

**EVALUACIÓN TECNICO-ECONOMICA PARA LA TRANSFERENCIA DE  
TECNOLOGÍA CON MONTAJE LÍNEA DE PRODUCCIÓN DE ACERO CON  
RECUBRIMIENTO INTERNO DE POLIETILENO EN EL CAMPO CASABE DE  
LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RÍO DE ECOPETROL S.A.**

**ELKIN SUÁREZ GARCÍA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO – QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**EVALUACIÓN TECNICO-ECONOMICA PARA LA TRANSFERENCIA DE  
TECNOLOGÍA CON MONTAJE LÍNEA DE PRODUCCIÓN DE ACERO CON  
RECUBRIMIENTO INTERNO DE POLIETILENO EN EL CAMPO CASABE DE  
LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RÍO DE ECOPETROL S.A.**

**ELKIN SUÁREZ GARCIA**

**MONOGRAFIA PARA OPTAR POR EL TITULO DE ESPECIALISTA EN  
GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

**DIRECTOR**

**Ing. JULIO CESAR PEREZ ANGULO**

**Ingeniero de petróleos**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO – QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso, por brindarme la dicha de la salud, bienestar físico y espiritual.

A mi madre Rosalba y a mi padre Manuel (Q.E.P.D). Es a ustedes a quien debo toda la persona que soy. Gracias por su guía y ejemplo durante todos los años de mi vida.

A mi Esposa Gisely por su compañía, apoyo, comprensión y paciencia.

A mis hijos Sofía y Elkin por su comprensión y paciencia.

A mi hermanos Manuel, George, Ibeth, María y Leonardo por su lealtad y comprensión.

A mis Padrinos Cesar y Eufemia por su apoyo y paciencia.

A mis amigos, por el apoyo brindado.

*Elkin Suárez García*

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus agradecimientos a:

A JULIO CESAR PÉREZ ANGULO, Ingeniero de Petróleos, Profesor de la Universidad Industrial de Santander.

A MARTIN MARCELO VALERA ROSALES, Físico Profesional del área de Integridad de Líneas y Tanques en Campo Casabe de ECOPETROL S.A.

A ECOPETROL S.A. por facilitar la información con la cuál fue posible desarrollar la presente monografía.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>19</b>
<b>1. DESCRIPCION DEL CAMPO CASABE</b>	<b>21</b>
<b>1.1 AREAS NO DESARROLLADAS Y PETRÓLEO CENTAL</b>	<b>23</b>
<b>1.2 UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EFECTIVO</b>	<b>25</b>
<b>2. SUPERACIÓN DE LAS DIFICULTADES ASOCIADAS CON LA PERFORACIÓN</b>	<b>29</b>
<b>3. POZOS Y RESULTADOS NUEVOS</b>	<b>34</b>
<b>4. HISTORICO DE RUPTURAS Y FUGAS</b>	<b>38</b>
<b>5. IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS Y RIESGOS EN LAS LINEAS DE PRODUCCIÓN</b>	<b>40</b>
<b>5.1 PROCEDIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE HCA's</b>	<b>40</b>
<b>5.1.1 Recopilar información de vías acuáticas comercialmente navegables</b>	<b>41</b>
<b>5.1.2 Recopilar información de áreas pobladas</b>	<b>42</b>

	<b>Pág.</b>
<b>5.1.3 Identificación de las áreas excepcionalmente sensibles</b>	<b>42</b>
<b>5.1.4 Clasificar información de áreas excepcionalmente sensibles, identificando las fuentes de agua potable</b>	<b>43</b>
<b>5.1.5 Recopilar información de áreas excepcionalmente sensibles de las fuentes de agua potable</b>	<b>44</b>
<b>5.1.6 Clasificar información de áreas excepcionalmente sensibles, identificando fuentes ecológicas</b>	<b>45</b>
<b>5.1.7 Recopilar información de áreas excepcionalmente sensibles, de las fuentes ecológicas</b>	<b>45</b>
<b>5.1.8 Realizar las segmentaciones de las líneas</b>	<b>46</b>
<b>5.1.9 Consolidar la información de las áreas de alta consecuencia</b>	<b>47</b>
<b>5.1.10 Seguimiento y Control de Impactos</b>	<b>48</b>
<b>5.1.11 Registros en listas de chequeo</b>	<b>48</b>
<b>5.1.12 Contingencias para impactos y riesgos</b>	<b>49</b>
<b>5.2 PROCEDIMIENTO DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DEL RIESGO</b>	<b>50</b>

	<b>Pág.</b>
<b>5.2.1 Identificar el riesgo</b>	<b>50</b>
<b>5.2.2 Determine el tipo de consecuencia</b>	<b>51</b>
<b>5.2.3 Evaluar la consecuencia</b>	<b>51</b>
<b>5.2.4 Análisis del riesgo</b>	<b>52</b>
<b>5.2.5 Validación y priorización del riesgo</b>	<b>53</b>
<b>5.2.6 Seguimiento y control del riesgo</b>	<b>53</b>
<b>5.2.7 Registros en formatos</b>	<b>54</b>
<b>5.2.8 Contingencias para impactos y riesgos</b>	<b>54</b>
<b>5.3 JERARQUÍA DE SOLUCIONES Y MEDIDAS DE RECUPERACIÓN</b>	<b>54</b>
<b>6. GENERALIDADES Y DESCRIPCION DE LA TECNOLOGIA PEAD COMO ENCAMISADO DE LAS LINEAS DE PRODUCCIÓN</b>	<b>56</b>
<b>6.1 OBTENCIÓN DEL POLIETILENO</b>	<b>58</b>
<b>6.2 FABRICACIÓN DE TUBERÍAS DE POLIETILENO</b>	<b>59</b>
<b>6.3 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL POLIETILENO</b>	<b>61</b>

	<b>Pág.</b>
<b>6.4 ESPECIFICACIONES DEL POLIETILENO</b>	<b>63</b>
<b>6.4.1 Resistencia química y térmica</b>	<b>63</b>
<b>6.4.2 Características físico-mecánicas de las tuberías de polietileno</b>	<b>65</b>
<b>6.4.3 Presión de operación</b>	<b>66</b>
<b>6.4.4 Longitud de los tramos de operación</b>	<b>66</b>
<b>6.4.5 Instalación del sistema de encamisado</b>	<b>67</b>
<b>6.4.5.1 Fases para la instalación de la tubería con encamisado</b>	<b>68</b>
<b>6.4.6 Rotulado</b>	<b>72</b>
<b>6.4.7 Seguimiento</b>	<b>73</b>
<b>7. COSTOS DEL PROYECTO</b>	<b>75</b>
<b>7.1 INVERSIÓN</b>	<b>75</b>
<b>7.2 COSTOS OPERACIONALES Y DE MANTENIMIENTO</b>	<b>77</b>
<b>7.3 BENEFICIOS</b>	<b>77</b>
<b>7.4 VIABILIDAD FINANCIERA DEL PROYECTO</b>	<b>78</b>

	<b>Pág.</b>
<b>7.4.1 Tasa interés de oportunidad</b>	<b>78</b>
<b>7.5 VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>79</b>
<b>7.6 FACTOR J</b>	<b>81</b>
<b>7.7 COSTO ANUAL EQUIVALENTE</b>	<b>81</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>83</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>85</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>86</b>

## LISTADO DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Cabezales Casabe	<b>39</b>
<b>Tabla 2.</b> Presión de Trabajo en Kg/cm <sup>2</sup> para Distintas Clases de Tuberías	<b>64</b>
<b>Tabla 3.</b> Características Físico –Mecánicas de las tuberías de polietileno	<b>65</b>
<b>Tabla 4.</b> Costo de montaje	<b>76</b>
<b>Tabla 5.</b> Costo de operación	<b>77</b>
<b>Tabla 6.</b> Costos generados por reparaciones de línea	<b>78</b>
<b>Tabla 7.</b> Tasa de cambio proyectada del dólar Americano	<b>79</b>
<b>Tabla 8.</b> Valor presente neto de las alternativas	<b>80</b>
<b>Tabla 9.</b> Flujo de caja liberado	<b>82</b>

## LISTADO DE DIAGRAMAS

	<b>Pág.</b>
<b>Diagrama 1.</b> Seguimiento y Control de Impactos	<b>48</b>
<b>Diagrama 2.</b> Seguimiento y Control del Riesgo	<b>53</b>

## LISTADO DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Unidad química repetitiva del polietileno	<b>58</b>
<b>Figura 2.</b> Diagrama de flujo del proceso de fabricación de las tuberías de polietileno	<b>60</b>
<b>Figura 3.</b> Esquema general del sistema de encamisado	<b>63</b>
<b>Figura 4.</b> Radio de curvatura mínimo	<b>69</b>
<b>Figura 5.</b> Rotulado de la tubería	<b>73</b>

## LISTADO DE ANEXOS

	Pág.
<b>Anexo A.</b> Convenciones y especificaciones en mapas	<b>87</b>
<b>Anexo B.</b> Valoración de riesgo RAM	<b>88</b>
<b>Anexo C.</b> Lista de Verificación de Peligros	<b>89</b>
<b>Anexo D.</b> Resistencia a los agentes químicos	<b>90</b>
<b>Anexo E.</b> Presión de operación (Relación diámetro espesor)	<b>91</b>
<b>Anexo F.</b> Normas Técnicas	<b>95</b>
<b>Anexo G.</b> Ensayos	<b>98</b>
<b>Anexo H.</b> Parámetros de Termofusión	<b>99</b>
<b>Anexo I.</b> Horizonte Económico	<b>100</b>
<b>Anexo J.</b> Análisis del Costo del Ciclo de Vida del Proyecto	<b>101</b>
<b>Anexo K.</b> Flujo de Caja del Proyecto	<b>102</b>
<b>Anexo L.</b> Analisis del Costo del ciclo de vida del Proyecto	<b>103</b>

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONOMICA PARA LA TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA CON MONTAJE LÍNEA DE PRODUCCIÓN DE ACERO CON RECUBRIMIENTO INTERNO DE POLIETILENO EN EL CAMPO CASABE DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RÍO DE ECOPETROL S.A.\*

**AUTOR:** ELKIN SUÁREZ GARCÍA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Campo Casabe, Líneas de producción, Mitigar, Recubrimiento, Polietileno

**DESCRIPCIÓN:** El Campo Casabe, situado a 350 km (220 millas) al norte de Bogotá en medio de la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena del departamento de Antioquia en Colombia. El Campo se encontraba subsaturado cuando comenzó la producción en 1945, y durante la recuperación primaria los mecanismos de producción fueron el agotamiento natural y el empuje de un acuífero débil. A fines de la década de 1970, concluido el período de empuje natural, el operador había obtenido un factor de recuperación primaria del 13 %. No obstante, para esa época, la declinación de la producción era significativa, habiéndose reducido a casi 5.000 bbl/d (800 m<sup>3</sup>/d). Para revertir esta tendencia, Ecopetrol S.A. (Empresa Colombiana de Petróleos S.A.) efectuó pruebas de inyección de agua durante varios años antes de establecer dos programas principales de recuperación secundaria, entre mediados y fines de la década de 1980.

La resistencia a la abrasión o erosión de las líneas de producción y transporte de Hidrocarburos siempre ha sido objeto de debate, pues se desconocen a fondo los mecanismos de daño de dichas tuberías por el transporte de fluidos que contienen materiales altamente abrasivos.

En el presente estudio busca proponer el encamisado con PEAD como posible sistema para mitigar las pérdidas de espesor por presencia de arena y agentes corrosivos en las líneas de producción de la superintendencia de operaciones del río Ecopetrol S.A, ubicada en el municipio de Yondó, Antioquia, realizando una descripción de la tecnología de recubrimiento interno de polietileno y una evaluación técnico-económica para implementar el recubrimiento interno del polietileno en las líneas de producción en el campo Casabe.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Julio Cesar Pérez Angulo

## SUMMARY

**TITLE: TECHNICAL - ECONOMIC ASSESSMENT FOR TECHNOLOGY TRANSFER MOUNT STEEL PRODUCTION LINE WITH INNER POLYETHYLENE COATING IN CASABE FIELD OPERATIONS SUPERINTENDENT OF RIVERECOPETROL S.A.\***

**AUTHOR: ELKIN SUÁREZ GARCÍA \*\***

**KEY WORDS: Casabe Field, Production Lines, Mitigate, coating, Polyethylene**

DESCRIPTION: The Field Casabe, located 350 km (220 miles) north of Bogota in Middle Basin Middle Magdalena River in Colombia Antioquia department. The field was undersaturated when production began in 1945, and during the primary recovery production mechanisms were natural depletion and drive of a weak aquifer. In the late 1970s, the period ended naturally push the operator had received a primary recovery factor of 13%. However, by that time, the production decline was significant, having been reduced to almost 5,000 bbl. / d (800 m<sup>3</sup> / d). To reverse this trend, Ecopetrol S.A. (Colombian Oil Company S.A.) conducted tests water injection for several years before establishing two major secondary recovery programs, in mid to late 1980.

Resistance to abrasion or erosion of production lines and transportation of hydrocarbons has always been debated, for unknown depth of damage mechanisms such pipes for the transport of fluids containing highly abrasive materials.

The present study aims to propose HDPE jacketed system as possible to mitigate losses due to the presence of thick sand and corrosive agents in the production lines of the superintendency of river operations Ecopetrol S.A., located in the town of Yondó, Antioquia, making a description of technology of inner lining of polyethylene and a technical- economic assessment to implement the lining of polyethylene production lines in Casabe field.

---

\* Project of Degree

\*\* Faculty of Physicochemical Sciences. School of Petroleum Engineering. Julio Cesar Perez Angulo

## INTRODUCCIÓN

La resistencia a la abrasión o erosión de las líneas de producción y transporte de Hidrocarburos siempre ha sido objeto de debate, pues se desconocen a fondo los mecanismos de daño de dichas tuberías por el transporte de fluidos que contienen materiales altamente abrasivos.

Una de las cuestiones que se plantea el usuario de estos tubos de acero es el período de tiempo que debe transcurrir para que el tubo de plástico se agujere y compararlo con el correspondiente a los tubos fabricados con material tradicional.

En el cálculo y en la interpretación de los test de abrasión se presenta una especial dificultad debida a la falta general de conocimientos acerca de la naturaleza de las partículas transportadas en las tuberías de producción, de las velocidades reales, o de las velocidades óptimas desde el punto de vista hidráulico para mantener las tuberías limpias de depósitos.

Es difícil contrastar los resultados de las pruebas de abrasión con las condiciones de uso real a causa de las muchas y diferentes variables implicadas. Las pruebas en tubos realizadas con el fin de obtener relaciones entre los parámetros de las pruebas y la realidad, no han dado hasta ahora resultados apreciables. Sin embargo, las pruebas permiten comparar diferentes materiales y aclara el mecanismo de abrasión.

Todos los que han trabajado en esta dirección y han intentado reproducir ciertos aspectos de la abrasión, ponen en guardia a aquellos que se disponen a utilizar dichos datos de manera definitiva y sin las cautelas necesarias. Las pruebas más usadas son las del tubo rotatorio en torno a su eje, deslizamiento de flujo a lo largo del tubo y la oscilación del tubo en torno a uno de sus ejes transversales. Intuitivamente el segundo caso parece ser el más cualificado, pero implica pruebas muy aparatosas y por lo tanto es relativamente costoso.

Las pruebas con los tubos rotatorios tienen la ventaja de permitir un examen del tubo sin preparaciones especiales, la abrasión se realiza de manera uniforme y pesando el tubo se obtiene el valor del material erosionado. La única crítica que se le hace a este método es que establece una igualdad entre erosión con movimiento circunferencial y erosión con movimiento longitudinal. No hay que olvidar que los tubos son extruidos y que por lo tanto pueden aparecer estrías longitudinales.

## 1. DESCRIPCION DEL CAMPO CASABE<sup>1</sup>

El Campo Casabe, situado a 350 km (220 millas) al norte de Bogotá en medio de la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena del departamento de Antioquia en Colombia. El Campo se encontraba subsaturado cuando comenzó la producción en 1945, y durante la recuperación primaria los mecanismos de producción fueron el agotamiento natural y el empuje de un acuífero débil. A fines de la década de 1970, concluido el período de empuje natural, el operador había obtenido un factor de recuperación primaria del 13 %. No obstante, para esa época, la declinación de la producción era significativa, habiéndose reducido a casi 5.000 bbl/d (800 m<sup>3</sup>/d). Para revertir esta tendencia, Ecopetrol S.A. (Empresa Colombiana de Petróleos S.A.) efectuó pruebas de inyección de agua durante varios años antes de establecer dos programas principales de recuperación secundaria, entre mediados y fines de la década de 1980.

Durante el período de recuperación secundaria, la existencia de complejidades estructurales, lutitas sensibles, areniscas heterogéneas y petróleos viscosos conspiró contra la efectividad del programa de inyección de agua. Si bien resultó inicialmente exitosa en cuanto al incremento de la producción, el agua inyectada irrumpió en forma prematura en los pozos de producción, un indicador de petróleo pasado por alto. La producción de arena se observó en un alto porcentaje de pozos, lo cual contribuyó a su colapso y causó la falla de los equipamientos de fondo de pozos. Las tasas de inyección de agua se redujeron gradualmente en un intento para superar estos problemas, y el proceso de inyección perdió efectividad en cuanto al mejoramiento de la recuperación de petróleos; desde 1996 en adelante, las tasas de producción declinaron entre 7% y 8% por año.

