

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

DISEÑO Y ANÁLISIS EN CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE PRODUCTOS LIMPIOS PARA UN POLIDUCTO

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MAGÍSTER (MSc.) EN
SISTEMAS DE TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y DERIVADOS**

FREDDY RICARDO TORRES TUFÍÑO

ricardotorres.ing@gmail.com

DIRECTOR:

ING. RODIA LENIN UBIDIA GUERRA, MSc.

ubidialenin@yahoo.com

Quito, Julio 2014

DECLARACIÓN

Yo, Freddy Ricardo Torres Tufiño, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Freddy Ricardo Torres Tufiño

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por FREDDY RICARDO TORRES TUFÍÑO, bajo mi supervisión.

MSc. Lenin Ubidia
DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que alentaron y colaboraron en la realización del proyecto: MSc. Lenin Ubidia, director de Tesis, a mis compañeros, maestros y a todos aquellos compañeros profesionales que con sus sugerencias, comentarios y críticas constructivas, contribuyeron a dar forma a una tarea aparentemente compleja.

Especialmente a mi amada familia y a mis padres por su incondicional apoyo y paciencia.

Ricardo

DEDICATORIA

A Dios y por su intermedio a mis amados padres y hermanos, mi amada esposa Verónica y a mi hijo Sahid, mi razón de ser.

Ricardo

CONTENIDO

RESUMEN.....	1
PRESENTACIÓN	3
CAPÍTULO 1	
PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO.....	5
1.1. VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL PROCESO	7
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	11
1.3. SOLUCIÓN PROPUESTA	12
CAPÍTULO 2	
MODELO DE SITUACIÓN ACTUAL DE UN POLIDUCTO	16
2.1. CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE ACTUAL	17
2.2. INSPECCIÓN CON SONDAS INSTRUMENTADAS	19
2.3. MODELAMIENTO HIDRODINÁMICO	31
2.4. ANÁLISIS ESTACIONARIO Y TRANSITORIO MEDIANTE MATLAB.....	62
2.5. SIMULACIÓN	76
CAPÍTULO 3	
ANÁLISIS DE INTEGRIDAD Y RIESGOS.....	98
3.1. DATOS CARACTERÍSTICOS Y ANTECEDENTES ESTRUCTURALES	101
3.2. LOCALIZACIÓN Y GEOREFERENCIACIÓN.....	106
3.3. ESTADO ESTRUCTURAL ACTUAL.....	111
3.4. ANÁLISIS DE INTEGRIDAD.....	115
3.5. ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA.....	156
3.6. MATRIZ DE RIESGOS	172
3.7. ANÁLISIS DE RIESGOS	180
CAPÍTULO 4	
DISEÑO DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE PARA PRODUCTOS LIMPIOS.....	183
4.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA	183
4.2. MODELAMIENTO HIDRODINÁMICO	184
4.3. ANÁLISIS ESTACIONARIO Y TRANSITORIO MEDIANTE MATLAB.....	192
4.4. SIMULACIÓN	194

CAPÍTULO 5

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	205
5.1. PLAN DE ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS	205
5.2. APTITUD PARA EL SERVICIO	207
5.3. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	216
5.4. MATRIZ DE PRIORIDAD	217
5.5. MÉTODOS DE REPARACIÓN	225

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	238
CONCLUSIONES	238
RECOMENDACIONES	241
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	245
ANEXOS	247

RESUMEN

Un sistema de transporte de hidrocarburos mediante tubería cilíndrica es la manera más eficiente de transporte de energía, sin embargo, los parámetros de diseño, tipo de material, condiciones de operación y la localización geográfica de un ducto, aportan condiciones para que con el paso del tiempo, se manifieste un aumento en la probabilidad de fallas, incrementando el riesgo y generando situaciones de peligro latente a lo largo del trazado de un derecho de vía.

Un Poliducto por definición, transporta diversos productos derivados de hidrocarburos y por lo tanto, presenta situaciones más complejas tanto en su diseño como en su operación, debido a la variación de viscosidades y temperaturas, en el caso del GLP. Los productos derivados también presentan un riesgo de explosión mayor al del crudo, debido al nivel de volatilidad de la mayoría de ellos, por lo que una falla en la integridad mecánica del ducto de transporte puede llegar a tener consecuencias catastróficas, con mayores costos de remediación, mitigación y de ser el caso, indemnización.

Adicionalmente, al realizar proyecciones de demanda a futuro, resulta en la necesidad de incrementar la capacidad operativa de transporte de estos derivados. A esto se suma la política del gobierno ecuatoriano, en cuanto a la mejora de combustibles, lo cual implica la necesidad de mejorar los sistemas de transporte y distribución.

Con esta realidad, en la presente Tesis de Grado se realiza un procedimiento de análisis de situación actual para eventualmente, realizar el diseño de un nuevo sistema de transporte para productos limpios, tanto desde el punto de vista hidrodinámico, como desde la perspectiva del análisis general de integridad mecánica y riesgos, criterios de ingeniería, aplicación de normas internacionales y simulaciones computarizadas, en un supuesto de que las condiciones

estructurales actuales de la tubería de un Poliducto, no garanticen una confiabilidad operativa adecuada.

Con esta metodología de análisis y diseño, se propone un modelo de ejemplo práctico para la determinación de la situación actual para un sistema de transporte de productos limpios de un Poliducto, en un entorno geográfico de la República del Ecuador, el cual incluye el diseño de un nuevo sistema y análisis operativos, así como también el establecimiento de un programa de inspección y mantenimiento, con la finalidad de establecer los lineamientos generales de un proyecto factible tanto en la parte técnica como en la económica.

PRESENTACIÓN

En esta Tesis de Grado se presenta el proceso para análisis de las condiciones operativas actuales en un Poliducto, así como el estudio generalizado de integridad mecánica y riesgos, tomando en cuenta proyecciones de demanda de combustibles en las zonas de influencia de comercialización de éstos, en uno de los diversos entornos geográficos del País. De este estudio, se presentan los criterios técnicos para justificar la eventual realización de un proyecto de cambio de tubería y se propone el diseño de un nuevo sistema de transporte de combustibles, como una alternativa de solución ante los requerimientos de confiabilidad operativa.

En el Capítulo 1, se establecen los objetivos, variables que influyen en el proceso, planteamiento del problema y la solución propuesta, como una introducción detallada de los procedimientos seguidos a lo largo del desarrollo de la presente Tesis de Grado.

En el Capítulo 2, se definen las características relevantes que se deben considerar para el análisis de un Sistema de Transporte actual y en funcionamiento, se teorizan y tipifican antecedentes de mantenimiento y reparación, así como los resultados tipo de una inspección con Sonda instrumentada. Se detalla el marco teórico de un sistema hidrodinámico, previo a la modelación del Poliducto y se realiza un análisis de las condiciones operativas en estado estable y en estado transitorio, mediante la herramienta informática MATLAB.

En el Capítulo 3, se establece la información de los parámetros generales característicos de instalación de todo el Sistema de Transporte del Poliducto tipo, objeto de este estudio, en cuanto a su localización geográfica a lo largo del derecho de vía, el cual se asume atraviesa extensas zonas del litoral de la geografía ecuatoriana. Se definen los parámetros de las condiciones estructurales actuales para proceder a la realización de un análisis general de integridad y determinación de áreas de alta consecuencia del trazado de la tubería. Con el

establecimiento de una matriz de riesgos, se complementa un análisis general, a fin de obtener parámetros de justificación técnica para la realización de un nuevo diseño con condiciones operativas incrementadas y mejoradas.

En el Capítulo 4, se asumen los análisis de proyección posible de demanda a futuro y se implementa un modelo hidrodinámico para el diseño de un nuevo sistema de transporte de combustibles, en remplazo del hipotético sistema actual. Se realiza un análisis de las condiciones operativas en estado estable y en estado transitorio, mediante la herramienta informática MATLAB.

En el Capítulo 5, se presenta un resumen de las diferentes metodologías para la administración de la integridad de ductos, en función de los parámetros generales que se establecen en diferentes Normas API, en cuanto a la aptitud para el servicio y la inspección basada en riesgos. Con los datos obtenidos del presente trabajo, se establece la correspondiente matriz de prioridad y se proyectan las condiciones de riesgo para la nueva tubería. Se propone un plan de mantenimiento predictivo y preventivo en base a los criterios de integridad y establecidos (Plan de Manejo de Integridad).

En el Capítulo 6 finalmente, se indican las conclusiones y recomendaciones a las cuales se ha llegado en la presente Tesis de Grado, en base a los resultados obtenidos durante todo el proceso de desarrollo.

CAPÍTULO 1

PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO

La presente Tesis de Grado: “DISEÑO Y ANÁLISIS EN CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE PRODUCTOS LIMPIOS PARA UN POLIDUCTO”, se plantea definir los parámetros generales necesarios para, mediante la determinación de un modelo hidrodinámico en estado estable y transitorio del estado actual de la tubería de un Poliducto tipo, asumido en el entorno geográfico y socioeconómico del litoral del Ecuador, así como del análisis general de integridad mecánica y riesgos, con la determinación de áreas de alta consecuencia a lo largo del trazado hipotético del mismo, justificar técnicamente la realización de un diseño para una nueva tubería, con condiciones de operación acordes a los requerimientos de proyección de demanda establecidos y elaborar un plan de administración del mantenimiento de la integridad, en base a la simulación en diferentes escenarios.

Siendo de conocimiento público que en la realidad geográfica del Ecuador continental existen tres regiones con características únicas y definidas (costa, sierra y oriente), se plantea el análisis referido hacia un Sistema de Transporte de derivados de hidrocarburos tipo, conocido como Poliducto, hipotéticamente instalado a lo largo de la geografía que recorra la zona desde la costa hasta las inmediaciones de la cordillera andina, a fin de establecer parámetros generales de localización de las principales zonas de riesgo que pudieran presentarse a lo largo de este ducto. Según los mapas No.20 (Transporte Petrolero) y No.21 (Refinerías, Poliductos y Almacenamiento) del Atlas Geográfico de la República del Ecuador compilado por el Instituto Geográfico Militar ^[1], el transporte continental de crudo se moviliza desde la región oriental hacia la costa y los productos refinados, derivados del petróleo, se transportan desde la refinería en la provincia costera de Esmeraldas, hacia la sierra ecuatoriana y la zona sur del País.

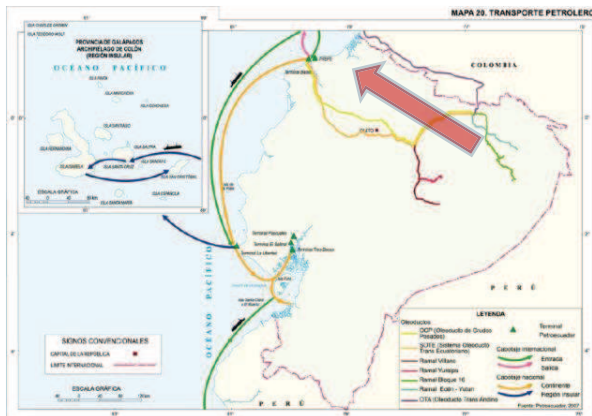


Figura 1.1 Mapa 20^[1] – Transporte de crudo



Figura 1.2 Mapa 21^[1] – Transporte de derivados refinados

Dadas las condiciones diversas de los Poliductos ya existentes, principalmente en el establecimiento de las gráficas piezométricas, se plantea la hipótesis de un Sistema de Transporte genérico, con condiciones de operación básicas para establecer un procedimiento de análisis hidrodinámico que se ajuste a las diversas zonas geográficas por las que atravesaría el tendido del ducto y los principales criterios a considerarse para un análisis de integridad mecánica y riesgos, tomando en cuenta las principales zonas pobladas reales en su recorrido. Se establece entonces un trazado de la tubería análogo y similar a los ductos ya existentes en el Ecuador, a fin de que sean consideradas las áreas geográficas de mayor probabilidad de impacto, para fines exclusivos de investigación del presente trabajo, sin que tengan necesariamente la misma configuración de las infraestructuras estatales o privadas ya instaladas.

Teniendo en cuenta la generalización del problema expuesto, se plantea la resolución de los procedimientos de análisis indicados para un Poliducto que atraviese la región litoral hacia la región andina ecuatoriana, bajo el supuesto del análisis de los casos posibles tomando en consideración las zonas pobladas que podría atravesar el derecho de vía planteado, para los fines académicos del presente trabajo (Figura 1.3).



Figura 1.3 Caso de Poliducto planteado

1.1. VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL PROCESO

Para la realización de los correspondientes análisis que se requieren para la determinación del estado actual de un Poliducto tipo, así como para el diseño de un nuevo sistema de transporte de hidrocarburos, se deben considerar una serie de factores que influyen en la caracterización de los procesos de cálculo y análisis. Estos elementos podrían llevar a una interpretación errónea de los resultados si no se analiza con detalle su aporte a los modelos matemáticos implementados.

De los muchos factores que pueden influir en el comportamiento físico de un sistema de transporte de hidrocarburos, se debe converger hacia la puntualización de aquellos que mayor aporte tengan en la caracterización de los modelos a

implementarse, estos se conocen como “*factores gobernantes*” y, para el estudio correspondiente, se definen a continuación:

Factores gobernantes de los fluidos:

- **Viscosidad dinámica [μ].-** Medida de la resistencia que presenta un líquido a fluir, expresada en términos de la fuerza requerida para mover la unidad de área, una distancia específica (Poise [P] = gramo/cm.seg).
- **Viscosidad cinemática [ν].-** Es la medida del tiempo que tarda en pasar un volumen determinado de fluido, a través de un tubo capilar. Su unidad de medida es el Stoke [st] = cm^2/seg
- **Masa [M].-** Es una medida de la cantidad de materia que posee un cuerpo, expresada en Kilogramos [Kg].
- **Densidad [ρ].-** Es la relación de la masa respecto al volumen de la muestra y depende de la temperatura y la presión. Se expresa en Kg/m^3
- **Velocidad [v].-** Expresa el desplazamiento de un fluido (en este caso) por unidad de tiempo, en m/seg
- **Temperatura [T].-** Magnitud física que refleja la cantidad de calor del fluido (energía interna de los sistemas termodinámicos, de acuerdo al movimiento de sus partículas). Se expresa en grados Celsius [$^{\circ}\text{C}$], Fahrenheit [$^{\circ}\text{F}$] o Kelvin [$^{\circ}\text{K}$].
- **Presión de vapor [P_v].-** Presión externa total sobre la superficie de un líquido a la cual inicia su ebullición y por lo tanto su fase de vapor, a una determinada temperatura. Se produce por el incremento de temperatura manteniendo la presión constante o también si se mantiene la temperatura constante y baja la presión total sobre la superficie del líquido (cavitación).

Factores gobernantes de la tubería:

- **Diámetro Nominal [D].-** Representa el tamaño estándar para tuberías de presión. Este tamaño de tubería se especifica mediante dos números adimensionales: el diámetro nominal (NPS, del inglés Nominal Pipe Size) y la cédula (SCH, del inglés *schedule*). El valor del NPS en pulgadas, se

relaciona con el diámetro interior para *schedule standard*, pero sólo hasta los 12 pulgadas, es decir un tubo de 1" *schedule std* tiene un diámetro interior de 25,4mm. Para NPS 14 y más grande, el NPS es igual al diámetro exterior en pulgadas. El espesor de la pared aumenta con una mayor SCH, manteniendo el diámetro exterior constante para un determinado NPS¹.

- **Espesor [t].-** Espesor transversal de la pared del tubo de acero.
- **Esfuerzo de fluencia [S_y].-** Representa el límite de fluencia el cual es el punto donde comienza el fenómeno conocido como fluencia, que consiste en un alargamiento muy rápido sin que varíe la tensión aplicada, en un ensayo de tracción. Hasta el punto de fluencia, el material se comporta elásticamente, siguiendo la ley de Hooke, y por tanto se puede definir el módulo de Young.

Factores gobernantes del Sistema de Transporte:

- **Altura [Z].-** Es la distancia vertical de un punto del terreno, respecto del nivel del mar [msnm].
- **Longitud [L].-** Distancia entre el punto inicial de la tubería y el punto de llegada, a través del terreno de emplazamiento del ducto [m].
- **Presión [P].-** Magnitud física que mide la proyección de la fuerza en dirección perpendicular, por unidad de área. Se expresa en Pascales [Pa] o en N/m^2
- **Caudal [Q].-** Es la cantidad o volumen de fluido que avanza por un punto determinado, en una unidad de tiempo [m^3/seg].
- **Tiempo [t].-** Magnitud física que permite medir la duración o separación de acontecimientos, sujetos a cambio, de los sistemas sujetos a observación [seg].
- **Rugosidad [ϵ].-** Se determina en función del material del tubo y representa la altura promedio de las irregularidades que posee una superficie (en este caso, del acero al carbono) [m] o [plg].

¹ Fuente: ASTM A53 Especificación Normalizada para Tubos de Acero.

- **Gravedad [g].-** Aceleración que experimenta un cuerpo físico (en este caso, un fluido) en las cercanías de un cuerpo astronómico. Para el caso del planeta Tierra, es un valor constante = $9,81 \text{ m/s}^2$

Factores gobernantes del análisis de integridad y riesgos:

- Localización geográfica del derecho de vía
- Perfil de elevación
- Espesores de tubería actuales
- MOP (Máxima Presión de Operación) definidas
- MAOP (Máxima Presión de Operación Aceptable) calculadas y reducidas
- Zonas pobladas
- Tasa demográfica
- Hidrografía

Existen también otros factores gobernantes para la realización de los análisis de integridad, determinación de áreas de alta consecuencia y elaboración de matriz de riesgos, los mismos que caen dentro de análisis cualitativos, más no cuantitativos. Estos factores se desarrollarán más adelante en el Capítulo 3.

Para determinar el grado de relevancia que puedan tener los diferentes elementos de cálculo, se realiza más adelante un estudio de propagación de errores, de donde en función de los datos de operación de un Poliducto, se obtiene la información necesaria y suficiente para establecer los umbrales máximos y mínimos que permitan un análisis cuantitativo eficiente.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Para el desarrollo del presente trabajo, es necesario reconocer los problemas que deben resolverse:

- a) Se requiere una gran cantidad de información técnica y operativa para las condiciones hidrodinámicas actuales de un sistema de transporte de hidrocarburos y del perfil altimétrico de la tubería a lo largo del trazado.
- b) Debido a que existen varios métodos para la realización de análisis y diseños de sistemas de transporte de fluidos, para los problemas hidrodinámicos se debe definir el marco teórico más adecuado para establecer el método de soluciones propuestas.
- c) Algunos procesos de análisis requieren cierto grado de complejidad en cuanto a la gestión de gráficos y resultados iterativos, por lo que se necesita el soporte de software adecuado para lograr los objetivos planteados.
- d) Se debe implementar un algoritmo que permita la resolución general del sistema y que sea capaz de reproducir los resultados bajo tolerancias reales.
- e) Se requiere el desarrollo de un programa computacional, capaz de contener la base de datos necesaria para el análisis hidrodinámico de un Poliducto y procesar la información para obtener resultados confiables y gráficas demostrativas, con eficiente uso de los recursos informáticos actuales.
- f) Un análisis de integridad considera una gran cantidad de datos para el establecimiento de un diagnóstico adecuado, por lo que se requiere un marco lógico normado, para el establecimiento de la metodología de implantación de este tipo de análisis.
- g) La determinación de una matriz de riesgos es otro factor que implica la necesidad de establecer un lineamiento metodológico normado, a fin de

minimizar la subjetividad inherente del proceso, obtener resultados reales y establecer un programa viable de mitigación y mantenimiento.

1.3. SOLUCIÓN PROPUESTA

a) La información relevante de las condiciones hidrodinámicas se obtienen directamente de los datos de operación asumidos para el caso del Poliducto planteado y se ha realizado la aproximación de un perfil altimétrico a lo largo de la tubería, adecuado para el caso planteado, asumiendo los datos geo-referenciales cada 1 kilómetro y los sitios de emplazamiento de válvulas y accesorios.

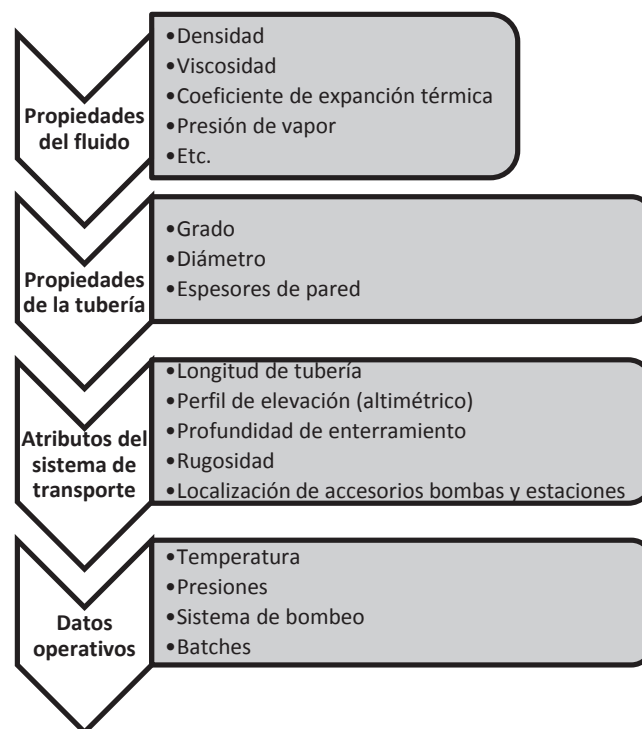


Figura 1.4 Condiciones técnicas para análisis

b) Para la resolución de los objetivos analíticos de la hidrodinámica, se utilizará el marco teórico de la mecánica del fluido, las ecuaciones de Darcy-Weisbach y de Hazen-Williams, la ecuación de Colebrook, el método de Newton-Rapson y

demás fundamentos matemáticos. Se enmarca este método de soluciones dentro del siguiente procedimiento general de diseño hidrodinámico:

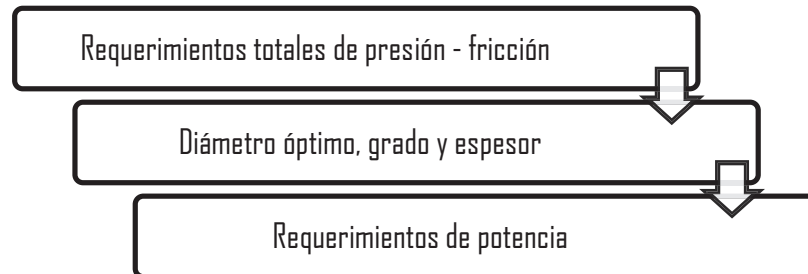


Figura 1.5 Procedimiento general de diseño hidrodinámico

- c) Dentro de los alcances del presente proyecto, se realizarán dos tipos diferentes de análisis: un análisis cuantitativo del estado hidrodinámico del Poliducto (actual y propuesto) y un análisis cualitativo de la integridad y riesgos del mismo.

Para los procesos analíticos matemáticos, la herramienta informática EXCEL sirve muy bien para el establecimiento de las bases de datos, pero resulta poco eficiente para los cálculos que se deben aplicar en la gran cantidad de información recopilada, por lo que para este nivel de cálculo se utiliza el programa MATLAB, el cual es una poderosa herramienta informática, con suficiente potencia de procesamiento de información y gestión de gráficos.

Por otro lado, los análisis cualitativos para la integridad y riesgos necesitan recursos eminentemente visuales, principalmente de los mapas de emplazamiento del trazado de la tubería en todo el recorrido del derecho de vía, por lo que las herramientas de información geográfica como ArcGIS y GOOGLE EARTH, se utilizan para la determinación de los análisis gráficos necesarios en este caso, así como una amplia utilización de los mapas del Atlas Geográfico de la República del Ecuador compilado por el Instituto Geográfico Militar.

d) Se implementa un algoritmo de solución en base a ecuaciones hidráulicas generales, mediante el programa MATLAB y como soporte de base de datos con EXCEL, a fin de conseguir un modelo matemático del Poliducto en estudio.

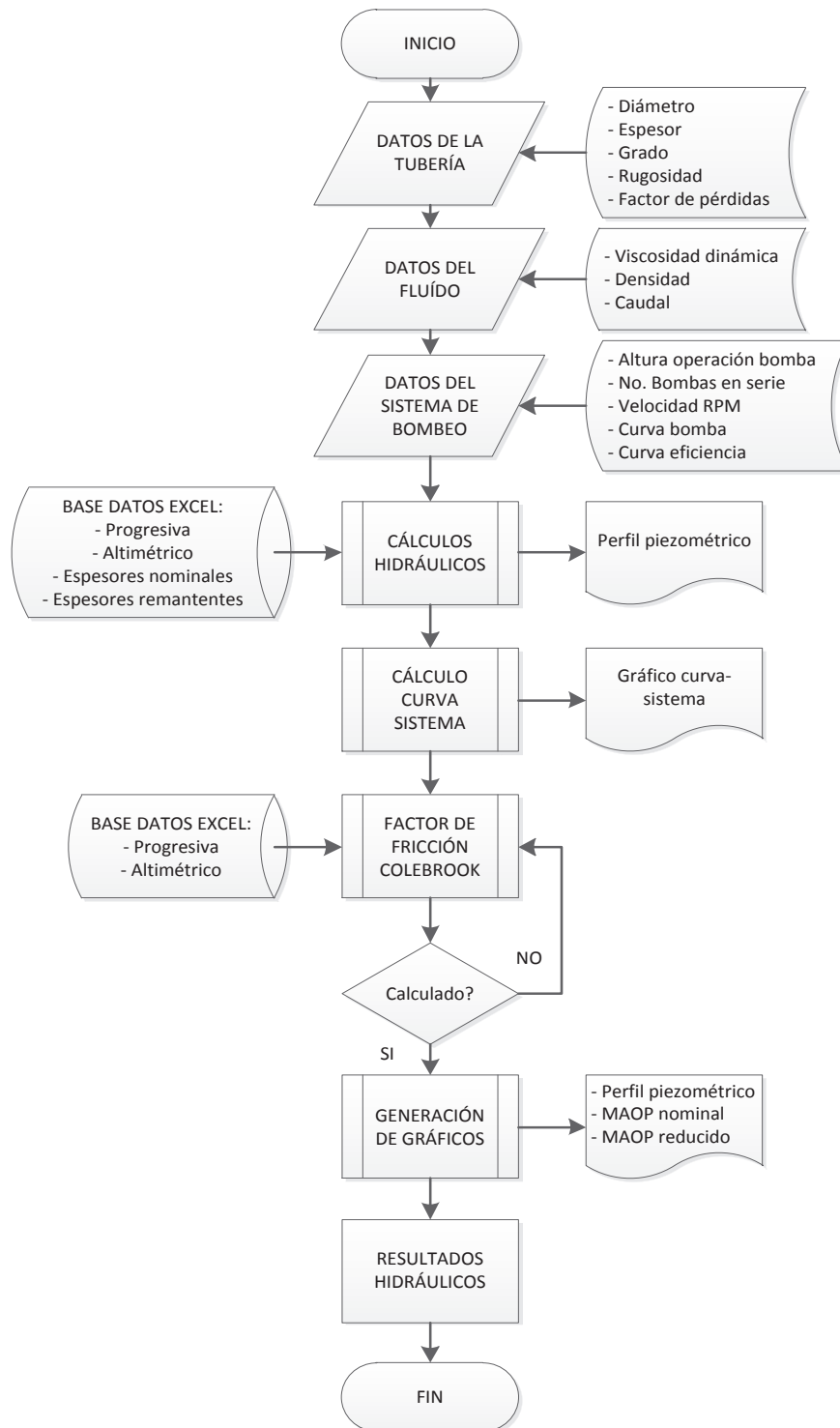


Figura 1.6 Algoritmo informático para análisis y diseño hidrodinámico

- e) La herramienta informática MATLAB puede extraer los datos de una base de datos establecida en EXCEL y permite la gestión de esta información para los procesos de cálculo, además de presentar en pantalla la información gráfica que se requiere para un adecuado análisis de condiciones operativas, tanto para condiciones actuales, como para el diseño.
- f) Existe abundante bibliografía sobre metodologías, normativas y casos prácticos encaminados hacia la administración de la gestión de análisis de integridad, sin embargo para los alcances del presente trabajo, se plantean los lineamientos y metodologías basados en las siguientes Normas específicas:
- DOT 49 CFR 195, "*Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline*".
 - ASME B31.8S-2009, "*Managing System Integrity of Gas Pipelines*".
 - NACE RP 0102, "*In-line Inspection of Pipelines*".
 - API 1163, "*In-line Inspection Systems Qualification Standard*".
 - API 1160, "*Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*".
- g) De igual manera, para el establecimiento de la matriz de riesgos, se utiliza una metodología normalizada que conlleva a un procedimiento aceptado a nivel internacional y que reduce los parámetros subjetivos que se presentan en este tipo de análisis, con los lineamientos basados en las siguientes Normas API específicas:
- API 579, "*Fitness for Service*".
 - API 580, "*Risk Based Inspection*".
 - API 581, "*Risk Based Inspection, Base Resource Document*".

CAPÍTULO 2

MODELO DE SITUACIÓN ACTUAL DE UN POLIDUCTO

El establecimiento de la situación actual de un Poliducto requiere del análisis de las condiciones geográficas y operativas en las que se encuentre el mismo, por lo que para las mismas, se considera el caso hipotético de un sistema de transporte de productos limpios (Gasolinas, Diesel, Jet A1), emplazado paralelamente al Oleoducto Transecuatoriano ^[1] desde la refinería Esmeraldas, hasta una Estación en la ciudad de Santo Domingo de los Tsáchilas, en la zona norte del País:



Figura 2.1. Caso de Poliducto²

Como condiciones operativas, se asume una Línea actual de tubería de 16 plg de diámetro a lo largo de 165 Km, instalada en el año 1983 paralelamente al oleoducto transecuatoriano y tras 30 años de operación continua, las condiciones de demanda de combustibles proyectadas para los próximos 25 años han demostrado que se requiere una repotenciación del sistema de transporte actual, por lo que se deben realizar los correspondientes estudios para los sistemas de bombeo y como parte de éstos, el envío de una sonda de inspección interna ILI (In Line Inspection), resultados de la cual se asumen factores de riesgo típicos en la integridad mecánica del ducto actual, localizándose parámetros estructurales no aceptables para una operación segura.

² Fuente: <http://www.geoportaligm.gob.ec/portal/index.php/descargas/geoinformacion/mapas-oficiales/>

2.1. CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE ACTUAL

Se detalla a continuación, las características actuales asumidas para el caso del Poliducto en estudio:

- **Origen:** Estación en Esmeraldas, Pk.00+000, elevación 51 msnm
- **Destino:** Estación en Santo Domingo, Pk.165+000, elev. 627 msnm
- **Longitud:** 165,0 Km
- **Diámetro NPS:** 16 plg
- **Espesor nominal:** 0,375 plg (constante)
- **Grado tubería:** API 5L X-52
- **Año construcción:** 1983
- **Caudales:** 3000–3200 BPH(Diesel); 2500–2700 BPH(Gasolinas)
- **Presión descarga:** 1100 – 1300 psig
- **Presión succión:** 60 – 275 psig
- **Temperatura Línea:** 30°C – 24°C
- **Productos:** Diesel, Jet A1, G. Super, G. Extra.
- **Propiedades de los fluidos transportados** ^{[2], [3]}:

	DIESEL	JET A1	GASOLINA SUPER	GASOLINA EXTRA
Densidad min. [Kg/m³]	860,2	839,8	762,8	762,8
Viscosidad dinámica [cp]	2,68	1,61	0,48	0,44
Presión de vapor [psia] @ 25°C	2,50	3,50	8,50	8,50
Temperatura promedio [°C] (°F)	Salida:[30°C] (86°F) - Llegada:[24°C] (75°F)			

DENSIDAD API				
	MIN		MAX	
	API	g/m ³	API	g/m ³
DIESEL	33	0,8602	38	0,8348
JET A1	37	0,8398	51	0,7753
GASOLINA SUPER	54	0,7628	61	0,7351
GASOLINA EXTRA	54	0,7628	61	0,7351

• **Localización geográfica³:**

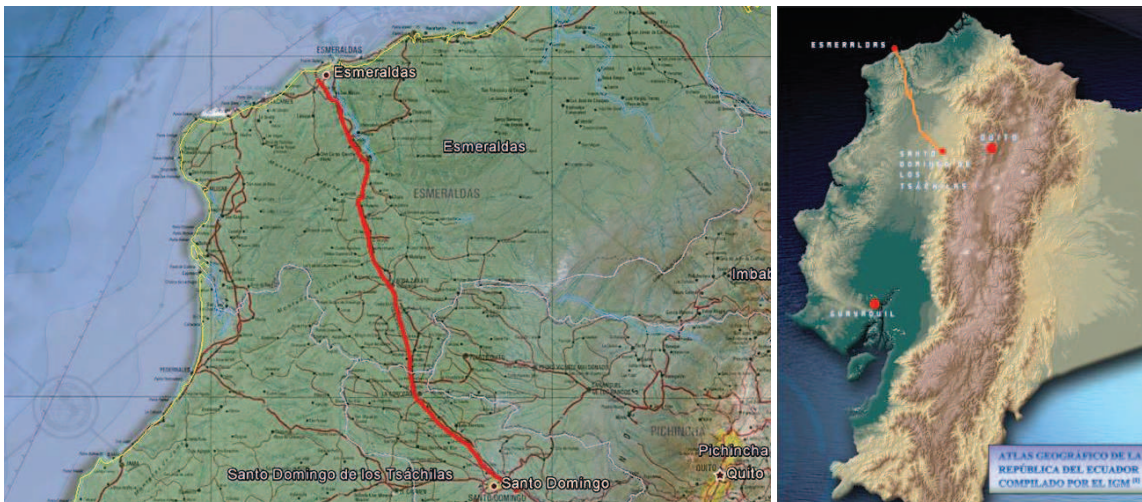


Figura 2.2 Localización geográfica

- **Válvulas.-** Para el recorrido de la Línea, se asume la localización de las siguientes válvulas:

TIPO	Km
BDV	00+000
BCDV	02+000
BD	17+000
BCV	25+000
BD	40+000
BV	53+000
BCD	65+000
BCDV	80+000
BCV	102+000
BCDV	116+000
BCV	133+000
BCDV	165+000

V = Venteo
 D = Drenaje
 B = Bloqueo
 C = Check

• **Perfil de Línea⁴:**

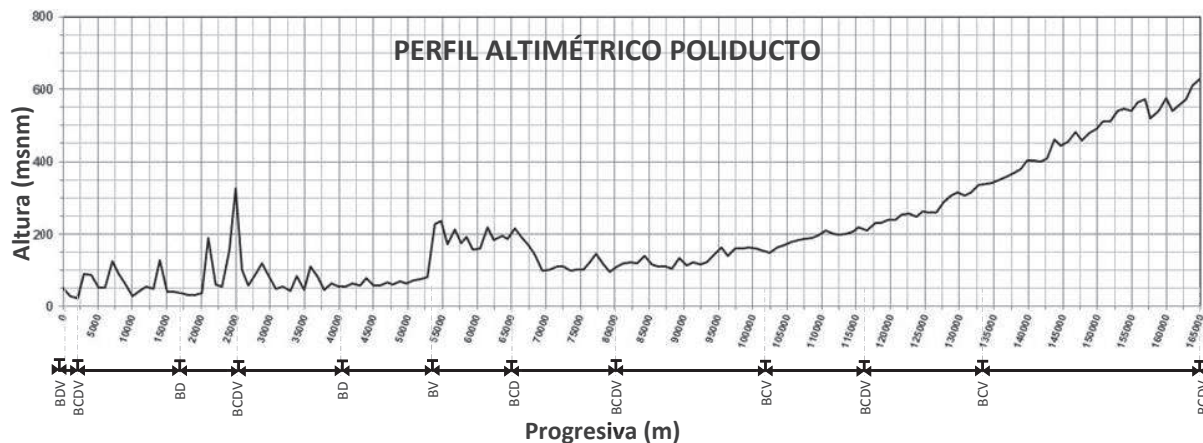


Figura 2.3 Perfil Altimétrico

³ Localización geográfica obtenida mediante superposición de imágenes del software *Google Earth Pro*[®] 6.2.2, mapa geográfico edición 3-IGM 1:500.000 y datos de georeferenciación recopilados en recorrido de campo por el autor.

⁴ Datos altimétricos recopilados en recorrido de campo por el autor.

2.2.INSPECCIÓN CON SONDAS INSTRUMENTADAS

Como parte de un estudio para la determinación del estado actual de un ducto, es altamente recomendable la utilización de herramientas ILI (In Line Inspection), las cuales constituyen actualmente la manera más completa y precisa de obtener información sobre toda la estructura de la tubería en cuanto a espesores, abolladuras, accesorios de reparación y presencia de corrosión interior/exterior, por cuanto este método consiste en una herramienta que viaja a través del interior de la tubería, recopilando una gran cantidad de información durante su trayectoria, recorriendo el ducto por todas las zonas, incluyendo emplazamientos enterrados.



Figura 2.4 Inspección Interna de tuberías (ILI)⁵

En términos generales, un proceso de inspección instrumentado lleva varios sub-procesos que conforman el proyecto completo, de los cuales para la mayoría de los casos, se utiliza el siguiente esquema:

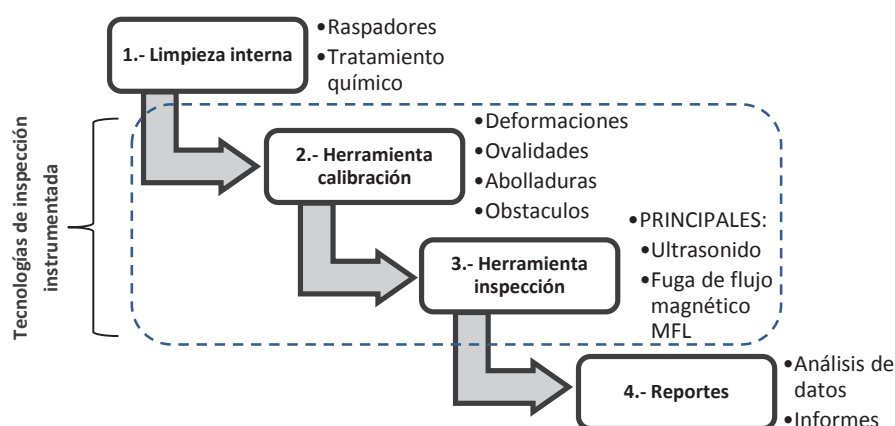
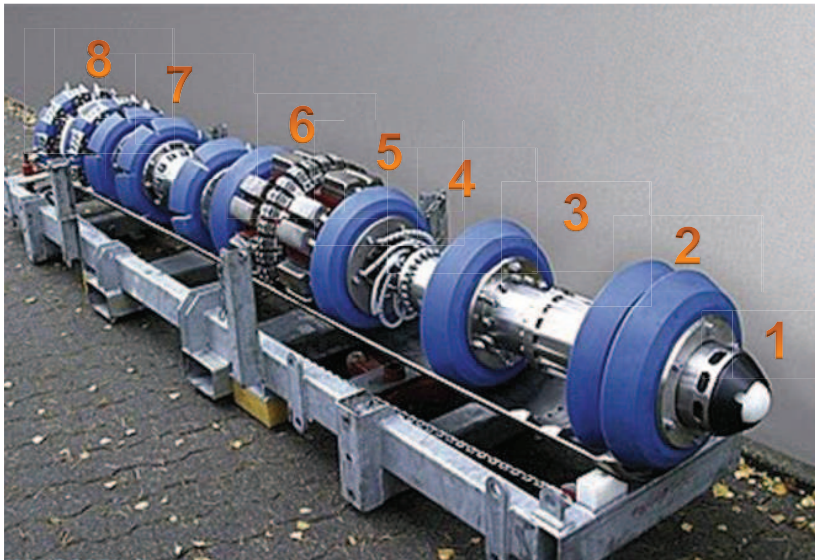


Figura 2.5. Proceso de inspección instrumentada de ductos.

⁵ Fuente: <http://www.goc.com.kw/dsc.html>; <http://www.transcanada.com/pipeline-safety.html>

Para la realización de una inspección instrumentada con sonda, se deben considerar los factores técnicos apropiados de ésta, que permitan obtener la información necesaria bajo las condiciones operativas y estructurales específicas de cada ducto, así como los costos que representan.



1. Transmisor / Receptor marcación
2. Copas de uretano, para estabilidad y empuje hidrodinámico.
3. Cuerpo hermético de batería
4. Cuerpo hermético de pre-acondicionamiento de datos. Los datos son almacenados en un disco duro de estado sólido.
5. Conjunto de sensores. El módulo puede contar con discriminadores OD / ID.
6. Transductores UT/MFL, instalados en el anillo de sensores de uretano.
7. Copas guías de uretano
8. Ruedas de odómetro y módulo inercial.

Figura 2.6. Partes constitutivas herramienta de inspección tipo (pueden variar de acuerdo al fabricante)⁶

Es fácil deducir que para una adecuada selección de la tecnología a utilizarse para una inspección con sonda instrumentada, se requiere previamente un análisis de los antecedentes estructurales de la tubería, a fin de conocer con relativa profundidad la problemática específica de cada ducto. Esta selección dependerá exclusivamente de lo que se necesite detectar y los resultados que se esperen, así como del presupuesto disponible para tal tarea.

Las Normas API 1163, *In-line Inspection Systems Qualification Standard* y NACE RP0102, *In-line Inspection of Pipelines*, establecen los parámetros necesarios para la toma de decisiones al momento de escoger las tecnologías disponibles y normalizadas a nivel mundial. La Tabla 1 de la Norma NACE RP0102 establece:

⁶ Fuente: http://coretan-intern-arres.blogspot.com/2010_04_01_archive.html

TIPOS DE ANOMALÍAS Y HERRAMIENTAS PARA DETECTARLAS						
PROPÓSITO ILI	HERRAMIENTAS PARA DETECCIÓN DE GRIETAS					
	HERRAMIENTAS DE PÉRDIDA DE METAL		Ultrasónica (onda de compresión)	Ultrasónica (onda de corte)	Transversal MFL	HERRAMIENTAS DE CALIBRACIÓN
	Fuga de flujo magnético (MFL)	Alta Resolución (HR)				
	Resolución Estándar (SR)					
PÉRDIDA DE METAL (Corrosión) Corrosión Externa Corrosión Interna	Detección ^(A) Tamaño ^(B) , Sin discriminación ID/OD ^(C)	Detección ^(A) Tamaño ^(B)	Detección ^(A) Tamaño ^(B)	Detección ^(A) Tamaño ^(B)	Detección ^(A) Tamaño ^(B)	No Detecta
CORROSIÓN AXIAL EXTERNA ANGOSTA	No Detecta ^(A)	No Detecta ^(A)	Detección ^(A) Tamaño ^(B)	Detección ^(A) Tamaño ^(B)	Detección ^(A) Tamaño ^(B)	No Detecta
GRIETAS Y GRIETAS COMO DEFECTO (axial) Grietas de Corrosión por Tensión Grietas de fatiga Imperfecciones en Costura Soldadura Longitudinal Fusión Incompleta (Falta de Fusión) Punta de grieta	No Detecta	No Detecta	Detección ^(A) Tamaño ^(B)	Detección ^(A) Tamaño ^(B)	Detección ^{(A)(D)} Tamaño ^(B)	No Detecta
GRIETAS CIRCUNFERENCIALES	No Detecta	Detección ^(D) Tamaño ^(D)	No Detecta	Detección ^(A) Tamaño ^(B) si se ha modificado ^(E)	No Detecta	No Detecta
ABOLLADURAS ABOLLADURAS AGUDAS ARRUGAS DE CURVA TORCEDURAS	Detección ^(F)	Detección ^(F) Tamaño no seguro	Detección ^(F) Tamaño no seguro	Detección ^(F) Tamaño no seguro	Detección ^(F) Tamaño no seguro	Detección ^(G) Tamaño no seguro
RANURAS	En caso de detección, se proporciona la posición circunferencial					
LAMINACIÓN O INCLUSIÓN	Detección Limitada	Detección Limitada	Detección ^(A) Tamaño ^(B)	Detección ^(A) Tamaño ^(B)	Detección Limitada	No Detecta
REPARACIONES ANTERIORES	Detección de envoltentes de acero y parches, otros sólo con marcas ferrosas	Detección Limitada	Detección sólo de envoltentes de acero y parches soldados a tubería	Detección sólo de envoltentes de acero y parches soldados a tubería	Detección sólo de envoltentes de acero y parches, otros sólo con marcas ferrosas	No Detecta
ANOMALÍAS RELACIONADAS CON FÁBRICA	Detección Limitada	Detección Limitada	Detección	Detección	Detección Limitada	No Detecta
CURVAS	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detección, Tamaño ^(H)
OVALAMIENTO	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detección, Tamaño ^(B)
COORDENADAS DE LA TUBERÍA	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detección, Tamaño ^{(B)(I)}

(A) Limitada por la profundidad, longitud y ancho de los defectos mínimos detectables.

(B) Definida por la precisión de la medición especificada de la herramienta.

(C) Diámetro interno (ID) y diámetro externo (OD).

(D) Probabilidad de detección (POD) reducida para grietas angostas.

(E) Los transductores deben ser rotados 90°

(F) Confiabilidad reducida dependiendo del tamaño y la forma de la abolladura.

(G) Dependiendo de la configuración de la herramienta, también posición circunferencial.

(H) Si está equipada para mediciones de curva.

(I) Si la herramienta está equipada para mediciones de ovalidad.

El área sombreada indica tecnologías ILI que pueden ser usadas sólo en ambientes líquidos, por ej., tuberías con líquidos o en tuberías de gas con un líquido acoplante.

Tabla 2.1. Tipos de herramientas ILI y su uso, según NACE RP0102 – Tabla 1 (traducción del autor)

Un factor determinante para la selección final de una herramienta de inspección específica, es la sensibilidad de su equipo instrumentado, el cual depende de la tecnología desarrollada por cada fabricante, pero limitada a los factores físicos que todo transductor lleva intrínsecamente en su fabricación. Complementariamente, los fenómenos de propagación del error y tolerancias se manifiestan en los resultados y su interpretación, al tratarse de instrumentos electrónicos de recolección de datos.

Por otro lado, las capacidades de medición de las respectivas técnicas de inspección no destructiva de la herramienta ILI, dependen también de la geometría del área de afectación característica que se presente en la tubería, así como de su localización, ya sea interna o externa.

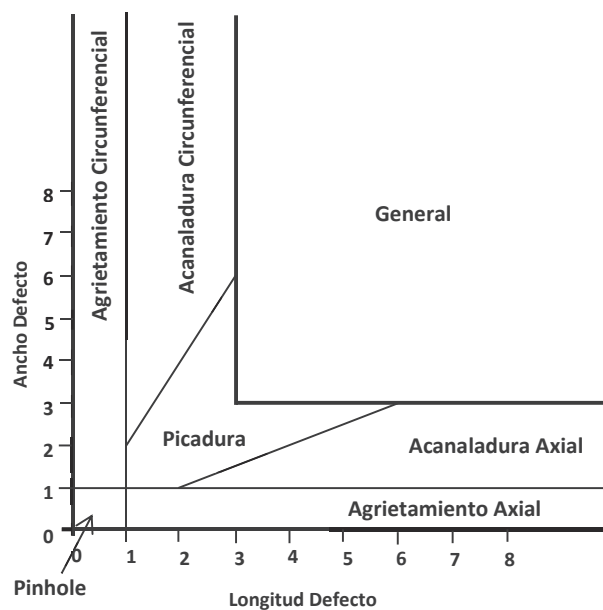


Figura 2.7. Gráfico de presentación de características de pérdida de metal⁷

De estos parámetros, los cuales se encuentran plenamente identificados y normalizados, los más relevantes son el POD (*Probability Of Detection*) y el POI (*Probability Of Identification*), los cuales tienen significativa importancia al momento de garantizar una adecuada inspección⁸.

⁷ Shell International, Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines, 1998.

⁸ Norma API 1163, In-line Inspection Systems Qualification Standard, 2005.

Para la limpieza interna de ductos, se utilizan equipos raspadores conocidos también como Diablos, Marranos o PIG (Pipeline Internal Gauge), de los cuales existe una amplia variedad de marcas y modelos, que permiten la limpieza y retiro de sedimentación y escombros que se puedan encontrar al interior del ducto.



Figura 2.8. Equipos de limpieza y retiro de suciedad en un ducto.⁹

Si existe sedimentación fuertemente adherida al interior de una tubería, se utilizan equipos de limpieza especiales, más agresivos mecánicamente, o en su defecto, mediante un estudio preliminar especializado, se puede utilizar un tratamiento químico específico, incluyendo el uso de químico inhibidor de corrosión.

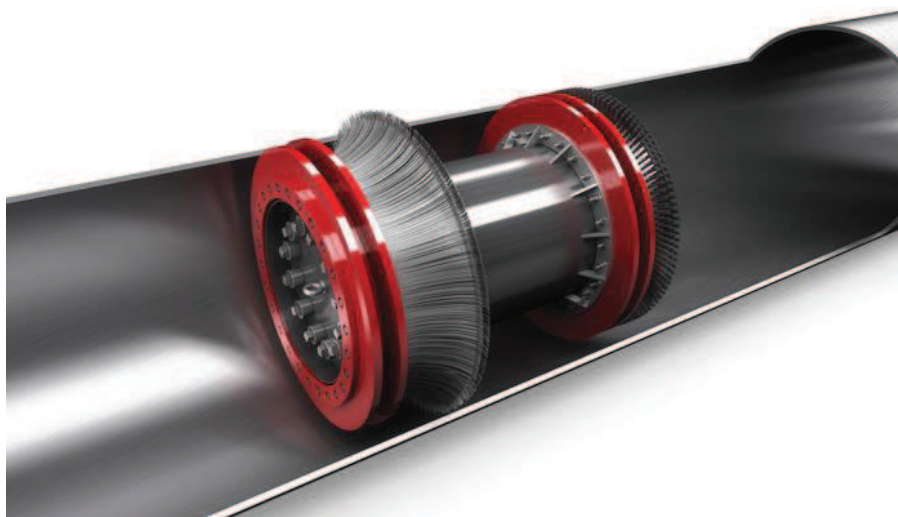


Figura 2.9. Equipo raspador de alta agresividad PIPEBOSS (TD Williamson).¹⁰

⁹ Fuente: <http://napipelines.com/pigging-midstream-sector/>

¹⁰ Fuente: <http://napipelines.com/product-showcase-pigs/>

2.2.1. TECNOLOGÍAS DE INSPECCIÓN INSTRUMENTADA

Como primera técnica de inspección a ejecutar, se determina el estado de la estructura geométrica al interior de la tubería, en cuanto a su redondez, ovalidad, presencia de abolladuras o entalladuras profundas, que puedan afectar el libre tránsito del fluido y de los equipos de limpieza e instrumentación.

Se utilizan equipos que contienen sensores con galgas extensiométricas o deflectores de posición, los cuales recolectan información de las deformaciones conforme el avance de la herramienta al interior del ducto. Estas herramientas de detección de deformación geométrica, pueden incluir sensores altimétricos y GPS para determinar además el perfil y la localización real del trazado de la Línea.

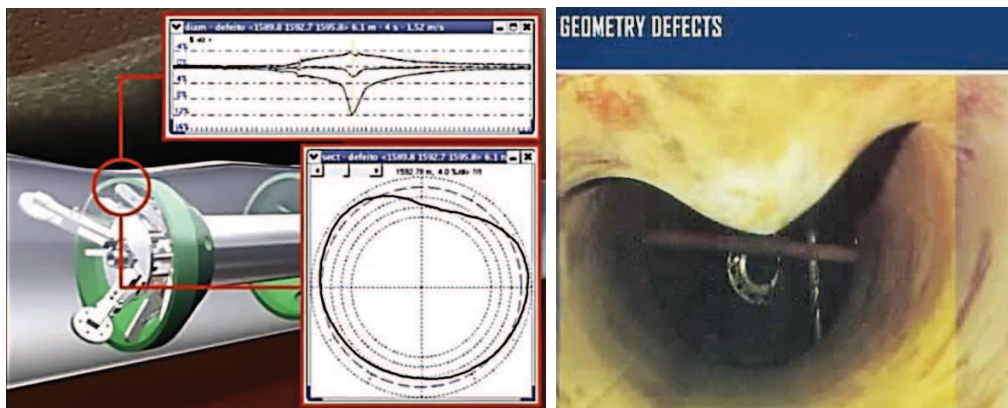


Figura 2.10 Herramienta de Inspección de deformaciones.¹¹

Aunque los objetivos de una inspección interna instrumentada de tuberías pueden variar, en general el propósito principal es detectar la pérdida de metal. Una vez que se determinan las restricciones geométricas con las herramientas de calibración, las principales técnicas aplicadas para detectar la pérdida de metal en tuberías son (Normas API 1163; NACE RP0102):

- Ultrasonido
- Fuga de Flujo Magnético (MFL)

Existen variaciones, evoluciones e incluso sistemas con tecnología híbrida de las técnicas mencionadas, tales como la tecnología TFI (*Transverse Field Inspection*),

¹¹ Fuente: http://www.ge-energy.com/products_and_services/services/pipeline_integrity_services/integrity_engineering.jsp

de haz Ultrasónico Transversal (Shear Wave) y EMAT (*Electromagnetic Acoustic Technology*), las cuales combinan los mejores atributos de detección de las dos principales técnicas enunciadas.

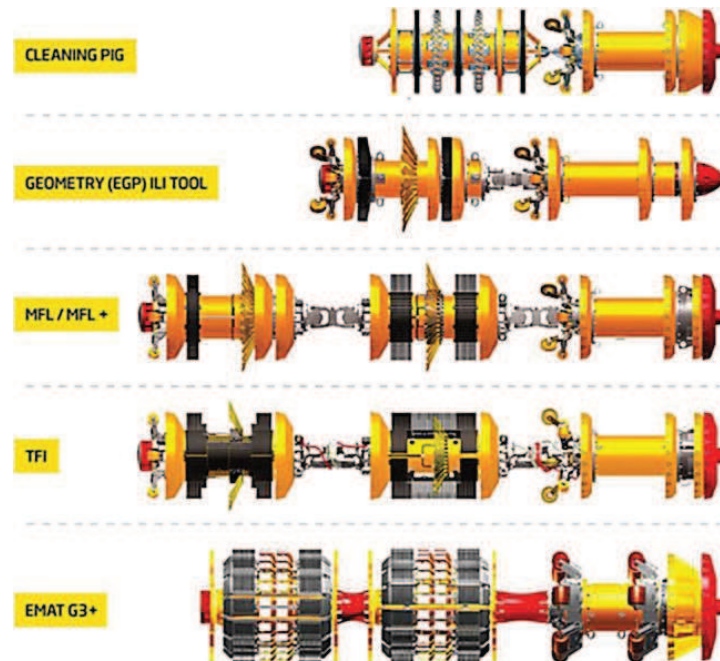


Figura 2.11 Tecnologías para herramientas ILI.¹²

2.2.1.1. Ultrasonido

Un equipo de inspección por ultrasonido contiene transductores piezoeléctricos que emiten señales perpendiculares o angulares hacia la superficie metálica del ducto a través de un medio continuo (líquido acoplante). Las señales de eco de las superficies interior y exterior, se reciben en otros cristales para detectar así las anomalías. Se requiere que la superficie interna se encuentre limpia ya que la presencia de sedimentos y/o restos ferrosos, disminuye la capacidad de detección o dimensionamiento y por lo tanto, su precisión; también se pueden perder las señales de retorno debido a defectos con perfiles que cambien bruscamente, ante algunas curvaturas (menores a 3 veces el diámetro) y cuando el defecto está cubierto por alguna laminación o depósito de suciedad/sedimento.

¹² Fuente: <http://www.goc.com.kw/dsc.html>

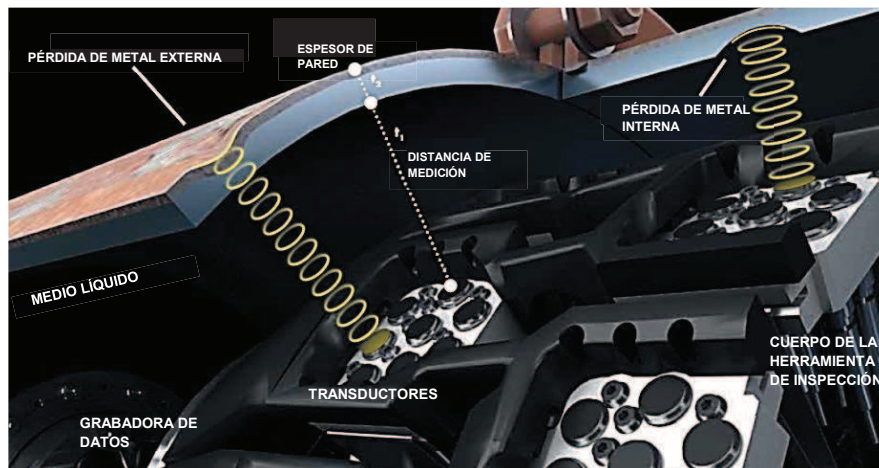


Figura 2.12. Tecnología de inspección por eco ultrasónico.¹³

2.2.1.2. Fuga de flujo magnético MFL

Muchas inspecciones para detectar pérdida de metal, son realizadas con equipos de fuga de flujo magnético MFL (Magnetic Flux Leakage), principalmente debido a la diferencia de costos frente a la tecnología ultrasónica.

Esta tecnología se fundamenta en la magnetización en su recorrido axial, de la pared de la tubería mediante bobinas eléctricas y, donde existan anomalías en el espesor de pared del ducto, se realiza la detección de la fuga de flujo magnético (MFL) mediante sensores de efecto *Hall*, del tipo diferencial. La deformación del campo magnético se relaciona con la magnetización de la pared del tubo.

