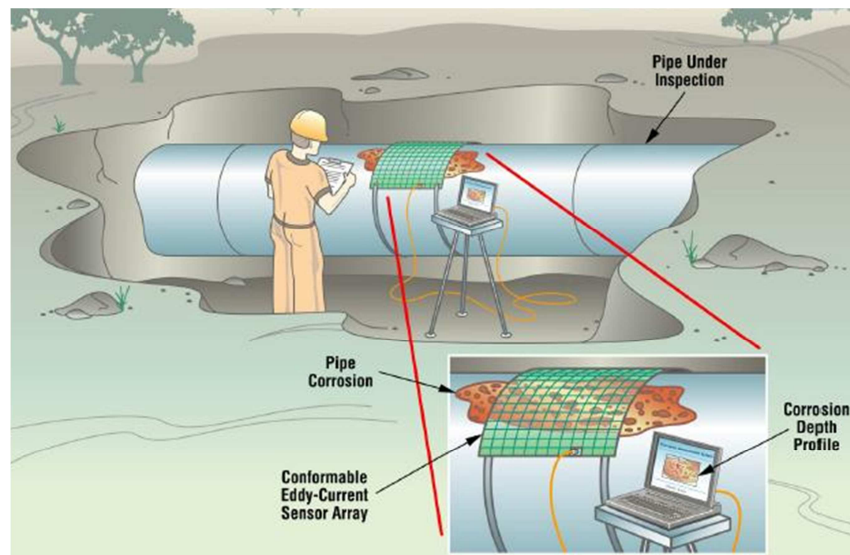
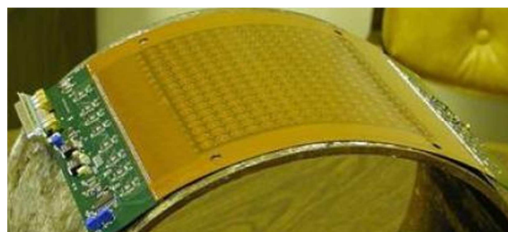


Figura 58. Ejemplo de matriz. (Patrick, 2005).

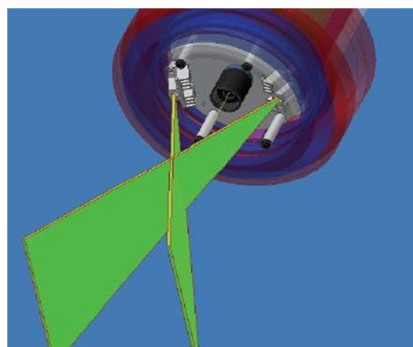


En muchos países del mundo, la regulación de tuberías no solo demanda una revisión de la integridad de las mismas, en caso de dudas o incidentes a causa de la pérdida de las propiedades de la vida útil. Los datos procedentes de una inspección en línea, hoy en día son utilizados no solo para la emisión del informe, sino para ser puestos en contexto con otros datos, lo cual puede ser especialmente valioso en el caso de la inspección ultrasónica. Los operadores de los oleoductos deben garantizar que los datos de inspección y los resultados estén disponibles en el momento de la entrega y aún están disponibles a terceros muchos años después.

### 3.1.1.3 Tecnología de marraneo inteligente Láser para inspección de Oleoductos

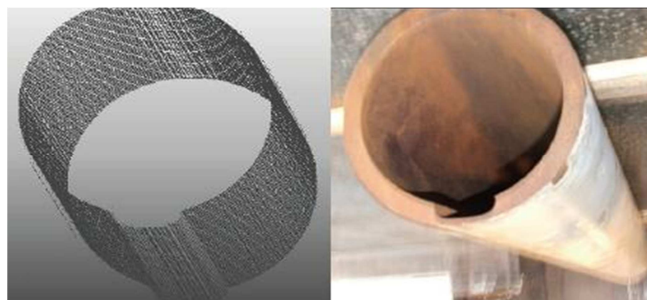
Una tecnología novedosa son los sensores ópticos láser para la inspección de oleoductos. Los sistemas de perfil láser o de Marraneo Inteligente Láser (LSP1) han sido desarrollados previamente para aplicaciones de superficie, pero no estaban disponibles para el uso en el fondo del mar; ya han sido demostradas sus capacidades, similares a la herramienta de inspección en línea Magnética para detección de fugas en el flujo (MFL-ILI), donde un marrano inteligente es usado para inspeccionar el oleoducto con sensores y guarda los datos para futuros análisis.

Figura 59. Tecnología de Marraneo Láser. (Ekpemu & Aloba, 2010).



La tecnología fue construida basándose en años de experiencia del grupo de investigadores en SLD (Smart Light Devices), que consiste en 2 láseres y una cámara que recopila suficiente información en orden de producir una reconstrucción 3D de los internos de la tubería con un 1mm de resolución. Este detecta la corrosión, erosión y cualquier deformación geométrica en la tubería internamente con una excelente precisión. SLD basada en Aberdeen es el estado final del desarrollo del sistema de imágenes láser en tridimensional (3D) de alta precisión el cual es capaz de detectar defectos en el interior de las tuberías en mar adentro o en tierra.

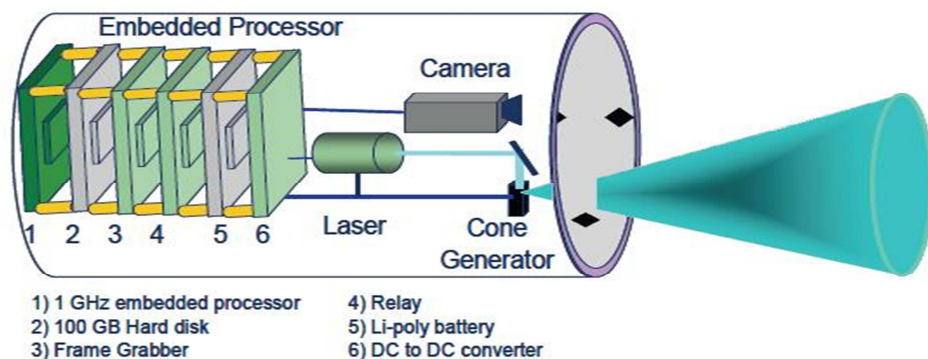
Figura 60. Imagen Láser detectada y conversión en 3D. (Ekpemu & Aloba, 2010).



Este dispositivo montado en un marrano inteligente, puede detectar los defectos relacionados con el daño de las tuberías como impactos, erosión, corrosión, flexión, deformación. La posibilidad que el operador pueda inspeccionar cuantitativamente el modelo en 3D de las tuberías en la pantalla del computador, podría reducir el riesgo de accidentes por la detección temprana y planeación de reparaciones. El análisis por marraneo inteligente láser (LSP1) no extiende la vida útil de la tubería pero si permite una planeación eficiente de mantenimiento, incremento de la eficiencia de producción y reduce los impactos ambientales que se puedan ocasionar.

Los marranos inteligentes láser se componen de la parte óptica compuesta por láser, óptica y cámara de alta resolución capaz de grabar un mínimo de 25 imágenes por segundo; la electrónica y computador compuestos de: PC para el control del sensor con adquisición, transferencia, procesamiento de datos, puerto de comunicación Ethernet, sensores de movimiento que contienen grados de libertad, dispositivos magnéticos o ultrasónicos para sensores en marranos localizados, baterías que proveen mínimo 20 horas de operación y conexiones a tierra; un montaje cilíndrico con alta capacidad de absorción; un encerramiento para mar adentro que consiste en: recubrimiento en aluminio o titanio capaz de manejar alta presión, odómetros, marrano universal y por último una unidad externa de calibración.

Figura 61. Componentes del Marraneo Láser. (Ekpemu & Aloba, 2010).

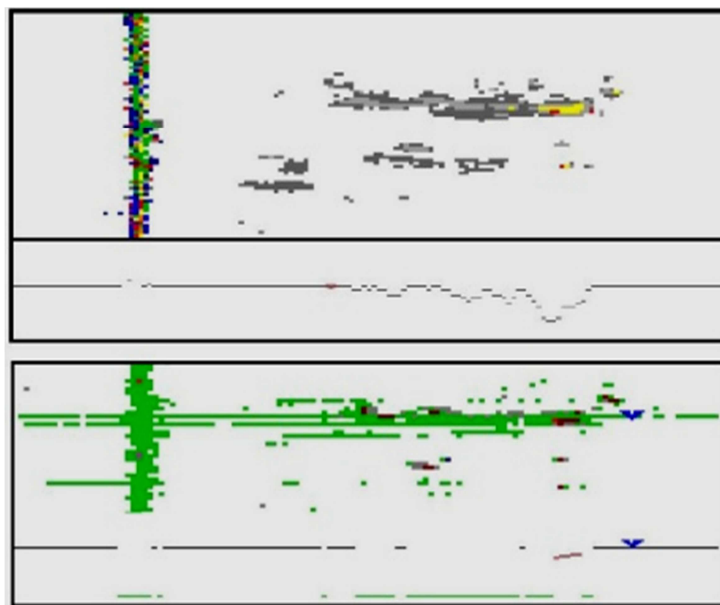


El sistema contiene un software multifuncional desarrollado para controlar el sistema, proveer autodiagnóstico y autocalibración, calcular las coordenadas 3D por cada muestra, almacenamiento de datos, display 3D.

#### 3.1.1.4 Herramientas de inspección ultrasónica

Abordando los problemas del envejecimiento de los oleoductos, la más reciente herramienta de inspección en línea es la Ultrasónica. La aplicación de las tecnologías de inspección en línea depende de las condiciones de la tubería como por ejemplo la densidad de defectos e información disponible; entre más información detallada se tenga, permitirá el uso de métodos más precisos de evaluación de la corrosión. Debido a que los datos ultrasónicos no tienen ambigüedad intrínseca, pueden llegar a ser más valiosos con el tiempo. Los avances en tecnología UT también han optimizado la medición. (Beller, 2004)

Figura 62. Inspecciones con diferentes herramientas UT. (Beller, 2004)

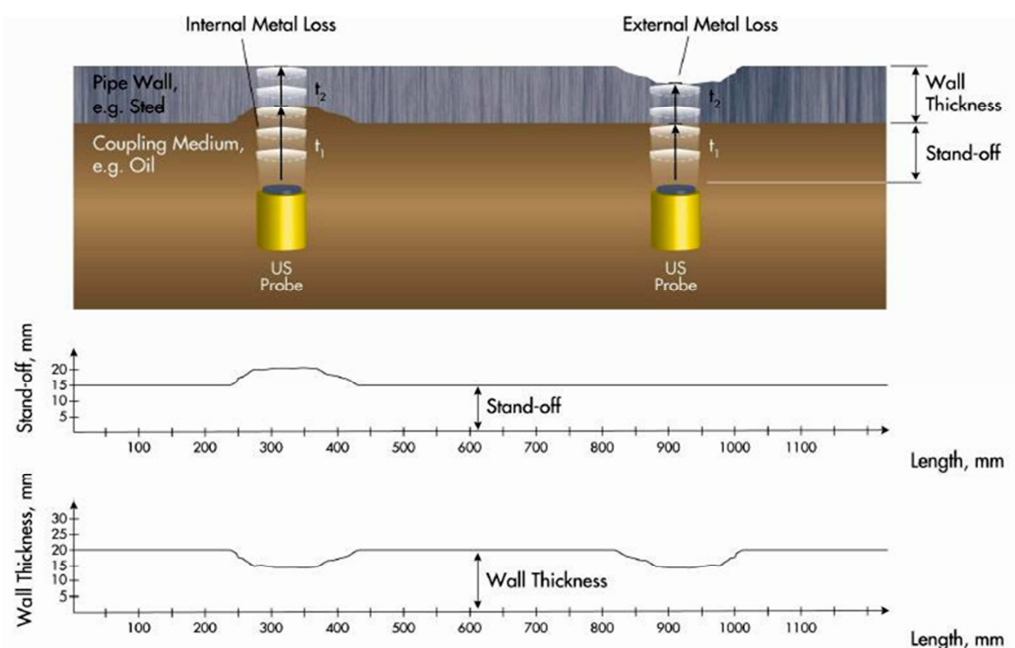


El ultrasonido, es una tecnología de prueba no destructiva la cual ha sido aplicada en diferentes tareas de inspección desde hace varios años. Su mejor habilidad, es la capacidad de proveer mediciones cuantitativamente, por ejemplo el espesor de pared de una sección de tubería puede ser determinada por una alta precisión y confiabilidad.

Existen diferentes tipos de transductores, los piezo-eléctricos que son los más comunes o los que son basados en transmisión acústica electro-magnética. Este principio es usado para la detección y dimensionamiento de las pérdidas de metal como la corrosión para medición de espesor de pared. Un beneficio adicional, es la capacidad de detectar e identificar defectos en la pared media como laminaciones, inclusiones, ciertas separaciones de material y vacíos.

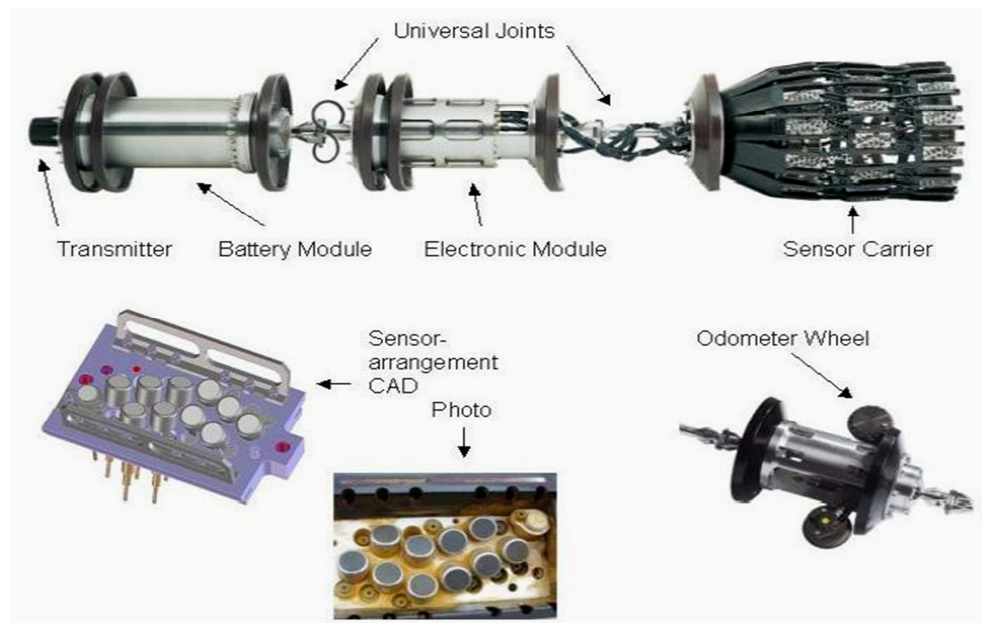
Lo importante es la alineación de los sensores o transductores para que la pared de la tubería pueda ser inspeccionada, para que puedan ser accionados como transmisores y receptores de la señal acústica. La selección del tipo de transductor (rango dinámico, punto focal, etc.) y las características de la electrónica utilizada (frecuencia de repetición de pulsos, rata de muestreo, etc.) tienen mayor influencia en el umbral de detección, precisión, profundidad y resolución.

Figura 63. Ultrasonido en medición de espesor de pared. (M. Beller, 2007)



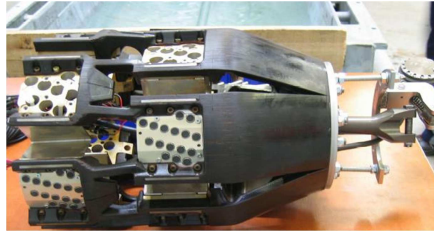
Es ampliamente aceptado que la tecnología ultrasónica es bastante confiable en encontrar grietas a causa de los defectos de las tuberías bien sea por fatiga o corrosión

Figura 64. Herramienta de Inspección en Línea Ultrasónica. (M. Beller, 2007).



Las herramientas de inspección en línea ultrasónica modernas, como Line Explorer® usan un diseño conceptual modular, con un diseño electrónico de acuerdo con el mecánico, es decir que tienen suficientes canales para optimizar la medición del espesor de pared y la detección de grietas; las tareas de medición pueden optimizarse aún más, usando sensores especializados, como es el caso de la inspección de picaduras en la tubería, sensor mostrado en la imagen a continuación.

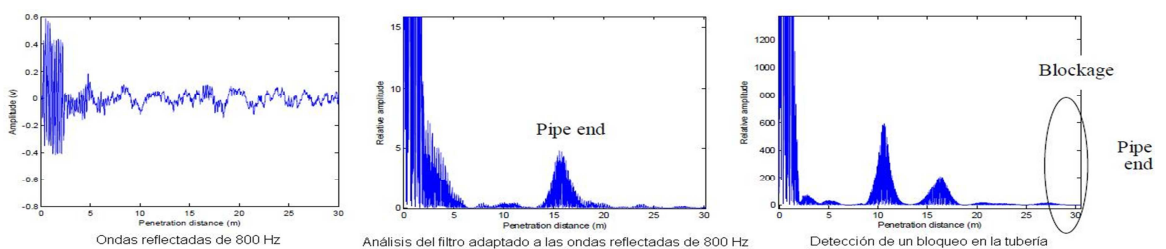
Figura 65. Herramienta ultrasónica inspección de picaduras. (M. Beller, 2007).



La técnica Reflectometría Acústica para Gasoductos – Acoustek® patentada, ha sido desarrollada para detectar características como obstrucciones y fugas en gasoductos; implica inyectar un acústico o pulso de presión en el gas dentro de la tubería; el pulso viajará como una onda plana a lo largo de la tubería y se refleja parcialmente siempre que haya un cambio en la impedancia acústica, el cual se puede producir cuando haya un cambio en el área interior transversal de la tubería.

Una vez detectados los reflejos producidos por la onda acústica, comparándolos con la velocidad del sonido en la tubería, es posible ubicar bloqueos, agujeros, válvulas con precisión. La técnica no es invasiva y en las pruebas se ha demostrado que es capaz de inspeccionar tuberías de diferentes diámetros de hasta aproximadamente 10 kilómetros. (Wang, Short, Dawson, & Lennox, 2009).

Figura 66. Reflectometría en gasoducto. (Wang, Short, Dawson, & Lennox, 2009).



Mediante los sistemas de detección de fugas ultrasónicas es posible detectar las fugas más imperceptibles. Existen tres métodos principales para detectar y localizar fugas: inspección visual, sistemas de instrumentación externa y sistemas de instrumentación interna en las tuberías. La inspección visual depende en gran porcentaje del error humano, pues requiere de su constante verificación.

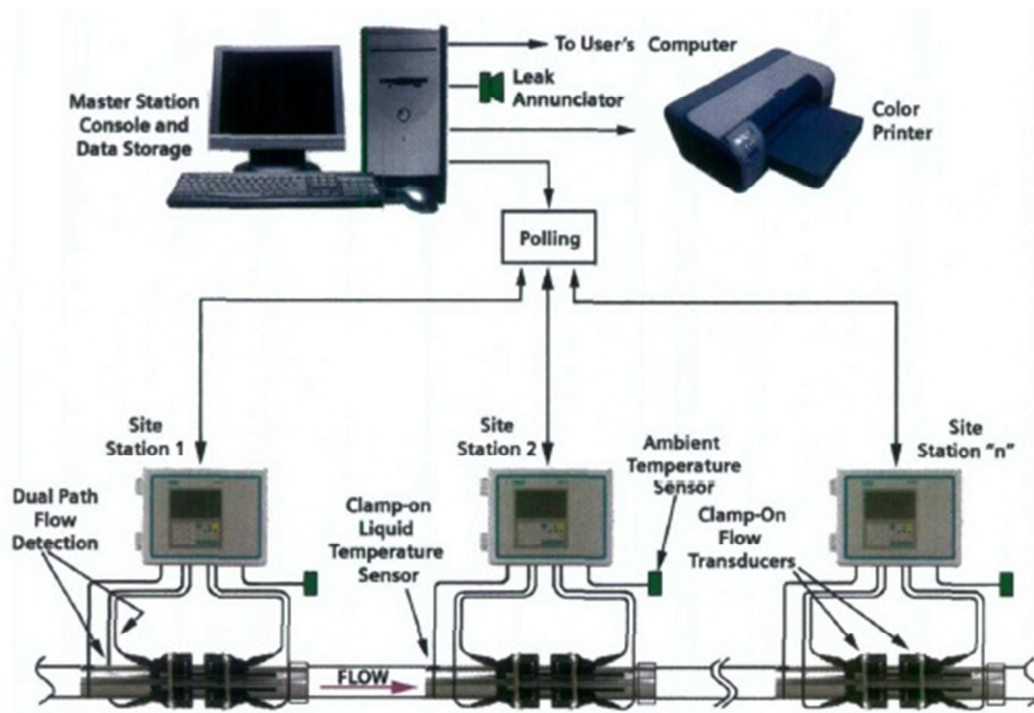
Los sistemas de instrumentación externos hacen referencia a cables de detección, cables de fibra óptica, tubos de detección de vapor y emisiones acústicas instaladas a lo largo de los oleoductos externamente. Los sistemas de instrumentación internos, trabajan en la medición del balance en la tubería, usando diferentes tipos de instrumentación para recolectar información.

Figura 67. Sistema de detección de fugas ultrasónico. (Doorhy, 2011).



Un sistema se basa en el método del balance del volumen compensado usando medidores de flujo ultrasónico que ofrecen al operador una medición continua en tiempo real del oleoducto, ofrecen además precisión en la localización de fugas, fácil acceso a los datos operativos y no afecta el líquido transportado por el oleoducto. (Doorhy, 2011).

Figura 68. Sistema de detección de fugas ultrasónico en red. (Doorhy, 2011).



### 3.1.2 Monitoreo remoto para integridad de tuberías y protección catódica

En la implementación de monitoreo remoto inalámbrico de integridad de tuberías y protección catódica, muchas compañías han usado tecnologías celulares, pero las constantes actualizaciones tecnológicas hacen que se hagan obsoletos rápidamente. Es importante asegurar que la tecnología de comunicación sea compatible tanto con antigua como con nueva tecnología. Hoy en día, los radios de comunicación inalámbricos, multipropósito, deben estar disponibles para monitorear y reportar todas las operaciones de rectificación de protección catódica, interrupción de automatización, estado operativo del monitor, presión en la tubería y operaciones de marraneo en la misma. La protección catódica (CP) se ha convertido poco a poco en un tema crítico.

Las nuevas regulaciones gubernamentales, las penas severas por incumplimiento y la antigüedad de las tuberías enterradas, incrementan el control de la eficiencia y la protección de estos activos. Ahora, existen opciones adicionales para incrementar la eficiencia y reducir costos, como la implementación de software, creando sistemas híbridos y adicionando opciones de baterías de alimentación. La automatización del monitoreo de protección catódica cubre cuatro factores claves en los sistemas de protección catódica – protección de activos, cumplimiento, eficiencia y reducción de costos.

A través de una planeación adecuada y el conocimiento en la aplicación de los sistemas que son viables para cada tipo de situación, los operadores pueden incrementar exitosamente la integridad de los oleoductos antes que esta se convierta en una misión crítica. (Craig Held, 2010).

Los sistemas satelitales, telefonía celular, “drive by” y “flyby” fueron desarrollados para monitoreo remoto de corrosión, pero difieren en ejecución y costos. Estos, tienen capacidades de ancho de banda pero se incurre en costos mensuales de acuerdo al ancho de banda a utilizar; los sistemas de telefonía celular al igual que los sistemas satelitales, usan dispositivos de red de comunicación existente con costos mensuales que dependen de la conexión y la tarifa; los sistemas “drive by” tiene un atractivo porque se mantiene intacto el proceso en campo, no maneja tarifa y se toma la medición cuando se requiere, pero no es continuo; el monitoreo “Flyby” aparece con costos operacionales de un avión y mano de obra especializada.