---

<sup>1</sup>[www.slb.com/resources/.../oilfield\\_review.aspx](http://www.slb.com/resources/.../oilfield_review.aspx). Amaya, Mauro. Ecopetrol S.A. Pág. 4-11

Estructuralmente, el campo Casabe corresponde a un anticlinal de 8 km de largo, con un cierre en las tres direcciones, un flanco ESTE bien definido y una inclinación sur. La inclinación norte se encuentra fuera del área del Campo Casabe, en el Campo Galán. Una falla de desplazamiento de rumbo NE-SO, de alto ángulo, cierra el lado oeste de la trampa. Las fallas asociadas, perpendiculares a la falla principal, compartimentalizan el campo en ocho bloques. Las operaciones de perforación se limitan habitualmente a pozos verticales o desviados, dentro de cada bloque, debido a la intensidad del fallamiento y la compartimentalización.

A lo largo de la historia del Campo, los responsables de la planeación del desarrollo evitaron la perforación de pozos en el área cercana a la falla oeste, debido a que los modelos de yacimientos generados a partir de los escasos datos sísmicos 2D, adquiridos por primera vez alrededor de 1940 y posteriormente en la década de 1970 y 1980, no lograron identificar adecuadamente la localización exacta de las fallas principales, incluida la falla principal de desplazamiento de rumbo. La falta de un modelo estructural más preciso produjo dos problemas fundamentales: los ingenieros de yacimientos subestimaron el OOIP y para los responsables de la planeación del programa de inyección de agua fue difícil localizar los pares inyector-productor dentro del mismo yacimiento y, en menor medida, dentro del mismo bloque de falla. Estas incertidumbres provocaron que en el año 2004, ECOPETROL S.A y Schlumberger forjaran una alianza para revitalizar el campo Casabe y construir conjuntamente un plan de redesarrollo de componentes múltiples.

ECOPETROL S.A. cuenta con muchos años de experiencia y conocimiento del Casabe y de las medidas adoptadas para mantenerlo en producción. Y por otro lado Schlumberger provee nuevas tecnologías de campos petroleros, lo cual incluye levantamientos sísmicos, mediciones de fondo de pozo, análisis de datos

y técnicas de perforación especializadas, además de conocimientos de dominios para interpretar los desafíos enfrentados.

Los objetivos clave que se establecieron en el plan de redesarrollo son: incrementar las reservas, manejar los programas de inyección de agua en forma más eficiente y abordar los problemas relacionados con los procesos de perforación, tales como la litología reactiva, los problemas asociados con los viajes de entrada y salida del pozo, la baja velocidad de penetración (ROP), el colapso y los derrumbes de los pozos, y los desafíos de las operaciones de terminación de pozos, tales como procesos de cementación pobres e incidentes de aplastamiento de la tubería de revestimiento. El abordaje de cada uno de estos elementos requirió la colaboración estrecha entre los profesionales del operador y los especialistas técnicos de la compañía de servicio. Se realizó un análisis exhaustivo de todo el campo basado en los datos existentes y en la recolección de nuevos datos utilizando las tecnologías de última generación, tales como los levantamientos sísmicos 3D y los procesos de inversión sísmica 3D.

## **1.1 AREAS NO DESARROLLADAS Y PETRÓLEO CENITAL**

Hace cuarenta años, era común crear mapas estructurales mediante la identificación de los topes de formaciones, partiendo de datos de pozos. Con cientos de pozos distribuidos en forma uniforme, esta tarea fue muy directa a lo largo de la mayor parte de la Concesión del Campo Casabe. No obstante existía un área extensa sin desarrollar cerca de la falla principal de desplazamiento de rumbo NE-SO, que cubría más de 20km<sup>2</sup>. También había localizaciones más pequeñas sin desarrollar.

Como resultados de la falta de datos de registros de pozos en estas áreas sin desarrollar, no se disponía de los topes de formaciones para generar mapas estructurales de diversas áreas de interés clave para el operador. En consecuencia, era probable que se estuviera pasando por alto, significativas reservas potenciales de petróleo. Para mejorar el conocimiento estructural y ayudar a incrementar las reservas, Ecopetrol S.A. abordó la ejecución de un levantamiento sísmico 3D de alta resolución.

Los geofísicos diseñaron el levantamiento para que cubriera tanto el Campo Casabe como el Campo Peñas Blancas y también el área existente entre ambos. WesternGeco efectuó un levantamiento durante el primer semestre de 2007, adquiriendo más de 100km<sup>2</sup> de datos sísmicos 3D de alta resolución; posibilitando la creación de un modelo estructural más preciso, confiable y extenso que el obtenido a partir de los topes de las formaciones.

Además de definir con precisión la estructura del subsuelo, los datos sísmicos 3D pueden aportar indicaciones tempranas de la presencia de zonas petrolíferas a los ingenieros de yacimientos. En ciertos casos, las formaciones ricas en contenido de petróleo aparecen como anomalías de amplitud sísmica, denominada puntos brillantes. No obstante, diversas condiciones pueden crear anomalías de amplitud engañosa, pero con proceso cuidadoso de procesamiento e interpretación de la información recopilada se pueden diferenciar. El análisis de variación de la amplitud con el desplazamiento (AVO) corrige los datos durante el proceso de formación de colección de trazas de puntos medio común. Utilizando mapas de amplitud corregidos, como herramientas de verificación adicional, los intérpretes pudieron confirmar tanto las acumulaciones de petróleo sin desarrollar como las acumulaciones de petróleo cenital.

El petróleo cenital es un concepto de larga data. Los operadores saben que puede haber petróleo en estas zonas que se encuentran en posiciones

estructuralmente más altas, pero su identificación resulta compleja si la localización exacta de las fallas es incierta. La interpretación de los datos sísmicos 3D del Campo Casabe permitió esclarecer cuales fueron los corredores del campo en los que se había planeado la perforación de pozos debido a la incertidumbre asociada con la identificación de la falla principal.

Desde entonces, los pozos se perforaron a lo largo de estos corredores con resultados exitosos. Un modelo geológico detallado proporcionó una mejor comprensión de las condiciones del subsuelo, lo cual sirvió de ayuda durante la planeación de los programas de inyección de agua y los procesos de perforación.

La inversión de los datos del levantamiento 3D antes del apilamiento proporcionó estimaciones de las propiedades de las rocas de todo el campo. Los geofísicos calibraron estas estimaciones utilizando los datos adquiridos mediante una serie de herramientas de adquisición de registros de nueva generación en aproximadamente 150 pozos. Utilizando tales calibraciones, los geólogos generaron un mapa de distribución de *facies* que combinaron con el modelo estructural para crear un modelo de la arquitectura de los yacimientos.

El modelo arquitectónico resaltó más de 15 yacimientos con un espesor promedio de 3m cada uno. Los ingenieros de yacimientos analizaron 10 de estos yacimientos y descubrieron un volumen adicional de reservas estimadas en 5 millones de bbl (800,000 m<sup>3</sup>);

## **1.2 UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EFECTIVO**

Cuando el Campo Casabe pasó del mecanismo de empuje natural a un programa de inyección de agua, a fines de la década de 1970, el operador optó por utilizar

una malla típica de cinco pozos, con aproximadamente 500 pares de inyectores y productores. Para el barrido de las secciones superiores e inferiores de las arenas A y B, se perforaron hasta cuatro pozos por cada localización de inyección. Durante el período inicial de inyección de agua, las tasas de inyección fueron representativas en 1986 y 1991. Estas fechas corresponden al primer y segundo año posterior al comienzo de los dos programas de inyección de agua para las áreas norte y sur del Campo Casabe.

Transcurrido dos o tres años, se observó una caída notable de las tasas de inyección de agua. Esto se debió fundamentalmente a las restricciones impuestas sobre las tasas para evitar incidentes de aplastamiento de las tuberías de revestimiento.

El operador había registrado fenómenos de irrupción prematura de agua en los pozos de productores de campo durante ambos programas de inyección de agua, como resultado de la canalización del agua de inyección dentro de las capas de alta permeabilidad. Además, existía una relación de movilidad pobre en todo el campo: los petróleos viscosos (con una densidad de 14.8 a 123.3°API en las areniscas superiores y de 15.4 a 24.8°API en las areniscas inferiores) eran desplazados por el agua que fluía en forma más libre, y una vez producida la irrupción, el influjo de agua se incrementaba. Estas condiciones produjeron una eficiencia promedio de barrido vertical pobre tan solo 20%.

La producción de arena y alta velocidad de los chorros de agua arenosa a través de los disparos, erosionó significativamente las paredes de las tuberías de revestimiento y los equipamientos de fondo de pozo en los pozos productores. Durante unos períodos cruciales del programa de inyección de agua, numerosos pozos colapsaron y fueron abandonados o puestos fuera de servicio. Para sustentar los niveles de producción, el operador optó por convertir muchos pozos

inyectores en pozos de producción; sin embargo, esto afectó drásticamente los esquemas de inyección de agua.

Las restricciones de las tasas de inyección para mitigar los colapsos de los pozos, fue otro de los factores que produjo una distribución no uniforme del flujo del agua. El barrido real era pobre, lo cual se tradujo en numerosas áreas de petróleo pasado por alto. El equipo de redesarrollo del campo quería restablecer las distribuciones para mejorar la eficiencia de barrido. Por consiguiente, gran parte de la tercera campaña de perforación consistió en la planeación y construcción de nuevos pozos inyectores y productores. Estos pozos se colocaron para recrear una red de pozos distribuidos de manera uniforme por todo el campo. No obstante, el barrido real depende en gran medida de la obtención de una adecuada eficiencia del barrido vertical. Los especialistas en métodos de inyección de agua primero necesitaban diseñar mejores sistemas de control de inyección que mejoraran el barrido vertical y proveyeran un mecanismo para reducir los efectos perjudiciales de la canalización de agua en las sartas de producción.

La eficiencia del barrido vertical está determinada por la efectividad con que el agua que fluye desde los pozos inyectores desplaza el petróleo a través de las capas permeables hasta los pozos productores de petróleo conectados a la formación. El diseño original de los pozos inyectores de múltiples capas carecía de control del perfil de inyección, de modo que el agua fluía preferentemente a través de las formaciones más permeables.

Para optimizar el proceso de inyección de agua, los especialistas en manejo de la producción de agua recomendaron el empleo de sartas de inyección selectivas que utilizaban reguladores de flujo de inyección de agua. Estos diseños permitirían al operador restringir las tasas de inyección en determinadas capas, independientemente de la presión, la permeabilidad, el factor de daño o cualquier

otro factor que normalmente afectaría el flujo. Cada una de las capas se aísla para evitar que cualquier fluido presente en esa zona del pozo invada otra zona. Dentro de esta sección se coloca una boquilla de inyección que se controla desde la superficie. Los nuevos diseños de sartas selectivas mejoraron la eficiencia del barrido vertical al permitir que el operador mantuviese tasas de inyección más altas en las capas menos afectadas por problemas inducidos por la inyección de agua. A la inversa, esos nuevos diseños mitigaron los problemas relacionados con la canalización al permitir una reducción de las tasas en las capas problemáticas.

Además, el empleo de un solo pozo diseñado con control de flujo aislado fue mucho más efectivo desde el punto de vista de sus costos que el diseño previo que implicaba hasta cuatro pozos por localización de inyección. Ahora se han instalado 16 reguladores de flujo de agua en los pozos inyectores del Campo Casabe. Esta solución abordó además la posibilidad de que la perforación de varios inyectores, estrechamente espaciados entre sí, fuera una de las causas probables de los incidentes de aplastamiento de la tubería de revestimiento.

## 2. SUPERACIÓN DE LAS DIFICULTADES ASOCIADAS CON LA PERFORACIÓN<sup>2</sup>

Desde la primera producción registrada en el año 1945 hasta fines de 2006, aproximadamente un 45% de los pozos de producción del Campo Casabe colapsaron en algún momento, con diferentes niveles de severidad. Como resultado, fueron abandonados, dejados inactivos, o reactivados solo después de costosas operaciones de reparación. Los pozos abandonados e inactivos representaron millones de dólares en erogaciones de capital en el campo y en términos de lucro cesante debido a la reducción de las tasas de producción. Dado que la mayor parte de los incidentes de aplastamiento de las tuberías de revestimiento se produjo en el Bloque VI, el cual además posee el volumen más grande en reservas comprobadas, este bloque fue el foco de un estudio de incidentes de aplastamiento de las tuberías de revestimiento.

En la primera etapa del estudio del Bloque VI los ingenieros de producción recabaron estadísticas relacionadas con aplastamiento de las tuberías de revestimiento. En el año 2006, este bloque contenía 310 pozos. Un total de 214 pozos mostro cierto grado de colapso. Si bien se observó un número levemente mayor de colapso en los pozos productores que en los inyectores, la diferencia no fue significativa y no indicó tendencia alguna. Del número total de pozos con incidentes de colapso registrados, 67 fueron abandonados y 80 se mantuvieron inactivos, factor por el cual, el operador sabía que impactaría severamente las tasas de inyecciones y producción. Los pozos restantes habían sido reactivados después de costosas operaciones de reparaciones. Los ingenieros buscaron luego una correlación entre los 214 colapsos y el momento en

---

<sup>2</sup> [www.slb.com/resources/.../oilfield\\_review.aspx](http://www.slb.com/resources/.../oilfield_review.aspx). Amaya, Mauro. Ecopetrol S.A. Pág. 11 - 15

que habían perforado estos pozos, para identificar cualquier práctica de perforación que fuera incompatible con el Campo Casabe.

Tres campañas de perforación principales coincidieron con el período de recuperación primaria, o empuje natural (entre 1941 y 1975); el período de recuperación secundaria o inyección de agua (entre 1975 y 2003); y finalmente el período de inyección de agua de la Alianza Casabe (desde el 2004 hasta el 2010). De los pozos perforados durante la primera campaña, el 78 % experimentaron incidentes de aplastamiento de la tubería de revestimiento durante la operación. En la segunda campaña, esta cifra fue levemente inferior al 68%, no obstante, este período correspondió a los programas de inyección de agua; en consecuencia, se habían perforado mucho más pozos.

Durante el periodo de estudio, no se registró episodio alguno de colapso en el Bloque VI, en relación con los pozos construidos en la tercera campaña de perforación. Se estima que ese cambio fue consecuencia del mejoramiento de las prácticas de perforación, las cuales se analizan más adelante.

Para determinar una vinculación entre el aplastamiento de las tuberías de revestimiento y las condiciones del subsuelo, los investigadores consideraron los modelos estratigráficos y estructurales actualizados, construidos a partir de los nuevos datos sísmicos 3D descubriendo que dichos incidentes se habían producido en todos los niveles estratigráficos. No obstante, la distribución de los incidentes puso de relieve una fuerte correlación entre la sobrecarga y las formaciones inundadas con agua. El análisis de la localización del pozo dentro del campo y la distribución de los incidentes de colapso reveló la existencia de numerosos eventos distribuidos de manera uniforme, lo cual indicó falta de localización real.

La etapa siguiente del estudio consistió en un análisis probabilístico para evaluar la frecuencia de los incidentes en base a dos variables: el número de incidentes de aplastamiento de la tubería de revestimiento y el año operacional. Lo cual reveló que los incidentes de aplastamiento de la tubería de revestimiento se produjeron principalmente durante los primeros años del proyecto de inyección de agua, alcanzando un pico máximo en 1988. Los investigadores identificaron un período crítico de tiempo en el que la frecuencia de estos incidentes fue alta. Este período coincidió con las tasas más intensas de inyección de agua.

En la etapa siguiente del estudio se evaluó la integridad mecánica de los pozos del Campo Casabe. Permitiendo descubrir que, en relación con los pozos productores del Bloque VI, los incidentes de aplastamiento se produjeron solamente en las tuberías de revestimiento y en las tuberías de revestimiento cortas (liner) de producción. Para revelar las causas raíces de todos estos incidentes, los ingenieros efectuaron cientos de simulaciones utilizando el software TDAS. En el primer análisis, se consideró la evacuación del fluido, donde una reducción del nivel de fluido en el pozo que puede constituir una condición de carga crítica para el aplastamiento de la tubería de revestimiento donde los niveles de fluidos presentes en el pozo, pueden reducirse durante la vida productiva de un campo por diversas razones, como baja productividad, incremento de la extracción durante la producción, relleno de arena, y reducción de la inyección de agua, y operaciones del campo Casabe suaveo y estimulación; todo, se experimentó en el Campo Casabe. Cuando el nivel de fluido cae, la presión interna deja de equilibrarse con la presión externa y la tubería de revestimiento debe sustentar esta presión. La condición de carga crítica para el aplastamiento de la tubería de revestimiento, tiene lugar cuando la presión diferencial es más alta que la presión que puede tolerar la tubería de revestimiento. Después del análisis del diseño de la tubería de revestimiento seleccionado para los pozos durante la primera campaña de perforación, los ingenieros descubrieron que las especificaciones habían generado sartas de

revestimiento que no eran suficientemente robustas para tolerar la evacuación de los fluidos combinada con la pérdida de paredes observadas en el Bloque VI.

El análisis mecánico final fue relacionado con los episodios operacionales principales conducentes al aplastamiento de las tuberías de revestimiento. El perfil de presión del yacimiento dentro de la formación, durante el proceso de inyección de agua, podía impactar la tubería de revestimiento tanto en los pozos productores como en los pozos inyectores. Se aplicó el incremento calculado de la carga resultante del proceso de inyección de agua, a la tubería de revestimiento que había experimentado las condiciones de carga crítica en las simulaciones previas; indicando que el proceso de inyección de agua incrementaba la probabilidad de aplastamiento de la tubería de revestimiento.