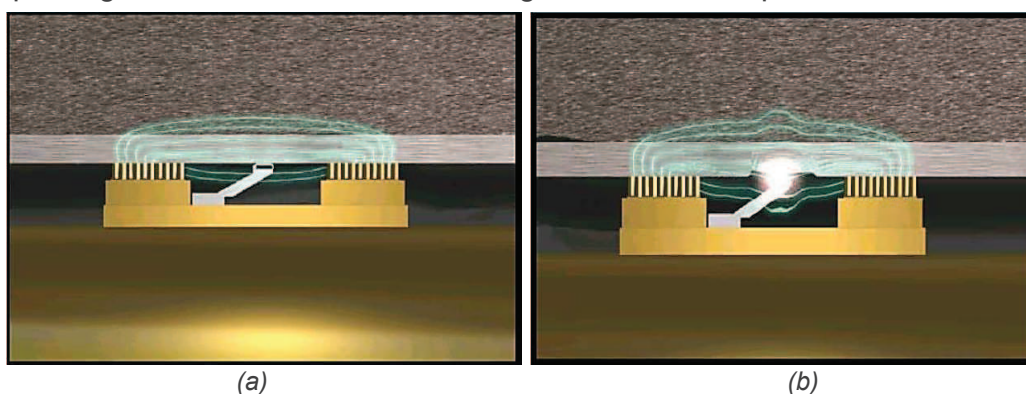


Figura 2.13. Detección de anomalías con tecnología MFL. a) magnetización, b) detección de la distorsión del campo.¹⁴

¹³ Fuente: http://www.ndt-global.com/fileadmin/ndt-global/downloads/2_brochures/NDT-UM-EN_8S_DINA4_140211_WEB.pdf

¹⁴ Fuente: <http://www.pipeway.com.mx/pipeway/pimwebsite.nsf/weblinks/GIP>

Una perturbación del campo magnético se puede también generar, por ejemplo, por inclusiones no metálicas o zonas afectadas por calor (soldas externas), enviando la detección de la alteración al módulo de memoria para su registro y posterior interpretación gráfica, mediante un software especializado.

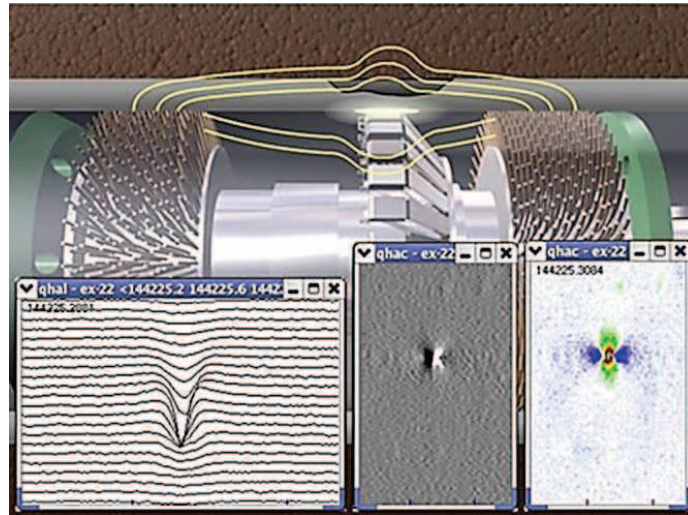


Figura 2.14. Interpretación gráfica con MFL.¹⁵

La precisión de la detección es directamente proporcional a la profundidad del hallazgo e inversamente al tamaño del defecto, siendo un factor importante la velocidad del equipo instrumentado, cuyo valor típico óptimo oscila entre 1 a 3 m/seg.

Al contrario de la tecnología ultrasónica, los equipos de inspección MFL no requieren un alto nivel de limpieza interna de la tubería y son más sensibles a defectos de pérdida de metal orientados circunferencialmente, por lo que se prefiere su utilización en ductos con varios años de uso, además de la diferencia de costos en comparación con el de un equipo ultrasónico.

¹⁵ Fuente: <http://www.pipeway.com.mx/pipeway/pimwebsite.nsf/weblinks/MFL>

COMPARACIÓN HERRAMIENTAS DE FLUJO MAGNÉTICO Y DE INSPECCIÓN ULTRASÓNICA ^[4]		
	FLUJO MAGNÉTICO MFL	ULTRASÓNICO
DETECCIÓN Y DIMENSIONAMIENTO	<p>Medición indirecta.- Permite cuantificación limitada, dado que las señales del defecto son comparadas con las de los defectos de referencia.</p> <p>Límite máximo de espesor.- Algunos ductos de pared gruesa no se pueden magnetizar de manera adecuada.</p> <p>Límite mínimo de espesor.- Espesor mínimo de pared no establecido.</p> <p>Señal aproximadamente proporcional al tamaño del defecto.- Los defectos más grandes producen señales mayores y son más fáciles de detectar.</p> <p>Rango óptimo de velocidad.- Generalmente de 3-5 mph (1,3 m/s – 2,2 m/s).</p> <p>Preferido para revisión de integridad.</p>	<p>Medición directa.- Permite dimensionamiento confiable y buena repetibilidad.</p> <p>Límite máximo de espesor.- No tiene límite de espesores establecidos.</p> <p>Límite mínimo de espesor.- Espesor de pared remanente de 0,16 pulgadas o menores no pueden ser medidos debido a la duración finita de la interfaz del eco.</p> <p>Cuando hay mayor presencia de corrosión, se tiene mayor pérdida de señal.- La amplitud de las reflexiones ultrasónicas puede caer por debajo del límite o del nivel de detección.</p> <p>Rango óptimo de velocidad.- Menos de 2 mph (0,9 m/s).</p> <p>Preferido para monitoreo de corrosión.</p>
APLICACIÓN	<p>Líneas de gas líquido. La medición no se ve afectada por el fluido que esté presente en la línea.</p> <p>Limpieza moderada es requerida.</p> <p>Herramientas disponibles en tamaños de 4" a 48".</p>	<p>Para uso en ductos con fluidos de fase líquida. Se requiere de un líquido de acoplamiento entre el transductor y la pared del ducto.</p> <p>Los gasoductos requieren del uso de un batch de líquidos.</p> <p>La presencia de ceras o líquidos de dos fases no hace práctico el uso de estas herramientas.</p> <p>Se requiere limpieza total.</p>

Tabla 2.2. Comparación de tecnologías MFL y Ultrasónica ^[4]

2.2.1.3. Resultados de una Inspección ILI

La tecnología que se asumirá utilizada en la inspección de la tubería, del caso de Poliducto en el presente estudio, corresponde a la de fuga de flujo magnético MFL de Alta Resolución, una vez considerados los costos del servicio, los años de servicio del ducto, presencia de sedimentación a lo largo de la tubería, presencia de puntos duros e inclusiones por corrosión bajo depósito y la necesidad de localizar accesorios no soldados a lo largo de la Línea.

Ahora, sean los siguientes resultados de ejemplo que, de manera esencial, normalmente debe entregar como mínima información, una corrida con sonda instrumentada MFL. De acuerdo a estos resultados, se supone entonces que existen problemas de pérdida de espesor de la pared de acero de la tubería, a lo largo de la Línea:

PUNTO KILOMÉTRICO	Altitud (m)	ESPOSOR NOMINAL (plg/mm)		% PÉRDIDA	LONGITUD (mm)	ANCHO (mm)	ESPOSOR REMANENTE (plg/mm)		LONGITUD TUBERÍA (ft/vm)	
PK 00+000 VALV. SALIDA	50.90	0.375	9.525	10	61	80	0.338	8.573	0.00	0.00
PK 01+000	28.96	0.375	9.525	18	79	51	0.308	7.811	3430.92	1014.83
PK 02+000 Vuelta Larga	21.95	0.375	9.525	14	20	56	0.323	8.192	3381.17	1000.11
PK 03+000	89.92	0.375	9.525	0	0	0	0.375	9.515	3513.14	1039.14
PK 04+000	88.09	0.375	9.525	0	0	0	0.375	9.515	3466.77	1025.43
PK 05+000	50.90	0.375	9.525	13	46	210	0.326	8.287	3348.31	990.39
PK 06+000	52.12	0.375	9.525	22	41	51	0.293	7.430	3238.05	957.78
PK 07+000 San Mateo	124.05	0.375	9.525	12	15	41	0.330	8.382	3630.79	1073.94
PK 08+000	91.14	0.375	9.525	12	20	53	0.330	8.382	3138.96	928.47
PK 09+000	64.92	0.375	9.525	40	41	53	0.225	5.715	3282.28	970.86
PK 10+000	28.96	0.375	9.525	10	28	43	0.338	8.573	3421.94	1012.17
PK 11+000	43.89	0.375	9.525	0	0	0	0.375	9.515	3425.22	1013.14
PK 12+000	53.95	0.375	9.525	13	25	71	0.326	8.287	3386.08	1001.56
PK 13+000	49.99	0.375	9.525	12	15	46	0.330	8.382	3376.73	998.80
PK 14+000	127.10	0.375	9.525	0	0	0	0.375	9.515	3479.52	1029.20
PK 15+000	39.93	0.375	9.525	13	23	43	0.326	8.287	3527.43	1043.37
PK 16+000 Estero El Timbre	39.01	0.375	9.525	11	23	51	0.334	8.477	3360.60	994.03
PK 17+000	35.97	0.375	9.525	0	0	0	0.375	9.515	3411.60	1009.11
PK 18+000	32.92	0.375	9.525	12	13	28	0.330	8.382	3195.89	945.31
PK 19+000	32.92	0.375	9.525	0	0	0	0.375	9.515	3319.56	981.88
PK 20+000	36.88	0.375	9.525	27	25	71	0.274	6.953	3515.73	1039.91
PK 21+000	188.98	0.375	9.525	14	10	15	0.323	8.192	3287.93	972.53
PK 22+000	60.96	0.375	9.525	0	0	0	0.375	9.515	3496.94	1034.35
PK 23+000 Chinca	54.86	0.375	9.525	0	0	0	0.375	9.515	3345.02	989.42
PK 24+000	155.14	0.375	9.525	13	8	18	0.326	8.287	3299.37	975.92
PK 25+000	326.14	0.375	9.525	20	20	41	0.300	7.620	3188.89	943.23
PK 26+000 Taigüe	100.89	0.375	9.525	24	41	44	0.285	7.239	3082.67	911.82
PK 27+000	57.91	0.375	9.525	0	0	0	0.375	9.515	3286.80	972.20
PK 28+000	89.00	0.375	9.525	29	20	28	0.266	6.763	3318.41	981.55
PK 29+000	120.09	0.375	9.525	25	10	13	0.281	7.144	3337.90	987.31
PK 30+000 Majua	79.86	0.375	9.525	13	13	38	0.326	8.287	3362.50	994.59
PK 31+000	49.07	0.375	9.525	13	20	25	0.326	8.287	3425.99	1013.37
PK 32+000	53.95	0.375	9.525	29	10	15	0.266	6.763	3416.38	1010.53
PK 33+000	43.89	0.375	9.525	29	48	56	0.266	6.763	3424.87	1013.03
PK 34+000	82.91	0.375	9.525	10	10	15	0.338	8.573	3450.44	1020.60
PK 35+000	46.02	0.375	9.525	20	18	20	0.300	7.620	3342.01	988.52
PK 36+000	111.86	0.375	9.525	25	15	25	0.281	7.144	3415.26	1010.19
PK 37+000	81.99	0.375	9.525	13	8	13	0.326	8.287	3409.45	1008.47
PK 38+000	45.11	0.375	9.525	20	15	38	0.300	7.620	3210.61	949.66
PK 39+000	63.09	0.375	9.525	23	5	13	0.289	7.334	3522.29	1041.85
PK 40+000	56.08	0.375	9.525	0	0	0	0.375	9.515	3446.87	1019.54
PK 41+000 Viche	54.86	0.375	9.525	10	15	38	0.338	8.573	3448.20	1019.94
PK 42+000	63.09	0.375	9.525	13	10	18	0.326	8.287	3447.17	1019.63
PK 43+000	57.00	0.375	9.525	0	0	0	0.375	9.515	3452.34	1021.16
PK 44+000	78.03	0.375	9.525	23	13	28	0.289	7.334	3428.47	1014.10
PK 45+000 El Roto	57.00	0.375	9.525	12	5	15	0.330	8.382	3383.64	1000.84
PK 46+000	59.13	0.375	9.525	23	10	20	0.289	7.334	3077.44	910.27
PK 47+000	67.06	0.375	9.525	40	81	359	0.225	5.715	3569.94	1055.95
PK 48+000	60.05	0.375	9.525	13	13	30	0.326	8.287	2981.50	881.89
PK 49+000	70.10	0.375	9.525	10	5	15	0.338	8.573	3321.50	982.46
PK 50+000	64.92	0.375	9.525	40	33	190	0.225	5.715	3414.79	1010.05
PK 51+000	73.15	0.375	9.525	24	18	41	0.285	7.239	3369.64	996.70
PK 52+000 Chucale	75.90	0.375	9.525	13	15	30	0.326	8.287	3208.73	949.10
PK 53+000	81.08	0.375	9.525	30	104	180	0.263	6.668	3412.23	1009.30
PK 54+000	227.08	0.375	9.525	29	18	25	0.266	6.763	3504.46	1036.58
PK 55+000 El Achote	235.92	0.375	9.525	35	10	25	0.244	6.191	3272.73	968.03
PK 56+000	170.99	0.375	9.525	44	15	25	0.210	5.334	3385.08	1001.27
PK 57+000	212.14	0.375	9.525	25	5	13	0.281	7.144	3309.03	978.77
PK 58+000	175.87	0.375	9.525	16	30	38	0.315	8.001	3162.33	935.38
PK 59+000	192.94	0.375	9.525	25	5	13	0.281	7.144	2478.57	733.13
PK 60+000 El Vergel	156.97	0.375	9.525	28	13	15	0.270	6.858	3442.76	1018.33
PK 61+000	160.93	0.375	9.525	25	5	13	0.281	7.144	3492.42	1033.02
PK 62+000	217.93	0.375	9.525	21	13	38	0.296	7.525	3486.65	1031.31
PK 63+000	184.10	0.375	9.525	26	8	15	0.278	7.049	3342.76	988.75
PK 64+000	193.85	0.375	9.525	20	38	43	0.300	7.620	3682.96	1089.38
PK 65+000 El Mirador	187.15	0.375	9.525	35	23	51	0.244	6.191	2880.78	852.10
PK 66+000	214.88	0.375	9.525	30	33	33	0.263	6.668	3401.01	1005.98
PK 67+000	192.94	0.375	9.525	23	15	20	0.289	7.334	3439.25	1017.29
PK 68+000	170.08	0.375	9.525	30	18	30	0.263	6.668	3452.74	1021.28
PK 69+000	142.04	0.375	9.525	32	18	38	0.255	6.477	3197.43	945.76
PK 70+000 El Zapotal	98.15	0.375	9.525	23	18	30	0.289	7.334	3444.05	1018.71
PK 71+000	102.11	0.375	9.525	20	5	20	0.300	7.620	3431.74	1015.07
PK 72+000	110.03	0.375	9.525	25	10	15	0.281	7.144	3697.34	1093.63
PK 73+000	109.12	0.375	9.525	38	23	36	0.233	5.906	3112.65	920.69
PK 74+000	99.97	0.375	9.525	25	8	15	0.281	7.144	3625.83	1072.48
PK 75+000	102.11	0.375	9.525	29	25	20	0.266	6.763	2857.17	845.12
PK 76+000 Cupa	102.11	0.375	9.525	23	10	18	0.289	7.334	3714.55	1098.72
PK 77+000	121.92	0.375	9.525	25	8	15	0.281	7.144	3084.83	912.46
PK 78+000	145.08	0.375	9.525	35	28	67	0.244	6.191	3034.38	897.53
PK 79+000	116.13	0.375	9.525	25	5	13	0.281	7.144	3406.99	1007.75
PK 80+000 Quindé	96.01	0.375	9.525	12	5	15	0.330	8.382	3076.78	910.08
PK 81+000	110.95	0.375	9.525	12	13	18	0.330	8.382	3509.20	1037.98
PK 82+000	117.96	0.375	9.525	12	13	20	0.330	8.382	3503.26	1036.22

PUNTO KILOMÉTRICO	Altitud (m)	ESPOSOR NOMINAL (plg\mm)	% PÉRDIDA	LONGITUD (mm)	ANCHO (mm)	ESPOSOR REMANENTE (plg\mm)	LONGITUD TUBERIA (ft/m)
PK 83+000	121.01	0.375	9.525	20	13	0.300	7.620
PK 84+000 Santa Elvira	118.87	0.375	9.525	18	8	0.308	7.811
PK 85+000	141.12	0.375	9.525	39	18	0.229	5.810
PK 86+000	116.13	0.375	9.525	51	69	0.184	4.667
PK 87+000 Pueblo Nuevo	110.95	0.375	9.525	29	10	0.266	6.763
PK 88+000	111.86	0.375	9.525	29	18	0.266	6.763
PK 89+000	103.94	0.375	9.525	29	10	0.266	6.763
PK 90+000	134.11	0.375	9.525	34	5	0.248	6.287
PK 91+000	113.08	0.375	9.525	29	58	0.266	6.763
PK 92+000	121.01	0.375	9.525	34	18	0.248	6.287
PK 93+000	114.91	0.375	9.525	31	10	0.259	6.572
PK 94+000	121.92	0.375	9.525	24	46	0.285	7.239
PK 95+000	142.04	0.375	9.525	25	8	0.281	7.144
PK 96+000	163.07	0.375	9.525	36	10	0.240	6.096
PK 97+000	141.12	0.375	9.525	25	13	0.281	7.144
PK 98+000	160.02	0.375	9.525	23	10	0.289	7.334
PK 99+000	160.93	0.375	9.525	30	23	0.263	6.668
PK 100+000	161.85	0.375	9.525	21	18	0.296	7.525
PK 101+000 La Unión	159.11	0.375	9.525	24	15	0.285	7.239
PK 102+000	153.92	0.375	9.525	26	20	0.278	7.049
PK 103+000	148.13	0.375	9.525	29	10	0.266	6.763
PK 104+000	163.98	0.375	9.525	36	64	0.240	6.096
PK 105+000	170.08	0.375	9.525	29	8	0.266	6.763
PK 106+000 El Consuelo	178.00	0.375	9.525	30	18	0.263	6.668
PK 107+000	184.10	0.375	9.525	24	18	0.285	7.239
PK 108+000	185.93	0.375	9.525	26	13	0.278	7.049
PK 109+000	188.98	0.375	9.525	32	20	0.255	6.477
PK 110+000	193.85	0.375	9.525	29	53	0.266	6.763
PK 111+000	209.09	0.375	9.525	25	10	0.281	7.144
PK 112+000	202.08	0.375	9.525	22	13	0.293	7.430
PK 113+000 La Independencia	199.03	0.375	9.525	33	41	0.251	6.382
PK 114+000	199.95	0.375	9.525	32	10	0.255	6.477
PK 115+000	206.04	0.375	9.525	25	5	0.281	7.144
PK 116+000	220.07	0.375	9.525	33	51	0.251	6.382
PK 117+000 La Concordia	210.01	0.375	9.525	29	25	0.266	6.763
PK 118+000	230.12	0.375	9.525	28	20	0.270	6.858
PK 119+000	231.04	0.375	9.525	25	15	0.281	7.144
PK 120+000	238.96	0.375	9.525	13	10	0.326	8.287
PK 121+000	239.88	0.375	9.525	23	15	0.289	7.334
PK 122+000	253.90	0.375	9.525	25	30	0.281	7.144
PK 123+000	256.95	0.375	9.525	12	5	0.330	8.382
PK 124+000 Ipacarai	249.02	0.375	9.525	20	13	0.300	7.620
PK 125+000	263.96	0.375	9.525	11	18	0.334	8.477
PK 126+000	259.08	0.375	9.525	21	8	0.296	7.525
PK 127+000	260.91	0.375	9.525	29	8	0.266	6.763
PK 128+000	288.95	0.375	9.525	28	56	0.270	6.858
PK 129+000	306.02	0.375	9.525	24	10	0.285	7.239
PK 130+000	314.86	0.375	9.525	20	15	0.300	7.620
PK 131+000	306.93	0.375	9.525	30	23	0.263	6.668
PK 132+000	314.86	0.375	9.525	25	18	0.281	7.144
PK 133+000	334.98	0.375	9.525	20	5	0.300	7.620
PK 134+000 Valle Hermoso	338.94	0.375	9.525	25	15	0.281	7.144
PK 135+000	341.99	0.375	9.525	43	20	0.214	5.429
PK 136+000	349.00	0.375	9.525	25	10	0.281	7.144
PK 137+000	359.97	0.375	9.525	17	5	0.311	7.906
PK 138+000	367.89	0.375	9.525	20	5	0.300	7.620
PK 139+000	381.00	0.375	9.525	25	8	0.281	7.144
PK 140+000	402.03	0.375	9.525	21	18	0.296	7.525
PK 141+000	402.03	0.375	9.525	25	20	0.281	7.144
PK 142+000	398.98	0.375	9.525	25	28	0.281	7.144
PK 143+000	409.04	0.375	9.525	45	13	0.206	5.239
PK 144+000	462.08	0.375	9.525	29	8	0.266	6.763
PK 145+000	444.09	0.375	9.525	25	10	0.281	7.144
PK 146+000	455.98	0.375	9.525	29	5	0.266	6.763
PK 147+000	480.97	0.375	9.525	29	20	0.266	6.763
PK 148+000	459.94	0.375	9.525	25	8	0.281	7.144
PK 149+000	479.15	0.375	9.525	23	18	0.289	7.334
PK 150+000	491.95	0.375	9.525	29	8	0.266	6.763
PK 151+000	511.15	0.375	9.525	29	13	0.266	6.763
PK 152+000	511.15	0.375	9.525	25	8	0.281	7.144
PK 153+000	540.11	0.375	9.525	25	13	0.281	7.144
PK 154+000	547.12	0.375	9.525	22	23	0.293	7.430
PK 155+000	541.02	0.375	9.525	25	20	0.281	7.144
PK 156+000	565.10	0.375	9.525	28	20	0.270	6.858
PK 157+000	573.02	0.375	9.525	25	28	0.281	7.144
PK 158+000	520.90	0.375	9.525	25	15	0.281	7.144
PK 159+000	540.11	0.375	9.525	25	5	0.281	7.144
PK 160+000	574.85	0.375	9.525	29	18	0.266	6.763
PK 161+000	541.02	0.375	9.525	28	18	0.270	6.858
PK 162+000	556.87	0.375	9.525	25	46	0.281	7.144
PK 163+000	573.02	0.375	9.525	29	10	0.266	6.763
PK 164+000	612.04	0.375	9.525	29	36	0.266	6.763
PK 165+000 VALV. LLEGADA	626.97	0.375	9.525	33	15	0.251	6.382

Tabla 2.3. Ejemplo de Tabla de resultados de una inspección ILI

De acuerdo al porcentaje de pérdida de metal del ejemplo, se puede comparar el espesor remanente con el nominal, a fin de apreciar el estado actual del ducto y, más adelante, poder analizar las presiones de operación con las de diseño.

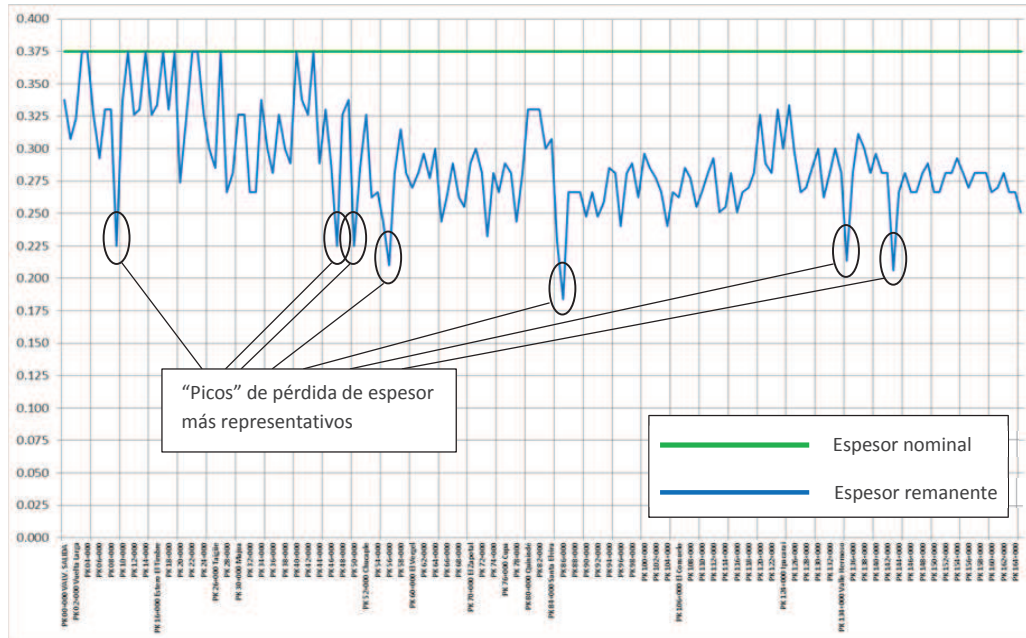


Figura 2.15. Comparación espesor nominal – espesor remanente (en pulgadas)

2.3. MODELAMIENTO HIDRODINÁMICO

Se define a continuación detalladamente, el proceso de formulación para el modelamiento hidrodinámico general, a fin de establecer las ecuaciones correspondientes y desarrollar un algoritmo para implementarlo mediante el uso de la herramienta informática MATLAB. Este modelo permite, de forma generalizada, obtener la información gráfica y cuantificada en lo que concierne a las condiciones de operación, presiones de diseño, presiones máximas de operación permisibles (MAOP) en condiciones de diseño y en condiciones actuales.

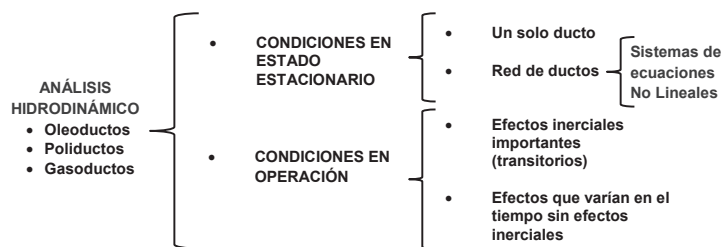


Figura 2.16. Análisis hidrodinámico de ductos

Para el análisis hidrodinámico en condiciones en estado estacionario, se utilizan las ecuaciones de la continuidad, cantidad de movimiento y ecuación de la energía, a fin de deducir la ecuación de Bernoulli.

2.3.1. Flujo en Estado Estacionario

Desde el punto de vista de Euler, un fluido se considera como un conjunto de partículas definidas en el espacio, ubicadas a lo largo de una, así llamada, línea de corriente. De esta manera, para establecer el modelo matemático se considerará un ducto denominado *tubo de corriente*, por el cual atraviesan infinito número de líneas de corriente y bajo las siguientes consideraciones:

- En el tubo contenedor no existen entradas o salidas, es decir que la tubería se considera íntegra en su trayectoria.
- El fluido es incompresible, es decir de densidad constante.
- El fluido es no rotacional. Esto implica que las líneas de corriente no rotan, o con respecto a un punto "0", el fluido no posee una cantidad de movimiento angular.
- El fluido es no viscoso, o sea que se desprecia la fuerza de fricción entre el fluido mismo y su interacción sobre el recipiente.
- El fluido es estacionario, es decir que las magnitudes físicas de interés no dependen del tiempo.

En el tubo de corriente de la figura 2.17, el diferencial de masa del fluido en el punto 1 será igual a su densidad por su diferencial de volumen. A partir del principio de conservación de masa, se considera que la misma permanece constante en el tiempo, por lo tanto el diferencial de masa con respecto al tiempo en el punto 1 es igual al diferencial de masa con respecto al tiempo en el punto 2:

$$dm_1 = \rho_1 dV_1 \quad \text{Ec. 2.1} \qquad dm_2 = \rho_2 dV_2 \quad \text{Ec. 2.2}$$

$$dm_1 = \rho_1 A_1 dS_1 \quad \text{Ec. 2.3} \qquad dm_2 = \rho_2 A_2 dS_2 \quad \text{Ec. 2.4}$$

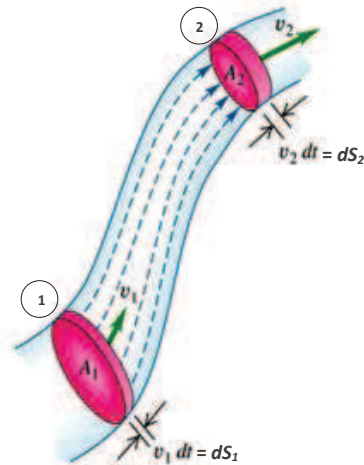


Figura 2.17. Tubo de corriente¹⁶

$$dS_1 = v_1 dt \quad \text{Ec. 2.5}$$

$$dS_2 = v_2 dt \quad \text{Ec. 2.6}$$

$$dm_1 = \rho_1 A_1 v_1 dt \quad \text{Ec. 2.7} \quad dm_2 = \rho_2 A_2 v_2 dt \quad \text{Ec. 2.8}$$

$$\frac{dm_1}{dt} = \rho_1 A_1 v_1 \quad \text{Ec. 2.9} \quad \frac{dm_2}{dt} = \rho_2 A_2 v_2 \quad \text{Ec. 2.10}$$

Por lo tanto, considerando que no existen entradas o salidas de fluido:

$$\frac{dm_1}{dt} = \frac{dm_2}{dt} \quad \text{Ec. 2.11}$$

$$\rho_1 A_1 v_1 = \rho_2 A_2 v_2 \quad \text{Ec. 2.12}$$

Para un fluido incompresible:

$$\rho_1 = \rho_2 \quad \text{Ec. 2.13}$$

$$A_1 v_1 = A_2 v_2 \quad \text{Ec. 2.14}$$

$$A_2 v_2 - A_1 v_1 = 0 \quad \text{Ec. 2.15}$$

Esto implica que la variación del área por su rapidez es cero, por lo tanto el valor del área multiplicado por su rapidez, es constante en cada punto de la tubería.

$$\Delta(A \cdot V) = 0 \quad \text{Ec. 2.16}$$

$$A \cdot v = cte \quad \text{Ec. 2.17}$$

Este valor se denomina Caudal, el cual es una magnitud escalar, representado por la letra Q y es constante a lo largo de la tubería, en cualquier punto de una línea de corriente al interior de ésta.

¹⁶ Fuente: <http://leonardofacosta.weebly.com/fluidos.html>

$$Q = A \cdot v \quad \text{Ec. 2.18}$$

$$[Q] = [m^2] \cdot \left[\frac{m}{s}\right] = \left[\frac{m^3}{s}\right] \quad \text{Ec. 2.19}$$

De las unidades dimensionales del valor del caudal, también se puede deducir que es igual a la razón del volumen por unidad de tiempo:

$$Q = \frac{V}{t} \quad \text{Ec. 2.20}$$

2.3.1.1. Ecuación de Bernoulli

Del teorema de la conservación de la energía mecánica, se tiene que el cambio de la energía mecánica es igual a la suma de todos los trabajos hechos por las fuerzas no conservativas:

$$\Delta E = \sum_{FNC} W \quad \text{Ec. 2.21}$$

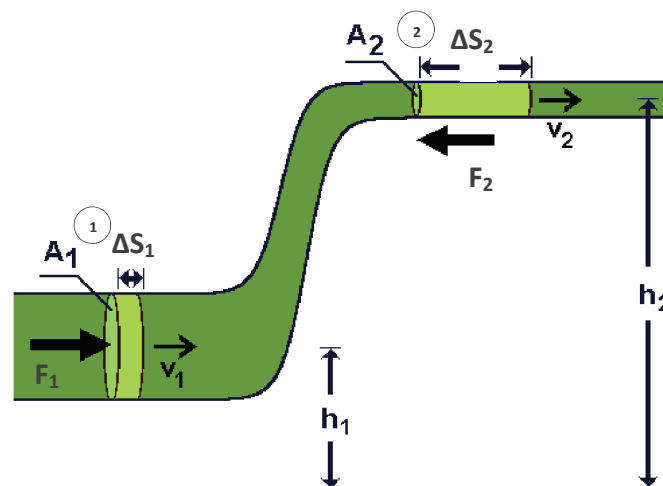


Figura 2.18. Planteamiento de la ecuación de Bernoulli¹⁷

De la figura 2.18, se observan las fuerzas existentes tanto en el punto 1 por el empuje de la masa del fluido (F_1), como la fuerza de oposición en el punto 2 (F_2).

$$\sum_{FNC} W = F_1 \Delta S_1 \cos(0^\circ) + F_2 \Delta S_2 \cos(180^\circ) \quad \text{Ec. 2.22}$$

$$\sum_{FNC} W = F_1 \Delta S_1 - F_2 \Delta S_2 \quad \text{Ec. 2.23}$$

¹⁷ Fuente: <http://fisicaconbernoulli.blogspot.com/>

Debido a que la definición de la presión, es fuerza sobre unidad de área:

$$P = \frac{F}{A} \quad \rightarrow \quad F = P \cdot A \quad \text{Ec. 2.24}$$

Entonces:

$$\sum_{FNC} W = P_1 A_1 \Delta S_1 - P_2 A_2 \Delta S_2 \quad \text{Ec. 2.25}$$

$$A_1 \Delta S_1 = \Delta V_1 \quad y \quad A_2 \Delta S_2 = \Delta V_2 \quad \text{Ec. 2.26}$$

$$\sum_{FNC} W = P_1 \Delta V_1 - P_2 \Delta V_2 \quad \text{Ec. 2.27}$$

Dada la consideración de que no existe entrada o salida de fluido a lo largo de la tubería:

$$m_1 = m_2 \quad \rightarrow \quad \rho_1 \Delta V_1 = \rho_2 \Delta V_2 \quad \text{Ec. 2.28}$$

Al considerar además un fluido incompresible:

$$\rho_1 = \rho_2 = \rho \quad \rightarrow \quad \Delta V_1 = \Delta V_2 = \Delta V \quad \text{Ec. 2.29}$$

Entonces:

$$\sum_{FNC} W = (P_1 - P_2) \Delta V \quad \text{Ec. 2.30}$$

De la definición de la energía mecánica:

$$E = K + U \quad \text{Ec. 2.31}$$

Donde: $K = \text{Energía cinética} = \frac{1}{2} m v^2$

$U = \text{Energía potencial} = mgh$

Entonces, para una variación de la energía mecánica:

$$\Delta E = E_2 - E_1 \quad \text{Ec. 2.32}$$

$$\Delta E = (K_2 + U_2) - (K_1 + U_1) \quad \text{Ec. 2.33}$$

$$\Delta E = \left[\frac{1}{2} m_2 v_2^2 + m_2 g h_2 \right] - \left[\frac{1}{2} m_1 v_1^2 + m_1 g h_1 \right] \quad \text{Ec. 2.34}$$

$$\rightarrow m_1 = m_2 = \rho \Delta V \quad \text{Ec. 2.35}$$

$$\Delta E = \left[\frac{1}{2} \rho v_2^2 + \rho g h_2 - \frac{1}{2} \rho v_1^2 - \rho g h_1 \right] \Delta V \quad \text{Ec. 2.36}$$

Entonces, si:

$$\Delta E = \sum_{FNC} W \quad \text{Ec. 2.37}$$

$$\left(\frac{1}{2}\rho v_2^2 + \rho g h_2 - \frac{1}{2}\rho v_1^2 - \rho g h_1\right)\Delta V = (P_1 - P_2)\Delta V \quad \text{Ec. 2.38}$$

$$P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \rho g h_2 = P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho g h_1 \quad \text{Ec. 2.39}$$

$$\left(P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \rho g h_2\right) - \left(P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho g h_1\right) = 0 \quad \text{Ec. 2.40}$$

$$\rightarrow \Delta\left(P + \frac{1}{2}\rho v^2 + \rho g h\right) = 0 \quad \text{Ec. 2.41}$$

Por lo tanto, la ecuación de Bernoulli define:

$$P + \frac{1}{2}\rho v^2 + \rho g h = cte \text{ en toda la tubería} \quad \text{Ec. 2.42}$$

Esto se comprueba, mediante el siguiente modelo:

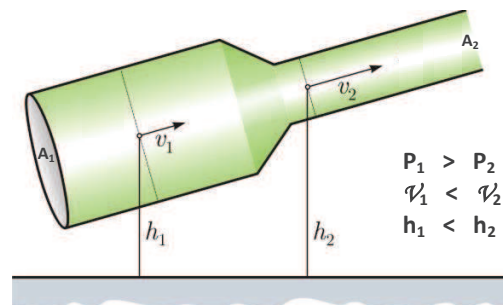


Figura 2.18. Aplicación de la ecuación de Bernoulli¹⁸

De la ecuación de la continuidad:

$$A_1 v_1 = A_2 v_2 \rightarrow v_2 = \frac{A_1}{A_2} v_1 \quad \text{Ec. 2.43}$$

$$A_1 > A_2 \rightarrow \frac{A_1}{A_2} > 1 \quad \text{Ec. 2.44}$$

$$\therefore v_2 > v_1 \quad \text{Ec. 2.45}$$

De la ecuación de Bernoulli:

$$P + \frac{1}{2}\rho v^2 + \rho g h = cte \quad \text{Ec. 2.46}$$

¹⁸ Fuente: <http://fisicaconbernoulli.blogspot.com/>

$$P_1 = cte - \left(\frac{1}{2} \rho v_1^2 + \rho g h_1 \right) \quad \text{Ec. 2.47}$$

$$P_2 = cte - \left(\frac{1}{2} \rho v_2^2 + \rho g h_2 \right) \quad \text{Ec. 2.48}$$

$$\begin{aligned} \text{Si: } v_2 > v_1 \\ \therefore P_2 < P_1 \end{aligned} \quad \text{Ec. 2.49}$$

La ecuación de Bernoulli, expresada de esta manera, es la ecuación generalizada para un fluido ideal:

$$P_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 + \rho g h_2 = P_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 + \rho g h_1 \quad \text{Ec. 2.50}$$

A fin de expresar esta relación en unidades de columna de fluido (en metros lineales), se divide toda la ecuación para el factor ρg , donde los factores quedan separados en función de energías:

$$\underbrace{\frac{P_2}{\rho g}}_{\text{Energía por Presión}} + \underbrace{\frac{v_2^2}{2g}}_{\text{Energía Cinética}} + \underbrace{h_2}_{\text{Energía potencial}} = \underbrace{\frac{P_1}{\rho g}}_{\text{Energía por Presión}} + \underbrace{\frac{v_1^2}{2g}}_{\text{Energía Cinética}} + \underbrace{h_1}_{\text{Energía potencial}} \quad \text{Ec. 2.51}$$

Estos términos se pueden interpretar de mejor manera, mediante un gráfico de líneas de carga entre dos puntos referenciales de la tubería:

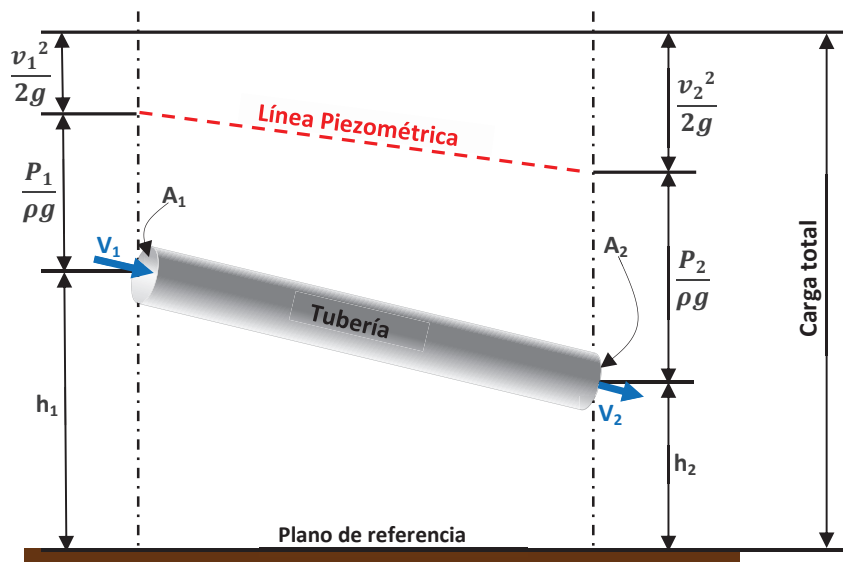


Figura 2.19. Interpretación gráfica de la ecuación de Bernoulli

Para un fluido real, se toman en cuenta los aportes de energía externa de un sistema de bombeo (H_B) y las pérdidas de energía o de presión (H_f), por factores como la rugosidad interna del ducto, accesorios y propiedades del fluido transportado debido a los esfuerzos viscosos. Estas pérdidas provocan la disminución de la presión a lo largo del trazado de la tubería, en el sentido del flujo, lo que se representa como la Línea Piezométrica y se definen a partir de la inclusión, en la ecuación de Bernoulli, de las energías involucradas:

$$\frac{P_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} + h_2 + H_f = \frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + h_1 + H_B \quad \text{Ec. 2.52}$$

Ahora, si se toma en cuenta la energía de las pérdidas, sin el aporte de las bombas, para $v_1 = v_2$, se acomodan los términos de la siguiente manera:

$$\frac{P_1}{\rho g} + \cancel{\frac{v_1^2}{2g}} + h_1 = \frac{P_2}{\rho g} + \cancel{\frac{v_2^2}{2g}} + h_2 + H_f \quad \text{Ec. 2.53}$$

$$\rightarrow \underbrace{\frac{P_1}{\rho g} + h_1}_{\text{Piezométrica \#1}} = \underbrace{\frac{P_2}{\rho g} + h_2}_{\text{Piezométrica \#2}} + \underbrace{H_f}_{\text{Pérdidas}} \quad \text{Ec. 2.54}$$

Si se considera que la tubería está emplazada a lo largo de un eje X en un plano, se plantea:

$x = \text{Longitud (L), a lo largo del tubo}$

$$\boxed{\frac{P_1}{\rho g} + h_1} = \boxed{\frac{P_2}{\rho g} + h_2} + H_f \quad \rightarrow \quad \boxed{H_1 = H_x + H_{fx}} \quad \text{Ec. 2.55}$$

H_1 H_x

De la ecuación de Darcy-Weisbach, las pérdidas se definen como:

$$H_f = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g}$$

Donde:

Ec. 2.56

- H_f = Pérdidas de presión
- f = Factor de fricción
- v = Velocidad media del fluido
- g = Valor de la gravedad
- L = Longitud de la tubería
- D = Diámetro de la tubería

Entonces, de la ecuación Ec.2.55 se tiene:

$$H_{f(x)} = f \frac{x}{D} \frac{v^2}{2g} \quad \text{Ec. 2.57}$$

$$H_1 = H_x + f \frac{x}{D} \frac{v^2}{2g} \quad \text{Ec. 2.58}$$

Despejando:

$$H_x = H_1 - f \frac{x}{D} \frac{v^2}{2g} \quad \text{Ec. 2.59}$$

Ahora, reemplazando el valor de la velocidad media en función de su caudal y diámetro del tubo:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{\pi \frac{D^2}{4}} = \frac{4Q}{\pi D^2} \Rightarrow v^2 = \frac{16Q^2}{\pi^2 D^4} \quad \text{Ec. 2.60}$$

$$\rightarrow f \frac{x}{D} \frac{v^2}{2g} = f \frac{x}{D} \frac{16Q^2}{\pi^2 D^4 \cdot 2g} \quad \text{Ec. 2.61}$$

Se obtiene un valor constante C, a lo largo de la tubería:

$$f \frac{x}{D} \frac{v^2}{2g} = \boxed{f \frac{x}{D^5} \frac{8Q^2}{\pi^2 g}} \rightarrow C \quad \text{Ec. 2.62}$$

En términos más simples:

$$H_x = H_1 - Cx \quad \text{Ec. 2.63}$$

$$\text{Donde: } C = \frac{f 8 Q^2}{D^5 \pi^2 g} \quad \text{Ec. 2.64}$$

$$\text{Si: } C(f^\uparrow, Q^\uparrow) \uparrow \mapsto H_x \downarrow$$

$$C(f^\downarrow, Q^\downarrow) \downarrow \mapsto H_x \uparrow$$

$$\text{Pero también, si: } C(D^\downarrow) \uparrow \mapsto H_x \downarrow$$

$$C(D^\uparrow) \downarrow \mapsto H_x \uparrow$$

Por lo que corresponde a la ecuación de una recta de pendiente negativa C, la cual está en función del factor de fricción y representa la pérdida de la presión, a lo largo de una tubería con un movimiento de fluido real, conocida como Línea Piezométrica del Sistema:

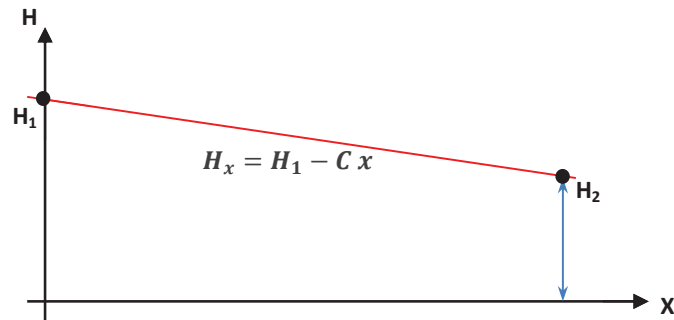


Figura 2.20. Ecuación de la recta de la Línea Piezométrica del Sistema

2.3.1.2. Pérdidas de presión

Las pérdidas de presión en el comportamiento del fluido, se plantea mediante la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$H_f = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} \quad \text{Ec. 2.65}$$

El factor de fricción se relaciona directamente con los esfuerzos de corte debidos a los efectos viscosos del fluido transportado, a distancias cortas son despreciables en la práctica, sin embargo al considerar longitudes de tubería más grandes, estos efectos se manifiestan significativamente. Este factor de fricción (f) está en función de la velocidad del fluido (v), su densidad (ρ), el diámetro (D), la viscosidad cinemática (μ) y la rugosidad absoluta de la superficie interna del ducto (ϵ_a), de éste último factor no se cuenta con un valor único y depende a su vez del material, edad del mismo, condiciones de mantenimiento, etc., por lo que su determinación se realiza mediante gráficas o fórmulas aproximadas, en base a estudios experimentales, modelos matemáticos y datos estadísticos.

Para caracterizar el movimiento real de un fluido, Osborne Reynolds (1842-1912), describió en 1883 una relación entre las variables indicadas, en una expresión adimensional conocida como Número de Reynolds:

$$\mathbb{R} = \frac{\rho v D}{\mu} \quad \text{o también: } \mathbb{R} = \frac{v D}{\gamma} \quad \text{Ec. 2.66}$$

Donde:

- \mathbb{R} = Número de Reynolds
- ρ = Densidad del fluido
- v = Velocidad media del fluido
- D = Diámetro de la tubería
- μ = Viscosidad dinámica del fluido
- γ = Viscosidad cinemática del fluido

Adicionalmente, Reynolds estableció experimentalmente una relación directa de su ecuación con el comportamiento del fluido en régimen turbulento o laminar, de donde se conoce que, para fluidos en tuberías cilíndricas^[2]:

- Si $\mathbb{R} < 2000 \Rightarrow$ Régimen laminar*
- Si $2000 < \mathbb{R} < 4000 \Rightarrow$ Régimen de transición*
- Si $\mathbb{R} > 4000 \Rightarrow$ Régimen turbulento*

Mediante la representación gráfica de los regímenes de los fluidos, en 1944 se publicó el diagrama Moody-Rouse, conocido simplemente como el Diagrama de Moody, en donde en base a la ecuación de Darcy-Weisbach y la rugosidad relativa de la tubería, se puede determinar el valor aproximado del factor de fricción para régimen turbulento.

$$\frac{\epsilon_a}{D} = \text{rugosidad relativa} \quad \text{Ec. 2.67}$$

Para régimen laminar, se determina que los demás factores son despreciables, por lo que el factor de fricción de un fluido dependerá únicamente del número de Reynolds, en forma inversamente proporcional:

$$f = \frac{64}{\mathbb{R}} \quad \text{Ec. 2.68}$$

Tanto la rugosidad absoluta (ϵ_a), como la rugosidad relativa dependen del material de la tubería y el estado de su diámetro interno como ducto nuevo o viejo, de donde se aproxima su valor en base a las tablas de rugosidad, las mismas que pueden variar ligeramente dependiendo de su fuente.

Pipe Conditions	Roughness (inch)	Roughness (mm)
New Clean Bare Pipe	0.0005 – 0.0008	0.0127 – 0.0200
Scraper Burnished Pipe	0.0003 – 0.0005	0.0076 – 0.0127
Internally Coated Pipe	0.0002 – 0.0003	0.0051 – 0.0076
Pipe after two years of atmospheric exposure	0.0018 – 0.0020	0.0445 – 0.0508

Tabla 2.4. Tabla de rugosidades absolutas de tuberías de acero ^[2]

Con la utilización del diagrama de Moody, se puede determinar el valor aproximado del factor de fricción de la siguiente manera:

1. Se determina la velocidad media (v), ya sea de los datos de operación o en función del caudal (Q) y el área (A) del diámetro interno de la tubería (de la Ec.2.18):

$$v = \frac{Q}{A} \quad \text{Ec. 2.69}$$

2. Teniendo como dato la viscosidad del fluido, se calcula el número de Reynolds, de la Ec.2.54.
3. Se calcula (o se obtiene por tablas) la rugosidad relativa en función de la rugosidad absoluta y el diámetro interno (Ec.2.55).
4. En la abscisa del diagrama de Moody, se localiza el número de Reynolds calculado (Figura 2.20a o 2.20b).
5. Se proyecta hasta cruzar con la curva correspondiente al valor de la rugosidad relativa (curvas en azul).
6. Se proyecta hacia el valor del factor de fricción en el lado izquierdo del diagrama.

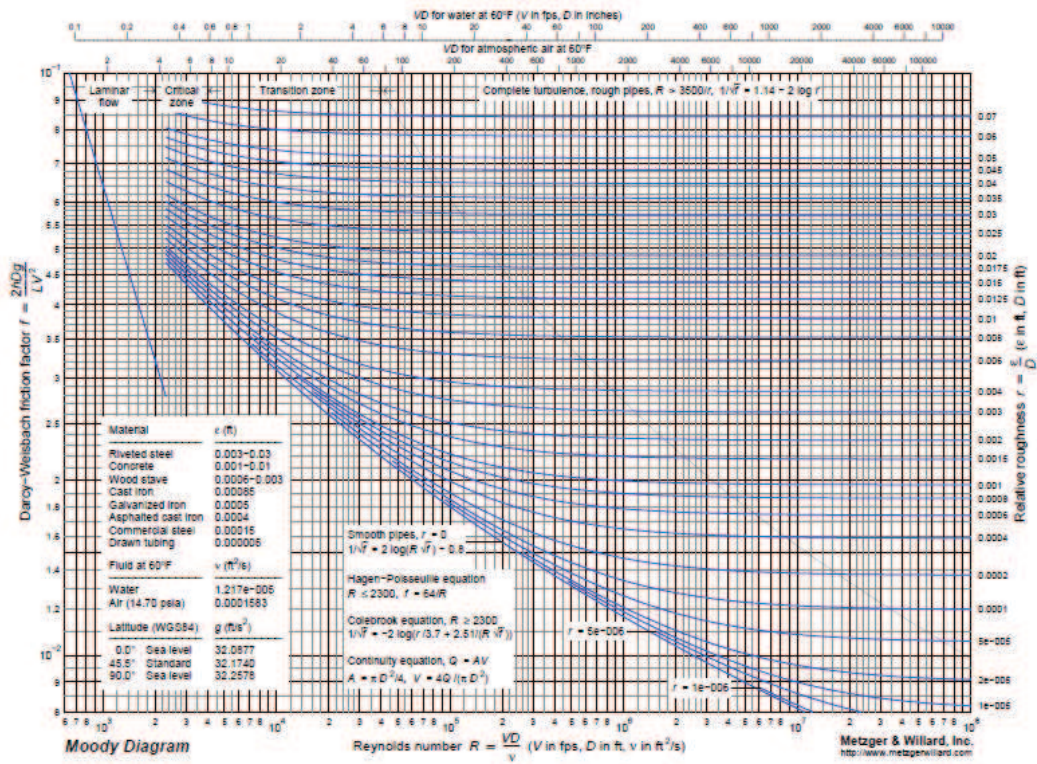


Figura 2.21.a. Diagrama de Moody (Unidades imperiales)¹⁹

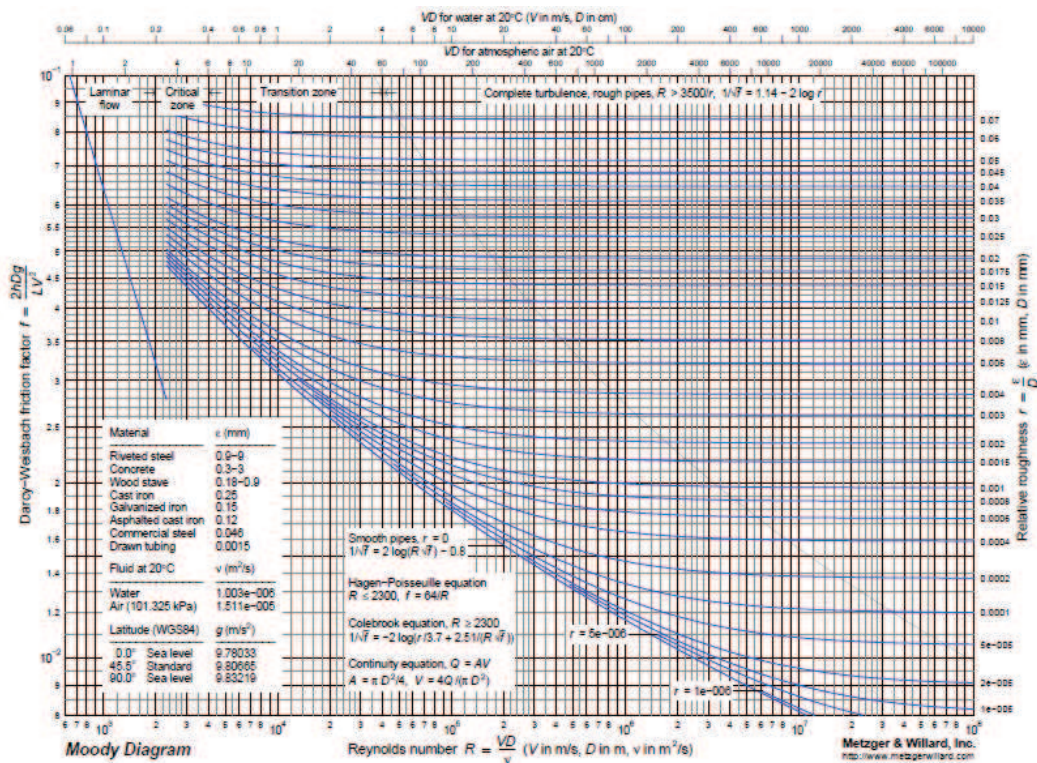


Figura 2.21.b. Diagrama de Moody (Unidades SI)¹⁹

¹⁹ Fuente: <http://www.metzgerwillard.com>

Por otra parte, para la determinación del factor de fricción (f) mediante ecuaciones aproximadas, se tienen varias alternativas basadas en modelos matemáticos, que buscan calcular con mayor precisión esta variable, por ejemplo ^[2]:

Ecuación de Blasius (para tuberías lisas):

$$f = \frac{0,316}{\mathbb{R}^{0,25}} \quad \text{Ec. 2.70}$$

Ecuación de Drew, Koo y Mc Adams (para tuberías medianamente lisas):

$$f = 0,0056 + \frac{0,5}{\mathbb{R}^{0,32}} \quad \text{Ec. 2.71}$$

Ecuación de Jain:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,14 - 2 \log \left(\frac{\epsilon}{D} + \frac{21,25}{\mathbb{R}^{0,9}} \right) \quad \text{Ec. 2.72}$$

para $10^{-6} < \frac{\epsilon}{D} < 10^{-2}$ y $5000 < \mathbb{R} < 10^8$

Ecuación de Barr (para tuberías rugosas):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\epsilon}{3,7 \cdot D} + \frac{5,1286}{\mathbb{R}^{0,89}} \right) \quad \text{Ec. 2.73}$$

Ecuación de Halland (para tuberías rugosas):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left\{ \frac{\epsilon}{3,7 \cdot D} - \frac{4,518}{\mathbb{R}} \left[\log \left(\frac{\epsilon}{3,7 \cdot D} - \frac{4,518}{\mathbb{R}} \left(\log \left[\left(\frac{\epsilon}{3,7 \cdot D} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{\mathbb{R}} \right] \right) \right) \right] \right\} \quad \text{Ec. 2.74}$$

Ecuación de Chen:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\left(\frac{\epsilon}{3,7 \cdot D} \right)^{1,11} + \left(\frac{7,15}{\mathbb{R}} \right)^{0,9} \right] \quad \text{Ec. 2.75}$$

Ecuación de Churchill (más común de uso en tuberías de transporte de gas):

$$A = \left\{ -2,456 \cdot \ln \left[\left(\frac{7}{\mathbb{R}} \right)^{0,9} + 0,27 \left(\frac{\epsilon}{D} \right) \right] \right\}^{16} \quad \text{Ec. 2.76}$$

$$B = \left(\frac{37,530}{\mathbb{R}} \right)^{16} \quad \text{Ec. 2.77}$$

$$f = 8 \left[\left(\frac{8}{\mathbb{R}} \right)^{12} + (A + B)^{-1,5} \right]^{1/12} \quad \text{Ec. 2.78}$$

Ecuación de Colebrook-White (para tuberías rugosas y flujos parcial y completamente turbulentos):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\epsilon}{3,7 \cdot D} + \frac{2,51}{\mathbb{R} \cdot \sqrt{f}} \right) \quad \text{Ec. 2.79}$$

$$\therefore f = \left(\frac{1}{-2 \log \left(\frac{\epsilon}{3,7 \cdot D} + \frac{2,51}{\mathbb{R} \cdot \sqrt{f}} \right)} \right)^2 \quad \text{Ec. 2.80}$$

$$\text{Si: } \mathbb{R} \uparrow \mapsto f \downarrow$$

$$\mathbb{R} \downarrow \mapsto f \uparrow$$

$$\text{Pero también, si: } \epsilon \uparrow \mapsto f \uparrow$$

$$\epsilon \downarrow \mapsto f \downarrow$$

La ecuación de Colebrook-White corresponde al desarrollo matemático del diagrama de Moody y es adecuada para varios diámetros de tubería y para cualquier rango de presión y caudal, por lo que se prefiere su utilización para la mayoría de los casos, sin embargo como se puede apreciar, se requiere un método iterativo para la solución del factor f , para lo cual se requiere la utilización de soluciones por sustitución sucesiva o mediante el método de Newton-Raphson, entre otros.