Una reciente entrada es el sistema de monitoreo remoto inalámbrico, libre de costos mensuales, tiene beneficios sobre los otros sistemas en una red de comunicación dedicada completamente.(Craig Held, 2010).

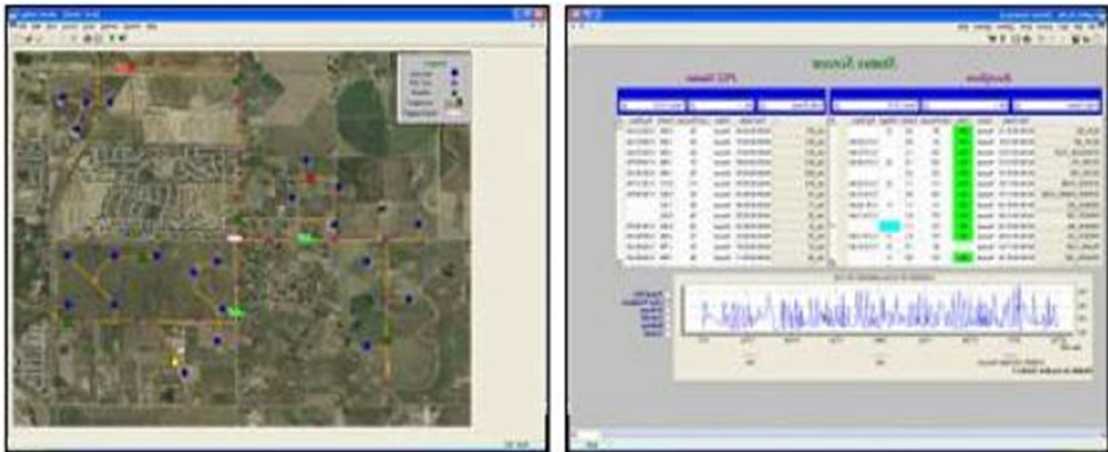
Figura 69. Protección Catódica Inalámbrica. (Craig Held, 2010).



Al buscar opciones de software para la automatización de integridad de tuberías, el operador puede considerar algunas preguntas fundamentales. 1. ¿Puede el usuario permitir/ tolerar que los datos se encuentren alojados por un servicio exterior? 2. ¿Pueden los datos ser integrados a un sistema SCADA existente? 3. ¿Qué nivel de seguridad es requerido para la transmisión de la información? De esta manera se puede decidir si es mejor una solución de suministro o de compra y determinar la mejor seguridad para la difusión de la información. Un sistema SCADA es la columna vertebral de una red de comunicación inalámbrica que envía y recibe información centralizada y segura de los campos remotos. Con un sistema SCADA en sitio, una compañía puede fácilmente instalar un sistema automatizado de protección catódica.

Por razones operacionales y de seguridad, muchas compañías de energía y transporte de hidrocarburos ya tienen y operan su propia red SCADA y pueden extender la red al ampliar la protección catódica en los campos y tuberías con una mínima inversión.

Figura 70. Sistema SCADA. (Craig Held, 2010).



Las redes híbridas también deben ser consideradas. A veces tiene sentido integrar otros tipos de tecnología en una red de comunicaciones que ofrece beneficios significativos que puede fácilmente y de manera más rentable, incorporarse en una red cohesiva. Hay opciones que permiten mayor gestión, expansión, costo y velocidad.

Con la combinación de tecnologías, es posible crear bases de datos desde diferentes ubicaciones y almacenarlos en una red de área local (LAN) o en una red de área amplia (WAN) con múltiples usuarios.

El resultado final al tener una red híbrida, es una gestión más efectiva y eficiente de la red, incremento de la confiabilidad a través de la reducción de costos unitarios, reducción de número de estaciones satélite requeridas mensualmente o tarifas de conexión celular, selección de tecnologías de bajo consumo de energía para reducción de costos de suministro y optimización de tiempo.

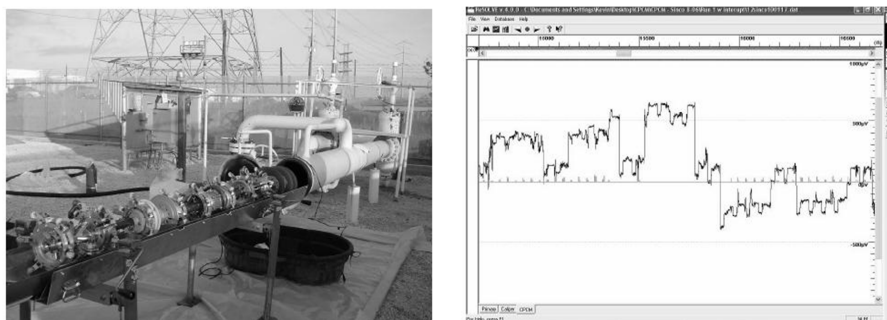
### 3.1.2.1 Herramienta de Inspección en Línea de Protección Catódica

Identificar problemas con un monitoreo de un sistema de protección catódica (CP) puede ser difícil, costoso y conlleva tiempo, especialmente si los oleoductos están localizados en áreas de difícil acceso, lo cual puede ser resuelto mediante herramientas de inspección en línea con marranos inteligentes.

Una herramienta de inspección en línea capaz de leer y grabar la magnitud y polaridad de la corriente suministrada por la protección catódica ha sido desarrollada y probada para oleoductos de crudo y poliductos con refinados. Los resultados muestran que los resultados de las corrientes CP pueden obtenerse rápida, precisa y eficientemente sin necesidad de acceder a la superficie de la tubería directamente. (P K Scott, 2007).

Para áreas de difícil acceso, la herramienta de inspección en línea CPCM™ “Cathodic Protection Current Measurement”, provee beneficios al operador de los oleoductos como: la medición de la dirección de corriente y magnitud de CP en el oleoducto sin necesidad de acceder físicamente a la tubería, las interferencias por corrientes de fuga son fácilmente detectadas, las caídas de voltaje no ocasionan impactos en la medición de corriente, entre otros.(P K Scott, 2007).

Figura 71. Herramienta CPCM y datos de prueba. (P K Scott, 2007).



### 3.1.3 Tecnologías de medición de estrés y niveles de tensión en Oleoductos

La medición de los parámetros de las tuberías es de mayor importancia en la detección de defectos en tuberías, cuyos efectos negativos pueden acarrear pérdidas en los contenidos de la línea y si no se detectan a tiempo, pueden presentarse operaciones inseguras. Es bien conocido que las propiedades magnéticas de los materiales de las tuberías son sensibles al estrés interno; basándose en un entendimiento profundo de los efectos físicos, la tecnología ESR ha desarrollado un sistema magnético multi-parámetro para medir el estrés biaxial absoluto; este sistema, conocido como MAPS, incorpora técnicas rigurosas en una sola unidad que integra los niveles de estrés de la tubería y no tiene contacto con la separación permisible entre la superficie y el probador. La precisión en cualquier aplicación depende de muchos factores incluyendo el grado del acero, tamaño del sensor utilizado, frecuencia de operación, acceso a la superficie del acero y calidad de la calibración MAPS. Una consideración clave para el desarrollo exitoso de herramientas prácticas, es proveer la calibración requerida de acuerdo al sistema de sensores y la validación de los resultados. Los servicios especializados de Weatherford han realizado una serie de pruebas con un marrano prototipo de 24 pulgadas para hacer mediciones directas del estrés absoluto en tuberías. (David Russell and Richard Latimer, 2007).

Figura 72. Marrano prototipo de Weatherford. (David Russell and Richard Latimer, 2007).

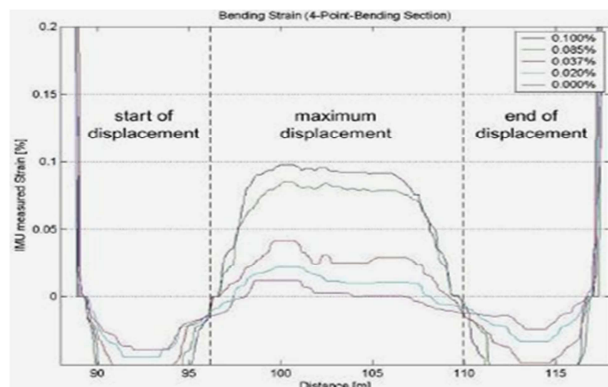


Debido a que la posición de las tuberías no siempre es constante, que pueden ocurrir movimientos de manera severa como condiciones de terremotos, hundimientos, deslizamientos y otros agentes que pueden mover y curvar las tuberías, existen tecnologías de geometría de alta calidad para supervisión y análisis de tendencias a deformación de los Oleoductos que permiten garantizar las propiedades físicas y maximizar la integridad de los mismos ante cualquier movimiento de la tierra.

Figura 73. Medidor de tensión. (Aue, Paeper, Brown, Humphreys, & Sutherland, 2007).



Figura 74. Distribución área de tensión. (Aue, Paeper, Brown, Humphreys, & Sutherland, 2007)



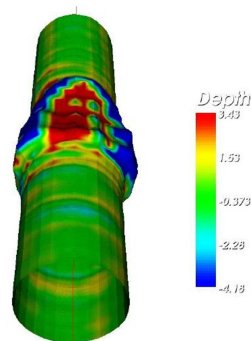
El interés de Exxon Mobile en el aprovechamiento de las herramientas de inspección en línea (ILI) es obtener una medición confiable de los niveles de tensión como resultado a movimientos ocasionados en las tuberías. La combinación de tecnología de sensores geométricos desarrollados por ROSEN con sistemas de navegación inerciales que suministran información de las curvaturas en la tubería se basan en cálculos de tensión. (Aue, Paeper, Brown, Humphreys, & Sutherland, 2007).

### 3.1.4 Principales tecnologías de Inspección para Oleoductos Offshore

#### 3.1.4.1 Herramientas multidiámetro

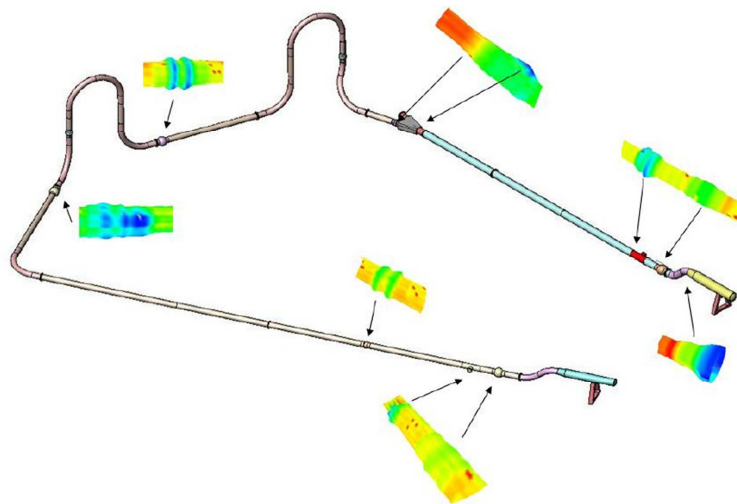
El deseo del operador al realizar inspecciones en línea (ILI), es obtener información que determine la integridad de los oleoductos. Debido a que existen propiedades particulares en las tuberías como alta presión, múltiples diámetros, altos espesores de pared, el riesgo es aún mayor en operaciones de instalaciones marítimas; para ello, ROSEN, en co-operación con la operación, ha desarrollado herramientas de inspección en línea de Oleoductos como la herramienta de evaluación geométrica en la imagen a continuación. (Dr. Hubert Lindner, 2008).

Figura 75. Herramienta de evaluación geométrica. (Dr. Hubert Lindner, 2008).



Algunas de las mediciones en instalaciones de tuberías se representan a continuación. Los datos suministrados por los brazos capilares indican válvulas, conectores, tees, que permiten una supervisión detallada de los parámetros al interior de las tuberías.

Figura 76. Información recolectada por herramienta RoGeoXt. (Dr. Hubert Lindner, 2008).



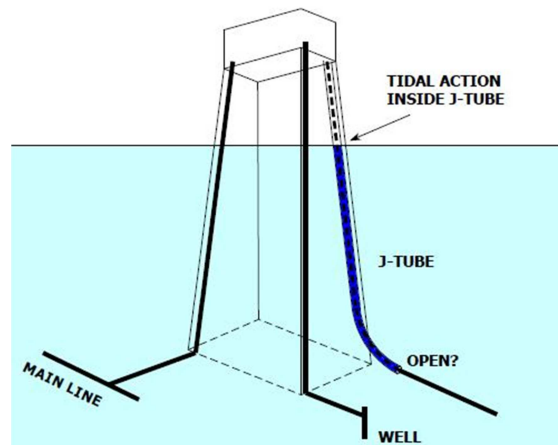
#### 3.1.4.2

#### 3.1.4.3 Soluciones para inspeccionar elevadores de plataformas

La necesidad de inspección de oleoductos y elevadores de plataforma es cada vez mayor, además que la infraestructura mundial ha ido envejeciendo. A pesar de todos los tipos de medición, la inspección de los elevadores sigue siendo una tarea difícil. (Agthoven & Quakkelsten, 2007).

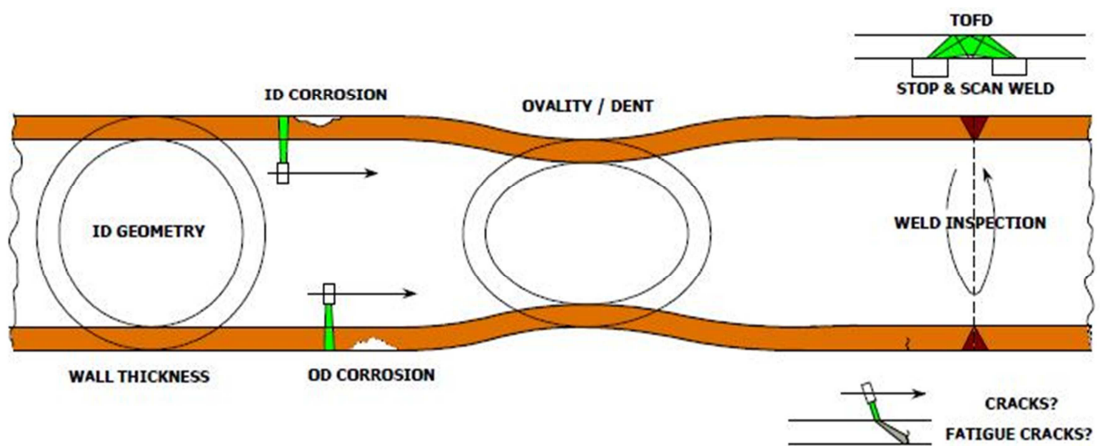
Un elevador debe conectar a la línea principal, a pozos, contener cambios en los diámetros internos, tener un gran espesor de pared.

Figura 77. Inspección en elevadores de plataforma. (Agthoven & Quakkelsten, 2007).



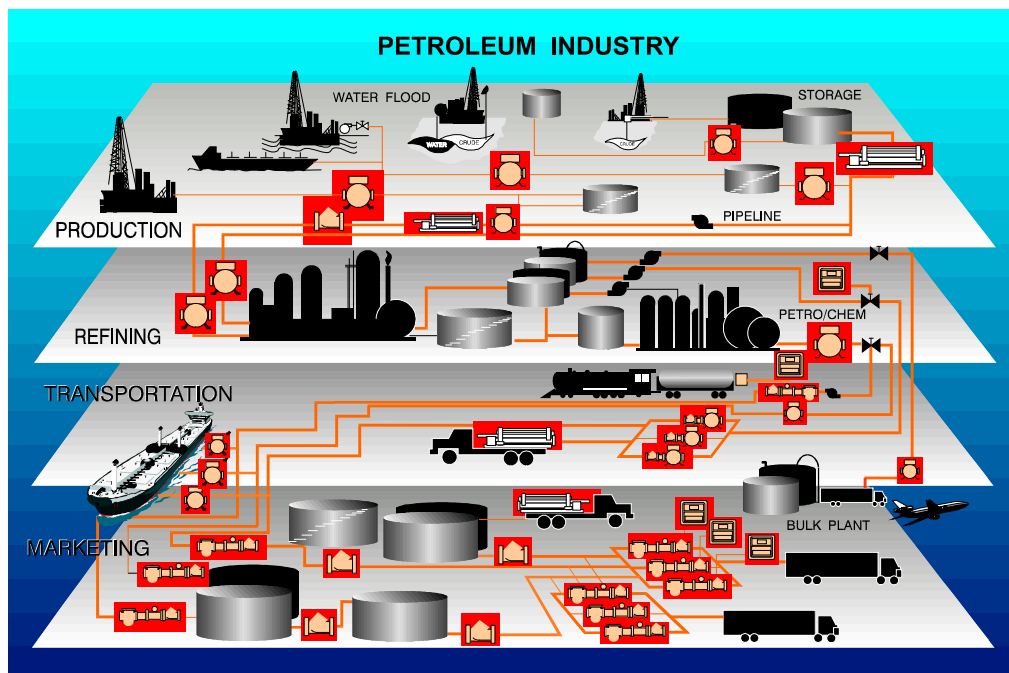
Las principales capacidades de detección son las siguientes:

Figura 78. Capacidades de Inspección en elevadores. (Agthoven & Quakkelsten, 2007).



### 3.2 MEDICIÓN PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Figura 79. Bombeo y medición en eslabones de cadena de suministro. (Emerson, Daniel, 2008)



Existen modelos para la predicción y detección de fugas de crudo y gas en oleoductos y gasoductos, sin embargo, para la estimación solo se requiere de la medición de velocidad, presión y temperatura en la entrada y velocidad y presión a la salida.

Es necesario tener en cuenta las disposiciones y regulaciones internacionales como las guías en la industria de Hidrocarburos: los reportes del AGA son específicos para GAS y los estándares API tienen comités tanto para líquidos como para gas.

Los equipos, instrumentos, accesorios y válvulas que forman parte de los sistemas de medición de cantidad y calidad para fiscalización y transferencia de custodia, deben parametrizarse, programando el mantenimiento preventivo más adecuado dependiendo de la criticidad del componente y de los estándares de rutinas de mantenimiento. (VSM Ecopetrol, 2005).

El diseño de estaciones de medición de cantidad y calidad para transferencia de custodia en oleoductos, comprende un conjunto de equipos e instrumentación asociada cuyo objetivo es obtener una operación confiable a la máxima precisión de la medición bien sea con uno o varios brazos de medición.

La selección del tipo de medidor a su vez depende tanto de la aplicación como de las propiedades del fluido a transportar.

### **3.2.1 Sistemas de Medición Estática para Transferencia de Custodia**

Aplica a todas las áreas operativas y técnicas que requieran medición estática para transferencia de custodia, control de inventario y fiscalización de petróleo y sus derivados. (VSM Ecopetrol, 2005).

#### **3.2.1.1 Medición de nivel en tanques**

Antes de realizar la medición en un tanque, todas las válvulas de recibo y entrega deben estar cerradas para prevenir pases de productos entre tanques o sistemas. Aunque existen muchos métodos de medición de tanques estacionarios, el de medición al vacío se considera el más indicado para determinar el nivel de producto, utilizando una Cinta para Medición al Vacío. La liquidación de tanques se utiliza para determinar los volúmenes reales en un tanque.

Figura 80. Cinta para medición de nivel al vacío. (VSM Ecopetrol, 2005).

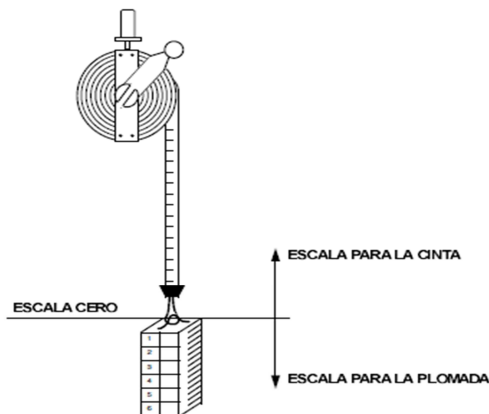
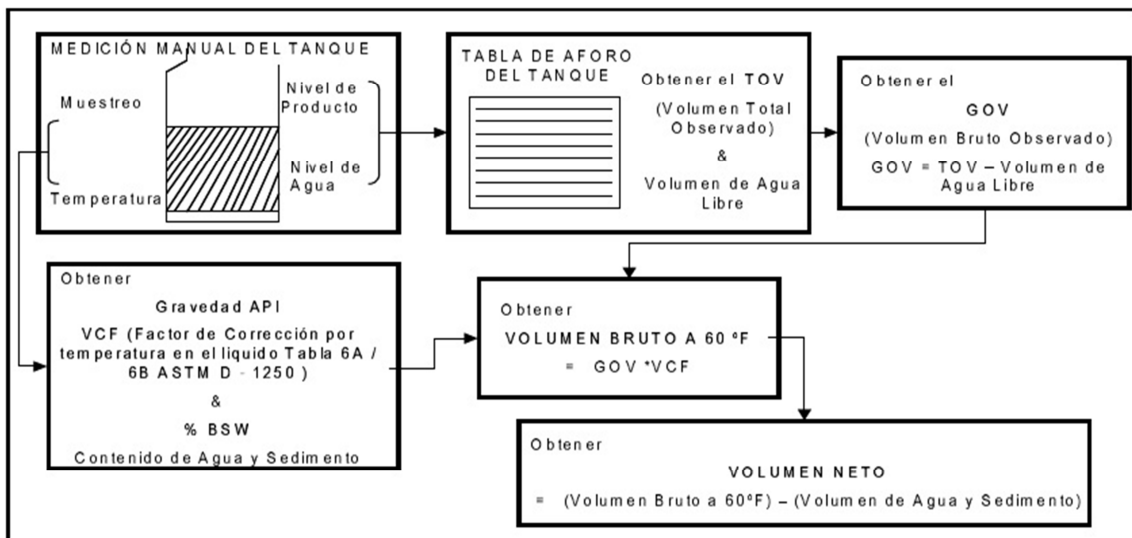


Figura 81. Procedimiento liquidación de tanques. (VSM Ecopetrol, 2005).



Para puntos de transferencia de custodia y fiscalización se debe dejar registro de la verificación del estado de las cintas, de la comparación de la medición con cinta y automática (incluso a la telemetría una vez al mes), de la verificación de alturas de referencia de los tanques, de las mediciones al producto y al agua libre y la determinación del volumen neto estándar.

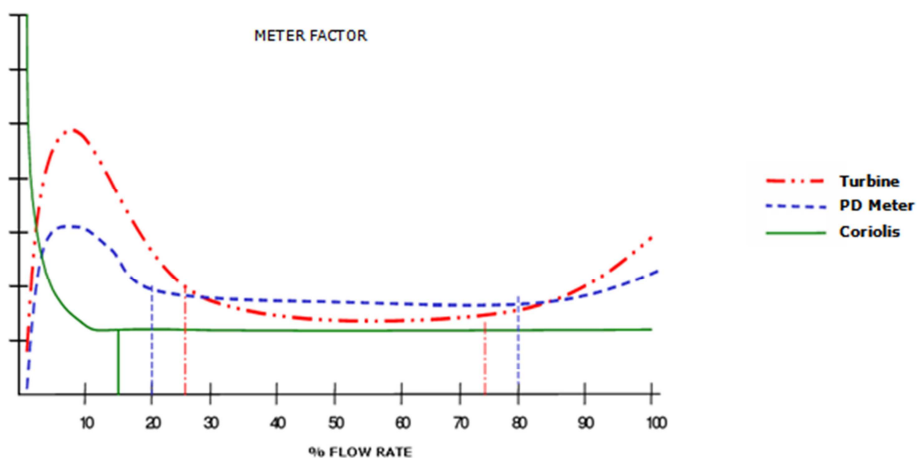
### 3.2.2 Sistemas de Medición Dinámica para Transferencia de Custodia

La medición dinámica se utiliza para certificar los volúmenes de producto que se recibe o se entrega en custodia ya sea para ser procesado y/o transportado utilizando medidores instalados en línea.