Una vez obtenidos todos los límites y condiciones críticas para el Campo Casabe, los ingenieros de producción corrieron simulaciones para las diversas sartas de revestimiento, con diferentes especificaciones, con el fin de hallar un diseño óptimo para los pozos futuros. Las simulaciones TDAS les permitieron especificar un modelo ideal que proporcionaría una vida de servicio estimada de 20 años. Este modelo ha sido aplicado en todos los pozos nuevos perforados en todo el campo, con una reducción exitosa de la frecuencia de los incidentes registrados de aplastamiento de las tuberías de revestimiento, la cual alcanzó un valor inferior al 2% de los pozos entre el año 2006 y el año 2009. Se trata de una mejora asombrosa si se compara con los incidentes de los 60 años previos, en lo que el 69% de los pozos del Bloque VI experimentaron colapso.

Junto con los resultados de otros hitos principales del plan de redesarrollo del campo, los nuevos diseños de las tuberías de revestimiento permitieron que la alianza implementara una nueva campaña de perforación. La tercera campaña comenzó en el 2004, y para el 2007 se habían perforado 37 pozos en total. La alianza deseaba que la eficiencia de las operaciones de perforación fuera de la

máxima posible para mejorar la producción, pero durante el proceso de perforación surgieron algunos problemas que incluyeron, entre otras cosas, tuberías atascadas como consecuencia del atascamiento diferencial de los yacimientos agotados, maniobras problemáticas con el limpiador por la presencia de lutitas altamente reactivas, y problemas de control de pozos introducidos por el influjo del agua proveniente de la inyección.

El estudio mineralógico demostró por qué el hecho de perforar en las zonas con inyección de agua, fue obviamente problemático. Los métodos existentes para evitar el influjo de agua consistían en cerrar diversos pozos inyectoros durante varias semanas antes de proceder a perforar para reducir la presión. En un caso extremo, 40 pozos inyectoros fueron puestos fuera de servicio para perforar dos pozos; esto en última instancia, redujo las tasas de producción.

Los especialistas investigaron las distintas formas de reducir el influjo de agua, limitando al mismo tiempo, cualquier efecto sobre los programas de inyección de agua. En lugar de cerrar los pozos de inyectoros, podían incrementar la producción en las capas que constituían los objetivos de perforación, aunque esto implicara la producción de grandes volúmenes de agua. Por otro lado, los pozos de producción conectados que se encontraban cerrados en ese momento, podían ser reactivados y si no contaban con ningún sistema de bombeo, cavia la posibilidad de que la presión se hubiera incrementado lo suficiente para que produjera en forma natural. Solo después de que estos pasos fueran adoptados y se consideraran insuficientes, la alianza consideraría el cierre de los pozos inyectoros.

Otra parte de la investigación consistió en la reducción del tiempo de cierre de los pozos inyectoros. Para evitar el influjo de agua, los pozos inyectoros fueron puestos fuera de servicio 15 días antes de que comenzara el proceso de perforación. No obstante, se observó que para evitar la provisión del agua del

pozo inyector a la localización de perforación, los pozos inyectores podían cerrarse justo antes de que la barrena penetrara la zona conectada. Además, con las medidas de reducción de presión en base a la producción, el tiempo de cierre de los pozos inyectores se redujo de 7 días a solo 2, dependiendo del nivel de producción.

La persistencia de las dificultades asociadas con el atascamiento de las tuberías y los problemas asociados con los viajes de entrada y salida del pozo, llevaron a la alianza a buscar otras opciones. Después del análisis inicial de los problemas relacionados con la perforación, los ingenieros seleccionaron una barrena bicéntrica y tecnologías de rectificación durante la perforación. Un pozo piloto, el pozo CB-1054, fue perforado con el nuevo equipamiento, y los tiempos de viaje de entrada y salida del pozo se redujeron notablemente. Los ingenieros utilizaron los resultados del pozo piloto para optimizar los diseños de la barrena y del arreglo de fondo (BHA). Los especialistas efectuaron pruebas de resistencias a la comprensión no confinada en muestras de núcleos, extraídas de numerosas profundidades en diverso pozos del Campo Casabe, las cuales arrojaban valores que oscilaban entre 585 y 845 lpc [4.0 y 5.8 MPa]. Los resultados de este análisis permitieron a los ingenieros optimizar el número de cortadores primarios e introducir cortadores de respaldo en la barrena.

Desde la introducción de nuevas tecnologías y prácticas actualizadas, los problemas de perforación surgidos en el Campo Casabe han sido resueltos. La perforación de pozos de mejor calidad incrementó la efectividad de las operaciones de cementación. Los tiempos de viaje de entrada y salida del pozo se redujeron en más del el 22%, se lograron el ROPs más alta con configuraciones actualizadas de cortadores y un motor hidráulico direccional de potencia extendida PowerPark XP.

### 3. POZOS Y RESULTADOS NUEVOS<sup>3</sup>

Las areniscas del Campo Casabe han sido desarrolladas extensivamente; no obstante, en los campos maduros es común descubrir petróleo en lugares inesperados. Por ejemplo, algunas zonas del Campo Casabe fueron pasadas por alto porque, utilizando las herramientas de resistividad tradicionales, es difícil detectar aquellas zonas productivas de la baja resistividad; existen herramientas alternativas que se analizan más adelante. Otras zonas resultaron inaccesibles porque la falta de datos estructurales tornaba muy alto el riesgo de perforación. Utilizando la información estructural adquirida por la alianza, el operador está desarrollando ahora la selección de la estructura anticlinal del Campo Casabe que se encuentra en la posición estructuralmente más elevada, en las areniscas B del Bloque V.

El pozo de exploración *casabe 01*, ubicado echado abajo en el flanco del anticlinal, exhibió rastros de petróleo en las areniscas delgadas de las zonas cenitales, pero estas zonas nunca habían sido probadas. Un pozo nuevo, situado echado arriba con respecto al pozo de exploración, fue propuesto para desarrollar las areniscas A. Después de revisar los nuevos datos sísmicos 3D y la longitud proyectada de la pata de petróleo, los geocientíficos revisaron la profundidad total para este pozo recién propuesto y sugirieron su profundización hasta alcanzar las areniscas B. Los datos de este pozo nuevo incluyeron la cromatografía efectuada con el lodo proveniente de las areniscas B, la cual reveló la presencia de rastros de petróleo bien definidos, y la interpretación de los registros confirmó la presencia de petróleos. Este petróleo se debe a una falta de drenaje de los pozos ubicados echados arriba. Los datos nuevos, adquiridos con la herramienta LWD PressureXpress, indicaron que la presión del compartimiento coincidía con la

---

<sup>3</sup> [www.slb.com/resources/.../oilfield\\_review.aspx](http://www.slb.com/resources/.../oilfield_review.aspx). Amaya, Mauro. Ecopetrol S.A. Pág. 17

presión original. La interpretación de los datos obtenidos con los registros de resonancia magnética combinable CMR-Plus confirmó la presencia del petróleo móvil. El intervalo fue terminado y el pozo produjo 211 bbl/d [34 m<sup>3</sup>/d] de petróleo sin corte de agua. Históricamente los especialistas no buscaron petróleo echado abajo en el Campo Casabe porque la formación más profunda había sido señalada como una zona de agua.

El campo deparó otra sorpresa durante un remplazo rutinario de un pozo fuera de servicio. Un pozo productor había sido dañado mecánicamente como resultado de la producción de arena inducida por la inyección de agua. Por consiguiente, se planificó un remplazo utilizando factores de diseño mejorados, recopilados exhaustivamente a partir de la investigación de los incidentes de aplastamiento de las tuberías de revestimiento. El operador perforó el pozo en las areniscas C con el fin de extraer núcleos. Antes de la perforación, estas zonas se consideraban potencialmente acuíferas, pero durante la perforación, la interpretación de los registros de lodo indicó que en estas areniscas más profundas podría haber petróleo. La interpretación de los registros no fue concluyente debido a la baja resistividad; se requería un nuevo enfoque para identificar el petróleo móvil.

La interpretación de los datos CMR-Plus indicó la presencia de petróleo móvil correspondiente a los rastros de petróleo observados en los registros de lodos. En base a estos resultados el operador decidió someter a prueba el pozo, el cual produjo 130 bbl/d (21 m<sup>3</sup> /d) de petróleo sin corte de agua. Después de 6 meses la producción acumulada alcanzó 11.000 bbl [1750 m<sup>3</sup>] sin corte de agua. Estos valores representan la existencia de reservas adicionales donde no se esperaban.

Las cifras recabadas a comienzo del 2010 muestran que la alianza Casabe incrementó las tasas generales de producción en casi un 250% desde el año 2004. Esta mejora se debe en parte a un estudio por vía rápida que identificó rápidamente las causas raíces que inciden en la eficiencia de los programas de

inyección en el campo y permitió descubrir reservas adicionales de petróleo utilizando datos recientemente adquiridos.

Casabe Sur, un proyecto de producción ubicado entre los campos Casabe y Peñas Blancas, nació como resultado de una sísmica 3D realizada en el año 2007, que arrojó estimaciones originales de 50 millones de barriles y unas reservas de 12 millones de barriles de petróleo. Una vez analizados los resultados de la fase exploratoria y de las pruebas realizadas en los pozos, Ecopetrol en 2011 confirma el potencial del yacimiento e inicia la etapa de producción comercial.

El área comercial del campo es de 305 hectáreas y es 100% propiedad de Ecopetrol. El volumen original de hidrocarburos en sitio se estima en 62 millones de barriles, de los cuales se calculan unas reservas probadas de petróleo sin auditar de 5,4 millones y de 9,9 millones de barriles de reservas probables. La producción actual del campo es de 1.600 barriles de crudo por día (bpd). El plan de desarrollo contempla incrementarla hasta 5.500 bpd en 2012 con la aplicación de tecnologías de recobro secundario, especialmente la inyección de agua.

#### 4. HISTORICO DE RUPTURAS Y FUGAS<sup>4</sup>

En tabla N°1, se presenta el histórico de rupturas de los cabezales de las estaciones E1, E2, E3, E4, E5 comprendidas desde el año 2006 al 2012.

Para el año 2006 se presentaron 90 fallas en cabezales de diámetro de 6" de las estaciones E3, E4, E6 que representaron perdidas aproximadas de 3.20 BOPD.

En el año 2007 fueron reportadas 149 fallas en cabezales de 6" de diámetros, en las estaciones E3,E4 Y E6 que representaron perdidas aproximadas de 5.27 BOPD.

En el año 2008 se reportaron 77 rupturas en cabezales de líneas de producción, en estaciones E3, E4 y E6 que representaron perdidas aproximadas de 3.86 BOPD.

Entre el año 2009 y 2012 se presentaron 263 fallas en las estaciones E1, E3, E4 y E6 que representaron perdidas aproximadas de 11.79 BOPD.

En total entre el periodo comprendido entre los años 2006-2012 se presentaron 579 rupturas en diferentes cabezales de estaciones anteriormente mencionados que representaron pérdidas considerables, teniendo en cuenta que por estas líneas de producción se desplazaron 12.598 BOPD.

---

<sup>4</sup> Mincom Ellipse - ECOPETROL S.A

**Tabla 1. Cabezales Casabe**

CABEZALES	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL	LONG
CV1-E1			4	2	6	10	1	23	1944
CV4-E2						15	1	16	1294
CV2-E3				3	14	7	10	34	2651
CV3-E3	7	18	28		23	13	15	104	2676
CV1-E4			3	5	13		6	27	2945
CV2-E4	79	113	17		18	5	9	241	6447
CV3-E4	2	7		3	2	4	8	26	1354
CV1-E6				4	1	16		21	1849
CV2-E6			18		15	1	16	50	2670
CV4-E6	2	11	7		13		4	37	1670
TOTAL	90	149	77	17	105	71	70	579	25500

**Fuente.** Mincom Ellipse - ECOPETROL S.A

## **5. IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS Y RIESGOS EN LAS LINEAS DE PRODUCCIÓN**

Identificar los potenciales de impactos en áreas de alta consecuencia, para asegurar la integridad mecánica de las líneas que transportan hidrocarburos, dentro en el campo Casabe de la Superintendencia Operaciones del Río de ECOPETROL S.A.

### **5.1 PROCEDIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE HCA's<sup>5</sup>**

La identificación de las HCA'S (Área de Alta Consecuencia) es una apreciación global de los sitios que contienen recursos sensibles, humanos y ambientales. Se hace necesario que el operador busque una buena base de datos, que permita definir cómo afecta realmente las HCA's en el proceso de valoración de riesgo, permitiendo así disminuir costos y trabajo.

Para la identificación de las áreas de alta consecuencia (HCA'S) se debe investigar, ordenar y clasificar la siguiente información de las líneas de producción y sus alrededores potencialmente afectados:

- Recopilar información de vías acuáticas comercialmente navegables
- Recopilar información de áreas pobladas

---

<sup>5</sup> Procedimiento para la identificación de potenciales de impactos en HCA's. Vicepresidencia de producción. ECOPETROL S.A.

- Identificación de las áreas excepcionalmente sensibles
- Clasificar información de áreas excepcionalmente sensibles, identificando las fuentes de agua potable
- Recopilar información de áreas excepcionalmente sensibles de las fuentes de agua potable.
- Recopilar información de áreas excepcionalmente sensibles y de las fuentes ecológicas.
- Realizar la segmentación de las líneas.
- Consolidar la información de las áreas de alta consecuencia.
- Seguimiento y control de Impactos
- Registros
- Contingencias

A continuación se realizara una descripción más detallada de las partes para identificación HCA'S

#### **5.1.1 Recopilar información de vías acuáticas comercialmente navegables.**

Utilizar los datos suministrados en el plan de Manejo ambiental, o por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) solicitado a: <http://www.igac.gov.co/tramites.htm>, en la sección servicios de cartografía, para establecer las vías acuáticas comercialmente navegables.

Los datos cartográficos generados deben indicar las vías comercialmente navegables y las tuberías de transporte (indicar abscisas), se debe contar con mapas digitales detallados con una escala (1:25.000) y en general con escala (1:1.200.000). En el mapa detallado debe señalar los puertos marítimos o fluviales, bahías y los segmentos de las vías navegables que son representativos simbolizados con líneas de coloración azul y con mayor grosor.

**5.1.2 Recopilar información de áreas pobladas.** Para definir las áreas pobladas se usará como fuente de datos el Plan de Manejo Ambiental o el Marco Geoestadístico Nacional (MGN), diseñado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), se puede solicitar información en <http://www.dane.gov.co>. Las áreas pobladas están constituidas por departamentos y municipios, y se identifican a nivel municipal: Clase 1, Clase 2, Clase 3 y áreas Geoestadístico. (Anexo A).

Los datos proporcionados deben indicar la ubicación de las áreas pobladas y las líneas de transporte de hidrocarburo (indicar abscisas). Se debe contar con un mapa digital general con escala (1:1.200.000), en el cual se señala las áreas Clase 1 simbolizadas con polígonos irregulares de color rojo y las clases 2, 3 y áreas Geoestadísticas con polígonos irregulares de color verde. Además, se deben registrar la cantidad de habitantes en las áreas pobladas.

**5.1.3 Identificación de las áreas excepcionalmente sensibles.** La identificación de estas áreas se basa principalmente en la zonificación ambiental esbozada en el Plan de Manejo Ambiental. El proceso de zonificación ambiental realiza la clasificación de las áreas de acuerdo a las siguientes definiciones:

- Área Ambientalmente Crítica
- Área Ambientalmente Sensible: de alta sensibilidad, mediana sensibilidad y baja sensibilidad.

**5.1.4 Clasificar información de áreas excepcionalmente sensibles, identificando las fuentes de agua potable.** Las áreas con fuentes de agua potable son:

- Sistemas de Agua Comunitario (CWS) o Sistema Agua No Comunitario No transitorio (NTNCWS).
- Áreas de Protección Fuente Agua (SWPA) para CWS o un NTNCWS.
- Áreas con única fuente acuífera.

Para definir las fuentes de agua potable consultar las Corporaciones Regionales, o lo proporcionado en la página: <http://www.minambiente.gov.co>. Los datos proporcionados deben ubicar las fuentes de agua potable y el ducto transporte de hidrocarburos (indicar abscisas). Se contará con un mapa digital general con escala (1:1.200.000), en el cual se señala por medio de una circunferencia de 8 km las fuentes de agua potable que incluyen lagos, ríos, arroyos y acuíferos. Se simboliza con círculos sólidos de color púrpura las áreas de fuente de agua protegida y círculos dendríticos para fuentes de agua comunitaria y áreas con única fuente acuífera.

**5.1.5 Recopilar información de áreas excepcionalmente sensibles de las fuentes de agua potable.** Anexar información de las fuentes de agua potable donde se debe incluir:

- Nombre del sistema.
- Coordenadas geográficas (latitud y longitud).
- Precisión mapa (general, minuto, segundo).
- Información y fecha de actividad (activo o inactivo).
- Tipo de sistema (comunitario, no comunitario, transitorio, o no transitorio).
- Tipo de fuente y nombre (superficial, acuíferos o cavernas naturales).
- Profundidad (si es un acuífero natural o artificial).
- Cantidad de población.
- Área de servicio (residencial, rural, etc.).
- Información del Operador de la fuente / contacto.
- Área de protección de fuente de agua.

**5.1.6 Clasificar información de áreas excepcionalmente sensibles, identificando fuentes ecológicas.** Las fuentes ecológicas:

- Áreas con especies en peligro extinción o colonias ecológicas
- Áreas de múltiples especies
- Áreas de concentración de aves acuíferas migratorias

El Operador podrá consultar sobre ecosistemas en el Plan de Manejo Ambiental o solicitar información en: [www.minambiente.gov.co](http://www.minambiente.gov.co). Ubicar las fuentes ecológicas y la línea de transporte (indicar abscisas). Se tendrá un mapa digital general con escala (1:1.200.000), en el cual se señala por medio de un círculo de 8 km las especies que se encuentran en lagos, ríos, arroyos, etc.