Si se considera que el factor de fricción f es muy pequeño para el flujo en tuberías lisas, la ecuación de Colebrook-White se reduce a:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{2,51}{\mathbb{R} \cdot \sqrt{f}} \right) \quad \text{Ec. 2.81}$$

Para regímenes totalmente turbulentos, el número de Reynolds puede ser tan grande, que el factor de fricción dependerá principalmente de la rugosidad del tubo, por lo que la ecuación de Colebrook-White se reduce a la ecuación de Nikuradse (para tuberías muy rugosas):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\epsilon}{3,7 \cdot D} \right) \quad \text{Ec. 2.82}$$

Las pérdidas de presión efectivas a lo largo de toda la tubería, deben incluir las denominadas pérdidas secundarias, las cuales se presentan por la presencia de curvaturas, codos, tee's y válvulas. Estas pérdidas menores, podrían ser despreciables cuando se consideren grandes longitudes de tubería, pero en tramos cortos son representativas.

Para la determinación de este parámetro, se puede utilizar el método de Longitud Equivalente, en el cual se sustituye cada accesorio por un tramo hipotético de tubería recta, con una longitud equivalente a la pérdida de presión que provocaría el accesorio. Se puede calcular de múltiples formas, en función de tablas normalizadas, dependiendo de la fuente bibliográfica, como por ejemplo:

$$L_{eq} = DK_L \quad \text{Ec. 2.83}$$

Donde:

L_{eq} = Longitud equivalente [m]

D = Diámetro interno de la tubería [m]

K_L = Coeficiente de pérdida de presión (adimensional)

Valves	K_L	Elbow	K_L
Gate	8	Standard (90°)	30
Globe	340	Standard (45°)	16
Ball	3	Long-radius elbow (90°)	16
Plug	18		
Swing check	100		

Tabla 2.5. Coeficientes de longitud equivalente^[2]

También es de gran utilización calcular las pérdidas secundarias mediante el Coeficiente de pérdida de presión en cada accesorio y su energía cinética total:

$$H_s = \sum K \left(\frac{v^2}{2g} \right)$$

Donde:

Ec. 2.84

H_s = Pérdidas menores, o secundarias [m]

K = Coeficiente de pérdida de presión (adimensional)

v = Velocidad media del fluido [m/s]

g = aceleración de la gravedad [m/s^2]

El valor del coeficiente K se obtiene a partir de tablas y depende del accesorio.

Valves	6"	8"-10"	12"-16"	18"-24"
Gate	0.12	0.12	0.10	0.10
Globe	5.1	5.1	4.4	4.1
Ball	0.05	0.05	0.04	0.04
Butterfly	0.77	0.68	0.35	0.30
Plug	0.31	0.27	0.23	0.22
Swing check	0.12	0.12	0.10	0.10

Tabla 2.6. Coeficientes de pérdidas secundarias, por accesorio [2]

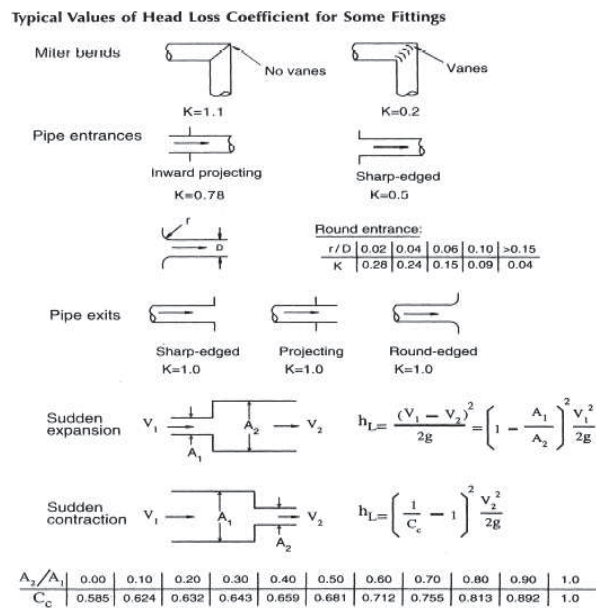


Figura 2.22. Otros coeficientes de pérdidas secundarias, por accesorio [2]

2.3.2. Curvas características del Sistema

Un Sistema de Transporte por Poliducto (u Oleoducto) depende de su sistema de bombas, las cuales proveen la energía suficiente para que el fluido transportado llegue a su destino por la tubería, a través del terreno de emplazamiento. Las curvas características de estas bombas son especificadas por los fabricantes y es necesario que la operación de las mismas cumplan las condiciones óptimas recomendadas, a fin de preservar la vida útil de las mismas, minimizar los costos de mantenimiento y operar el sistema total bajo condiciones de operación segura.

El punto de operación óptimo para las bombas utilizadas se obtiene de la intersección de la curva característica del sistema de transporte (ducto) y la curva de la o las bombas específicas utilizadas.

Esta curva del sistema está representada por la energía que la bomba necesita generar para que el caudal pueda vencer el plano altimétrico, así como las pérdidas por fricción y accesorios a lo largo de la Línea, luego si de la Ecuación de Bernoulli se considera únicamente el aporte de la altura de la bomba (H_b) y la velocidad media del fluido constante, se tiene:

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + h_1 + H_b = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} + h_2 + H_{f_{total}} \quad \text{Ec. 2.85}$$

$$h_1 + H_b = h_2 + H_{f_{total}} \quad \text{Ec. 2.86}$$

$$H_b = (h_2 - h_1) + H_{f_{total}} \quad \text{Ec. 2.87}$$

Para las pérdidas totales, a las pérdidas por fricción (Darcy-Weisbach) se les suman las pérdidas por accesorios:

$$H_{f_{total}} = \frac{f L}{D} \frac{v^2}{2g} + \frac{K v^2}{2g} \quad \text{Ec. 2.88}$$

$$\rightarrow H_b = H_{sistema} = (h_2 - h_1) + \frac{v^2}{2g} \left(\frac{f L}{D} + K \right) \quad \text{Ec. 2.89}$$

Donde L = longitud total del trazado de la línea

En función del caudal Q :

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{4 Q}{\pi D^2} \quad \text{Ec. 2.90}$$

$$v^2 = \frac{16 Q^2}{\pi^2 D^4} \quad \text{Ec. 2.91}$$

$$H_{sistema} = (h_2 - h_1) + \frac{8 Q^2}{g \pi^2 D^4} \left(\frac{f L}{D} + K \right) \quad \text{Ec. 2.92}$$

$$H_{sistema} = \underbrace{(h_2 - h_1)}_{\Delta H} + \underbrace{\frac{8}{g \pi^2 D^4} \left(\frac{f L}{D} + K \right)}_{K_{sistema}} Q^2 \quad \text{Ec. 2.93}$$

$$\text{Si: } Q, f \uparrow \mapsto H_{sistema} \uparrow$$

$$Q, f \downarrow \mapsto H_{sistema} \downarrow$$

$$\text{Pero también, si: } D \uparrow \mapsto H_{sistema} \downarrow$$

$$D \downarrow \mapsto H_{sistema} \uparrow$$

De esta manera, la curva característica del Sistema queda definida mediante una relación cuadrática, en función del caudal Q:

$$H_{sistema} = \Delta H + K_{sistema} \cdot Q^2 \tag{Ec. 2.94}$$

En la ecuación Ec.2.93 se puede apreciar que la $K_{sistema}$ depende principalmente del factor de fricción y del diámetro interno de la tubería a la quinta potencia, por lo que variaciones de estos parámetros generarán curvas diferentes y por lo tanto, puntos óptimos distintos. De igual manera se puede variar la curva del sistema controlando diferentes alturas de h_1 y h_2 .

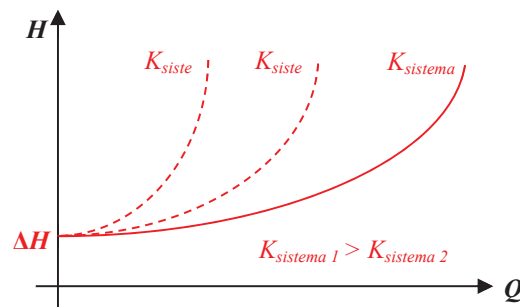


Figura 2.23. Variación de la Curva del Sistema

Por otro lado, las curvas de operación de las bombas se obtienen directamente de los fabricantes, los mismos que indican los comportamientos a diferentes caudales, rendimientos, potencias, RPM's, alturas de elevación y alturas de aspiración (NPSH).

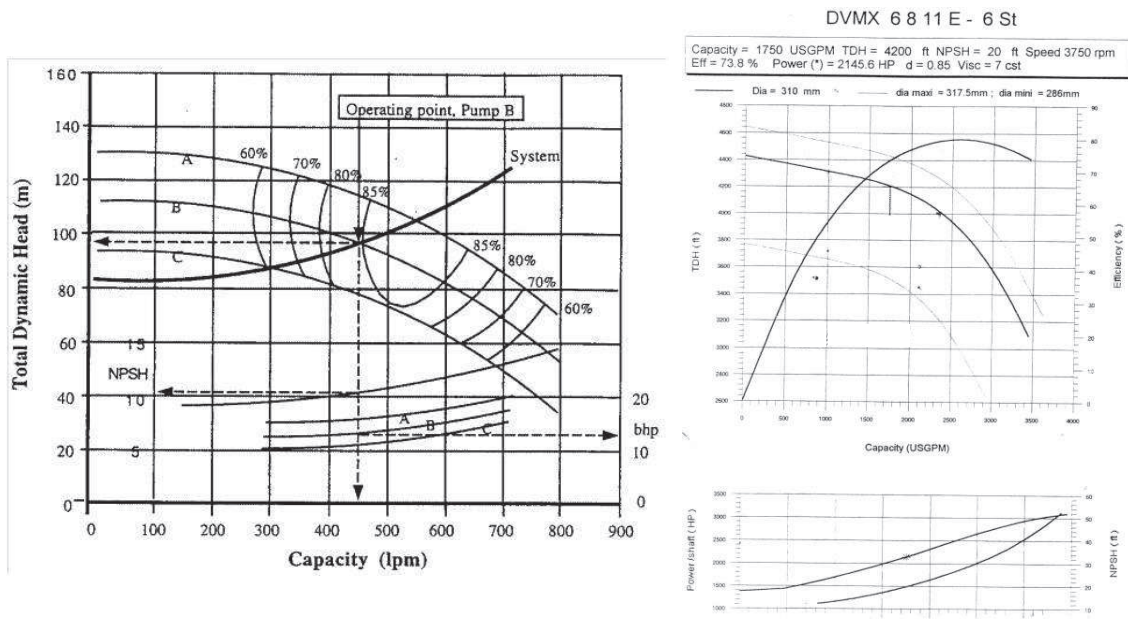


Figura 2.24. Ejemplos para curvas de bomba

Estas curvas están gobernadas por las relaciones entre la altura H , el caudal Q , la potencia P y la velocidad de rotación N , mediante las ecuaciones de semejanza:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Donde:

Ec. 2.95

Q_1 = Caudal inicial

Q_2 = Caudal final

N_1 = Velocidad de rotación inicial [RPM]

N_2 = Velocidad de rotación final [RPM]

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2$$

Donde:

Ec. 2.96

H_1 = Altura inicial de elevación de la bomba

H_2 = Altura final de elevación de la bomba

N_1 = Velocidad de rotación inicial [RPM]

N_2 = Velocidad de rotación final [RPM]

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^3$$

Donde:

Ec. 2.97

P_1 = Potencia inicial

P_2 = Potencia final

N_1 = Velocidad de rotación inicial [RPM]

N_2 = Velocidad de rotación final [RPM]

La operación permite el control de las velocidades de rotación de las bombas, por lo que se puede controlar el punto de operación, en relación con la curva del sistema y se pueden analizar los comportamientos del sistema a varias alturas y varios caudales.

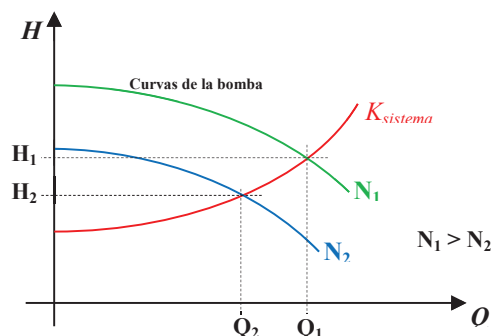


Figura 2.25. Puntos de operación en sistema de bombeo

La operación de una sola bomba podría no ser suficiente para abastecer las demandas de algún sistema, por lo que se pueden integrar sistemas más complejos con dos o más bombas, ya sea conectadas en paralelo o en serie.

Al conectar dos o más bombas idénticas en paralelo, se tiene un punto de succión común y un punto de descarga común, generando una altura de cabeza de presión constante. La capacidad de caudal resultante es la suma algebraica horizontal de las capacidades de caudal parciales de cada bomba, para un mismo valor de cabeza de presión.

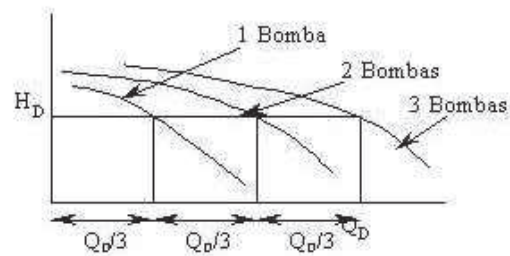


Figura 2.26. Conexión de bombas en paralelo

En una conexión de bombas en serie, la descarga de una bomba constituye la succión de la siguiente. La cabeza de presión resultante es la suma algebraica vertical de las cabezas de presión parciales de cada bomba, para un mismo valor de caudal de flujo.

Este tipo de conexión se utiliza cuando se necesitan altos valores de cabeza en la descarga de las bombas.

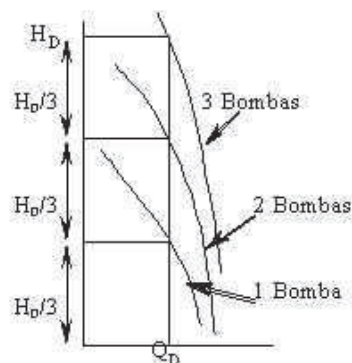


Figura 2.27. Conexión de bombas en serie

2.3.3. Máxima Presión de Operación Aceptable (MAOP)

La Máxima Presión de Operación Aceptable o MAOP (*Maximum Allowable Operating Pressure*) se define como la máxima presión (suma de presión estática, interna y sobrepresiones por transitorios) a la cual la tubería o segmento de tubería puede ser operada en cualquier punto del sistema, bajo condiciones de estado estable. La MAOP corresponde al límite de tolerancia sobre el cual, si la operación hidrodinámica sobrepasa este valor, se considera que el sistema se encuentra fuera de parámetros de operación segura.

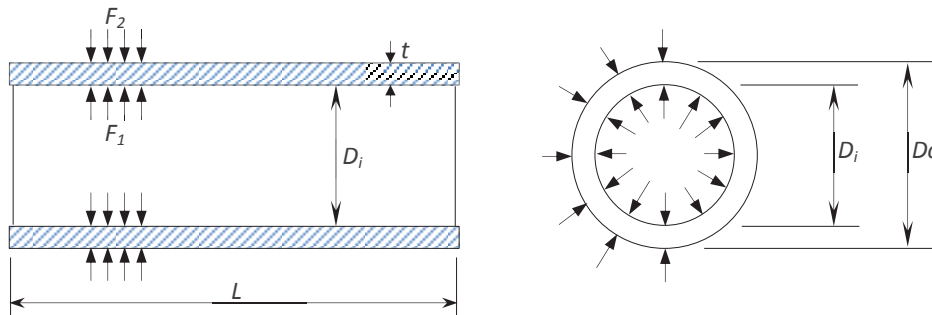


Figura 2.28. Esfuerzos en tubería circunferencial

$$F_1 = \pi D_o L P_{diseño} \quad \text{Ec. 2.98}$$

$$F_2 = S(\pi D_o L - \pi D_i L) = S[\pi(D_i + 2t)L - \pi D_i L] \quad \text{Ec. 2.99}$$

$$F_2 = S[L\pi D_i + 2\pi t L - L\pi D_i] \quad \text{Ec. 2.100}$$

$$F_2 = S[2\pi t L] = 2\pi S t L \quad \text{Ec. 2.101}$$

En el equilibrio: $F_1 = F_2$ Ec. 2.102

$$\pi D_o L P_{diseño} = 2\pi S t L \quad \text{Ec. 2.103}$$

$$\therefore P_{diseño} = \frac{2 S t}{D_o} \quad \text{Ec. 2.104}$$

Según Norma ASME B31.4:

$$MAOP [psi] = \frac{2 S t}{D_o} \quad \text{Ec. 2.105}$$

Donde: $S = F \cdot E \cdot S_y$

$F = \text{Factor de Diseño} = 0,72$

$E = \text{Factor de junta de soldadura (Tabla 402.4.3)}$

$S_y = \text{Specified Minimum Yield Strength}$

Ahora, para la altura del MAOP en metros de columna de fluido:

$$H_{MAOP} [m] = \frac{MAOP [psi] \cdot 6894,74 [Pa]}{\rho \left[\frac{Kg}{m^3} \right] \cdot g \left[\frac{m}{s^2} \right]} \quad \text{Ec. 2.106}$$

Entonces, para su localización en el perfil piezométrico vs. el perfil altimétrico:

$$H_{MAOP_piezométrico} = H_{MAOP} + h_1 \quad \text{Ec. 2.107}$$

Table 402.4.3 Weld Joint Factor E

Specification No.	Pipe Type [Note (1)]	Weld Joint Factor E
ASTM A 53	Seamless	1.00
	Electric resistance welded	1.00
	Furnace butt welded	0.60
ASTM A 106	Seamless	1.00
ASTM A 134	Electric fusion (arc) welded	0.80
ASTM A 135	Electric resistance welded	1.00
ASTM A 139	Electric fusion (arc) welded	0.80
ASTM A 333	Seamless	1.00
	Electric resistance weld	1.00
ASTM A 381	Double submerged arc welded	1.00
ASTM A 671	Electric fusion welded	1.00 [Notes (2), (3)]
		0.80 [Note (4)]
ASTM A 672	Electric fusion welded	1.00 [Notes (2), (3)]
		0.80 [Note (4)]
API 5L	Seamless	1.00
	Electric resistance welded	1.00
	Electric induction welded	1.00
	Submerged arc welded	1.00
	Furnace butt welded, continuous welded	0.60
Known	Known	Note (5)
Unknown	Seamless	1.00 [Note (6)]
		1.00 [Note (6)]
Unknown	Electric resistance welded	0.80 [Note (6)]
Unknown	Over NPS 4	0.80 [Note (7)]
Unknown	NPS 4 and smaller	0.60 [Note (8)]

Figura 2.29. Factor de junta de soldadura. Norma ASME B31.4, Tabla 402.4.3.

De acuerdo al Código de Regulaciones Federales del Departamento de Transporte (USA), DOT- 49CFR–192.619, la MAOP no puede exceder el valor más bajo de:

- Presión de diseño de la tubería o de su elemento más débil (segmentos del ducto, válvulas y/o accesorios bajo estándar ANSI 300, 600, 900, etc.)
- Prueba de presión del sistema (reclasificada por el factor de localización de clase, DOT- 49CFR–192.619)
- MOP durante los 5 años que preceden a la fecha aplicable
- Máxima presión segura, determinada por el operador

2.3.4. Flujo en Estado Transitorio

Un estado estable es una condición en la que el sistema de la tubería no cambia significativamente en el tiempo, mientras que un estado transitorio es una condición inestable que cambia con el tiempo.

Las condiciones en estado estable no son válidas para estudios operacionales en condiciones instantáneas, debido a que los comportamientos de presión y flujo dependen del tiempo. Cuando ocurre un cambio en las condiciones de operación, la presión y el flujo cambian inmediatamente y subsecuentemente este cambio tiene un impacto en el sistema de la tubería.

El análisis de un modelo transitorio genera resultados hidráulicamente más acordes con la realidad, que con las consideraciones en estado estable, ya que permite calcular los comportamientos de flujo, presión, temperatura y densidad, dependientes del tiempo.

Muchas fallas en tuberías de transporte de fluidos, ocurren por la falta de prevenciones apropiadas para el manejo de transitorios relacionados con problemas en las bombas, operaciones de válvulas, rupturas en la Línea, etc. Los transitorios básicamente se manifiestan en dos formas: transitorios de presión y transitorios de flujo, bajo diferentes aspectos para el mismo fenómeno.

Los transitorios de presión ocurren cuando se introduce en la tubería un cambio adicionando o restando energía, mientras que un transitorio de flujo ocurre cuando hay una variación abrupta del mismo, por un cambio de la energía del sistema.

Las principales causas de transitorios en un ducto son:

- Cambio en el estado de válvulas (apertura o cierre)
- Arranque o paralización de bombas
- Cambios en la cabeza de bombeo o su velocidad
- Ruptura del tubo, columna de separación o aire atrapado
- Llegada de la interface de un batch a la bomba
- Acción de una bomba reciprocante
- Vibración del impulsor en una bomba centrífuga

Los métodos de solución incluyen las ecuaciones de continuidad, momento y energía, las cuales son no lineales y deben resolverse por métodos numéricos computarizados, discretizando y dividiendo la tubería en intervalos finitos, a fin de resolver numéricamente los casos para presión, temperatura, flujo y densidad para cada intervalo de tiempo.

Los planteamientos de soluciones más comunes son por medio de soluciones explícitas, soluciones implícitas, soluciones híbridas, método de las características y método de oscilaciones en columna rígida.

Soluciones Explícitas.- Los valores a un intervalo de tiempo son explícitamente calculados a partir de los valores en el intervalo de tiempo previo, con las condiciones de borde actuales. La representación en diferencias finitas converge en tanto los intervalos de tiempo y distancia son más pequeños.

Soluciones Implícitas.- Una solución implícita evalúa los valores en un punto adelantado de tiempo, en lugar del tiempo actual como en el método explícito. Las ecuaciones en diferencias finitas implícitas son expresadas en matrices, en las cuales se resuelve simultáneamente para presión, temperatura, flujo y densidad, para cada punto discretizado.

Soluciones Híbridas.- Este método desacopla las ecuaciones de continuidad y momento, de la ecuación de la energía. Resuelve la presión y el flujo implícitamente y la temperatura explícitamente, con la ventaja de que este método puede trabajar con intervalos de tiempo más largos.

Método de las Características.- El método de las características convierte las ecuaciones de continuidad y momento en cuatro ecuaciones diferenciales totales. Estas cuatro ecuaciones características resuelven explícitamente la presión y el flujo.

El procedimiento de solución es relativamente simple para un único fluido en una tubería, pero para el caso de transporte de varios productos, se requieren varias líneas características y complica el cálculo. Los intervalos de tiempo deben ser

limitados por la distancia más corta y la velocidad acústica del fluido, a fin de mantener la estabilidad de las soluciones.

Método de Oscilaciones en Columna Rígida.- Se evalúa por medio de intervalos de tiempo más largos bajo el criterio de la propagación infinitesimal de una onda y no toma en cuenta la compresibilidad del fluido transportado, así como una elasticidad constante de la tubería contenedora, por lo que se asume al fluido como un cuerpo rígido.

Bajo esta consideración, un transitorio de presión se considera como una onda que se propaga a la velocidad acústica del fluido transportado en la tubería. La magnitud inicial de una onda de presión es proporcional a la velocidad acústica y a la velocidad del fluido, la cual se va atenuando a medida que la onda se aleja de la fuente originaria del transitorio.

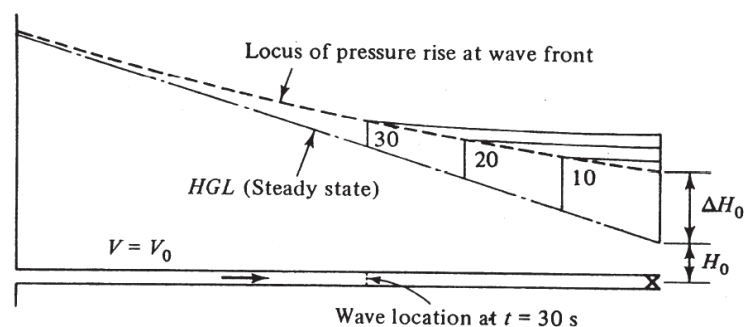


Figura 2.30. Propagación y atenuación de una onda de presión²⁰

Al analizar por columna rígida uno de los casos típicos en los que, el cierre rápido de una válvula aguas abajo produce una parada instantánea del flujo a través de una tubería, Streeter y Wylie²⁴ establecen, mediante un análisis de la ecuación de Momento aplicada a un volumen de control, que el incremento de la cabeza de presión (ΔH) debido a la acción de la masa de fluido reflejada, está acompañada de un cambio de velocidad (Δv), mediante la siguiente relación:

$$\Delta H = \pm \frac{a}{g} \Delta v \quad \text{Ec. 2.108}$$

²⁰ Streeter V., Wylie B. FLUID TRANSIENT, USA, 1978

$$a = \sqrt{\frac{\frac{k}{\rho}}{1 + \left(\frac{k}{E}\right)\left(\frac{D}{t}\right)(c_1)}}$$

Ec. 2.109

Donde:

 ΔH = Cabeza de presión a = Velocidad acústica Δv = Variación de la velocidad del fluido g = Aceleración de la gravedad k = Módulo de Bulk del fluido ρ = Densidad del fluido E = Módulo de Young de la tubería D = Diámetro interno de la tubería t = Espesor de pared de tubería

El valor de la variación de la velocidad del fluido Δv , conceptualmente corresponde al momento infinitesimal en el que ocurre el transitorio, para fines prácticos se toma el valor instantáneo de la velocidad, presente justo antes del evento.

El Módulo de Bulk de un líquido se define como la presión requerida para producir un cambio unitario en su volumen, expresada como $k = -dP \left(\frac{V}{dV}\right) = dP \left(\frac{\rho}{d\rho}\right)$, donde dV es el cambio en volumen, correspondiente al cambio de presión dP . La siguiente relación, conocida como fórmula ARCO, puede ser usada para calcular el módulo de Bulk de líquidos hidrocarburos (en psi)²¹:

$$k = 2,619 \cdot 10^6 + 9,203 \cdot P - 1,417 \cdot 10^5 \cdot T^{\frac{1}{2}} + 73,05 \cdot T^{\frac{3}{2}} - 341 \cdot API^{\frac{3}{2}} \quad \text{Ec. 2.110}$$

Donde: P = presión en psi , T = temperatura en $^{\circ}R$, y API = grado API del líquido.

Fluid	Bulk Modulus (MPa)
Water	2,100
Heavy crude	1,550
Intermediate crude	1,460
Light crude	1,330
Naphtha	350
Gasoline	553
Diesel	1,200

Tabla 2.7. Ejemplos de Módulo de Bulk @ 15°C

²¹ McAllister, E. W., PIPELINE RULES OF THUMB HANDBOOK, Gulf Publishing, USA, 2009

El Módulo de Young (E), es una constante elástica que relaciona la tensión con la deformación. Es la relación entre el esfuerzo a la deformación en los materiales bajo determinadas condiciones de carga. Numéricamente, corresponde a la inclinación de la tangente o secante de una curva esfuerzo-deformación, en este caso, del acero al carbón.

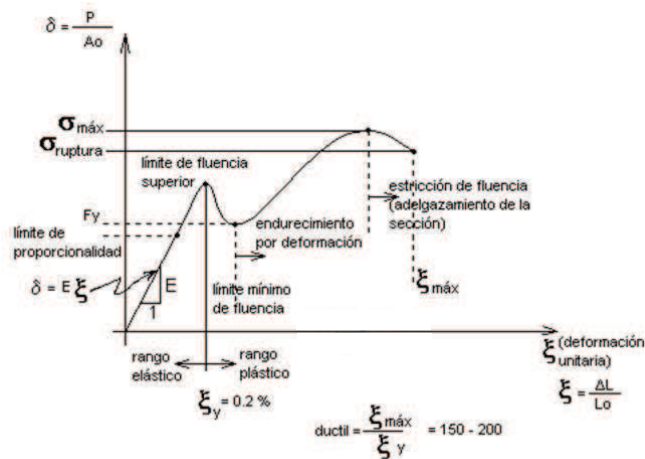


Figura 2.31. Elementos diagrama esfuerzo-deformación²²

Metal	Módulo de Young, $Y \cdot 10^{10} \text{ N/m}^2$
Cobre estirado en frío	12.7
Cobre, fundición	8.2
Cobre laminado	10.8
Aluminio	6.3-7.0
Acero al carbono	19.5-20.5
Acero aleado	20.6
Acero, fundición	17.0
Cinc laminado	8.2
Latón estirado en frío	8.9-9.7
Latón naval laminado	9.8
Bronce de aluminio	10.3
Titanio	11.6
Níquel	20.4
Plata	8.27

Tabla 2.8. Ejemplos de Módulo de Young²⁶

²² <http://kgdp.blogspot.com/2011/09/modulos-de-elasticidad-o-modulo-de.html>

Para el valor de c_1 , se consideran las circunstancias en las que se encuentra anclada la tubería en estudio, dependiendo de:

Caso a) Tubería anclada únicamente en un extremo, aguas arriba

$$c_1 = 1 - \frac{\mu}{2} \quad \text{Ec. 2.111}$$

Caso b) Tubería anclada en su longitud total (tubería enterrada)

$$c_1 = 1 - \mu^2 \quad \text{Ec. 2.112}$$

Caso c) Tubería anclada con juntas de dilatación

$$c_1 = 1 \quad \text{Ec. 2.113}$$

Donde μ corresponde a la relación de esfuerzos de *Poisson* (0,25 - 0,30 para tubería enterrada).

La ecuación es válida siempre que la onda de presión no alcance el extremo de un punto final aguas arriba y se devuelva como onda reflejada. Este tiempo se conoce como período crítico y se define como el tiempo en el que una onda acústica viaja desde su punto de origen al punto final y luego viaja de regreso al punto de origen:

$$t_c = \frac{2L}{a} \quad \text{Ec. 2.114}$$

Donde:

t_c = Período crítico

L = Distancia entre el punto de origen de la onda de presión hasta el punto final desde donde la onda regresa

a = Velocidad acústica

Por ejemplo, si el tiempo de cierre en una válvula es menor que el período crítico, se considera como un cierre instantáneo y el frente de onda generado tiene una intensidad considerable. A este fenómeno se lo conoce como “golpe de ariete” y se puede analizar a partir del cierre violento de una válvula a la descarga de un tanque, sin tomar en cuenta las pérdidas por fricción:

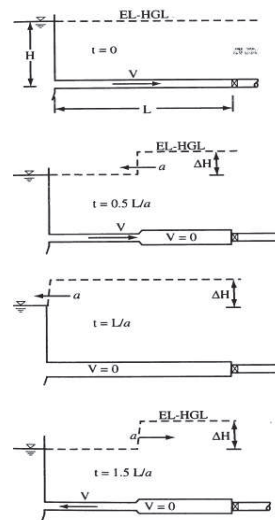


Figura 2.32.a. Dinámica de flujo y presión en un golpe de ariete

Asumiendo que la válvula se cierra instantáneamente, en este punto la velocidad del fluido es forzada repentinamente a cero. Como resultado, la altura de la cabeza de presión en la válvula se incrementa abruptamente en un valor de $\Delta H = av/g$, e inmediatamente se crean otros dos cambios en la válvula: el incremento de presión alarga ligeramente la tubería y también incrementa la densidad del fluido, la cantidad de estiramiento del tubo depende del diámetro, el espesor de pared y la compresibilidad del material de éste, normalmente a un valor menor al 0,5%.

El levantamiento de la cabeza de presión causa un frente de onda de presión que se propaga aguas arriba, a una velocidad a . El frente de onda alcanza el tanque en L/a segundos después del cierre de la válvula, en este instante, la velocidad es cero a lo largo de toda la tubería, la cabeza de presión es $H + \Delta H$ en cualquier punto de la tubería.

Bajo estas condiciones, el fluido de la tubería cercana a la conexión del tanque no está en equilibrio, a partir de que la cabeza de presión del tanque es únicamente H . Por lo tanto el líquido empieza a fluir hacia el tanque, forzado en esta dirección por el estrechamiento de la tubería y la región de baja cabeza de presión del tanque. En la ausencia de fricción, esta velocidad hacia la izquierda es igual en magnitud a la velocidad original estable, conducida por el mismo incremento de cabeza de presión ΔH .

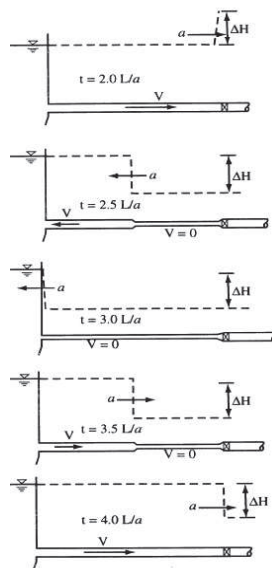


Figura 2.32.b. Dinámica de flujo y presión en un golpe de ariete

En el tiempo $2L/a$, al inicio, la presión a lo largo de la tubería ha vuelto a su valor original, pero con la velocidad hacia el lado contrario de su dirección inicial. En este instante, la onda de presión se refleja; la cabeza de presión decae ΔH por debajo de la cabeza original estable y ésta, junto con la válvula cerrada, ocasiona que la velocidad detrás de la onda de presión retorne a cero. Por detrás de esta onda negativa, la sección transversal de la tubería se contrae y el líquido se expande.

En el tiempo $3L/a$, la onda negativa alcanza el tanque y la velocidad en cualquier punto es cero, sin embargo la cabeza de presión en el tanque está nuevamente fuera de equilibrio con respecto a la cabeza inicial, por lo que el líquido se drena del tanque a la tubería a una velocidad v . Detrás de este nuevo frente de onda que avanza, la cabeza alcanza el equilibrio con la cabeza de presión del tanque.

En el tiempo $4L/a$, la onda ha alcanzado la válvula; en este instante, todas las variables han retornado a su estado estable original, existente antes del cierre.

2.4. ANÁLISIS ESTACIONARIO Y TRANSITORIO MEDIANTE MATLAB

Se utiliza la herramienta computacional para realizar los cálculos y simulaciones gráficas, mediante el siguiente diagrama de flujo:

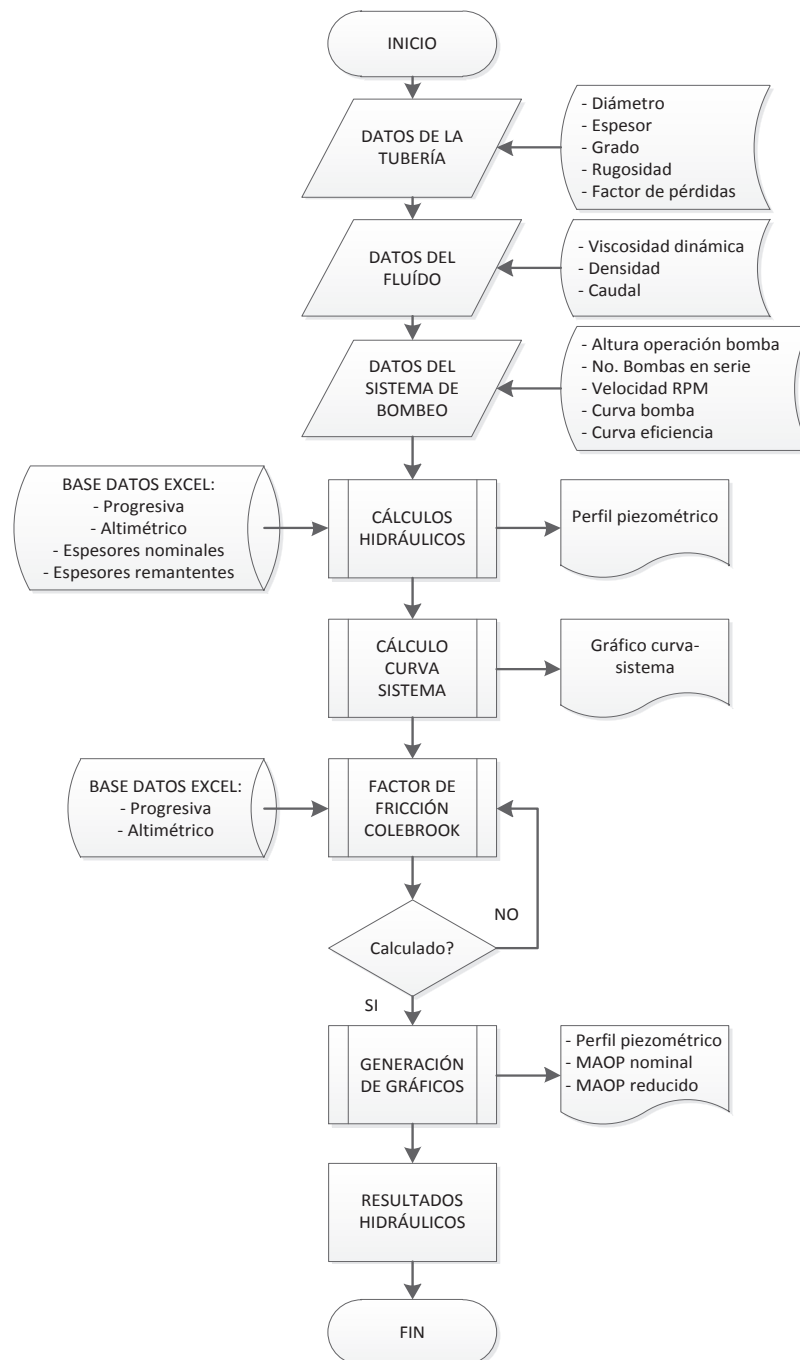


Figura 2.33. Diagrama de flujo para análisis con MATLAB

2.4.1. Análisis en Estado Estacionario

Una vez establecidos los fundamentos teóricos, se utiliza el software MATLAB para realizar el análisis del Poliducto de ejemplo, con los datos de la sección 2.1.

Primero, se introducen los datos de la tubería:

```
%
% ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
% MAESTRÍA EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y DERIVADOS
% TESIS DE GRADO
% MODELO HIDRODINÁMICO PARA EL DISEÑO DE UN POLIDUCTO
%
clc
disp(' ')
disp('-----')
disp('PROGRAMA PARA CALCULAR EL MODELO HIDRODINÁMICO DE UN POLIDUCTO')
disp('-----')
disp(' DATOS DE LA TUBERÍA: ')
disp(' ')
diametro=input('Diámetro NPS [plg] : ');
espesor=input('Espesor tubería [plg] : ');
grado_API=input('Grado API 5L-X___ : ');
rugosidad=input('Rugosidad tubería [plg]: ');
perd_K=input('Factor de pérdidas K: ');
disp(' ')
```

Datos de la tubería:

Diámetro NPS [plg] = 16

Espesor tubería [plg] = 0,375

Grado API 5L-X___ = 52

Rugosidad tubería [plg] = 0,006 (valor medio de Tabla 2.4)

Factor de pérdidas K = 2,68 (Válvulas existentes Sección 2.1 y Tabla 2.6:
venteo=9 + drenaje=8 + bloqueo=12 + check=8)

Se ingresan los datos del fluido. Para una primera aproximación, se analizará para el fluido más viscoso, en este ejemplo será del producto Diesel.

```
disp(' DATOS DEL FLUÍDO: ')
disp(' ')
visc_din=input('Viscosidad dinámica [cP]: ');
densidad=input('Densidad fluido [kg/m3] : ');
caudal=input('Caudal fluido [m3/s] : ');
disp(' ')
```

Datos del fluido (Diesel):

Viscosidad dinámica [cP] = 2,68

Densidad fluido [Kg/m³] = 860,2

Caudal fluido [m³/s] = 0,1225 (se asume como dato inicial)

Se ingresan datos del Sistema de Bombeo:

```
disp('      DATOS DEL SISTEMA DE BOMBEO (para bombas en serie): ')
disp(' ')
num_bombas=input('Número de bombas en serie : ');
rpm_1=input('Velocidad RPM bomba No.1 : ');
rpm_2=input('Velocidad RPM bomba No.2 : ');
disp('Ingresar la curva de la bomba :')
disp('Caudal [gpm]:          (ingresar 8 datos, ejemplo [x1, x2,...,x8])')
caudal_bomba=input(' ');
disp('Altura [ft]:          (ingresar 8 datos, ejemplo [y1, y2,...,y8])')
altura_bomba=input(' ');
```

Datos del Sistema de Bombeo (de la Figura 2.24):

Número de bombas en serie = 1

Velocidad RPM bomba No.1 = 2970

Caudal [gpm]: [0, 500, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500]

Altura [ft]: [4430, 4380, 4340, 4240, 4130, 3900, 3560, 3040]

Con esta información, se realizan los cálculos Hidráulicos (factor C, Ec.2.64):

```
disp('----- ')
disp('RESULTADOS CÁLCULO: ')
disp('----- ')
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%CÁLCULOS HIDRÁULICOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
diamint=diametro-(2*espesor);%Determinación del diámetro interno
diamintm=diamint*0.0254;%Diametro interno en metros
rugrel=(rugosidad*0.0254)/(diamintm);%rugosidad relativa en metros
visc_cin=(visc_din/1000)/densidad;%Viscosidad cinemática
velocidad=caudal/(pi()* (diamintm^2)/4);%Velocidad = caudal/area interior
reynolds=(velocidad*diamintm)/visc_cin;%Cálculo de No.Reynolds

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%CÁLCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN POR COLEBROOK
if reynolds<=2000;
    fcal_p=64/reynolds;
end;
if reynolds>2000;
    fpond_p=0.316*reynolds^-0.25; %Se asume un primer valor de f
    fcal_p=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(reynolds*sqrt(fpond_p))))))^2;
    error_p=1e3;
    while error_p>1e-06
        fcal_p=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(reynolds*sqrt(fpond_p)...
            ))))^2;
        error_p=abs(fpond_p-fcal_p);
        fpond_p=fcal_p;
    end
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%CÁLCULO DEL FACTOR C (Ec.2.64)
C_poliducto=(8*fcal_p*(caudal^2))/((diamintm^5)*((pi())^2)*9.81);
```

De las ecuaciones Ec.2.95 y Ec.2.96, se conoce que para diferentes velocidades de rotación de las bombas, se obtienen diferentes valores de caudal, altura y potencia, para lo cual se determina las curvas con las correcciones respectivas, para cada valor ingresado (de los ocho en total) de los caudales y alturas iniciales de la bomba.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%CÁLCULOS PARA LAS CURVAS BOMBA-SISTEMA
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

caudal_correc=caudal_bomba.*0.00006309.*(rpm_2/rpm_1);%Caudal en m3/s
altura_correc=altura_bomba.*0.3048.*((rpm_2/rpm_1)^2)*num_bombas;%Altura en m
veloc_curva=caudal_correc./(pi().*(diamintm^2)/4);%Se calcula la velocidad
reynolds_curva=(veloc_curva.*diamintm)./visc_cin;%y el No.Reynolds para cada valor

```

De igual manera, para cada valor de caudal-altura, existe un valor diferente del factor de fricción, por lo que se calcula para cada punto (ocho en total).

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%CÁLCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN CURVA BOMBA POR COLEBROOK
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

rey_1=reynolds_curva(:,1);%Se extrae el 1er valor de los No.Reynolds
fpond_curva_1=0.316*rey_1-0.25;%Se asume un valor inicial de f
fc_1=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_1*sqrt(fpond_curva_1))))))^2;
error_1=1e3;
while error_1>1e-06
    fc_1=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_1*sqrt(fpond_curva_1))))))^2;
    error_1=abs(fpond_curva_1-fc_1);
    fpond_curva_1=fc_1;
end

rey_2=reynolds_curva(:,2);%Se extrae el 2do valor de los No.Reynolds
fpond_curva_2=0.316*rey_2-0.25;%Se asume un valor inicial de f
fc_2=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_2*sqrt(fpond_curva_2))))))^2;
error_2=1e3;
while error_2>1e-06
    fc_2=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_2*sqrt(fpond_curva_2))))))^2;
    error_2=abs(fpond_curva_2-fc_2);
    fpond_curva_2=fc_2;
end

rey_3=reynolds_curva(:,3);%Se extrae el 3er valor de los No.Reynolds
fpond_curva_3=0.316*rey_3-0.25;%Se asume un valor inicial de f
fc_3=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_3*sqrt(fpond_curva_3))))))^2;
error_3=1e3;
while error_3>1e-06
    fc_3=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_3*sqrt(fpond_curva_3))))))^2;
    error_3=abs(fpond_curva_3-fc_3);
    fpond_curva_3=fc_3;
end

rey_4=reynolds_curva(:,4);%Se extrae el 4to valor de los No.Reynolds
fpond_curva_4=0.316*rey_4-0.25;%Se asume un valor inicial de f
fc_4=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_4*sqrt(fpond_curva_4))))))^2;
error_4=1e3;
while error_4>1e-06
    fc_4=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_4*sqrt(fpond_curva_4))))))^2;
    error_4=abs(fpond_curva_4-fc_4);
    fpond_curva_4=fc_4;
end

rey_5=reynolds_curva(:,5);%Se extrae el 5to valor de los No.Reynolds
fpond_curva_5=0.316*rey_5-0.25;%Se asume un valor inicial de f
fc_5=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_5*sqrt(fpond_curva_5))))))^2;
error_5=1e3;
while error_5>1e-06
    fc_5=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_5*sqrt(fpond_curva_5))))))^2;
    error_5=abs(fpond_curva_5-fc_5);
    fpond_curva_5=fc_5;
end

rey_6=reynolds_curva(:,6);%Se extrae el 6to valor de los No.Reynolds
fpond_curva_6=0.316*rey_6-0.25;%Se asume un valor inicial de f
fc_6=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_6*sqrt(fpond_curva_6))))))^2;
error_6=1e3;
while error_6>1e-06

```



```

fc_6=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_6*sqrt(fpond_curva_6))))))^2;
error_6=abs(fpond_curva_6-fc_6);
fpond_curva_6=fc_6;
end

rey_7=reynolds_curva(:,7);%Se extrae el 7mo valor de los No.Reynolds
fpond_curva_7=0.316*rey_7-0.25;%Se asume un valor inicial de f
fc_7=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_7*sqrt(fpond_curva_7))))))^2;
error_7=1e3;
while error_7>1e-06
    fc_7=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_7*sqrt(fpond_curva_7))))))^2;
    error_7=abs(fpond_curva_7-fc_7);
    fpond_curva_7=fc_7;
end

rey_8=reynolds_curva(:,8);%Se extrae el 8vo valor de los No.Reynolds
fpond_curva_8=0.316*rey_8-0.25;%Se asume un valor inicial de f
fc_8=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_8*sqrt(fpond_curva_8))))))^2;
error_8=1e3;
while error_8>1e-06
    fc_8=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(rey_8*sqrt(fpond_curva_8))))))^2;
    error_8=abs(fpond_curva_8-fc_8);
    fpond_curva_8=fc_8;
end

```

Ahora se determina la Curva del Sistema, a partir de los datos de la Tabla 2.3 ingresados primero en una hoja de Excel, ya que es mucho más fácil ingresar datos tabulados por este medio. Desde el MATLAB, mediante el comando *xlsread()*, se puede llevar los valores desde el Excel hasta el *script*, ya sea en su totalidad, o uno por uno.

De esta manera, conforme la ecuación Ec.2.93, se obtienen desde el Excel los valores de h_2 , h_1 y L , y a partir de los cálculos anteriores en MATLAB, los valores individuales de cada factor de fricción f , correspondientes a su respectivo valor de caudal Q y se obtienen los ocho puntos para la Curva del Sistema.

Adicionalmente, a fin de evitar que los fluidos transportados se encuentren por debajo de su presión de vapor en el punto de llegada, se calcula la altura de vapor para el fluido más crítico (en este caso, gasolinas: $P_V = 8,50$ psia; Densidad = $762,8$ Kg/m³):

$$H_V = \frac{P_V[\text{psi}] \cdot 6894,74[\text{Pa}]}{\rho \left[\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \right] \cdot g \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right]} = \frac{8,50 \cdot 6894,74}{762,8 \cdot 9,81} = 8,29[\text{m}] \quad \text{Ec. 2.115}$$

Con un factor de seguridad, se asume la altura de vapor para el punto de llegada (h_2), en 20 m, los cuales se suman a la altura en el punto referido.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%CURVA DEL SISTEMA

DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';%Nombre de la hoja de EXCEL
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);%Extracción a MATLAB de datos en EXCEL
Hz2=DATOS_BASE(166,2);%Extracción altura final EXCEL (fila 166; col.2)
Hz2PV=Hz2+10;%Se suma la presión de vapor (m) crítica (gasolinas)
Hz1=DATOS_BASE(1,2);%Extracción altura inicial EXCEL (fila 1; col.2)
longitud=DATOS_BASE(166,1);%Extracción longitud total (fila 166; col.1)

Hsis1=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,1)^2)*((8/(9.81*pi())^2*diamintm^4))*...
((fc_1*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis2=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,2)^2)*((8/(9.81*pi())^2*diamintm^4))*...
((fc_2*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis3=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,3)^2)*((8/(9.81*pi())^2*diamintm^4))*...
((fc_3*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis4=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,4)^2)*((8/(9.81*pi())^2*diamintm^4))*...
((fc_4*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis5=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,5)^2)*((8/(9.81*pi())^2*diamintm^4))*...
((fc_5*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis6=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,6)^2)*((8/(9.81*pi())^2*diamintm^4))*...
((fc_6*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis7=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,7)^2)*((8/(9.81*pi())^2*diamintm^4))*...
((fc_7*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis8=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,8)^2)*((8/(9.81*pi())^2*diamintm^4))*...
((fc_8*longitud/diamintm)+perd_K));

Hsis_curva=[Hsis1, Hsis2, Hsis3, Hsis4, Hsis5, Hsis6, Hsis7, Hsis8];

```

Se puede graficar ahora la para obtener la intersección de la curva del Sistema con la Curva de la bomba:

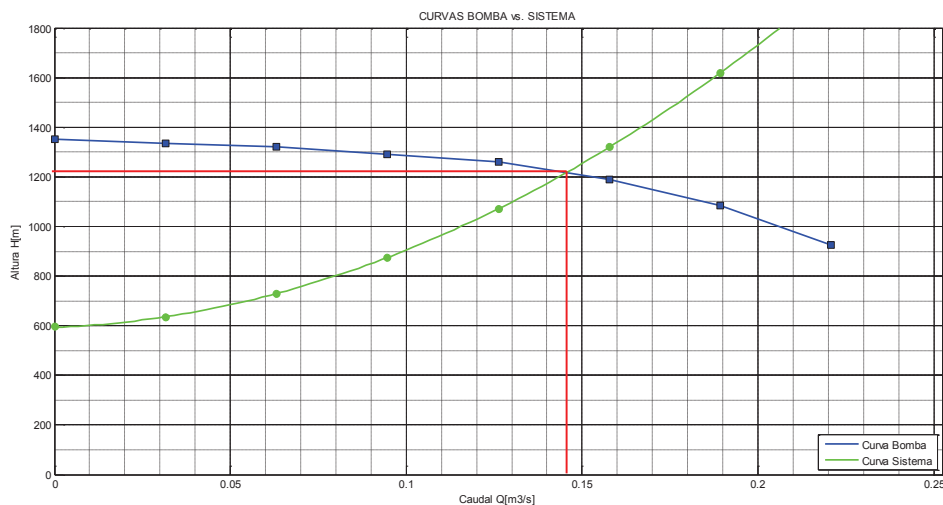


Figura 2.34. Gráficas de curvas Sistema-Bomba

Ahora, se extraen de la tabla de EXCEL los valores tabulados de la extensión de puntos kilométricos (progresiva), los valores de la altitud en metros sobre el nivel del mar (msnm) para cada kilómetro respectivo, los datos de los espesores nominales por cada kilómetro y el porcentaje de pérdida de espesor, registrado mediante una corrida con sonda instrumentada ILI. Adicionalmente, se ha colocado en la tabla una columna para colocar los puntos que se vayan reparando

de la tubería a su condición nominal (0% de pérdida de metal), a fin de poder ir analizando en el futuro para cada estado del progreso de recuperación del ducto.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%ESPESORES NOMINALES Vs. ESPESORES REMANENTES
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==3;
    DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';%Nombre de la hoja de EXCEL
    DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);%Extracción a MATLAB de datos en EXCEL

    progresiva=DATOS_BASE(:,1);%Extracción de puntos kilométricos (col.1)
    altimetrico=DATOS_BASE(:,2);%Extracción de alturas (col.2)
    esp_nom=DATOS_BASE(:,3);%Extracción de esp.nominales (col.3)
    perd_esp=DATOS_BASE(:,4);%Extracción de porcentaje pérd.espesor (col.4)
    perd_esp_act=DATOS_BASE(:,7);%Extracción de datos reparados (col.7)

    esp_nom_mm=esp_nom.*25.4;%conversión a mm
    esp_reman_prev=(esp_nom_mm.*perd_esp.*(1/100)).*(-1);
    esp_reman=(esp_nom_mm)+(esp_reman_prev);
    esp_reman_act_prev=(esp_nom_mm.*perd_esp_act.*(1/100)).*(-1);
    esp_reman_act=(esp_nom_mm)+(esp_reman_act_prev);

```

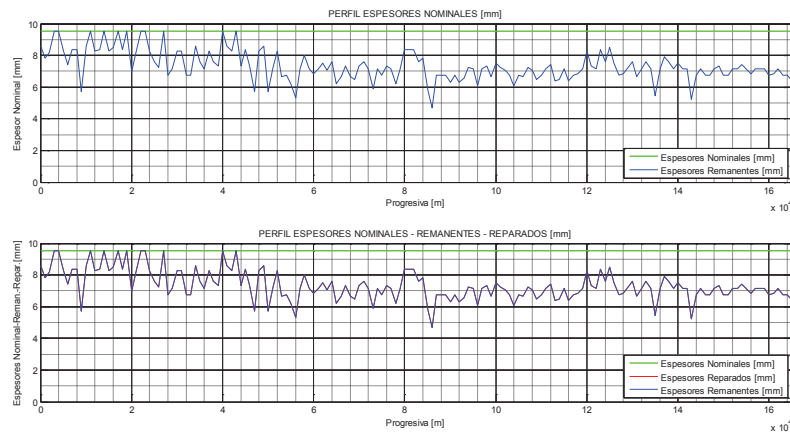


Figura 2.35. Gráficas de Espesores Nominales, Remanentes y Reparados

En los cálculos hidráulicos se determinó el factor C (Ec.2.64), así como también se tienen los datos de las alturas a lo largo del sistema, por lo que se puede ahora determinar el perfil de la línea Piezométrica, a partir de la ecuación Ec.2.63. De igual manera, del gráfico obtenido del punto óptimo de las curvas Sistema-Bomba (Figura 2.29), se tiene que la altura de la bomba $H_b = 1210$ m y se recalcula para $Q = 0,1460$ m³/s.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO Vs. PERFIL PIEZOMÉTRICO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';%Nombre de la hoja de EXCEL
    DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);%Extracción a MATLAB de datos en EXCEL
    progresiva=DATOS_BASE(:,1);%Extracción de puntos kilométricos (col.1)
    altimetrico=DATOS_BASE(:,2);%Extracción de alturas (col.2)

    H_BOMBA=1220;%ESTE DATO SE DEBE COLOCAR MANUALMENTE DE LAS CURVAS
    H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
    H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);

```

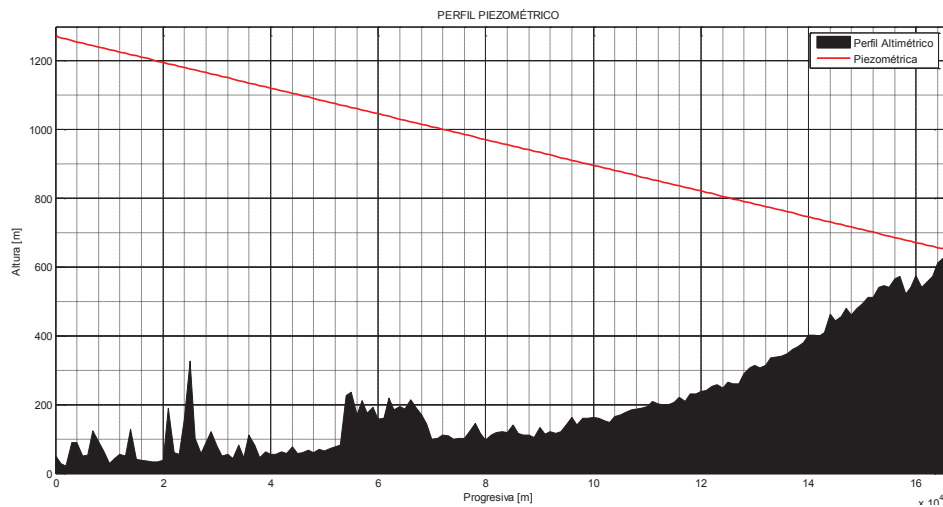


Figura 2.36. Gráfico del Perfil Piezométrico – Perfil Altimétrico

De mayor utilidad práctica, se puede obtener la gráfica y valores del perfil Piezométrico en función de unidades de presión manométrica, para lo cual se toma el valor de cada punto de la Piezométrica (en metros), restándolo de su altura respectiva (en msnm); luego se realiza la conversión respectiva a [psig].

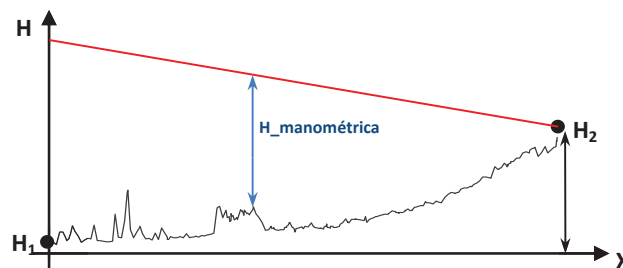


Figura 2.37. Representación de la determinación de la altura manométrica

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO Vs. PERFIL DE PRESIONES
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
P_mano_m=H_piezo-altimetrico;
P_mano_psi=densidad*9.81*0.000145038.*P_mano_m;