Estos equipos de medición para transferencia de custodia para líquidos deben ser de tipo turbinas, desplazamiento positivo, coriolis y/o ultrasónico (tiempos de tránsito) y para gas tipo platina de orificio, turbina, coriolis y ultrasónico (tiempos de tránsito), transmisores cuya tecnología depende del principio físico que utilicen e independiente a la tecnología, cada uno de ellos debe contar con sus certificados de calibración.

Para la selección del tipo de medidor se debe considerar la viscosidad, densidad y temperatura que posee el líquido a partir del comportamiento del factor del medidor.

Figura 82. Comparación medidores transferencia de custodia. (VSM Ecopetrol, 2005).

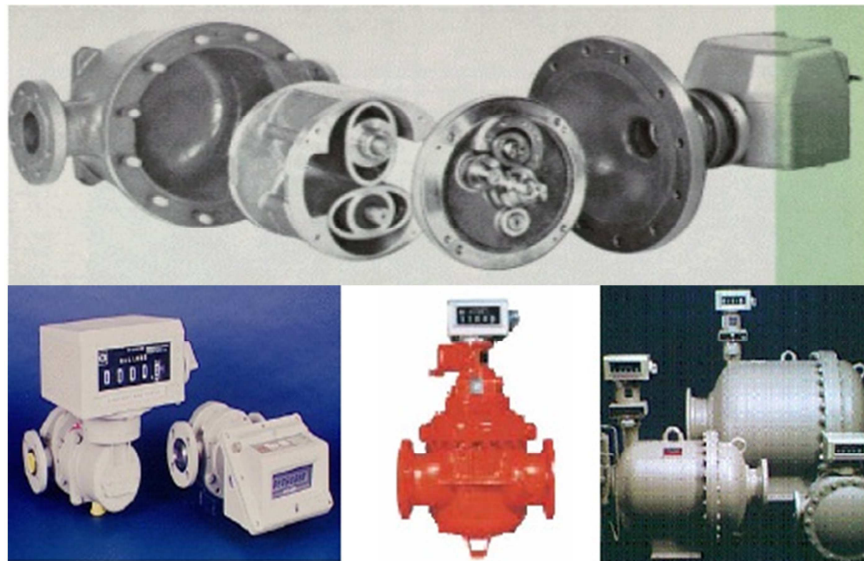


### 3.2.2.1 Medidores de Desplazamiento Positivo

Los medidores por desplazamiento positivo miden el flujo directamente, primero lo atrapan un volumen unitario de líquido, después lo desplazan desde la entrada hasta la salida y, por último, cuentan el número de volúmenes desplazados en un tiempo determinado.

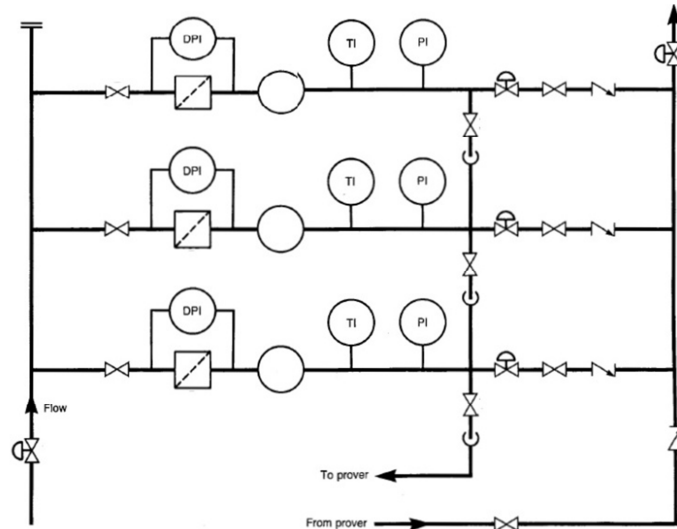
Se conocen con el nombre genérico de contadores porque cuentan o totalizan el volumen de líquido, independientemente del tiempo transcurrido. Su exactitud depende que el volumen en la cámara de medición permanezca constante.

Figura 83. Medidores de Desplazamiento Positivo. (Emerson, Daniel, 2008).



Los métodos de referencia para obtener mayor precisión en la medición se explican en el API MPMS Capítulo 5.2. A continuación se indica un típico de instalación.

Figura 84. Instalación de Medidores PD. (API MPMS 5.2., 1987).



### 3.2.2.2 Medidores de Turbinas

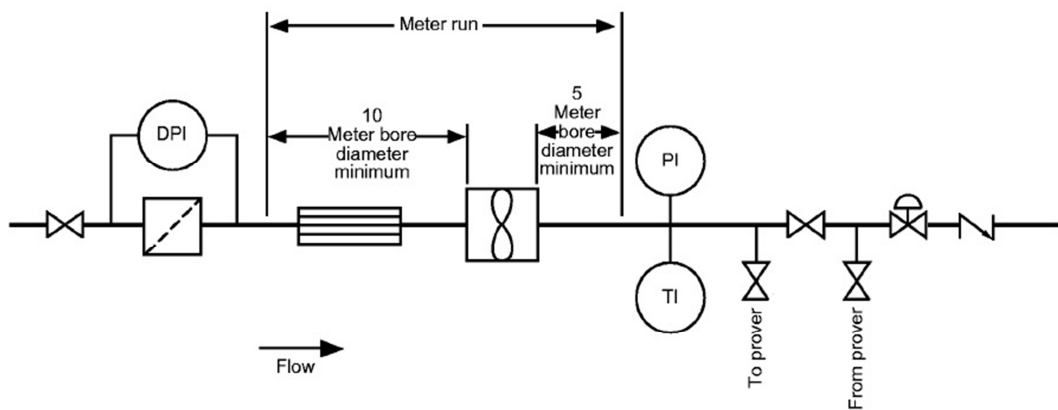
Los medidores tipo turbina miden el flujo deduciendo la rata de flujo a partir de la rotación angular del rotor la cual es proporcional a la velocidad del flujo. Las turbinas se utilizan normalmente para medir baja viscosidad, productos refinados como: propano, gasolinas, kerosene, diesel. En términos de operación continua tienen más larga vida de servicio que los medidores de desplazamiento positivo

Figura 85. Medidor de Turbina. (Emerson, Daniel, 2008).



Los métodos de referencia para obtener mayor precisión en la medición se explican en el API MPMS Capítulo 5.3. A continuación se indica un típico de instalación.

Figura 86. Instalación de Medidores de Turbina. (API MPMS 5.3., 2000).



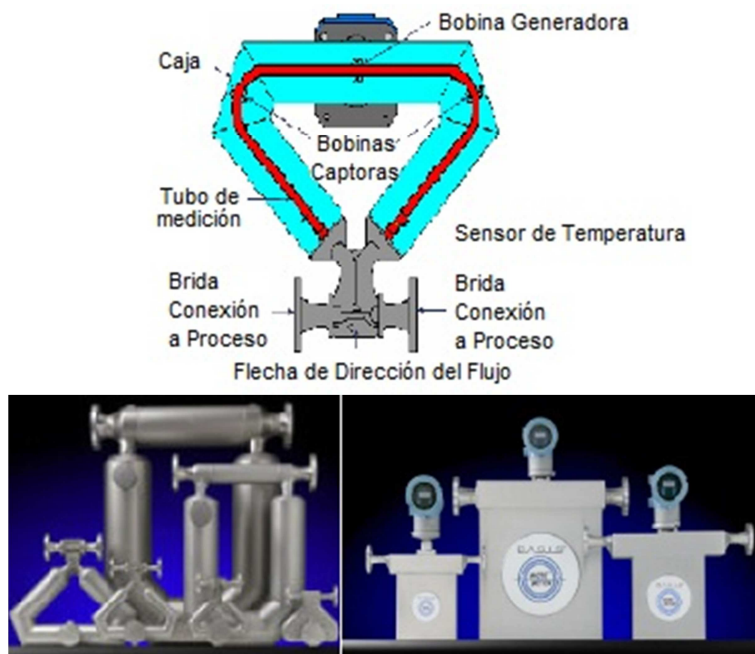
### 3.2.2.3 Medidores de flujo másicos tipo Coriolis

Aunque a la fecha se han desarrollado varios métodos de medición de flujo másico, el más difundido y que se encuentra aprobado para transferencia de custodia por el API es utilizando efecto Coriolis.

Los sistemas de medición dinámica para transferencia de custodia que emplee medidores tipo Coriolis no requieren tener densitómetros en línea.

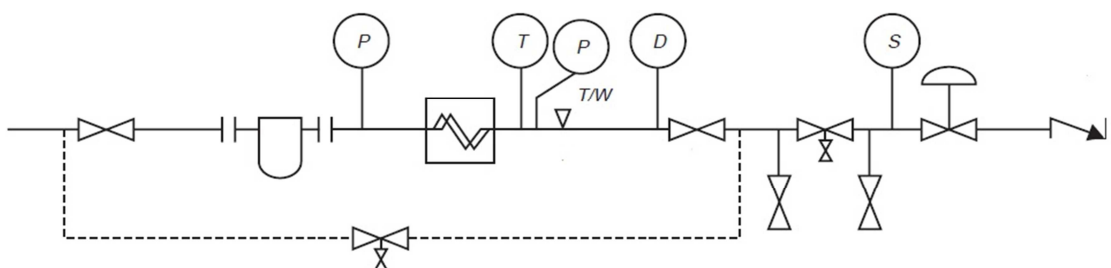
La misma tecnología ofrece la medición de densidad con una linealidad que cumple con los estándares API MPMS de  $0,001 \text{ gr/cm}^3$ . (VSM Ecopetrol, 2005).

Figura 87. Medidor Másico Coriolis. (Emerson Process Management, 2007).



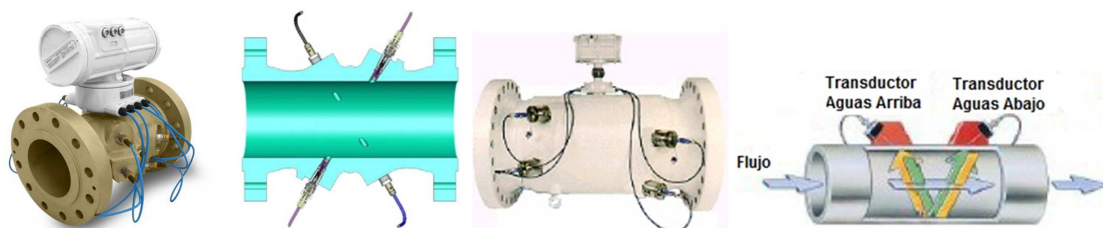
Los métodos de referencia para obtener mayor precisión en la medición se explican en el API MPMS Capítulo 5.6. A continuación se indica un típico de instalación.

Figura 88. Instalación de Medidores Coriolis. (API MPMS 5.6., 2002).



### 3.2.2.4 Medidores Ultrasónicos o de Tiempo de Tránsito

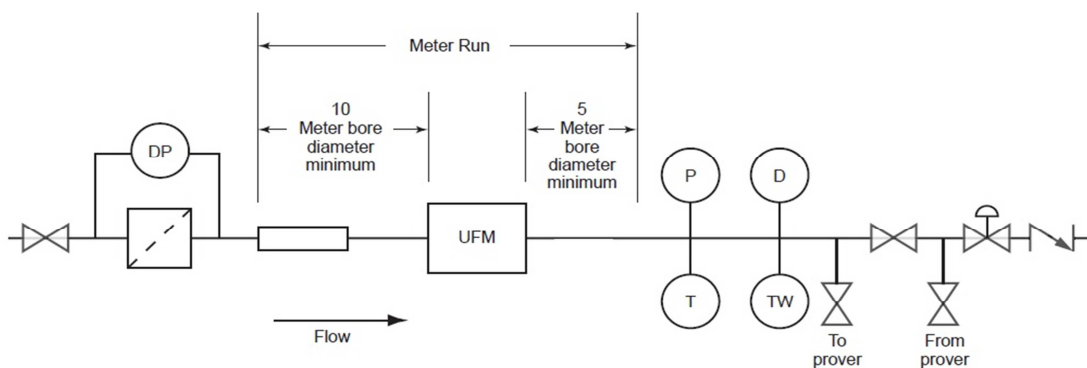
Figura 89. Medidor Ultrasónico. (Emerson Process Management, 2007).



Tecnología de medición no intrusiva, bidireccional, sin partes móviles con amplia rangeabilidad. Se basa en la diferencia de tiempo que tarda una onda desde que se emite por un transductor hasta que se recibe en otro, utilizando la propagación del sonido a través del producto.

Los métodos de referencia para obtener mayor precisión en la medición se explican en el API MPMS Capítulo 5.8. A continuación se indica un típico de instalación.

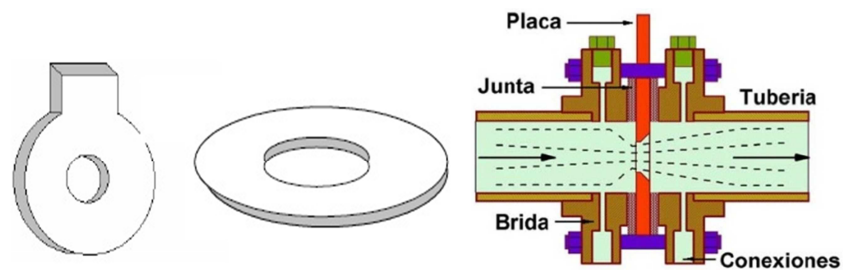
Figura 90. Instalación de Medidores Ultrasónicos. (API MPMS 5.8., 2005).



### 3.2.2.5 Platinas de Orificio

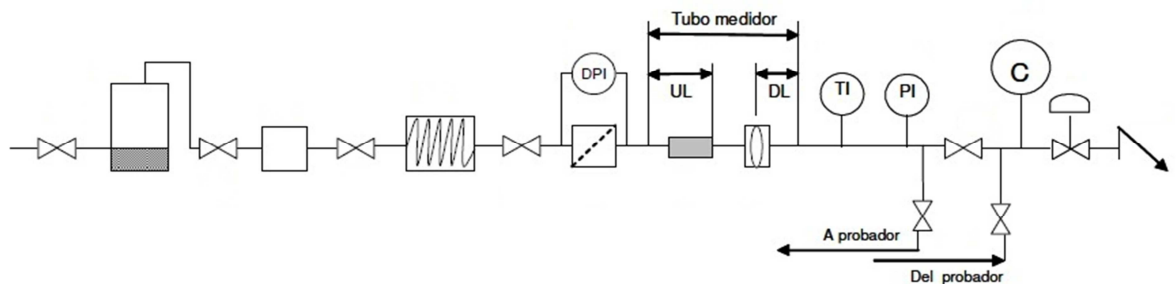
La platina de orificio es uno de los dispositivos medidores más usados en la industria del gas para transferencia de custodia. Su uso deberá estar acorde al reporte AGA 3.

Figura 91. Medidor Platina de Orificio. (Emerson, Daniel, 2008).



Para la instalación del medidor se requiere la platina de orificio, sus bridas o portaplatina, las tomas de presión diferencial. Para compensación por temperatura, el termopozo para medición de temperatura se deberá instalar aguas abajo de las tomas de presión diferencial del medidor de flujo.

Figura 92. Instalación de Platinas de Orificio. (API MPMS 14.3., 2005).



### **3.2.3 Sistemas de Instrumentación para Transferencia de Custodia**

#### **3.2.3.1 Medidores de presión**

Los interruptores de presión son un tipo de protección para presiones excesivas en la línea de flujo y/o rompimiento de la misma, estos producen señales neumáticas o eléctricas, requeridas para accionar el control de las válvulas o inclusive también suspenden el funcionamiento de unidades de bombeo. Un interruptor consiste básicamente de un elemento sensible a la presión y como segundo lugar de un medio eléctrico, mecánico o neumático, para transmitir la señal de control.

Los transmisores de presión son instrumentos que miden la presión del proceso y la transmiten al sistema de control. En algunas ocasiones, este se requiere para compensación en la medición de flujo.

#### **3.2.3.2 Medidores de temperatura**

El objetivo de determinar la temperatura de un líquido es corregir los efectos térmicos sobre su volumen. Para el caso de los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, debe realizarse con Termómetro Electrónico Portátil.

Los transmisores de temperatura y sistemas de telemetría en oleoductos y gasoductos cumplen funciones de control operativo y control de inventarios, siendo estos, respaldo a la medición. Los errores en la lectura y cálculo de temperatura, acarrea considerables desviaciones en el volumen del producto; la magnitud del error podría llegar a ser de aprox. 45 barriles para un tanque de 120000.

La medición dinámica de temperatura, generalmente mediante sensores de temperatura RTDs, es aplicable tanto para la medición de líquidos transportados por oleoducto, como la de los equipos utilizados para calibración.

En el caso de los medidores, el sensor de temperatura debe ser instalado inmediatamente aguas abajo del medidor para cumplir las condiciones de los requerimientos de flujo, en concordancia con el API MPMS 12.

Para probadores en línea, debe instalarse lo más cerca posible al mismo; en probadores bidireccionales y unidireccionales debes instalarse a la entrada y a la salida; en probadores compactos a la salida y en medidor maestro, debe instalarse aguas abajo. Para medición en tanques probadores, se debe tomar registro de temperatura por cada metro, se debe tomar registro por cada metro. (VSM Ecopetrol, 2005).

#### 3.2.3.3 Medidores de densidad

Aunque existen procedimientos manuales de medición con hidrómetro, también se tiene el método automático según las normas ASTM D4052 y D5002. El analizador consta de un tubo de prueba oscilante en forma de U, un sistema de estimulación electrónica, conteo de frecuencia y pantalla digital. Este, ajusta la temperatura de la muestra.

#### 3.2.3.4 Analizadores de Corte de Agua (BS&W)

Es posible realizar la medición en laboratorio, después de obtenida la muestra o también mediante instrumentos para realizar una medición electrométrica en la determinación del punto final. Es posible realizar esta medición mediante centrífuga, mediante destilación

Figura 93. Medidor de BS&W. (Emerson Process Management, 2007).



#### 3.2.3.5 Tecnologías de bombeo y medición multifásica para crudos pesados

En vista que la explotación de los campos de crudo pesado conforma gran parte del futuro de la industria petrolera, el uso de tecnologías de bombeo y medición multifásica en campos marginales y en nuevos desarrollos en la Industria Petrolera dará como resultado una reducción significativa en costos de capital y operativos.

La producción de crudo pesado y extra pesado ha sido manejada y transportada por medio de estaciones de producción y flujo, donde se acumulan, separan, miden y tratan los fluidos producidos antes de enviarlos a plantas de compresión y sistemas de almacenamiento. Aunque este esquema ha funcionado eficientemente, el costo de las instalaciones y equipos principales ha aumentado considerablemente. La práctica actual en campo para la medición de flujo multifásico es separar primero el flujo en sus fases individuales y luego se mide el flujo de agua.

Las tecnologías de bombeo y medición multifásica son métodos efectivos y económicos de transporte y medición de fluidos de producción no procesados, sin separación. El uso de tecnología de bombeo multifásico en el transporte de crudos pesados, ofrecen potencial para mejorar y simplificar significativamente las operaciones.

Adicionalmente, el uso de medidores multifásicos, elimina la necesidad de procesos de separación y medidores independientes de flujo, ofrece la oportunidad para una reducción importante en los costos de capital, y mejora significativamente la gestión de los yacimientos.

Figura 94. Medidor multifásico. (Emerson Process Management, 2007).



### **3.2.4 Unidades de prueba para Transferencia de Custodia**

#### **3.2.4.1 Unidad LACT (Lease Automatic Custody Transfer)**

La unidad LACT es un conjunto de componentes y tuberías montadas sobre un patín, diseñadas para medir de manera precisa, tanto la calidad como la cantidad de hidrocarburo. Esta medición se realiza para transferir de manera automática y precisa, la custodia de un líquido. Su dimensionamiento y selección de tipo de medidor, depende de las características del líquido entre las cuales está la viscosidad, temperatura, presión y ante todo la rata de flujo.

Los componentes de la unidad LACT son los siguientes:

- Medidores de flujo para cuantificar el volumen de desplazamiento positivo o turbina.
- Strainers ó filtros tipo canasta en línea. En ellos se instalan indicadores y/o interruptores de presión diferencial para señal de diferencial alta y eliminador de aire para permitir que se ventee cuando arranca el sistema.
- Conexiones del probador. Todas las configuraciones de LACT incluyen conexiones para probador.
- Válvulas de contra presión. Son instaladas después del medidor y del probador para mantener contra presión sobre el líquido en el medidor y en el probador.
- Bridas. Permiten fácil mantenimiento de los componentes de la unidad LACT.
- Desaireadores. Permite la medición mientras se mantiene la presión en línea.
- Mezcladores estáticos. Antes del muestreador cuando se requiere una mezcla uniforme del líquido en la línea.
- Bombas de tipo centrífuga o pistón. Su dimensionamiento es crítico para que haya un flujo adecuado en la unidad.
- Sistemas de Muestreo. Equipo para tomar muestras de la línea y almacenarlas hasta que sean llevadas a laboratorio.
- Monitor de Agua. Indicador de contenido de agua en el aceite. Cuando se detecta agua por encima de un límite, genera alarma y envía el fluido fuera de especificación a un reproceso, al tratador de la unidad LACT, hasta que el contenido de agua sea el mínimo.
- Densitómetro. Permite medir la densidad del fluido.
- Válvulas. Son de: bloqueo y purga, desvío tres vías, cheque, bloqueo, alivio térmico, en las que aplica con actuadores eléctricos o neumáticos.
- Venteos. Utilizados en puntos altos de la unidad.

- Patín estructural. Suministrado con agarres para fácil izaje y movilización.
- Transmisores e Indicadores. De presión y temperatura.
- Eléctrico. En cumplimiento con clasificación de áreas.
- Panel de control. Compuesto de computador de flujo y PLC que procesan las señales de control de la unidad LACT y equipos asociados.
- Probador de Medidores. Aunque es posible instalar probadores portátiles, estos son parte integral de la unidad, pueden ser compactos, unidireccionales, bidireccionales.

Los métodos de referencia para obtener mayor precisión en la medición se explican en el API MPMS Capítulo 6. A continuación se indica un típico de instalación.

Figura 95. Instalación de Unidad LACT. (API MPMS 6.1., 2002) .