Se simboliza con color verde y círculos sólidos los sitios de fuente ecológica con especies en peligro de extinción o colonias ecológicas, polígonos de forma irregular las especies que se encuentran en áreas de múltiples especies y círculos dendríticos para áreas de concentración de aves acuíferas migratorias.

**5.1.7 Recopilar información de áreas excepcionalmente sensibles, de las fuentes ecológicas.** El Operador debe tener información de las fuentes ecológicas donde se incluye:

- Nombre científico.
- Nombre común.

- Código identificación nacional
- Coordenadas geográficas.
- Precisión cartografía (general, minuto, segundo).
- Estado conservación (amenaza, peligro, vulnerable, seguro, o extinto).
- Estatus protección.
- Tipo de hábitat (terrestre o acuático)

**5.1.8 Realizar las segmentaciones de las líneas.** Realizar las segmentaciones del sistema teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Consecuencias en función de las HCA's.
- Ubicación de equipos sobre la línea.
- Establecer longitud máxima o mínima del segmento.
- Revisar la segmentación contemplada para los planes de inspección y/o mantenimiento de la línea (aérea, enterrada y sumergida).
- Identificar las amenazas por: corrosión interior o exterior, daños por terceros, etc.

- Tener en cuenta los diámetros de las tuberías.

En caso de líneas colectoras se debe tener en cuenta la entrada de nuevos productos. La actividad de verificación de la segmentación consiste en realizar una evaluación en campo de las características físicas y ambientales más representativas efectuando una actualización de la información que se tiene para cada uno de los segmentos en los que fueron divididos los equipos.

**5.1.9 Consolidar la información de las áreas de alta consecuencia.** Analizar y clasificar la información referente a la determinación de HCA y realizar un mapa digital general (escala 1:1.200.000) donde se consolide la información y señale las áreas pobladas, vías comercialmente navegables, áreas excepcionalmente sensibles y la información de las líneas de transporte de hidrocarburo (indicar abscisas). Además de esta información, se debe tener a disposición datos relacionados con el equipo, tales como:

- Coordenadas GPS.
- Identificación válvulas de bloqueo, URPC y cruces aéreos.
- Corredores de afectación y protección por derrame y radiación térmica.
- Planes de manejo ambiental y contingencia

**5.1.10 Seguimiento y Control de Impactos.** En el diagrama 1 se muestra esquemáticamente como se debe realizar el seguimiento y control de impactos

**Diagrama 1.** Seguimiento y Control de Impactos



**Fuente.** Procedimiento para la identificación de potenciales de impactos en HCA's - ECOPELROL S.A

**5.1.11 Registros en listas de chequeo.** Los registros contienen lo siguiente:

- Lista de chequeo de recopilación de información en líneas
- Lista de chequeo de recopilación de información en ductos

### 5.1.12 Contingencias para impactos y riesgos

- Verificar el buen estado de los elementos que conforman los equipos, herramientas y elementos para realizar el procedimiento, diligenciar lista de chequeo antes de realizar la actividad.
  
- Identificar los posibles peligros y evaluar los riesgos de cada sitio.
  
- Tener en cuenta y observar lo contemplado en los planes de salud ocupacional, impacto y contaminación ambiental, seguridad industrial y demás regulaciones pertinentes.
  
- Cuando se ha determinado un potencial de impacto en zonas, el operador debería considerar:
  - ✓ Las consecuencias de salud y seguridad de una actividad, incluyendo la posible necesidad de evacuación.
  
  - ✓ La naturaleza y características de los productos o productos transportados (productos refinados, crudo, líquidos altamente volátiles, etc.).
  
  - ✓ Las condiciones de operación de la tubería (presión, temperatura, velocidad de fluido, etc.).
  
  - ✓ La topografía de la tierra asociada con las zonas de alta consecuencia y los segmentos de tubería.
  
  - ✓ El gradiente hidráulico de la tubería.

- ✓ El diámetro de la tubería, el potencial del volumen de actividades y la distancia entre los puntos de aislamiento.
- ✓ El tipo y características de las HCA cruzadas o cercanas a los segmentos Potencial físico de veredas entre la tubería y la HCA.
- ✓ Potencial de fuerzas naturales inherentes al área (zonas inundadas, zonas sísmicas, áreas de hundimiento, etc.).
- ✓ Capacidad de respuesta (Tiempo de detección, actividad de confirmación y ubicación, tiempo de respuesta, naturaleza de respuesta, etc.).

## 5.2 PROCEDIMIENTO DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DEL RIESGO<sup>6</sup>

Para la identificación y evaluación del riesgo se debe analizar las probabilidades de falla y las consecuencias existentes tanto ambientales, humanas, operacionales y de infraestructura del área donde se realiza la actividad:

**5.2.1 Identificar el riesgo.** El riesgo es la combinación de la probabilidad de que algún evento ocurra durante un periodo de tiempo y la consecuencia asociada con el evento.

Primero se identifican los mecanismos de corrosión que se pueden presentar con la consecuencia asociada, y levantar datos requeridos para evaluar el riesgo. Luego se determina la probabilidad y consecuencia específica.

---

<sup>6</sup> Procedimiento de identificación y evaluación del riesgo. Vicepresidencia de producción. ECOPETROL S.A.

En términos matemáticos el riesgo puede ser:

Riesgo (criticidad) = Probabilidad (modo) x Consecuencia (efecto)

El segmento o lazo individual puede ser clasificado por el nivel de riesgo total, categoría individual de probabilidad, o nivel de consecuencia. Si la probabilidad y la consecuencia no son expresadas en valores numéricos, el riesgo usualmente se determina por una gráfica de probabilidad y consecuencia o matriz RAM (Anexo B).

**5.2.2 Determine el tipo de consecuencia.** Determinar el tipo de consecuencia, la cual puede ser:

Cualitativa: involucra identificación de unidades, sistemas o equipos, y las amenazas presentes como resultado de las condiciones de operación y del fluido. Se basa en el conocimiento y en la experiencia y es evaluada como bajo, media o alta.

Cuantitativa: involucra un método lógico que contiene uno o más escenarios estándar de falla y se calcula basada en el tipo de fluido, estado del fluido, propiedades principales del fluido, variables operacionales, modo de falla y estado del fluido después de tener contacto con el ambiente.

**5.2.3 Evaluar la consecuencia.** Se pueden presentar pérdidas del fluido al medio externo y los efectos de esta consecuencia se clasifican en las siguientes categorías:

Personas: Impacto en seguridad y salud, basadas en la severidad de la herida (fatalidades, tratamiento médico, primeros auxilios).

Económicas: Costos de mantenimiento y reconstrucción.

Ambientales: Impacto ambiental.

Imagen de la Empresa: Pérdida de producción.

Las consecuencias se expresan en números del 1 al 5, analizando los efectos que se tienen según las categorías y se califican según la matriz RAM (Anexo B).

**5.2.4 Análisis del riesgo.** La Evaluación y Análisis de riesgos es la aplicación del proceso de gestión de peligros (Anexo B) y efectos al nivel de la actividad, identificando y evaluando los riesgos de cada elemento y definiendo controles, medidas de recuperación apropiadas y el responsable.

Existen varios análisis comparativos que pueden ser ejecutados, tales como:

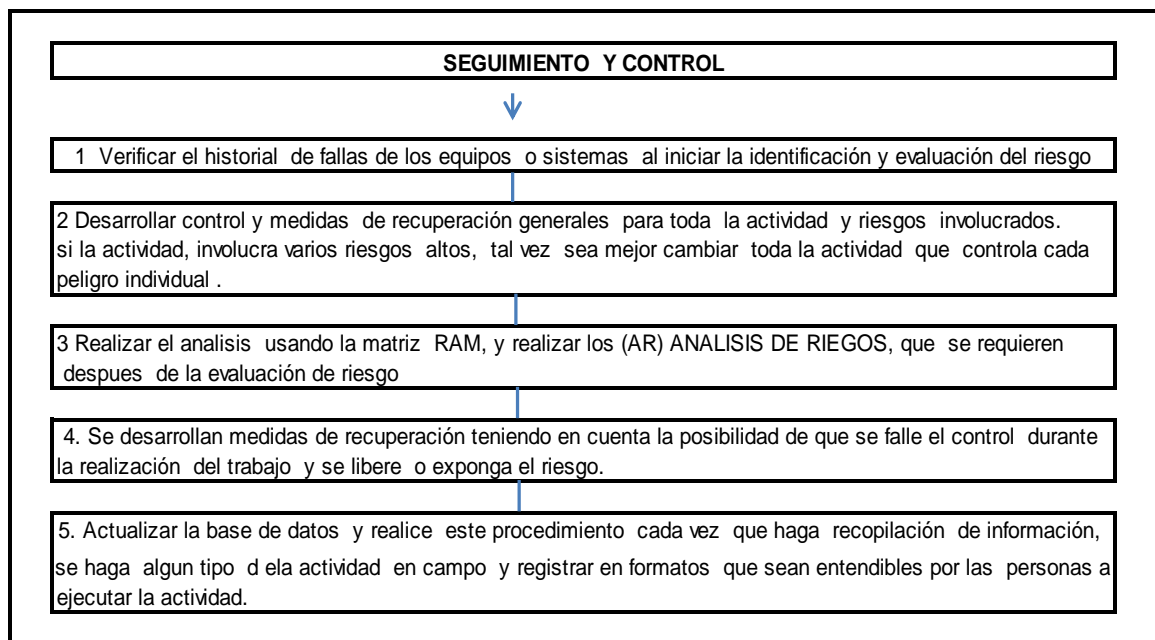
- Comparación del riesgo para diferentes causas de falla a lo largo de la tubería.
- Comparación del riesgo de la tubería por regiones geográficas.
- Comparación del riesgo de la tubería con un estándar predefinido, tal como conformidad con regulaciones o un estándar de operación definido.

SEGUIR LA MATRIZ RAM PARA EVALUAR EL RIESGO (Anexo B).

**5.2.5 Validación y priorización del riesgo.** Independiente del proceso usado al ejecutar una evaluación del riesgo. La validación del método de evaluación del riesgo sería ejecutado para asegurar que el método ha dado resultados que siguen a la jerarquía de soluciones y medidas de recuperación.

**5.2.6 Seguimiento y control del riesgo.** En el diagrama 2 se presenta de una forma esquemática el proceso para hacer el seguimiento y control del riesgo.

**Diagrama 2.** Seguimiento y Control del Riesgo



**Fuente.** Procedimiento de identificación y evaluación del riesgo - ECOPETROL S.A

**5.2.7 Registros en formatos. Para llevar el registro se debe diligenciar el formato de AR: Análisis de Riesgos y Matriz RAM.**

**5.2.8 Contingencias para impactos y riesgos.** Tener en cuenta y observar lo contemplado en los planes de salud ocupacional, impacto y contaminación ambiental, seguridad industrial y demás regulaciones pertinentes.

Si al realizar el estudio se evidencian condiciones críticas, y se puede presentar el colapso de la línea, se debe dar aviso al funcionario responsable, con el fin de adelantar los trabajos que sean necesarios para evitar que ocurra la rotura.

### **5.3 JERARQUÍA DE SOLUCIONES Y MEDIDAS DE RECUPERACIÓN<sup>7</sup>**

- ✓ Las soluciones están Clasificadas en orden de efectividad:
  - Eliminando el riesgo.
  - Sustituyendo (Usando un material o proceso menos peligroso).
  - Reduciendo la frecuencia de una tarea peligrosa
  - Encerrando o Aislado el peligro.
  - Vigilando / alejando las personas del peligro.

---

<sup>7</sup> Procedimiento de identificación y evaluación del riesgo. Vicepresidencia de producción. ECOPETROL S.A.

- Procedimientos adicionales.
  - Supervisión adicional.
  - Entrenamiento adicional.
  - Instrucciones / información (boletines / señales).
  - Equipo de protección personal.
- ✓ Las medidas de recuperación para considerar incluyen:
- Equipo de protección personal.
  - Contención secundaria.
  - Dispositivos de detección y de alarma.
  - Escape y equipo de rescate.
  - Procedimientos de emergencia.

## 6. GENERALIDADES Y DESCRIPCION DE LA TECNOLOGIA PEAD COMO ENCAMISADO DE LAS LINEAS DE PRODUCCIÓN<sup>8</sup>

El polietileno es obtenido por un proceso de fabricación llamado baja presión, alcanzando densidades nominales comprendidas (0,910 – 0,960 g/cm<sup>3</sup>); según las normas **NTC872**<sup>9</sup> y **NTC2935**<sup>10</sup>. En este tipo de tuberías de PEAD, no se tienen los problemas de corrosión por electrólisis debido a que no conduce electricidad por sus paredes, tampoco favorecen el crecimiento de hongos o de otros microorganismos, ni la incrustación de los sólidos presentes en el agua en las paredes internas del tubo, debido a que es un material totalmente inerte a los ácidos, bases y alcalinos. Con base en todas las ventajas adicionales que incurren en disminución de costos.

1. Se elimina la necesidad del mantenimiento en las tuberías de PEAD
2. Debido a su baja densidad comparada con el acero, el polietileno posee una buena facilidad para su manipulación lo que genera ahorros considerables en el manejo para el acarreo e instalación de éstos sistemas, principalmente en zonas montañosas o lugares de difícil acceso.
3. Todos los diámetros de la tubería de PEAD es posible disminuir considerablemente la cantidad de codos para el cambio de dirección (horizontal y vertical).

---

<sup>8</sup> Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR. Unidad de disciplinas especializadas. ECOPEPETROL S.A. Instituto Colombiano del Petróleo. Vicepresidencia de producción.

<sup>9</sup> NTC 872: Norma Técnica Colombiana; Materiales para moldeo y extrusión de plásticos de polietileno (ASTM 4976)

<sup>10</sup> NTC 2935: Norma Técnica Colombiana; Materiales de polietileno (PE) para tubería y accesorios (ASTM 3350)

4. Debido a su gran flexibilidad se adapta a diferentes perfiles topográficos, generando ahorros considerables en conexiones y en tiempos de instalación.
5. Debido a su baja rugosidad en su pared interna, se disminuyen al mínimo las pérdidas por fricción, conduciendo con mayor eficiencia los fluidos.

De lo anterior queda claro que el sistema de encamisado con PEAD, se puede mitigar de manera permanente, segura y económica, la corrosión, abrasión y deterioro de tuberías que transportan líquidos, gases y emulsiones altamente corrosivos. El sistema de encamisado interior de polietileno de alta densidad y alto peso molecular se instala en forma continua in-situ dentro de ductos nuevos o existentes, eliminando excavaciones, afectaciones y problemas al derecho de vía.

El encamisado queda fijado dentro de la tubería de acero formando un sello hermético y permanente entre el acero y el medio corrosivo.

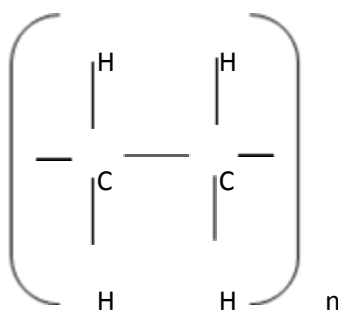
Este sistema fue diseñado para proteger líneas de acero al carbón contra el ataque corrosivo y abrasivo de químicos como el crudo amargo, gas amargo, agua salada y emulsiones. Una vez instalado, el sistema crea una estructura compuesta donde el acero contiene la presión y el encamisado protege al acero contra la corrosión y abrasión interior.

El costo del sistema, su rápida aplicación, y sus excelentes características físico-químicas hacen del encamisado del PEAD una excelente opción para resolver el problema de la corrosión y abrasión interior en tuberías de producción.

## 6.1 OBTENCIÓN DEL POLIETILENO

El polietileno PE es un material termoplástico obtenido de la polimerización del Etileno. Una molécula de polietileno no es nada más que una cadena larga de carbono con dos átomos de hidrógeno unidos a cada átomo de carbono.

**Figura 1.** Unidad química repetitiva del polietileno



**Fuente.** Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR - ECOPETROL S.A.

Debido a que presentan una cadena lineal, el polietileno se llama polietileno lineal y es mucho más fuerte que uno con ramificaciones.

La longitud de las cadenas laterales está altamente determinada por el comonomero empleado durante la polimerización, éstas pueden tener desde un grupo atómico con un carbono (con propileno como comonomero hasta un grupo de seis carbonos con 1-octeno como comonomero incorporado). Dependiendo de la densidad requerida de la resina para un grado particular, se emplea hasta un 10% en peso del comonomero.

Los polietilenos PE 80 y PE 100 de media y alta densidad respectivamente, son comonomeros basados en hexeno-C6 y producidos en reactores de tecnología de doble reactor. En el proceso bimodal el polímero es desarrollado en dos reactores operando en serie en la misma base catalítica. En el primer reactor se desarrolla el material de más bajo peso molecular, esencial para las buenas propiedades del procesamiento. En el segundo reactor los materiales de más alto peso molecular son formados, los cuales proveen las propiedades mecánicas al producto final. De este modo se puede producir un material de peso molecular más ancho, el cual combina desempeño mecánico mejorado con procesamiento por el proceso bimodal.