```

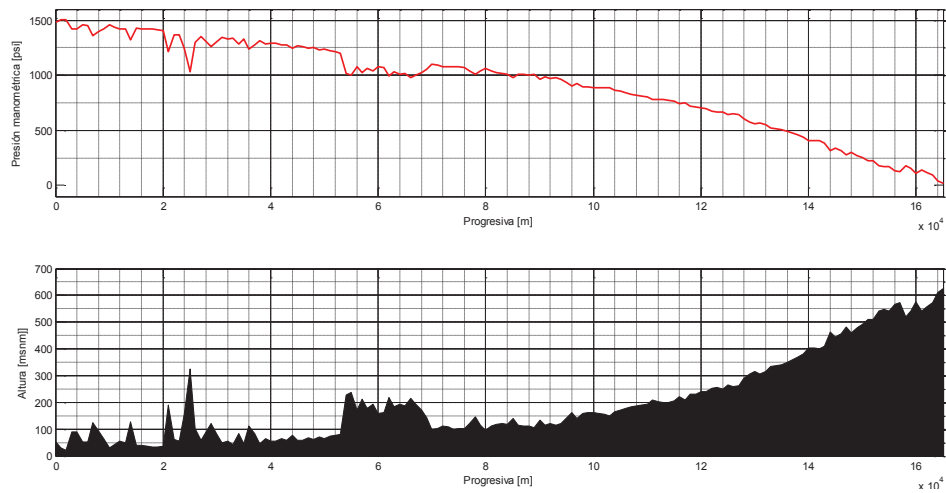


Figura 2.38. Perfil de presiones manométricas

Conociendo los valores de los espesores nominales, se puede graficar el perfil de la MAOP nominal con respecto al perfil Piezométrico.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==6;
    DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
    DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
    progresiva=DATOS_BASE(:,1);
    altimetrico=DATOS_BASE(:,2);
    esp_nom=DATOS_BASE(:,3);

    H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
    H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
    MAOP_nom_psi=esp_nom.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
    factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
    H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

```

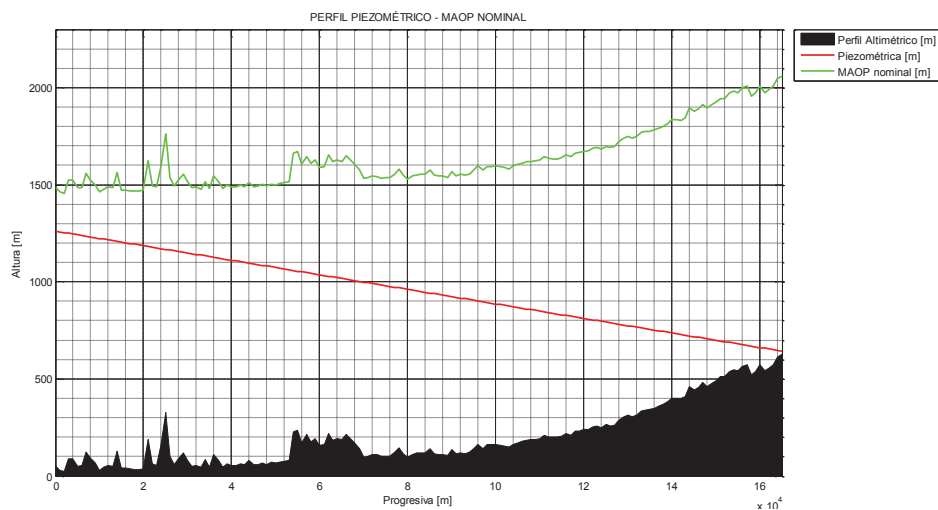


Figura 2.39. Perfil Piezométrico y perfil MAOP a espesor nominal

Dado que se tiene la información de los porcentajes de espesor de pared de tubería, se obtienen los datos de los espesores remanentes a lo largo del ducto analizado, por lo que se puede graficar el perfil de valores MAOP con el espesor actual reducido, conocido como MAOP-reducido.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==7;
    DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
    DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
    progresiva=DATOS_BASE(:,1);
    altimetrico=DATOS_BASE(:,2);
    esp_nom=DATOS_BASE(:,3);
    porc_perd=DATOS_BASE(:,4);

    H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
    H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);

    %MAOP NOMINAL:
    MAOP_nom_psi=esp_nom.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
    factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
    H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

    %MAOP REDUCIDO:
    esp_rem=esp_nom-(esp_nom.*(porc_perd./100));
    MAOP_redu_psi=esp_rem.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
    factorMAOP_redu=MAOP_redu_psi.*6894.757293168;
    H_MAOP_redu=(factorMAOP_redu.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

```

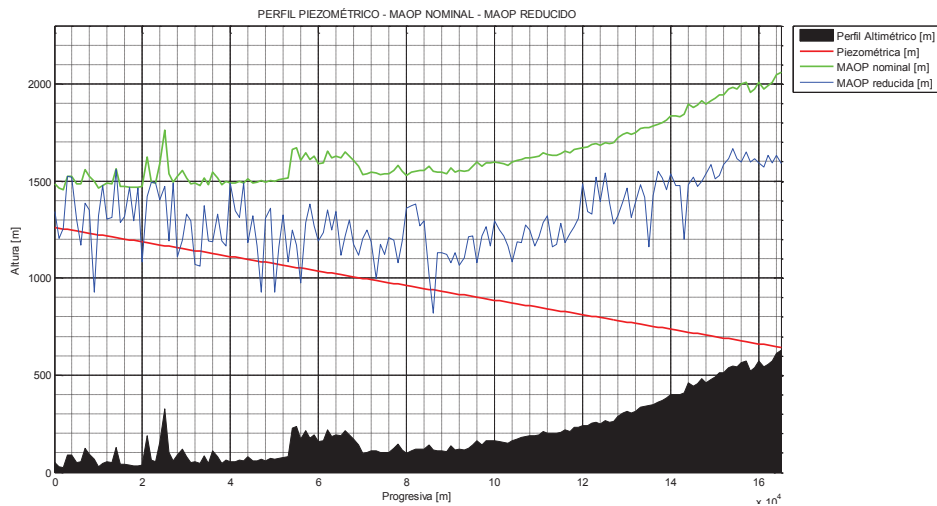


Figura 2.40. Perfil Piezométrico, perfil MAOP nominal y perfil MAOP-reducido

Con esto, a más de los gráficos de perfiles, se presentan los datos de los análisis hidráulicos calculados.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%RESULTADOS HIDRÁULICOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
espesor_mm=espesor*25.4;
H_BOMBA=1220;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);
H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
P_mano_m=H_piezo-altimetrico;
P_mano_psi=densidad*9.81*0.000145038.*P_mano_m;
disp(['Diámetro NPS [plg]           = ' num2str(diametro)])
disp(['Diámetro interno [m]         = ' num2str(diamintm)])
disp(['Espesor tubería [plg]         = ' num2str(espesor)])
disp(['Espesor tubería [mm]          = ' num2str(espesor_mm)])
disp(['Grado API 5L-X _____      = ' num2str(grado_API)])
disp(['Rugosidad tubería [plg]       = ' num2str(rugosidad)])
disp(['Rugosidad relativa            = ' num2str(rugrel)])
disp(['Coeficiente de pérdidas K     = ' num2str(perd_K)])
disp(['Viscosidad dinámica [cP]      = ' num2str(isc_din)])
disp(['Viscosidad cinemática [m2/s]  = ' num2str(isc_cin)])
disp(['Densidad fluido [kg/m3]       = ' num2str(densidad)])
disp(['Caudal fluido [m3/s]          = ' num2str(caudal)])
disp(['Altura bomba-operación [m]     = ' num2str(H_BOMBA)])
disp(['Velocidad fluido [m/s]        = ' num2str(velocidad)])
disp(['Número de Reynolds             = ' num2str(reynolds)])
disp(['Factor de fricción (Colebrook) = ' num2str(fcal_p)])
disp(['Factor constante C            = ' num2str(C_poliducto)])
disp(['Presión salida Esmeraldas[psi] = ' num2str(P_mano_psi(1,1))])
disp(['Presión llegada Sto.Domingo[psi]= ' num2str(P_mano_psi(166,1))])
disp('----- ')

```

```

Diámetro NPS [plg]           = 16
Diámetro interno [m]         = 0.38735
Espesor tubería [plg]         = 0.375
Espesor tubería [mm]          = 9.525
Grado API 5L-X _____      = 52
Rugosidad tubería [plg]       = 0.006
Rugosidad relativa            = 0.00039344
Coeficiente de pérdidas K     = 2.68
Viscosidad dinámica [cP]      = 2.68
Viscosidad cinemática [m2/s]  = 3.1156e-006
Densidad fluido [kg/m3]       = 860.2
Caudal fluido [m3/s]          = 0.145
Altura bomba-operación [m]     = 1220
Velocidad fluido [m/s]        = 1.2305
Número de Reynolds             = 152981.6021
Factor de fricción (Colebrook) = 0.018807
Factor constante C            = 0.0037468
Presión salida Esmeraldas[psi] = 1493.1728
Presión llegada Sto.Domingo[psi]= 31.4639
-----

```

2.4.2. Análisis en Estado Transitorio

De las ecuaciones Ec.2.108, Ec.2.109 Y Ec.2.114, se analiza las presiones máximas y mínimas que, alrededor de los gradientes de los perfiles en estado estable, se pueden presentar en el Sistema. Se asumirá que la tubería se encuentra enterrada.

De esta manera, se ingresan en el programa en MATLAB, los datos adicionales que se requieren para la determinación de los transitorios:

Módulo de Bulk (diesel) = 1.200 MPa (Tabla 2.7)

Módulo de Young tubería = 20×10^{10} N/m² (Tabla 2.8)

$C_1 = 1 - (0,3)^2 = 0,91$ (tubería enterrada)

Con la velocidad calculada del fluido = 1,2305 m/s, se tiene:

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%CÁLCULO DE TRANSITORIOS
moduloYoung=200000000000;%Módulo de Young para acero al carbono
mod_Bulk=moduloBulk*1000000;%Módulo de Bulk para el fluido actual
N_poisson=0.3;%Número de Poisson para tuberías enterradas
c_1=1-(N_poisson)^2;%Constante C1
v_acustica=(mod_Bulk/densidad)/(1+(mod_Bulk/moduloYoung)*...
(diamint/espesor)*(c_1))^(1/2);
delta_H_m=v_acustica*velocidad/9.81;%Variación de presión en metros
delta_H_psi=densidad*9.81*0.000145038.*delta_H_m;%Variación en psi
L_transitorio_tot=165000;%La primera vez se asume toda la longitud
t_c_1=2*L_transitorio_tot/v_acustica;

```

Se grafica mediante el software, el perfil de la MAOP nominal con respecto al perfil Piezométrico con \pm el perfil de la variación por el transitorio, a lo largo de toda la tubería.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - TRANSITORIO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==8;
L_transitorio=input('Punto origen Transitorio L[m] : ');
t_c=2*L_transitorio/v_acustica;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);
esp_nom=DATOS_BASE(:,3);
porc_perd_act=DATOS_BASE(:,7);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
H_piezo_TRpos=(H_1-(C_poliducto*progresiva))+delta_H_m;
H_piezo_TRneg=(H_1-(C_poliducto*progresiva))-delta_H_m;

%MAOP NOMINAL:
MAOP_nom_psi=esp_nom.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

```

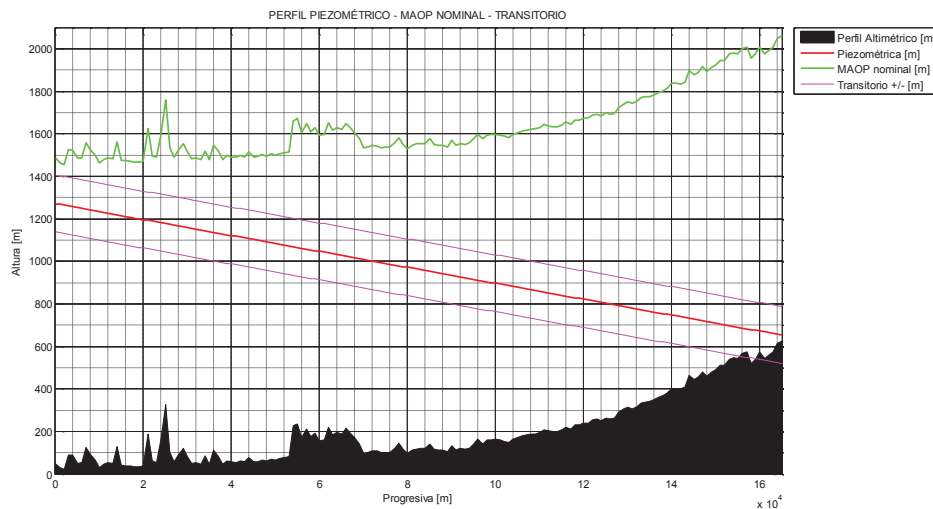



Figura 2.41. Perfil Piezométrico, perfil MAOP nominal y perfil \pm transitorio

Ahora se grafica mediante el software, el perfil de la MAOP nominal y la MAOP-reducida con respecto al perfil Piezométrico con \pm el perfil de la variación por el transitorio, a lo largo de toda la tubería.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO -
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==9;
    L_transitorio=input('Punto origen Transitorio L[m]      : ');
    t_c=2*L_transitorio/v_acustica;
    DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
    DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
    progresiva=DATOS_BASE(:,1);
    altimetrico=DATOS_BASE(:,2);
    esp_nom=DATOS_BASE(:,3);
    porc_perd=DATOS_BASE(:,4);
    porc_perd_act=DATOS_BASE(:,7);

    H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
    H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
    H_piezo_TRpos=(H_1-(C_poliducto*progresiva))+delta_H_m;
    H_piezo_TRneg=(H_1-(C_poliducto*progresiva))-delta_H_m;

    %MAOP NOMINAL:
    MAOP_nom_psi=esp_nom.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
    factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
    H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

    %MAOP REDUCIDO:
    esp_rem=esp_nom-(esp_nom.*(porc_perd./100));
    MAOP_redu_psi=esp_rem.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
    factorMAOP_redu=MAOP_redu_psi.*6894.757293168;
    H_MAOP_redu=(factorMAOP_redu.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;
  
```

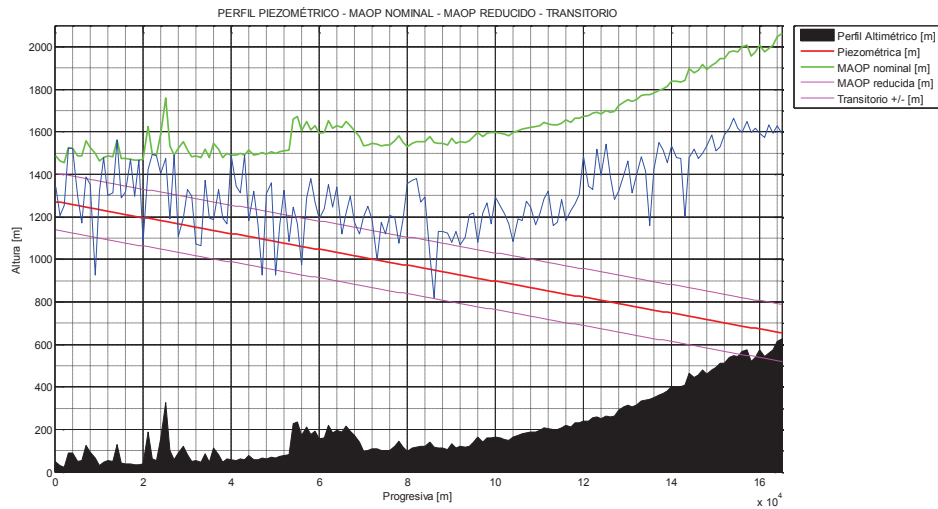


Figura 2.42. Perfil Piezométrico, perfil MAOP nominal, perfil MAOP-reducido y \pm transitorio

Los datos de los análisis hidráulicos calculados, incluyendo la variación por el transitorio, son los siguientes:

Diámetro NPS [plg]	= 16
Diámetro interno [m]	= 0.38735
Espesor tubería [plg]	= 0.375
Espesor tubería [mm]	= 9.525
Grado API 5L-X_____	= 52
Rugosidad tubería [plg]	= 0.006
Rugosidad relativa	= 0.00039344
Coefficiente de pérdidas K	= 2.68
Viscosidad dinámica [cP]	= 2.68
Viscosidad cinemática [m ² /s]	= 3.1156e-006
Densidad fluido [kg/m ³]	= 860.2
Módulo de Bulk [MPa]	= 1200
Caudal fluido [m ³ /s]	= 0.145
Altura bomba-operación [m]	= 1220
Velocidad fluido [m/s]	= 1.2305
Número de Reynolds	= 152981.6021
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.018807
Factor constante C	= 0.0037468
Velocidad acústica a[m/s]	= 1068.4352
Transitorio [m] (delta H)+/-	= 134.014
Transitorio [psi] (delta P)+/-	= 164.0214
Per.crit. Trans.total ducto [s]	= 308.8629
Presion salida Esmeraldas[psi]	= 1493.1728
Presion llegada Sto.Domingo[psi]	= 31.4639

2.5. SIMULACIÓN

Una vez que se tienen las corridas para los casos básicos, se pueden simular los posibles escenarios operativos del Sistema de un Poliducto, incluyendo ahora los datos de los demás productos transportados y las variaciones de los gradientes hidráulicos mediante un análisis diferencial, a fin de poder observar los comportamientos hidrodinámicos para la propagación del error en las ecuaciones planteadas.

A partir del planteamiento de la ecuación de Bernoulli, de la ecuación Ec.2.54 se tiene que:

$$\frac{P_1}{\rho g} + h_1 = \frac{P_2}{\rho g} + h_2 + H_f$$

Donde los valores de las presiones P_1 y P_2 corresponden a las presiones de salida y llegada respectivamente, con h_1 y h_2 como valores constantes de las alturas del perfil geográfico del ducto. Con la inclusión de la ecuación de Darcy-Weisbach para las pérdidas H_f , se obtiene la ecuación de la recta para la Línea Piezométrica, de donde se tiene que el valor de C , corresponde a la pendiente (Ec.2.63 y Ec.2.64):

$$H_x = H_1 - C x$$

Donde: $C = \frac{f 8 Q^2}{D^5 \pi^2 g}$

Es en este punto en donde se requiere un análisis adicional para cuantificar la propagación del error en la determinación del factor C para la pendiente de la recta, ya que como se puede apreciar, el valor de este dato es sensible a las variaciones de sus componentes, tales como el caudal Q , el diámetro (interno) a la quinta potencia, el factor de fricción f , que depende de la rugosidad relativa ϵ/D , el diámetro D y el número de Reynolds \mathbb{R} ; a su vez el número de Reynolds depende de la velocidad, la viscosidad cinemática del fluido y el diámetro interno.

Muchos de estos factores no son constantes y varían según la fuente de consulta, o tienen un rango de valores experimentales, por lo que se introduce un factor de

error en la determinación de C , el mismo que se va propagando a medida que se realizan las cuantificaciones de sus variables. Para obtener un valor la variación de C en la ecuación de la recta de la Línea Piezométrica, se realiza un análisis diferencial de sus componentes:

$$\Delta C = \frac{\partial C}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial C}{\partial Q} \Delta Q + \frac{\partial C}{\partial D} \Delta D \quad \text{Ec. 2.116}$$

$$\text{Donde: } \Delta f = f_f - f_i; \quad \Delta Q = Q_f - Q_i; \quad \Delta D = D_f - D_i \quad \text{Ec. 2.117}$$

Entonces:

$$\frac{\partial C}{\partial f} = \frac{8 Q^2}{D^5 \pi^2 g} \quad \text{Ec. 2.118}$$

$$\frac{\partial C}{\partial Q} = \frac{16 f Q}{D^5 \pi^2 g} \quad \text{Ec. 2.119}$$

$$\frac{\partial C}{\partial D} = \frac{40 f Q^2}{D^6 \pi^2 g} \quad \text{Ec. 2.120}$$

$$\therefore \Delta C = \frac{8 Q^2}{D^5 \pi^2 g} \Delta f + \frac{16 f Q}{D^5 \pi^2 g} \Delta Q + \frac{40 f Q^2}{D^6 \pi^2 g} \Delta D \quad \text{Ec. 2.121}$$

Los valores para ΔQ y ΔD se pueden obtener directamente, sin embargo el factor Δf es una función que, conforme a la ecuación de Colebrook, depende de la rugosidad relativa y del número de Reynolds, por lo tanto:

$$\Delta f = \frac{\partial f}{\partial \epsilon} \Delta \epsilon + \frac{\partial f}{\partial \mathbb{R}} \Delta \mathbb{R} \quad \text{Ec. 2.122}$$

Para derivar la ecuación de Colebrook mediante el MATLAB, se utiliza la definición de la derivada, donde:

$$f'(x) = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{f(x+h) - f(x)}{h} \quad \text{Ec. 2.123}$$

La rugosidad relativa ϵ , es función de la rugosidad absoluta ϵ_a y el diámetro interno:

$$\Delta\epsilon = \frac{\partial\epsilon}{\partial\epsilon_a}\Delta\epsilon_a + \frac{\partial\epsilon}{\partial D}\Delta D \quad \text{Ec. 2.124}$$

Donde:

$$\frac{\partial\epsilon}{\partial\epsilon_a} = \frac{1}{D} \quad \text{Ec. 2.125}$$

$$\frac{\partial\epsilon}{\partial D} = -\frac{\epsilon_a}{D^2} \quad \text{Ec. 2.126}$$

$$\therefore \Delta\epsilon = \frac{\Delta\epsilon_a}{D} - \frac{\epsilon_a}{D^2}\Delta D \quad \text{Ec. 2.127}$$

De igual manera, el número de Reynolds, bajo el criterio de velocidad constante, está en función de la viscosidad cinemática γ , el caudal Q y el diámetro interno (de la ecuación Ec.2.66):

$$\mathbb{R} = \frac{vD}{\gamma} = \frac{4Q}{\pi D \gamma} \quad \text{Ec. 2.128}$$

$$\Delta\mathbb{R} = \frac{\partial\mathbb{R}}{\partial\gamma} \Delta\gamma + \frac{\partial\mathbb{R}}{\partial Q} \Delta Q + \frac{\partial\mathbb{R}}{\partial D} \Delta D \quad \text{Ec. 2.129}$$

Donde:

$$\frac{\partial\mathbb{R}}{\partial\gamma} = -\frac{4Q}{\pi D \gamma^2} \quad \text{Ec. 2.130}$$

$$\frac{\partial\mathbb{R}}{\partial Q} = \frac{4}{\pi D \gamma} \quad \text{Ec. 2.131}$$

$$\frac{\partial\mathbb{R}}{\partial D} = -\frac{4Q}{\pi D^2 \gamma} \quad \text{Ec. 2.132}$$

$$\Delta\mathbb{R} = \frac{4}{\pi D \gamma} \Delta Q - \frac{4Q}{\pi D \gamma^2} \Delta\gamma - \frac{4Q}{\pi D^2 \gamma} \Delta D \quad \text{Ec. 2.133}$$

Para el análisis se requieren los datos de la variación de Q , γ , ϵ_a y D . Según la Norma API 5L, para la tubería del ejemplo:

Diámetro exterior: 16 plg

Espesor de pared: 0,375 plg

Diámetro interno: 15,250 plg

En esta Norma, de la Tabla 9 se obtienen las tolerancias aceptables para el espesor de pared.

Table 9—Tolerances for Wall Thickness

Size	Type of Pipe	Tolerance ^a (Percent of Specified Wall Thickness)	
		Grade B or Lower	Grade X42 or Higher
≤ 2 ⁷ / ₈	All	+ 20.0, - 12.5	+ 15.0, -12.5
> 2 ⁷ / ₈ and < 20	All	+ 15.0, - 12.5	+ 15.0, -12.5
≥ 20	Welded	+ 17.5, -12.5	+ 19.5, -8.0
≥ 20	Seamless	+ 15.0, -12.5	+ 17.5, -10.0

^aWhere negative tolerances smaller than those listed are specified by the purchaser, the positive tolerance shall be increased to the applicable total tolerance range in percent less the wall thickness negative tolerance.

Figura 2.43. Tabla 9, Norma API 5L

Entonces, para 16 plg, 5L-X52, $t = 0,375$ plg, se tiene un $\Delta t = +15\%, -12,5\%$:

Espesor de pared: 0,431 plg a 0,328 plg.

$$D_{int} = D_{ext} - 2t \quad \text{Ec. 2.134}$$

Entonces: $\Delta D = 15,344 - 15,138 = 0,206$ plg

Ahora, de la Tabla 2.4: $\epsilon_a = 0,006$ plg; $\Delta\epsilon_a = 0,0095$ plg

Complementariamente, para una simulación completa del comportamiento del sistema, se recalculará para las variables de cada producto transportado por el Poliducto en estudio.

$$\gamma = \frac{\mu/1000}{\rho} \quad \text{Ec. 2.135}$$

Donde: γ = viscosidad cinemática [m^2/s] ($\gamma \cdot 1000000 = [cSt]$)

μ = viscosidad dinámica [cP]

ρ = densidad [Kg/m^3]

PRODUCTO	γ [m^2/s]	γ_{MAX} [m^2/s]	γ_{MIN} [m^2/s]	$\Delta\gamma$ [m^2/s]	Q [m^3/s]	Q_{MAX} [m^3/s]	Q_{MIN} [m^3/s]	ΔQ [m^3/s]
DIESEL	$3,210 \times 10^{-6}$	$3,248 \times 10^{-6}$	$3,115 \times 10^{-6}$	$1,330 \times 10^{-7}$	0,120	0,145	0,110	0,035
JET FUEL	$1,917 \times 10^{-6}$	$2,076 \times 10^{-6}$	$1,917 \times 10^{-6}$	$1,595 \times 10^{-7}$	0,120	0,145	0,114	0,031
G. SUPER	$6,293 \times 10^{-7}$	$6,529 \times 10^{-7}$	$6,293 \times 10^{-7}$	$2,371 \times 10^{-8}$	0,137	0,141	0,128	0,013
G. EXTRA	$5,768 \times 10^{-7}$	$5,985 \times 10^{-7}$	$5,768 \times 10^{-7}$	$2,173 \times 10^{-8}$	0,137	0,141	0,128	0,013

Tabla 2.9. Tabla con valores para cálculo de ΔC

Programa en MATLAB:

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%CÁLCULO DE DELTA C (Ec.2.121)

Delta_diamintm=Delta_diamint*0.0254;%Delta diametro int. en metros
Delta_rugabsm=Delta_rugabs*0.0254;%Delta rug.abs en metros

%DELTA Reynolds
Delta_Rey=(4*Delta_Q/(pi()*diamintm*visc_cin))-(4*caudal*Delta_diamintm/...
(pi()*(diamintm^2)*visc_cin))-(4*caudal*Delta_visc/(pi()*diamintm*...
(visc_cin^2)));

%DELTA rugrel
Delta_rugrel=(Delta_rugabsm/diamintm)-((rugosidad*0.0254)*Delta_diamintm/...
(diamintm^2));

%DELTA f
%Se tiene el factor de fricción por Colebrook: fcal_p
% df/drugrel
factor_h=0.00001;
rugrel_h=rugrel+factor_h;
fpond_p_rug=0.316*reynolds-0.25;%Se asume un primer valor de f
fcal_p_h=(1/((-2)*log10(rugrel_h/3.7+(2.51/(reynolds*sqrt(fpond_p_rug))))))^2;
error_p=1e3;
while error_p>1e-06
    fcal_p_h=(1/((-2)*log10(rugrel_h/3.7+(2.51/(reynolds*sqrt(fpond_p_rug)...
))))))^2;
    error_p=abs(fpond_p_rug-fcal_p_h);
    fpond_p_rug=fcal_p_h;
end
df_drugrel=(fcal_p_h-fcal_p)/factor_h;

% df/dReynolds
reynolds_h=reynolds+factor_h;
fpond_p_rey=0.316*reynolds-0.25;%Se asume un primer valor de f
fcal_p_h2=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(reynolds_h*sqrt(fpond_p_rey))))))^2;
error_p=1e3;
while error_p>1e-06
    fcal_p_h2=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(reynolds_h*sqrt(fpond_p_rey)...
))))))^2;
    error_p=abs(fpond_p_rey-fcal_p_h2);
    fpond_p_rey=fcal_p_h2;
end
df_dReynolds=(fcal_p_h2-fcal_p)/factor_h;

Delta_f=df_drugrel*Delta_rugrel+df_dReynolds*Delta_Rey;