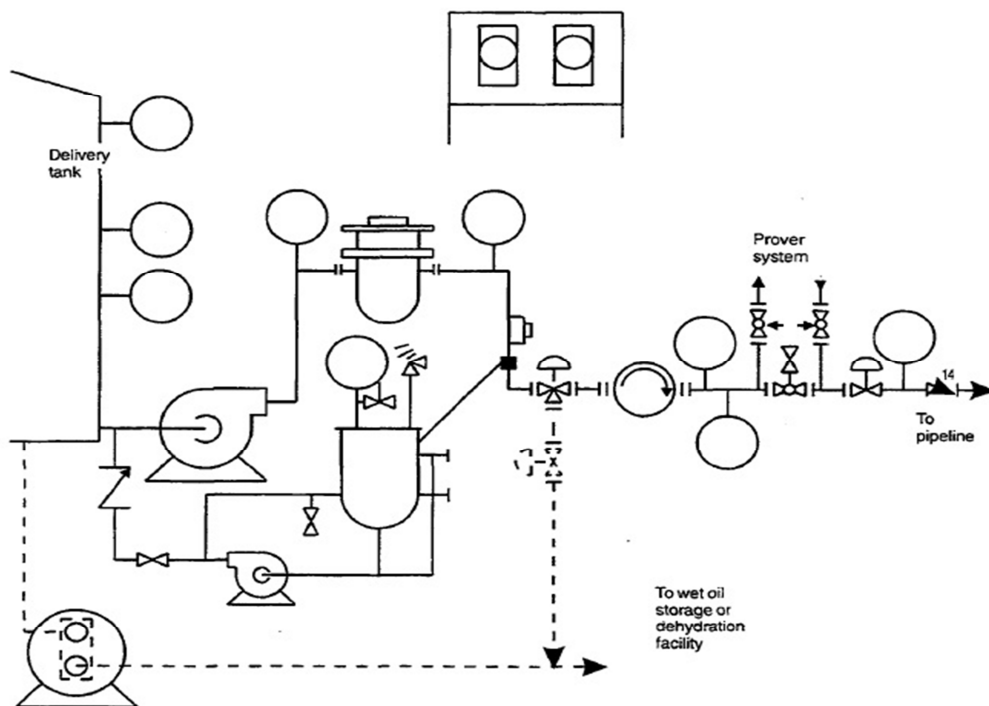
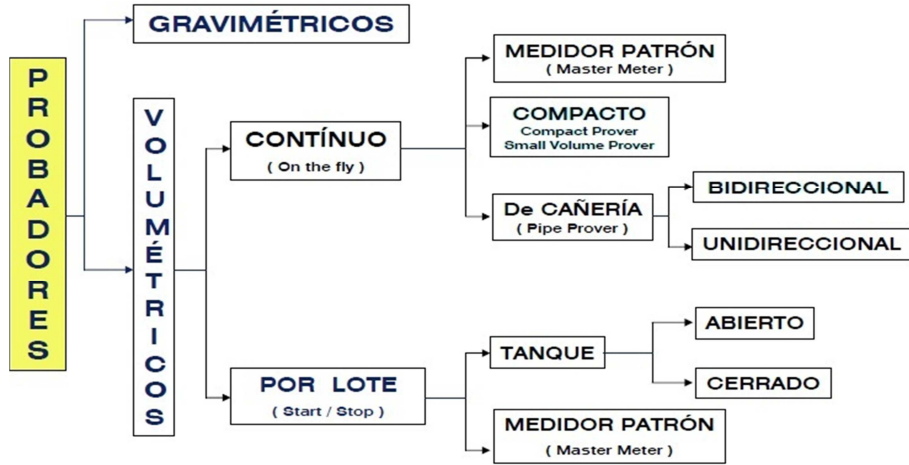




Figura 97. Tipos de Probadores.(Juan Carlos Mello, Daniel & Emerson, 2005).



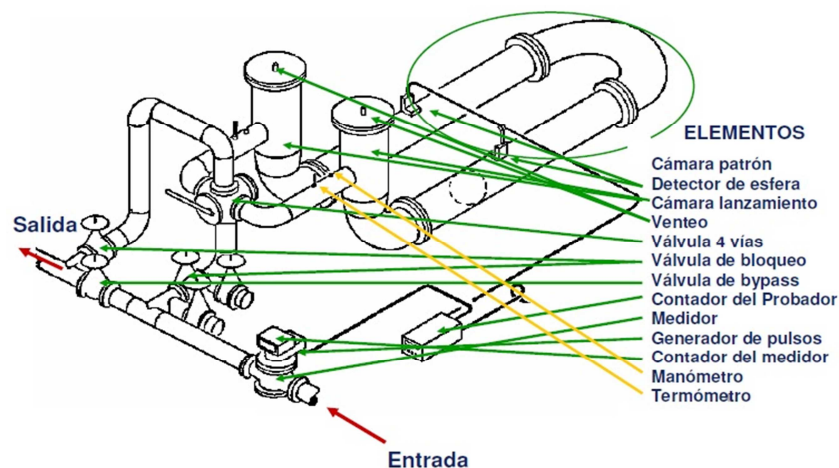
Tanques Probadores: Aunque tienen una ventaja de costo considerable frente a los probadores fijos instalados en línea, estos aplican solo para probar la exactitud de los medidores de desplazamiento positivo y Coriolis en localizaciones pequeñas sin poder eléctrico. Estos no son adaptables a tecnologías de automatización y control remoto. Estos tanques no son recomendables ni para medición de vapor porque tiende a evaporarse ni para líquidos viscosos que no pueden ser drenados en su totalidad.

Figura 98. Tanque Probador. (Juan Carlos Mello, Daniel & Emerson, 2005).



Probadores Convencionales en Línea: Fácilmente adaptables a la automatización y control remoto. Aunque son relativamente costosos, si se usan en un número significativo de estaciones pequeñas en modo portátil o móvil, su costo puede disminuir.

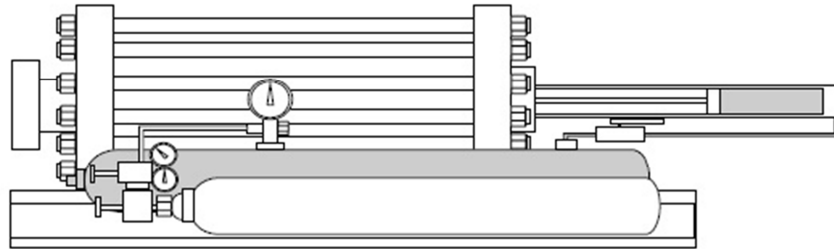
Figura 99. Probadores Bidireccionales. (Juan Carlos Mello, Daniel & Emerson, 2005).



Probadores de Volumen Pequeño: Con las mismas características que los probadores convencionales en línea, por ser pequeños se adaptan bien a aplicaciones portátiles.

Probadores Medidor Maestro: A veces se usa como respaldo de otros sistemas probadores, inclusive en conjunto con probadores en línea o tanques probadores. Los medidores usados como maestros son turbinas, desplazamiento positivo y másicos. Se llaman maestros porque son seleccionados como referencia para evaluar otros medidores; la comparación entre las mediciones es el método de prueba indirecto.

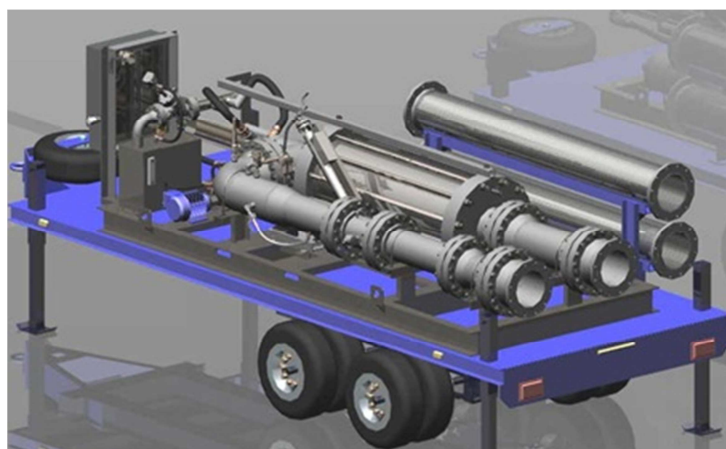
Figura 100. Probadores Compactos. (Dave Seiler, Daniel & Emerson, 2008).



Las consideraciones que determinan la frecuencia de recalibración de un probador son la frecuencia de uso, tiempo, el costo beneficio de la calibración, control estadístico, requerimientos contractuales, intervenciones.

A continuación se muestra un Medidor Maestro (Master Meter) usando un prover de pequeño tamaño. Al Densitómetro y al Medidor de Turbina, le son incorporados medidores Ultrasónicos y Coriolis. El probador prueba el medidor principal, el cual a su vez prueba la medición en el oleoducto.

Figura 101. Ejemplo de probador Compacto. (Dave Seiler, Daniel & Emerson, 2008).



El máster meter es calibrado contra el probador en sitio bajo las actuales condiciones de operación del equipo, este a su vez se rige por el API MPMS 4.5. Este método permite prolongar el ciclo de prueba y mejorar la repetibilidad de la medición; también elimina las incertidumbres de error de la calibración en laboratorio permitiendo calibrar el máster meter para diferentes fluidos a diferentes condiciones de operación.

### 3.2.5 Equipos e instrumentación para Transferencia de Custodia

#### 3.2.5.1 Mantenimiento a equipos e instrumentación para Transferencia de Custodia

Los tiempos máximos que se requieren para verificación y calibración de instrumentos y equipos para transferencia de custodia se plasman en la siguiente tabla; aún así, depende de las disposiciones de cada empresa operadora/transportadora, así como lo sugerido por fabricante.

Tabla 14. Tiempos máximos verificación y calibración. (VSM Ecopetrol, 2005).

RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE	PERIODO MAX. DE TIEMPO	
	Verificación	Calibración
TIPO DE EQUIPO		
Probadores tipo tanque	1 año	5 años
Serafines (Patrón)	6 meses	3 meses
Serafines (Probador)	1 año	2 años
Probador Master Meter	-	3 meses
Probadores Compactos	1 año	3 años
Medidor Desplazamiento positivo	1 diaria	1 mes
Medidor Turbina	1 diaria	1 mes
Medidor Coriolis	1 diaria	1 mes
Transmisores de Temperatura	2 meses	6 meses
Transmisores de Presión	2 meses	6 meses
Sensores de Temperatura	-	6 meses
Densitómetros	6 meses	1 año

Indicadores de Temperatura	6 meses	1 año
Indicadores de Presión	6 meses	1 año
Válvulas de doble sello y purga	2 meses	2 años
Actuadores (límites)	6 meses	1 año
Válvulas de expansión térmica	-	1 año
Válvulas de seguridad	-	1 año
Lazos de control en computadores de flujo	6 meses	1 año
Relojes de equipos	6 meses	1 año
Relojes de computadores de flujo	6 meses	1 año
Relojes de sistemas de control	6 meses	1 año
Telemetría	1 mes	6 meses
Tanques de Almacenamiento	5 años	15 años
Cintas de Medición	6 meses	1 año
Termómetros electrónicos	1 diaria	6 meses

### 3.2.5.2 Costos de inexactitud de la medición de Hidrocarburos

En la siguiente tabla desarrollada por Emerson, se plasman cifras representativas de las pérdidas que se pueden ocasionar debido a la inexactitud en la medición, bien sea para activos (crudo, gas, derivados) operados, tratados o transportados. Aunque en el año 2005 el precio aproximado era de \$35 USD el barril de crudo, a la fecha el impacto sería mucho mayor. Este análisis se lleva a cabo en capítulos posteriores.

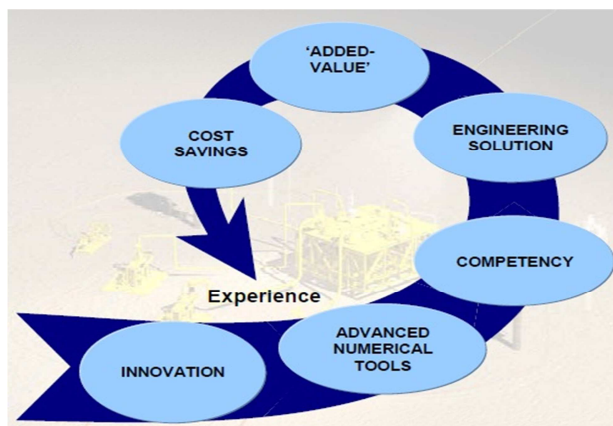
Tabla 15. Costos asociados a inexactitud de medición. (Emerson, Daniel, 2005)

Precio Barril Petróleo MinMinas a mediano plazo, US (Año 2005)	35	
	DIA	AÑO
Producción Compañía grande; bpd	100.000	36.500.000
Valor de la Producción	\$ 3.500.000	\$ 1.277.500.000
<b>Costo de Incertidumbre de medición por cada 0,10% de error</b>	<b>\$ 3.500</b>	<b>\$ 1.277.500</b>
	DIA	AÑO
Producción Compañía mediana; bpd	30.000	10.950.000
Valor de la Producción	\$ 1.050.000	\$ 383.250.000
<b>Costo de Incertidumbre de medición por cada 0,10% de error</b>	<b>\$ 1.050</b>	<b>\$ 383.250</b>
	DIA	AÑO
Producción Compañía pequeña; bpd	2.000	730.000
Valor de la Producción	\$ 70.000	\$ 25.550.000
<b>Costo de Incertidumbre de medición por cada 0,10% de error</b>	<b>\$ 70</b>	<b>\$ 25.550</b>

### 3.3 CONTROL Y COMUNICACIONES EN TRANSPORTE DE HC

Hoy en día, existen diversas soluciones tecnológicas en oleoductos que dan solución a situaciones como a supervisión en largas distancias y en aguas profundas, altas presiones, altas temperaturas, control de flujo y diferentes necesidades de gestión que se pueden lograr gracias a la innovación, herramientas de análisis avanzadas y competencias de ingeniería, ya que la combinación de estas, permite resolver los problemas más complejos de ingeniería y en la mayoría de los casos permite reducir costos operativos. (Jukes, Wang, Duron, & Kenny, 2008).

Figura 102. Soluciones de ingeniería. (Jukes, Wang, Duron, & Kenny, 2008).



#### 3.3.1 Sistemas de Adquisición de Datos y Control Supervisorio

Si se considera que aún en el mundo hay una producción de hidrocarburos en crecimiento, bien sea por el hallazgo de nuevos campos o por los métodos de tratamiento secundario y terciario en campos ya existentes, es necesaria la

aplicación de sistemas de control sobre la producción y transporte que no provoquen pérdidas económicas, por el contrario, que permitan comprobar, evaluar y establecer el control de la producción de una manera precisa y rápida, lo cual solo es posible con la implantación de técnicas de robustos sistemas de información.

Un sistema S.C.A.D.A. "Supervisory Control And Data Acquisition" está diseñado para obtener información de los dispositivos de campo, controlar el proceso de forma centralizada en tiempo real y proveer la información generada en unidades de ingeniería a diferentes usuarios de diferente nivel supervisorio. La información corresponde a datos, valores límite y condiciones de estado de los parámetros principales que se manejan en las operaciones de producción de diferentes plataformas, estaciones de tratamiento y transporte de hidrocarburos.

Con los sistemas de control supervisorio, la rapidez y exactitud en el manejo de datos de proceso permiten una mayor gestión de activos, así como una dinámica y certera toma de decisiones en los niveles jerárquicos al enfrentarse ante determinadas situaciones anormales permitiendo tomar inmediatamente la acción que corresponda.

Un sistema SCADA consta principalmente 3 de: Unidades Remotas, Estación Maestra y Sistema de Comunicación. Su arquitectura Maestro-Esclavo, permite que cada unidad remota (RTU) responda cuando es interrogada por una estación Central (MTU).

Los conceptos iniciales de control automático fueron formulados a partir de métodos elementales de adquisición de datos, que habían sido empleados tradicionalmente, entre los cuales estaban la calidad y cantidad de los hidrocarburos producidos.

La automatización de las instalaciones petroleras y la adquisición de datos con los sistemas integrados de procesamiento de datos fueron el comienzo del sistema de manejo de información. Las ventajas de un sistema automatizado son evidentemente varias, por ejemplo: Los datos son obtenidos con facilidad, tan cerca a la fuente de información como sea posible. Los datos del crudo, son convertidos en datos legibles y luego, son almacenados en una base de datos común que permite una organización, mantenimiento y recuperación óptima.

Para el transporte de hidrocarburos, un sistema SCADA hace posible dirigir a control remoto las operaciones de los oleoductos y gasoductos las 24 horas del día, acumular la información en forma estadística con respecto a la operación, disponer de datos precisos, elaborar informes periódicos y reportes especiales de manera automática, elaborar los cálculos necesarios, servir como un mecanismo de optimización de tiempos de mantenimiento, reducción de fallas y gestión de activos.

Este sistema está diseñado para regular las capacidades de producción, manejando eléctricamente el equipo, como el encendido y apagado, por medio de un radio o teléfono desde un sistema central. Se puede instalar un equipo adicional para controlar la operación y transmitir la información de un mal funcionamiento del equipo o cambios significativos en la temperatura y presión de operación, nivel del fluido, etc., a la oficina central. El operador está informado por una alarma y puede determinar cuál instalación se encuentra en problemas. El personal de mantenimiento con una unidad móvil y radio transmisor, ordena la reparación de la unidad dañada. Todos los pozos e instalaciones de producción y transporte, cuentan con dispositivos para ayudar a los operadores a observar y controlar las operaciones de producción. El equipo de control automático es también un equipo de control de seguridad, llevan a cabo funciones de seguridad, antes que sus funciones normales de operación.

Aunque se tenga los motores, bombas y accesorios de la más alta calidad, junto a una red de tuberías bien construidas, no es posible garantizar la seguridad y la economía en la operación de un sistema de oleoductos sin un sistema de control bien diseñado.

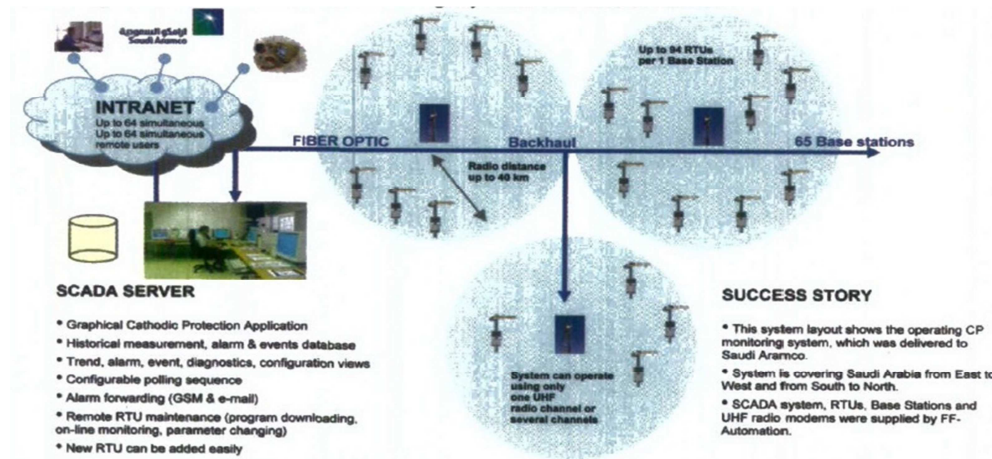
Adicionalmente, los sistemas de telemetría se han convertido en una parte importante de las estrategias de comunicación y control en la industria. Por ejemplo, el cuarto de control central regional situado en Yaroslavl y St. Petersburg usan PCs con servidores I/O como estaciones de trabajo. Se usan puentes Ethernet/ Modbus, protocolo Modbus TCP y sistemas de telemetría. (Bezerédi, 2008).

Las aplicaciones confiables de monitoreo remoto para protección catódica están disponibles con sistemas SCADA para incrementar la eficiencia operacional de acuerdo con Finland's FF Automation, compañía fabricante de RTUs y sistemas SCADA. Por ejemplo, el sistema de monitoreo "AutoLog Cathodic Protection" captura la información de medición mediante cada RTU que a su vez la envían a un servidor centralizado SCADA.

Desde la aplicación SCADA, los usuarios pueden verificar las ubicaciones en el mapa, las alarmas en caso de situaciones anormales y las mediciones que se guardan en históricos.

Las mediciones y las alarmas son almacenadas en la base de datos SQL del servidor SCADA, adicionalmente el SCADA puede enviar alarmas mediante emails o mensajes de texto a los operadores. El sistema se puede comunicar usando radio módems, módems GSM, RS-485, TETRA y TEC/IP Ethernet. (Pipeline & Gas Journal, 2011).

Figura 103. Monitoreo Prot. Catódica AutoLog Saudi Aramco. (Pipeline & Gas Journal, 2011).



Existe software para control de integridad de oleoductos a partir de las herramientas de inspección en línea, como método de aseguramiento de seguridad en los oleoductos, como es el i-View<sup>SM</sup> ILI de Weatherford a partir de bases de datos integradas. (Kotov, 2008).

Figura 104. Sistema SCADA Baltic Pipeline System en Rusia. (Bezerédi, 2008).

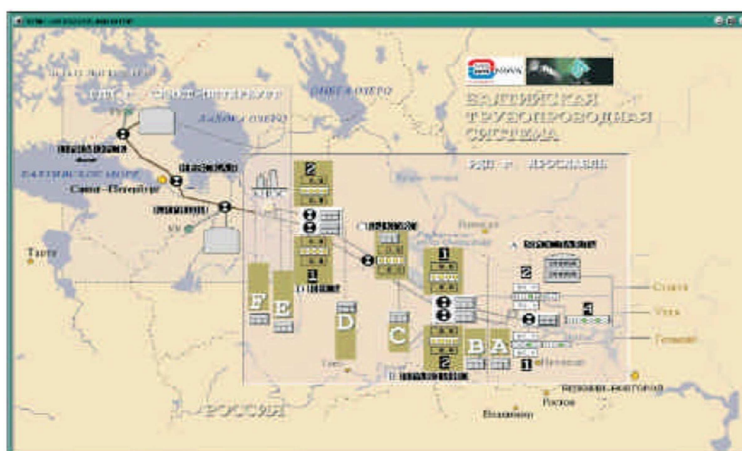
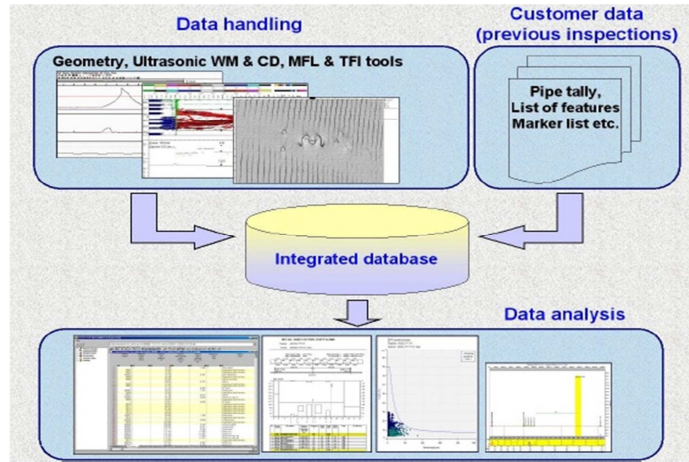
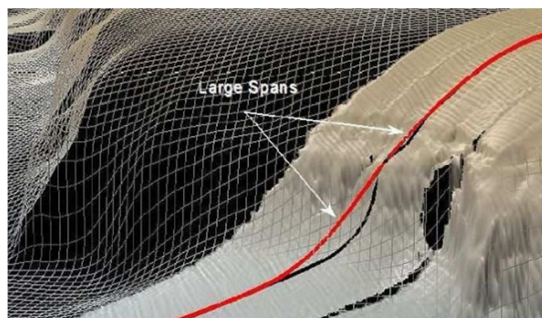


Figura 105. Software i-View<sup>SM</sup> ILI para supervisión integridad. (Kotov, 2008).



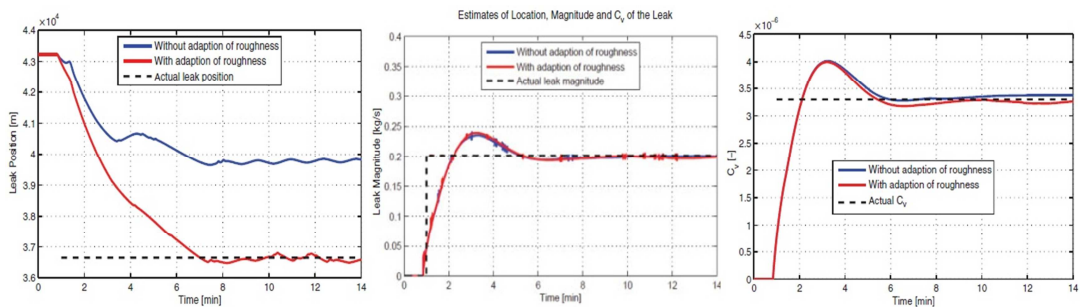
Los productos que tienen experiencia en aplicación en oleoductos son: OASyS de METSO, PROCYS de Embridge y Bristol Babcock. Existen otras herramientas avanzadas de software como “Simulador”, usado para diseñar y simular tuberías de oleoductos y gasoductos. El software es un programa de Elementos Finitos no lineal, puede interpretar cantidades de material no lineal, interacción de tubería-suelo y largos desplazamientos.