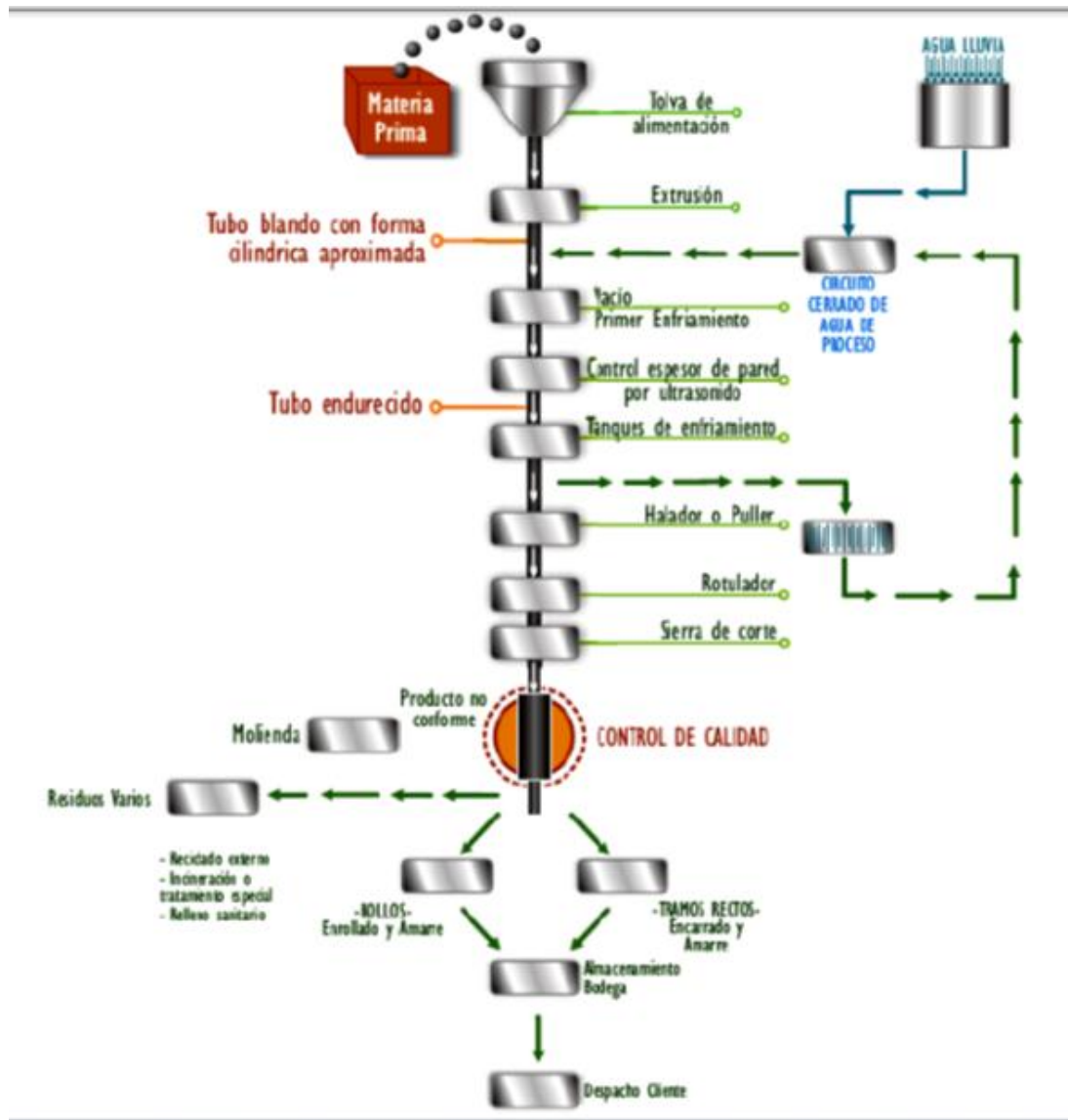
Después de muchos años en constante evolución, en 1990 se desarrolló el PE100 de tercera generación en donde se mejoraron entre otras, la resistencia hidrostática, la resistencia al crecimiento de grietas permitiendo hacer tuberías más livianas y que resisten fisuras o rayones que se pueden generar en el almacenamiento o la instalación.

## **6.2 FABRICACIÓN DE TUBERÍAS DE POLIETILENO**

La tubería se obtiene por un proceso de extrusión del polietileno. Este proceso consiste en transformar el gránulo sólido (materia prima) en una masa fundida, mediante el suministro de energía térmica y mecánica para finalmente, darle presentación en forma tubular.

La extrusión se caracteriza por ser un proceso de producción en línea sin interrupciones en su desarrollo, en la figura 2 se puede observar cada uno de los pasos para la fabricación de tuberías de polietileno

**Figura 2.** Diagrama de flujo del proceso de fabricación de las tuberías de polietileno



**Fuente.** Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR-ECOPETROL S.A.

Previamente a la alimentación de la extrusora, el polietileno granulado es sometido a los primeros controles de recepción y secado a 90°C. En el interior de la extrusora el husillo empuja el material fundido a una temperatura de 200°C.

El material fundido y extruido se introduce en el cabezal a través de orificios que distribuyen la masa hasta llegar al mandril y la boquilla donde la tubería adopta el diámetro y espesor deseado.

La tubería resultante es conformada y calibrada en sus dimensiones definitivas en el tanque de vacío. En este tanque se disipa rápidamente el calor haciendo llegar una película de agua. La superficie del material se enfría rápidamente por debajo del punto de fusión, obteniéndose un efecto lubricante que reduce las fuerzas de fricción.

El enfriamiento se produce de forma unilateral y exteriormente, provocando tensiones internas en las paredes, como consecuencia de la diferencia de temperatura.

Un equipo de ultrasonido monitorea permanentemente las variables dimensionales, lo cual garantiza estabilidad del proceso en el cumplimiento de los valores establecidos en las normas.

La tubería resultante es halada a una determinada velocidad de proceso, este parámetro junto con las revoluciones del husillo son fundamentales en la determinación del espesor de la tubería. Una vez conformada y enfriada la tubería, se rotula según establece la norma.

### **6.3 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL POLIETILENO**

Al considerar el diseño de tuberías, generalmente los tubos se dividen en dos categorías: rígidos y flexibles. Los tubos rígidos, se definen como aquellos que no

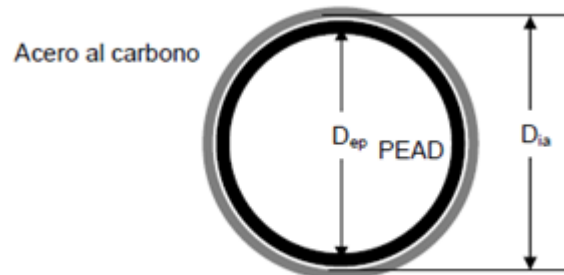
aceptan deflexión sin que se presente una falla estructural por el contrario, los tubos flexibles son definidos como aquellos que se deflactan por lo menos un 2% sin que se presente una falla estructural. Tubos de concreto, barro y fundidos son un ejemplo de tubos rígidos. Tubos de acero, aluminio y de plásticos son considerados flexibles. Dentro de los tubos flexibles, los de metal y PVC se consideran elásticos, mientras que los tubos de polietileno se consideran visco elásticos o visco plásticos.

Los diferentes tipos de tubería pueden tener diferentes límites de desempeño de acuerdo al tipo, material y diseño de pared. La resistencia a los esfuerzos en la pared debidos a cargas externas es crítico para la tubería rígida, mientras que para la tubería flexible, la rigidez es importante para resistir la deflexión y el posible pandeo.

El polietileno de alta densidad PEAD se fabrica con la más fina resina de polietileno de alta densidad y alto peso molecular (HDPE-VHMW) el cual exhibe excelentes características mecánicas y es químicamente inerte, no se pudre, corroe u oxida. El encamisado no pierde espesor de pared a causa del ataque químico, dieléctrico o biológico de diferentes productos y evita el crecimiento o acumulación de residuos, bacterias, algas y escamas, asegurando características de flujo constantes a lo largo de la vida del ducto.

Una vez instalado el sistema, el encamisado reduce el diámetro interior del ducto en un 2 a un 10% dependiendo del diámetro y espesor de la línea de acero y polietileno, como se muestra en la Figura 3. Sin embargo, el gasto de transporte de la línea permanece igual o incrementa dado que el coeficiente de fricción del acero es mucho mayor al del HDPE. El efecto que el sistema pudiera tener en el gasto de transporte depende del diámetro y del grado de deterioro en la superficie del acero.

**Figura 3.** Esquema general del sistema de encamisado



**Fuente.** ECOPETROL S.A Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR

Sin embargo cabe resaltar que dentro del estudio del sistema de encamisado se evidencia una mejora en la instalación de este sistema, dejando una tolerancia del 1 al 3% entre el diámetro interno del acero ( $D_{ia}$ ) y el diámetro externo del polietileno ( $D_{ep}$ ).

## 6.4 ESPECIFICACIONES DEL POLIETILENO

Como todo producto, el sistema de encamisado está diseñado para operar dentro de ciertos rangos de presión, temperatura, resistencia química y abrasiva. El polietileno de alta densidad soporta cierto número de productos químicos y no todos los productos son apropiados para su aplicación.

**6.4.1 Resistencia química y térmica.** La tubería de polietileno de alta densidad, tiene una alta resistencia química. La mayoría de los agentes químicos, ácidos, sales y suelos son calientes, no atacan a la tubería de polietileno de alta densidad,

no le causan degradación. No permite desarrollo de bacterias o algas. Por otro lado, dependiendo del producto a transportar, el encamisado puede soportar temperaturas internas de operación de hasta 100°C, con polietileno convencional. Para determinar si el sistema puede ser utilizado en una instalación específica, debe consultarse la tabla de resistencia química del material para verificar el adecuado desempeño del sistema a la temperatura de diseño, (Anexo D).

**Tabla 2.** Presión de Trabajo en Kg/cm<sup>2</sup> para Distintas Clases de Tuberías

<b>Temperatura</b>	<b>Años de vida útil esperada</b>	<b>PN2,5</b>	<b>PN3,2</b>	<b>PN 4</b>	<b>PN 6</b>	<b>PN 10</b>	<b>PN 16</b>
<b>10° C</b>	1,0	3,4	4,3	5,4	8,0	13,0	21,4
	5,0	3,2	4,1	5,1	7,7	12,8	20,5
	10,0	3,2	4,0	5,0	7,6	12,6	20,2
	25,0	3,1	3,9	4,9	7,3	12,2	19,5
	50,0	3,0	3,8	4,8	7,2	12,0	19,2
<b>20° C</b>	1,0	2,9	3,6	4,6	6,8	11,4	18,2
	5,0	2,7	3,5	4,3	6,5	10,8	17,3
	10,0	2,7	3,4	4,2	6,4	10,6	17,0
	25,0	2,6	3,3	4,2	6,2	10,4	16,6
	50,0	2,5	3,2	4,0	6,0	10,0	16,0
<b>30 C</b>	1,0	2,5	3,1	3,9	5,9	9,8	16,0
	5,0	2,4	3,0	3,8	5,6	9,4	14,0
	10,0	2,3	2,9	3,7	5,5	9,2	14,7
	25,0	2,0	2,5	3,1	4,7	7,8	12,5
	50,0	1,7	2,2	2,7	4,1	6,8	10,9

<b>40 C</b>	1,0	2,1	2,7	3,4	5,0	8,0	13,4
	5,0	1,8	2,3	2,9	4,3	7,2	11,5
	10,0	1,6	2,0	2,5	3,7	6,2	9,9
	25,0	1,3	1,7	2,1	3,1	5,2	8,3
	50,0	1,2	1,5	1,8	2,8	4,6	7,4
<b>50C</b>	1,0	1,7	2,2	2,7	4,1	6,8	10,9
	5,0	1,2	1,5	1,9	2,9	4,8	7,7
	10,0	1,1	1,3	1,7	2,5	4,2	6,7
	15,0	1,0	1,3	1,6	2,4	4,0	6,4
<b>60 C</b>	1,0	1,2	1,5	1,9	2,9	4,8	7,7
	5,0		1,1	1,4	2,0	3,4	5,4

**Fuente.** Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR-ECOPETROL S.A.

**6.4.2 Características físico-mecánicas de las tuberías de polietileno.** En la tabla 7 se muestra las características físico-químicas de las tuberías de polietileno bajo norma

**Tabla 3.** Características Físico –Mecánicas de las tuberías de polietileno

<b>Propiedad</b>	<b>Unidades</b>	<b>Valor</b>	<b>Norma</b>
Densidad	g/cm <sup>3</sup>	0.945- 0.955	DIN 53479
Viscosidad específica (índice de viscosidad límite)	cm <sup>3</sup> /g	300	ISO/R 1191
Índice de fusión MFI 190/5	G/10MIN	0.4-0.8	DIN 53735
<b>Propiedades Mecánicas</b>			
Tensión de tracción (rango elástico)	N/mm <sup>2</sup>	22	DIN 53455

Elongación límite (rango elástico)	%	15	R 527
<b>Resistencia a la rotura</b>	N/mm <sup>2</sup>	32	
Alargamiento de rotura	%	>800	
Tensión límite de flexión	N/mm <sup>2</sup>	28	DIN 53452
Módulo de resistencia a la torsión	N/mm <sup>2</sup>	240	DIN 53477
Dureza de bola	N/mm <sup>2</sup>	40	DIN 53456
Dureza shore D	-	60	DIN 53505
Resistencia al impacto con entalladura	mJ/mm <sup>2</sup>	15	DIN 53453
Resistencia al impacto con entalladura , a +23 °C y 40 °C	mJ/mm <sup>2</sup>	sin rotura	DIN 53453
<b>Propiedades Térmicas</b>			
Coeficiente medio de dilatación lineal entre 20 y 90 °C	mm/m x °C	0.17	DIN 52328
Conductividad térmica a 20°C	w/m xk	0.43	DIN 52612

**Fuente.** Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR-ECOPETROL S.A.

**6.4.3 Presión de operación.** En la instalación de un encamisado de polietileno, la presión máxima de operación se soporta por la tubería de acero, ya que el sistema ofrece únicamente una barrera entre el acero y el medio corrosivo. Actualmente, el sistema de encamisado puede operar según especificaciones de relación del diámetro y el espesor de pared, (Anexo D).

**6.4.4 Longitud de los tramos de operación.** La distancia de los tramos de encamisado varía de 80 a 100 metros dependiendo de la tensión y resistencia mecánica específica del material por instalarse. En ciertos casos, el sistema puede

ser instalado en líneas de 20 a 1,600 metros de largo (entre secciones) cuando se trata de tramos rectos en diámetros pequeños.

La distancia entre jalones se calcula utilizando la resistencia mecánica del material de manera que la tensión máxima de instalación este dentro de la curva elástica del material. En general, la tensión de instalación varía de acuerdo a las siguientes variables:

- a) La fricción entre el acero y el polietileno (determinado por la rugosidad del acero y el polietileno).
- b) El peso del encamisado por metro.
- c) El área de contacto entre el tubo de acero y el polietileno (determinado por el asentamiento del polietileno sobre el acero).
- d) El número, radio y ángulo de curvas en el tramo por encamisar.
- e) Las condiciones de terreno sobre las cuales se encuentra el encamisado durante la instalación.
- f) La temperatura ambiental durante la instalación del sistema

**6.4.5 Instalación del sistema de encamisado.** La instalación del sistema de encamisado consiste en varias fases donde se incluyen el diseño, la preparación y verificación de la línea de acero, la introducción del encamisado, la reconexión y la prueba de certificación. El encamisado se instala en secciones y se reconecta con bridas de acero y polietileno. Una vez en operación, el sistema cuenta con

unas ventanas de monitoreo con los cuales se verifica la integridad del encamisado a lo largo de la vida del ducto. El método de instalación es el mismo para líneas nuevas o existentes con la diferencia que en algunos casos se requiere de remover residuos con solventes y marranos de limpieza.

Una de las grandes ventajas del sistema encamisado es la rapidez de instalación. Una vez que el ducto de acero se encuentra en condiciones para recibir el encamisado, el proceso permite la instalación de 1 tramo promedio por día (tramos típicos de 700 metros).

#### **6.4.5.1 Fases para la instalación de la tubería con encamisado**

##### **Fase 1: Diseño**

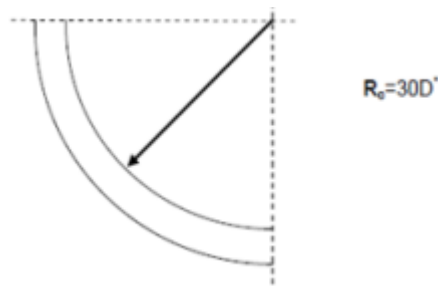
Para diseñar adecuadamente un sistema de encamisado, se requiere la siguiente información:

- Composición del fluido a transportar.
- Longitud del tubo de acero, diámetro (2" a 48" de diámetro) y el espesor.
- Condiciones del ducto (en el caso de rehabilitaciones).
- Limpieza interior y residuos (en el caso rehabilitaciones).
- Temperatura y presión de operación.
- Trazo del ducto (para determinar longitud de tramos).

- Accesos y condiciones constructivas (pantano, tierra firme, etc.).

Dentro de las condiciones constructivas se debe tener presente el cambio de dirección de la línea “radio de curvatura de la línea”, siendo como requerimiento para el encamisado un radio mínimo de curvatura de treinta veces el diámetro de la línea, ver Figura 4.

**Figura 4.** Radio de curvatura mínimo



**Fuente.** Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR-ECOPETROL S.A.

El radio de curvatura de la línea de acero debe ser de por lo menos 30 diámetros. Radios más cerrados pueden manejarse pero esto incrementa considerablemente la tensión de instalación del encamisado y limita la distancia de cada tramo.

Una vez que se obtiene esta información, el encamisado se fabrica de acuerdo al diámetro y espesor de la tubería de acero.

## **Fase 2: Preparación e inspección de la línea de acero**

La preparación de la línea de acero tiene como propósito verificar que no existan anomalías constructivas y que el ducto cumpla con las normas necesarias para la instalación del sistema encamisado. El primer paso en la preparación del ducto implica probar la línea hidrostáticamente para determinar la presión máxima de trabajo. Una vez seleccionadas las áreas de lanzamiento y halado de acuerdo a la tensión de instalación se corta el tubo de acero y se instalan bridas de acero ANSI-RF requeridas para conectar cada tramo una vez encamisado.