Delt_C=((8*caudal^2*Delta_f)/((pi())^2*9.81*diamintm^5))+((16*fcal_p*...
caudal*Delta_Q)/((pi())^2*9.81*diamintm^5))+((40*fcal_p*caudal^2*...
Delta_diamintm)/((pi())^2*9.81*diamintm^6));

```

2.5.1. Simulación

Con la determinación por software de la propagación del error, para el fluido más viscoso (Diesel) se analizará primero el comportamiento las variables del factor ΔC , en presencia de todos los datos y luego, uno por uno, a fin de visualizar comparativamente el aporte de cada uno de los factores.

Para el ejemplo del transporte de Diesel, se tienen los siguientes resultados de simulación, con todas las variaciones presentes para ΔC :

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds = 152981.6021
 Rugosidad relativa = 0.00039344
 Factor de fricción (Colebrook) = 0.018807
 Factor constante C = 0.0037468

Delta Diámetro int. [plg] = 0.206
 Delta rugosidad(abs) [plg] = 0.0095
 Delta Caudal Q [m3/s] = 0.035
 Delta visc.cinematica [m2/s] = 1.33e-007

Delta Reynolds [m] = 28329.4519
 Delta Rugosidad relativa = 0.00061764
 Delta f = 0.0026902

Delta C = 0.0025978

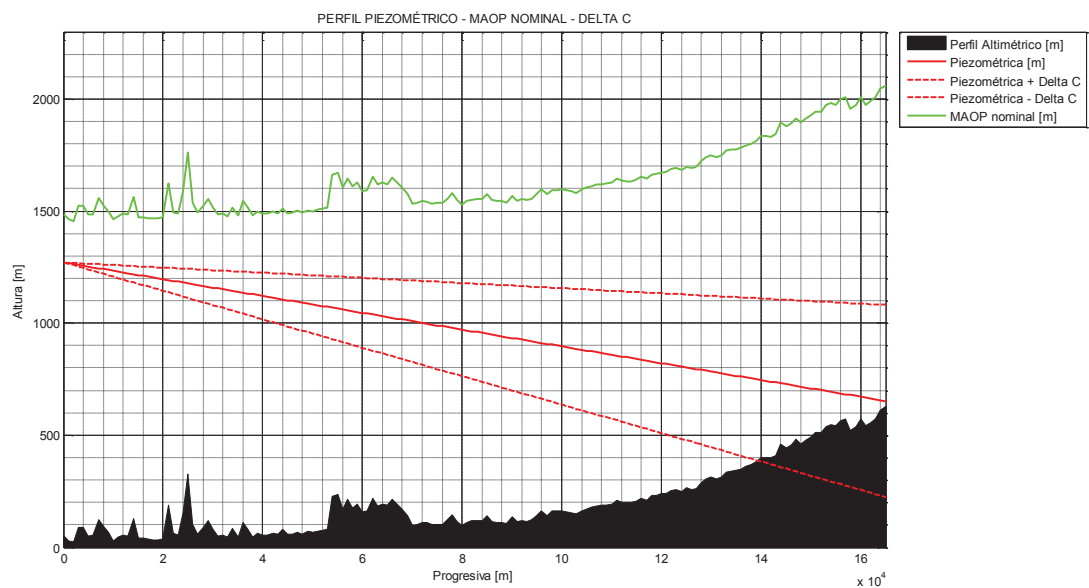


Figura 2.44. Perfil piezométrico-MAOP - $\pm \Delta C$

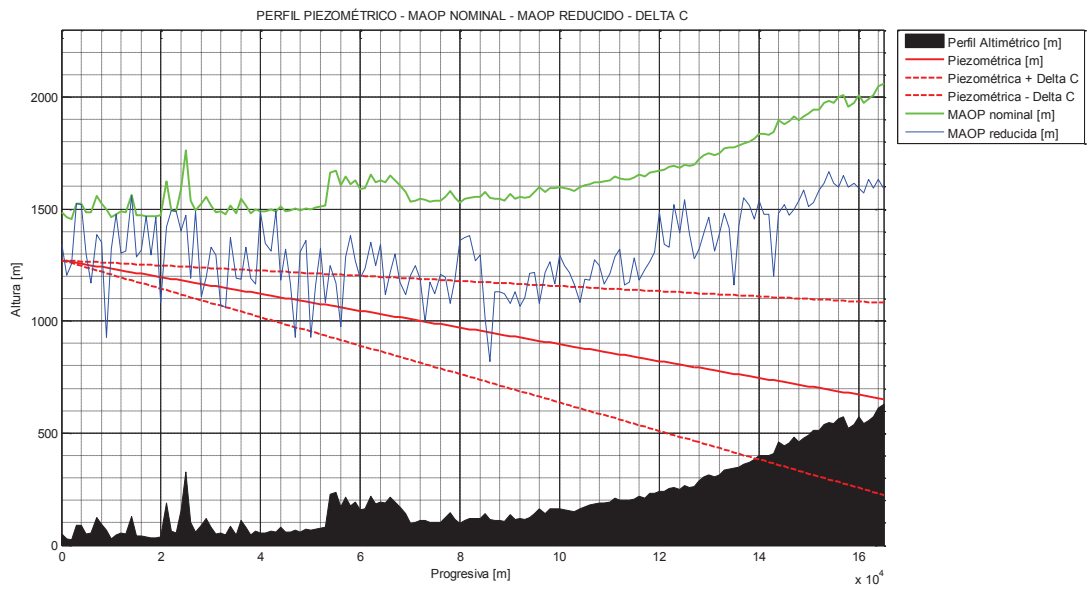


Figura 2.45. Perfil piezométrico-MAOP-MAOP reducido- $\pm \Delta C$

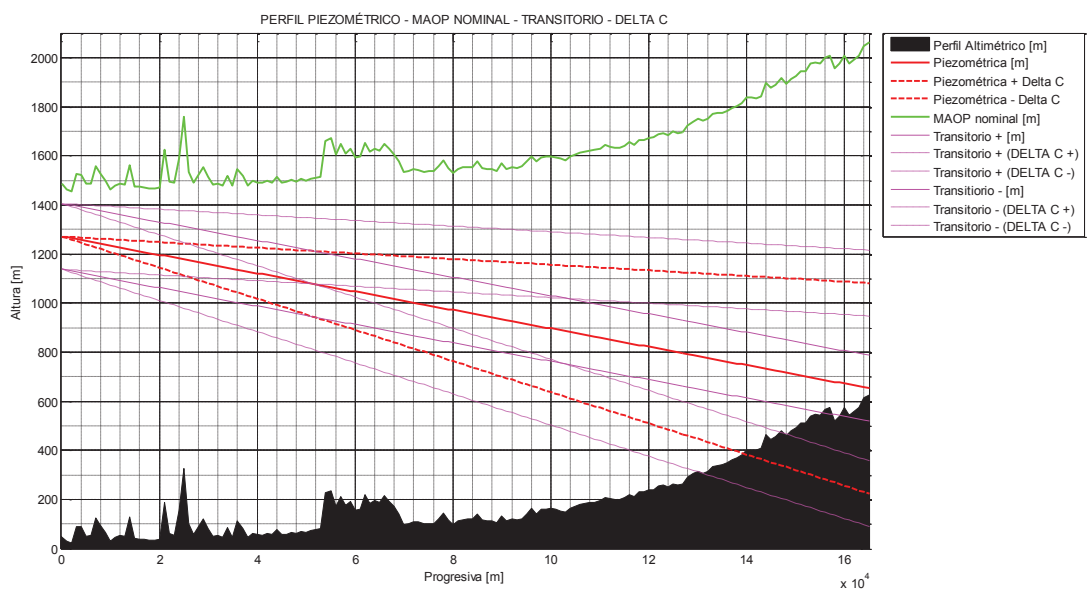


Figura 2.46. Perfil piezométrico-MAOP-Transitorios- $\pm \Delta C$

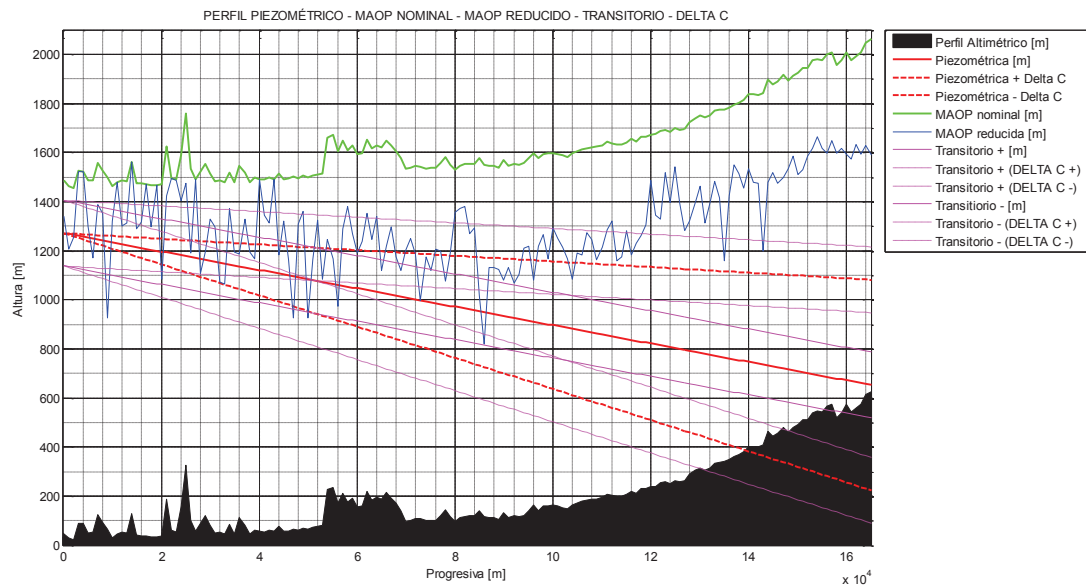


Figura 2.47. Perfil piezométrico-MAOP-MAOP reducido-Transitorios $\pm \Delta C$

Ahora, se simula únicamente el aporte de ΔD :

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds = 152981.6021
 Rugosidad relativa = 0.00039344
 Factor de fricción (Colebrook) = 0.018807
 Factor constante C = 0.0037468

Delta Diámetro int. [plg] = 0.206
 Delta rugosidad(abs) [plg] = 0
 Delta Caudal Q [m3/s] = 0
 Delta visc.cinematica [m2/s] = 0

Delta Reynolds [m] = -2066.5056
 Delta Rugosidad relativa = -5.3147e-006
 Delta f = 3.4371e-006

Delta C = 0.00025375

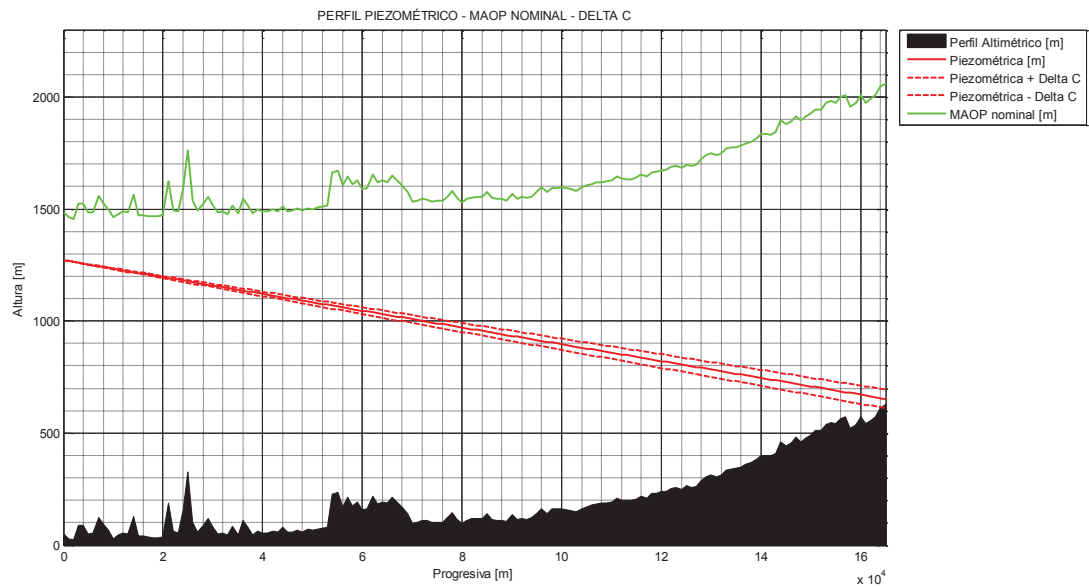


Figura 2.48. Perfil piezométrico-MAOP- $\pm \Delta C_{(\Delta D)}$

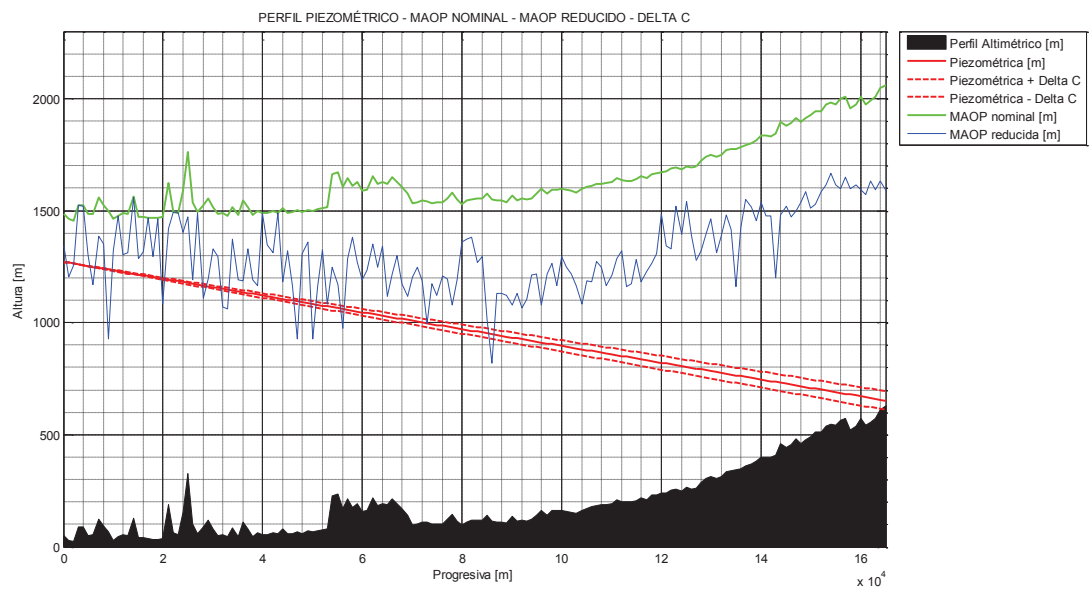


Figura 2.49. Perfil piezométrico-MAOP-MAOP reducido- $\pm \Delta C_{(\Delta D)}$

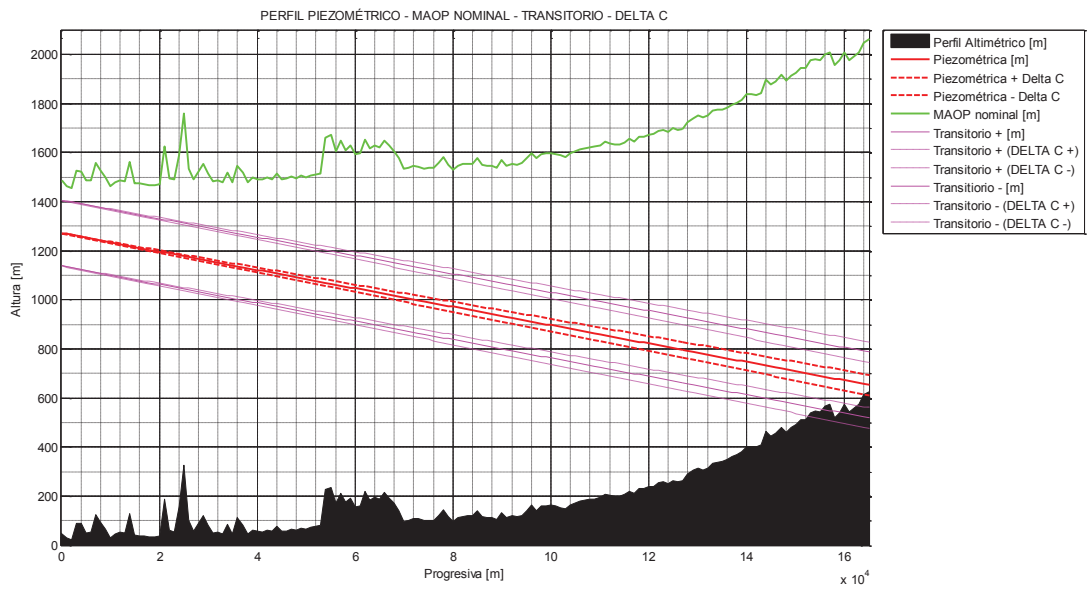


Figura 2.50. Perfil piezométrico-MAOP-Transitorio- $\pm \Delta C_{(\Delta D)}$

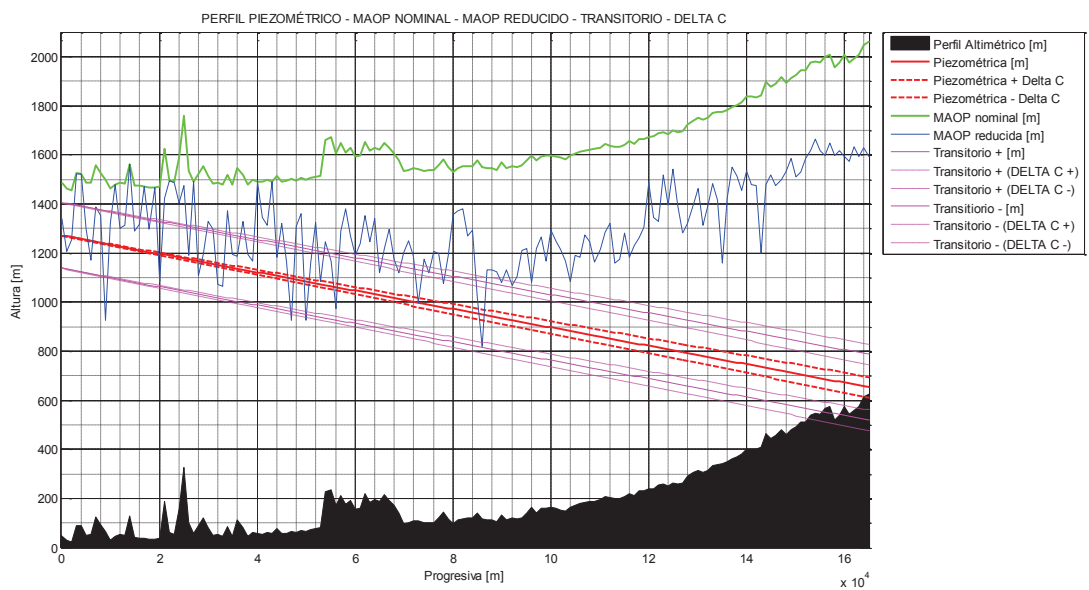


Figura 2.51. Perfil piezométrico-MAOP-MAOP reducido-Transitorio- $\pm \Delta C_{(\Delta D)}$

Ahora, se simula únicamente el aporte de $\Delta\epsilon$:

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds = 152981.6021
 Rugosidad relativa = 0.00039344
 Factor de fricción (Colebrook) = 0.018807
 Factor constante C = 0.0037468

Delta Diámetro int. [plg] = 0
 Delta rugosidad(abs) [plg] = 0.0095
 Delta Caudal Q [m3/s] = 0
 Delta visc.cinematica [m2/s] = 0

Delta Reynolds [m] = 0
 Delta Rugosidad relativa = 0.00062295
 Delta f = 0.0031301

Delta C = 0.0006236

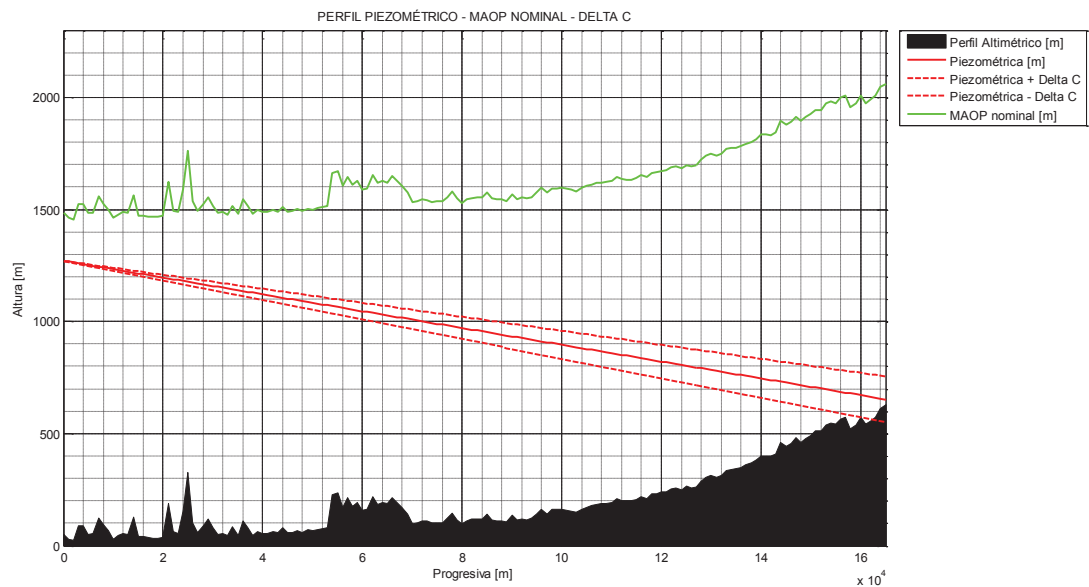


Figura 2.52. Perfil piezométrico-MAOP - $\pm \Delta C_{(\Delta\epsilon)}$

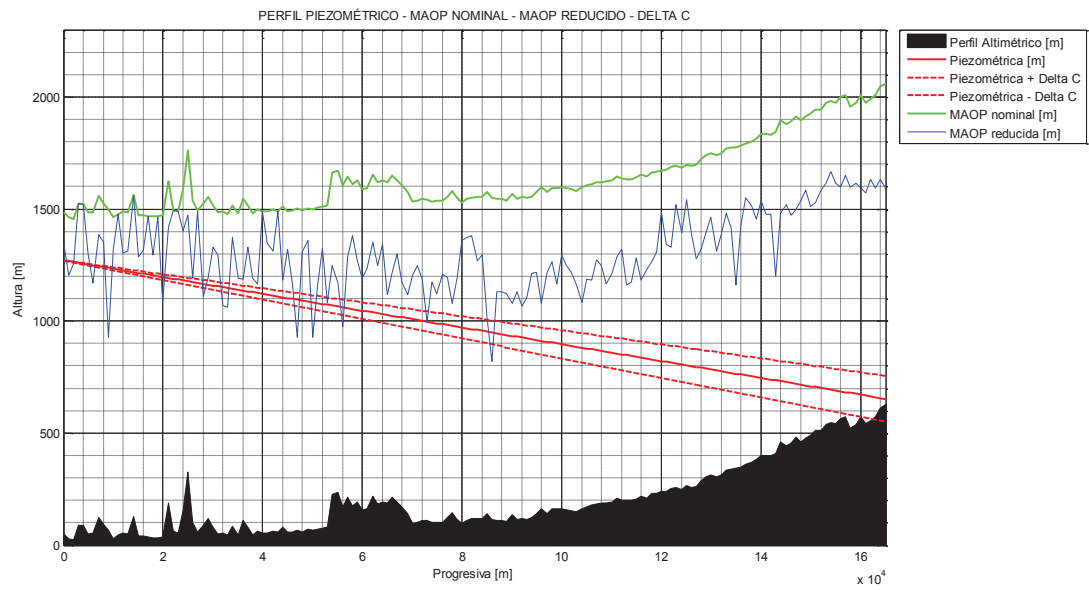


Figura 2.53. Perfil piezométrico-MAOP-MAOP reducido- $\pm \Delta C_{(\Delta \epsilon)}$

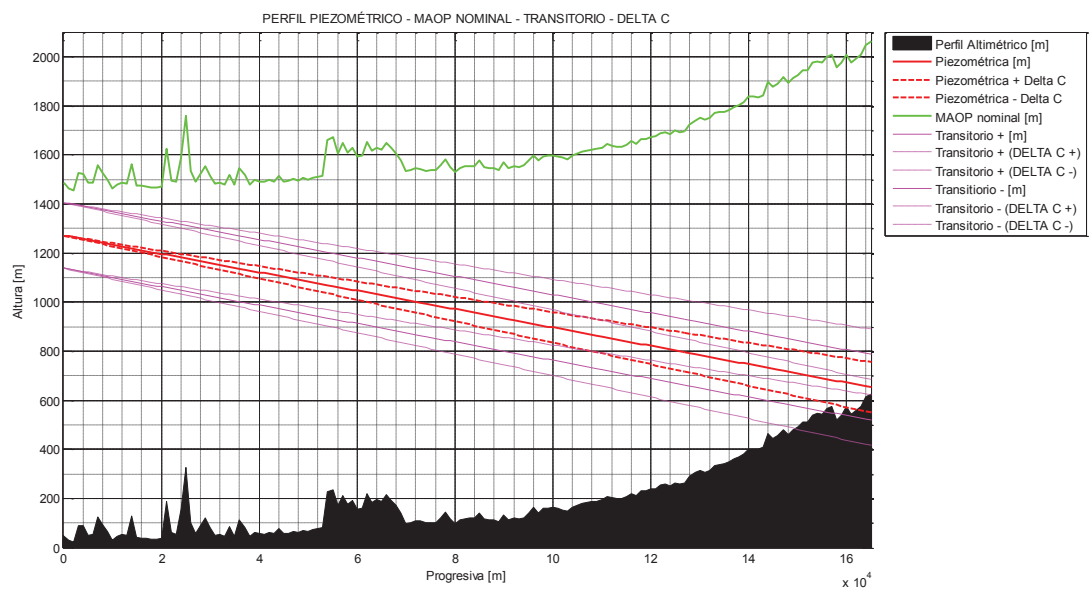


Figura 2.54. Perfil piezométrico-MAOP-Transitorio- $\pm \Delta C_{(\Delta \epsilon)}$

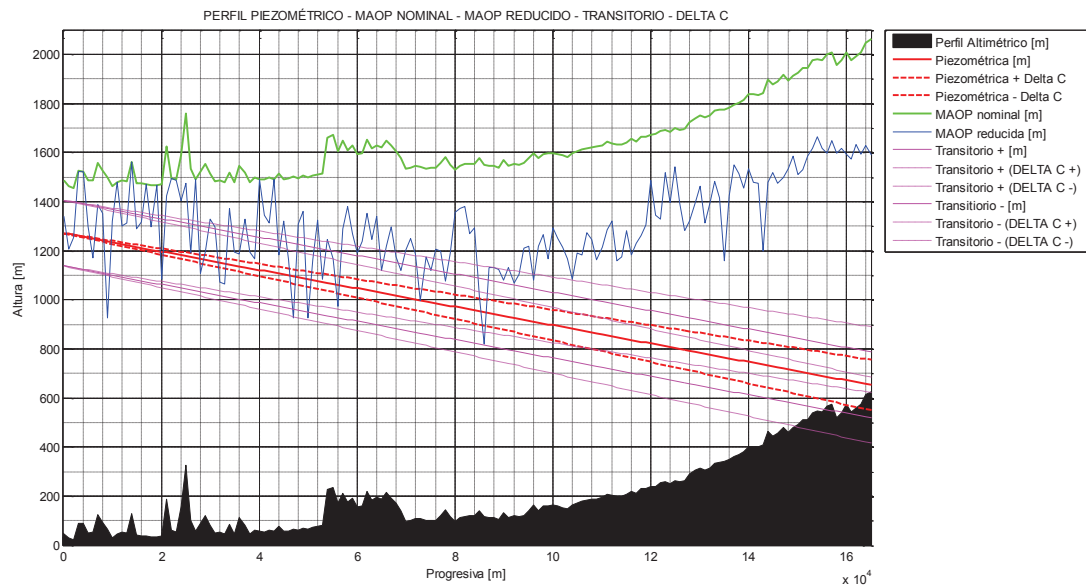


Figura 2.55. Perfil piezométrico-MAOP-MAOP reducido-Transitorio- $\pm \Delta C_{(\Delta \epsilon)}$

Ahora, se simula únicamente el aporte de ΔQ :

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds = 152981.6021
 Rugosidad relativa = 0.00039344
 Factor de fricción (Colebrook) = 0.018807
 Factor constante C = 0.0037468

Delta Diámetro int. [plg] = 0
 Delta rugosidad(abs) [plg] = 0
 Delta Caudal Q [m3/s] = 0.035
 Delta visc.cinematica [m2/s] = 0

Delta Reynolds [m] = 36926.5936
 Delta Rugosidad relativa = 0
 Delta f = -0.00053861

Delta C = 0.0017015

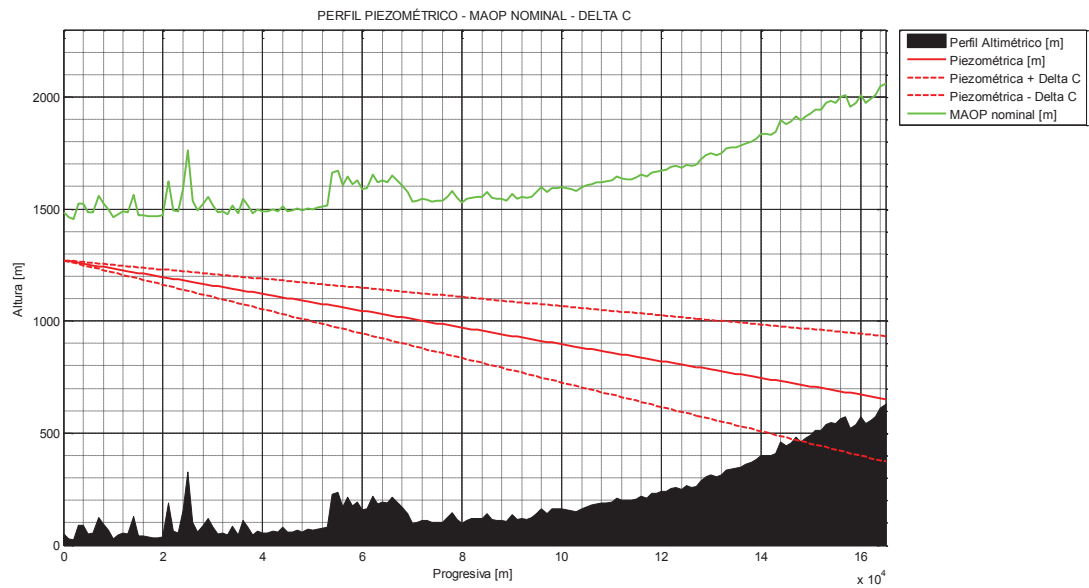


Figura 2.56. Perfil piezométrico-MAOP - $\pm \Delta C_{(\Delta Q)}$

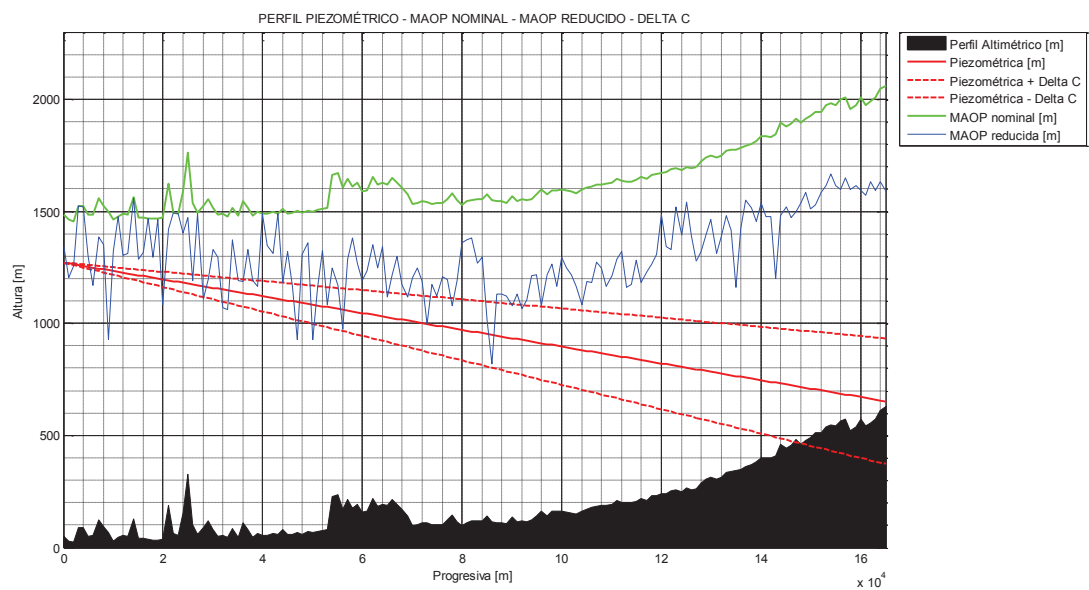


Figura 2.57. Perfil piezométrico-MAOP-MAOP reducida- $\pm \Delta C_{(\Delta Q)}$

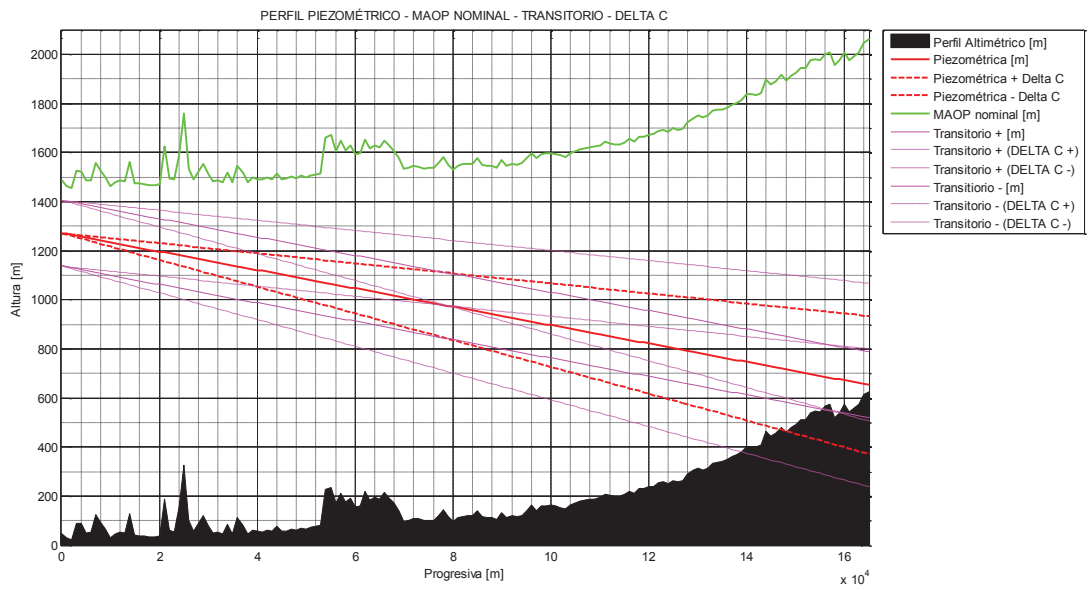


Figura 2.58. Perfil piezométrico-MAOP-Transitorio- $\pm \Delta C_{(\Delta Q)}$

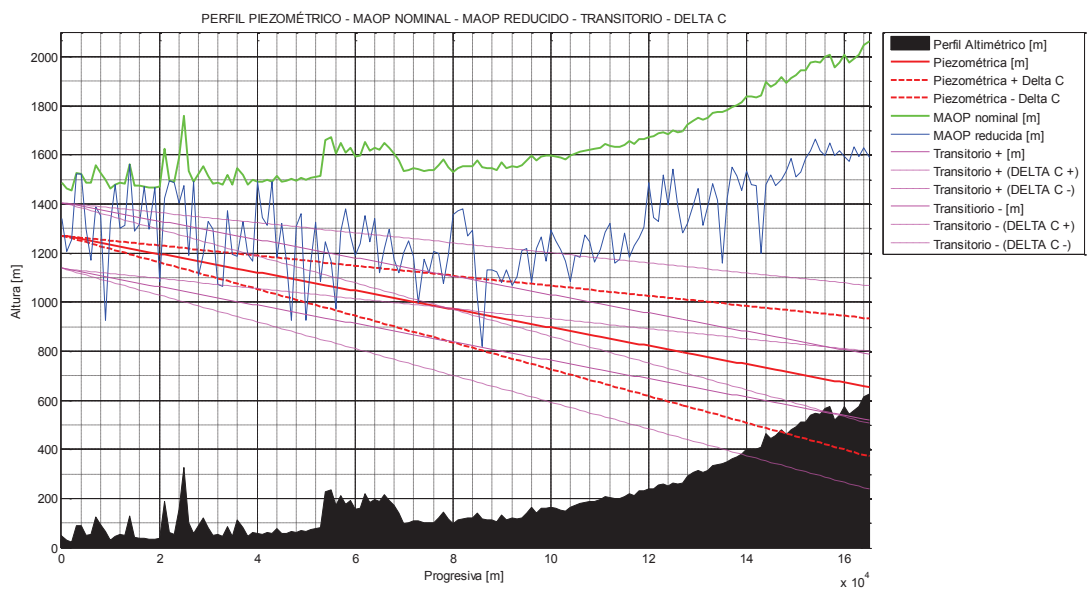


Figura 2.59. Perfil piezométrico-MAOP-MAOP reducido-Transitorio- $\pm \Delta C_{(\Delta Q)}$

Ahora, se simula únicamente el aporte de $\Delta\gamma$:

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds = 152981.6021
 Rugosidad relativa = 0.00039344
 Factor de fricción (Colebrook) = 0.018807
 Factor constante C = 0.0037468

Delta Diámetro int. [plg] = 0
 Delta rugosidad(abs) [plg] = 0
 Delta Caudal Q [m3/s] = 0
 Delta visc.cinematica [m2/s] = 1.33e-007

Delta Reynolds [m] = -6530.6362
 Delta Rugosidad relativa = 0
 Delta f = 9.5255e-005

Delta C = 1.8977e-005

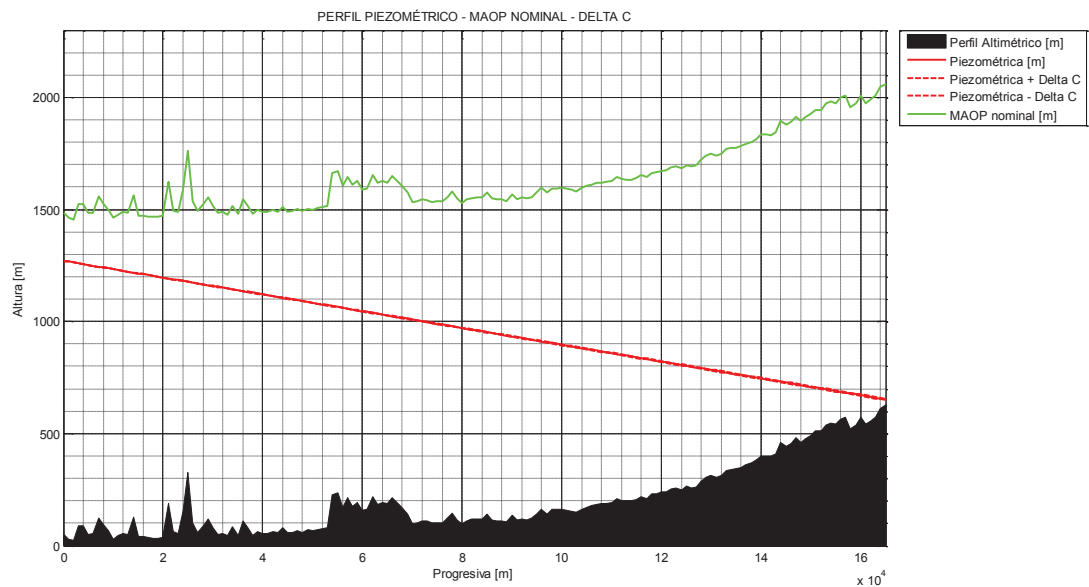


Figura 2.60. Perfil piezométrico-MAOP- $\pm \Delta C_{(\Delta\gamma)}$

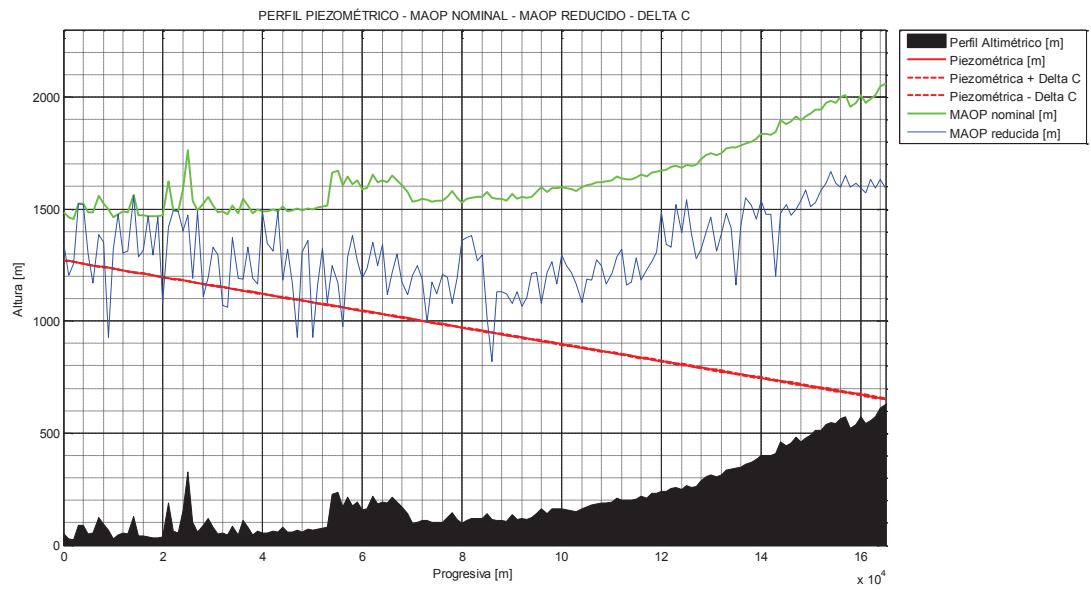


Figura 2.61. Perfil piezométrico-MAOP-MAOP reducida $\pm \Delta C_{(\Delta Y)}$

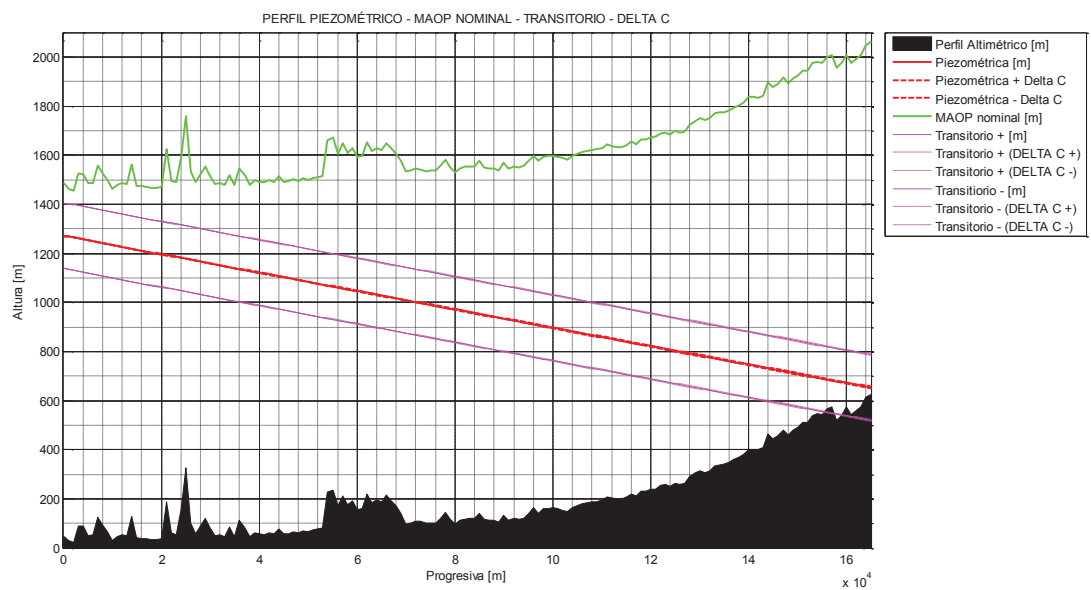


Figura 2.62. Perfil piezométrico-MAOP-Transitorio- $\pm \Delta C_{(\Delta Y)}$

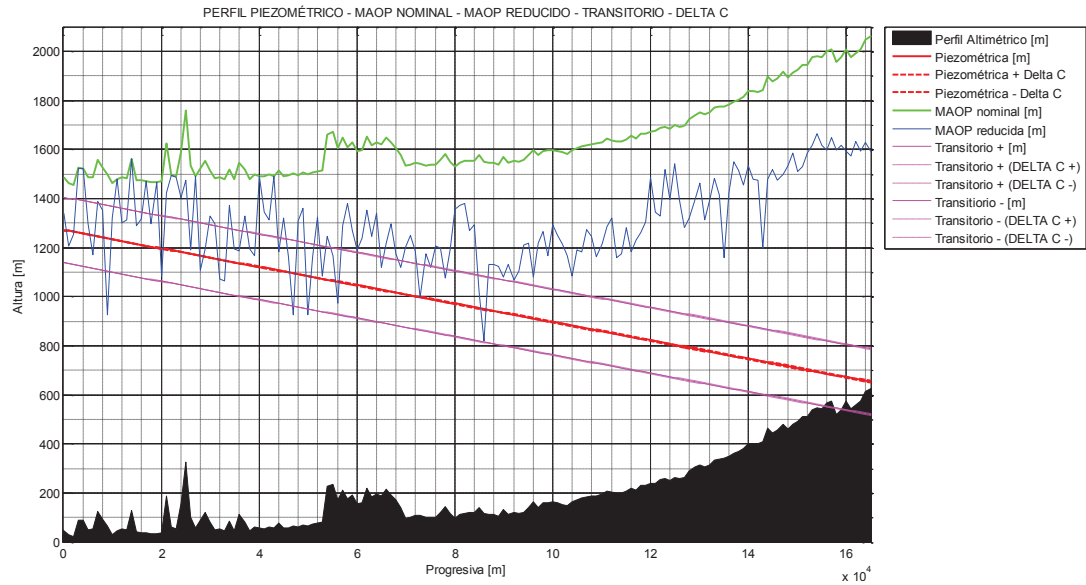


Figura 2.63. Perfil piezométrico-MAOP-MAOP reducido-Transitorio- $\pm \Delta C_{(\Delta \gamma)}$

De los aportes de cada uno de los componentes para ΔC , se tiene que:

PRODUCTO: Diesel		
FACTOR	VALOR ΔC	PORCENTAJE
ΔC Total	0,0025978	100%
ΔD	0,00025375	9,77%
$\Delta \epsilon$	0,0006236	24%
ΔQ	0,0017015	65,50%
$\Delta \gamma$	0,000018977	0,73%

Como se puede apreciar, los factores más relevantes para la variación del valor de C , son el caudal de bombeo, la rugosidad y el diámetro interior. Esto revela la importancia en la determinación del punto de operación óptimo del Sistema de Bombeo, así como la presencia de variaciones en el espesor de la tubería (variación del diámetro interno en construcción y/o mantenimiento correctivo). La rugosidad resulta ser importante al momento de un diseño o análisis, ya que este valor generalmente se lo obtiene en tablas de diferente fuente y su variación suele pasar desapercibida.

Se demuestra además que la viscosidad dinámica de un producto específico tiene poca influencia en el comportamiento hidrodinámico.

Ahora, se realiza la simulación para cada producto transportado, junto con su análisis transitorio, ΔC total y se presentan los resultados calculados.

- **Diesel:**

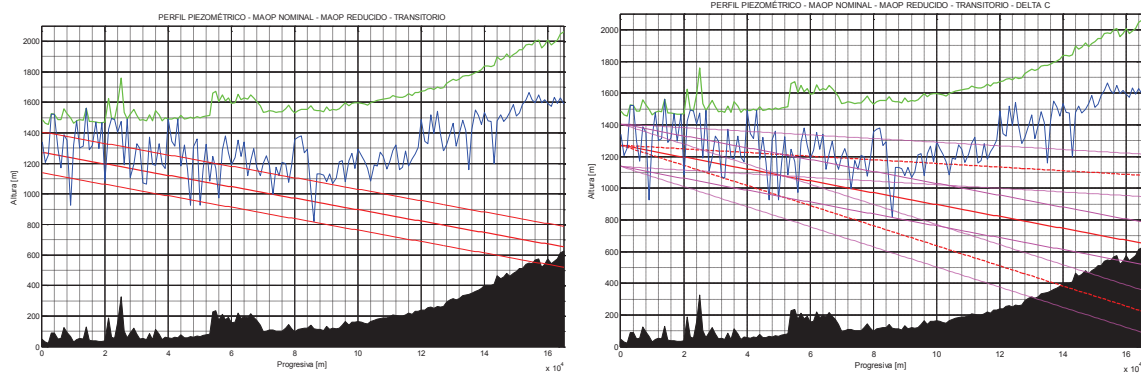


Figura 2.64. Comportamiento hidrodinámico del Sistema $\pm \Delta C$, para Diesel

Diámetro NPS [plg]	= 16
Diámetro interno [m]	= 0.38735
Espesor tubería [plg]	= 0.375
Espesor tubería [mm]	= 9.525
Grado API 5L-X	= 52
Rugosidad tubería [plg]	= 0.006
Rugosidad relativa	= 0.00039344
Coefficiente de pérdidas K	= 2.68
Viscosidad dinámica [cP]	= 2.68
Viscosidad cinemática [m ² /s]	= 3.1156e-006
Viscosidad cinemática [cSt]	= 3.1156
Densidad fluido [kg/m ³]	= 860.2
Módulo de Bulk [MPa]	= 1200
Caudal fluido [m ³ /s]	= 0.145
Altura bomba-operación [m]	= 1220
Velocidad fluido [m/s]	= 1.2305
Número de Reynolds	= 152981.6021
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.018807
Factor constante C	= 0.0037468
Velocidad acústica a [m/s]	= 1068.4352
Transitorio [m] (delta H)+/-	= 134.014
Transitorio [psi] (delta P)+/-	= 164.0214
Per.crit. Trans.total ducto [s]	= 308.8629
Presion salida Esmeraldas [psi]	= 1493.1728
Presion llegada Sto.Domingo [psi]	= 31.4639

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds	= 152981.6021
Rugosidad relativa	= 0.00039344
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.018807
Factor constante C	= 0.0037468

Delta Diámetro int. [plg]	= 0.206
Delta rugosidad(abs) [plg]	= 0.0095
Delta Caudal Q [m ³ /s]	= 0.035
Delta visc.cinematica [m ² /s]	= 1.33e-007

Delta Reynolds [m]	= 28329.4519
Delta Rugosidad relativa	= 0.00061764
Delta f	= 0.0026902

Delta C	= 0.0025978
---------	-------------

• **JET FUEL**

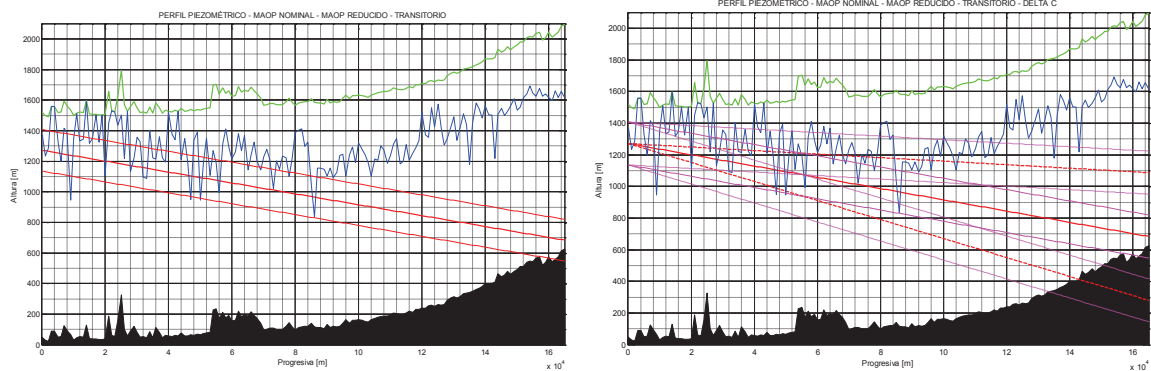


Figura 2.65. Comportamiento hidrodinámico del Sistema $\pm \Delta C$, para Jet Fuel

Diámetro NPS [plg]	= 16
Diámetro interno [m]	= 0.38735
Espesor tubería [plg]	= 0.375
Espesor tubería [mm]	= 9.525
Grado API 5L-X	= 52
Rugosidad tubería [plg]	= 0.006
Rugosidad relativa	= 0.00039344
Coefficiente de pérdidas K	= 2.68
Viscosidad dinámica [cP]	= 1.61
Viscosidad cinemática [m ² /s]	= 1.9171e-006
Viscosidad cinemática [cSt]	= 1.9171
Densidad fluido [kg/m ³]	= 839.8
Módulo de Bulk [MPa]	= 1200
Caudal fluido [m ³ /s]	= 0.145
Altura bomba-operación [m]	= 1220
Velocidad fluido [m/s]	= 1.2305
Número de Reynolds	= 248613.4125
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.01787
Factor constante C	= 0.0035602
Velocidad acústica a [m/s]	= 1081.3343
Transitorio [m] (delta H)+/-	= 135.6319
Transitorio [psi] (delta P)+/-	= 162.0648
Per.crit. Trans.total ducto [s]	= 305.1785
Presion salida Esmeraldas [psi]	= 1457.7616
Presion llegada Sto.Domingo [psi]	= 67.505

RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds	= 248613.4125
Rugosidad relativa	= 0.00039344
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.01787
Factor constante C	= 0.0035602
Delta Diámetro int. [plg]	= 0.206
Delta rugosidad(abs) [plg]	= 0.0095
Delta Caudal Q [m ³ /s]	= 0.031
Delta visc.cinemática [m ² /s]	= 1.595e-007
Delta Reynolds [m]	= 29109.4804
Delta Rugosidad relativa	= 0.00061764
Delta f	= 0.0034261
Delta C	= 0.0024453

• GASOLINA SUPER

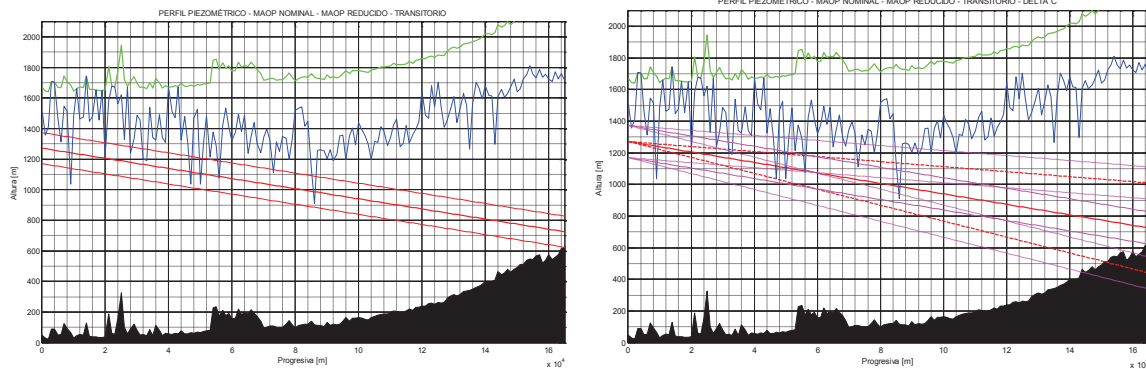


Figura 2.66. Comportamiento hidrodinámico del Sistema $\pm \Delta C$, para Gasolina Super

Diámetro NPS [plg]	= 16
Diámetro interno [m]	= 0.38735
Espesor tubería [plg]	= 0.375
Espesor tubería [mm]	= 9.525
Grado API 5L-X	= 52
Rugosidad tubería [plg]	= 0.006
Rugosidad relativa	= 0.00039344
Coefficiente de pérdidas K	= 2.68
Viscosidad dinámica [cP]	= 0.48
Viscosidad cinemática [m ² /s]	= 6.2926e-007
Viscosidad cinemática [cSt]	= 0.62926
Densidad fluido [kg/m ³]	= 762.8
Módulo de Bulk [MPa]	= 553
Caudal fluido [m ³ /s]	= 0.145
Altura bomba-operación [m]	= 1220
Velocidad fluido [m/s]	= 1.2305
Número de Reynolds	= 757432.6249
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.016613
Factor constante C	= 0.0033096
Velocidad acústica a [m/s]	= 810.9661
Transitorio [m] (delta H)+/-	= 101.7196
Transitorio [psi] (delta P)+/-	= 110.3993
Per.crit. Trans.total ducto [s]	= 406.9221
Presion salida Esmeraldas [psi]	= 1324.1016
Presion llegada Sto.Domingo [psi]	= 106.1884

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds	= 757432.6249
Rugosidad relativa	= 0.00039344
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.016613
Factor constante C	= 0.0033096

Delta Diámetro int. [plg]	= 0.206
Delta rugosidad(abs) [plg]	= 0.0095
Delta Caudal Q [m ³ /s]	= 0.013
Delta visc.cinematica [m ² /s]	= 2.37e-008

Delta Reynolds [m]	= 29148.8294
Delta Rugosidad relativa	= 0.00061764
Delta f	= 0.0045454

Delta C	= 0.0017225
---------	-------------

• GASOLINA EXTRA

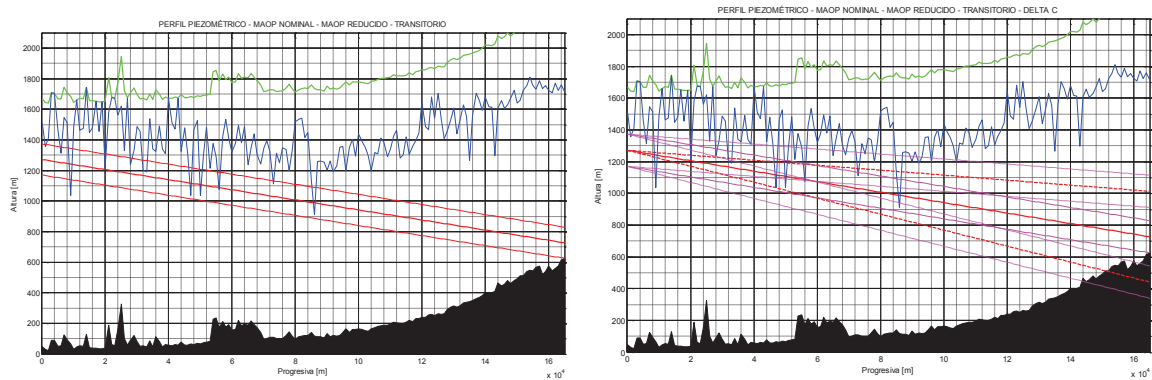


Figura 2.67. Comportamiento hidrodinámico del Sistema $\pm \Delta C$, para Gasolina Extra

Diámetro NPS [plg]	= 16
Diámetro interno [m]	= 0.38735
Espesor tubería [plg]	= 0.375
Espesor tubería [mm]	= 9.525
Grado API 5L-X	= 52
Rugosidad tubería [plg]	= 0.006
Rugosidad relativa	= 0.00039344
Coefficiente de pérdidas K	= 2.68
Viscosidad dinámica [cP]	= 0.44
Viscosidad cinemática [m ² /s]	= 5.7682e-007
Viscosidad cinemática [cSt]	= 0.57682
Densidad fluido [kg/m ³]	= 762.8
Módulo de Bulk [MPa]	= 553
Caudal fluido [m ³ /s]	= 0.145
Altura bomba-operación [m]	= 1220
Velocidad fluido [m/s]	= 1.2305
Número de Reynolds	= 826290.1363
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.016553
Factor constante C	= 0.0032978
Velocidad acústica a [m/s]	= 810.9661
Transitorio [m] (delta H)+/-	= 101.7196
Transitorio [psi] (delta P)+/-	= 110.3993
Per.crit. Trans.total ducto [s]	= 406.9221
Presion salida Esmeraldas [psi]	= 1324.1016
Presion llegada Sto.Domingo [psi]	= 108.3105

RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds	= 826290.1363
Rugosidad relativa	= 0.00039344
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.016553
Factor constante C	= 0.0032978
Delta Diámetro int. [plg]	= 0.206
Delta rugosidad(abs) [plg]	= 0.0095
Delta Caudal Q [m ³ /s]	= 0.013
Delta visc.cinemática [m ² /s]	= 2.173e-008
Delta Reynolds [m]	= 31791.5605
Delta Rugosidad relativa	= 0.00061764
Delta f	= 0.0046024
Delta C	= 0.001731

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE INTEGRIDAD Y RIESGOS

El transporte de fluidos por medio de tuberías cilíndricas a presión es un método muy eficiente desde el punto de vista energético y de costos, por lo que se hace necesario realizar un estudio para estimar el grado de integridad de la tubería y efectuar un análisis general del sistema a fin de establecer conclusiones y recomendaciones sobre el estado actual del mismo.

La integridad mecánica es una filosofía de trabajo que tiene por objeto garantizar que todo el equipo de proceso sea diseñado, fabricado, instalado, operado, inspeccionado, mantenido y/o remplazado oportunamente para prevenir fallas, accidentes o potenciales riesgos a personas, instalaciones y al ambiente.²³

Existe abundante bibliografía al respecto, de donde se puede resumir que: *Integridad es la condición, estado o cualidad mecánica de ser entero o completo, que le permite desarrollar la función de transportar un fluido, garantizando la contención y seguridad del mismo, de forma confiable durante el ciclo de vida especificado, es decir el estado sin falla.* También se puede entender como el estado de la tubería, con respecto a la seguridad pública, protección ambiental y confiabilidad operacional.

El análisis de integridad consiste en la evaluación del estado estructural de un elemento, basándose en la identificación del tipo y grado de severidad de los defectos presentes en él, a partir de los reportes de inspección no destructiva y la información técnica del elemento y su entorno de influencia. El objetivo de estos análisis es conocer cómo pueden suceder los accidentes, administrar el control del riesgo mediante la evaluación del mismo, establecer planes, procesos y procedimientos, así como también gestionar el entrenamiento, capacitación y certificación del personal responsable, para su desempeño.

²³ NORMA NRF-227-PEMEX-2009



Figura 3.1. Ejemplos de incidentes en Áreas de Alta Consecuencia²⁴

En el sector industrial petrolero a nivel mundial, existen organismos internacionales y gubernamentales que se encargan de establecer normativas y recomendaciones estandarizadas, a fin de procurar lineamientos homogéneos en cuanto al diseño, construcción, instalación, inspección, mantenimiento y reparación de instalaciones y elementos de un sistema de transporte y almacenamiento hidrocarburífero. En cuanto al manejo de criterios sobre la integridad y riesgos, son de común consulta las siguientes Normas internacionales, entre otras:

- DOT 49 CFR 195, Department of Transportation, Code of Federal Regulations, “Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline”.
- ASME B31.8S, American Society of Mechanical Engineers, “Managing System Integrity of Gas Pipelines”.

²⁴ Fuente: <http://www.reportero24.com/2012/08/cronica-%C2%A1ve-y-cierra-la-valvula/>

- API 1160, American Petroleum Institute, “Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines” (desarrollada en respuesta a las demandas del Department of Transportation: DOT 49 CFR 195, acerca de la administración de la integridad de las tuberías en áreas de alta consecuencia).
- API 570, American Petroleum Institute, “Piping Inspection Code: Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction”.
- API 579, American Petroleum Institute, “Fitness for Service”.
- API 580, American Petroleum Institute, “Risk Based Inspection”.
- NACE SP0502, NACE International Standard Practice, “Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology”.

La Norma API-1160 ha sido comúnmente aceptada a nivel mundial y adaptada a la regulación de varios países, ya que establece la metodología y los parámetros para la elaboración de un estudio de integridad. De entre estos lineamientos, se resumen:

- Identificación y documentación de HCA's (Áreas de Alta Consecuencia) y la influencia de los segmentos de tubería en estas áreas.
- Recolección de datos, análisis e integración, incluyendo un listado completo del tipo de datos para recolectar.
- Tipos de anomalías en tuberías y herramientas para su detección.
- Evaluación del riesgo, validación y priorización.
- Opciones de mitigación y métodos de reparación, con un listado de técnicas de reparación de tuberías comúnmente utilizadas.
- La evaluación inicial de referencia para el plan de desarrollo e implementación.
- Determinación del intervalo / frecuencia de inspección subsecuente.
- Medidas generales de prevención y rehabilitación.
- Administración de la integridad de tanques y tuberías en estaciones de bombeo y terminales, incluyendo opciones de mitigación, consideraciones de diseño, control de corrosión e inspección.
- Medidas de desempeño y auditorías.
- La gestión del cambio y la actualización del programa de integridad de la tubería.

Tomando en consideración la complejidad de un estudio pormenorizado para el establecimiento de un análisis de integridad y riesgos, el cual incluiría datos detallados del sistema, así como también la geografía e hidrología del terreno, para los alcances del presente trabajo se realiza a continuación, un lineamiento general para un análisis de integridad y riesgos de la tubería de un Poliducto, a fin de obtener sin mayor profundidad de detalle, un panorama general de la metodología para determinar la localización de las Áreas de Alta Consecuencia (HCA's) y su priorización bajo un análisis de riesgo.

3.1. DATOS CARACTERÍSTICOS Y ANTECEDENTES ESTRUCTURALES

Para evaluar las amenazas o peligros en una tubería de transporte de hidrocarburos, se debe definir y recolectar toda la información relevante que caracterice los segmentos y las amenazas potenciales en cada segmento. Mientras mayor información se disponga, se podrá obtener un análisis más preciso, sin embargo para un sistema de transporte por Poliducto que tenga una emplazamiento a lo largo de vastas extensiones de terreno, lo más representativo será la información geográfica del territorio por el que atraviese el derecho de vía, ya que de estos datos se obtienen las estimaciones del riesgo existente para las personas, el ambiente, infraestructuras aledañas, imagen y prestigio empresarial, daños a terceros, entre otras, las cuales en la mayoría de circunstancias se transforman en los costos más altos en caso de un incidente.

3.1.1. DATOS CARACTERÍSTICOS

Desde el punto de vista de la integridad de ductos y conforme a los planteamientos de la Norma API-1160 "*Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*", la Tabla 7-1 de la misma, detalla un listado referencial a fin de ayudar a ilustrar los tipos de datos que se podrían requerir para un análisis completo, sin que éstos sean necesariamente todos los que deban aplicarse para cada caso específico:

Norma API-1160 “Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines”	
TABLA 7-1 – Tipos de Datos para Recolectar²⁵	
Tipo de Dato	Factores de ejemplo
DATOS DE DISEÑO, MATERIAL Y CONSTRUCCIÓN	
Nombre/id. Segmento de tubería	Etiquetas de identificación
Coordenadas de ruta de tubería	HCA, levantamiento de ingeniería, GPS, señalamiento
Diámetro de tubería	Esfuerzos, volumen potencial de derrame
Espesor de pared de tubería	Máxima presión de operación, Daños a terceros
Grado de tubería	Máxima presión de operación
Presión de Operación de diseño y factores de seguridad	Máxima presión de operación, Daños a terceros
Tipo de tubería: - Soldadura por resistencia eléctrica (ERW) - soldaduras por alta frecuencia son usadas en líneas de tubos modernas - soldaduras por DC o baja frecuencia fueron usadas en líneas de tubos antiguas - soldaduras <i>flash</i> fueron usadas en líneas de tubos antiguas - Soldadura por arco sumergido (SAW) - Soldaduras de doble arco sumergido (DSAW) son usadas en líneas de tubos modernas - Soldaduras de simple arco sumergido (SSAW) fueron usadas en líneas de tubos antiguas - Tubos sin costura ven uso limitado en tuberías	Dureza, fallas tipo fisura, anomalía metalúrgica
Fabricante del tubo y fecha de producción	Problemas históricos
Fecha de construcción o edad	Estado del arte
Calidad de soldadura e inspección	Falla de soldadura
Tipo de revestimiento	Corrosión exterior, SCC
Condición de revestimiento	Corrosión exterior
Tipo de Protección Catódica	Corrosión exterior
Condición de la Protección Catódica	Corrosión exterior
Estación de bombeo, estación de aumento de presión y terminal	Volumen potencial de derrame
Localización de válvulas, requerimientos de prueba y tiempos de cierre	Volumen potencial de derrame
Tipos de suelo (arena, roca, arcilla, etc.)	Corrosión exterior, esfuerzos
Aditamentos, bridas, accesorios, líneas muertas y líneas de instrumentación	Corrosión, clasificación correcta
DATOS DEL DERECHO DE VÍA	
Ancho de los derechos de vía	Daños a terceros
Profundidad de enterramiento	Daños a terceros
Condición del derecho de vía	Daños a terceros, ingresos / salidas
Frecuencia de patrullaje - línea de vuelo - conducción - caminata	Daños a terceros

²⁵ Norma API-1160, Tabla 7-1. Traducción del autor.

Revisión de invasiones y mitigación	Daños a terceros
Marcadores de tubería y señalización	Daños a terceros
Lista de descripción legal y propietarios de tierra	Educación pública
Descripción del uso de tierra – rural, urbana, agrícola, industrial	Daños a terceros
Autopistas y cruces de ferrocarril – entubado, no entubado	Corrosión externa, daños a terceros
Cruces de ríos, arroyos, y lagos	Consecuencia, control de derrame
Tubería y otros cruces de utilidad, compartiendo el corredor del derecho de vía	Corrosión por interferencia, daños a terceros
Relaciones comunitarias	Educación pública, daños a terceros
Sensibilización pública de la tubería	Educación pública, daños a terceros
Uso de sistema de llamadas, efectividad y tiempo de respuesta	Daños a terceros
Presencia de personal operativo durante las excavaciones	Condición de la tubería, corrosión exterior, daños a terceros
Divulgación de reportes de tubería	Condición de la tubería, corrosión exterior, daños a terceros
DATOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, INSPECCIÓN Y REPARACIÓN	
Resultados de inspecciones instrumentadas en línea (ILI)	Condición de la tubería, corrosión exterior, daños a terceros
Resultados de evaluación de anomalías por ILI	Condición de la tubería, corrosión exterior, daños a terceros
Datos de pruebas de presión hidrostática	Condición de la tubería, fallas durante la prueba
SCADA y detección de fugas	Volumen potencial de derrame, tiempo de respuesta, comunicación preventiva.
Procedimiento para sala de control y coordinación de campo	Errores del operador
Plan de respuesta de emergencia, inducción y entrenamiento	Tiempo de respuesta, minimización de fuga.
Plan de manejo de derrame	Control de derrames, consecuencia, HCA
Plan de respaldo para comunicaciones y fallas de potencia	Errores del operador
Calificación de operadores y plan de entrenamiento	Errores del operador
Presión de línea de contenido o servicio (petróleo crudo, gasolina, jet fuel, HVL)	Consecuencia
Ciclos de presión y perfil de presión	Falla de tubería, fatiga, protección de sobrepresión.
Temperatura de operación	Falla de tubería, daño de revestimiento, SCC
Temperatura ambiente	Propiedades de nube de vapor liberado, características de flujo del producto
Condición atmosférica y datos	Corrosión exterior
Lecturas tubo-suelo	Corrosión exterior
Estudio de intervalo corto (CIS)	Corrosión exterior
Condición del revestimiento e inspección	Corrosión exterior
Inspección de protección catódica	Corrosión exterior
Inspección de profundidad de enterramiento	Daños a terceros
Replanteamiento de ruta, remplazo de sección, profundización de línea	Daños a terceros
Protección de tuberías en ríos, arroyos, lagos y vías acuíferas	Daños a terceros, consecuencia
Protección de tuberías y monitoreo en suelos inestables	Prevención de derrames

REGISTROS PARA DETERMINACIÓN DE PORCIONES DE TUBERÍA QUE PUEDAN AFECTAR ÁREAS SENSIBLES	
Proximidad a fuentes de agua potable: dentro de 500 pies, 2500 pies, 1 milla, 5-10 millas	Consecuencia, HCA
Proximidad con áreas pobladas	Consecuencia, HCA
Proximidad con hábitats	Consecuencia, HCA
Proximidad con aguas recreacionales	Consecuencia, HCA
Proximidad con otros usos del agua y afluentes acuíferos	Consecuencia, HCA
Proximidad con zonas agrícolas	Consecuencia, HCA
Proximidad con parques y bosques	Consecuencia, HCA
Proximidad con aguas de pesca comercial	Consecuencia, HCA
Proximidad con áreas sensibles	Consecuencia, HCA
Proximidad con otras áreas importantes	Consecuencia, HCA
DATOS DE INCIDENTES Y RIESGOS	
Pasado histórico de incidentes, fugas y conatos - localización - causa de falla y causa raíz - consecuencias - acción remedial - historial de reparaciones - historial de invasiones	Tipo de falla, prevención y control de derrames
Programa de muestreo de aire, suelo y agua	Consecuencia, corrosión
Potencial para la seguridad humana	Consecuencia, HCA
Potencial de liberación en cañadas	Consecuencia
Potencial de impacto ambiental (aire, suelo y agua)	Consecuencia, HCA
Potencial para fuegos	Consecuencia, HCA
Potencial de pérdidas financieras - seguridad humana, lesiones y fatalidades - daños al aire, suelo y agua - pérdidas funcionales, gastos legales, multas y daños punitivos Costos de fuentes alternas de agua potable, tiempo de inactividad de la tubería y escasez de combustibles	Consecuencia, HCA
Historial en otras compañías y sistemas industriales	Tipo de falla

Tabla 3.1. Ejemplo de datos característicos según Norma API-1160

En razón que el presente estudio se realiza en base a un ejemplo teórico, se toman en cuenta los datos característicos asumidos en el Capítulo 2.1, categorizándolos según los *Materiales, Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento*. Se toma por separado la información de *Antecedentes Estructurales*, a fin de concatenar estos datos con los de *Localización Geográfica* y poder obtener, a partir de un mapa, la información correspondiente a las *Áreas de Alta Consecuencia (HCA's)*, luego de lo cual se puede tener una visión integral para un análisis adecuado.

DATOS CARACTERÍSTICOS		
1.- MATERIALES	• Grado tubería:	API 5L-X52
	• Peso por unidad de longitud:	62,64 lb/ft (92,98 Kg/m)
	• Revestimiento:	Líquido adhesivo (resinas polímeras) + Cinta anticorrosiva + Cinta de protección mecánica
	• Tipo de costura tubería:	ERW
2.- DISEÑO	• Año de diseño:	1982
	• Diámetro:	16 plg
	• Espesor:	0,375 plg (9,53 mm)
	• Longitud:	165 Km
3.- CONSTRUCCIÓN	• Año de construcción:	1983
	• Diámetro NPS:	16,00 plg (406,40 mm)
	• Espesor:	0,375 plg (9,53 mm)
	• Diámetro interno:	15,25 plg (387,4 mm)
	• Longitud:	165 Km
	• Radiografiado:	100%
	• Presión de prueba mínima:	2070 psi
4.- OPERACIÓN	• Productos:	Diesel, Jet A1, G.Super, G.Extra
	• Caudal Diesel:	3000 - 3200 BPH (Diesel)
	• Caudal Gasolinas:	2500 -2700 BPH (Gasolinas)
	• Temperatura media salida:	86°F (30°C)
	• Temperatura media llegada:	75°F (23,8°C)
	• Presión Descarga:	1100 – 1300 psig
	• Presión Succión:	60 – 275 psig
5.- MANTENIMIENTO	• Protección Catódica:	Corriente Impresa
	• Tipo limpieza interior:	Equipos raspadores + separadores
	• Frecuencia limpieza interior:	Mensual

Tabla 3.2. Datos característicos categorizados

3.1.2. ANTECEDENTES ESTRUCTURALES

Se consideran para este estudio, escenarios de ejemplo en los cuales el Poliducto ha sido operado continuamente, ha sufrido roturas de tubería por falla de materiales y afectaciones de terceros, así como también la presencia de zonas de corrosión interior y exterior. Estas anomalías, se asumen además profundizadas por el tiempo de vida útil del ducto y se localizan aleatoriamente, a fin de registrar las mismas a lo largo del perfil de la tubería.

ROTURAS DE TUBERÍA		PERFORACIONES CLANDESTINAS	
Ubicación	Causa	Ubicación	
04+000	Deslave	23+000	
17+500	Corrosión Interior	65+500	
29+700	Deslave	79+000	
45+800	Corrosión Exterior	115+500	
56+200	Corrosión Interior	142+000	
65+000	Corrosión Interior	155+000	
72+500	Corrosión Interior		
75+100	Corrosión Interior		
93+500	Deslave		
118+000	Corrosión Exterior		
140+000	Corrosión Interior		
160+500	Corrosión Interior		

Tabla 3.3. Ejemplo de localización de antecedentes estructurales

3.2.LOCALIZACIÓN Y GEOREFERENCIACIÓN

En el recorrido de la Línea, según el mapa del IGM, se han localizado los principales centros poblados por los que atraviesa el ducto en estudio, los mismos que tienen gran importancia al momento de la realización de un análisis de integridad, estos son: Esmeraldas, Vuelta Larga, San Mateo, Chinca, Taigüe, Majua, Viche, El Roto, Chucaple, El Achiote, El Vergel, El Mirador, Zapotal, Cupa, Quinindé, Santa Elvira, Pueblo Nuevo, La Unión, El Consuelo, La Independencia, La Concordia, Ipacarai, Valle Hermoso y Santo Domingo.

El trazado de la Línea se puede colocar sobre el mapa, gracias a los puntos de localización georeferenciada GPS. La precisión depende del equipo GPS utilizado, la tecnología que el mismo utilice y el sistema de coordenadas geodésicas; el Instituto Geográfico Militar, única institución reguladora de datos geoespaciales en el Ecuador, determina el uso de las coordenadas UTM (Universal Transversal de Mercator), con el Datum WGS84 (World Geodetic System 1984).

Estos puntos geo-referenciales se recolectaron a lo largo de un recorrido de campo, paralelo a la vía principal, asumiendo que este recorrido presenta ventajas en cuanto al acceso necesario para un mantenimiento periódico y favorece una velocidad de respuesta ante incidentes en la Línea. Como datos para el análisis, se toman las posiciones GPS cada kilómetro de recorrido, con su correspondiente altitud sobre el nivel del mar, de donde se obtiene tanto el plano del trazado geográfico, como el perfil altimétrico:



Figura 3.2 Localización del trazado de Línea, según coordenadas GPS

Para el recorrido de la Línea, se asumen las siguientes localizaciones de válvulas en función de las zonas pobladas por la que atraviesa:

TIPO	Km	SECTOR
BDV	00+000	Esmeraldas
BCDV	02+000	Vuelta Larga
BD	17+000	Estero El Timbre
BCV	25+000	Taigüe
BD	40+000	Viche
BV	53+000	Chucaple
BCD	65+000	El Mirador
BCDV	80+000	Quinindé
BCV	102+000	La Unión
BCDV	116+000	La Concordia
BCV	133+000	Valle Hermoso
BCDV	165+000	Santo Domingo

Tabla 3.5. Listado de válvulas

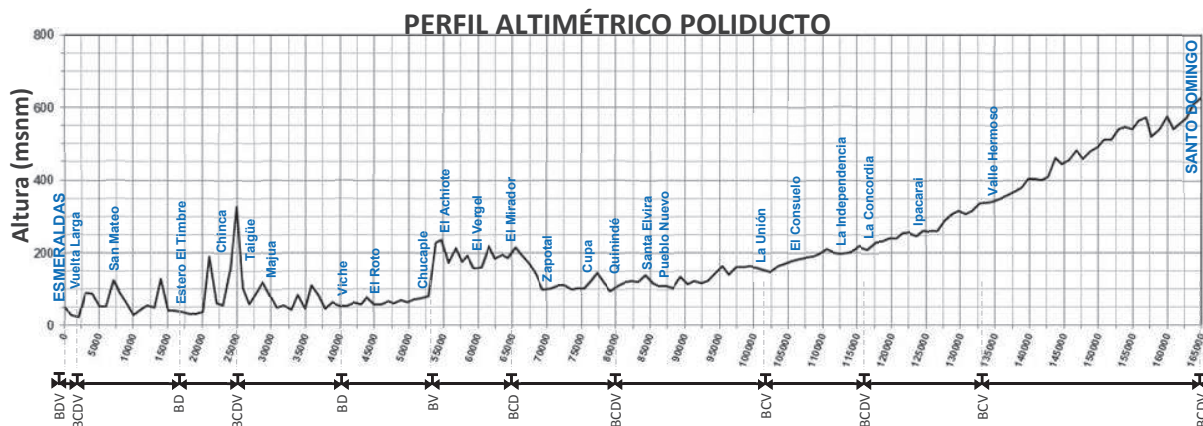


Figura 3.3 Perfil Altimétrico, Zonas pobladas y Válvulas

Para realizar el análisis de integridad y riesgos, se recomienda segmentar el trazado de la tubería, a fin de poder observar con mayor detalle las zonas con mayor riesgo de afectación, en función de los factores hidrodinámicos de diseño, históricos, ambientales, geográficos y límites políticos, así como también las jurisdicciones seccionales de los territorios por donde atraviesa el derecho de vía.

De acuerdo a la cartografía de libre acceso del Instituto Geográfico Militar (IGM), para la escala 1:50.000 se ha subdividido el territorio nacional en diferentes sectores, de los cuales se puede descargar individualmente su respectiva carta topográfica en formato *.shp (shapefile-ESRI)*, el cual se visualiza con el software *ArcGIS*. De la división sectorial, se determina que el caso del Poliducto analizado atraviesa las cartas correspondientes a las zonas de Esmeraldas, Chinca, Viche, El Mirador, Rosa Zárate Norte, Rosa Zárate (Quinindé), La Concordia, Monterrey, Cristóbal Colón y Santo Domingo de los Colorados.

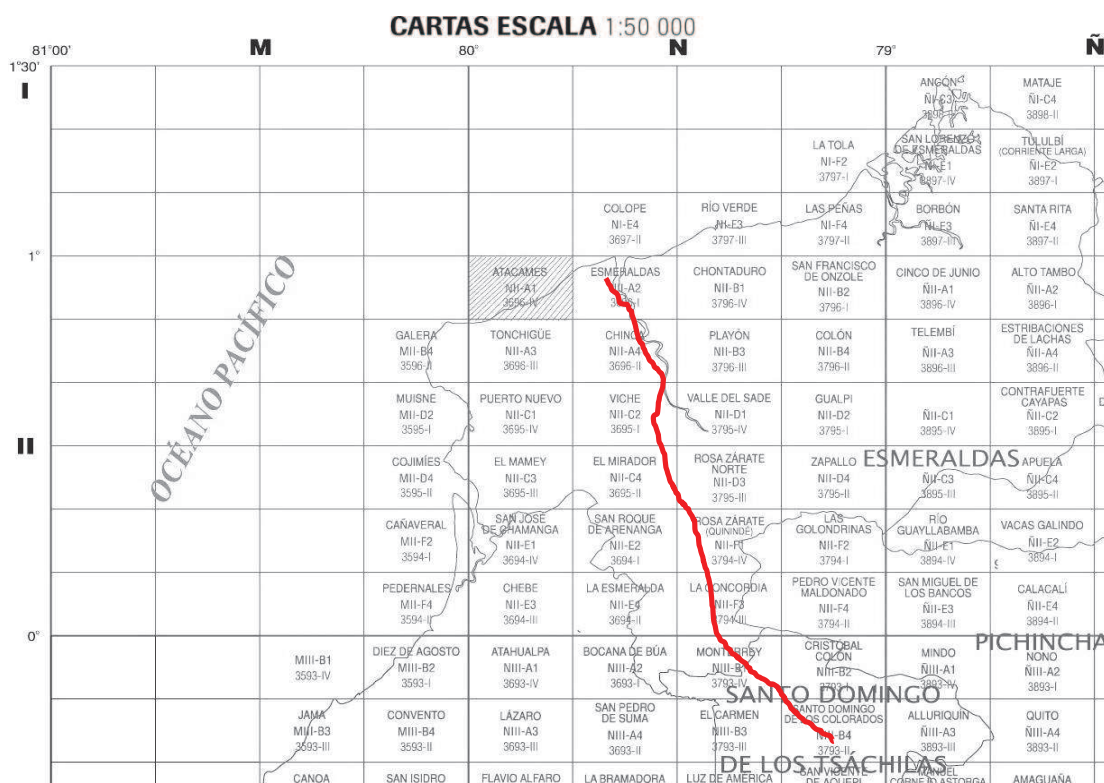


Figura 3.4 Localización del caso del Poliducto, en división sectorial del IGM

Superponiendo el mapa físico del Ecuador con la división sectorial del IGM, se obtienen los sectores de influencia del caso del Poliducto en estudio:

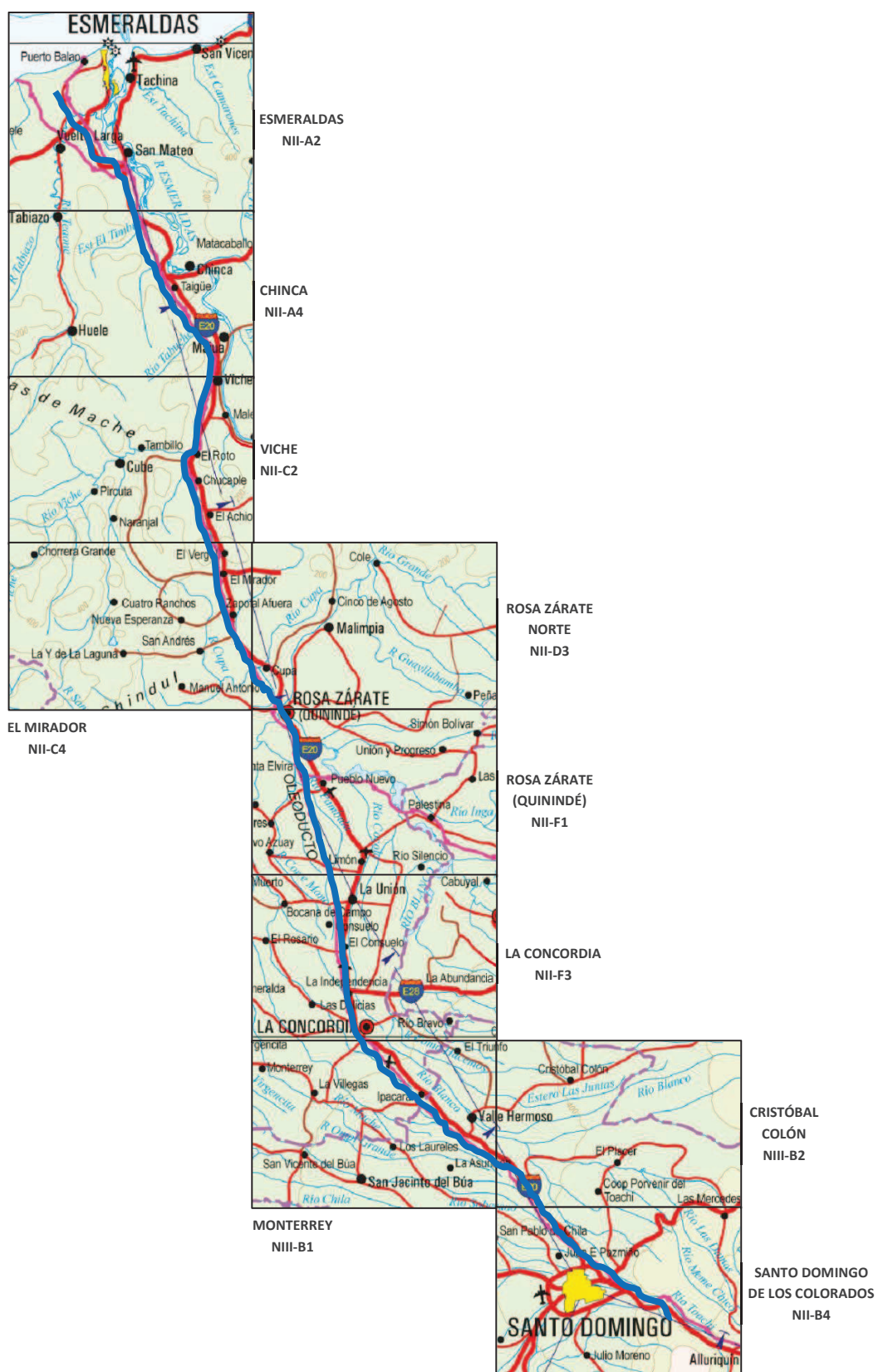


Figura 3.5 Sectores de influencia del caso del Poliducto, en división sectorial del IGM

Mediante el software *ArcGIS*, se pueden visualizar las cartas topográficas superpuestas en un mapa de relieve. Utilizando este programa, se colocan los puntos GPS obtenidos y se genera una línea de continuidad que une los mismos, obteniéndose el trazado del Poliducto sobre el mapa topográfico del IGM. Por política de seguridad, el IGM mantiene restringida la carta topográfica correspondiente a la zona de Esmeraldas.

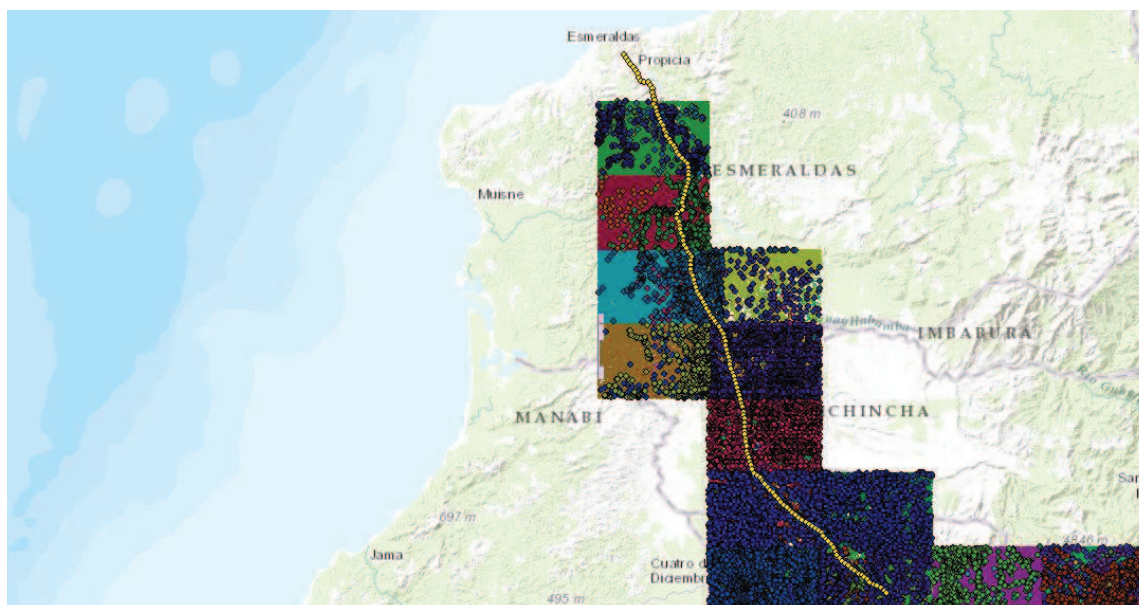


Figura 3.6 Visualización del Poliducto y las divisiones sectoriales en el software *ArcGIS*

Los puntos de color sobre los planos topográficos representan los asentamientos de vivienda registrados por el IGM en cada sector y permiten la visualización general de la localización poblacional a lo largo del trazado del Poliducto en estudio.

3.3. ESTADO ESTRUCTURAL ACTUAL

El método de inspección de Línea interna instrumentada ILI, constituye en la actualidad la mejor fuente de información respecto al estado de integridad de un ducto. Asumiendo que se ha realizado una inspección de la Línea para el presente estudio, conforme a los lineamientos de la Norma API 1163 *In-line Inspection Systems Qualification Standard*, se ordenan los resultados de ejemplo por anomalías supuestamente detectadas de corrosión exterior y corrosión interior, a lo largo de 165 Km del trazado de la tubería.

Por ejemplo, para corrosión exterior se asumen 5.000 anomalías, con la siguiente distribución:

PORCENTAJE PÉRDIDA DE METAL (respecto al espesor nominal t)	ANOMALÍAS POR CORROSIÓN EXTERIOR
≤ 19%t	2.618
20%t a 29%t	1.247
30%t a 39%t	675
40%t a 49%t	244
50%t a 59%t	160
60%t a 69%t	33
70%t a 79%t	15
≥ 80%t	8
TOTAL	5.000

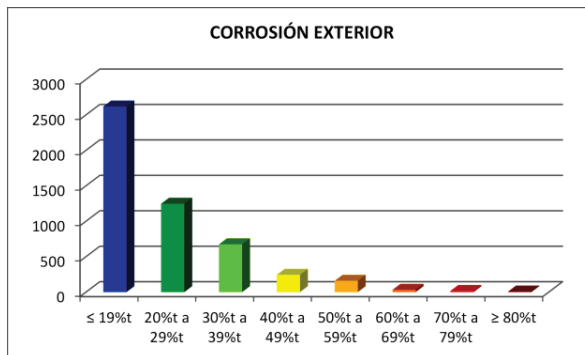


Tabla 3.6. Ejemplo de distribución de anomalías por corrosión exterior

Para anomalías por corrosión interior, se asumen 10.000 anomalías con la siguiente distribución:

PORCENTAJE PÉRDIDA DE METAL (respecto al espesor nominal t)	ANOMALÍAS POR CORROSIÓN INTERIOR
≤ 19%t	542
20%t a 29%t	2.213
30%t a 39%t	2.578
40%t a 49%t	1.516
50%t a 59%t	1.462
60%t a 69%t	1.364
70%t a 79%t	310
≥ 80%t	15
TOTAL	10.000

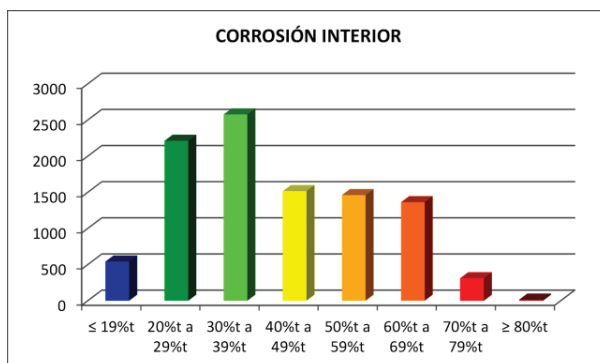


Tabla 3.7. Ejemplo de distribución de anomalías por corrosión interior

Para visualizar si los defectos se concentran en algún punto específico de la circunferencia del ducto, se utiliza un gráfico de la localización de las anomalías con una referencia horaria, a lo largo de la progresiva. Esta forma de localizar se conoce como “hora técnica del ducto” y se la visualiza como una distribución en el sentido horario, con el flujo ingresando al plano:

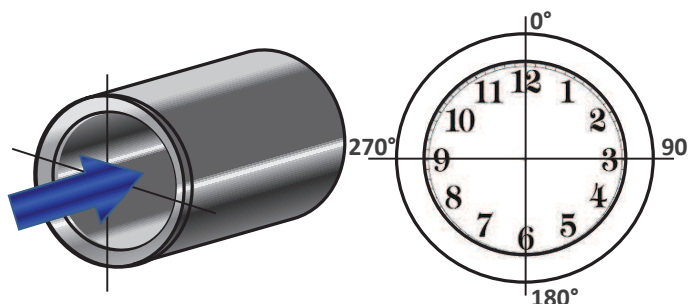


Figura 3.7 Localización horaria en tuberías

Los resultados de una inspección con equipo instrumentado también se presentan de manera gráfica, utilizando la orientación de la hora técnica, a fin de facilitar la interpretación de la localización de las anomalías detectadas. Dicha interpretación puede brindar información sobre la eficiencia de los programas de limpieza del ducto, localización de zonas pobladas donde se halle una alta concentración de anomalías, ubicación de la concentración de éstas (parte superior o inferior del interior o exterior del tubo), etc.