Figura 106. Software para prevenir fatiga de tubería. (Jukes, Wang, Duron, & Kenny, 2008).



Dentro de los estudios para el desarrollo de los sistemas de monitoreo y detección de fugas en tuberías de crudo y gas, Espen Hauge y Ole Morten Aamo, desarrollaron un modelo para tal fin, el cual confirma que solo se requiere la medición de velocidad, presión y temperatura a la entrada y velocidad y presión a la salida de la función; de esta manera se asegura una rápida convergencia de la estimación del error. Este es el principio de funcionamiento de OLGA, el simulador dinámico de fluidos multifásico, desarrollado por Sintef, IFE, Statoil and Scandpower Petroleum Technology.(Hauge, Morten Aamo, & Morten Godhavn, 2009).

Figura 107. Localización de fallas. (Hauge, Morten Aamo, & Morten Godhavn, 2009).

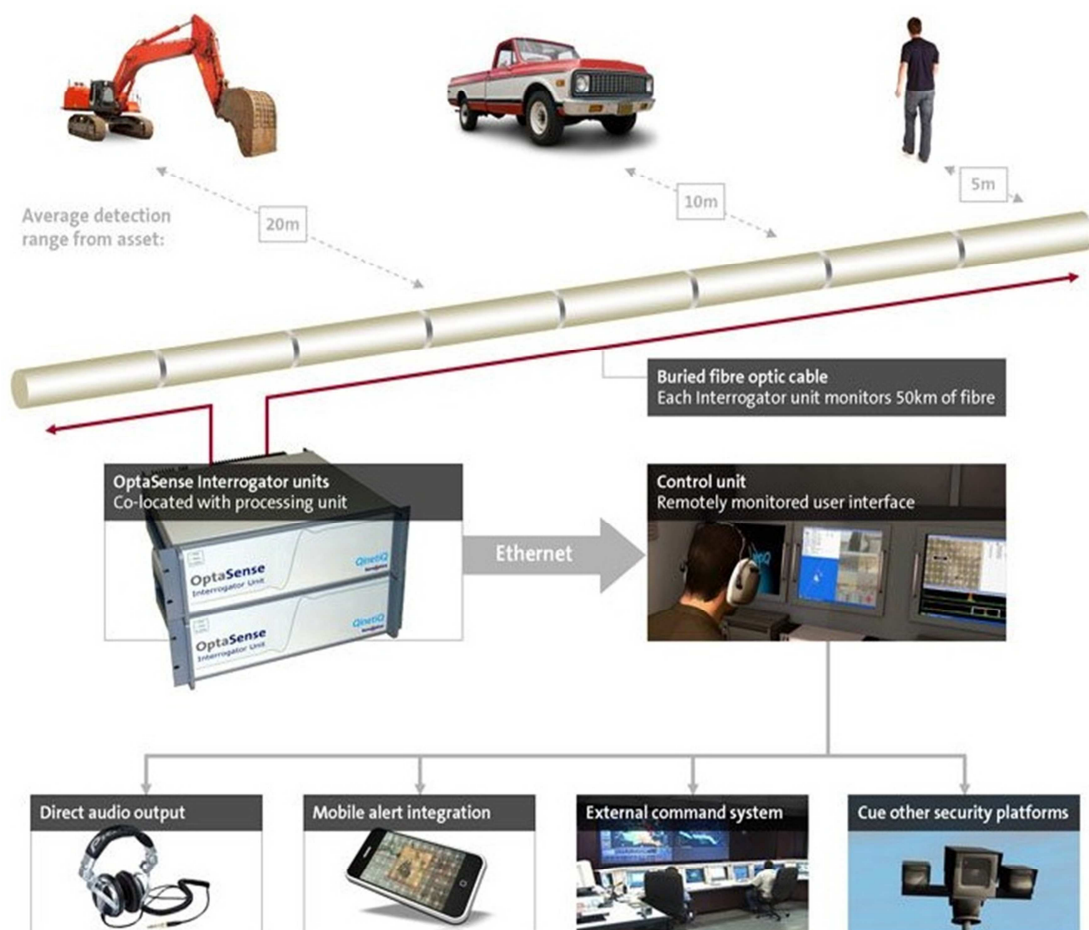


Por otra parte, se han desarrollado también aplicaciones de dimensiones correlacionales en identificación de fugas en tuberías de transporte. El algoritmo Grassberger-Procaccia y el método de regresión cuadrático son usados para calcular la dimensión correlacional de las señales de presión, luego el resultado es usado como criterio para determinar la señal de presión negativa la cual es síntoma de fallas por fugas. Los resultados experimentales pueden ser comparados con instrumentación para medición de presión, determinando las fugas de acuerdo con presiones negativas. (Hongying, Hao, Guizeng, & Hu, 2006).

### 3.3.1.1 Sistemas de detección fibra óptica y localización para protección de activos.

Existen sistemas de protección de oleoductos, como infraestructuras críticas frente a daños, creados con sensores de fibra óptica bien sean para detección acústica o para detección de cambios de temperatura, capaces de detectar alteraciones simultáneas a lo largo del cable de fibra óptica.

Figura 108. Detección acústica en oleoductos. (Optasense, 2011).



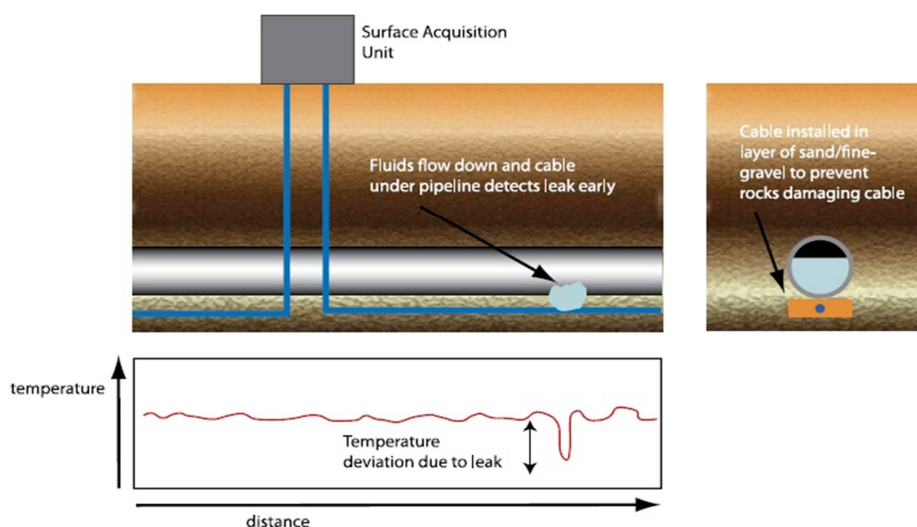
Para el caso de la Detección Acústica, la detección se realiza en tramos de 10 metros en una distancia mayor a 40 Km. La interferencia de terceros, ataques intencionales o accidentales, son la causa más común de pérdidas considerables en oleoductos y las consecuencias pueden ser catastróficas.

Cuando se realice alguna actividad cerca al oleoducto como aproximaciones de excavadoras o acercamientos que produzcan una alteración detectada por el sensor, inmediatamente se activa la alarma y el sistema procede a clasificar la alteración, proporciona la posición y da la entrada a los otros dispositivos o sensores, como cámaras para garantizar al operador, se inicie la respuesta adecuada.

La sensibilidad acústica del sistema se puede emplear en la auscultación del flujo dentro de la tubería, gracias a lo cual se puede además de evitar daños provocados por terceros, localizar obstrucciones y fugas; por ser alertas en tiempo real, si se detectan a tiempo se pueden evitar pérdidas de millones de dólares entre gastos de reparación, pérdidas de producto, tiempos muertos de transporte, adicional a los costos asociados con posibles daños en personas y medio ambiente. El Sistema de combina la fibra óptica unimodal con software de control y análisis que sigue continuamente toda la fibra para detectar, localizar y clasificar diversas alteraciones simultáneas por la gestión de activos a lo largo de todo el ciclo vital, desde la exploración hasta las operaciones de explotación.

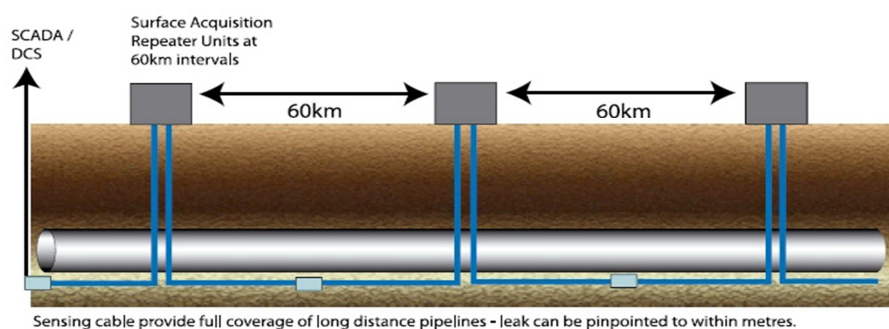
Para el caso de la implementación de la Detección distribuida de temperatura como detección digital de fugas en los oleoductos, la principal razón es que siempre existirá una brecha entre lo que el operador cree que ocurre a lo largo de la tubería del oleoducto y lo que realmente está sucediendo; esta información puede incidir en el retraso de descubrimiento y localización de fugas que a su vez pueden ser potencialmente costosas y peligrosas.

Figura 109. Detección de temperatura en oleoductos. (Sensornet, 2008)



Estas tecnologías de detección de fugas benefician la operación porque mejora la seguridad de la infraestructura y el personal, aumenta la confiabilidad del sistema reduciendo tiempos muertos y tiempos de inspección, disminuye el riesgo de derrames ambientales y optimiza la productividad. Gracias a que está equipado de algoritmos de alarmas automatizados que son calibrados para diferentes condiciones de operación, se reducen las falsas alarmas.

Figura 110. Detección continua de temperatura en oleoductos. (Sensornet, 2008).



### 3.3.1.2 Aplicación de Tecnologías Inalámbricas

La clave en ahorro, integridad de oleoductos y programas de protección de corrosión, es el monitoreo inalámbrico de la gestión de los oleoductos a partir de la protección catódica enviando la información a un sistema centralizado con reportes automatizados.

La automatización de los sistemas de gestión de integridad de oleoductos nunca ha sido más necesaria y a su vez asequible. Las nuevas tecnologías de monitoreo remoto se combinan con los activos de las compañías operadoras y transportadoras para resolver los problemas de corrosión y prevención mediante el monitoreo y procurando prolongar la vida útil de las facilidades de tuberías enterradas. (Southern, 2008).

La protección catódica se ha ido convirtiendo lentamente en un tema crítico. Ahora hay opciones adicionales para incrementar la eficiencia y reducir costos, como la implementación de sistemas de software, creando sistemas híbridos y optimizando sistemas de alimentación. La automatización y el monitoreo de protección catódica cubre los cuatro factores claves: protección de activos, cumplimiento, eficiencia y reducción de costos.

A través de una adecuada planeación y conocimiento de la opción que trabaje mejor en cada situación, los operadores pueden incrementar el aseguramiento de la integridad de los oleoductos. La combinación de SCADA y radios brinda a los oleoductos las lecturas en la pantalla del computador y alertan inmediatamente cuando ocurre algún problema. (Steele, 2010)

El uso de Ethernet para redes industriales está creciendo rápidamente en el control de procesos y sistemas SCADA en aplicaciones de oleoductos y gasoductos.

El estándar Ethernet/IP está ganando popularidad como el protocolo industrial preferido, debido a las ventajas en facilidad de conectividad, alto desempeño y ahorro. Mientras EtherNet/IP tiene varias ventajas, la instalación de cable es a veces costosa y las comunicaciones entre sitios remotos no es confiable. El Ethernet/IP es un nuevo protocolo definido por la ODVA (Open Device Net Vendor Association). (Enstad & Ralston, 2011).

### **3.3.2 Sistemas de Control de transporte de Hidrocarburos en Colombia**

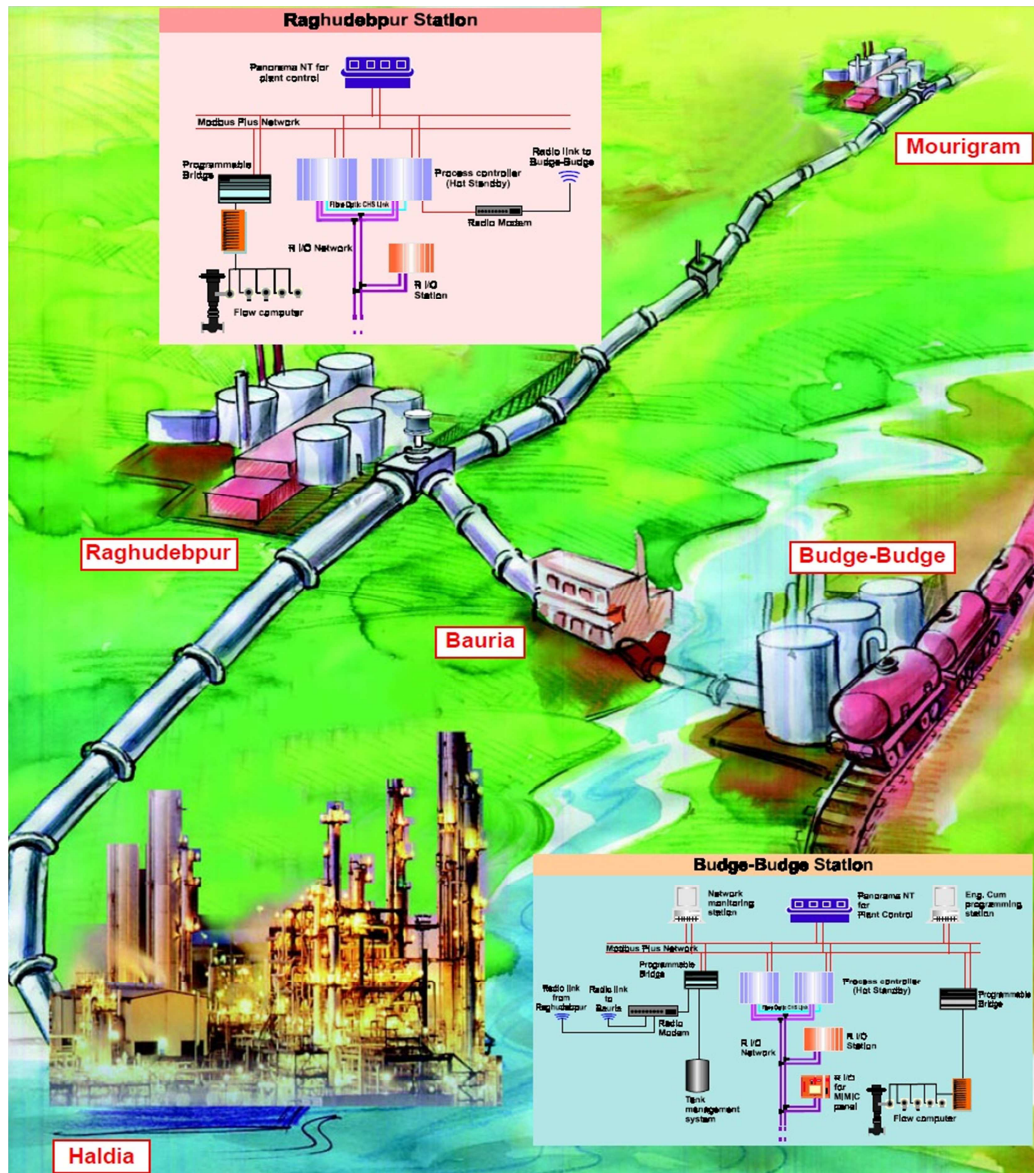
Por un lado, se requieren decenas de equipos mecánicos e hidráulicos, tanques de almacenamiento, sistemas de control y presión e innumerables válvulas, bombas y motores con la potencia suficiente para empujar cerca de 800 mil barriles diarios de petróleo a lo largo de 9.000 kilómetros de tubería.

Por otro lado, se necesitan las estaciones de recibo y entrega donde se almacena y despacha productos a los distribuidores mayoristas, quienes los entregan a poliductos y carrotanques donde se transportan los refinados que demandan las grandes industrias y los combustibles que utilizan los usuarios finales.

Adicionalmente, se requiere de estudios económicos, técnicos y financieros con el fin garantizar su operatividad y el menor impacto posible en el medio ambiente.

El oleoducto de Raghudebput hacia BudgeBudge es un ejemplo de la confiabilidad del sistema que asegura el transporte de peligrosos petroquímicos por una larga distancia y permite la flexibilidad operativa. Diseñado para operar en 5 modos: local, remoto, automático, manual y maestro. Esta red tiene configurado HMI/SCADA, computadores de flujo, sistemas de gestión y link en radio módems para inter comunicación entre estaciones.

Figura 111. SCADA Oleoducto Raghudebput – Budge Budge. (Ashish, 2008)



En Colombia existe también un centro de control desde donde se puede controlar de manera automática y remota toda la tubería y tanques que permiten que los combustibles lleguen a la mayoría de ciudades y municipios del país; se trata del Centro de Control Maestro de Operaciones (CCMO), considerado el cerebro operacional del negocio de transporte de ECOPETROL.

El CCMO cuenta con estaciones de trabajo, computadores con programas de alta tecnología, equipos de comunicación vía microondas, intercomunicadores satelitales y alarmas, desde el cual se monitorea el funcionamiento de equipos y tuberías que cubre el país para brindar la máxima confiabilidad de suministro de combustibles a los clientes y mayoristas.

Figura 112. Centro de Control Maestro de Operaciones. (VIT - Ecopetrol, 2010).



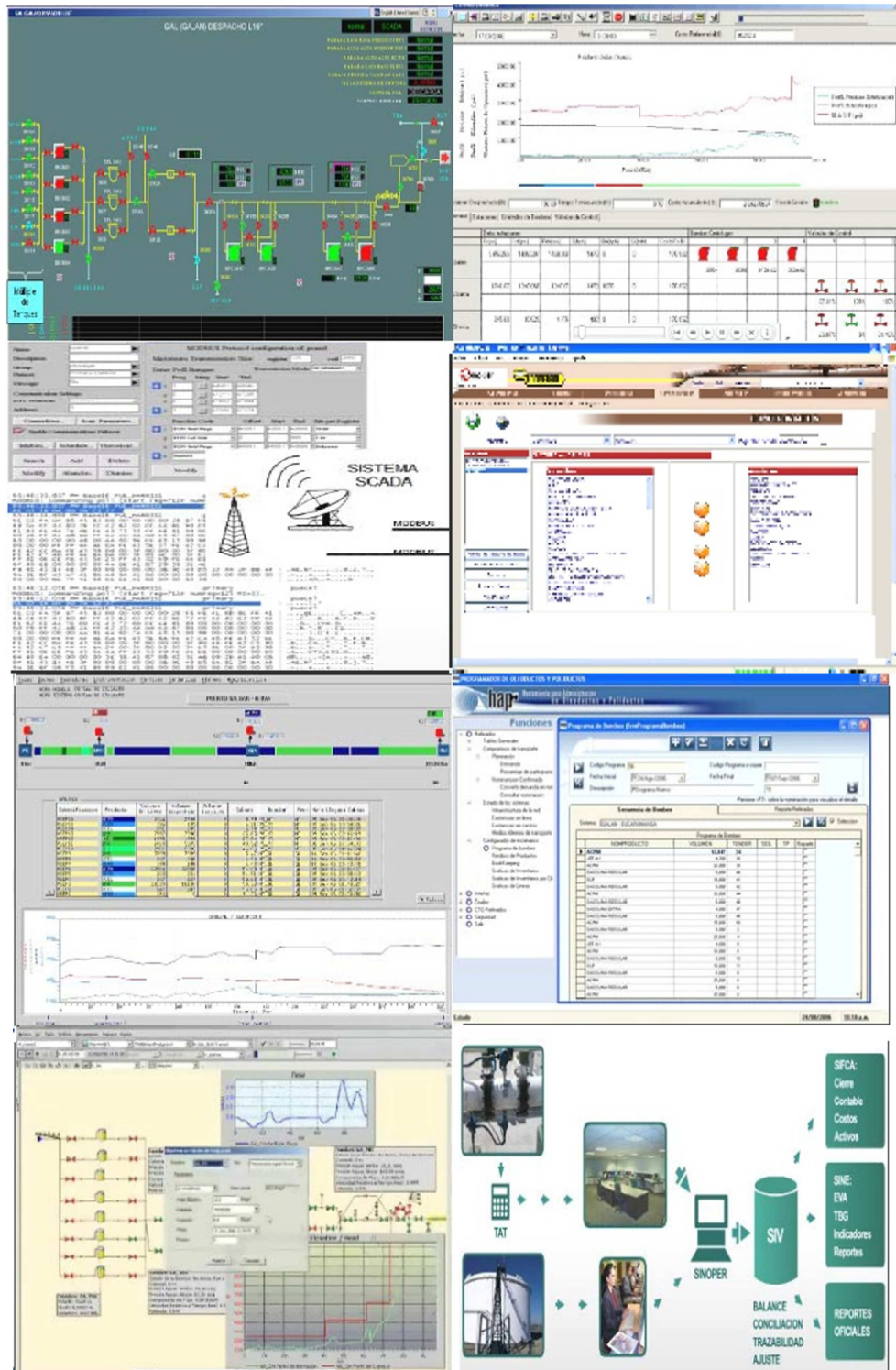
Para garantizar la mayor confiabilidad operacional y alcanzar los máximos estándares de cumplimiento y oportunidad en la entrega, los operadores del centro de control mantienen permanente comunicación con las terminales de transporte.

La tecnología de automatización remota desde Bogotá permite reducir costos operacionales y aumentar el flujo de fondos mediante la reducción de hurto de hidrocarburos y reducción de número de paradas para retiro de válvulas ilícitas que puedan alterar la normalidad de la operación y hace que se alerte rápidamente a los equipos de contingencia y prevención de emergencias para evitar derrames de hidrocarburos, pérdida de producto o contaminación de cuerpos de agua, permitiendo así la reducción de impactos ambientales y el aumento de horas efectivas de bombeo.

Dentro del esquema de operación integrada de la Vicepresidencia de Transporte VIT de ECOPETROL, se encuentran la unidad de planeación y programación y la unidad de ejecución y gestión; esta última comprende operación centralizada, detección de fugas y gestión de información, pilares para mejorar la eficiencia operacional del transporte de hidrocarburos en Colombia.

Entre las pantallas del sistema supervisorio del CCMO de Ecopetrol, se encuentra el mismo sistema SCADA como plataforma de operación remota y otras aplicaciones como OPTIMIZADOR para gestión de la operación, PMAS y ACÚSTICO para la detección de fugas, seguimiento de baches y raspadores, HAP para planeación de sistemas de Transporte, TAT para Transmisión Automática de Tiquetes, SINOPER para registro y almacenamiento de la información volumétrica, ENTRENADOR para calificación de personal de operación remota e integración volumétrica con clientes a través de interconexión de aplicaciones.(VIT - Ecopetrol, 2010). Con cientos de kilómetros de poliductos que atraviesan la geografía nacional, no es fácil establecer un monitoreo permanente de cada línea. Ante ello, la Vicepresidencia de Transporte y el Instituto Colombiano de Petróleo de Ecopetrol, han unido esfuerzos para diseñar nuevos sistemas que optimicen la programación de los volúmenes que se transportan por las tuberías. El más reciente de ellos es el HAP, un software que desarrolla un prototipo de programación de poliductos y oleoductos con el cual se garantiza la correcta generación de programas de transporte con diferentes fluidos (crudos o refinados) y una interacción directa con los clientes mayoristas, de esta manera apoya los procesos de planeación, programación, transporte y cumplimiento a los clientes, permitiendo al programador administrar el sistema, generar de manera automática las programaciones y dar apoyo al análisis de la información generada; no busca reemplazar las labores del programador, solo facilitar el proceso de gestión de las diferentes programaciones con el fin de que el usuario concentre su atención en el análisis de los datos y no en su cálculo.