La conexión de cada tramo se realiza por termofusión: Proceso donde se combina la acción de la temperatura y la fuerza, dando como resultado dos superficies entrelazadas, después de un procedimiento de unión. Existen tres métodos para realizar la unión por termofusión: Termofusión a tope, termofusión con silleta y termofusión a manguitos (Socket). Este trabajo se pretende realizar con termofusión a tope. Esta técnica consiste en el calentamiento de los tubos con extremos rectos o tubo con accesorio(s) manteniéndolos unidos a una plancha caliente, retirando la plancha cuando se obtiene la fusión del material, procediendo a la unión de los extremos por acción de una fuerza constante, manteniéndola hasta alcanzar el enfriamiento de las piezas. Esta técnica es recomendada en tuberías y accesorios con el mismo RDE y para diámetros mayores o iguales a 2”.

Pruebas de laboratorio, han demostrado que el área de fusión presenta mayor fuerza en tensión y presión que el mismo material de polietileno.

Cada unión realizada por termofusión a tope se inspecciona visualmente para verificar el ancho y calidad de la unión. Posteriormente, durante la instalación, el encamisado se somete a dos procesos que vuelven a verificar su integridad y calidad: El halado del encamisado a través de la tubería, somete al encamisado a

un esfuerzo suficientemente alto para romper cualquier unión que no cumpla con el mínimo de calidad requerida en la instalación.

Después se instalan puntos de venteo y monitoreo en cada tramo con los cuales se vigila se libera la presión anular existente entre el acero y el polietileno una vez que ducto entra en operación. Al mismo tiempo se adecuan accesos y áreas de instalación de aproximadamente 30 x 20 metros para colocar el equipo de instalación.

En el caso de rehabilitación de líneas, los residuos y depósitos en las paredes del ducto se remueven utilizando marranos de limpieza y solventes en caso de ser necesario. Posteriormente, se lanza un marrano de inspección para verificar que el ducto cumpla con las normas de construcción API-1104, ASME B31.6, ASME B31.8 y/o ASME B31.10 y que no se presentan las siguientes anomalías constructivas:

- Penetración excesiva de soldadura (máx.=1/16”).
- Desalineamiento entre tramos de tubería (alto/bajo).
- Dobleces de tubería con deformación (ovalados).
- Radios de curvatura menores a los treinta diámetros del ducto. En algunos casos, se puede instalar el encamisado en curvas con un diámetro de curvatura de hasta 15 diámetros pero con ciertas restricciones.

Finalmente, se lanza el cable de un extremo al otro para conectar el encamisado e instalarlo dentro del ducto de acero.

Al terminar cada tramo se termofusiona una cabeza de halado con la cual se introduce y hala el sistema de un extremo al otro.

### **Fase 3: Introducción del encamisado**

Una vez sujeto el cable a la cabeza de halado, el malacate especializado finalmente, se estira el encamisado en cada extremo y se le termofusiona bridas de polietileno las cuales se acoplan perfectamente a las bridas de acero instaladas durante la preparación del ducto.

**6.4.6 Rotulado.** El rollo y el tubo deben llevar una etiqueta debidamente diligenciada que lo identifica. La tubería de PE se rotula cada metro bajo el sistema de identificación bajo relieve, el cual permite que después de haberse borrado la tinta de impresión, con sólo frotar un papel de carbón sobre la sección rotulada y colocando luego una cinta adhesiva sobre la marcación, se rescate nuevamente la leyenda.

**Figura 5.** Rotulado de la tubería



**Fuente.** Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR-ECOPETROL S.A.

La importancia del rotulado consiste en permitir o facilitar la trazabilidad del producto pudiéndose detectar la materia prima con que se fabricó, cómo, cuándo, quién lo fabricó, adicional a toda la información concerniente a la orden de producción.

**6.4.7 Seguimiento.** Durante la operación del ducto, se deben observar ciertos parámetros operativos para asegurar la larga vida de la instalación. Aunque el sistema de encamisado con polietileno ofrece una protección anticorrosiva confiable y permanente, las especificaciones operativas que se presentan a continuación deberán observarse al pie de la letra para garantizar un desempeño correcto del sistema y evitar problemas en la integridad del encamisado:

- a) Temperatura de operación: El sistema de encamisado debe operar a las temperaturas para las que fue diseñado:

- Polietileno de alta densidad: 65°C cuando se trata de crudo, gas, o productos refinados, y 80°C al tratarse de agua (salada o de proceso).
- b) Limpieza: Para la limpieza de la tubería, se pueden correr marranos de limpieza a base de copas de hule o poliuretano o marranos tipo polypig.
- c) Marranos instrumentados: El sistema de encamisado elimina la necesidad de correr marranos instrumentados para la inspección interior de ductos al ofrecer una barrera hermética y permanente entre el medio corrosivo y el acero. De igual manera, no deben correrse marranos instrumentados ya que el diámetro interior del ducto se reduce con el encamisado lo cual puede resultar en daños al marrano y al encamisado.
- d) Válvulas de monitoreo: Dado que el sistema de encamisado ofrece al usuario monitoreo continuo de su integridad a través de las válvulas de monitoreo, el usuario puede verificar en todo momento la integridad del encamisado a lo largo de su vida. Es importante notar que en el caso de ductos manejando gas, se observará una ligera permeación de gas a través de las válvulas de monitoreo lo cual es perfectamente normal. Esto ocurre dado que el polietileno de alta densidad, por sus características físicas, es ligeramente permeable al gas. Por lo tanto, se recomienda que las válvulas de monitoreo permanezcan abiertas durante la operación del ducto.
- e) Paros y arranques de la línea: Durante paros y arranques del ducto se recomienda que la presión se incremente o reduzca lentamente para no dañar el encamisado o causar un colapso por vacío.

## **7. COSTOS DEL PROYECTO**

Relación de los costos que se incurrirán para la ejecución del mismo.

### **7.1 INVERSIÓN**

Como se estableció en el análisis técnico, el proyecto requiere para su implementación una inversión de \$8.999.976.883, discriminados de la siguiente manera

Sin embargo, por condiciones establecidas por ECOPETROL para la evaluación de proyectos, se debe realizar la conversión a dólares americanos, para la cual se toma la tasa de cambio vigente a la fecha de elaboración del estudio de \$1.883,42 pesos Colombianos por dólar; lo anterior implica una inversión total para montaje del proyecto de U\$ 4.778.528,89

Los costos indirectos y gastos reembolsables corresponden a porcentajes preestablecidos

**Tabla 4. Costo de montaje**

<b>ECOPETROL S.A.</b> <b>GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO</b> <b>SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RIO</b> <b>MONTAJE LÍNEA DE PRODUCCIÓN CON RECUBRIMIENTO INTERNO DE POLIETILENO.</b>					
No	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	VR/UNITARIO	VALOR TOTAL PESOS
<b>SUMINISTROS</b>					
1	SUMINISTRO EN CAMPO DE TUBERIA Acero API 5L X-42 de 6", SCH 40.	25500	ML	\$ 88.083	\$ 2.246.125.000
2	SUMINISTRO EN CAMPO DE TUBERIA DE POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD PPE DE 150mm RDE 17 (6")	25500	ML	\$ 40.000	\$ 1.020.000.000
3	SUMINISTRO DE ACCESORIOS RECUBIERTOS INTERNAMENTE CON PEAD	500	UN	\$ 325.000	\$ 162.500.000
<b>SUBTOTAL SUMINISTROS</b>					<b>\$ 3.428.625.000</b>
<b>INSTALACION</b>					
4	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO	25500	ML	\$ 3.250	\$ 82.875.000
5	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN DE MAQUIN	1	GB	\$ 8.000.000	\$ 8.000.000
6	INSTALACION DE TUBERIA SCH 40	153000	ML-PULG	\$ 5.195	\$ 794.835.000
7	SOLDADURA EN TUBERIAS SCH 40	6000	PULG	\$ 39.048	\$ 234.288.000
8	INSTALACION, MONTAJE O MONTAJE DE VALVULA	500	PULG	\$ 20.804	\$ 10.402.000
9	BISELADO DE TUBERÍA	3000	UN-PULG	\$ 4.641	\$ 13.923.000
10	PROTECCIÓN TUBERIA AEREA O PARA ENTERRAR (LIMPIEZA SSPC-SP2 Y SSPC-SP1)	250	M2	\$ 34.030	\$ 8.507.453
11	PROTECCIÓN TUBERIA AEREA O PARA ENTERRAR (LIMPIEZA SSPC-SP10)	16279	M2	\$ 42.709	\$ 695.267.050
12	PROTECCIÓN TUBERIA AEREA O PARA ENTERRAR (LIMPIEZA SSPC-SP5)	250	M2	\$ 60.000	\$ 15.000.000
13	CONSTRUCCION DE SOPORTE TIPO "H"	1530	UN-PULG	\$ 34.105	\$ 52.180.650
14	DESMANTELAMIENTO DE TUBERÍA	153000	ML-PULG	\$ 1.116	\$ 170.712.810
15	DESMANTELAMIENTO DE ACCESORIOS Y/O TUBER	500	KG	\$ 630	\$ 315.060
16	PRUEBA HIDROSTATICA EN TUBERIAS	153000	ML-PULG	\$ 404	\$ 61.799.760
17	PUNTO INSPECCIÓN CON ENSAYO RADIOGRÁFICO	625	PEGA	\$ 45.000	\$ 28.125.000
18	PRUEBAS DE LÍQUIDOS PENETRANTES (TINTAS)	250	ML	\$ 51.608	\$ 12.902.000
19	EXCAVACIÓN Y RELLENO MANUAL	1377	M3	\$ 70.439	\$ 96.994.503
20	EXCAVACIÓN Y RELLENO CON RETROSCAVADORA CON LLANTAS	4590	M3	\$ 14.660	\$ 67.289.400
21	RETIRO Y ACABADO CARPETA ASFALTICA VIAS PRIMER O SEGUNDO ORDEN	1913	M2	\$ 34.972	\$ 66.883.950
22	ROCERIAS O CORTE DE MALEZA	4000	M2	\$ 956	\$ 3.823.800
23	INSTALACION EN TUBERIA DE POLIETILENO 150 mm	25500	ML	\$ 94.015	\$ 2.397.382.500
24	CONEXIONES DE TUBERIA POLIETILENO 150 mm	500	UN	\$ 76.193	\$ 38.096.500
<b>SUBTOTAL MONTAJE</b>					<b>\$ 4.859.603.436</b>
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>\$ 8.288.228.436</b>
<b>ADMINISTRACION</b>				<b>5%</b>	\$ 242.980.172
<b>IMPREVISTOS</b>				<b>3%</b>	\$ 145.788.103
<b>UTILIDAD</b>				<b>5%</b>	\$ 242.980.172
<b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>					<b>\$ 631.748.447</b>
<b>GASTOS REEMBOLSABLES</b>					<b>\$ 80.000.000</b>
<b>TOTAL COSTOS INSTALACIÓN</b>					<b>\$ 5.571.351.883</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>					<b>\$ 8.999.976.883</b>

Fuente. ECOPETROL S.A

## 7.2 COSTOS OPERACIONALES Y DE MANTENIMIENTO

Durante los 10 años de operación del proyecto se requiere realizar actividades de inspección, lavado y mantenimiento de la pintura, los cuales están establecidos para el primer año de operación en los siguientes valores:

**Tabla 5.** Costo de operación

DESCRIPCIÓN	VALOR
Costos de Inspección Visual	U\$ 8.206
Costo de Lavado de la Línea (2 Veces al Año)	U\$ 139.497
Costos por Mantenimiento Pintura	U\$ 356.219

**Fuente.** Dpto. de mantenimiento - ECOPETROL S.A.

## 7.3 BENEFICIOS

El sistema a implementar es netamente correctivo por lo que no genera ingresos para ECOPETROL, su implementación elimina en su totalidad las pérdidas de fluidos y por lo tanto representa grandes beneficios a nivel ambiental y ahorro en el pago de reparaciones correctivas, descontaminación, penalizaciones y costo de inspecciones MFL y Scan B, que a la fecha sus costos por metro cuadrado se detallan a continuación:

**Tabla 6.** Costos generados por reparaciones de línea

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR</b>	<b>MONEDA/MEDIDA</b>
Costos de Cuadrilla Diaria	1.500.000	Pesos
Costos de Reparaciones Correctivas	750.000	Pesos
Costo de Descontaminación (Terreno Seco)	2.900.000	Pesos
Costo de Descontaminación (Terreno Húmedo)	5.700.000	Pesos
Costos de Inspección MFL	195.000	Pesos/m <sup>2</sup>
Costos de Inspección Scan B	763	Pesos/Cm

**Fuente.** Dpto. de mantenimiento – ECOPETROL S.A.

Teniendo en cuenta que con el sistema actual se presentan un promedio de 82 derrames por año, para finales del 2.012 el mantenimiento de las condiciones actuales representaría unos gastos esperados por estos conceptos de U\$ 742.252

La implementación del nuevo sistema implicaría el ahorro por estos conceptos, por lo que se realizará la evaluación del proyecto comparando los costos de inversión y mantenimiento contra los beneficios obtenidos.

## 7.4 VIABILIDAD FINANCIERA DEL PROYECTO

**7.4.1 Tasa interés de oportunidad.** Para desarrollar la evaluación financiera de cualquier proyecto, es necesario determinar la tasa de interés a la cual retornara la inversión, conocida como Tasa Interés de Oportunidad – TIO. ECOPETROL S.A ha determinado como rentabilidad mínima a obtener con cualquier proyecto a implementar, el 11,10% E.A.

Variables macroeconómicas:

Para la proyección de los costos y gastos se utiliza la proyección del dólar para los primeros cuatro años (período relevante) y se mantiene constante para los siguientes seis años (Período a perpetuidad).

**Tabla 7.** Tasa de cambio proyectada del dólar Americano

<b>AÑO</b>	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
<b>TRM</b>	\$ 1.806	\$ 1.828	\$ 1.750	\$ 1.660	\$ 1.660	\$ 1.660	\$ 1.660	\$ 1.660	\$ 1.660	\$ 1.660	\$ 1.660

**Fuente.** Proyecciones macroeconómicas-grupo Bancolombia

## 7.5 VALOR PRESENTE NETO

Por tratarse de la comparación financiera de dos proyectos mutuamente excluyentes que no generan ingresos, el resultado del cálculo de los valores

presentes netos de los dos proyectos tendrá resultados negativos, implicando lo anterior que la viabilidad estará determinada por aquel que de cómo resultado un menor valor negativo. Por lo tanto, se analiza en primer lugar la alternativa de aplicar el sistema utilizado actualmente de tubería de acero de 6" y se compara con el sistema propuesto de tubería recubierta internamente con polietileno, arrojando los siguientes resultados.

**Tabla 8.** Valor presente neto de las alternativas

<b>Tubería en acero de 6"</b>		<b>Tubería de 6" con recubrimiento</b>	
<b>Año</b>	<b>Costo Total (USD)</b>	<b>Año</b>	<b>Costo Total (USD)</b>
0		0	\$ 4.983.431
1	\$ 4.433.159	1	\$ 503.921
2	\$ 775.336	2	\$ 526.382
3	\$ 4.881.816	3	\$ 554.920
4	\$ 817.372	4	\$ 554.920
5	\$ 4.881.816	5	\$ 554.920
6	\$ 817.372	6	\$ 554.920
7	\$ 4.881.816	7	\$ 554.920
8	\$ 817.372	8	\$ 554.920
9	\$ 4.881.816	9	\$ 554.920
10	\$ 817.372	10	\$ 554.920
VPN	\$ 16.900.574	VPN	\$ 8.168.803

**Fuente.** Cálculos del autor

La implementación de tubería recubierta con polietileno representa una disminución de los costos de operación a valor presente del 51,7% al pasar de U\$16'900.574 a U\$ 8'168.803, lo que nos indica que la aplicación proyecto es

viable al presentar el nuevo sistema un valor presente negativo menor que la alternativa de seguir utilizando la tubería tradicional.

## 7.6 FACTOR J

Este factor es de obligatoria aplicación en todos los proyectos evaluados por ECOPETROL S.A, especialmente en aquellos que no generan ingresos, ya que permite determinar la relación existente entre los recursos adicionales invertidos al relacionar la diferencia entre los VPN de las alternativas y los beneficios generados por su aplicación. Teniendo en cuenta que su valor mínimo es de uno (1), se confirma la ventaja de aplicar este nuevo sistema al arrojar su cálculo un valor de 1,75, su fórmula de cálculo es:

$$\text{FACTOR J: } \frac{\text{VPN tubería de 6" en acero - VPN tubería de 6" recubierta}}{\text{costo de aplicación del nuevo sistema}} = 1,75$$

**Fuente.** ECOPETROL S.A.

## 7.7 COSTO ANUAL EQUIVALENTE

La aplicación del nuevo sistema implica un alivio en el flujo de caja de ECOPETROL S.A, al presentar una disminución en el costo equivalente de operación, de U\$ 1.488.889,79 por año.

**Tabla 9.** Flujo de caja liberado

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR</b>
ANUALIDAD EQUIVALENTE TUBERIA EN ACERO	\$ 2.881.786
ANUALIDAD EQUIVALENTE TUBERIA RECUBIERTA	\$ 1.392.896
FLUJO DE CAJA LIBERADO	\$ 1.488.890

**Fuente.** Cálculos del autor

## CONCLUSIONES

El sistema de encamisado interior proporciona a los operadores de tuberías diversas ventajas técnicas y financieras entre las cuales destacan las siguientes:

El sistema de encamisado ofrece una protección total, confiable y garantizada al eliminar el problema de la corrosión interna y problemas de abrasión de manera permanente.