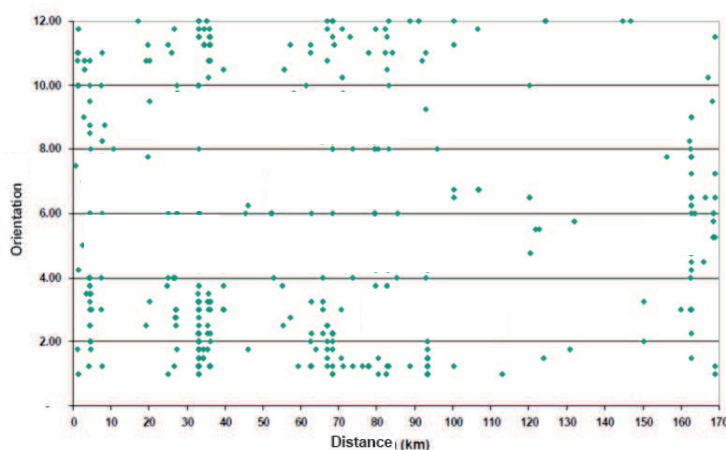


Figura No.3.8 Ubicación Horaria de las anomalías externas en función de la distancia de la tubería. En este ejemplo se aprecia una concentración de anomalías en los Pk.32, 65 al 95 y 162.²⁶

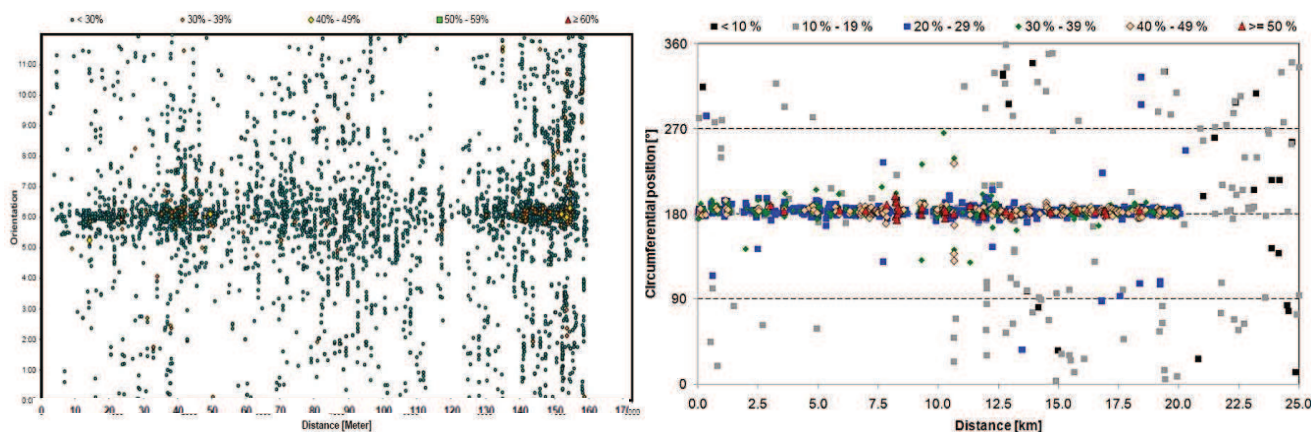


Figura No.3.9 Ubicación Horaria de las anomalías internas en función de la distancia de la tubería. En estos ejemplos se aprecia una concentración de anomalías en la parte inferior del ducto (6:00h/180°), típicamente por sedimentación o deficiencia del rendimiento de programas y equipos de limpieza interior.²⁷

²⁶ Fuente: <http://www.pipeline-journal.com/ejournal/ptj-1-2013/>

²⁷ Fuentes: http://www.genesisoilandgas.com/Our-Business/supporting%20expertise/integrity_management/Pages/default.aspx ; <http://www.pipeline-journal.com/ejournal/ptj-2-2013/>

Luego de concluidos los trabajos de envío de los equipos instrumentados, se procede a realizar un análisis de la información que éstos recopilan a lo largo de su recorrido al interior de la Línea. La Norma API 1163, en su Capítulo 9.2 contempla un procedimiento para la verificación de estos resultados preliminares, a fin de garantizar la validez y precisión de los mismos.

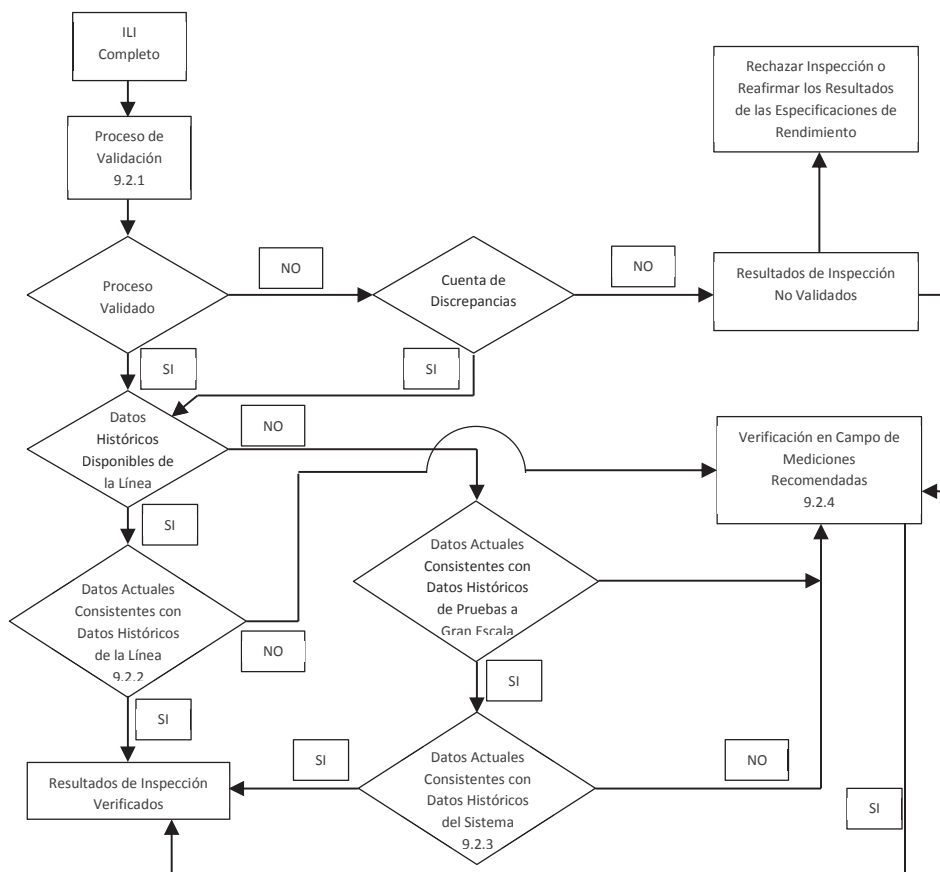


Figura No.3.10 Proceso de Verificación de resultados de Inspección, según API 1163 (traducción del Autor)

Así mismo, en el Apéndice C de esta Norma, se explica un ejemplo para la interpretación de las denominadas “hojas de excavación” (*dig sheet*), las cuales sirven para localizar en campo las anomalías detectadas, en función de marcadores colocados durante la corrida del equipo instrumentado y referencias fijas de la tubería, como son válvulas y cordones de soldadura.

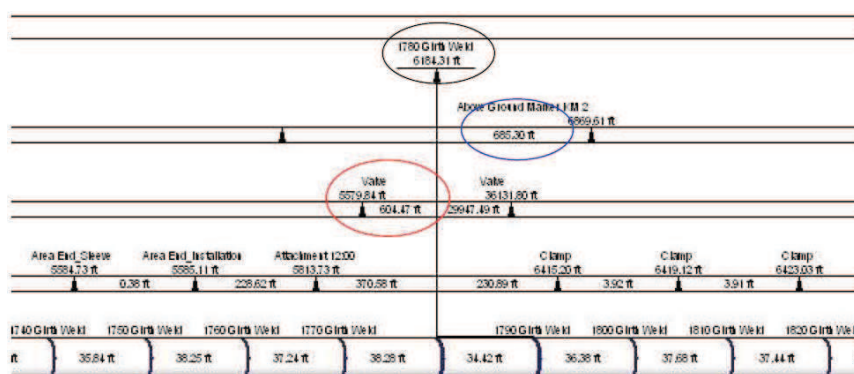


Figura No.3.11 Ejemplo de localización de Característica, según API 1163-Appendix C

Para efectos del presente estudio de ejemplo, asumiendo condiciones de tubería típicas en resultados de inspecciones instrumentadas, representadas en las gráficas de ejemplo, se toman como datos finales los que se resumen a continuación:

	ANOMALÍAS EXTERNAS	ANOMALÍAS INTERNAS
CANTIDAD	5.000	10.000
CONCENTRACIÓN ZONAS	Pk.32+000 Pk.65+000 al 95+000 Pk.162+000	Pk.05+000 al 50+000 Pk.65+000 al 105+000 Pk.130+000 al 160+000
CONCENTRACIÓN HORARIA	01:00 – 04:00 y 10:00 – 12:00 01:00 – 04:00 y 10:00 – 12:00 01:00 – 09:00	05:00 – 07:00 05:00 – 07:00 05:00 – 08:00
CONDICIÓN DUCTO	GRAVE	

Tabla 3.8. Ejemplo de resumen de anomalías

3.4. ANÁLISIS DE INTEGRIDAD

Un análisis completo de la integridad mecánica de ductos, contempla la fusión de los resultados cuantitativos de las inspecciones a lo largo de la estructura de la tubería, con los resultados cualitativos de la determinación de las áreas de alta consecuencia, tema que se trata más adelante.

Si se cuenta con la información necesaria y suficiente de las condiciones mecánicas de la tubería en cualquier sistema de transporte de hidrocarburos, se puede estimar la integridad mecánica del mismo de manera cuantitativa. En la actualidad los métodos más utilizados de evaluación de integridad son la inspección con equipo instrumentado, la prueba de presión y la evaluación directa.

La fuente más completa de información se obtiene de las inspecciones con equipo instrumentado ILI, de donde principalmente se realiza la medición de la pérdida de metal interna y externa de la pared metálica de la tubería.

Para la determinación de la influencia mecánica que pueden tener las áreas con pérdida de metal inspeccionadas, se pueden utilizar varias técnicas de cálculo, de las principales y más comúnmente difundidas en nuestro medio:

- Determinación de la MAOP en función de espesores remanentes.
- Determinación de esfuerzo remanente en áreas corroídas por Norma ASME B31G.
- Determinación de esfuerzo remanente de áreas corroídas por metodología RSTRENG.
- Determinación de esfuerzo de ruptura de áreas corroídas por Norma DNV-RP-F101.

3.4.1. Determinación de Máxima Presión de Operación Admisible (MAOP) en función de espesores remanentes (*MAOP-reduced*)

Para el diseño de una tubería nueva, o para la determinación de parámetros específicos de las tuberías que constituyen un Sistema de Transporte de Hidrocarburos, se puede recurrir directamente a las especificaciones establecidas en la Norma ASME B31.4 *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids*, la cual en su edición 2006 indica la ecuación para el cálculo de espesores y presiones internas de tubería, de donde se resume:

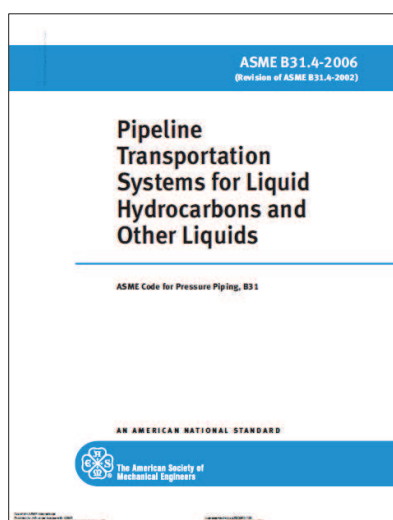


Figura 3.12 Norma ASME B31.4

Norma ASME B31.4, párrafo 402.3 Esfuerzos tolerables y otros límites de esfuerzos²⁸.

- Tubería nueva, con especificaciones conocidas:

$$S = F \times E \times SMYS \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

S = Valor del esfuerzo tolerable

F = Factor de diseño basado en espesor de pared nominal = 0,72

E = Factor de junta soldada (de la tubería en fábrica)
– Tabla 402.4.3 de la Norma

SMYS = *Specified Minimum Yield Strength* (Esfuerzo de Cedencia
Mínimo Especificado – Tabla 402.4.3)

- Tubería nueva o usada (recuperada), con especificaciones desconocidas o bajo especificación ASTM A-120:

$$S = F \times E \times MYS \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

S = Valor del esfuerzo tolerable

F = Factor de diseño basado en espesor de pared nominal = 0,72

E = Factor de junta soldada (de la tubería en fábrica)
– Tabla 402.4.3 de la Norma

MYS = *Minimum Yield Strength*
(Esfuerzo de Cedencia Mínimo) = 24.000 psi (165 MPa)

- Tubería usada (recuperada), con especificaciones conocidas:

“Párrafo 405.2.1 Tubería Ferrosa, (b) Tubería usada de especificaciones conocidas listadas en la Tabla 423.1 puede ser usada conforme la ecuación de diseño del párrafo 404.1.2 sujeta a los requerimientos de las pruebas de los párrafos 437.4.1, 437.6.1, 437.6.3, y 437.6.4”²³.

Del párrafo 404.1.2:

$$t = \frac{P_i \cdot D}{2 \cdot S} \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

t = Espesor de pared de presión de diseño, plg

P_i = Presión interna de diseño medida, psi

D = Diámetro exterior de la tubería, plg

²⁸ Traducción del Autor

S = Valor del esfuerzo tolerable, psi

De la ecuación definida, se despeja para la presión interna de diseño, considerando el espesor de pared nominal:

$$P_i = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D} \quad \text{Ec. 3.4}$$

Bajo las consideraciones establecidas en la Norma, para una primera aproximación se puede analizar el estado actual de la presión interna de diseño, reducida bajo las condiciones de espesores de pared desgastados por la corrosión y el paso del tiempo (espesores remanentes o reducidos). Tomando en cuenta que si se superaría esta presión reducida, en cualquier punto a lo largo de la Línea, la misma se encontrará trabajando en condiciones de operación no segura, conforme a lo determinado en la Norma ASME B31.4, 402.2.4 *Índice – Tolerancia para Variaciones de Operaciones Normales: ... “Deberán realizarse cálculos de sobrepresiones, y se deberán proporcionar controles adecuados y equipo de protección, ya que el nivel de aumento de presión debido a sobrepresiones y otras variaciones por operaciones normales no podrán superar la presión de diseño interior en cualquier punto en el sistema de tuberías y equipo en más de un 10%.”*²⁹, se establece que la presión determinada por los espesores de pared reducidos, es la máxima presión de operación admisible bajo estas circunstancias, factor conocido como MAOP-reducida (*Maximum Allowable Operative Pressure – reduced*), considerando la siguiente ecuación³⁰:

$$MAOP_{reduced} = \frac{2 \cdot S \cdot t_r}{D} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

MAOP_{reduced} = Máxima Presión (interna) de Operación Admisible reducida, psi

t_r = Espesor de pared reducida (espesor remanente), plg

D = Diámetro exterior de la tubería, plg

S = Valor del esfuerzo tolerable, psi

²⁹ Traducción del Autor.

³⁰ Incluye el criterio del DOT-49CFR-192.619 “incluido el elemento más débil del segmento de tubería”.

Entonces, aplicando este criterio básico, para la tubería en estudio de 16 pulgadas de diámetro NPS, de especificación API 5L-X52, se tiene:

$$S = F \times E \times SMYS \quad \text{Ec. 3.6}$$

$$= 0,72 \times 1 \times 52.000$$

$$= 37440 \text{ psi}$$

Para comparar los valores de la MAOP calculados con espesor nominal versus los espesores remanentes (MAOP-reducidos) del estado actual de un ducto, se requiere graficar el nuevo perfil respecto a la Línea Piezométrica. Se puede apreciar que las ecuaciones recomendadas por la Norma ASME B31.4 son similares a las determinadas en el análisis del Capítulo 2, por lo tanto, para cada punto kilométrico y realizando un comparativo con la línea Piezométrica de la presión de diseño con espesores nominales (definida en el Capítulo 2), versus la MAOP reducida considerando los espesores remanentes y una densidad de fluido de 860,2 Kg/m³ (diesel), de la tabla 2.3 (Capítulo 2) se obtiene para todo el Poliducto en estudio:

PUNTO KILOMÉTRICO	ALTITUD (msnm)	ESPESOR NOMINAL (plg/mm)	% PÉRDIDA	ESPESOR REMANENTE (plg/mm)	MAOP NOMINAL (psi)	MAOP REDUCIDA (psi)	H PIEZOMÉTRICA DISEÑO (m)	MAOP NOMINAL (m)	MAOP REDUCIDA (m)	DIFERENCIA H_PIEZO / MAOP_REDUC. (m 1 %)
PK 00+000 VALV. SALIDA	50.90	0.375	10	0.338	1755	1581.84	1270.90	1484.83	1343.35	72.45 5.39
PK 01+000	28.96	0.375	18	0.308	1755	1441.44	1267.02	1462.89	1206.69	-60.33 -5.00
PK 02+000 Vuelta Larga	21.95	0.375	14	0.323	1755	1511.64	1263.19	1455.87	1257.04	-6.16 -0.49
PK 03+000	89.92	0.375	0	0.375	1755	1755.00	1259.22	1523.85	1523.85	264.63 17.37
PK 04+000	88.09	0.375	0	0.375	1755	1755.00	1255.30	1522.02	1522.02	266.72 17.52
PK 05+000	50.90	0.375	13	0.326	1755	1525.68	1251.51	1484.83	1297.46	45.96 3.54
PK 06+000	52.12	0.375	22	0.293	1755	1371.24	1247.85	1486.05	1172.50	-75.35 -6.43
PK 07+000 San Mateo	124.05	0.375	12	0.33	1755	1544.40	1243.74	1557.98	1385.91	142.17 10.26
PK 08+000	91.14	0.375	12	0.33	1755	1544.40	1240.19	1525.06	1352.99	112.81 8.34
PK 09+000	64.92	0.375	40	0.225	1755	1053.00	1236.47	1498.85	925.28	-311.19 -33.63
PK 10+000	28.96	0.375	10	0.338	1755	1581.84	1232.60	1462.89	1321.40	88.80 6.72
PK 11+000	43.89	0.375	0	0.375	1755	1755.00	1228.73	1477.82	1477.82	249.09 16.86
PK 12+000	53.95	0.375	13	0.326	1755	1525.68	1224.89	1487.88	1300.51	75.62 5.81
PK 13+000	49.99	0.375	12	0.33	1755	1544.40	1221.07	1483.92	1311.84	90.77 6.92
PK 14+000	127.10	0.375	0	0.375	1755	1755.00	1217.14	1561.03	1561.03	343.89 22.03
PK 15+000	39.93	0.375	13	0.326	1755	1525.68	1213.15	1473.86	1286.49	73.35 5.70
PK 16+000 Estero El Timbre	39.01	0.375	11	0.334	1755	1563.12	1209.34	1472.94	1316.17	106.82 8.12
PK 17+000	35.97	0.375	0	0.375	1755	1755.00	1205.48	1469.90	1469.90	264.41 17.99
PK 18+000	32.92	0.375	12	0.33	1755	1544.40	1201.87	1466.85	1294.78	92.91 7.18
PK 19+000	32.92	0.375	0	0.375	1755	1755.00	1198.11	1466.85	1466.85	268.74 18.32
PK 20+000	36.88	0.375	27	0.274	1755	1282.32	1194.13	1470.81	1084.60	-109.53 -10.10
PK 21+000	188.98	0.375	14	0.323	1755	1511.64	1190.41	1622.91	1424.07	233.65 16.41
PK 22+000	60.96	0.375	0	0.375	1755	1755.00	1186.46	1494.89	1494.89	308.43 20.63
PK 23+000 Chinca	54.86	0.375	0	0.375	1755	1755.00	1182.67	1488.79	1488.79	306.12 20.56
PK 24+000	155.14	0.375	13	0.326	1755	1525.68	1178.94	1589.07	1401.71	222.77 15.89
PK 25+000	326.14	0.375	20	0.3	1755	1404.00	1175.33	1760.07	1473.28	297.95 20.22
PK 26+000 Taigüe	100.89	0.375	24	0.285	1755	1333.80	1171.84	1534.82	1190.67	18.83 1.58
PK 27+000	57.91	0.375	0	0.375	1755	1755.00	1168.13	1491.84	1491.84	323.72 21.70
PK 28+000	89.00	0.375	29	0.266	1755	1244.88	1164.37	1522.93	1106.14	-58.24 -5.26
PK 29+000	120.09	0.375	25	0.281	1755	1315.08	1160.59	1554.02	1194.58	33.99 2.85
PK 30+000 Majua	79.86	0.375	13	0.326	1755	1525.68	1156.79	1513.79	1326.42	169.63 12.79
PK 31+000	49.07	0.375	13	0.326	1755	1525.68	1152.91	1483.00	1295.64	142.72 11.02
PK 32+000	53.95	0.375	29	0.266	1755	1244.88	1149.05	1487.88	1071.08	-77.97 -7.28
PK 33+000	43.89	0.375	29	0.266	1755	1244.88	1145.17	1477.82	1061.02	-84.15 -7.93
PK 34+000	82.91	0.375	10	0.338	1755	1581.84	1141.27	1516.83	1375.35	234.08 17.02
PK 35+000	46.02	0.375	20	0.3	1755	1404.00	1137.49	1479.95	1193.17	55.68 4.67
PK 36+000	111.86	0.375	25	0.281	1755	1315.08	1133.62	1545.79	1186.35	52.73 4.44
PK 37+000	81.99	0.375	13	0.326	1755	1525.68	1129.77	1515.92	1328.55	198.79 14.96
PK 38+000	45.11	0.375	20	0.3	1755	1404.00	1126.13	1479.04	1192.25	66.12 5.55
PK 39+000	63.09	0.375	23	0.289	1755	1352.52	1122.15	1497.02	1168.17	46.03 3.94
PK 40+000	56.08	0.375	0	0.375	1755	1755.00	1118.25	1490.01	1490.01	371.76 24.95
PK 41+000 Viche	54.86	0.375	10	0.338	1755	1581.84	1114.35	1488.79	1347.31	232.96 17.29

PUNTO KILOMÉTRICO	ALTITUD (msnm)	ESPESOR NOMINAL (plg/mm)	% PÉRDIDA	ESPESOR REMANENTE (plg/mm)	MAOP NOMINAL (psi)	MAOP REDUCIDA (psi)	H PIEZOMÉTRICA DISEÑO (m)	MAOP NOMINAL (m)	MAOP REDUCIDA (m)	DIFERENCIA H_PIEZO / MAOP_REDUC. (m l %)
PK 135+000	341.99	0.375	43	0.214	1755	1001.52	755.31	1775.91	1160.28	404.97 34.90
PK 136+000	349.00	0.375	25	0.281	1755	1315.08	751.46	1782.93	1423.49	672.03 47.21
PK 137+000	359.97	0.375	17	0.311	1755	1455.48	747.50	1793.90	1549.17	801.68 51.75
PK 138+000	367.89	0.375	20	0.3	1755	1404.00	743.68	1801.82	1515.04	771.36 50.91
PK 139+000	381.00	0.375	25	0.281	1755	1315.08	739.79	1814.93	1455.49	715.70 49.17
PK 140+000	402.03	0.375	21	0.296	1755	1385.28	736.05	1835.96	1533.88	797.83 52.01
PK 141+000	402.03	0.375	25	0.281	1755	1315.08	732.27	1835.96	1476.52	744.25 50.41
PK 142+000	398.98	0.375	25	0.281	1755	1315.08	728.68	1832.91	1473.47	744.80 50.55
PK 143+000	409.04	0.375	45	0.206	1755	964.08	725.03	1842.97	1196.75	471.72 39.42
PK 144+000	462.08	0.375	29	0.266	1755	1244.88	721.17	1896.01	1479.21	758.04 51.25
PK 145+000	444.09	0.375	25	0.281	1755	1315.08	717.29	1878.02	1518.58	801.30 52.77
PK 146+000	455.98	0.375	29	0.266	1755	1244.88	713.39	1889.91	1473.11	759.72 51.57
PK 147+000	480.97	0.375	29	0.266	1755	1244.88	709.50	1914.90	1498.11	788.61 52.64
PK 148+000	459.94	0.375	25	0.281	1755	1315.08	705.66	1893.87	1534.43	828.77 54.01
PK 149+000	479.15	0.375	23	0.289	1755	1352.52	701.82	1913.07	1584.23	882.41 55.70
PK 150+000	491.95	0.375	29	0.266	1755	1244.88	697.88	1925.88	1509.08	811.20 53.75
PK 151+000	511.15	0.375	29	0.266	1755	1244.88	693.98	1945.08	1528.28	834.30 54.59
PK 152+000	511.15	0.375	25	0.281	1755	1315.08	690.11	1945.08	1585.64	895.53 56.48
PK 153+000	540.11	0.375	25	0.281	1755	1315.08	686.16	1974.03	1614.60	928.44 57.50
PK 154+000	547.12	0.375	22	0.293	1755	1371.24	682.22	1981.05	1667.49	985.27 59.09
PK 155+000	541.02	0.375	25	0.281	1755	1315.08	678.34	1974.95	1615.51	937.17 58.01
PK 156+000	565.10	0.375	28	0.27	1755	1263.60	674.56	1999.03	1597.53	922.96 57.77
PK 157+000	573.02	0.375	25	0.281	1755	1315.08	670.98	2006.95	1647.51	976.53 59.27
PK 158+000	520.90	0.375	25	0.281	1755	1315.08	667.64	1954.83	1595.39	927.75 58.15
PK 159+000	540.11	0.375	25	0.281	1755	1315.08	663.13	1974.03	1614.60	951.47 58.93
PK 160+000	574.85	0.375	29	0.266	1755	1244.88	659.09	2008.78	1591.99	932.90 58.60
PK 161+000	541.02	0.375	28	0.27	1755	1263.60	655.40	1974.95	1573.45	918.05 58.35
PK 162+000	556.87	0.375	25	0.281	1755	1315.08	651.60	1990.80	1631.36	979.76 60.06
PK 163+000	573.02	0.375	29	0.266	1755	1244.88	647.67	2006.95	1590.16	942.48 59.27
PK 164+000	612.04	0.375	29	0.266	1755	1244.88	644.34	2045.97	1629.17	984.83 60.45
PK 165+000 VALV. LLEGADA	626.97	0.375	33	0.251	1755	1174.68	640.27	2060.90	1586.75	946.48 59.65

Tabla 3.9. Resultados de aplicación de cálculos de MAOP-reducidas

Utilizando el programa desarrollado en MATLAB, se observa:

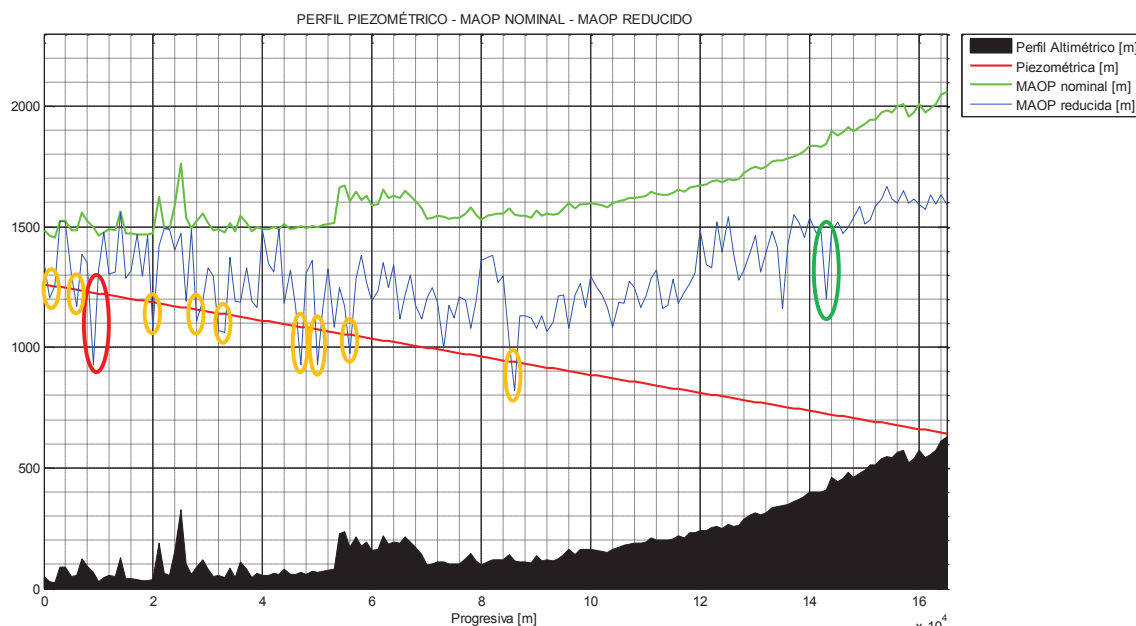


Figura 3.13 Gráfica con MATLAB, comparativa entre MAOP Nominal y MAOP-reducida

Como muestra de la aplicación del método para la determinación de las MAOP-reducidas, se puede apreciar en la Tabla 3.9 y la figura 3.13 que, desde el punto de vista exclusivo de la presión interna de operación, para la tubería analizada como ejemplo, el valor de la MAOP varía según el dato del espesor remanente

localizado y de su localización altimétrica. Se observa que en los Pk.09+000, Pk.20+000, Pk.47+000, Pk.50+000 y Pk.86+000, cuando se registran en estos puntos pérdidas de espesor de pared de 40%, 27%, 40%, 40% y 51% respectivamente, se encuentran las condiciones más críticas con MAOP-reducidas respecto a sus puntos de alturas Piezométricas correspondientes, presentando diferencias negativas de 33,63%, 10,10%, 17,67%, 16,76% y 15,19%. Esto quiere decir que en estos puntos, las MAOP-reducidas son menores que las $H_{\text{Piezométricas}}$ del Sistema de bombeo, y conforme a la Norma ASME B31.4, supera el 10% de tolerancia, por lo que se requieren acciones correctivas en estas anomalías localizadas.

No obstante, se puede observar que en el Pk.143+000 se registra una pérdida de espesor de pared del 45%, a 725,03 m respecto a su punto de altura Piezométrica de 1196,75 m, lo que representa una diferencia positiva del 39,42%, por lo que en este punto específico no se requerirían acciones correctivas inmediatas. Sin embargo, es evidente que la interpretación de la Norma depende no solamente del porcentaje de pérdida de metal de la tubería, sino también de la caída del gradiente hidrodinámico, por lo que no necesariamente una mayor pérdida de metal implicaría una condición de operación más insegura; de todas formas, desde el punto de vista de un análisis de operación puro, las anomalías localizadas en los Pk.01+000, Pk.02+000, Pk.06+000, Pk.28+000, Pk.32+000, Pk.33+000 y Pk.56+000, al encontrarse sus respectivas MAOP-reducidas por debajo de la Línea Piezométrica de operación, se deberían considerar como riesgos para una operación segura, aunque por Norma no se superen los criterios de aceptación de ésta última.

Más relevancia aún tiene este criterio, si se considera la variación de la cabeza de presiones del perfil piezométrico, al tomar en cuenta el transitorio. Se puede observar que en el caso de producirse un evento, se eleva significativamente el número de segmentos que se encuentran bajo el riesgo de operación no segura:

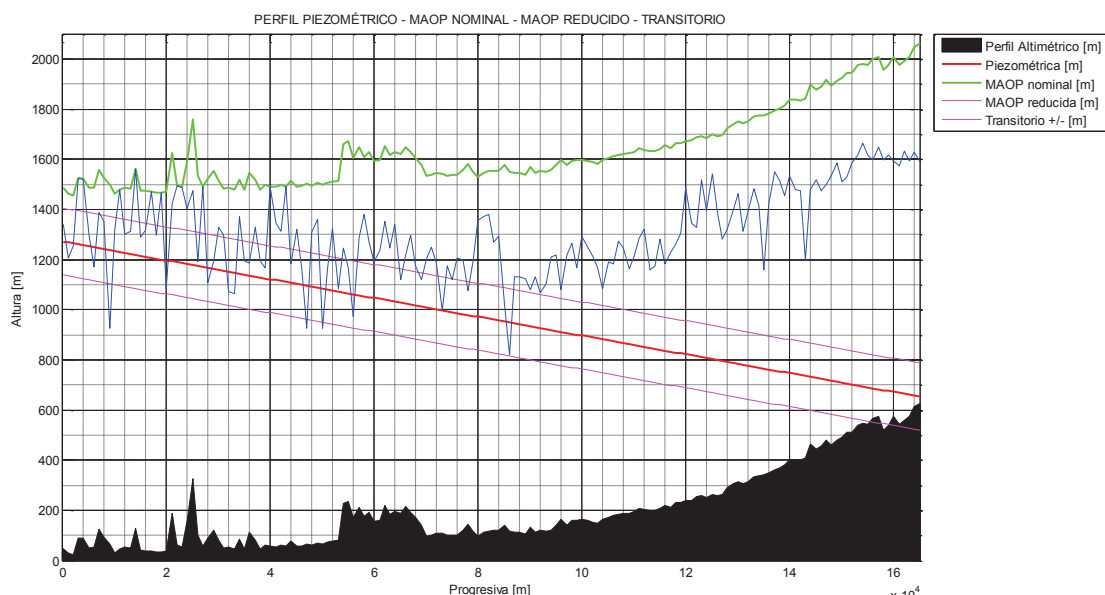


Figura 3.14 Gráfica MATLAB, comparativa entre MAOP Nominal, MAOP-reducida y \pm transitorio

Estas circunstancias ponen de manifiesto las subjetividades a la que se encuentran sujetos algunos análisis y se hacen necesarios elementos de juicio adicionales, que contemplen otros puntos de vista diferentes al de los espesores remanentes y las presiones internas únicamente.

3.4.2. Determinación de esfuerzo remanente de áreas corroídas por metodología de la Norma ASME B31G.

Se basa en los criterios desde el punto de vista de la mecánica de la fractura para los materiales de acero al carbono de las tuberías de transporte de fluidos, y fue originalmente expresada en su primera versión en la Norma ASME B31.8 para tuberías de transporte de gas y luego, publicada como un modelo propuesto por la American Gas Association AGA Catalog No.L51609 "Project PR3-805: A Modified Criterion for Evaluating the Remaining Strength of Corroded Pipe" por Kiefner, J. F., y Vieth, P. H. En 1989, se realizaron algunas modificaciones para cubrir la necesidad de establecer un método para la determinación de esfuerzos remanentes en áreas corroídas de tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos, de donde se obtuvo la Norma ASME B31G-1991 y posteriormente la ASME B31G-2009, conocida también como B31G modificada.

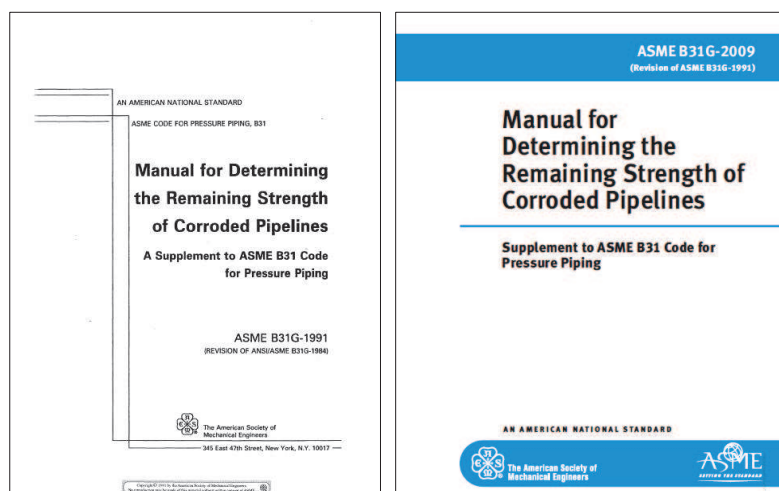


Figura 3.14 Normas ASME B31G-1991 y B31G-2009

La Norma ASME B31G describe cuatro métodos de evaluación:

Nivel 0.- Se basa en las tablas de longitud y profundidad de defectos aceptables, Sección 3 de la Norma ASME B31G.

Nivel 1.- Cálculos simples basados en medidas individuales de máxima profundidad y extensión axial de pérdida de metal. Adecuado para priorización de anomalías por pérdida de metal identificadas por inspecciones en Línea.

Nivel 2.- Incorpora un mayor nivel de detalle que el Nivel 1, a fin de producir una mayor precisión de la presión de falla estimada. Se basa en mediciones detalladas del perfil de la superficie corroída, contabilizando la distribución de pérdida de metal actual e incluye cálculos repetitivos que pueden ser facilitados por el uso de un software de computadora u hojas de cálculo. Una evaluación de Nivel 2 puede ser adecuada para uso en priorización de anomalías identificadas por inspecciones en Línea de Alta Resolución.

Nivel 3.- Una evaluación de Nivel 3 es un análisis detallado de un defecto específico, conforme una metodología definida por el usuario, con justificación completa para cargas, condiciones de borde, restricciones, propiedades del material y criterios de falla.

Dependiendo del nivel de evaluación que se realice, los contornos de los defectos evaluados son por lo general irregulares, de manera que el Método establece de manera general, la forma de tomar las mediciones correspondientes, para su posterior análisis.

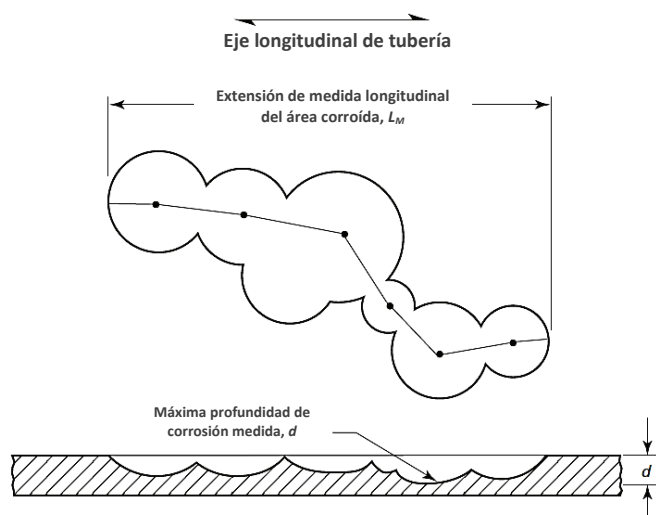


Figura 3.15 Medición de dimensiones de defectos³¹

Para la realización en campo de las mediciones necesarias para cada nivel de evaluación, la experiencia ha demostrado que los defectos que se encuentren cercanos entre sí, pueden interactuar como uno solo, aumentando la probabilidad de falla en forma conjunta, cuando individualmente analizados no representarían un riesgo potencial por sí solos. Por esta razón, basados en datos de pruebas límites y análisis de casos, la Norma B31G establece que, para las mediciones de defectos cercanos, el espacio longitudinal o circunferencial para considerarlos como una sola anomalía, es de 3 veces el espesor nominal ($3t$).

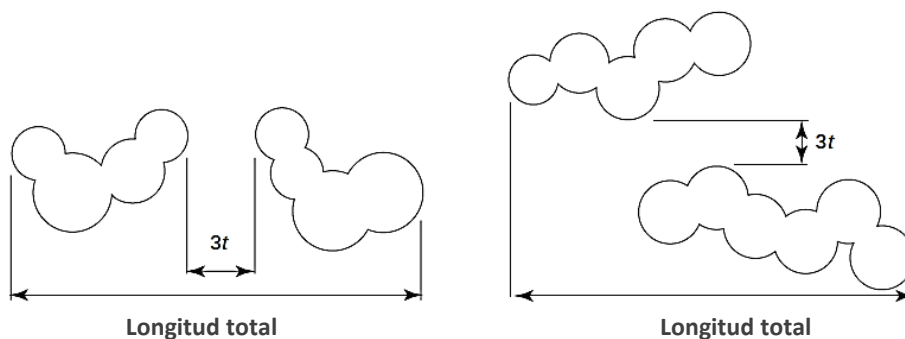


Figura 3.16 Espacio límite de interacción de fallas²⁷

³¹ Fuente: Norma ASME B31G-2009

Así mismo, cuando las áreas corroídas externas han sido originadas por el desprendimiento de la cinta de revestimiento, aplicada normalmente de manera helicoidal, se puede observar defectos con orientación inclinada respecto al eje de la tubería, por lo que se establece para las mediciones requeridas para los niveles de evaluación de la Norma, que si el ángulo de la inclinación del defecto es menor a 45° con respecto al eje central, la longitud total del área corroída se tomará como lo indica L_1 en la figura 3.17. Si el ángulo de la inclinación del defecto es mayor o igual a 45° con respecto al eje central, la longitud total del área corroída se tomará como lo indica L_2 en la figura 3.17.

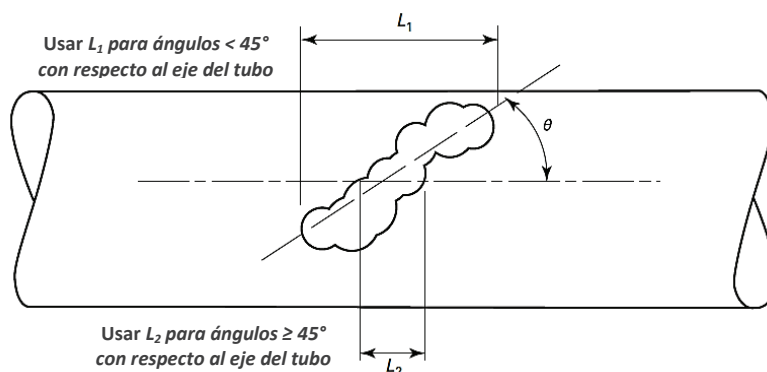


Figura 3.17 Espacio límite de interacción de fallas³²

3.4.2.1. Factor de Folias

En la Norma ASME B31G se establecen criterios de aceptación, basados principalmente en un modelo correspondiente a la probabilidad de ocurrencia de una rotura en un punto de la tubería, afectado por un concentrador de esfuerzos, en este caso, por pérdida de metal (interna o externa) debido a un área corroída.

De las dimensiones de ésta pérdida de material en la estructura de un tubo de acero en análisis, dependen sus características de resistencia y elasticidad, por lo que en la presencia de un concentrador de esfuerzos, el comportamiento ante fuerzas internas o externas cambiará, conforme estos factores aumenten o disminuyan en un área específica.

³² Fuente: Norma ASME B31G-2009

En este contexto, se ha determinado que ante la presencia de un área de pérdida de metal interactuando con la presión interna de operación del ducto, se produce un fenómeno de abultamiento en el cual, los extremos en su longitud axial presentan las máximas tensiones debido a la falta de un esfuerzo circunferencial del material, que resista la presión interna, y a la resistencia al abultamiento que presenta el material³³.

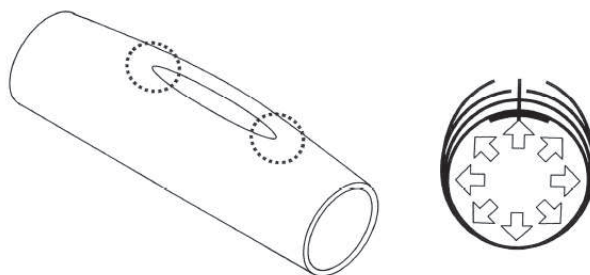


Figura 3.18 Abultamiento axial por presión interna²⁹

Este abultamiento se puede cuantificar como un factor que depende principalmente de la longitud axial del área de pérdida de metal y la profundidad de la misma, el cual se conoce como “Factor de Folias” o “Factor de Abultamiento” (*Bulging Factor*), y se define en las ecuaciones establecidas en los procedimientos de análisis y evaluación de la Norma ASME B31G, que se detallan a continuación.

3.4.2.2. Procedimientos de evaluación B31G.

- **NIVEL 0.-** Se utilizan las tablas de longitudes de corrosiones aceptables, que se encuentran en la Sección 3 de la Norma, calculadas con el modelo B31G original. Proveen una referencia rápida de longitudes máximas para un rango de tamaños de tubería y profundidades de corrosión.

Las tablas pueden ser usadas para determinar la máxima extensión longitudinal permisible de un área continua de corrosión o de un grupo interactivo de áreas de pérdida de metal.

Las evaluaciones se realizarán de acuerdo al siguiente procedimiento:

³³ PENSPEN INTEGRITY; Curso de Integridad en Evaluación de Defectos en Líneas de Transporte de Hidrocarburos.

Paso 1.- Determinar el diámetro de la tubería y el espesor de pared nominal, a partir de documentación o medición directa de la tubería.

Paso 2.- Determinar las propiedades aplicables del material de la tubería, a partir de documentación adecuada.

Paso 3.- Limpiar la superficie corroída del tubo hasta exponer el metal base. Se debe tener especial cuidado cuando se limpien áreas corroídas de una tubería presurizada.

Paso 4.- Medir la máxima profundidad del área corroída, d , y la extensión longitudinal del área corroída, L .

Paso 5.- Localizar la tabla correspondiente al diámetro de la tubería, D .

Paso 6.- En la tabla, localizar la fila que muestre una profundidad igual a la máxima profundidad del área corroída. Si el valor de la medida exacta no está listado, escoger la fila que muestre la siguiente profundidad.

Paso 7.- Leer a través de la columna que muestre el espesor de pared de la tubería. Si el espesor de pared nominal no está listado, usar la columna de la pared más delgada siguiente. El valor L encontrado en la intersección de la columna de espesor de pared y la fila de profundidad, es la máxima extensión longitudinal aceptable de dicha área corroída.

Paso 8.- El área de pérdida de metal en la tubería es aceptable si su longitud medida, L , no excede el valor de L dado en la tabla.

Las tablas producen resultados que pueden ser más conservativos que aquellos obtenidos al realizar un análisis de Nivel 1, 2 o 3, sobre todo para esfuerzos circunferenciales de operación menores al 72% del valor de SMYS, y también para áreas corroídas muy largas. Por lo tanto, las tablas pueden mostrar que un área corroída dada, no es aceptable para la presión de operación actual, mientras que con las ecuaciones dadas más adelante, la misma sí es aceptable.

Como ejemplo, de la tabla 2.3 se analiza el caso de la tubería de NPS 16", en el Pk.09+000, con un espesor nominal de 0,375 plg (9,525 mm), el cual presenta una pérdida de metal del 40%, lo que indica un valor de profundidad máxima $d = 0,15$ plg (3,81 mm) y una longitud del defecto de 1,61 plg (41 mm):

PUNTO KILOMÉTRICO	ESPESOR NOMINAL (plg/mm)		% PÉRDIDA	LONGITUD (plg/mm)		PROFUNDIDAD (plg/mm)		ESPESOR REMANENTE (plg/mm)	
	0.375	9.525		1.61	41	0.15	3.81	0.225	5.715
PK 09+000	0.375	9.525	40	1.61	41	0.15	3.81	0.225	5.715

De la tabla 3-4 de la Sección 3 de la Norma ASME B31G-2009, se tiene:

ASME B31G-2009

Table 3-4 Values of L for Pipe Sizes \geq NPS 16 and $<$ NPS 20

Depth, d , in.	Wall Thickness, t , in.							
	0.188	0.250	0.312	0.344	0.375	0.438	0.500	0.625
0.02	5.96	No limit	No limit	No limit	No limit	No limit	No limit	No limit
0.03	7.77	8.96	No limit	No limit	No limit	No limit	No limit	No limit
0.04	4.52	8.96	10.01	10.51	10.97	No limit	No limit	No limit
0.05	3.06	6.00	10.01	10.51	10.97	11.86	12.67	No limit
0.06	2.39	4.15	7.41	10.51	10.97	11.86	12.67	No limit
0.07	2.00	3.28	5.23	6.75	8.84	11.86	12.67	14.17
0.08	1.73	2.75	4.17	5.14	6.34	10.21	12.67	14.17
0.09	1.52	2.39	3.51	4.24	5.08	7.44	11.45	14.17
0.10	1.37	2.13	3.07	3.65	4.30	6.00	8.48	14.17
0.11	1.24	1.92	2.74	3.23	3.77	5.10	6.88	13.85
0.12	1.13	1.75	2.48	2.91	3.37	4.47	5.87	10.53
0.13	1.03	1.61	2.27	2.66	3.06	4.01	5.16	8.65
0.14	0.95	1.49	2.10	2.45	2.81	3.65	4.63	7.43
0.15	0.87	1.39	1.96	2.28	2.61	3.36	4.22	6.56
0.16	...	1.30	1.83	2.13	2.43	3.12	3.89	5.91
0.17	...	1.21	1.72	1.99	2.28	2.91	3.62	5.40
0.18	...	1.14	1.62	1.88	2.15	2.74	3.38	4.99
0.19	...	1.07	1.53	1.78	2.03	2.58	3.18	4.64
0.20	...	1.00	1.44	1.68	1.92	2.45	3.01	4.35
0.21	1.37	1.60	1.83	2.32	2.85	4.10

Figura 3.19 Tabla 3-4 de la Sección 3 de la Norma ASME B31G-2009.

El valor máximo de L , que determina la tabla es de 2,61 plg (66,29 mm), por lo tanto, el valor longitudinal máximo medido del área corroída, en el ejemplo del Pk.09+000, para un análisis de Nivel 0 con el criterio de la B31G, es aceptable.

- **NIVEL 1.-** Se utilizan cálculos normalizados, para la aceptación de las dimensiones del defecto analizado. El procedimiento inicialmente es similar al del Nivel 0, pero luego se deben realizar los cálculos definidos:

Paso 1.- Determinar el diámetro de la tubería y el espesor de pared nominal, a partir de documentación o medición directa de la tubería.

Paso 2.- Determinar las propiedades aplicables del material de la tubería, a partir de documentación adecuada.

Paso 3.- Limpiar la superficie corroída del tubo hasta exponer el metal base. Se debe tener especial cuidado cuando se limpien áreas corroídas de una tubería presurizada.

Paso 4.- Medir la máxima profundidad del área corroída, d , y la extensión longitudinal del área corroída, L .

Paso 5.- Seleccionar un método de evaluación (original o modificado) y calcular el esfuerzo de falla estimado, S_f .

Paso 6.- Definir un factor de seguridad aceptable SF.

Paso 7.- Comparar el valor calculado de S_f con

$$SF \times S_o \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

$$S_o = \frac{P_o \cdot D}{2 \cdot t} \quad \text{Ec. 3.9}$$

SF = Factor de seguridad (definido)

S_o = Esfuerzo circunferencial a la Presión de Operación

P_o = Presión de Operación

D = Diámetro externo de la tubería

t = Espesor de pared de la tubería

Paso 8.- El defecto es aceptable, cuando S_f es mayor o igual a ($SF \times S_o$), o cuando el valor de la Presión Estimada de Falla, P_f , es mayor o igual que

$$SF \times P_o \quad \text{Ec. 3.10}$$

Donde:

SF = Factor de seguridad (definido)

P_o = Presión de Operación

Si el defecto es inaceptable según el paso 8, la Presión de Operación se puede reducir tal que:

$$P_o < \frac{P_f}{SF} \quad \text{Ec. 3.11}$$

Donde:

$$P_f = \frac{2 \cdot S_f \cdot t}{D} \quad \text{Ec. 3.12}$$

P_O = Presión de operación
 P_f = Presión estimada de falla
 SF = Factor de seguridad (definido)
 S_f = Esfuerzo de falla estimado (calculado)
 D = Diámetro externo de la tubería
 t = Espesor de pared de la tubería

Por lo tanto, para la seguridad operativa:

$$P_S = P_f \cdot \left(\frac{1}{SF} \right) \quad \text{Ec. 3.13}$$

Donde:

P_S = Presión de operación segura
 P_f = Presión estimada de falla
 SF = Factor de seguridad (definido)

Para el cálculo del Esfuerzo de Falla Estimado, S_f , según el método de evaluación a seleccionar, se tiene:

a) B31G Original (ASME B31G-1991)

El criterio de evaluación de la B31G original se basa en el supuesto de un área corroída como la mostrada en la figura 3.20, con una profundidad d y una longitud total L .

El área que soporta el esfuerzo que causa la presión interna en el área original A_0 , no es la que resulta de multiplicar d por L , ya que el criterio original de la Norma B31G asume que el área afectada está representada por 2/3 de la A_0 .

$$\frac{A}{A_0} = \frac{2}{3} \cdot \frac{d_{max} \cdot l_{total}}{l_{total} \cdot t} = \frac{2}{3} \cdot \frac{d}{t} \quad \text{Ec. 3.14}$$

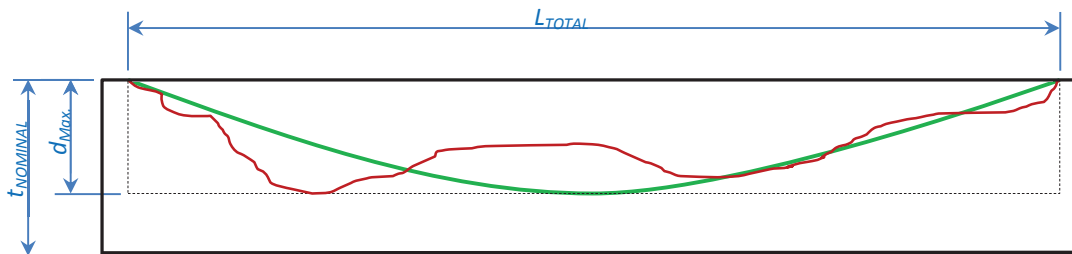


Figura 3.20 Representación de profundidad y longitud de un área corroída conforme al B31G.

Entonces, se tiene que:

$$M = (1 + 0,8 \cdot z)^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. 3.15}$$

Donde:

$$z = \frac{L^2}{D \cdot t} \quad \text{Ec. 3.16}$$

M = Factor de abultamiento o "Factor de Folias"

z = Factor de dimensión del defecto

L = Longitud de pérdida de metal

D = Diámetro externo de la tubería

t = Espesor de pared de la tubería

Para $z \leq 20$:

$$S_f = S_{flow} \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right) M} \right] \quad \text{Ec. 3.17}$$

Para $z > 20$:

$$S_f = S_{flow} \left(1 - \frac{d}{t} \right) \quad \text{Ec. 3.18}$$

Donde:

$$S_{flow} = 1,1 \cdot SMYS \quad \text{Ec. 3.19}$$

S_f = Esfuerzo de falla estimado

S_{flow} = Esfuerzo de flujo (asumido por la Norma)

SMYS = *Specified Minimum Yield Strength* (Esfuerzo de Cedencia Mínimo Especificado)

d = Profundidad medida del defecto

t = Espesor de pared de la tubería

b) B31G Modificado (ASME B31G-2009)

En el caso del criterio B31G modificado, la Norma supone un área corroída equivalente al 85% del área real ($0,85 dL$), representada en la figura 3.21:

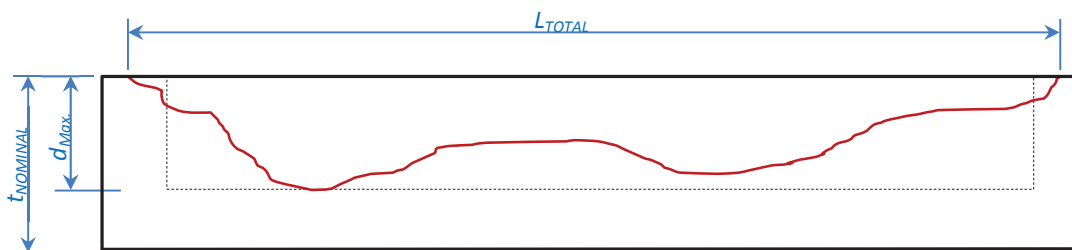


Figura 3.21 Definición del área corroída como $0,85(dL)$, conforme al B31G modificado.

Entonces, se tiene que:

Para $z \leq 50$:

$$M = (1 + 0,6275 \cdot z - 0,003375 \cdot z^2)^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. 3.20}$$

Para $z > 50$:

$$M = 0,032 \cdot z + 3,3 \quad \text{Ec. 3.21}$$

$$S_f = S_{f_{low}} \left[\frac{1 - 0,85 \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{0,85 \left(\frac{d}{t} \right)}{M}} \right] \quad \text{Ec. 3.22}$$

- **NIVEL 2.-** Las evaluaciones de Nivel 2 se realizan utilizando el método de Área Efectiva, también conocido como RSTRENG, el cual se analiza más adelante, como una alternativa a la Norma B31G tradicional.
- **NIVEL 3.-** Una evaluación de Nivel 3 envuelve análisis detallados de la región corroída, mediante elementos finitos. El análisis puede considerar todos los factores que pueden afectar la precisión de los resultados, incluyendo cargas de presión internas y externas, ovalidades, deformaciones, desalineamientos, discontinuidades, características de esfuerzos del material, así como también los efectos que la posible falla pueda tener en la distribución general de cargas y esfuerzos. Se debe desarrollar un criterio de falla que considere la capacidad de las características del material a la resistencia a la tensión o la fractura.

En el Nivel 1 descrito, un defecto o anomalía se considera aceptable cuando el Esfuerzo de Falla Estimado, S_f , es igual o mayor que el Esfuerzo Circunferencial a la Presión de Operación, S_o , multiplicado por un Factor de Seguridad aceptable, SF , sin embargo no existe un factor único para todos los tipos de tubería, modelos de operación o cada tipo de defecto o anomalía. Ante esta situación, la Norma ASME B31G recomienda un mínimo factor de seguridad igual a la razón entre la mínima presión de prueba hidrostática requerida para el tipo de tubería analizado (tablas del API 5L), y la MAOP o MOP definida para el Sistema, pero normalmente no menor a 1,25.

$$SF = \frac{P_{HT}}{MAOP}, \quad \text{o} \quad SF = \frac{P_{HT}}{MOP} \quad \text{Ec. 3.23}$$

con $SF \geq 1,25$

Donde:

SF = Factor de Seguridad