Figura113. Sistemas de Información y SCADA CCMO. (VIT - Ecopetrol, 2010).



Su uso se ha ampliado a la red de oleoductos del país, a la definición de los embarques en Coveñas y a la programación de la flota fluvial entre Barrancabermeja y Cartagena. (VIT - Ecopetrol, 2010).

ECOPETROL-VIT ha adquirido un paquete de software de aplicación para modelamiento de oleoductos, "Pipeline Modeling Application Software, PMAS." desarrollado por LIC Energy, aplicación que corre sobre UNIX. Funciona en red con el sistema SCADA existente y tiene capacidad de leer y escribir datos de y a la base de datos en tiempo real para realizar modelamiento de oleoductos junto con funciones de detección y localización de fugas, seguimiento de baches y de raspadores. La adecuación final de la plataforma tecnológica en el CCMO se ha convertido, junto con el apoyo del Proyecto de Mejores Prácticas Operativas, en uno de los retos en que se soporta la más ambiciosa estrategia del negocio de transporte de Ecopetrol en el presente milenio: la optimización operativa. El Proyecto de Mejores Prácticas Operativas - PMPO de la VIT actualizó los estándares SCADA 2006 para operación remota de los sistemas operados por la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol lo cual se llevó a cabo con base en la experiencia obtenida en el alistamiento y la puesta en operación remota de poliductos, el propósito es incorporar lecciones aprendidas para su aplicación en los nuevos proyectos - SCADA oleoductos, para el mejoramiento continuo del proceso operativo.

### **3.3.3 Tecnologías de Comunicación aplicables a Sistemas de Control**

#### **3.3.3.1 Medios de comunicación**

Los medios físicos más utilizados para transmitir la información son las redes telefónicas, pero no se utilizan redes conmutadas debido a su baja confiabilidad.

Un tipo de red viable es la Red Digital de Servicios Integrales RDSI pero en aplicaciones grandes. También el sistema CDPD Celular Digital Packet Data, basado en el envío de información en paquetes vía inalámbrica mediante redes celulares existentes.

Aunque las comunicaciones vía radio y microondas se ven afectadas fácilmente por interferencias, son medios de transmisión confiables. El enlace de transmisión de datos mediante señales de radio depende de la frecuencia. Para el enlace vía microondas se requiere tener línea de vista entre las estaciones a comunicar.

Las comunicaciones vía satélite operan en el rango de frecuencia de los GHz, cada satélite admite miles de canales y permite cubrir áreas de mayor tamaño, pero representa un mayor costo comparado con otros medios físicos de transmisión.

#### 3.3.3.2 Modos de transmisión

La direccionalidad de los datos entre dos estaciones puede ser unidireccional, es decir única o simplex; también puede ser bidireccional, con información desde y hacia cada estación pero no simultánea denominada half dúplex; o puede ser bidireccional y simultánea denominada full dúplex.

#### 3.3.3.3 Tipos de Arquitectura

Puede ser de dos capas "Flat" donde todas las RTU se comunican con la MTU directamente o multicapas "Pirámide" donde cada capa recoge información y la envía a una capa superior mediante centros de control entre RTUs y MTUs.

En cuanto a la interconexión física o topología de red puede ser tipo estrella, anillo, bus o híbridas.

#### 4.3.3.4. Método de Acceso

El protocolo Modbus usa como método de acceso a la red para transmisión de datos, el "Polling", pues es un maestro (MTU) quien interroga a los esclavos en la red (RTUs) y a su vez controla cuales esclavos tienen acceso a la red.

La red Ethernet usa el acceso múltiple, con detección de portadora y colisión para los equipos que accesan al enlace físico. Cada equipo en un bus Ethernet monitorea el enlace de comunicaciones para el tráfico de datos. Modbus Plus, Data Highway, Data Highway Plus y MAP usan como método de acceso "TokenPassing" donde los empaquetamientos de datos o tokens, son transmitidos en orden específicos.

#### 3.3.3.4 Protocolos de Comunicación

El protocolo Modbus es usado generalmente en enlaces de comunicación Maestro/ Esclavo, soporta hasta 247 esclavos, puede trabajar con topología de red estrella o bus y puede ser implementado utilizando enlaces físicos RS232, RS422 o RS485. Dentro de sus limitaciones está que solo soporta 1 maestro y que el esclavo no pueda hablar sino hasta que sea interrogado lo cual lo hace un protocolo ineficiente. Existen dos versiones: Modbus ASCII donde cada mensaje de 8 bit es enviado como mensaje de 2 caracteres y Modbus RTU (Remote Terminal Unit) donde cada 8 bit en un mensaje contiene 2 caracteres hexadecimales.

El protocolo Modbus Plus es una versión mejorada del Modbus; este usa como método de acceso al medio el tokenpassing para una red propietaria a 1 Mbps. La red soporta 64 nodos unidos entre sí por repetidora, donde cada dable soporta 24 nodos unidos entre sí por puentes. De esta manera la red soporta más de 64 nodos y cada red individual mantiene su tiempo de respuesta.

Modbus Plus utiliza el mismo código de comandos de Modbus, a diferencia que los datos empaquetados se definen como “High Level Data Link Control” (HDLC) con la información de inicio fin y secuencia de la trama, “Medium Access Control” (MAC) con la ruta del mensaje y “Logical Link Control” (LLC) con el comando Modbus y los datos.

El protocolo Data Highway (DH)fué desarrollado para soportar comunicaciones entre PLCs Allen Bradley. Este protocolo y el Data Highway Plus (DH+) operan una topología bus propietaria a 57.6 Kbps.

Ethernet fue diseñado originalmente como una red prioritaria con acceso múltiple al medio. El mensaje generado por un equipo Ethernet es referido como un paquete. Los sistemas digitales que contienen conexión Ethernet no pueden comunicarse con otros a menos que una red adicional sea común a ellos.

#### 3.3.3.5 Comunicaciones para el SCADA en Colombia

ECOPETROL VIT ha seleccionado el tipo de comunicaciones en cada sitio de acuerdo a los requerimientos del sistema SCADA y otras necesidades de comunicaciones como voz y datos. Entre estos:

- Sistema Satelital C-Band Digital MCPC (Múltiple Channel Per Carrier) opera a una frecuencia de 6/4. Debido a que no contiene repetidoras, se evita el riesgo a fallas.
- Sistema Satelital VSAT (Very Small Aperture Terminal) caracterizado por pequeñas y económicas estaciones terrenas con antenas de diámetro pequeño.
- Fibra óptica monomodo y multimodo.
- Redes LAN/ WAN.

### **3.3.4 Interrelación de SCADA, Telemetría y Gestión de Datos**

#### **3.3.4.1 Terminales Remotas (RTU)**

En cada estación de los oleoductos, bien sea de inicio, intermedia o terminal, el Sistema de Control Distribuido (DCS) o el Controlador Lógico Programable (PLC) constituye la parte principal del sistema pues en ellos se implementa toda la lógica de de control, la cual contempla secuencia de arranque o parada de las unidades de bombeo, apertura y cierre de válvulas, alarmas o paradas por protecciones y otros.

Recibe la señal de los dispositivos de campo como instrumentación y actuadores, y a su vez lee y escribe en la base de datos del equipo maestro de control ó MTU valores como setpoint y comandos a unidades y válvulas; también lo hace en sus subsistemas controladores, computadores de flujo, sistemas de telemetría de tanques, entre otros.

Entre los controladores (PLC y DCS) existentes en el CCMO de ECOPETROL, están: ABB, Allen Bradley, Modcell ABB, Modicon, Siemens, GE Fanuc, entre otros. Entre las interfases HMI: ABB, Factory Link, RS View, Intouch, Siemens, Cimplicity. Los protocolos varían de acuerdo a la marca: Algunos son Propietarios, Controlnet para Allen Bradley, Modbus y Modbus Plus.

#### **3.3.4.2 Estación Maestra (MTU)**

Con respecto al hardware, deben tener una arquitectura cliente/ servidor para que permita la interoperabilidad entre diferentes sistemas. Entre el hardware se incluyen servidores para el control y almacenamiento de datos, servidor para el manejo de históricos, servidores para aplicaciones avanzadas y las estaciones de trabajo que son la interface entre el operador y el sistema de control.

En el CCMO de ECOPETROL, el host del SCADA tiene una arquitectura redundante, y es el encargado de hacer el “polling” y adquirir la información de las estaciones locales de los oleoductos.

Con respecto al software, puede emplear un protocolo para comunicarse con otros equipos como TCP/IP Ethernet, y otro protocolo para comunicarse con las RTU de campo como Modbus Estándar o Plus. Dentro de los componentes de software está la base de datos en tiempo real que recopila datos y verifica variables del proceso, la base de datos de reportes e históricos, la interface hombre máquina HMI, herramientas para aplicaciones externas e internas para gestión.

#### 3.3.4.3 Red de Telemetría

Para el medio de transmisión, se requiere que la disponibilidad para una red de comunicaciones de un sistema SCADA sea superior al 99% durante cualquier periodo de un año. La razón, cada RTU transmite información constante en tiempo real desde el equipo de control local a la MTU y a su vez recibe comandos de la MTU.

ECOPETROL tiene una topología en estrella con enlace punto a punto donde cada estación tiene un vínculo exclusivo con el CCMO.

#### 3.3.4.4 Protocolos

Existe una gran variedad de protocolos de comunicación, sin embargo es recomendable que para un sistema SCADA se eviten los protocolos propietarios, los cuales dejan al usuario con pocas posibilidades de integrar otros equipos de diferentes marcas. La transferencia de datos entre la Interfaz del SCADA-RTU y el sistema SCADA-MTU se hace bajo protocolo Modbus.

#### 3.3.4.5 Bases de datos

A continuación se listan algunas señales de muestra que transmite y recibe el sistema SCADA en cada estación, teniendo acceso a lectura y escritura en cada una.

Algunos ejemplos de señales de proceso en general:

- Gravedad específica remota
- Presión de entrada a la estación
- Alta presión de entrada
- Llegada del raspador
- Alta presión diferencial filtro
- Selector de control
- Set point de flujo
- Parada línea alta alta presión a la descarga
- Setpoint de velocidadbomba
- Alarma por alta temperatura bomba booster
- Flujo bruto
- Volumen bruto acumulado día
- Presión brazo
- Densidad producto en tanque

#### **4. IMPACTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA**

La industria petrolera en Colombia debe afrontar nuevos problemas: las necesidades de reducción de inventarios, la calidad fuera de especificaciones, los tiempos de aceleración en facilidades tempranas, las pérdidas por producción diferida, el bajo nivel de seguridad en las terminales de transporte, los altos costos de mantenimiento, acompañados de la demanda de nuevos mercados, el transporte de crudos pesados, la volatilidad de los precios y la meta de 1.000.000 de barriles para el 2015.

Con esta perspectiva, se hacen necesarias soluciones que permitan optimizar la gestión de sistemas de transporte de hidrocarburos mediante prácticas de automatización y control más rigurosas para mantener la competitividad del negocio.

Dentro de este contexto, se reconoce la necesidad de crear un marco metodológico sobre el análisis de la viabilidad técnico-económica para la implementación de tecnologías de medición, automatización y control de integridad en los sistemas de transporte de hidrocarburos en Colombia.

Los pasos que se llevan a cabo para realizar en análisis son:

1. Identificación de los impactos a considerar en el análisis de viabilidad técnico- económica, basados en las ventajas y costos reales de la implementación de estas tecnologías.
2. Revisión y profundización de los impactos
3. Desarrollo de un procedimiento práctico para la evaluación de impactos

4. Desarrollo de mecanismos de información de análisis de viabilidad técnica económica que soporten en análisis financiero y toma de decisión
5. Desarrollo de metodologías para comparar los costos de los impactos de implementación de tecnologías versus costos sin la implementación de dichas tecnologías.

#### **4.1 IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS**

El principal objetivo es desarrollar la metodología para el análisis técnico económico que permita facilitar la toma de decisión de implementación de tecnologías en sistemas de transporte de hidrocarburos en Colombia. Para tal fin, se ha llevado a cabo una investigación para la identificación de los impactos y una profundización en su incidencia, objetivo del desarrollo de este documento.

Los impactos trascienden de la implementación de las tecnologías que optimizan considerablemente los programas de gestión de activos que a su vez acarrearán un mejoramiento sustancial desde el punto de vista económico. Adicionalmente, las tecnologías pueden ser incluidas como programas de mantenimiento preventivo, ajustables a presupuestos y necesidades específicas.

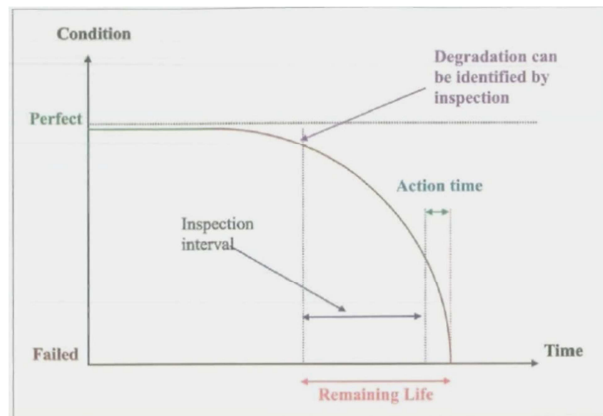
A partir de diferentes fuentes de información citadas y con el fin de facilitar la identificación y análisis de los impactos relacionados con la implementación de tecnologías de automatización y control en los sistemas de transporte de hidrocarburos en Colombia, se han definido algunos grupos donde se incluyen diferentes tipos de impactos asociados.

Tabla 16. Impactos asociados a la automatización y control. (Fuente del autor).

Grupo de Impactos	Descripción de Impactos
Seguridad	Incremento de la seguridad de infraestructura y personas Optimización de la seguridad mediante la gestión de integridad de oleoductos Mayor confiabilidad del sistema de seguridad en la detección y localización de fugas Implementación en áreas clasificadas
Operativos	Optimización de la operación mediante la gestión de integridad de oleoductos Reducción de costos operativos Mayor confiabilidad operativa en la detección y localización de fugas Optimización de la productividad Reducción de tiempos muertos de transporte Reducción de tiempos de inspección y mantenimiento Monitoreo en tiempo real Disminución de riesgos por prevención de detección de fallas Tecnologías para transporte de crudos pesados Integración con otras tecnologías existentes en la operación Seguimiento de raspadores
Infraestructura	Preservación y prolongación de vida útil de activos Protección de activos mediante la gestión de integridad de oleoductos Reparación de oleoductos antiguos
Ambientales	Prevención de derrames Disminución de contaminación
Sociales	Prevención de hurtos Protección de activos y personas en situaciones de ataques o atentados Aumento de la inversión extranjera
Gestión	Integridad técnica y operacional de HC transportados Disponibilidad y confiabilidad óptima de HC transportados Optimización de recursos Desarrollo de competencias Cumplimiento de Normas y Regulaciones

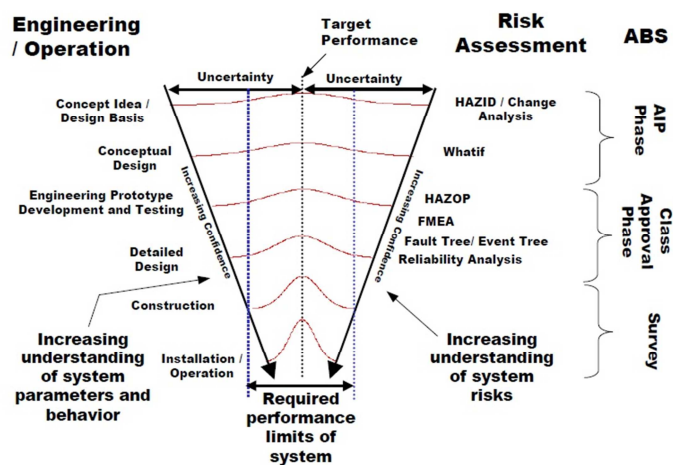
El principal objetivo de la gestión de integridad de oleoductos es garantizar la seguridad, prolongar la vida útil de la operación y fortalecer la protección contra fugas; dentro de los beneficios adicionales al incrementarse los controles mediante tecnologías de medición y automatización, está la optimización de la eficiencia y disminución de costos de operación. Se logra una mayor prevención de pérdidas con una inspección continua en el tiempo.

Figura 114. Prevención pérdidas con inspección. (Palmer-Jones, Turner, & Dr Hopkins, 2009)



Para una correcta evaluación de los impactos que están involucrados con la implementación de las tecnologías, es necesario realizar un análisis cualitativo previo de los riesgos asociados, debido a que el propósito es lograr una adecuada integridad de los activos como lo son los oleoductos y gasoductos.

Figura 115. Evaluación de riesgos. (Balesio, Patel, Revenga, & Rynn, 2009)



## **4.2 EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS TÉCNICOS**

### **4.2.1 Impactos asociados a la seguridad**

#### **4.2.1.1 Incremento de la seguridad de infraestructura y personas**

El implementar tecnologías de medición, automatización y control en los sistemas de transporte de hidrocarburos, permite incrementar la seguridad de la infraestructura y de las personas, como objetivo principal de la gestión. Para lograrlo, la tecnología debe cumplirlas regulaciones y los estándares internacionales de seguridad para proteger las personas y las tuberías.

Para garantizar la seguridad de las personas y de los oleoductos de la nación, existen tecnologías que protegen la seguridad a través del uso de sistemas basados en el aprovechamiento de la vulnerabilidad, análisis de riegos y prácticas de gestión.

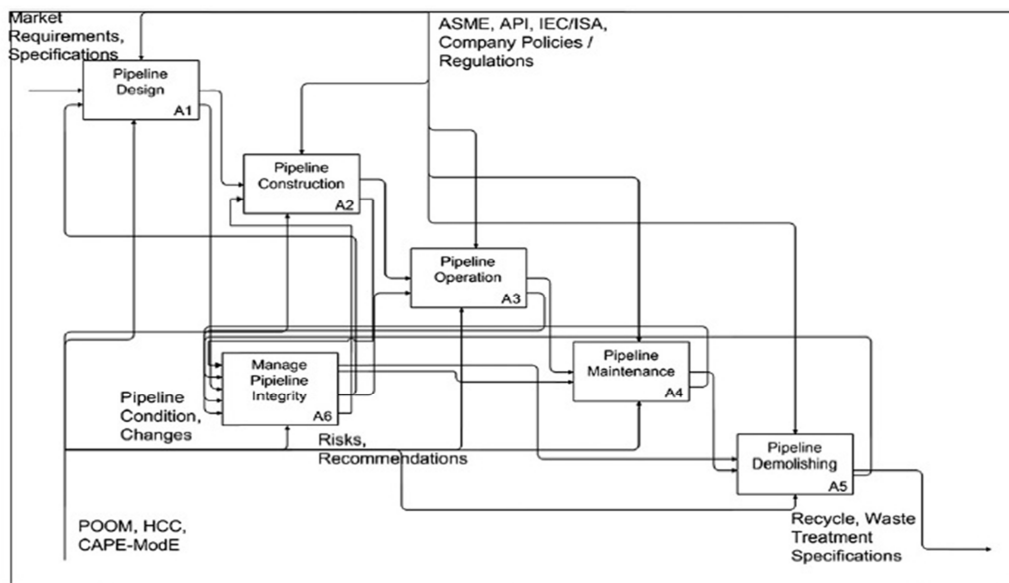
#### **4.2.1.2 Optimización de seguridad mediante gestión de integridad de oleoductos**

Bajo los impactos asociados al incremento de la seguridad, se encuentra también la optimización de la gestión de integridad de oleoductos; pues el tiempo, el deterioro y la corrosión de la infraestructura de antiguos oleoductos, incrementa la probabilidad general de las fallas en los mismos de acuerdo con las tendencias en la industria; inclusive gran parte de las pérdidas en oleoductos son a causa de la corrosión.

Los gobiernos en el mundo están imponiendo leyes de integridad de tuberías que regulan el negocio de los oleoductos.

Las tecnologías facilitan la gestión de integridad de oleoductos y a su vez se relacionan con la optimización en el manejo de riesgos asociados, en el intento de mitigarlos al máximo, las cuales se pueden ubicar a lo largo de la implementación de las tuberías desde su diseño, construcción, operación, mantenimiento.

Figura 116. Modelo gestión de integridad de oleoductos. (Hossam A. Kishawya, 2010)



#### 4.2.1.3 Mayor confiabilidad de seguridad mediante detección y localización de fugas

Desde el punto de vista de seguridad, con la posibilidad de implementar tecnologías de medición, automatización y control a lo largo de los oleoductos y gasoductos en tiempo real, es posible obtener mayor seguridad en tuberías y personas que estén involucradas bien sea en la ubicación geográfica o en la operación de las mismas.

La seguridad es el factor más importante para la operación de oleoductos seguido por la confiabilidad de los mismos. Un ejemplo de los impactos del control de la tecnología en los sistemas de seguridad induce la confiabilidad en un 70% mientras los sistemas mecánicos solo logran un 30%. (Freek van Dijk and Keat Choon Goh, 2008).

#### 4.2.1.4 Implementación en áreas clasificadas

Otro impacto benéfico de la implementación de tecnologías es que su gran mayoría han sido elaboradas para trabajar en zonas clasificadas y peligrosas (zona 0) y con sensores clasificación SIL 3, disminuyendo el riesgo evitando el acceso al sitio y logrando una supervisión remota.

#### 4.2.1.5 Criterios para el análisis económico

Debido a que se trata de la seguridad de las personas, no tiene caso comparar los costos con y sin inversión en tecnologías que permitan incrementarla, prevenir accidentes y disminuir los riesgos asociados.

Con respecto a la seguridad de la infraestructura y activos, están los costos de implementación de tecnología versus los daños que se pueden ocasionar a falta de esta; será necesario evaluar los costos aproximados de la implementación y el tiempo de recuperación de la inversión.

### **4.2.2 Impactos asociados a la operación**

#### 4.2.2.1 Optimización de la operación mediante gestión de integridad de oleoductos

La operación, como administradora de oleoductos, gasoductos y poliductos, tiene la responsabilidad de controlar los riesgos asociados de una manera eficiente. Por una parte, el control ocurre con las inspecciones periódicas y monitoreo continuo del proceso y por la otra, protegiendo las actividades cercanas a las tuberías. Los métodos de control comunes sin tecnologías, pueden generar consigo inatenciones y errores y a su vez consecuencias que reducen la integridad. (Kabel, 2008).

#### 4.2.2.2 Reducción de costos operativos

Debido a que con sistemas de automatización en tiempo real se tiene un control exacto de los volúmenes transportados, así como de las pérdidas bien sea a causa de fugas o atentados, los riesgos pueden ser ejecutados continua y automáticamente.

Las tecnologías de monitoreo remoto surgieron para solucionar la costosa tarea del monitoreo de la corrosión, prolongando la vida útil de las tuberías enterradas.(Southern, David (FreeWare Technologies), 2008). Es decir, benefician la gestión del ciclo de vida útil de los activos.

#### 4.2.2.3 Mayor confiabilidad operativa en la detección y localización de fugas

Desde el punto de vista operativo, hay una gran diferencia entre lo que puede estar ocurriendo a lo largo de la tubería del oleoducto y lo que actualmente está sucediendo; lo cual puede implicar tiempos valiosos de retrasos en el descubrimiento y detección de fugas.