Al instalarse in-situ en ductos nuevos o existentes, el sistema de encamisado elimina los problemas de excavación, afectaciones y daños al derecho de vía que implica una reposición de línea convencional.

El monitoreo continuo de la presión anular entre el encamisado y el acero garantiza en todo momento la integridad del sistema. Pruebas de laboratorio han demostrado que el material del encamisado ofrece una vida útil entre 20 a 50 años dependiendo del tipo de uso a temperaturas bajas de operación.

Características de flujo superiores a las de la tubería de acero aun cuando el diámetro interior del sistema sea menor al diámetro original de la línea (coeficiente de fricción del encamisado mucho menor al del acero).

Las propiedades físico químicas del encamisado la acumulación de residuos en las paredes del ducto y aseguran un gasto de transporte constante a lo largo de la vida del ducto.

Instalación del sistema con un mínimo de modificaciones a ductos construidos de acuerdo a las normas ASME B31.6 y ASME B31.8.

Presión de operación tan alta como la resistencia mecánica de la tubería de acero.  
Mínimas afectaciones al derecho de vía.

Menor costo de operación durante los diez años de vida útil.

Alivio en el flujo de caja al requerir menores costos anuales para su operación.

Elimina los costos producidos por los derrames presentados con el sistema de tubería de 6" en acero.

Protege el medio ambiente y por lo tanto contribuye a las estrictas políticas ambientales implementadas por ECOPETROL S.A, permitiendo a su vez reforzar su imagen como entidad preocupada por el sostenimiento de los recursos naturales.

## BIBLIOGRAFÍA

Bravo Mendoza Oscar, Sánchez Celis Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tomo I tercera edición.

ECOPETROL S.A Mincom Ellipse

Méndez Álvarez, Carlos Eduardo. Metodología. Diseño y Desarrollo del Proceso de Investigación. 3 Edición Mc Graw Hill

NTC 872: Norma Técnica Colombiana; Materiales para moldeo y extrusión de plásticos de polietileno (ASTM 4976)

NTC 2935: Norma Técnica Colombiana; Materiales de polietileno (PE) para tubería y accesorios (ASTM 3350)

[www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

[www.monografias.com](http://www.monografias.com)

## **ANEXOS**

## Anexo A. Convenciones y especificaciones en mapas



**Fuente.** Procedimiento para la identificación de potenciales de impactos en HCA's  
- ECOPEPETROL S.A

## Anexo B. Valoración de riesgo RAM

CONSECUENCIAS					PROBABILIDAD				
Personas	Económicas*	Ambientales	Imagen de la Empresa		A	B	C	D	E
					No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en nuestra Empresa	Sucede varias veces por año en nuestra Empresa	Sucede varias veces por año en el área
Una o más Fatalidades	Catastrófica >10 MUS\$	Masivo	Internacional	5		M	H	H	VH
Incapacidad Permanente	Grave 1 a 10 MUS\$	Mayor	Nacional	4	L	M	M	H	H
Incapacidad Temporal >1 día	Severo 100KUS\$ A 1MU\$	Localizado	Regional	3	N	L	M	M	H
Lesión Leve (sin incapacidad)	Importante 10 a 100 KUS\$	Menor	Local	2	N	N	L	L	M
Lesión Leve (1ros auxilios)	Marginal < 10 KUS\$	Leve	Interna	1	N	N	N	L	L
Ninguna Lesión	Ninguna	Ningún Efecto	Ningún Impacto	0	N	N	N	N	N

NOTA (\*) Impacto económico cubre tanto las instalaciones como los procesos y productos. Se expresa en Miles de dólares(KUS\$) o en millones de dólares (MU)

Valoración RAM	RESPONSABLE DE LA ELABORACIÓN	RESPONSABLE DE LA APROBACIÓN
VH*	Equipo designado por el gerente respectivo con memorando escrito	Gerente
H	Emisor y Ejecutor	Supervisor del área
M		Supervisor del área
L		Emisor
N		Emisor

\*Antes de aceptar el trabajo con esta valoración, contemplar todas las alternativas que puedan disminuir el riesgo.

**Fuente.** Procedimiento identificación y evaluación del riesgo - ECOPETROL S.A

## Anexo C. Lista de Verificación de Peligros

Los peligros, las condiciones peligrosas y las actividades peligrosas.

La siguiente tabla es un recordatorio, basada en la Jerarquía de Peligros y Efectos:

PELIGROS		Condiciones	Actividades
		Peligrosas	peligrosas
Líquidos/gases de hidrocarburos	Temperaturas extremas	Vibración	Manipulación manual
Explosivos	Llama abierta	Encendido	Uso de maquinaria
Material bajo presión	Radiación electromagnética	Instalaciones temporales	Subiendo / trabajando en alturas
Diferencias de elevación	Radiactivos	Condiciones no respirables	Espacios confinados
Objetos bajo tensión	El Ruido		Apilamiento
Equipo/vehículo en movimiento	Sustancias/químicos		Trabajos de excavación
Eventos naturales (clima, mareas, etc.)	Condiciones biológicas		

**Fuente.** Procedimiento identificación y evaluación del riesgo - ECOPEPETROL S.A

## Anexo D. Resistencia a los agentes químicos

SUSTANCIA	20° C	60° C
Ácido clorhídrico concentrado	X	X
Ácido clorhídrico diluido	X	X
Ácido fluorhídrico concentrado	X	/
Ácido fluorhídrico diluido	X	/
Ácido nítrico (25%)	X	-
Ácido nítrico (50%)	/	/
Ácido sulfhídrico diluido	X	X
Ácido sulfhídrico seco	X	X
Agua salada	*X	X
Amoníaco gaseoso (100%)	X	X
Amoníaco líquido (100%)	X	X
Azufre	X	X
Cloruro de amonio	*X	X
Cloruro de etileno (dicloroetano)	/	/
Crudo amargo	X	X
Diésel	X	/
Etanol	X	xa/
Gas amargo	X	X
Gas natural (amargo o dulce)	X	X
Gasolina	X	X
Hidrógeno	X	X
Metanol	X	X
Nafta	X	/
Petróleo	X	/
Propanol	X	X
Salmuera saturada	X	X

x) Resistente: Hinchamiento <3% o pérdida de peso 0,5 – 5% o variaciones notables del alargamiento a la rotura.

( / ) Limitadamente resistente Hinchamiento < 3 - 8% o pérdida de peso 0,5 – 5% y/o disminución del alargamiento a la rotura <50%.

( - ) No resistente: Hinchamiento > 8% o pérdida de peso > 5% y/o disminución de alargamiento rotura > 50%.

(a) Alteración del color.

( \* ) Soluciones acuosas en cualquier concentración.

**Fuente.** Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR-ECOPETROL S.A.

**Anexo E. Presión de operación (Relación diámetro espesor)**

<b>ESPECIFICACIONES DE PRODUCTO</b>					
<b>SERIE MILIMETRICA PN 20 bar (290 psi)</b>					
<b>Diámetros Nominal (mm)</b>	<b>RDE</b>	<b>Diámetro exterior de (mm)</b>	<b>Espesor de pared mínimo (mm)</b>	<b>Espesor de pared máximo (mm)</b>	<b>Tolerancia para el ovalamiento máximo (mm)</b>
400	9	400	+ 2,4	44,7	14
355		355	+ 2,2	39,7	12,5
315		315	+ 1,9	35,2	11,1
250		250	+ 1,5	27,9	5
200		200	+ 1,2	22,4	4
160		160	+ 1,0	17,9	3,2
110		110	+ 0,6	12,3	2,2
90		90	+ 0,6	10,1	1,8
75		75	+ 0,5	8,4	1,6
63		63	+ 0,4	7,1	1,5
50		50	+ 0,3	5,6	1,4
40		40	+ 0,3	4,5	1,4

<b>ESPECIFICACIONES DE PRODUCTO</b>					
<b>SERIE MILIMETRICA PN 20 bar (290 psi)</b>					
<b>Diámetros Nominal (mm)</b>	<b>RDE</b>	<b>Diámetro exterior de (mm)</b>	<b>Espesor de pared mínimo (mm)</b>	<b>Espesor de pared máximo (mm)</b>	<b>Tolerancia para el ovalamiento máximo (mm)</b>
400	9	400	+ 2,4	44,7	14
355		355	+ 2,2	39,7	12,5
315		315	+ 1,9	35,2	11,1
250		250	+ 1,5	27,9	5
200		200	+ 1,2	22,4	4
160		160	+ 1,0	17,9	3,2
110		110	+ 0,6	12,3	2,2
90		90	+ 0,6	10,1	1,8
75		75	+ 0,5	8,4	1,6
63		63	+ 0,4	7,1	1,5
50		50	+ 0,3	5,6	1,4
40		40	+ 0,3	4,5	1,4

<b>SERIE MILIMÉTRICA PN12,5 bar (182psi)</b>						
<b>Diámetro Nominal (mm)</b>	<b>RDE</b>	<b>Diámetro exterior DE (mm)</b>	<b>Tolerancia para DE(mm)</b>	<b>Espesor de pared mínimo (mm)</b>	<b>Espesor de pared máximo(mm)</b>	<b>Tolerancia para el ovalamiento máximo (mm)</b>
400	13,6	400	+ 2,4	29,4	32,5	14
355		355	+ 2,2	26,1	28,9	12,5
315		315	+ 1,9	23,2	25,7	11,1
250		250	+ 1,5	18,4	20,4	5
200		200	+ 1,2	14,7	16,3	4
160		160	+ 1,0	11,8	13,1	3,2
110		110	+ 0,6	8,1	9,1	2,2
90		90	+ 0,6	6,7	7,5	1,8
75		75	+ 0,5	5,6	6,3	1,6
63		63	+ 0,4	4,7	5,3	1,5

<b>SERIE MILIMÉTRICA PN10 bar (145psi)</b>						
<b>Diámetro Nominal (mm)</b>	<b>RDE</b>	<b>Diámetro exterior DE (mm)</b>	<b>Tolerancia para DE(mm)</b>	<b>Espesor de pared mínimo (mm)</b>	<b>Espesor de pared máximo(mm)</b>	<b>Tolerancia para el ovalamiento máximo (mm)</b>
400	17	400	+ 2,4	23,7	26,2	14
355		355	+ 2,2	21,1	23,4	12,5
315		315	+ 1,9	18,7	20,7	11,1
250		250	+ 1,5	14,8	16,4	5
225		225	+ 1,4	13,4	14,9	4,5
200		200	+ 1,2	11,9	13,2	4
160		160	+ 1,0	9,5	10,6	3,2
110		110	+ 0,6	6,6	7,4	2,2
90		90	+ 0,6	5,4	6,1	1,8
75		75	+ 0,5	4,5	5,1	1,6
63		63	+ 0,4	3,8	4,3	1,5
50		50	+ 0,3	3	3,4	1,4
40		40	+ 0,3	2,4	2,8	1,4

<b>SERIE MILIMÉTRICA PN8 bar (116psi)</b>						
<b>Diámetro Nominal (mm)</b>	<b>RDE</b>	<b>Diámetro exterior DE (mm)</b>	<b>Tolerancia para DE(mm)</b>	<b>Espesor de pared mínimo (mm)</b>	<b>Espesor de pared máximo(mm)</b>	<b>Tolerancia para el ovalamiento máximo (mm)</b>
400	21	400	+ 2,4	19,1	21,2	14
355		355	+ 2,2	16,9	18,7	12,5
315		315	+ 1,9	15	16,6	11,1
250		250	+ 1,5	11,9	13,2	5
200		200	+ 1,2	9,6	10,7	4
160		160	+ 1,0	7,7	8,6	3,2
110		110	+ 0,6	5,3	6	2,2
90		90	+ 0,6	4,3	4,9	1,8

<b>SERIE MILIMÉTRICA PN6 bar (87psi)</b>						
<b>Diámetro Nominal (mm)</b>	<b>RDE</b>	<b>Diámetro exterior DE (mm)</b>	<b>Tolerancia para DE(mm)</b>	<b>Espesor de pared mínimo (mm)</b>	<b>Espesor de pared máximo(mm)</b>	<b>Tolerancia para el ovalamiento máximo (mm)</b>
400	26	400	+ 2,4	15,3	17	14
355		355	+ 2,2	13,6	15,1	12,5
315		315	+ 1,9	12,1	13,5	11,1
250		250	+ 1,5	9,6	10,7	5
200		200	+ 1,2	7,7	8,6	4
160		160	+ 1,0	6,2	7	3,2
110		110	+ 0,6	4,2	4,8	2,2
90		90	+ 0,6	3,5	4	1,8
75		75	+ 0,5	2,9	3,3	1,6
63		63	+ 0,4	2,5	2,9	1,5
50		50	+ 0,3	2,3	2,3	1,4

<b>SERIE MILIMÉTRICA PN5 bar (73psi)</b>						
<b>Diámetro Nominal (mm)</b>	<b>RDE</b>	<b>Diámetro exterior DE (mm)</b>	<b>Tolerancia para DE(mm)</b>	<b>Espesor de pared mínimo (mm)</b>	<b>Espesor de pared máximo(mm)</b>	<b>Tolerancia para el ovalamiento máximo (mm)</b>
400	33	400	+ 2,4	12,3	13,7	14
355		355	+ 2,2	10,9	12,1	12,5
315		315	+ 1,9	9,7	10,8	11,1

<b>SERIE MILIMÉTRICA PN4bar (58psi)</b>						
<b>Diámetro Nominal (mm)</b>	<b>RDE</b>	<b>Diámetro exterior DE (mm)</b>	<b>Tolerancia para DE(mm)</b>	<b>Espesor de pared mínimo (mm)</b>	<b>Espesor de pared máximo(mm)</b>	<b>Tolerancia para el ovalamiento máximo (mm)</b>
400	41	400	+ 2,4	9,8	10,9	14
355		355	+ 2,2	8,7	9,7	12,5
315		315	+ 1,9	7,7	8,6	11,1

**Fuente.** Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR-ECOPETROL S.A.

## Anexo F. Normas Técnicas

Las pruebas y ensayos realizados en el laboratorio y en la planta de producción se rigen por las siguientes NORMAS TÉCNICAS COLOMBIANAS: NTC, ISO y ASTM, para la evaluación de la materia prima, el producto terminado e instalación:

### NORMAS TÉCNICAS DE MATERIA PRIMA

NTC 872	Materiales para modelo y extrusión de plástico de polietileno (ASTMD-4976)
NTC 2935 Plásticos	Materiales de polietileno para tuberías y accesorios (homologación de ASTMD-3350)

### NORMAS TÉCNICAS DE PRODUCTOS TERMINADOS

NTC1746 Plásticos	Tubos y accesorios termoplásticos para conducción de gas a presión (homologación de ASTMD-2513)
NTC 3410 Plásticos	Accesorios de polietileno tipo campana para tubería de polietileno con diámetro exterior controlado tipo IPS o CST(homologación de ASTM D-2683)
NTC 4585	Tubos de polietileno para distribución de agua. Especificaciones. Serie métrica (ISO 4427)
NTC 3664	Tubo plásticos de polietileno (PE)con base en el diámetro exterior controlado (RD-PT)serie inglesa (IPS) (ASTMD 3035)
NTC 3694	Plásticos. Tubos tipo CTS de polietileno (PE) (ASTM D 2737)
NTC 4843	Accesorios de polietileno para sistemas de suministro de agua. Serie métrica (EN 12201)
NTC 3409	Accesorios de polietileno (PE)para unión por fusión a tope con tubería de polietileno (homologación de ASTMD -3261)
NTC 4908	Sistemas de tubos de polietileno para protección de cables de fibra óptica. Tubos monotubos multitubos
NTC 5320	Especificaciones para conduit de pared sólida de polietileno de alta densidad (PEAD) basado en diámetros exterior controlado (OD)
AS 417	Sistemas de tubería macro-compuesta de polietileno /aluminio y polietileno /aluminio reticulado para aplicaciones a presión.

**NORMAS TÉCNICAS PRUEBAS DE LABORATORIO PRODUCTO  
TERMINANDO**

NTC 3358 Plásticos	Determinación de las dimensiones de tubería y accesorios termoplástico (homologación de ASTM D-2122)
NTC 3578 Plásticos	Determinación del tiempo hasta la falla de tubería plástica sometida a presión interna constante (homologación de ASTM- D 1598)
NTC 3579 Plásticos	Determinación de la presión hidráulica de rotura a corto plazo en tubos y accesorios de plásticos (homologación de ASTM D -1599)
NTC 3257 Plásticos	Determinación de la base de diseño hidrostático para tubería de material termoplástico (homologación ASTM D -2837)
NTC 718 Plásticos	Acondicionamientos de plásticos y de materiales eléctricos para ensayos (homologación ASTM D -618)
NTC 3624	Recomendaciones para estrangulamiento de tubos de poliolefinas para la conducción de gases a presión (homologación de ASTM F-1041)
NTC-4392	Determinación de la tensión de los aros o plásticos reforzados por el método de disco muescado (homologación de ASTM D-2290)
NTC- 1027 Plásticos	Determinación de los efectos de productos químicos, líquidos, incluyendo el agua en materiales plásticos (homologación de ASTM D-543)
NTC 4451 – Plásticos	Tuberías termoplásticas. Reversión longitudinal. Parte 1: Método de ensayo (ISO 2505-1)
NTC 3658	Plásticos. Determinación de las dimensiones de tuberías y accesorios termoplásticos (ASTM D2122)
NTC 664	Polietileno. Determinación del contenido negro de humo (ASTM D 1603)
ISO /TR 10837	Determination of the termal stability of polyethylene (PE) for use gas pipe and fittings
NTC 4451 -2	Tuberías termoplásticas. Reversión longitudinal. Parte 2: Determinación de parámetros (ISO 2505-2)
NTC 539	Aptitud de tubos y accesorios plásticos para uso en contacto con agua destinada al consumo humano. Requisitos de atoxicidad (BS 6920)
NSF/ANSI 61	Drinking water system components health effects
ISO 13949	Methond for the assesment of the degree of pigment dispersion in polyolefin pipes, fitting and compounds.