P_{HT} = Presión mínima de Prueba Hidrostática de tubería

MAOP = Máxima Presión de Operación Aceptable

MOP = Máxima Presión de Operación

De mayor utilización en la industria es el multiplicar la P_f por el inverso de este Factor de Seguridad SF ($\frac{1}{1.25} = 0.8$), dependiendo de cada caso específico, como localización en lugares de alto riesgo, sitios públicos o ambientales sensibles, etc.

Este Factor de Seguridad puede convertirse en una variable determinante al momento de ejercer un criterio de aceptación para un defecto determinado y, como se puede apreciar, no se establece con claridad cuál debería ser su valor más óptimo. Por ejemplo, si se determina por el criterio de la Norma B31G, para una tubería de 16" NPS, grado X52 y espesor de 0,375", de la ecuación 3.23 y la Tabla 6C de la Norma API 5L, se obtiene:

$$SF = \frac{P_{HT}}{MAOP} = \frac{2070 \text{ psi}}{1755 \text{ psi}} = 1,18 \quad \text{Ec. 3.24}$$

$$\frac{1}{SF} = 0,85 \quad \text{Ec. 3.25}$$

Al no cumplir con el criterio de $SF \geq 1,25$ el Factor de Seguridad debería ser de 1,25 sin embargo, al utilizar su valor inverso = 0,8, éste valor no satisface el criterio de la Norma ASME B31.4, que establece un Factor de seguridad máximo de $F=0,72$. No obstante, ésta Norma de diseño también indica que se pueden tomar otros valores menores a 0,72, si se toman en cuenta factores de riesgo, pero no indica qué valores específicamente deberán considerarse, dejando a la libre elección la variable del Factor de seguridad.

A fin de evitar la subjetividad inherente entre los criterios de las Normas mencionadas y, dado que conforme a la Normativa de diseño ASME B31.4 se podría utilizar cualquier Factor de seguridad hasta un valor máximo de 0,72, la mayoría de las empresas dedicadas a la inspección y evaluación de ductos, utiliza los criterios establecidos en el Código de Regulaciones Federales (CFR) del

Departamento de Transporte (DOT) de los Estados Unidos, *DOT - 49 CFR 192.5 Class Locations*, recogido también por la Norma ASME B31.8 (*Managing System Integrity of Gas Pipelines*), de donde se resume³⁴:

Unidad de localización de clase.- Área que se extiende 200 metros (220 yardas) a cada lado del eje de cualquier Línea continua por cada 1,6 Km (1 milla) de longitud de tubería. Cada unidad de vivienda por separado en una edificación de múltiples viviendas, se cuenta como una construcción prevista para la ocupación humana, por separado.

Localización de Clase 1

- i)* Cualquier área offshore.
- ii)* Cualquier unidad de localización de clase que tenga 10 o menos construcciones previstas para la ocupación humana.

Localización de Clase 2

Cualquier unidad de localización de clase que tenga más de 10 y menos de 46 construcciones previstas para la ocupación humana.

Localización de Clase 3

- i)* Cualquier unidad de localización de clase que tenga 46 o más construcciones previstas para la ocupación humana.
- ii)* Un área donde la tubería se encuentre a 91 metros (100 yardas) de una construcción o área exterior claramente definida (terreno de juegos, área recreacional, teatros al aire libre, u otro lugar de reunión pública), que sea ocupada por 20 o más personas al menos 5 días a la semana y por 10 semanas en cualquier período de 12 meses (no necesariamente consecutivos).

³⁴ Code of Federal Regulations DOT 49 CFR part 192.4 / Traducción del Autor.

Localización de Clase 4

Cualquier unidad de localización de clase donde existan edificios dominantes con 4 o más pisos sobre el suelo.

Conforme a lo indicado, se puede definir el Factor de Seguridad de acuerdo al *DOT 49 CFR 192.111 Factor de Diseño (F) para tubería de acero*:

LOCALIZACIÓN DE CLASE	FACTOR DE DISEÑO (F = 1/SF)	FACTOR DE SEGURIDAD (SF)
1	0,72	1,39
2	0,60	1,66
3	0,50	2,00
4	0,40	2,50

Tabla 3.10. Factores de Seguridad por Localización de Clase

La Presión de Falla Estimada, P_f , no puede exceder la MOP o la MAOP. Esto significa que ninguna P_f calculada deberá ser mayor a la presión de diseño de operación, de ser así, la Norma sugiere que la Presión Segura, P_s , en esta caso, sea la misma de diseño.

Como procedimiento general para la evaluación de defectos conforme al criterio de la Norma ASME B31G, para un análisis de Nivel 1, se determina que para defectos con pérdida de metal en el área corroída menores al 10%, se puede ir directamente a la prevención de la causa de la corrosión y regresar al servicio, sin reparar necesariamente. De igual manera, para los defectos con pérdida de metal en el área corroída mayores al 80%, se puede ir directamente a la reparación del segmento de tubería afectada, o la sustitución directa de la tubería.

Cuando el defecto no es aceptable, se compara el valor de la Presión de Falla Estimada, P_f , con el de la MAOP, por lo que si el valor de la MAOP es menor o igual al P_f , se puede ir directamente a la prevención de la causa de la corrosión y regresar al servicio, sin reparar necesariamente; por otro lado, si la MAOP es mayor al valor de P_f , se debe analizar la decisión, si se realiza un procedimiento de reparación o reemplazo, o se puede reducir la Presión de Operación, siempre y cuando se tomen en cuenta condiciones hidrodinámicas previamente analizadas.

En ciertos casos, será necesario un análisis más riguroso desde el punto de vista de la mecánica de la fractura.

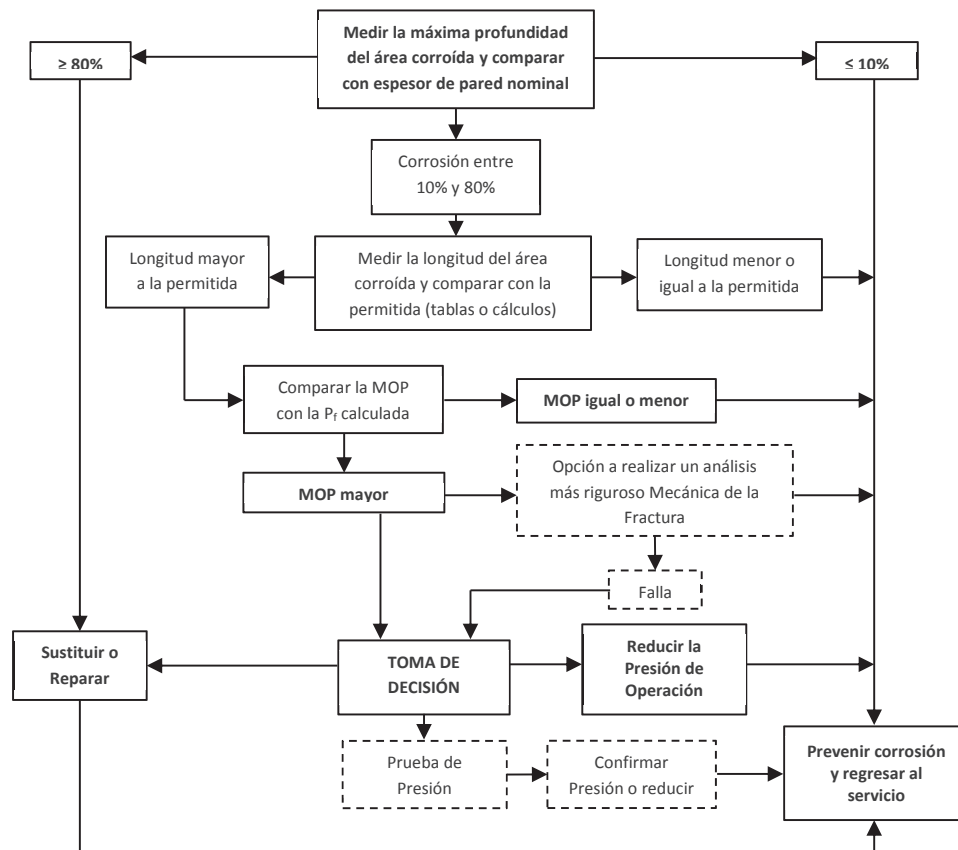


Figura 3.22 Procedimiento general de evaluación de defectos, conforme a Norma ASME B31G

A fin de facilitar la toma de decisiones para los defectos analizados, como elemento auxiliar se define el Factor Estimado de Reparación (FER), o ERF por sus siglas en inglés:

$$FER = \frac{MOP}{P_S} \quad \text{Ec. 3.26}$$

Donde:

FER = Factor Estimado de Reparación

MOP = Máxima Presión de Operación (establecida por el operador del ducto y puede o no necesariamente ser igual al MAOP)

P_S = Presión Segura calculada

Entonces, si $FER \geq 1$, la anomalía deberá repararse de forma inmediata.

Una vez establecidos los conceptos para un análisis de Nivel 1, se aplica el procedimiento para el conjunto de anomalías del Poliducto en estudio, tomando los datos de ejemplo establecidos en el Capítulo 2.

Se realizan entonces tres corridas para la Presión Máxima de Operación MOP calculada en la simulación en estado estable, de 1493.17 psi, con diferentes factores de seguridad para las diferentes localizaciones de clase típicas, a fin de poder observar la influencia de los mismos, en los criterios de aceptación de las anomalías analizadas.

DATOS DE LA TUBERÍA			
DIÁMETRO NPS (plg)	16		
MOP (psi)	1493.17		
SMYS (psi)	52000		
SO (psi)	31854.35		
Sflow (psi)	57200		
1/SF	0.72	0.60	0.50
SF	1.39	1.66	2.00
SF x SO (psi)	44242.16		
SF x PO (psi)	2073.85		

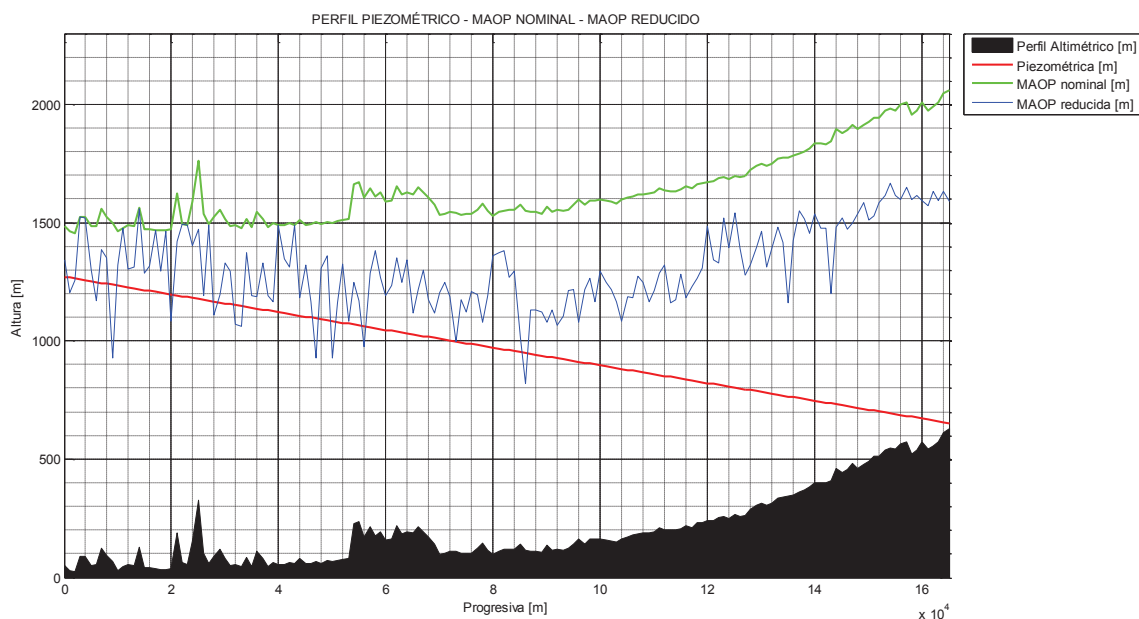


Figura 3.23 Gráfica MATLAB, comparativa entre MAOP Nominal y MAOP-reducida

PUNTO KILOMETRICO	COEFIC. MODIFICAD. (P)	N° RUMBO	LONGITUD (m)	COEFIC. MODIFICAD. (P)	PROFUNDIDAD (m)	Z	N B31G ORIGINAL	ESFUERZO DE FALLA ESTIMADO BY B31G ORIGINAL	ESTIMADA DE FALLA BY B31G ORIGINAL	DEFECTO ACEPTABLE POR B31G ORIGINAL	DEFECTO ACEPTABLE POR B31G ORIGINAL	PRESION OPERACION SEGURO B31G ORIGINAL	TCN ORIGINAL	MODIFICADO	ESFUERZO DE FALLA ESTIMADO BY B31G MODIFICADO	PRESION ESTIMADA DE FALLA BY B31G MODIFICADO	DEFECTO ACEPTABLE POR B31G MODIFICADO	DEFECTO ACEPTABLE POR B31G MODIFICADO	PRESION OPERACION SEGURO B31G MODIFICADO	TCN MODIFICADO
PK 00+000 VALV. SALIDA	0.75	0	61	0.338	0.038	0.96	1300	56203.84	2634.554	SI	SI	896.879	0.767	1265	6056.692	2650.782	SI	SI	2052.563	0.727
PK 01+000	0.75	8	79	0.308	0.068	1.01	1530	54671537	2962728	SI	SI	845.64	0.809	145	54320.952	2546.295	SI	SI	833.332	0.84
PK 02+000 Vuelta Larga	0.75	H	20	0.323	0.053	0.10	1041	56971654	2670546	SI	SI	622.793	0.777	1032	56962.767	2670.93	SI	SI	622.474	0.777
PK 03+000	0.75	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773
PK 04+000	0.75	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773
PK 05+000	0.75	0	46	0.326	0.049	0.55	159	5630.565	2638.698	SI	SI	900.583	0.768	158	56244.329	2636.453	SI	SI	898.246	0.767
PK 06+000	0.75	22	41	0.293	0.083	0.43	181	55869.943	2618.904	SI	SI	885.611	0.792	128	55747.293	2618.904	SI	SI	881.471	0.784
PK 07+000 San Mateo	0.75	0	5	0.330	0.045	0.06	1023	57088.457	2676.021	SI	SI	926.735	0.775	108	57084.927	2675.856	SI	SI	926.676	0.775
PK 08+000	0.75	0	20	0.330	0.045	0.10	1041	57008.962	2672.203	SI	SI	923.988	0.776	1032	56999.887	2671.870	SI	SI	923.748	0.776
PK 09+000	0.75	40	41	0.225	0.150	0.43	181	54457.954	2552.679	SI	SI	837.929	0.810	128	54045.726	2533.363	SI	SI	824.043	0.816
PK 10+000	0.75	0	28	0.338	0.038	0.20	1078	56905.885	2667.468	SI	SI	920.577	0.777	1062	56893.419	2666.879	SI	SI	920.153	0.776
PK 11+000	0.75	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773
PK 12+000	0.75	0	25	0.326	0.049	0.16	1063	56881910	2666.340	SI	SI	878.764	0.778	1049	56887.463	2665.663	SI	SI	879.278	0.778
PK 13+000	0.75	0	15	0.330	0.045	0.06	1023	57088.457	2676.021	SI	SI	926.735	0.775	108	57084.927	2675.856	SI	SI	926.676	0.775
PK 14+000	0.75	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773
PK 15+000	0.75	0	23	0.326	0.049	0.14	1053	56926.916	2668.449	SI	SI	921.283	0.777	1042	56915.243	2667.902	SI	SI	922.889	0.777
PK 16+000 Estero El Timbre	0.75	0	23	0.334	0.041	0.14	1053	56972.073	2670.568	SI	SI	922.807	0.777	1042	56963.370	2670.168	SI	SI	922.514	0.777
PK 17+000	0.75	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773
PK 18+000	0.75	0	30	0.330	0.045	0.04	1017	5716.475	2677.288	SI	SI	927.647	0.775	1094	5712.944	2677.169	SI	SI	927.562	0.775
PK 19+000	0.75	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773
PK 20+000	0.75	27	25	0.274	0.111	0.16	1063	56469.492	2647.007	SI	SI	905.845	0.783	1049	56409.11	2644.19	SI	SI	903.809	0.784
PK 21+000	0.75	H	10	0.323	0.053	0.03	1015	5740.145	2678.444	SI	SI	926.480	0.774	1008	5718.204	2678.353	SI	SI	926.414	0.774
PK 22+000	0.75	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773
PK 23+000 Chinca	0.75	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773
PK 24+000	0.75	0	8	0.326	0.049	0.02	1007	57.64.479	2679.585	SI	SI	929.301	0.774	1005	57.63.451	2679.337	SI	SI	929.286	0.774
PK 25+000	0.75	20	20	0.300	0.075	0.10	1041	56859.409	2665.285	SI	SI	879.005	0.778	1032	56840.165	2664.383	SI	SI	879.356	0.778
PK 26+000 Taigué	0.75	24	41	0.285	0.090	0.43	181	55729.698	2612.330	SI	SI	880.877	0.794	128	55586.065	2605.597	SI	SI	876.030	0.796
PK 27+000	0.75	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773
PK 28+000	0.75	29	20	0.266	0.109	0.10	1041	56671.186	2656.461	SI	SI	874.652	0.781	1032	56627.418	2654.410	SI	SI	871.175	0.781
PK 29+000	0.75	25	0	0.281	0.094	0.03	1010	57083.824	2675.804	SI	SI	926.579	0.775	1008	57076.681	2675.469	SI	SI	926.338	0.775
PK 30+000 Majua	0.75	0	13	0.326	0.049	0.04	1017	57107.775	2671.927	SI	SI	927.387	0.775	1094	57104.802	2676.788	SI	SI	927.287	0.775
PK 31+000	0.75	0	20	0.326	0.049	0.10	1041	56989.447	2671.800	SI	SI	923.394	0.776	1032	56986.1211	2670.994	SI	SI	923.16	0.776
PK 32+000	0.75	29	0	0.266	0.109	0.03	1013	57060.837	2674.727	SI	SI	925.803	0.775	1008	57050.563	2674.245	SI	SI	925.457	0.775
PK 33+000	0.75	29	48	0.266	0.109	0.60	1216	54873.034	2572.173	SI	SI	851.985	0.800	1171	54586.452	2558.740	SI	SI	842.293	0.816
PK 34+000	0.75	0	18	0.338	0.038	0.03	1016	5758.544	2679.303	SI	SI	929.599	0.774	1008	5717.486	2679.257	SI	SI	929.065	0.774
PK 35+000	0.75	20	8	0.300	0.075	0.08	1033	56920.761	2668.11	SI	SI	921.076	0.777	1026	56905.599	2667.450	SI	SI	920.564	0.777
PK 36+000	0.75	25	16	0.281	0.094	0.06	1023	56944.100	2669.235	SI	SI	921.683	0.777	1018	56927.379	2668.471	SI	SI	921.099	0.777
PK 37+000	0.75	0	8	0.326	0.049	0.02	1007	57.64.479	2679.585	SI	SI	929.301	0.774	1005	57.63.451	2679.537	SI	SI	929.286	0.774
PK 38+000	0.75	20	15	0.300	0.075	0.06	1023	57002.951	2672.015	SI	SI	923.850	0.778	1018	56992.833	2671.539	SI	SI	923.508	0.778
PK 39+000	0.75	23	5	0.289	0.086	0.01	1003	57193.355	2680.001	SI	SI	926.601	0.774	1002	57119.34	2679.934	SI	SI	926.553	0.774
PK 40+000	0.75	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773
PK 41+000 Viche	0.75	0	15	0.338	0.038	0.06	1023	57108.344	2676.954	SI	SI	927.407	0.775	1018	57105.863	2676.837	SI	SI	927.323	0.775
PK 42+000	0.75	0	10	0.326	0.049	0.03	1010	57144.821	2678.663	SI	SI	926.638	0.774	1008	57143.161	2678.586	SI	SI	926.582	0.774
PK 43+000	0.75	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773	1000	57200.000	2681250	SI	SI	930.500	0.773
PK 44+000	0.75	23	0	0.289	0.086	0.04	1017	57024.243	2673.011	SI	SI	924.589	0.776	1014	57014.073	2672.535	SI	SI	924.225	0.776
PK 45+000 El Roto	0.75	0	5	0.330	0.045	0.01	1000	57187.203	2680.650	SI	SI	930.068	0.774	1002	57166.878	2680.635	SI	SI	930.057	0.774
PK 46+000	0.75	23	0	0.289	0.086	0.03	1010	57094.791	2678.318	SI	SI	929.949	0.775	1008	57088.920	2678.043	SI	SI	929.715	0.775
PK 47+000	0.75	40	81	0.225	0.150	0.69	1535	50766.579	2379.663	SI	SI	710.372	0.877	1433	49494.096	2320.036	SI	SI	670.426	0.884
PK 48+000	0.75	0	13	0.326	0.049	0.04	1017	57107.775	2671.927	SI	SI	927.387	0.775	1094	57104.802	2676.788	SI	SI	927.287	0.775
PK 49+000	0.75	0	5	0.338	0.038	0.01	1003	57189.488	2680.577	SI	SI	930.145	0.774	1002	57189.268	2680.747	SI	SI	930.158	0.774
PK 50+000	0.75	40	33	0.225	0.150	0.28	1107	55260.267	2590.339	SI	SI	895.044	0.801	1085	54991343	2577.719	SI	SI	855.958	0.800
PK 51+000	0.75	24	8	0.285	0.090	0.08	1033	56854.677	2665.063	SI	SI	918.845	0.778	1026	56832.1					

PUNTO KILOMETRICO	EFUEZON NOMINAL (kg)	s. x. CUMPLIDA	LONGITUD (mm)	EFUEZON PERMANENTE (kg)	EFUEZON FUOR UNIDAD (kg)	Z	M B31G ORIGINAL	EFUEZON DE FALLA ESTIMADO SI B31G ORIGINAL	PRESION ESTIMADA DE FALLA P1 B31G ORIGINAL	DEFECTO ACEPTABLE POR IFB31G ORIGINAL	DEFECTO ACEPTABLE POR PF31G ORIGINAL	PRESION OPERACION SEGURA B31G ORIGINAL	FCN ORIGINAL	MODIFICADO	EFUEZON DE FALLA ESTIMADO SI B31G MODIFICADO	PRESION ESTIMADA DE FALLA P1B31G MODIFICADO	DEFECTO ACEPTABLE POR IFB31G MODIFICADO	DEFECTO ACEPTABLE POR PF31G MODIFICADO	PRESION OPERACION SEGURA B31G MODIFICADO	FCN MODIFICADO
PK 88+000	0.375	29	8	0.266	0.109	0.03	1033	56766.99	2960.914	SI	SI	916.858	0.775	1009	56731220	2659.276	SI	SI	914.679	0.780
PK 89+000	0.375	29	0	0.266	0.109	0.03	1011	57060.837	2974.727	SI	SI	925.803	0.775	1008	57050.563	2674.245	SI	SI	925.457	0.775
PK 90+000	0.375	34	5	0.248	0.128	0.01	1003	57156.889	2979.229	SI	SI	929.045	0.774	1002	57.63.071	2679.050	SI	SI	929.916	0.774
PK 91+000	0.375	29	58	0.266	0.109	0.07	1302	54.97.560	2540.042	SI	SI	928.830	0.816	1242	53771533	2520.541	SI	SI	914.789	0.823
PK 92+000	0.375	34	8	0.248	0.128	0.08	1033	56870.343	2858.422	SI	SI	916.624	0.781	1026	568.699	2654.002	SI	SI	910.881	0.781
PK 93+000	0.375	31	0	0.259	0.116	0.03	1010	57048.771	2874.611	SI	SI	925.396	0.776	1008	57036.610	2673.691	SI	SI	924.986	0.776
PK 94+000	0.375	24	46	0.285	0.090	0.55	1399	55447.986	2599.024	SI	SI	917.130	0.798	1158	55262.849	2590.446	SI	SI	865.021	0.801
PK 95+000	0.375	25	8	0.281	0.094	0.02	1007	57.25.94	2677.743	SI	SI	927.975	0.774	1005	57.00.669	2677.531	SI	SI	927.823	0.775
PK 96+000	0.375	36	0	0.240	0.135	0.03	1010	57016.780	2672.662	SI	SI	924.316	0.776	1008	56998.771	2671.87	SI	SI	923.709	0.776
PK 97+000	0.375	25	0	0.281	0.094	0.04	1010	57005.965	2672.155	SI	SI	923.951	0.776	1014	56993.67	2671.576	SI	SI	923.535	0.776
PK 98+000	0.375	23	0	0.289	0.086	0.03	1010	57094.781	2676.318	SI	SI	928.949	0.775	1008	57088.920	2676.043	SI	SI	928.751	0.775
PK 99+000	0.375	30	23	0.263	0.115	0.14	1053	56486.099	2647.786	SI	SI	906.406	0.783	1042	56422.207	2644.791	SI	SI	904.249	0.784
PK 100+000	0.375	21	8	0.296	0.079	0.08	1033	56904.610	2667.404	SI	SI	920.531	0.777	1029	56887.779	2666.616	SI	SI	919.963	0.778
PK 101+000 La Unión	0.375	24	8	0.285	0.090	0.03	1023	56965.234	2669.823	SI	SI	922.273	0.777	1018	569410.97	2669.10	SI	SI	921.759	0.777
PK 102+000	0.375	26	20	0.278	0.098	0.10	1041	56738.808	2659.538	SI	SI	914.867	0.780	1032	56702.794	2657.943	SI	SI	913.719	0.780
PK 103+000	0.375	29	0	0.266	0.109	0.03	1010	57060.837	2874.727	SI	SI	925.803	0.775	1008	57050.563	2674.245	SI	SI	925.457	0.775
PK 104+000	0.375	36	64	0.240	0.135	0.06	1359	52736.896	2474.854	SI	SI	918.096	0.838	1286	52060.635	2440.338	SI	SI	917.043	0.850
PK 105+000	0.375	29	8	0.266	0.109	0.02	1007	5716.367	2677.048	SI	SI	927.475	0.775	1005	57.03.852	2676.743	SI	SI	927.255	0.775
PK 106+000 El Consuelo	0.375	30	8	0.263	0.115	0.08	1033	56747.67	2660.045	SI	SI	915.232	0.780	1026	56709.709	2656.268	SI	SI	915.923	0.780
PK 107+000	0.375	24	8	0.285	0.090	0.08	1033	56854.677	2665.063	SI	SI	918.845	0.778	1029	56832.105	2664.005	SI	SI	918.084	0.778
PK 108+000	0.375	26	0	0.278	0.098	0.04	1017	56996.610	2671.716	SI	SI	923.636	0.776	1014	56983.060	2671.081	SI	SI	923.076	0.776
PK 109+000	0.375	32	20	0.255	0.120	0.10	1041	56602.350	2653.235	SI	SI	910.329	0.782	1032	56546.963	2650.640	SI	SI	908.461	0.782
PK 110+000	0.375	29	63	0.266	0.109	0.73	1257	54526.536	2555.931	SI	SI	940.271	0.811	1206	54.96.966	2539.545	SI	SI	928.473	0.817
PK 111+000	0.375	29	0	0.281	0.094	0.03	1010	57083.824	2675.804	SI	SI	926.579	0.775	1008	57076.681	2675.469	SI	SI	926.338	0.775
PK 112+000	0.375	22	0	0.293	0.083	0.04	1017	57033.192	2673.430	SI	SI	924.870	0.776	1014	57023.986	2672.999	SI	SI	924.560	0.776
PK 113+000 La Independencia	0.375	33	41	0.251	0.124	0.43	1181	55049.369	2580.441	SI	SI	957.919	0.804	1128	54780.471	2567.835	SI	SI	948.841	0.808
PK 114+000	0.375	32	0	0.255	0.120	0.02	1016	57042.587	2673.871	SI	SI	925.197	0.778	1008	57029.362	2673.253	SI	SI	924.742	0.778
PK 115+000	0.375	25	5	0.281	0.094	0.01	1003	5710.576	2679.871	SI	SI	929.507	0.774	1002	57.68.837	2679.789	SI	SI	929.448	0.774
PK 116+000	0.375	33	51	0.251	0.124	0.67	1240	54239.283	2542.466	SI	SI	930.576	0.816	1162	53824.733	2523.034	SI	SI	916.685	0.822
PK 117+000 La Concordia	0.375	29	26	0.266	0.109	0.16	1063	56403.346	2643.907	SI	SI	903.613	0.784	1049	56332.584	2640.590	SI	SI	910.1225	0.785
PK 118+000	0.375	28	20	0.270	0.105	0.10	1041	56693.388	2657.503	SI	SI	919.402	0.780	1032	56653.081	2655.613	SI	SI	912.041	0.781
PK 119+000	0.375	25	6	0.281	0.094	0.06	1023	56944.100	2669.255	SI	SI	921.863	0.777	1018	56927.379	2668.471	SI	SI	921.299	0.777
PK 120+000	0.375	0	0	0.136	0.049	0.03	1010	57.84.621	2678.663	SI	SI	926.638	0.774	1008	57.43.161	2676.586	SI	SI	926.582	0.774
PK 121+000	0.375	23	5	0.289	0.086	0.06	1023	56968.162	2670.384	SI	SI	922.676	0.777	1016	56954.372	2669.736	SI	SI	922.210	0.777
PK 122+000	0.375	25	30	0.281	0.094	0.23	1089	56279.746	2638.116	SI	SI	899.441	0.786	1070	56202.821	2634.507	SI	SI	896.845	0.787
PK 123+000	0.375	12	5	0.330	0.045	0.01	1003	57.07.203	2680.650	SI	SI	930.068	0.774	1002	57.66.878	2680.635	SI	SI	930.057	0.774
PK 124+000 Ipaccaral	0.375	20	0	0.300	0.075	0.04	1017	57050.625	2674.248	SI	SI	925.459	0.775	1014	57043.212	2673.901	SI	SI	925.268	0.776
PK 125+000	0.375	11	6	0.334	0.041	0.08	1033	57056.022	2674.501	SI	SI	925.641	0.775	1026	57091.984	2674.283	SI	SI	925.484	0.775
PK 126+000	0.375	21	8	0.296	0.079	0.02	1007	5719.088	2678.395	SI	SI	928.444	0.774	1005	57.06.102	2678.256	SI	SI	928.343	0.774
PK 127+000	0.375	29	8	0.266	0.109	0.02	1007	5710.367	2677.048	SI	SI	927.475	0.775	1005	57.03.852	2676.743	SI	SI	927.255	0.775
PK 128+000	0.375	28	58	0.270	0.105	0.81	1284	54438.167	2551.788	SI	SI	937.287	0.810	1227	54072.662	2534.657	SI	SI	924.953	0.818
PK 129+000	0.375	24	0	0.265	0.090	0.03	1010	57089.346	2676.063	SI	SI	926.765	0.775	1008	57082.865	2675.759	SI	SI	926.547	0.775
PK 130+000	0.375	20	6	0.300	0.075	0.06	1023	57002.951	2672.015	SI	SI	923.850	0.778	1018	56992.833	2671.539	SI	SI	923.508	0.778
PK 131+000	0.375	30	23	0.263	0.115	0.14	1053	56486.099	2647.786	SI	SI	906.406	0.783	1042	56422.207	2644.791	SI	SI	904.249	0.784
PK 132+000	0.375	25	8	0.281	0.094	0.02	1007	56973.521	2664.259	SI	SI	918.266	0.778	1026	56812.772	2663.099	SI	SI	917.431	0.779
PK 133+000	0.375	20	5	0.300	0.075	0.01	1003	57.07.363	2680.189	SI	SI	928.736	0.774	1002	57.06.343	2680.141	SI	SI	929.702	0.774
PK 134+000 Valle Hermoso	0.375	25	6	0.281	0.094	0.06	1023	56944.100	2669.255	SI	SI	921.863	0.777	1018	56927.379	2668.471	SI	SI	921.299	0.777
PK 135+000	0.375	43	20	0.214	0.161	0.10	1041	56316.784	2638.943	SI	SI	900.759	0.786	1032	56169.390	2634.346	SI	SI	896.729	0.787
PK 136+000	0.375	25	0	0.281	0.094	0.03	1010	57083.824	2675.804	SI	SI	926.579	0.775	1008	57076.681	2675.469	SI	SI	926.338	0.775
PK 137+000	0.375	7	5	0.311	0.064	0.01	1000	57.81.192	2690.368	SI	SI	929.865	0.774	1002	57.80.490	2690.335	SI	SI	929.842	0.774
PK 138+000	0.375	23	5	0.300	0.075	0.01	1003	57.97.363	2680.189	SI	SI	929.736	0.774	1002	57.06.343	2680.141	SI	SI	929.702	0.774
PK 139+000	0.375	25	8	0.281	0.094	0.02	1007	57.25.94	2677.743	SI	SI	927.975	0.774	1005	57.00.669	2677.531	SI	SI	927.823	0.775
PK 140+000	0.375	21	8	0.296	0.079	0.08	1033	56904.610	2667.404	SI	SI	920.531	0.777	1029	56887.779	2666.616	SI	SI	919.963	0.778
PK 141+000	0.375	25	20	0.281	0.094	0.10	1041	56758.021	2660.532	SI	SI	915.583	0.779	1032	56726.676	2659.072	SI	SI	914.532	0.780
PK 142+000	0.375	25	28	0.281	0.094	0.20	1078	56384.306	2643.014	SI	SI	902.970	0.785	1062	56316.456	2639.928	SI	SI	900.748	0.786
PK 143+000	0.375	45	0	0.206	0.169	0.04	1017	56785.616	2661.635	SI	SI	916.521	0.779	1014	56728.443	2659.146	SI	SI	914.585	0.780
PK 144+000	0.375	29	8	0.266	0.109	0.02	1007	5710.367	2677.048	SI	SI	927.475	0.775	1005	57.03.852	2676.743	SI	SI	927.255	0.775
PK 145+000	0																			

PUNTO KILOMETRICO	EJECUCION NOMINAL (Kg)	PERIODO	LONGITUD (mm)	EJECUCION PERMANENTE (Kg)	PROLONGACION (-Kg)	Z	M DICO ORIGINAL	ESFUERZO DE FALLA ESTIMADO SI B3IG ORIGINAL	PRESION DE FALLA ESTIMADA POR PT B3IG ORIGINAL	DEFECTO ACEPTABLE POR PT B3IG ORIGINAL	DEFECTO ACEPTABLE POR PT B3IG ORIGINAL	PRESION OPERACION SEGURA B3IG ORIGINAL	TEN ORIGINAL	MODULO MODIFICADO	ESFUERZO DE FALLA ESTIMADO SI B3IG MODIFICADO	PRESION ESTIMADA DE FALLA PT B3IG MODIFICADO	DEFECTO ACEPTABLE POR PT B3IG MODIFICADO	DEFECTO ACEPTABLE POR PT B3IG MODIFICADO	PRESION OPERACION SEGURA B3IG MODIFICADO	TEN MODIFICADO
PK 00+000 VALV. SALIDA	0.375	10	81	0.338	0.038	0.96	1330	56203.814	2634.554	SI	SI	680.732	0.945	1265	608.8.892	2850.762	SI	SI	710.469	0.873
PK 01+000	0.375	8	79	0.308	0.068	16	1576	54871.537	2562.728	SI	SI	637.637	0.971	1416	64320.962	2546.296	SI	SI	627.777	0.877
PK 02+000 Vuelta Larga	0.375	H	20	0.323	0.053	0.10	1041	56971.654	2670.546	SI	SI	602.328	0.932	1032	56962.917	2670.103	SI	SI	602.062	0.932
PK 03+000	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928
PK 04+000	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928
PK 05+000	0.375	13	46	0.326	0.049	0.55	139	56333.565	2639.698	SI	SI	583.8.9	0.943	1168	56244.329	2636.453	SI	SI	581872	0.944
PK 06+000	0.375	22	41	0.293	0.083	0.43	181	55869.943	2618.904	SI	SI	571342	0.950	1128	55747.293	2618.54	SI	SI	567.893	0.952
PK 07+000 San Mateo	0.375	13	15	0.330	0.045	0.06	1023	57088.457	2676.021	SI	SI	606.6.9	0.930	1019	57084.927	2675.856	SI	SI	605.514	0.930
PK 08+000	0.375	12	20	0.330	0.045	0.10	1041	57006.992	2672.203	SI	SI	603.322	0.931	1032	56999.887	2671.870	SI	SI	603.322	0.931
PK 09+000	0.375	40	41	0.225	0.100	0.43	181	54457.954	2552.679	SI	SI	631607	0.975	1128	54045.726	2533.353	SI	SI	620.036	0.962
PK 10+000	0.375	12	28	0.338	0.038	0.20	1079	56905.985	2667.468	SI	SI	600.481	0.930	1062	56893.419	2666.879	SI	SI	600.427	0.930
PK 11+000	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928
PK 12+000	0.375	11	25	0.326	0.049	0.16	1063	56881.910	2666.340	SI	SI	599.604	0.933	1049	56867.483	2665.603	SI	SI	599.398	0.934
PK 13+000	0.375	12	15	0.330	0.045	0.06	1023	57088.457	2676.021	SI	SI	606.6.9	0.930	1019	57084.927	2675.856	SI	SI	605.514	0.930
PK 14+000	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928
PK 15+000	0.375	11	23	0.326	0.049	0.14	1053	56928.916	2668.449	SI	SI	601.070	0.933	1042	56915.243	2667.902	SI	SI	600.741	0.933
PK 16+000 Estero El Timbre	0.375	11	23	0.326	0.049	0.14	1053	56928.916	2668.449	SI	SI	601.070	0.933	1042	56915.243	2667.902	SI	SI	600.741	0.933
PK 17+000	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928
PK 18+000	0.375	13	13	0.330	0.045	0.04	1017	57116.475	2677.288	SI	SI	606.373	0.930	1014	57112.944	2677.619	SI	SI	606.302	0.930
PK 19+000	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928
PK 20+000	0.375	27	25	0.274	0.101	0.8	1063	56469.492	2647.007	SI	SI	588.204	0.940	1049	56409.911	2644.179	SI	SI	588.507	0.941
PK 21+000	0.375	H	10	0.323	0.053	0.03	1011	57401.945	2678.444	SI	SI	607.067	0.929	1008	57188.204	2678.353	SI	SI	607.012	0.929
PK 22+000	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928
PK 23+000 Chinca	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928
PK 24+000	0.375	11	8	0.326	0.049	0.02	1007	57164.479	2679.585	SI	SI	607.751	0.929	1005	57163.451	2679.537	SI	SI	607.722	0.929
PK 25+000	0.375	20	20	0.300	0.075	0.10	1041	56869.409	2666.285	SI	SI	609.971	0.934	1032	56840.85	2664.383	SI	SI	606.630	0.934
PK 26+000 Taigúe	0.375	24	41	0.285	0.090	0.43	181	55729.698	2612.330	SI	SI	567.396	0.953	1128	55588.065	2605.597	SI	SI	563.358	0.955
PK 27+000	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928
PK 28+000	0.375	29	20	0.286	0.09	0.10	1041	56671.166	2656.461	SI	SI	593.877	0.937	1032	56627.418	2654.410	SI	SI	592.646	0.938
PK 29+000	0.375	10	8	0.281	0.094	0.03	1011	57083.824	2675.804	SI	SI	605.483	0.930	1008	57076.681	2675.469	SI	SI	605.282	0.930
PK 30+000 M ajua	0.375	11	13	0.326	0.049	0.04	1017	57107.775	2678.927	SI	SI	606.5.6	0.930	1014	57104.802	2678.988	SI	SI	606.073	0.930
PK 31+000	0.375	11	20	0.326	0.049	0.10	1041	56989.447	2671.980	SI	SI	602.828	0.932	1032	56968.121	2670.994	SI	SI	602.597	0.932
PK 32+000	0.375	29	10	0.266	0.09	0.03	1011	57060.837	2674.727	SI	SI	604.836	0.930	1008	57050.963	2674.245	SI	SI	604.547	0.931
PK 33+000	0.375	29	48	0.266	0.09	0.60	1216	54873.034	2572.973	SI	SI	643.304	0.968	1141	54586.452	2558.740	SI	SI	635.244	0.973
PK 34+000	0.375	11	10	0.338	0.038	0.03	1016	57158.454	2679.303	SI	SI	607.582	0.929	1008	57167.486	2679.257	SI	SI	607.554	0.929
PK 35+000	0.375	20	8	0.300	0.075	0.08	1033	56920.761	2668.911	SI	SI	600.896	0.933	1026	56905.599	2667.450	SI	SI	600.470	0.933
PK 36+000	0.375	25	16	0.281	0.094	0.06	1023	56944.00	2669.255	SI	SI	601.553	0.932	1016	56927.379	2666.471	SI	SI	601.083	0.933
PK 37+000	0.375	11	8	0.326	0.049	0.02	1007	57164.479	2679.585	SI	SI	607.751	0.929	1005	57163.451	2679.537	SI	SI	607.722	0.929
PK 38+000	0.375	20	16	0.300	0.075	0.06	1023	57002.951	2672.015	SI	SI	603.206	0.931	1016	56992.833	2671.539	SI	SI	602.923	0.932
PK 39+000	0.375	23	5	0.289	0.086	0.01	1003	57193.355	2680.001	SI	SI	600.001	0.929	1002	57171.934	2679.934	SI	SI	600.991	0.929
PK 40+000	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928
PK 41+000 Vicho	0.375	10	10	0.338	0.038	0.06	1023	57168.344	2678.954	SI	SI	606.7.2	0.930	1018	57165.853	2678.837	SI	SI	606.612	0.930
PK 42+000	0.375	11	10	0.326	0.049	0.03	1011	57444.821	2678.663	SI	SI	607.918	0.929	1008	57443.911	2678.586	SI	SI	607.91	0.929
PK 43+000	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928	1000	57200.000	2681250	SI	SI	606.750	0.928
PK 44+000	0.375	23	11	0.289	0.086	0.04	1017	57024.243	2673.011	SI	SI	603.607	0.931	1014	57014.073	2672.535	SI	SI	603.521	0.931
PK 45+000 El Roto	0.375	21	5	0.330	0.045	0.11	1003	57187.203	2680.650	SI	SI	606.390	0.928	1002	57186.878	2680.635	SI	SI	606.381	0.928
PK 46+000	0.375	23	10	0.289	0.086	0.03	1016	57094.781	2676.316	SI	SI	605.791	0.930	1008	57088.920	2676.043	SI	SI	605.626	0.930
PK 47+000	0.375	40	81	0.225	0.100	0.99	1535	50786.579	2379.683	NO	NO	627.810	1.046	1433	49484.096	2320.036	NO	NO	602.021	1.072
PK 48+000	0.375	11	13	0.326	0.049	0.04	1017	57107.775	2678.927	SI	SI	606.5.6	0.930	1014	57104.802	2678.988	SI	SI	606.073	0.930
PK 49+000	0.375	11	5	0.338	0.038	0.01	1003	57189.488	2680.757	SI	SI	606.454	0.928	1002	57189.268	2680.747	SI	SI	606.448	0.928
PK 50+000	0.375	40	33	0.225	0.100	0.28	1107	55260.567	2590.339	SI	SI	654.203	0.981	1085	54991.343	2577.719	SI	SI	646.632	0.965
PK 51+000	0.375	24	8	0.285	0.090	0.08	1033	56854.677	2665.003	SI	SI	609.038	0.934	1026	56832.105	2664.005	SI	SI	608.403	0.934
PK 52+000 Chucaple	0.375	11	16	0.328	0.049	0.06	1023	57078.302	2675.545	SI	SI	605.327	0.930	1018	57074.170	2675.352	SI	SI	605.211	0.930
PK 53+000	0.375	30	104	0.263	0.119	0.279	1799	51844.682	2410.344	NO	NO	1444.006	1.031	1851	50396.098	2362.317	NO	NO	1417.390	1.053
PK 54+000	0.375	29	8	0.266	0.09	0.08	1033	56786.199	2660.914	SI	SI	606.549	0.935	1028	56731.220	2659.276	SI	SI	605.566	0.936
PK 55+000 El Achote	0.375	35	10	0.244	0.131	0.03	1011	57023.998	2672.972	SI	SI	603.783	0.931	1008	57006.101	2672.919	SI	SI	603.316	0.931
PK 56+000	0.375	44	14	0.210	0.165	0.06	1023	56671.430	26											

PUNTO KILOMÉTRICO	EJECUTOR NOMINAL (B)	% CUMPLIDA	LARGITUD (m)	ESFUERZO PERMANENTE (B)	POTENCIA (HP)	Z	N D C ORIGINAL	ESFUERZO DE FALLA ESTIMADO SI B31G ORIGINAL	PRESION ESTIMADA DE FALLA PT B31G ORIGINAL	DEFECTO ACEPTABLE POR PT B31G ORIGINAL	DEFECTO ACEPTABLE POR PT B31G ORIGINAL	PRESION OPERACION REGULAR B31G ORIGINAL	FCN ORIGINAL	MODIFICADO	ESFUERZO DE FALLA ESTIMADO SI B31G MODIFICADO	PRESION ESTIMADA DE FALLA PT B31G MODIFICADO	DEFECTO ACEPTABLE POR PT B31G MODIFICADO	DEFECTO ACEPTABLE POR PT B31G MODIFICADO	PRESION OPERACION REGULAR B31G MODIFICADO	FCN MODIFICADO
PK 88+000	0375	29	8	0.266	0.09	0.08	1033	56766.69	2690.94	SI	SI	996.549	0.935	1026	56731.220	2699.276	SI	SI	996.566	0.936
PK 89+000	0375	29	0	0.266	0.09	0.03	1010	57000.837	2674.727	SI	SI	904.836	0.930	1008	57050.563	2674.245	SI	SI	904.547	0.931
PK 90+000	0375	34	5	0.248	0.08	0.01	1003	5756.889	2679.229	SI	SI	907.537	0.929	1002	5753.071	2679.050	SI	SI	907.430	0.929
PK 91+000	0375	29	58	0.266	0.09	0.07	1302	5487.560	2540.042	SI	SI	624.025	0.980	1242	5377.153	2520.541	SI	SI	625.324	0.987
PK 92+000	0375	34	8	0.248	0.08	0.06	1033	56670.343	2656.422	SI	SI	959.853	0.937	1026	56688.699	2654.002	SI	SI	959.401	0.938
PK 93+000	0375	31	0	0.259	0.06	0.03	1010	57048.771	2674.911	SI	SI	904.497	0.931	1008	57036.610	2673.991	SI	SI	904.555	0.931
PK 94+000	0375	24	46	0.285	0.090	0.55	1199	55447.686	2599.04	SI	SI	959.475	0.957	1198	55262.849	2599.446	SI	SI	954.288	0.961
PK 95+000	0375	25	8	0.281	0.094	0.02	1007	57525.94	2677.743	SI	SI	906.646	0.929	1005	57502.669	2677.531	SI	SI	906.539	0.929
PK 96+000	0375	36	0	0.340	0.05	0.03	1010	57016.780	2672.662	SI	SI	903.597	0.931	1008	56988.771	2671.97	SI	SI	903.090	0.931
PK 97+000	0375	25	0	0.281	0.094	0.04	1019	57005.965	2672.55	SI	SI	903.293	0.931	1014	56993.619	2671.576	SI	SI	902.945	0.932
PK 98+000	0375	23	0	0.289	0.086	0.03	1016	57034.781	2676.316	SI	SI	905.791	0.930	1008	57088.920	2676.043	SI	SI	905.626	0.930
PK 99+000	0375	30	23	0.263	0.09	0.14	1053	56486.099	2647.786	SI	SI	988.672	0.940	1042	56422.207	2644.791	SI	SI	986.875	0.941
PK 100+000	0375	21	0	0.296	0.079	0.08	1033	56904.610	2667.404	SI	SI	900.442	0.933	1026	56887.779	2666.615	SI	SI	900.969	0.933
PK 101+000 La Unión	0375	24	16	0.285	0.090	0.06	1023	56956.234	2669.823	SI	SI	901.894	0.932	1018	569410.9	2669.10	SI	SI	901.666	0.932
PK 102+000	0375	26	20	0.278	0.096	0.11	1041	56736.808	2659.538	SI	SI	905.723	0.936	1032	56702.794	2657.943	SI	SI	904.766	0.936
PK 103+000	0375	29	0	0.266	0.09	0.03	1010	57060.837	2674.727	SI	SI	904.836	0.930	1008	57050.563	2674.245	SI	SI	904.547	0.931
PK 104+000	0375	36	64	0.240	0.05	0.16	1359	52796.896	2474.854	NO	NO	484.915	1.006	1288	52060.535	2440.338	NO	NO	484.203	1.020
PK 105+000	0375	29	8	0.266	0.09	0.02	1007	5710.367	2677.048	SI	SI	906.229	0.930	1005	57103.852	2676.743	SI	SI	906.046	0.930
PK 106+000 El Consuelo	0375	30	8	0.263	0.09	0.03	1033	56747.619	2660.045	SI	SI	906.027	0.936	1026	56709.709	2658.268	SI	SI	904.961	0.936
PK 107+000	0375	24	8	0.285	0.090	0.08	1033	56854.677	2665.093	SI	SI	909.038	0.934	1026	56832.05	2664.005	SI	SI	908.403	0.934
PK 108+000	0375	26	0	0.278	0.096	0.04	1019	56986.610	2671.716	SI	SI	903.030	0.931	1014	56983.080	2671.081	SI	SI	902.849	0.932
PK 109+000	0375	32	0	0.255	0.02	0.11	1041	56822.360	2653.235	SI	SI	919.041	0.938	1032	56546.963	2650.840	SI	SI	920.334	0.939
PK 110+000	0375	29	53	0.266	0.09	0.03	1257	54526.536	2559.931	SI	SI	833.569	0.974	1206	5476.966	2539.545	SI	SI	823.727	0.980
PK 111+000	0375	25	0	0.281	0.094	0.03	1010	57083.624	2675.804	SI	SI	905.483	0.930	1008	57076.681	2675.469	SI	SI	905.282	0.930
PK 112+000	0375	22	0	0.293	0.083	0.04	1017	57033.972	2673.430	SI	SI	904.058	0.931	1014	57023.986	2672.999	SI	SI	903.800	0.931
PK 113+000 La Independencia	0375	33	41	0.251	0.04	0.43	1181	55049.399	2580.441	SI	SI	948.264	0.964	1138	54780.471	2567.835	SI	SI	940.701	0.969
PK 114+000	0375	32	0	0.255	0.02	0.03	1010	57042.587	2673.871	SI	SI	904.323	0.931	1008	57029.392	2673.253	SI	SI	903.952	0.931
PK 115+000	0375	25	5	0.281	0.094	0.01	1003	57070.576	2679.871	SI	SI	907.922	0.929	1002	5788.837	2679.789	SI	SI	907.874	0.929
PK 116+000	0375	33	51	0.251	0.04	0.67	1240	54239.283	2542.466	SI	SI	925.480	0.979	1192	53824.733	2523.034	SI	SI	910.821	0.986
PK 117+000 La Concordia	0375	29	25	0.266	0.09	0.8	1063	56403.346	2643.907	SI	SI	906.344	0.941	1049	56332.584	2640.590	SI	SI	904.534	0.942
PK 118+000	0375	28	20	0.270	0.05	0.11	1041	56993.388	2657.503	SI	SI	904.502	0.936	1032	56953.081	2655.619	SI	SI	903.368	0.937
PK 119+000	0375	25	8	0.281	0.094	0.06	1023	56944.00	2669.255	SI	SI	901.553	0.932	1018	56927.379	2668.471	SI	SI	901.069	0.933
PK 120+000	0375	31	0	0.326	0.049	0.03	1010	57344.821	2678.863	SI	SI	907.198	0.929	1008	5742.81	2678.586	SI	SI	907.51	0.929
PK 121+000	0375	23	0	0.289	0.086	0.06	1023	56968.92	2670.384	SI	SI	902.230	0.932	1016	56954.372	2669.736	SI	SI	902.942	0.932
PK 122+000	0375	25	30	0.281	0.094	0.23	1089	56279.746	2638.10	SI	SI	882.868	0.943	1070	56202.821	2634.507	SI	SI	880.704	0.945
PK 123+000	0375	32	5	0.330	0.045	0.01	1003	5787.203	2680.650	SI	SI	906.390	0.928	1002	5789.878	2680.635	SI	SI	906.341	0.928
PK 124+000 Ipacará	0375	20	0	0.300	0.075	0.04	1017	57050.625	2674.248	SI	SI	904.549	0.931	1014	57043.212	2673.901	SI	SI	904.380	0.931
PK 125+000	0375	11	8	0.334	0.041	0.08	1033	57056.022	2674.501	SI	SI	904.701	0.930	1026	57051.364	2674.283	SI	SI	904.570	0.931
PK 126+000	0375	21	8	0.296	0.079	0.02	1007	5709.088	2678.395	SI	SI	907.037	0.929	1005	5709.102	2678.255	SI	SI	906.953	0.929
PK 127+000	0375	29	8	0.266	0.09	0.02	1007	5710.367	2677.048	SI	SI	906.229	0.930	1005	57103.852	2676.743	SI	SI	906.046	0.930
PK 128+000	0375	28	56	0.270	0.05	0.81	1284	54438.147	2551.788	SI	SI	913.073	0.975	1227	54072.662	2534.657	SI	SI	920.794	0.982
PK 129+000	0375	24	0	0.285	0.090	0.03	1010	57089.346	2676.063	SI	SI	905.638	0.930	1008	57082.865	2676.579	SI	SI	905.456	0.930
PK 130+000	0375	20	5	0.300	0.075	0.06	1023	57002.951	2672.010	SI	SI	903.208	0.931	1018	56992.833	2671.539	SI	SI	902.923	0.932
PK 131+000	0375	30	23	0.263	0.09	0.14	1053	56486.099	2647.786	SI	SI	988.672	0.940	1042	56422.207	2644.791	SI	SI	986.875	0.941
PK 132+000	0375	25	8	0.281	0.094	0.08	1033	56837.621	2664.259	SI	SI	909.555	0.934	1026	56842.772	2663.099	SI	SI	907.859	0.934
PK 133+000	0375	20	5	0.300	0.075	0.01	1003	5777.363	2680.89	SI	SI	908.10	0.929	1002	5776.343	2680.41	SI	SI	908.085	0.929
PK 134+000 Valle Hermoso	0375	25	15	0.281	0.094	0.06	1023	56844.00	2669.255	SI	SI	901.553	0.932	1016	56827.379	2668.471	SI	SI	901.083	0.933
PK 135+000	0375	43	20	0.214	0.01	0.11	1041	56316.784	2639.943	SI	SI	963.966	0.943	1032	5699.390	2634.346	SI	SI	960.608	0.945
PK 136+000	0375	25	0	0.281	0.094	0.03	1010	57083.624	2675.804	SI	SI	905.483	0.930	1008	57076.681	2675.469	SI	SI	905.282	0.930