#### 4.2.2.4 Optimización de la productividad

La implementación de tecnologías en oleoductos conlleva a un valor total de integridad lo cual ayuda a optimizar la calidad de la productividad y tomar medidas de una manera más eficiente. La aplicación también hace que estos riesgos visibles en la tubería crean un aprendizaje y visión de las causas de los mismos.

#### 4.2.2.5 Reducción de tiempos muertos de transporte

Sin sistemas de control, detección, supervisión, puede pasar tiempo mientras se detecta la fuga o daño en la tubería, tiempo el cual además de ser peligroso para las personas y los activos y de ocasionar pérdidas en la producción, puede acarrear incrementos en los tiempos muertos de transporte

#### 4.2.2.6 Reducción de tiempos de inspección y mantenimiento

Debido a que con una supervisión remota constante, es posible inspeccionar los oleoductos en línea y acceder a pruebas de integridad, es posible reducir los tiempos de inspección y facilita las estrategias de mantenimiento, reduciendo a su vez costos futuros.

Por el contrario, los costos de reparación de tuberías como consecuencia de fugas, derrames o alguna situación de emergencia, puede exceder los costos de un mantenimiento preventivo.

Dentro de los planes de mantenimiento preventivo, es posible incluir la inspección mediante circuitos cerrados de TV, limpieza, detección de fugas, reemplazo, renovación entre otros.

#### 4.2.2.7 Monitoreo en tiempo real

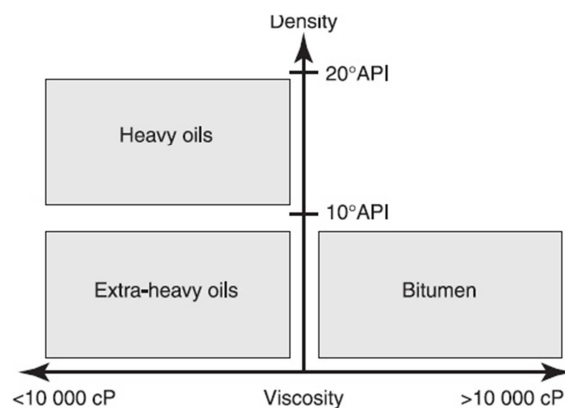
Para detectar y prevenir fugas en oleoductos y gasoductos de largas distancias, el operador necesita actualizaciones en tiempo real que permitan conocer exactamente que está sucediendo y en dónde. Las tecnologías de monitoreo digital para la detección, ofrecen precisión, continuidad y la información en tiempo real.

#### 4.2.2.8 Disminución de riesgos por prevención en detección de fallas

Los riesgos disminuyen debido a la prevención en la detección de fallas, en la optimización de la gestión de integridad y porque se obtiene un análisis preciso del control sobre lo que está ocurriendo a lo largo de la tubería así como información detallada de pérdidas, inclusive con un sistema de aprendizaje en los sensores para tal fin.

#### 4.2.2.9 Tecnologías para transporte de crudos pesados

Figura 117. Viscosidad crudos. (Sanier, Hénaut, & Argillier, 2004).



Existen cinco métodos diferentes de transporte de crudos pesados: calentamiento, dilución, optimización, emulsión y flujo anular.

En el método de calentamiento, la viscosidad disminuye rápidamente con la temperatura pero puede traer consecuencias como corrosión interna en la tubería y cambios en la estructura coloidal del crudo. El método de dilución, haciendo un blending o mezcla con otro hidrocarburo de menor viscosidad como condensado, nafta, keroseno, crudo liviano, pero acá los problemas equivalen a la disponibilidad del diluyente. El método de emulsión consiste en disolver el crudo pesado en agua en forma de gotas estabilizadas por surfactantes, reduciendo la viscosidad quedando un 70% crudo pesado y 30% de fase acuosa con 500-2000 ppm de aditivos químicos. El método de mejoramiento parcial consiste en modificar la composición del crudo pesado para hacerlo menos viscoso, un ejemplo es el hidrotratamiento usado en refinería combinado con solvente desasfaltado. Por último el flujo anular es atractivo para el transporte porque una película de agua rodea el núcleo de aceite y actúa como lubricante de tal manera que la presión de bombeo requerida es la misma para el agua, pero el principal problema es que el crudo tiende a adherirse a las paredes. (Sanier, Hénaut, & Argillier, 2004).

Figura 118. Comparación de métodos de transporte. (Sanier, Hénaut, & Argillier, 2004).

	Heating	Dilution	Upgrading	Emulsion	Annular flow
Required pipe diameter	Normal	Larger	Normal	Larger	Normal
Corrosion	Potential	None	None	Potential	Potential
Additional investments	Normal (heaters)	High (parallel diluent system)	High (field refinery)	Normal/high (supply system)	Normal/high (apply system)
Environmental problems	Electricity source	No specificity	No specificity	Water separation/treatment	Water treatment

Al igual que las tecnologías de supervisión, automatización y control, existe instrumentación como medidores de flujo diseñada para operar a estas viscosidades. El principio de la señal es la misma, para manejo remoto e integrable con los sistemas de control existentes hacia cuarto de control.

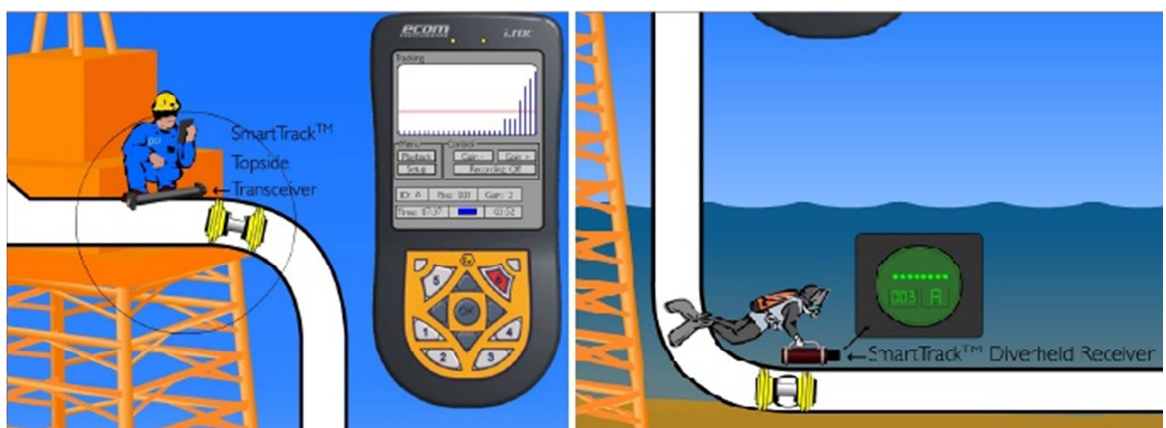
#### 4.2.2.10 Integración con otras tecnologías existentes en la operación

Con las tecnologías de supervisión y control digital, se logra un sistema completamente automatizado que puede tener interface con el sistema SCADA existente o inclusive con otros sistemas de control mediante protocolos estándar.

#### 4.2.2.11 Seguimiento de raspadores

Para seguimiento de raspadores, existen también tecnologías para seguimiento y monitoreo las cuales ofrecen ventajas significativas permitiendo el control del dispositivo e interrogarlo de forma remota, brindando así una mayor flexibilidad operativa y de mantenimiento en tiempo real durante operaciones críticas.

Figura 119. Supervisión remota raspadores. (Gordon Blair, 2008).



### **4.2.3 Impactos asociados a la infraestructura**

#### 4.2.3.1 Preservación y prolongación de vida útil de activos

Los recientes desarrollos en automatización, sistemas inalámbricos y sistemas de monitoreo de gestión en tiempo real han aportado para que las operaciones sean más inteligentes. (Olsen, 2011). Estas aplicaciones ayudan a optimizar la eficiencia de la operación y adicionalmente preservan y prolongan la vida útil de los activos, buscando siempre la seguridad de las personas, del producto transportado y de los activos mismos.

#### 4.2.3.2 Protección de activos mediante la gestión de integridad de oleoductos

Por ejemplo los impactos en la protección catódica, compuesta por el medio, interferencias por terceros, planes de autoridades públicas, actividades de excavación, composición de la tierra, condiciones del recubrimiento de las tuberías y deterioro interno y externo de la tubería son causantes de deterioro de las tuberías.

Una de las principales causas de deterioro más abrasivo es la corrosión, sin embargo hoy en día es posible combinar los beneficios de inspección remota de alta resolución, software comparativo y métodos de confiabilidad que permitan proteger los activos mediante la gestión de integridad de los oleoductos.

#### 4.2.3.3 Reparación de oleoductos antiguos

Es posible realizar una evaluación de las condiciones de las tuberías antiguas mediante una investigación de las desviaciones geométricas, reducciones de espesor y hundimientos y un análisis subsecuente.

Para tal fin, es posible programar pruebas con marranos inteligentes y comparar sus resultados con pruebas hidrostáticas. En secciones de tuberías no marraneables, es posible implementar tecnologías como bombeos, campos magnéticos y pruebas de ultrasonido. Por último comparando con las regulaciones, es posible determinar si la tubería es recuperable o no. (Rieder, 2008).

#### **4.2.4 Impactos asociados al medio ambiente**

##### **4.2.4.1 Prevención de derrames**

Los sistemas de tecnología en supervisión, control, automatización son uno de los métodos para mitigar los riesgos a derrames de hidrocarburos al medio ambiente. Estos, en conjunto con los planes de contingencia, previenen que estos ocurran y en caso de llegar a ocurrir un derrame a causa de terceros, permiten prestar una atención inmediata reduciendo los tiempos de espera de atención al derrame.

##### **4.2.4.2 Disminución de contaminación**

Con los sistemas de tecnología de monitoreo remoto, la contaminación se reduce como consecuencia a los derrames evitados y a la solución inmediata, ya que se reducen en gran porcentaje los tiempos muertos y tiempos de espera para la atención de los mismos. Al disminuir la contaminación, disminuyen también los riesgos biológicos y se previenen enfermedades.

#### **4.2.5 Impactos sociales**

#### 4.2.5.1 Prevención de hurtos

Es común que ocurran actos ilícitos en contra de la infraestructura petrolera como situaciones de hurto a los oleoductos. Además de contar con sistemas de medición para cuantificar pérdidas entre una estación y otra o a terminales marítimos, es posible contar con sistemas remotos que permita localizar la fuga para dar una pronta respuesta a estas situaciones de emergencia. Estos últimos han tenido un fuerte desarrollo en los últimos años; para estos casos de hurto, existen por ejemplo los sistemas de detección de fibra óptica acústicos o de temperatura con captura de video hacia un sistema remoto donde el operador toma la decisión de acción ante la amenaza.

#### 4.2.5.2 Protección de activos y personas en situaciones de ataques o atentados

De acuerdo con estadísticas del Ministerio de Defensa, en el 2010 se registraron 31 ataques a oleoductos, acciones que atentan contra el patrimonio de los colombianos.

En estas situaciones, los sistemas de detección remotos permiten proteger tanto los activos como la vida de las personas, activando alarmas con tan solo detectar movimientos en el área cercana al oleoducto evitando ocurran estas situaciones de ataques y lo que desencadena en caso de llegar a ocurrir.

#### 4.2.5.3 Aumento de la inversión extranjera

Con la tecnología de detección remota y supervisión, se previenen y disminuyen en gran medida los hurtos y atentados a oleoductos, lo cual permite un aumento de la inversión extranjera en el sector petrolero y minero.

## **4.2.6 Impactos asociados a la gestión de transporte de hidrocarburos**

### **4.2.6.1 Integridad técnica y operacional de HC transportados**

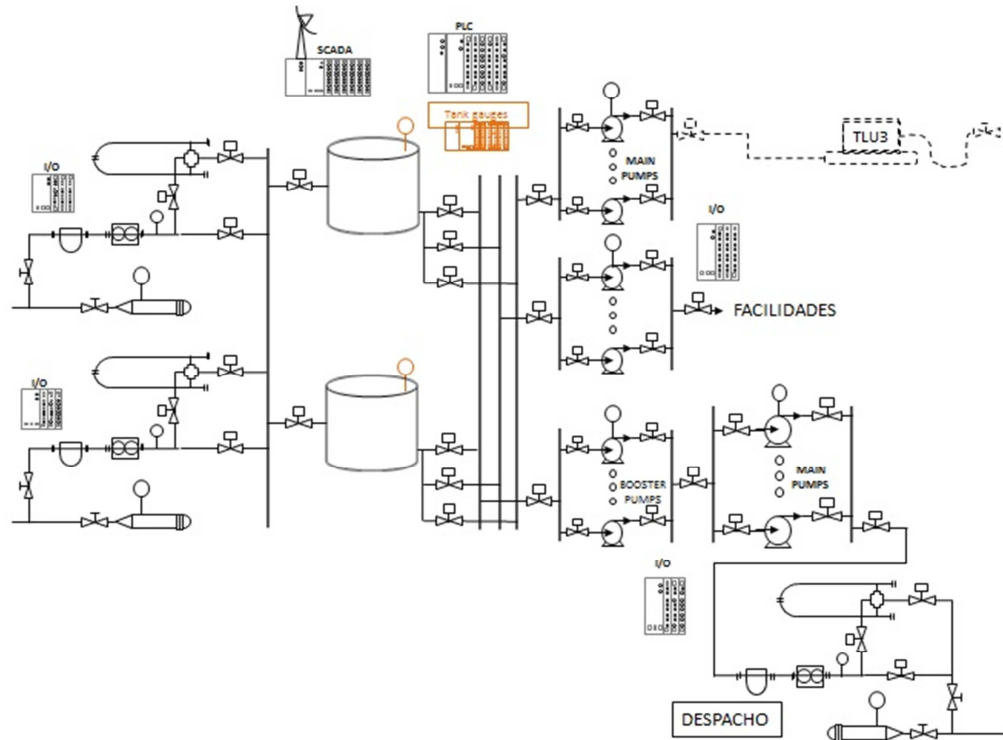
La supervisión de la integridad de las instalaciones de los oleoductos es la principal tarea de los administradores de las tuberías. La integridad es un valor para la seguridad, utilidad y disponibilidad del oleoducto; esta representa el resultado de un largo número de influencias provenientes tanto del medio como del entorno por el que atraviesa el oleoducto, algunas de las cuales son predecibles y controlables, pero las influencias que no lo son, son más difíciles de controlar por lo que generan cierto grado de riesgo a la integridad. Sin embargo, los riesgos pueden ser eliminados continuamente mediante sistemas de automatización y control en tiempo real. (Kabel, 2008).

Salvaguardar la integridad de los oleoductos, connota el concepto de prevención de pérdidas, inspección y reparación y también incluye productos, prácticas y servicios que ayudan a los operadores a maximizar sus activos.

### **4.2.6.2 Disponibilidad y confiabilidad óptima de HC transportados**

La confiabilidad y disponibilidad de la información de los hidrocarburos transportados, se obtiene de los sistemas de supervisión y control sobre los activos. A continuación se plasma una arquitectura general de sistemas de medición y fiscalización, supervisión, control y automatización desde cada estación remota, transporte, bombeo y despacho hacia otras estaciones. Las señales pueden ser enviadas mediante tarjetas I/O e integradas a un sistema de control maestro SCADA donde se tiene el control de la gestión de los hidrocarburos transportados. El Sistema SCADA es confiable no solamente para propósitos de operación, sino que también para análisis de históricos, predicciones y estrategias de planeación.

Figura 120. Sistema medición, fiscalización, control, supervisión, automatización.  
(Fuente del autor).



### 5.2.6.3. Optimización de recursos

De esta manera, se busca que los recursos y sus costos puedan ser optimizados al máximo sobre el ciclo de vida de los activos, se reduzcan inventarios y se maximice el retorno al negocio; por otra parte, se espera un desarrollo de competencias en la operación de los nuevos equipos de control, sacando el mejor provecho de los sistemas remotos de control para una gestión adecuada de los sistemas de transporte de HC.

Los estándares de arquitectura abierta garantizan las futuras ampliaciones al sistema de control, la escalabilidad genera confianza en el crecimiento y desarrollo futuro

#### 5.2.6.4. Cumplimiento de normas y regulaciones

Se debe tener sumo cuidado de aplicar las normas y regulaciones para sistemas de medición, control, automatización en oleoductos y gasoductos.

Las principales normas internacionales son:

- American Petroleum Institute (API): API MPMS10.1 Sediment and Water.
- Instrument Society of America (ISA) ISA 51.1 Process Instrumentation Terminology.
- National Electrical Code (NFPA) NFPA 70 National Electrical Codes.
- American Society for Testing and Materials (ASTM)

Los principales estándares nacionales para sistemas de control SCADA son:

- PMPO-I-050 Filosofía de operación y control SCADA
- PMPO-I-047 Típico de instrumentación Trampa de Recibo
- PMPO-I-038 Típico de instrumentación de Filtración y control en el Recibo
- PMPO-I-059 Estrategias de Control
- PMPO-I-044 Típico de instrumentación requerida en Tanques Relevo, Sumidero y API.
- PMPO-I-060 Descripción Secuencia Apertura/Cierre Automática/Manual Recibo en Terminales

### 4.3 EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS ECONÓMICOS

Las variables utilizadas que permiten medir el impacto económico de la implementación de tecnologías, están dadas por las variaciones de los costos y beneficios contemplando diferentes escenarios de acuerdo al tipo de tecnología.

## 5. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

### 5.1 PRECIOS DE INSTRUMENTACIÓN Y SISTEMAS DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

Aunque las cantidades varían de acuerdo con el dimensionamiento de sistemas de control y más aún, de acuerdo a las distancias y características propias del oleoducto, gasoducto o poliducto a ser controlado, a continuación se plasma una aproximación de los precios actuales de cada tipo de tecnología, después de haber realizado una encuesta y haber reunido cotizaciones e información suministrada a departamentos de procura del sector.

Tabla 17. Precios aprox. de tecnologías – Investigación de mercado con proveedores. (Fuente del autor).

DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO US\$
<b>Suministro de herramienta e instrumentación</b>	<b>9.200.000</b>
1.1. Herramientas de Inspección en línea (ILI, MFL, UT) (min 5)	2.800.000*
1.2. Herramientas de Detección de fugas externo (FO temp/ acústico) (prom.)	1.300.000*
Instrumentos transmisores de medición de flujo, presión, temperatura (min. 20)	300.000
1.3. Sistemas de detección de fugas locales (min. 5)	800.000
1.4. Unidades de medición LACT (PD) (min. 5)	4.400.000
1.5. Marranos inteligentes (min. 5)	900.000
<b>Suministro de hardware</b>	<b>60.590.000</b>
2.1. Tarjetas I/O	10.500.000
2.2. Sistemas SCADA (Aplicación mediana)	50.000.000
2.3. Equipos de comunicaciones (Ethernet modules, gateways, switches)	90.000
<b>Suministro de software</b>	<b>350.000</b>
3.1. Licencias promedio (Pck calibración SCADA, servidores, históricos, HMIs, DB) (min 3)	350.000
<b>Desarrollo de ingeniería</b>	<b>1.100.000</b>
4.1. Diseño básico	530.000
4.2. Bases de datos	420.000
4.3. Despliegues	150.000
<b>Entrenamiento operadores y mantenimiento</b>	<b>80.000</b>
<b>Tiempo de inactividad del sistema</b>	<b>0</b>
<b>Tiempo de estabilización del sistema</b>	<b>0</b>
	<b>81.220.000</b>

En la tabla anterior, los precios de las tecnologías aunque se están sumando, estos son selectivos dependiendo de la tecnología que se seleccione en cada caso en particular. Así mismo, el precio asociado a cada ítem puede variar de acuerdo a la cantidad de herramientas o instrumentos, tarjetas, equipos, etc.

Los tiempos asociados a inactividad y estabilización del sistema equivalen a un estimado que depende de la cantidad de producción del oleoducto que se puede dejar de transportar en un momento dado mientras se realizan pruebas y configuraciones. Además de poder llevar a cabo estas últimas en vivo, siempre es posible transportar de modo automático, remoto o manual, por lo cual no tendría ningún impacto económico.

Para realizar una comparación con los activos transportados que se puede tener control con las tecnologías y herramientas de supervisión y automatización, a continuación se plasman los valores económicos de lo que puede llegar a representar una pérdida bien sea por fugas o fallas en las tuberías. Tomando como ejemplo un tramo de un oleoducto antiguo de 200 Km que transporte aprox. 80000 BPD sin tecnologías de monitoreo, supervisión ni detección de fugas.

Tabla 18. Precios aprox. de pérdidas de producto – Investigación de mercado.  
(Fuente del autor).

Precio Barril Petróleo US (Año 2011)	110	
Precio Barril Transportado US (Ver Tabla 11 más margen y asociados)	3	
	DÍA	AÑO
Producción Compañía mediana; bpd	80.000	29.200.000
Valor de la Producción	\$ 8.800.000	\$ 3212.000.000
Valor del Transporte de la Producción	\$ 240.000	
<b>Fugas al año (aprox. 5, c/una tiempo detección mín. 4 días)</b>	- \$ 240.000	- \$ 3.000.000
<b>Pérdidas de producción min. 10%</b>	- \$ 880.000	- \$ 1.980.000
<b>Tiempos de inactividad del sistema (no se transporta)</b>	- \$ 480.000	- \$ 9.600.000
<b>Gastos asociados a detección y emergencias</b>	- \$ 40.000	- \$ 200.000
<b>Costos asociados a mantenimiento 10%</b>	- \$ 880.000	- \$ 1.980.000

Adicional a lo anterior, los riesgos asociados con la integridad de las personas, el medio ambiente y los activos no son cuantificables, ni tampoco el grado de incertidumbre en la operación del 100%. Por el contrario, con la implementación de tecnologías se tiene certeza de lo que sucede en cada tramo del oleoducto en tiempo real, se tiene un adecuado control de integridad, se detectan rápidamente fallas en el sistema reduciendo así los tiempos de mantenimiento y los costos asociados a la inversión en implementación, se pueden recuperar en corto tiempo.

## **5.2 TABLA DE EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA**

La tabla que se presenta a continuación es de elaboración propia. Aunque los pesos asignados a los criterios y atributos son subjetivos, es un modelo que se puede implementar para discutir en grupo en el momento de implementar las tecnologías en los sistemas de transporte de hidrocarburos.

Tabla 19. Evaluación técnico económica. (Fuente del autor).