## NORMAS TÉCNICAS PRUEBA DE LABORATORIO MATERIA PRIMA

NTC 595 Plásticos	Determinación de las propiedades de tensión (homologación de ASTM D-638)
NTC 3576 Plásticos	Determinación de la tasa de flujo de termoplásticos, por medio de un plastometro de extrusión (homologación de ASTM D-1238)
NTC 3577 Plásticos	Determinación de la densidad de plásticos por la técnica del Gradiente de Densidad (homologación ASTM D -1505).

**Fuente.** Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR-ECOPETROL S.A.

## Anexo G. Ensayos

Han sido acreditados por la SIC y están disponibles como un servicio a nuestros clientes.

PRODUCTO O MATERIAL A ENSAYAR	TIPO DE ENSAYO PROPIEDADES MEDIBLES RANGO DE MEDIDA	ESPECIFICACIÓN NORMA O TÉCNICA UTILIZADA	INCERTIDUMBRE
Poliválvulas de polietileno	Mecánico. Poliválvulas desde ½ pulgada hasta 6 pulgadas (12,7 mm hasta 160 mm) ensayo de: -Cuerpo -Asiente -Operacional	NTC 2576 Primera revisión 1993-06-16	3,37 psi alta presión 5,77 mbar baja presión
Materiales de polietileno para tubos y accesorios	Físico. Térmico. Materiales de polietileno para tubos y accesorios. Ensayo de estabilidad térmica.	NTC 2935 Segunda actualización 2004-12-16	0,695°C
Tubería termoplástica	Reversión longitudinal. Parte 1 - Métodos de ensayo.	NTC 4451-1 1998-08-26	0,0828 mm
Tubería y accesorios de polietileno	Estabilidad térmica oxidativa de tubería y accesorios y compuestos de polietileno	ISO/TR 10837: 1991 ( E )	0,0154 S
Termofusiones a tope en tuberías y accesorios de polietileno	Determinación de la resistencia a la tensión de termofusiones a tope.	ISO 13953:2001	No aplica Método Cualitativo
Silletas de polietileno (derivaciones de toma en carga)	Resistencia al impacto	UNE- EN 1716: Nov-1997	No aplica Método Cualitativo

**Fuente.** Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR-ECOPETROL S.A.

## **Anexo H. Parámetros de Termofusión**

Los parámetros más importantes durante la termofusión son los siguientes:

Careado - Cada tramo debe ser careado para asegurar que ambas partes por termofusionarse se encuentran lisas, limpias y perfectamente alineadas.

Alineación - Después de carearse, los tramos deben alinearse para asegurar que la fusión este perpendicular al centro de la tubería y que no existan anomalías como “altos-bajos”, etc.

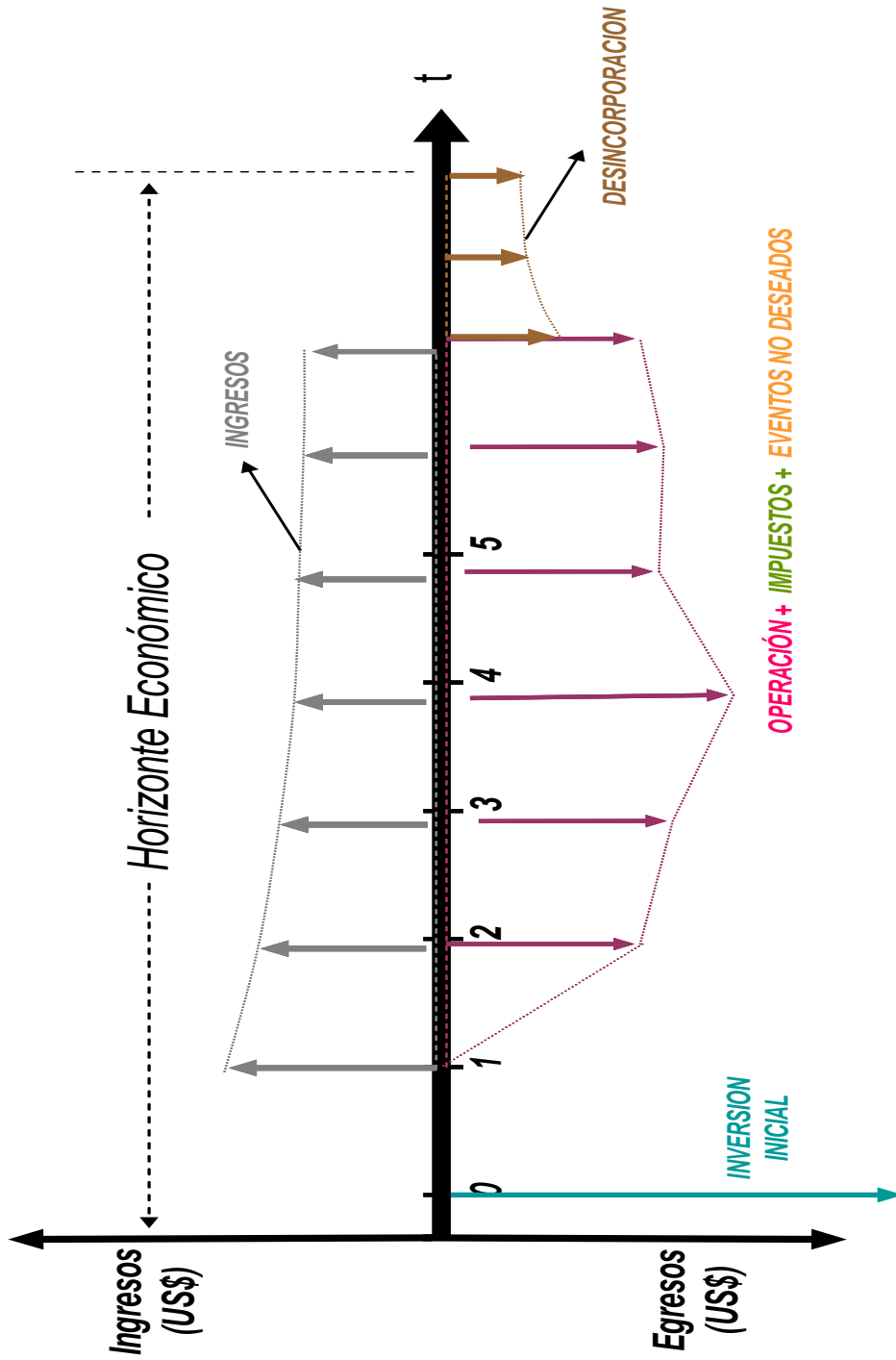
Calentamiento - Posteriormente, las caras alineadas se calientan y derriten a una temperatura cuidadosamente controlada y predeterminada para dar los mejores resultados. La temperatura y presión de calentamiento se establece de acuerdo al diámetro de la tubería, el tipo de resina utilizada por el fabricante del HDPE (alrededor de 510°F para tubería DriscoPipe 9200/9100 de 10”Ø y 14”Ø). El material se calienta hasta tener un “retroceso” de aproximadamente el mismo espesor al de la tubería de HDPE (lo cual se determina visualmente).

Fusión - Una vez listas las partes, se remueve la plancha de calentamiento y se fusionan los dos tramos de tubería a una presión predeterminada de fusión (al igual que durante el calentamiento, esto depende del diámetro y espesor de pared del encamisado).

Enfriado - Los tramos termofusionados deben permanecer bajo presión hasta que el área de fusión haya enfriado y la unión pueda soportar movimientos y esfuerzos.

**Fuente.** Iniciativas para asegurar la integridad mecánica de los activos de la VPR-ECOPETROL S.A.

# Anexo I. Horizonte Económico



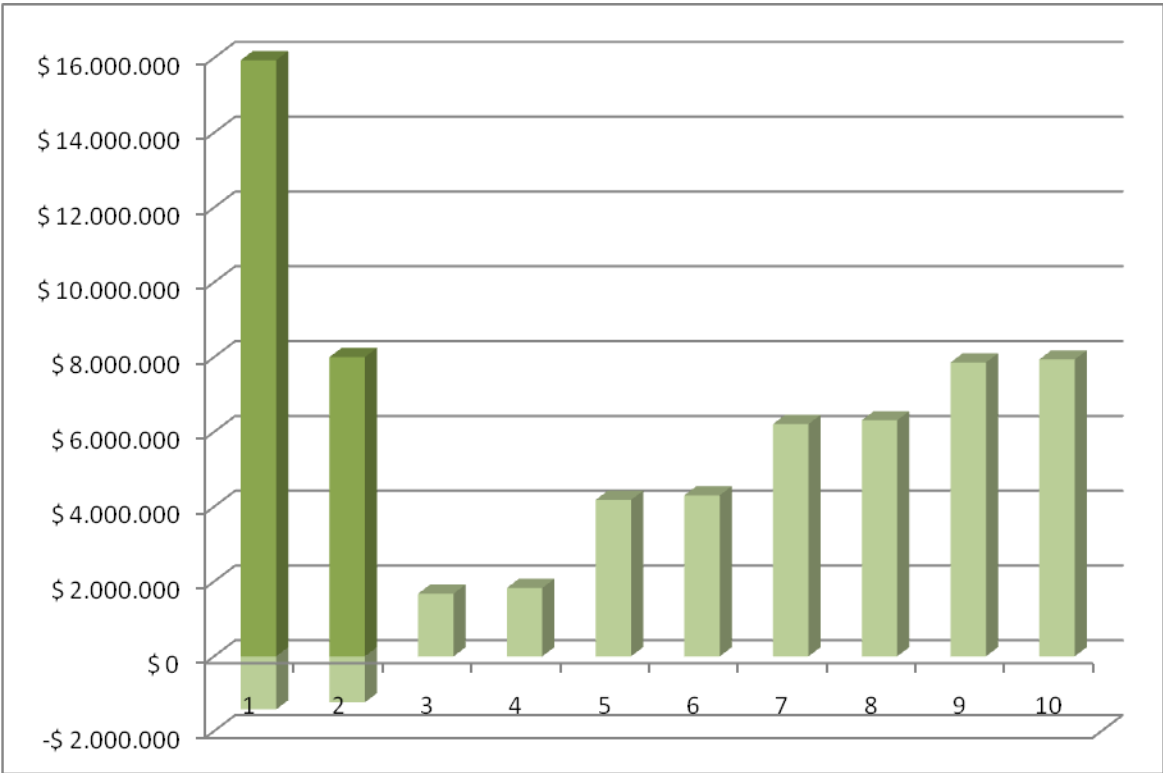
Fuente. El autor

**Anexo J. Análisis del Costo del Ciclo de Vida del Proyecto**

<b>Cabezal de Varios de las Estaciones , Tubería de 6"</b>		
Longitud	25.500	Metros
Costo de Lavado de Tubería	5.000	Pesos/metro
Costos de Cuadrilla Diaria	1.500.000	Pesos
Costos de Reparaciones Correctivas	750.000	Pesos
Costo de Descontaminación (Terreno Seco)	2.900.000	Pesos
Costo de Descontaminación (Terreno Húmedo)	5.700.000	Pesos
Costos de Inspección MFL	195.000	Pesos/m <sup>2</sup>
Costos de Inspección Scan B	763	Pesos/Cm
Costos por Mantenimiento (pintura)	25.536	Pesos/metro
TRM	1800	Pesos/Usd
Tasa de Descuento	11,10%	
Horizonte Económico	10	Años
Ganancia por Barril	50	USD/Brl
Numero de Derrames promedio los Años 2010, 2011 y 2012.	82	Und
Penalización Ambiental por Día	2.678.000.000	Pesos
Probabilidad de Aplicación de Multa por Año	10%	
Valor Junta 6" de Acero (Tubo de 12 Metros)	1.057.000	Pesos
Valor Junta 6" de Polietileno	40.000	Pesos/Metro
Costo de Instalación Escenario Base	176.504	Pesos/Metro

**Fuente.** El autor

**Anexo K. Flujo de Caja del Proyecto**



**Fuente.** El autor

## Anexo L. Analisis del Costo del ciclo de vida del Proyecto

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>RIESGO BASE</b>												
<b>Areas de Resultado</b>												
	50	\$ 1.800	\$ 1.800	\$ 1.800	\$ 1.800	\$ 1.800	\$ 1.800	\$ 1.800	\$ 1.800	\$ 1.800	\$ 1.800	\$ 1.800
Costos de Material		\$ 1.247.847	\$ 1.247.847	\$ 1.247.847	\$ 1.247.847	\$ 1.247.847	\$ 1.247.847	\$ 1.247.847	\$ 1.247.847	\$ 1.247.847	\$ 1.247.847	\$ 1.247.847
Costos de Instalación		\$ 2.500.473	\$ 2.500.473	\$ 2.500.473	\$ 2.500.473	\$ 2.500.473	\$ 2.500.473	\$ 2.500.473	\$ 2.500.473	\$ 2.500.473	\$ 2.500.473	\$ 2.500.473
Costos de Reparaciones Correctivas		\$ 34.167	\$ 34.167	\$ 34.167	\$ 34.167	\$ 34.167	\$ 34.167	\$ 34.167	\$ 34.167	\$ 34.167	\$ 34.167	\$ 34.167
Costos de Descontaminación (10m <sup>2</sup> )		\$ 195.889	\$ 195.889	\$ 195.889	\$ 195.889	\$ 195.889	\$ 195.889	\$ 195.889	\$ 195.889	\$ 195.889	\$ 195.889	\$ 195.889
Costo de Penalización		\$ 148.778	\$ 148.778	\$ 148.778	\$ 148.778	\$ 148.778	\$ 148.778	\$ 148.778	\$ 148.778	\$ 148.778	\$ 148.778	\$ 148.778
Costos de Inspección MFL		\$ 276.250	\$ 276.250	\$ 276.250	\$ 276.250	\$ 276.250	\$ 276.250	\$ 276.250	\$ 276.250	\$ 276.250	\$ 276.250	\$ 276.250
Costos de Inspección Scan B		\$ 90.076	\$ 90.076	\$ 90.076	\$ 90.076	\$ 90.076	\$ 90.076	\$ 90.076	\$ 90.076	\$ 90.076	\$ 90.076	\$ 90.076
Costo Total (USD)		\$ 4.493.480	\$ 4.493.480	\$ 4.493.480	\$ 4.493.480	\$ 4.493.480	\$ 4.493.480	\$ 4.493.480	\$ 4.493.480	\$ 4.493.480	\$ 4.493.480	\$ 4.493.480
VPN Costo del Ciclo de Vida (USD)		\$ 15.939.251										
<b>ANUALIDAD EQUIVALENTE</b>		\$ 2.717.867	\$ 2.717.867	\$ 2.717.867	\$ 2.717.867	\$ 2.717.867	\$ 2.717.867	\$ 2.717.867	\$ 2.717.867	\$ 2.717.867	\$ 2.717.867	\$ 2.717.867
<b>RIESGO CON PROYECTO</b>												
<b>Descripción de la Inversión</b>												
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Costos de Material	\$ 1.904.792											
Costos de Instalación	\$ 3.095.195											
Costos de Reparaciones Correctivas		\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costos de Descontaminación (10m <sup>2</sup> )		\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costo de Penalización		\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costos de Inspección MFL		\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costos de Inspección Visual		\$ 8.333	\$ 8.333	\$ 8.333	\$ 8.333	\$ 8.333	\$ 8.333	\$ 8.333	\$ 8.333	\$ 8.333	\$ 8.333	\$ 8.333
Costo de Lavado de la Línea (2 Veces al Año)		\$ 141.667	\$ 141.667	\$ 141.667	\$ 141.667	\$ 141.667	\$ 141.667	\$ 141.667	\$ 141.667	\$ 141.667	\$ 141.667	\$ 141.667
Costos por Mantenimiento Pintura		\$ 361.760	\$ 361.760	\$ 361.760	\$ 361.760	\$ 361.760	\$ 361.760	\$ 361.760	\$ 361.760	\$ 361.760	\$ 361.760	\$ 361.760
Costo Total (USD)		\$ 511.760	\$ 511.760	\$ 511.760	\$ 511.760	\$ 511.760	\$ 511.760	\$ 511.760	\$ 511.760	\$ 511.760	\$ 511.760	\$ 511.760
VPN Costo del Ciclo de Vida (USD)		\$ 8.001.264										
Factor J		1,59										
<b>ANUALIDAD EQUIVALENTE</b>		\$ 1.364.328	\$ 1.364.328	\$ 1.364.328	\$ 1.364.328	\$ 1.364.328	\$ 1.364.328	\$ 1.364.328	\$ 1.364.328	\$ 1.364.328	\$ 1.364.328	\$ 1.364.328
Beneficio Anual (USD)		\$ 3.981.720	\$ 233.400	\$ 3.981.720	\$ 3.981.720	\$ 3.981.720	\$ 3.981.720	\$ 3.981.720	\$ 3.981.720	\$ 3.981.720	\$ 3.981.720	\$ 3.981.720
Periodo de Recuperación			<b>-\$ 1.416.081</b>	<b>-\$ 1.226.989</b>	\$ 1.829.751	\$ 4.182.093	\$ 4.306.206	\$ 6.211.984	\$ 6.312.535	\$ 7.856.524	\$ 7.937.987	\$ 7.937.987

Fuente. El autor