PARÁMETROS DE EVALUACIÓN					CALIFICACIÓN CUANTITATIVA DE SIST DE AUTOMATIZACION Y CONTROL										
CRITERIO	Peso (%)	Atributo	Peso (%)	SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS – OLEODUCTOS Y GASODUCTOS											
				HTAS DE INSPECCIÓN EN LÍNEA		MONITOREO INALÁMBRICO		TECNOLOGIA CONTROL TUBERIA		SIST. DETECCIÓN FUGAS		MEDICIÓN TRANSFERENCIA DE CUSTODIA		SISTEMAS DE GESTION SCADA	
				Calif	Result	Calif	Result	Calif	Result	Calif	Result	Calif	Result	Calif	Result
Seguridad	25%	Incremento de la Seguridad de infraestructura y personas	35	8		8		8		10		9		10	
		Optimización de seguridad mediante gestión de integridad de oleoductos	25	9		9		9		10		9		10	
		Mayor confiabilidad sist seguridad en detección y localización de fugas	25	9		8		9		10		10		10	
		Implementación en áreas clasificadas	15	9		8		8		9		9		9	
Sub-total			100												
Operación y Mantenimiento	15%	Optimización de operación mediante gestión de integridad de oleoductos	15	9		9		8		9		9		9	
		Reducción de costos operativos	10	8		9		7		9		9		9	
		Mayor confiabilidad operativa en detección y localización de fugas	10	8		8		9		10		10		10	
		Optimización de la productividad	10	9		7		7		9		8		9	
		Reducción de tiempos muertos de transporte	5	8		8		7		9		9		9	
		Reducción de tiempos de inspección y mnto	10	8		8		7		9		8		9	
		Monitoreo en tiempo real	10	9		8		8		10		10		10	
		Disminución de riesgos por prevención de detección de fallas	5	9		8		9		9		9		9	
		Tecnologías para transporte de crudos pesados	10	8		7		7		7		9		9	
		Integración con otras tecnologías existentes en la operación	10	9		9		8		8		9		9	
Seguimiento de raspadores	5	8		7		7		7		8		9			
Sub-total			100												
Infraestructura	5%	Preservación y prolongación de vida útil de activos	40	9		9		9		10		9		10	
		Protección de activos mediante la gestión de integridad de oleoductos	35	9		9		9		9		9		9	
		Reparación de oleoductos antiguos	25	9		7		9		8		8		8	
Sub-total			100												
Ambientales	10%	Prevención de derrames	70	9		8		9		9		9		9	
		Disminución de contaminación	30	8		8		8		8		8		8	
Sub-total			100												
Sociales	10%	Prevención de hurtos	40	8		8		8		9		9		9	
		Protección de activos y personas en situaciones de ataques o atentados	40	8		8		9		9		9		9	
		Aumento de la inversión extranjera	20	8		8		7		8		9		9	
Sub-total			100												
Gestión	15%	Integridad técnica y operacional de HC transportados	30	9		9		8		9		10		10	
		Disponibilidad y confiabilidad óptima de HC transportados	30	9		8		9		10		10		10	
		Optimización de recursos	10	8		8		8		9		9		9	
		Desarrollo de competencias	10	8		8		8		8		9		9	
		Cumplimiento de Normas y Regulaciones	20	8		8		8		9		9		9	
Sub-total			100												
Presupuesto	20%	CAPEX	70	7		8		8		8		8		7	
		OPEX	30	9		8		8		8		8		7	
Sub-total			100												
TOTAL	100%														

### **5.3 RESULTADOS EVALUACIÓN DE IMPACTOS DE AUTOMATIZACIÓN**

Todas las tecnologías de supervisión, control y automatización benefician los sistemas de transporte en Colombia, algunas benefician más que otras en criterios como la seguridad o el impacto ambiental.

El objetivo de este análisis no es realizar una elección de la tecnología más favorable, sino por el contrario, evaluar los impactos de cada una de ellas de acuerdo a cada criterio y atributo y su grado de impacto, ya que en algunas circunstancias puede llegar a ser necesaria la implementación de todas las tecnologías.

## **6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **6.1 CONCLUSIONES**

Los oleoductos, gasoductos, poliductos son parte de la infraestructura colombiana y entre más se extienden a lo largo del país, más se dificulta su gestión, pero los avances tecnológicos en sistemas de inspección, medición, integridad, control, telecomunicaciones y automatización en sí, hacen que sean tecnologías fácilmente asequibles para lograr una optimización en la gestión de los mismos mediante una supervisión en tiempo real.

Se concluye que las tecnologías son indispensables para optimizar la gestión de los sistemas de transporte de hidrocarburos en Colombia, ante todo en el tema de seguridad e integridad de las personas de la infraestructura y del medio ambiente, ayuda a garantizar una operación continua que mitigue riesgos ambientales y sociales por terceros como atentados o hurtos, la reducción de costos operativos, la reducción de mantenimiento correctivo y preventivo, la detección de fallas como fugas por daños en el sistema, la prevención de atentados con sistemas de detección en tiempo real, la reducción de impactos ambientales previniendo derrames y contaminación, la prolongación de la vida útil de los activos mediante la detección temprana de corrosión y protección catódica, mayor flexibilidad operativa, facilidad en limpieza de tuberías con tecnologías de marraneo, la optimización en la generación de históricos mediante bases de datos centralizadas, disminución de hurtos, aumento de inversión extranjera y desarrollo de competencias en la operación, entre otros.

Las tecnologías permiten al operador maximizar la producción de los oleoductos, mientras se mantiene estable todo el sistema. Se recibe información en tiempo real de los flujos en las diferentes estaciones en orden de mantener las presiones adecuadas a lo largo de las tuberías; además, sintener cómo detectar fugas, hay

una gran diferencia entre lo que el operador cree que está ocurriendo y lo que realmente está sucediendo a lo largo del oleoducto; esos retrasos en la detección de fallas y localización de fugas pueden llegar a ser peligrosos, inclusive a ocasionar incidentes, accidentes y la muerte.

Los resultados obtenidos de análisis de los impactos tecnológicos, guardan consistencia con los datos empíricos y la experiencia del personal operativo y de mantenimiento de oleoductos.

Adicional a las tecnologías de medición, automatización y control, se requiere de un sistema SCADA fiable no solamente para propósitos de operación, sino también para análisis de históricos, predicciones y estrategia de planeación.

Se comprueba que aún con los costos aproximados de la implementación de un sistema de control y tecnologías de medición y automatización asociadas, el costo es una inversión en comparación con los grandes costos que puede acarrear las fatalidades por atentados, derrames y las pérdidas de hidrocarburo por falta de un sistema de medición, donde no se dimensionan los riesgos.

## **6.2 RECOMENDACIONES**

Debido a que existen divergencias en el comportamiento entre fabricantes de sistemas de inspección, detección, medición y control, se sugiere estimarlo para un análisis de impactos más detallado, así como análisis de precios de los mismos con respecto al mercado internacional, sin regirse únicamente por proveedores locales.

Se debe fortalecer el análisis con indicadores de mantenimiento con y sin tecnologías de medición y sistemas de detección y control, incluyendo tiempos medios entre fallas, tiempos promedios de reparaciones, información operativa de disponibilidad y confiabilidad, así como integrarlo al modelo corporativo que se tenga de mantenimiento.

Es importante tener en cuenta que la integración del sistema debe ocasionar las mínimas interrupciones posibles en la operación para lo cual, se debe tener en cuenta el tiempo de inactividad del sistema. En muchos casos, la actualización no es tan costosa como el tiempo que toma la implementación. Para disminuir estos tiempos, se debe ver la posibilidad de conservar la base de datos y el formato de los despliegues.

En lo posible, el hardware se debe seleccionar de estándares corporativos y contratos de mantenimiento existentes con fabricantes que pueden soportar múltiples plataformas, se debe evitar hardware propietario. Se debe contemplar para el análisis, sistemas de arquitectura abierta que puedan tener interface con otras aplicaciones.

## BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN

Agthoven, R. V., & Quakkelsten, H. A. (2007). Different Solutions to Inspect Platform Risers. *Pigging Products and Services Association* .

Andrea Bravo Puerta/ Ecopetrol. (Abril - Junio 2010). En las arterias de la iguana. *Carta petrolera No. 122* .

ANH. (2011). <http://www.anh.gov.co>. Recuperado el 2011, de Agencia Nacional de Hidrocarburos en datos - Cifras y Estadísticas a 2011: <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8>

API MPMS 14.3. (2005). *Manual of Petroleum Measurement Standards - Natural Gas Fluids Measurement Section, Concentric, Square-Edged Orifice Meters Natural Gas Applications*.

API MPMS 5.2. (1987). *Manual of Petroleum Measurement Standards - Metering Section, Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters*.

API MPMS 5.3. (2000). *Manual of Petroleum Measurement Standards - Metering Section, Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters*.

API MPMS 5.6. (2002). *Manual of Petroleum Measurement Standards - Metering Section, Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters*.

API MPMS 5.8. (2005). *Manual of Petroleum Measurement Standards - Metering Section, Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters Using Transit Time Technology*.

API MPMS 6.1. (2002). *Manual of Petroleum Measurement Standards - Metering Assemblies Section 1, Lease Automatic Custody Transfer (LACT) Systems*.

Ashish, J. (2008). Case Study HMR-BB Pipeline Automation for IOCL. *L&T Automation News* .

Aue, H. R., Paeper, S. R., Brown, B. R., Humphreys, M. K., & Sutherland, J. D. (2007). High-Quality Geometry Module Data for Pipeline Strain Analyses. *Pigging Products and Services Association* .

Ballesio, J. A., Patel, H. A., Revenga, A. A., & Rynn, P. P. (2009). Risk Assessment and Technology Qualification Process for Offshore LNG Pipelines.

*Offshore Technology Conference OTC 20301* , Presentation at the 2009 Technology Conference held in Houston, Texas, USA, 4-7 May 2009.

Barham, P. B., Brown, B. R., Beuker, T. R., & Fingerhut, M. R. (2005). Pipeline Integrity Analysis Based on Interdisciplinary Cooperation. *Pigging Products and Services Association* .

Beller, D. K.-N. (2004). Addressing the Problems of Ageing Pipelines Using the Most Recent Ultrasonic In-Line Inspection Tools. *Pigging Products and Services Association* .

Bezerédi, D. G. (2008). Crude Oil Pipeline SCADA system review. *MMG AM Nova Ltd., Hungary* .

Brothers, L. (2008). Global Oil Choke Points. *Energy and Power Integrated Oil* .

Brownman, C. (2010). Hazardous Liquids Pipelines – Regulation and Due Diligence. *American Bar Association* .

Corrosion & Integrity Solutions. (2009). <http://www.ci-solutionsllc.com>. Recuperado el 2010, de [http://www.ci-solutionsllc.com/#!/where-we-are\\_](http://www.ci-solutionsllc.com/#!/where-we-are_)

Craig Held, C. P. (2010). Implementing Remote Wireless Monitoring of Pipeline Integrity and Cathodic Protection. *NACE International - Corrosion Conference & Expo 2010* .

Dave Seiler, Daniel & Emerson. (2008). Business Development Manager Liquid Products.

David Russell and Richard Latimer, W. P. (2007). Development of a Pig Based Inspection Tool Utilizing Maps Stress Measurement Technology. *Pigging Products and Services Association* .

David Russell, W. P. (2005). Pigging in Pipeline Pre-Commissioning. *Pigging Products and Services Association* .

Doorhy, J. (2011). Real-Time Pipeline Leak Detection And Location Using Volume Balancing. *Pipeline Gas J 238 no2* , 65-66.

Dr. Hubert Lindner, R. T. (2008). Deepwater, High-Pressure and Multidiameter Pipelines A Challenging In-line Inspection Project. *Pigging Products and Services Association* .

Dr. Ted L Anderson, Q. I. (2010). Advanced assessment of pipeline integrity using ILI data. *The Journal of Pipeline Engineering* , 29-37.

Dr.V.A. Kanaykin, D. D.–“. (2005). New Technologies of "Spetsneftegaz" Magnetic In-Line Inspection. *Pigging Products and Services Association*.

Dragos Rauta, T. D. (Dec, 2010). Bunker Fuel Regulations - An INTERTANKO View. *Addressing the sulphur challenge: Ways ahead for cleaner maritime transport*. European Parliament, Brussels: EP Intergroup on Climate Change, Biodiversity and Sustainable Development.

Ecopetrol. (2010). *Comunicado de prensa - Resultados tercer trimestre enero - septiembre de 2010*. Recuperado el 2010, de <http://ideasinversion.com:8080/ideasinversion.com/blog/wp-content/uploads/2010/10/BALANCEECOPETROLTERCERTRIMESTRE2010.pdf>

Ecopetrol. (2010). <http://www.ecopetrol.com.co>. Recuperado el 2010, de Quienes Somos> Qué Hacemos> Transportar: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=82&conID=37995>

Ecopetrol. (2010). <http://www.ecopetrol.com.co>. Recuperado el 2010, de Redes de Transporte - Infraestructura Petrolera de Colombia: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=127&conID=36123&pagID=127171>

Ecopetrol. (2011). <http://www.ecopetrol.com.co>. Recuperado el 2011, de Mapa Infraestructura: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa\\_infraestructura.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa_infraestructura.htm)

Ecopetrol. (2011). <http://www.ecopetrol.com.co>. Recuperado el 2011, de Boletines 2011 - Ecopetrol presenta sus resultados para el cuarto trimestre y el año 2010 : <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=148&conID=46143&pagID=133260>

Ekpemu, U. S., & Aloba, S. S. (2010). Pipeline Laser Imaging and Metrology Using Laser Smart Pig. *SPE International (Society of Petroleum Engineers)* , SPE 140641 (34th Annual SPE International Conference and Exhibition held in Tinapa - Calabar, Nigeria, 31 July-7 August 2010).

Emerson Process Management. (2007). *Tecnologías de Medición de Flujo*. Bogotá.

Emerson, Daniel. (2008). *Daniel Marketing Terminal Solutions*.

- Emerson, Daniel. (2005). *Medición de Flujo de Hidrocarburos - Instrumentos y Controles*. Bogotá.
- Enstad, G., & Ralston, J. (2011). Applying Wireless To EtherNet/IP Pipeline Automation Systems. *Pipeline and Gas Journal* 238 no2 , 48-51.
- Freek van Dijk and Keat Choon Goh, S. G. (2008). Closing the Loop for Improved Oil and Gas Production Management. *SPE International* , Intelligent Energy Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 25-27 February 2008.
- Global Association of Risk Professionals, API. (2008). *Foundations of Energy Risk Management: An Overview of Energy Sector and Its Physical and Financial Markets*. New Jersey - USA: John Wiley and Sons.
- Gordon Blair, T. O. (2008). TDW SMARTTRACK™ System Revolutionizes Pig Tracking by using two-way, through-wall communication between the transponder and receiver. *Pigging Products and Services Association* .
- Hauge, E. N., Morten Aamo, O. N., & Morten Godhavn, J. S. (2009). Model-Based Monitoring and Leak Detection in Oil and Gas Pipeline. *SPE Projects, Facilities & Construction* , 53-60.
- Hongying, Y., Hao, Y., Guizeng, W., & Hu, G. -D.-G. (2006). Application of Correlation Dimension in Leak Identification of Transport Pipelines. *Elsevier IFAC Publications - Supervision and Safety of Technical Processes, Beijing* .
- Hopkins, R. P.-P.-U.-T. (2005). Managing ILI Projects to get the results you need. *Pigging Products & Services Association - Penspen Integrity, Richmond-Upon-Thames, UK* .
- Hossam A. Kishawya, H. A. (2010). Review of pipeline integrity management practices (Elsevier Ltda - Science Direct). *International Journal of Pressure Vessels and Piping* 87 , 373-380.
- Ian Mullin, G. O. (2008). Securing the Best Performance Entitlement from MFL Technology. *Pigging Products and Services Association*.
- Interbolsa/ Pacific Rubiales Energy. (9 de Septiembre de 2010). Cuello de botella en infraestructura de transporte. *Interbolsa* .
- INTERTANKO and OCIMF. (Dec de 2009). *American Maritime Services & Consulting Associates, Inc.* - [www.amsca.com](http://www.amsca.com). Recuperado el 2010, de Guidance

for Hazard Identification for use of and switching to Low Sulphur Marine Gas Oil:  
<http://amsca.com/files/Download/EU%20Sul%20Dir%20-%20HAZID%20Guidance.pdf>

Intertanko. (2007). *www.intertanko.com*. Recuperado el 2010, de <http://www.intertanko.com/about/annualreports/2007/2.html>

Intertanko. (2008). *www.intertanko.com*. Recuperado el 2010, de <http://www.intertanko.com/about/annualreports/2007/5.html>

Jorge Sáenz V/ El Espectador. (15 de Octubre de 2010). Colombia pasó de presunto boom petrolero a ser sólo un 'país minero'. *El Espectador*, pág. Sección Economía.

Juan Carlos Mello, Daniel & Emerson. (2005). Medición de Flujo de Hidrocarburos - Seminario de Actualización. Bogotá.

Juan Guillermo Londoño/ Portafolio. (2 de Julio de 2009). Petróleo abunda en Colombia pero no hay infraestructura para almacenarlo. *Portafolio*, pág. Sección Economía.

Jukes, P., Wang, J., Duron, B., & Kenny, I. J. (2008). Solving Pipeline Technology Challenges in the GoM by Innovation, Advanced Analysis Tools, and Engineering Competency. *Offshore Technology Conference OTC 19504*, This paper was prepared for presentation at the 2008 Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 5–8 May 2008.

Kabel, A. (2008). Risk-Weighted Based Integrity Management. *Pipeline Technology Conference*. Germany.

Kazinform, Review, W. P., Pravda, Novosti, R., (AFP), A. F.-P., United States Department of Energy (USDOE), E. I., y otros. (2007). Eurasia: the hot heartland of the world. *LMD - Le Monde Diplomatique*.

Kotov, V. V. (2008). Pipeline Integrity Software. *Pigging Products and Services Association*.

L.Smith and D.Milanovic, Intetech. (2008). The Total Control of Well Integrity Management. *One Petro - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference UAE - Society of Petroleum Engineers*.

M. Beller, N. S. (2007). Pipeline Inspection Utilizing Ultrasound Technology: On the Issue of Resolution. *Pigging Products and Services Association*.

Nathan Stephenson, P. E. (2004). Emerging Issues of the Next 10-20 years. *Pigging Products and Services Association* .

National Geographic. (2010). <http://news.nationalgeographic.com>. Recuperado el 2010, de New Pictures: Gulf Oil Rig Burning, Sinking; Gulf Oil Spill Pictures: Birds, Fish, Crabs Coated: <http://news.nationalgeographic.com/news/2010/05/photogalleries/100527-gulf-oil-spill-nation-rig-pictures/>

Nicolás Abrew/ La República. (14 de Enero de 2011). El país deja de producir 80.000 barriles al día por falta de oleoductos . *La República* .

Ocensa. (2010). <http://www.oleoductocentralsa.com>. Recuperado el 2010, de Oleoducto Central S.A.: [http://www.oleoductocentralsa.com/empresa\\_ocensa.php](http://www.oleoductocentralsa.com/empresa_ocensa.php)

Olsen, J. N.-R. (2011). Advances In Wireless Monitoring Increase Intelligence Of Assets. *Pipeline and Gas Journal* 238 no2 , 52-53.

Optasense. (2011). *Qinetiq - Optasense, Infraestructure security and monitoring*. Recuperado el 2011, de [http://www.qinetiq.com/home\\_optasense/overview/capability.html](http://www.qinetiq.com/home_optasense/overview/capability.html): [http://www.qinetiq.com/home\\_optasense/overview/capability.html](http://www.qinetiq.com/home_optasense/overview/capability.html)

P K Scott, B. H. (2007). Cathodic Protection Monitoring Via In-line Inspection. *Pigging Products and Services Association* .

Palmer-Jones, R. P., Turner, S. P., & Dr Hopkins, P. P. (2009). A new approach to risk-based pipeline integrity managemenet. *The Journal of Pipeline Engineering* , 229-240.

Patrick, A. J. (2005). ILI Tool Validation - Feature Assessment and Mapping. *Pigging Products and Services Association* .

Paul Birkinshaw, P. I. (2009). How well do you know your Pipeline? *Pigging Products and Services Association* .

Pipeline & Gas Journal. (2011). Remote Monitoring Applications Profitably Feed SCADA Systems. *Pipeline Gas J* 238 no2 , 70-71.

Platts. (Sep, 2010). Oilgram Price Report. *Platts - The Mc Graw Hill Companies* .

PROGASUR. (2010). <http://www.progasur.com.co/>. Recuperado el 2010, de PROGASUR E.S.P.: <http://www.progasur.com.co/>

PROMIGAS. (2010). <http://www.promigas.com>. Recuperado el 2010, de PROMIGAS S.A. E.S.P.: [http://www.promigas.com/wps/wcm/connect/web\\_content/Promigas/Servicios/Transporte+de+Gas+Natural/](http://www.promigas.com/wps/wcm/connect/web_content/Promigas/Servicios/Transporte+de+Gas+Natural/)

Reed, S., Steptoe, & Johnson, L. (2009). History of Oil Pipeline Regulation. *AOPL - Association of Oil Pipe Lines*. San Diego, CA: 2009 Annual Business Conference.

Reuters/ El Espectador. (3 de Mayo de 2010). Colombia certifica 3.100 millones de barriles de reservas de crudo. *El Espectador*.

Ricardo Santamaría Daza/ Portafolio. (6 de Septiembre de 2010). Apenas somos un país con petróleo: Minminas. *Portafolio*, pág. Sección Economía.

Rieder, M. I. (2008). Upgrading old pipeline systems to the state-of-the-art. *The Journal of Pipeline Engineering*, 140 - 145 (Evaluation and Rehabilitation of Pipelines Conference held in Prague in October, 2008. Organized by Clarion Technical Conferences and Scientific Surveys Ltd.).

Sanier, A., Hénaut, I., & Argillier, J. (2004). Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP, Vol. 59*, 455 - 466.

Sensornet. (2008). *Sensornet Remote Monitoring* <http://www.sensornet.co.uk>. Recuperado el 2011, de [www.processonline.com.au](http://www.processonline.com.au): <http://www.sensornet.co.uk/files/article/Pipeline%20leak%20detection%20-%20What's%20new%20in%20Process%20Technology%20April%2008.pdf>

Southern, D. J. (2008). Pipeline Integrity Monitoring By Wireless. *Pipeline Gas J* 235 no3, 38-40.

Southern, David (FreeWare Technologies). (2008). Pipeline Integrity Automation. *NACE International - Corrosion Conference and Expo 2008*, Paper No. 08060.

Steele, D. F. (2010). Pipeline Operators Gains By Wirelessly Monitoring Cathodic Protection. *Pipeline and Gas Journal* 237 no6, 43-45.

Transcogas. (2010). <http://www.transcogas.com.co>. Recuperado el 2010, de Transcogas: <http://www.transcogas.com.co>

Transgastol. (2010). <http://www.transgastol.com>. Recuperado el 2010, de Transgastol S.A. E.S.P.: <http://www.transgastol.com/Contenido/Default.aspx?Id=203>

Transmetano. (2010). <http://www.transmetano.com.co/>. Recuperado el 2010, de Transmetano E.S.P. S.A.: <http://www.transmetano.com.co/>

TransOccidente. (2010). [http://www.transoccidente.com.co.](http://www.transoccidente.com.co/) Recuperado el 2010, de TransOccidente S.A. E.S.P.: <http://www.transoccidente.com.co/Contenido/Default.aspx?Id=6>

Transoriente. (2010). [http://www.transoriente.com.co.](http://www.transoriente.com.co/) Recuperado el 2010, de Transoriente S.A. E.S.P.: <http://www.transoriente.com.co>

Transportadora de Gas Internacional TGI S.A ESP . (2010). [http://www.tgi.com.co.](http://www.tgi.com.co/) Recuperado el 2010, de <http://www.tgi.com.co/Paginas/GasNatural.htm>

Tubb, R. -M. (2011). 2011 Worldwide Pipeline Construction Report. *Pipeline & Gas Journal* , 26-34.

UPME. (2009). *Cadena del Petróleo 2009*. Recuperado el 2010, de Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética UPME: [http://www.upme.gov.co/Docs/CADENA\\_PETROLEO\\_2009.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/CADENA_PETROLEO_2009.pdf)

VIT - Ecopetrol. (2010). Cadena de Comercialización de Combustibles Líquidos en Colombia.

VIT - Ecopetrol. (2010). Operación Centralizada.

VIT - Ecopetrol. (2009). Visión sobre transporte, almacenamiento y manejo de crudos.

VSM Ecopetrol. (2005). *Manual Único de Medición Versión 00 ECP-VSM-M-001-00*.

Wang, X. P., Short, G. P., Dawson, K. P., & Lennox, B. T. (2009). Acoustic Reflectometry for Gas Pipelines - Monitoring Features in Gas Pipelines Using Acoustek®. *Pigging Products and Services Association* .

WRC. (2008). [http://www.wrcplc.co.uk.](http://www.wrcplc.co.uk/) Recuperado el 2010, de UK - Expert Witness For Pipeline Failure Litigation: <http://www.wrcplc.co.uk/default.aspx?item=113>