PK 137+000	0375	7	5	0.311	0.064	0.01	1003	5781.92	2680.368	SI	SI	908.221	0.928	1002	5780.490	2680.320	SI	SI	908.201	0.928
PK 138+000	0375	20	5	0.300	0.075	0.01	1003	5777.363	2680.89	SI	SI	908.10	0.929	1002	5776.343	2680.11	SI	SI	908.085	0.929
PK 139+000	0375	25	8	0.281	0.094	0.02	1007	5710.367	2677.048	SI	SI	906.646	0.929	1005	57102.669	2677.531	SI	SI	906.539	0.929
PK 140+000	0375	21	8	0.296	0.079	0.06	1033	56904.610	2667.404	SI	SI	900.442	0.933	1026	56887.779	2666.615	SI	SI	900.969	0.933
PK 141+000	0375	25	20	0.281	0.094	0.11	1041	56758.021	2660.532	SI	SI	906.319	0.935	1032	56726.876	2659.072	SI	SI	905.443	0.936
PK 142+000	0375	25	28	0.281	0.094	0.20	1078	56384.306	2643.014	SI	SI	908.809	0.942	1062	56316.456	2639.928	SI	SI	905.957	0.943
PK 143+000	0375	45	0	0.206	0.09	0.04	1019	56785.816	2661635	SI	SI	997.01	0.935	1014	56728.443	2659.16	SI	SI	995.487	0.938
PK 144+000	0375	29	8	0.266	0.09	0.02	1007	5710.367	2677.048	SI	SI	906.229	0.930	1005	57103.852	2676.743	SI	SI	906.046	0.930
PK 145+000	0375	25	0	0.281	0.0															

PUNTO KILOMÉTRICO	ESECCION	N	E	ESFUERZO	ESFUERZO	PRESION	DEFECTO	DEFECTO	PRESION	TET	M	ESFUERZO	PRESION	DEFECTO	DEFECTO	PRESION	TET			
	MOMENTA (kg)		% FUNDIDA	DE FALLA ESTIMADO ST B1G ORIGINAL	DE FALLA ESTIMADO ST B1G ORIGINAL	ESTIMADA DE FALLA PT B1G ORIGINAL	ACEPTABLE ORIGINAL	ACEPTABLE POR PT B1G ORIGINAL	OPERACION ORIGINAL	MODIFICADO	N	DE FALLA ESTIMADO ST B1G MODIFICADO	ESTIMADA DE FALLA PT B1G MODIFICADO	ACEPTABLE POR ST B1G MODIFICADO	ACEPTABLE POR PT B1G MODIFICADO	OPERACION MODIFICADO	TET MODIFICADO			
PK 00+00 VALV. SALIDA	0.375	10	61	0.338	0.038	0.96	1.30	56203.814	2634.554	NO	NO	019.277	1.64	1265	69818.692	2850.752	NO	NO	#25.391	1040
PK 01+00	0.375	8	79	0.308	0.068	1.6	153	54871537	2962.728	NO	NO	1281364	1.85	1415	84320.952	2546.295	NO	NO	473.97	1073
PK 02+00 Vuelta Larga	0.375	H	20	0.323	0.053	0.1	1041	56971654	2670.546	NO	NO	035.273	1.18	1032	56962.97	2670.103	NO	NO	935.051	118
PK 03+00	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	1.18	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	114
PK 04+00	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	1.18	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	114
PK 05+00	0.375	0	46	0.326	0.049	0.55	159	56315.565	2638.698	NO	NO	19.849	1.01	1168	56244.329	2636.453	NO	NO	8.8.226	103
PK 06+00	0.375	22	41	0.293	0.083	0.43	181	55869.943	2618.904	NO	NO	509.452	1.16	1128	55747.283	2618.154	NO	NO	509.577	1143
PK 07+00 San Mateo	0.375	0	15	0.330	0.045	0.06	1023	57088.457	2676.021	NO	NO	038.019	1.18	1018	57084.927	2675.856	NO	NO	037.928	118
PK 08+00	0.375	0	20	0.330	0.045	0.10	1041	57006.992	2672.203	NO	NO	036.101	1.18	1032	56999.887	2671.670	NO	NO	033.935	118
PK 09+00	0.375	40	41	0.225	0.10	0.43	181	54457.954	2552.679	NO	NO	976.340	1.07	1128	54045.726	2533.393	NO	NO	266.697	1074
PK 10+00	0.375	0	28	0.338	0.038	0.20	1079	56905.985	2667.468	NO	NO	033.734	1.20	1062	56893.419	2666.879	NO	NO	033.440	120
PK 11+00	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	1.18	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	114
PK 12+00	0.375	0	25	0.325	0.049	0.16	1063	56881910	2666.340	NO	NO	033.070	1.20	1049	56887.463	2665.663	NO	NO	032.632	120
PK 13+00	0.375	0	15	0.330	0.045	0.06	1023	57088.457	2676.021	NO	NO	038.019	1.18	1018	57084.927	2675.856	NO	NO	037.928	118
PK 14+00	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	1.18	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	114
PK 15+00	0.375	0	23	0.326	0.049	0.14	1053	56926.916	2668.449	NO	NO	034.225	1.18	1042	56915.243	2667.902	NO	NO	033.951	119
PK 16+00 Estero El Timbre	0.375	0	23	0.334	0.041	0.14	1053	56972.073	2670.568	NO	NO	033.283	1.18	1042	56963.370	2667.902	NO	NO	033.079	118
PK 17+00	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	1.18	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	114
PK 18+00	0.375	0	0	0.330	0.045	0.04	1019	5716.475	2677.288	NO	NO	038.644	1.18	1016	5712.944	2677.819	NO	NO	038.585	118
PK 19+00	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	1.18	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	114
PK 20+00	0.375	27	25	0.274	0.11	0.18	1063	56469.492	2647.007	NO	NO	023.504	1.23	1049	56409.911	2644.129	NO	NO	022.089	123
PK 21+00	0.375	H	10	0.323	0.053	0.03	1018	5740.195	2678.444	NO	NO	038.222	1.18	1008	57188.204	2678.353	NO	NO	039.77	115
PK 22+00	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	1.18	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	114
PK 23+00 Chinca	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	1.18	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	114
PK 24+00	0.375	0	8	0.326	0.049	0.02	1007	5784.479	2679.585	NO	NO	039.792	1.18	1005	5763.451	2678.537	NO	NO	039.768	115
PK 25+00	0.375	20	20	0.300	0.075	0.10	1041	56899.409	2665.285	NO	NO	032.642	1.20	1032	56840.95	2664.383	NO	NO	032.91	121
PK 26+00 Tsigüe	0.375	24	41	0.285	0.090	0.43	181	55729.688	2612.330	NO	NO	806.165	1.16	1128	55688.065	2605.597	NO	NO	302.796	1140
PK 27+00	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	1.18	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	114
PK 28+00	0.375	29	29	0.286	0.09	0.11	1041	56871.186	2656.461	NO	NO	028.230	1.24	1032	56627.418	2654.410	NO	NO	037.205	125
PK 29+00	0.375	25	0	0.281	0.094	0.03	1011	57083.624	2675.804	NO	NO	037.902	1.18	1008	57076.681	2675.469	NO	NO	037.735	118
PK 30+00 Majua	0.375	0	0	0.326	0.049	0.04	1019	57107.775	2676.927	NO	NO	038.463	1.18	1016	57104.802	2676.788	NO	NO	038.394	118
PK 31+00	0.375	0	20	0.326	0.049	0.10	1041	56989.447	2671.980	NO	NO	035.690	1.18	1032	56968.112	2670.994	NO	NO	035.497	118
PK 32+00	0.375	29	0	0.266	0.09	0.03	1018	57060.837	2674.727	NO	NO	037.363	1.18	1008	57050.583	2674.245	NO	NO	037.923	117
PK 33+00	0.375	29	48	0.266	0.09	0.60	121	54873.034	2572.973	NO	NO	298.087	1.01	1171	54586.452	2558.740	NO	NO	079.370	1077
PK 34+00	0.375	0	10	0.338	0.038	0.03	1018	57108.454	2678.303	NO	NO	038.611	1.18	1008	57107.486	2678.257	NO	NO	038.629	118
PK 35+00	0.375	20	8	0.300	0.075	0.08	1033	56920.761	2668.911	NO	NO	034.080	1.18	1026	56905.599	2667.459	NO	NO	033.735	120
PK 36+00	0.375	25	8	0.281	0.094	0.06	1023	56944.100	2669.255	NO	NO	034.627	1.18	1018	56927.379	2666.471	NO	NO	034.235	119
PK 37+00	0.375	0	8	0.326	0.049	0.02	1007	5784.479	2679.585	NO	NO	039.792	1.18	1005	57163.451	2676.537	NO	NO	039.768	115
PK 38+00	0.375	20	5	0.300	0.075	0.06	1023	57002.951	2672.075	NO	NO	036.007	1.18	1018	56962.833	2671.539	NO	NO	035.770	118
PK 39+00	0.375	23	5	0.289	0.086	0.01	1003	5713.355	2680.001	NO	NO	040.001	1.18	1002	57171934	2679.934	NO	NO	039.967	114
PK 40+00	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	1.18	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	114
PK 41+00 Viche	0.375	0	15	0.338	0.038	0.06	1023	5718.344	2676.954	NO	NO	038.477	1.18	1018	57105.853	2676.837	NO	NO	038.418	118
PK 42+00	0.375	0	10	0.326	0.049	0.03	1011	5744.821	2678.663	NO	NO	039.332	1.18	1008	57143.911	2676.586	NO	NO	039.293	118
PK 43+00	0.375	0	0	0.375	0.000	0.00	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	1.18	1000	57200.000	2681250	NO	NO	040.625	114
PK 44+00	0.375	23	0	0.289	0.086	0.04	1019	57024.243	2673.011	NO	NO	036.506	1.18	1016	57104.073	2672.535	NO	NO	036.287	117
PK 45+00 El Roto	0.375	0	5	0.330	0.045	0.01	1005	57197.203	2680.650	NO	NO	040.325	1.18	1002	57186.878	2680.635	NO	NO	040.317	114
PK 46+00	0.375	23	0	0.289	0.086	0.03	1018	57094.781	2676.318	NO	NO	038.759	1.18	1008	57088.620	2676.043	NO	NO	038.022	116
PK 47+00	0.375	40	81	0.225	0.10	0.59	1535	50766.579	2379.683	NO	NO	769.842	1.255	1433	49484.096	2320.036	NO	NO	160.018	1287
PK 48+00	0.375	0	0	0.326	0.049	0.04	1019	57107.775	2676.927	NO	NO	038.463	1.18	1016	57104.802	2676.788	NO	NO	038.394	118
PK 49+00	0.375	0	5	0.338	0.038	0.01	1003	57189.488	2680.757	NO	NO	040.379	1.18	1002	57189.288	2680.748	NO	NO	040.373	114
PK 50+00	0.375	40	33	0.225	0.10	0.28	1107	55260.567	2590.339	NO	NO	295.170	1.163	1085	54991343	2577.718	NO	NO	288.860	1069
PK 51+00	0.375	24	8	0.285	0.090	0.08	1033	56854.677	2665.033	NO	NO	032.532	1.21	1026	56832.105	2664.005	NO	NO	032.002	121
PK 52+00 Chucapele	0.375	0	16	0.326	0.049	0.06	1023	57078.302	2675.545	NO	NO	037.773	1.18	1018	57074.170	2675.352	NO	NO	037.676	118
PK 53+00	0.375	30	04	0.263	0.11	0.29	1799	5184.682	2413.344	NO	NO	008.672	1.237	1051	50396.098	2362.319	NO	NO	181.159	1264
PK 54+00	0.375	29	8	0.266	0.09	0.08	1033	56766.199	2660.914	NO	NO	030.457	1.22	1028	56731220	2659.276	NO	NO	029.638	123
PK 55+00 El Achiote	0.375	35	0	0.244	0.11	0.03	1011	57023.988	2672.972	NO	NO	038.486	1.18	1008	57006.701	2672.189	NO	NO	038.095	118
PK 56+00	0.375	44	4	0.210	0.165	0.00	1023	56671430	2656.473	NO	NO	028.237	1.24	1018	56569.875	2653.119	NO	NO	026.560	120
PK 57+00	0.375	25	5	0.281	0.094	0.01	1003	57197.576	2678.871	NO	NO	039.935	1.18	1002	57188.837	2678.789	NO	NO	039.895	

PUNTO KILOMETRICO	ELECCION NOMINAL (p-p)	Z PERDIDA	LONGITUD (mm)	ELECCION DEFORMANTE (p-p)	FUNDAMENTO (p-p)	Z	INDIC ORIGINAL	ESFUERZO DE FALLA ESTIMADO S1 B31G ORIGINAL	PRESION ESTIMADA DE FALLA P1 B31G ORIGINAL	DEFECTO ACEPTABLE POR S1 B31G ORIGINAL	DEFECTO ACEPTABLE POR P1 B31G ORIGINAL	PRESION OPERACION SEGURA B31G ORIGINAL	FCO ORIGINAL	MARGEN MODIFICADO	ESFUERZO DE FALLA ESTIMADO S1 B31G MODIFICADO	PRESION ESTIMADA DE FALLA P1 B31G MODIFICADO	DEFECTO ACEPTABLE POR S1 B31G MODIFICADO	DEFECTO ACEPTABLE POR P1 B31G MODIFICADO	PRESION OPERACION SEGURA B31G MODIFICADO	FCO MODIFICADO
PK 88+000	0.375	29	B	0.286	0.09	0.08	1033	56766.89	2660.9 H	NO	NO	630.457	1.22	1028	56731.220	2659.276	NO	NO	629.838	1.23
PK 89+000	0.375	29	D	0.286	0.09	0.03	1010	57060.837	2674.727	NO	NO	637.363	1.17	1008	57050.563	2674.245	NO	NO	637.923	1.17
PK 90+000	0.375	34	5	0.248	0.08	0.01	1003	57566.889	2679.229	NO	NO	639.616	1.18	1002	57633.071	2679.050	NO	NO	639.525	1.18
PK 91+000	0.375	29	58	0.268	0.09	0.87	1302	54875.560	2540.042	NO	NO	620.021	1.06	1242	53771.533	2520.541	NO	NO	620.270	1.05
PK 92+000	0.375	34	B	0.248	0.08	0.08	1033	56670.343	2656.422	NO	NO	628.211	1.24	1028	56696.699	2654.002	NO	NO	627.001	1.25
PK 93+000	0.375	31	D	0.259	0.16	0.03	1013	57048.771	2674.161	NO	NO	637.081	1.17	1008	57036.610	2673.591	NO	NO	636.796	1.17
PK 94+000	0.375	24	46	0.285	0.090	0.55	1196	55447.986	2599.524	NO	NO	629.552	1.16	1158	55282.849	2590.446	NO	NO	629.223	1.15
PK 95+000	0.375	25	8	0.281	0.094	0.02	1007	57125.94	2677.743	NO	NO	638.871	1.16	1005	57120.669	2677.531	NO	NO	638.766	1.16
PK 96+000	0.375	36	D	0.240	0.05	0.03	1010	57018.780	2672.662	NO	NO	636.331	1.17	1008	56998.771	2671.87	NO	NO	635.909	1.18
PK 97+000	0.375	25	13	0.281	0.094	0.04	1017	57005.965	2672.516	NO	NO	636.077	1.16	1014	56993.617	2671.576	NO	NO	635.788	1.16
PK 98+000	0.375	23	D	0.289	0.088	0.03	1010	57094.781	2676.316	NO	NO	638.616	1.16	1008	57088.820	2676.043	NO	NO	638.022	1.16
PK 99+000	0.375	30	23	0.263	0.10	0.14	1053	56486.099	2647.786	NO	NO	623.893	1.28	1042	56422.207	2644.791	NO	NO	622.395	1.29
PK 100+000	0.375	21	B	0.286	0.079	0.08	1033	56904.610	2667.404	NO	NO	633.702	1.20	1028	56887.779	2666.616	NO	NO	633.307	1.20
PK 101+000 La Unión	0.375	24	5	0.285	0.090	0.08	1023	56566.234	2669.623	NO	NO	634.912	1.18	1018	569410.7	2669.10	NO	NO	634.555	1.19
PK 102+000	0.375	26	20	0.278	0.098	0.11	1041	56736.808	2659.538	NO	NO	629.769	1.23	1032	56702.794	2657.943	NO	NO	629.732	1.24
PK 103+000	0.375	29	D	0.266	0.09	0.03	1010	57060.837	2674.727	NO	NO	637.363	1.17	1008	57050.563	2674.245	NO	NO	637.923	1.17
PK 104+000	0.375	36	64	0.240	0.05	0.03	1010	56796.896	2474.854	NO	NO	627.427	1.20	1288	52060.535	2440.338	NO	NO	620.819	1.224
PK 105+000	0.375	29	28	0.266	0.09	0.02	1007	5710.387	2677.048	NO	NO	638.524	1.16	1005	57103.852	2676.743	NO	NO	638.372	1.16
PK 106+000 El Consuelo	0.375	30	8	0.263	0.10	0.08	1033	56747.617	2660.045	NO	NO	630.022	1.23	1028	56709.709	2658.268	NO	NO	629.84	1.23
PK 107+000	0.375	24	18	0.285	0.090	0.06	1033	56854.677	2666.063	NO	NO	632.532	1.21	1028	56832.105	2664.006	NO	NO	632.002	1.21
PK 108+000	0.375	26	D	0.278	0.098	0.04	1017	56966.610	2671.716	NO	NO	635.858	1.16	1014	56983.060	2671.081	NO	NO	635.540	1.16
PK 109+000	0.375	32	20	0.255	0.10	0.11	1041	56602.350	2633.235	NO	NO	626.616	1.26	1032	56546.863	2630.640	NO	NO	625.320	1.27
PK 110+000	0.375	29	53	0.266	0.09	0.73	1257	54528.536	2555.931	NO	NO	627.866	1.08	1206	54716.866	2538.545	NO	NO	626.773	1.09
PK 111+000	0.375	25	D	0.281	0.094	0.03	1010	57083.824	2675.804	NO	NO	637.902	1.16	1008	57076.681	2675.469	NO	NO	637.735	1.16
PK 112+000	0.375	22	I	0.293	0.083	0.04	1017	57033.172	2673.430	NO	NO	636.716	1.17	1014	57023.986	2672.999	NO	NO	636.500	1.17
PK 113+000 La Independencia	0.375	33	41	0.251	0.14	0.43	1181	55049.399	2580.441	NO	NO	629.220	1.27	1128	54780.471	2567.835	NO	NO	628.917	1.23
PK 114+000	0.375	32	D	0.255	0.10	0.03	1010	57042.587	2673.871	NO	NO	638.936	1.17	1008	57029.362	2673.253	NO	NO	638.626	1.17
PK 115+000	0.375	25	5	0.281	0.094	0.01	1003	57103.876	2679.871	NO	NO	639.935	1.14	1002	57188.317	2679.789	NO	NO	639.895	1.14
PK 116+000	0.375	33	33	0.251	0.14	0.67	1240	54239.283	2542.466	NO	NO	627.123	1.07	1192	53824.733	2523.034	NO	NO	626.519	1.04
PK 117+000 La Concordia	0.375	29	25	0.266	0.09	0.16	1063	56403.346	2643.907	NO	NO	621.953	1.20	1049	56332.584	2640.590	NO	NO	620.295	1.21
PK 118+000	0.375	28	20	0.270	0.095	0.11	1041	56963.388	2657.503	NO	NO	628.751	1.24	1032	56653.081	2655.610	NO	NO	627.807	1.25
PK 119+000	0.375	25	15	0.281	0.094	0.09	1023	56844.100	2669.255	NO	NO	634.627	1.16	1018	56927.379	2668.471	NO	NO	634.235	1.16
PK 120+000	0.375	31	D	0.268	0.09	0.03	1010	57144.821	2678.663	NO	NO	639.332	1.16	1008	57143.161	2678.586	NO	NO	639.290	1.16
PK 121+000	0.375	23	15	0.289	0.086	0.06	1023	56988.82	2670.384	NO	NO	635.812	1.18	1018	56954.372	2669.736	NO	NO	634.868	1.18
PK 122+000	0.375	25	30	0.281	0.094	0.23	1089	56279.746	2638.10	NO	NO	619.057	1.12	1070	56202.621	2634.507	NO	NO	617.254	1.04
PK 123+000	0.375	32	5	0.330	0.045	0.01	1003	57187.203	2680.650	NO	NO	640.325	1.14	1002	57186.878	2680.635	NO	NO	640.319	1.14
PK 124+000 Ipacarai	0.375	20	I	0.300	0.075	0.04	1017	57050.625	2674.248	NO	NO	637.124	1.17	1014	57043.212	2673.901	NO	NO	637.950	1.17
PK 125+000	0.375	31	B	0.334	0.041	0.08	1033	57056.022	2674.501	NO	NO	637.251	1.17	1026	57051.964	2674.283	NO	NO	637.141	1.17
PK 126+000	0.375	21	8	0.296	0.079	0.02	1007	57193.088	2678.395	NO	NO	639.617	1.16	1005	57191.802	2678.255	NO	NO	639.421	1.15
PK 127+000	0.375	29	8	0.266	0.09	0.02	1007	57103.876	2677.048	NO	NO	638.524	1.16	1005	57103.852	2676.743	NO	NO	638.372	1.16
PK 128+000	0.375	28	56	0.270	0.105	0.81	1284	54438.147	2515.788	NO	NO	625.884	1.07	1227	54072.682	2534.657	NO	NO	626.328	1.07
PK 129+000	0.375	34	D	0.285	0.090	0.03	1010	57089.346	2676.063	NO	NO	638.032	1.16	1008	57082.865	2675.759	NO	NO	637.880	1.16
PK 130+000	0.375	20	15	0.300	0.075	0.09	1023	57002.951	2672.010	NO	NO	639.007	1.16	1018	56992.633	2671.539	NO	NO	638.770	1.16
PK 131+000	0.375	30	23	0.283	0.10	0.14	1053	56486.099	2647.786	NO	NO	623.893	1.28	1042	56422.207	2644.791	NO	NO	622.395	1.29
PK 132+000	0.375	25	16	0.281	0.094	0.08	1033	56837.521	2664.259	NO	NO	632.23	1.21	1026	56812.772	2663.099	NO	NO	632.154	1.21
PK 133+000	0.375	20	5	0.300	0.075	0.01	1003	57177.363	2680.869	NO	NO	640.094	1.14	1002	57176.343	2680.41	NO	NO	640.071	1.14
PK 134+000 Valle Hermoso	0.375	25	15	0.281	0.094	0.06	1023	56844.100	2669.255	NO	NO	634.627	1.16	1018	56927.379	2668.471	NO	NO	634.235	1.16
PK 135+000	0.375	43	20	0.216	0.161	0.11	1041	56318.784	2639.943	NO	NO	619.971	1.01	1032	56199.390	2634.346	NO	NO	617.973	1.04
PK 136+000	0.375	25	D	0.281	0.094	0.03	1010	57083.824	2675.804	NO	NO	637.902	1.16	1008	57076.681	2675.469	NO	NO	637.735	1.16
PK 137+000	0.375	17	5	0.311	0.064	0.01	1003	57181.192	2680.368	NO	NO	640.184	1.14	1002	57180.490	2680.335	NO	NO	640.168	1.14
PK 138+000	0.375	20	5	0.300	0.075	0.01	1003	57177.363	2680.869	NO	NO	640.094	1.14	1002	57176.343	2680.41	NO	NO	640.071	1.14
PK 139+000	0.375	25	8	0.281	0.094	0.02	1007	57125.94	2677.743	NO	NO	638.871	1.16							

Como se puede apreciar en las tablas 3.11, 3.12 y 3.13, el Factor de Seguridad aplicado al análisis de las anomalías de ejemplo, se convierte en una variable gobernante desde el punto de vista de la Norma B31G, entonces para una Localización de Clase 1, con Factor de Seguridad de 0.72, todas las anomalías del Poliducto en estudio se encuentran dentro de parámetros aceptables; en cambio para una Localización de Clase 2, con Factor de Seguridad de 0.60, las anomalías localizadas en los Pk.047+000, Pk.053+000, Pk.086+000 y Pk.104+000 no cumple con ninguno de los dos criterios. Por otra parte, para una Localización de Clase 3, con Factor de Seguridad de 0.50, se determina que todas las anomalías del Poliducto, no son aceptables y deberían ser reparadas.

De estos resultados preliminares del análisis de las anomalías bajo la Norma ASME B31G, se deriva la importancia de la determinación minuciosa de la Localización de Clase en la que se encuentre el defecto evaluado, ya que de ésta depende la toma de decisiones respecto al procedimiento de reparación y la prioridad que debería tener para su corrección bajo criterios de operación segura.

Este tipo de análisis para la determinación de Localizaciones de Clase, se obtiene de la identificación de las Áreas de Alta Consecuencia, que se realiza más adelante.

3.4.3. Determinación de esfuerzo remanente de áreas corroídas por metodología RSTRENG.

Forma parte del método de evaluación B31G de Nivel 2 y está basado en mediciones detalladas del perfil de la zona corroída, por lo que se lo conoce como RSTRENG – Área Efectiva, y provee mejores aproximaciones que el Nivel 1.

El criterio utiliza básicamente las mismas ecuaciones que para los análisis de Nivel 1, pero se introduce un relevamiento detallado del área afectada por la corrosión y mediante el uso de un software, se determinan las dimensiones efectivas, por lo que como resultado de un proceso iterativo donde se busca la

peor combinación de longitud y profundidad, se obtienen las dimensiones que representarían un concentrador de esfuerzos efectivo:

$$S_f = S_{flow} \left[\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{A_0} M^{-1}} \right]$$

Donde:

Ec. 3.27

S_f = Esfuerzo de falla estimado

S_{flow} = Esfuerzo de flujo (1.1 SMYS)

A_0 = Área de metal original

A = Área de metal faltante

M = Factor de "Folias"

En el año 1996 John F. Kiefner publica los resultados de la investigación PR 218-9304 "Continued Validation of Rstreng" para AGA y el Pipeline Research Committee. El mismo contiene información adicional a esta metodología de evaluación, que incluye 168 resultados de pruebas hidráulicas dentro de las cuales han sido incluidas las 86 pruebas originales realizadas para la validación del criterio Rstreng³⁵.

Para aquellos defectos que sufrieron roturas durante las pruebas, fueron calculadas las presiones de falla en base a los tres criterios ASME B31G, de los cual puede resumirse:

Porcentaje de defectos con presiones de falla pronosticadas entre el 100% y 80 % del valor real	
B31G Original $\left(\frac{2}{3} \frac{d}{t}\right)$	35,37 %
B31G Modificado (0,85 dL)	40,24 %
RSTRENG	62,2 %
Máximo valor sobre estimado	
B31G Original $\left(\frac{2}{3} \frac{d}{t}\right)$	15 %
B31G Modificado (0,85 dL)	13 %
RSTRENG	5,8 %

Tabla 3.14. Comparación de metodologías ASME B31G

³⁵http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/eventos_iapg/2006/JornadaIntegridadNov2006/PresentacionRiveirorev2.pdf

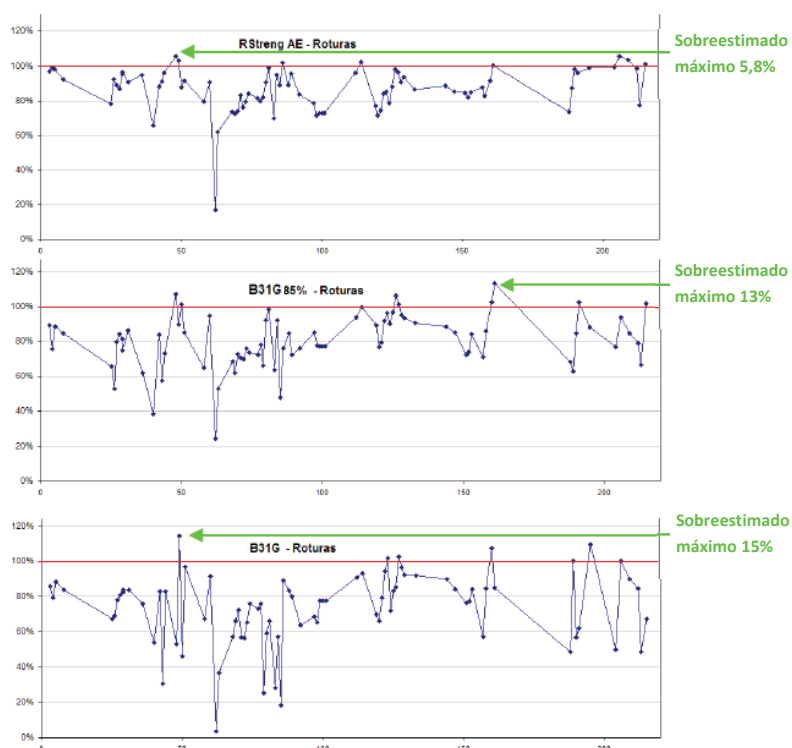


Figura 3.23 Validación de criterios ASME B31G y RSTRENG³⁶

Como se puede apreciar, los valores obtenidos mediante el método RSTRENG – Área Efectiva son más cercanos a las pruebas de campo realizadas, con una mayor cantidad de aciertos en la predicción de la ocurrencia de una falla.

3.4.4. Determinación de esfuerzo de ruptura de áreas corroídas por metodología de la Norma DNV-RP-F101.

DET NORSE VERITAS (DNV) es una fundación autónoma e independiente que tiene como objetivo la salvaguarda de la vida, la propiedad y el ambiente. Ha publicado diversos estudios y prácticas recomendadas, para su utilización en navíos, instalaciones offshore e instalaciones onshore.

La Norma DNV-RP-F101 se basa en ecuaciones ajustadas a los resultados de un gran número de análisis por elementos finitos de defectos de pared de tubería, los

³⁶ http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/eventos_iapg/2006/JornadaIntegridadNov2006/PresentacionRiveirorev2.pdf

cuales incorporan criterios de falla validados con pruebas de rotura en Líneas nuevas de tubería de acero de alta dureza; puede ser aplicada a áreas corroídas sujetas a cargas axiales y de doblado. La diferencia entre el comportamiento de las Líneas “antiguas” y las de acero moderno, puede ser atribuida al incremento general en la dureza del tubo, debido a la mejora en la producción del acero y avances tecnológicos³⁷.

Para la aplicación de este método, un nivel mínimo de la dureza requiere ser satisfecho, por lo que esta Norma asume que el evento de la falla es gobernada por colapso plástico, ya que el esfuerzo considerado para el material es el Esfuerzo Tensil Máximo (*Ultimate Tensile Strength*). Es por esta razón que esta metodología se recomienda aplicarla para Líneas de tubería nueva, con mediana o alta dureza.

Un área corroída típicamente tiene un perfil irregular, por lo que se idealiza conservativamente como un perfil rectangular completo³⁷.

$$S_f = S_{UTS} \left[\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t} M^{-1}} \right] \quad \text{Ec. 3.28}$$

$$M = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2} \quad \text{Ec. 3.29}$$

Donde:

S_f = Esfuerzo de falla estimado

S_{UTS} = Esfuerzo Tensil Máximo (*Ultimate Tensile Strength*)

d = Profundidad de área corroída

t = Espesor nominal de tubería

M = Factor de “Folias”

L = Longitud axial de área corroída

D = Diámetro NPS

Es importante señalar que ninguno de los métodos antes descritos, han sido probados para tuberías con espesor de pared superiores a 1 plg (25,4 mm).

³⁷ <http://www.penspen.com/Downloads/Papers/Documents/AssessmentofCorrosioninPipelines.pdf>

3.4.5. Áreas con probabilidad de corrosión interna.

La topología del terreno de emplazamiento de un sistema de transporte con una larga extensión, requiere de un análisis de probabilidad de corrosión interna. Esto se debe al hecho de que en el transporte de hidrocarburos no se puede garantizar que el producto esté 100% libre de sedimentos y/o agua en emulsión, de aquí la necesidad de establecer programas de envío de equipos de limpieza con cierta frecuencia.

Para determinar e identificar aquellos sitios donde es más probable que se manifieste el fenómeno corrosión interna (sitios susceptibles para la acumulación de sedimentos y agua), se realiza un análisis sencillo basado en los perfiles de inclinación de las tuberías y los ángulos de elevación asociados³⁸.

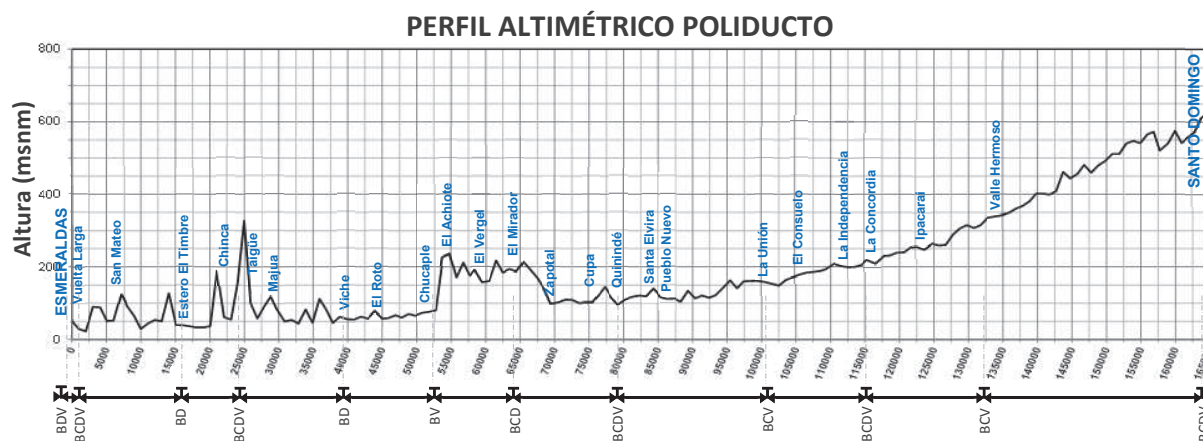


Figura 3.24 Perfil Altimétrico, Zonas pobladas y Válvulas

El ángulo de elevación puede estimarse utilizando la siguiente expresión:

$$\theta = \arcsin\left(\frac{\Delta\text{elevación}}{\Delta\text{distancia}}\right) \quad \text{Ec. 3.30}$$

Donde:

$$\Delta\text{elevación} = Pto_{alt\ 2} - Pto_{alt\ 1} \quad \text{Ec. 3.31}$$

$$\Delta\text{distancia} = \sqrt{(X_{coord.2} - X_{coord.1})^2 + (Y_{coord.2} - Y_{coord.1})^2 + (h_{coord.2} - h_{coord.1})^2} \quad \text{Ec. 3.32}$$

³⁸ Moghissi Oliver, Wei Sun, Méndez Concepción, José Vera. Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines. NACE 2007.

PUNTO KILOMÉTRICO	COORDENADAS UTM			Altitud (m)	LONGITUD TUBERÍA (m)	Aelev.	ÁNGULO INCLINACIÓN (gr)
	ZONA	X	Y				
PK 00+000 VALV. SALIDA	17 N	645594.788	103704.496	50.90	0.00	0.00	0.00
PK 01+000	17 N	646081.077	102836.785	28.96	1014.83	-21.95	-1.24
PK 02+000 Vuelta Larga	17 N	646765.771	102134.986	21.95	1000.11	-7.01	-0.40
PK 03+000	17 N	647312.977	101278.34	89.92	1039.14	67.97	3.75
PK 04+000	17 N	647986.853	100532.316	88.09	1025.43	-1.83	-0.10
PK 05+000	17 N	648477.35	99695.17	50.90	990.39	-37.19	-2.15
PK 06+000	17 N	648979.801	98901.913	52.12	957.78	1.22	0.07
PK 07+000 San Mateo	17 N	649362.26	97923.589	124.05	1073.94	71.93	3.84
PK 08+000	17 N	649783.57	97117.37	91.14	928.47	-32.92	-2.03
PK 09+000	17 N	650709.77	96899.58	64.92	970.86	-26.21	-1.55
PK 10+000	17 N	651700.36	96853.29	28.96	1012.17	-35.97	-2.04
PK 11+000	17 N	652250.2	96026.22	43.89	1013.14	14.94	0.84
PK 12+000	17 N	652800.35	95212.95	53.95	1001.56	10.06	0.58
PK 13+000	17 N	652894.48	94238.28	49.99	998.80	-3.96	-0.23
PK 14+000	17 N	653155.34	93266.617	127.10	1029.20	77.11	4.30
PK 15+000	17 N	653286.66	92255.92	39.93	1043.37	-87.17	-4.79
PK 16+000 Estero El Timbre	17 N	653184.64	91286.74	39.01	994.03	-0.91	-0.05
PK 17+000	17 N	653584.93	90382.02	35.97	1009.11	-3.05	-0.17
PK 18+000	17 N	654004.76	89555.8	32.92	945.31	-3.05	-0.18
PK 19+000	17 N	654156.42	88605.19	32.92	981.88	0.00	0.00
PK 20+000	17 N	654674.63	87727.2	36.88	1039.91	3.96	0.22
PK 21+000	17 N	654927.5	86820.55	188.98	972.53	152.10	9.00
PK 22+000	17 N	655531.27	86015.93	60.96	1034.35	-128.02	-7.11
PK 23+000 Chinca	17 N	655707.07	85046.71	54.86	989.42	-6.10	-0.35
PK 24+000	17 N	656176.49	84313.48	155.14	975.92	100.28	5.90
PK 25+000	17 N	656396.54	83431.73	326.14	943.23	170.99	10.44
PK 26+000 Taiguie	17 N	656934.66	82754.37	100.89	911.82	-225.25	-14.30
PK 27+000	17 N	657340.249	81892.909	57.91	972.20	-42.98	-2.82
PK 28+000	17 N	657994.9	81188.29	89.00	981.55	31.09	1.83
PK 29+000	17 N	658522.88	80397.96	120.09	987.31	31.09	1.80
PK 30+000 Majua	17 N	659026.06	79546.33	79.86	994.59	-40.23	-2.32
PK 31+000	17 N	659460.65	78653.46	49.07	1013.37	-30.78	-1.78
PK 32+000	17 N	660192.32	77985.52	53.95	1010.53	4.88	0.24
PK 33+000	17 N	660911.98	77301.14	43.89	1013.03	-10.06	-0.57
PK 34+000	17 N	661565.808	76544.726	82.91	1020.60	39.01	2.19
PK 35+000	17 N	661856.68	75621	46.02	988.52	-36.88	-2.14
PK 36+000	17 N	661695.31	74646.07	111.86	1010.19	65.84	3.74
PK 37+000	17 N	661819.38	73665.64	81.99	1008.47	-29.87	-1.70
PK 38+000	17 N	661764.37	72736.96	45.11	949.66	-36.88	-2.23
PK 39+000	17 N	661541.77	71740.25	63.09	1041.85	17.98	0.98
PK 40+000	17 N	661140.829	70824.662	56.08	1019.54	-7.01	-0.39
PK 41+000 Viche	17 N	660935.191	69846.098	54.86	1019.94	-1.22	-0.07
PK 42+000	17 N	660670.183	68882.261	63.09	1019.63	8.23	0.46
PK 43+000	17 N	660420.013	67912.903	57.00	1021.16	-6.10	-0.34
PK 44+000	17 N	660245.44	66934.36	78.03	1014.10	21.03	1.19
PK 45+000 El Roto	17 N	660451.75	65975.31	57.00	1000.84	-21.03	-1.20
PK 46+000	17 N	660157.15	65132.92	59.13	910.27	2.13	0.13
PK 47+000	17 N	659225.06	64682.51	67.06	1055.95	7.92	0.43
PK 48+000	17 N	658804.84	63926.93	60.05	881.89	-7.01	-0.46
PK 49+000	17 N	658877.874	62966.56	70.10	982.46	10.06	0.50
PK 50+000	17 N	659319.6	62080.308	64.92	1010.05	-5.18	-0.29
PK 51+000	17 N	659742.773	61199.576	73.15	996.70	8.23	0.47
PK 52+000 Chucaple	17 N	659661.372	60272.653	75.90	949.10	2.74	0.17
PK 53+000	17 N	660027.042	59533.206	81.08	1009.30	5.18	0.29
PK 54+000	17 N	660442.797	58437.454	227.08	1036.58	146.00	8.10
PK 55+000 El Achioté	17 N	660526.494	57492.14	235.92	968.03	8.84	0.52
PK 56+000	17 N	660796.315	56550.552	170.99	1001.27	-64.92	-3.72
PK 57+000	17 N	661211.434	55686.39	212.14	978.77	41.15	2.21
PK 58+000	17 N	661536.268	54829.577	175.87	935.38	-36.27	-2.42
PK 59+000	17 N	661964.925	54252.885	192.94	733.13	17.07	1.03
PK 60+000 El Vergel	17 N	662525.35	53427.445	156.97	1018.33	-35.97	-2.32
PK 61+000	17 N	662250.999	52452.561	160.93	1033.02	3.96	0.22
PK 62+000	17 N	662353.241	51448.273	217.93	1031.31	57.00	3.17
PK 63+000	17 N	662451.76	50484.525	184.10	988.75	-33.83	-1.96
PK 64+000	17 N	662498.353	49417.57	193.85	1089.38	9.75	0.51
PK 65+000 El Mirador	17 N	662951.145	48715.563	187.15	852.10	-6.71	-0.45
PK 66+000	17 N	663131.282	47746.298	214.88	1005.98	27.74	1.58
PK 67+000	17 N	663380.056	46780.731	192.94	1017.29	-21.95	-1.28
PK 68+000	17 N	663669.639	45822.54	170.08	1021.28	-22.86	-1.24
PK 69+000	17 N	663979.61	44949.119	142.04	945.76	-28.04	-1.70
PK 70+000 El Zapotal	17 N	664412.024	44049.919	98.15	1018.71	-43.89	-2.47
PK 71+000	17 N	664970.574	43226.293	102.11	1015.07	3.96	0.22
PK 72+000	17 N	665503.17	42295.776	110.03	1093.63	7.92	0.42
PK 73+000	17 N	665935.562	41503.449	109.12	920.69	-0.91	-0.46
PK 74+000	17 N	666392.096	40556.328	99.97	1072.48	-9.14	-0.49
PK 75+000	17 N	666755.835	39811.896	102.11	845.12	2.13	0.14
PK 76+000 Cupa	17 N	667381.176	38934.823	102.11	1098.72	0.00	0.00
PK 77+000	17 N	668019.464	38308.37	121.92	912.46	19.81	1.24
PK 78+000	17 N	668457.411	37545.514	145.08	897.53	23.16	1.48
PK 79+000	17 N	669015.954	36731.076	116.13	1007.75	-28.96	-1.65
PK 80+000 Quindé	17 N	669591.174	36049.319	96.01	910.08	-20.12	-1.27
PK 81+000	17 N	670045.838	35139.031	110.95	1037.98	14.94	0.82
PK 82+000	17 N	670608.3	34293.07	117.96	1036.22	7.01	0.39
PK 83+000	17 N	670868.96	33350.46	121.01	997.55	3.05	0.18
PK 84+000 Santa Elvira	17 N	671091	32392.99	118.87	1002.54	-2.13	-0.12
PK 85+000	17 N	671011.1	31407	141.12	1009.26	22.25	1.26
PK 86+000	17 N	671239.409	30364.418	116.13	1088.93	-24.99	-1.32
PK 87+000 Pueblo Nuevo	17 N	671465.861	29476.199	110.95	934.98	-5.18	-0.32
PK 88+000	17 N	671770.237	28527.174	111.86	1016.57	0.91	0.05
PK 89+000	17 N	672018.945	27646.325	103.94	933.63	-7.92	-0.49
PK 90+000	17 N	672256.529	26675.174	134.11	1020.25	30.18	1.69
PK 91+000	17 N	672514.52	25678.223	113.08	1050.61	-21.03	-1.15
PK 92+000	17 N	672794.767	24714.444	121.01	1023.80	7.92	0.44
PK 93+000	17 N	673108.403	23778.309	114.91	1007.04	-6.10	-0.35
PK 94+000	17 N	673375.651	22873.495	121.92	962.35	7.01	0.42

Tabla 3.15. Ángulo de elevación por punto kilométrico

De acuerdo a los resultados obtenidos de estos cálculos a lo largo del perfil Piezométrico del Poliducto, se identifican zonas y sitios específicos a lo largo de la Línea, donde es más probable que se manifieste (o se haya manifestado) el mecanismo de corrosión. Se considera el criterio de que se presentan zonas de probabilidad de estancamiento en sitios cuyo ángulo de elevación estén por encima de un rango de $+2^\circ$ a $+3^\circ$, por lo que se tomarán en cuenta aquellos puntos kilométricos que superen los $+2,5^\circ$.

Para identificar las áreas de mayor riesgo en relación al mecanismo corrosión interna, resulta conveniente dividir el trazado del ducto en 3 zonas:

ZONA 1		ZONA 2		ZONA 3	
PROGRESIVA	ÁNGULO DE ELEVACIÓN	PROGRESIVA	ÁNGULO DE ELEVACIÓN	PROGRESIVA	ÁNGULO DE ELEVACIÓN
3+000	3,75	21+000	9,00	144+000	3,02
7+000	3,84	24+000	5,90	164+000	2,56
14+000	4,30	25+000	10,44		
		36+000	3,74		
		54+000	8,10		
		62+000	3,17		

Tabla 3.16. Localización de zonas con probabilidad de corrosión interior

Es de suponer que, dadas ciertas condiciones de corrosión interior que pueden afectar a un Poliducto, la principal causa probable de falla de la estructura del mismo se deba a este fenómeno, por lo que en base a los datos de los ángulos de inclinación anteriores se clasifican las tres principales zonas de posibilidad de falla por una afectación de tipo corrosiva interna:

Zona 1: PK 0+000 al PK 15+000

La probabilidad de que el mecanismo corrosión se presente preferencialmente en esta zona está asociada a los siguientes aspectos:

- Considerando que ingrese accidentalmente agua al sistema, y observando los ángulos de elevación calculados, resulta muy probable que la misma se acumule en los valles ubicados en los primeros kilómetros de tubería.

- La temperatura del fluido siempre es mayor en los primeros kilómetros de una tubería.
- Resulta muy probable que en estos primeros kilómetros se manifieste preferencialmente el mecanismo de corrosión microbiológica.

Zona 2: PK 15+00 al PK 70+000

En esta zona puede observarse que existe mayor cantidad de puntos en los cuales el ángulo de elevación supera los 2,5°. El desarrollo del mecanismo de corrosión interna en esta zona quedará sujeto a que el sedimento y/o agua alcance esta zona.

Zona 3: PK 70+000 a PK 165+000

Esta zona fue identificada como la zona de menor riesgo para la corrosión interior ya que, observando la altimetría de la línea, este tramo requiere que el sedimento y/o agua supere efectos gravitacionales para alcanzar estos puntos.

Esta localización zonal, permite establecer un parámetro de decisión para determinar los sitios estratégicos para la colocación de sistemas de monitoreo continuo, inspecciones periódicas o instrumentación especializada.

3.4.6. Velocidad de corrosión interior.

La estimación de la velocidad a la cual se corroe un ducto internamente es un parámetro difícil de determinar con exactitud, ya que los métodos actuales disponibles para tal efecto son una medida indirecta de lo que ocurre al corroerse el acero.

Por otra parte, es necesario tomar en cuenta los múltiples factores que pueden afectan este valor, como son: el tipo y características específicas del producto transportado, la presencia de humedad, intermitencia de la operación de bombeo,

oxigenación, presencia de CO₂, afloramiento de bacterias anaeróbicas, temperatura, defectos de fabricación, etc. Depende también del mecanismo de corrosión que se esté desarrollando en cada punto o anomalía específica.

No obstante, se puede estimar la velocidad de corrosión interior de un ducto si se realizan mediciones del espesor de pared remanente de la tubería, con resultados sujetos a la precisión, resolución y calidad de los equipos utilizados para tal fin. En este caso, la Norma API-570 “*Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-Service Piping Systems*” establece que la velocidad de corrosión de largo plazo (LP) para ductos se calcula a partir de la ecuación:

$$v_{corr_{LP}} = \frac{t_{inicial} - t_{actual}[plg \text{ o } mm]}{T_{actual} - T_{inicial}[años]} \quad \text{Ec. 3.33}$$

La velocidad de corrosión de corto plazo (CP) para ductos se calcula a partir de la ecuación:

$$v_{corr_{CP}} = \frac{t_{anterior} - t_{actual}[plg \text{ o } mm]}{T_{actual} - T_{anterior}[años]} \quad \text{Ec. 3.34}$$

Donde:

- v_{corr} = velocidad de corrosión, en plg o mm por año
- $t_{inicial}$ = espesor presente al inicio del período (o espesor nominal)
- t_{actual} = espesor medido en el momento de la inspección
- T_{actual} = fecha actual, expresada en años totales
- $T_{inicial}$ = fecha al inicio del período, expresada en años totales
- $t_{anterior}$ = espesor medido en inspección anterior
- $T_{anterior}$ = fecha de inspección anterior, expresada en años totales

Estas ecuaciones pueden ser aplicadas en una aproximación estadística para evaluar las velocidades de corrosión y los cálculos de la vida remanente para el sistema entero. La Norma recomienda ser cuidadoso para garantizar que el tratamiento estadístico de los resultados refleja la condición real de los variados componentes de cañería. El análisis estadístico que emplea mediciones puntuales, no es aplicable a sistemas de tubería con mecanismos de corrosión localizados, impredecibles y significativos³⁹.

³⁹ Norma API-570, Cap. 7.1

Para los efectos del análisis del presente trabajo, se asume que el mecanismo de corrosión es generalizado; independiente de los efectos de la Presión interna de la tubería, se toman los espesores más bajos por corrosión que se han detectado a lo largo del ducto, a fin de obtener una aproximación aceptable de la velocidad de corrosión interior. Así, de la Tabla 2.3 y Figura 2.15 se tiene:

FECHA CONSTRUCCIÓN:		01/06/1983		FECHA ANÁLISIS:		01/05/2014	
PUNTO KILOMÉTRICO	ESPESOR NOMINAL (plg\mm)		ESPESOR REMANENTE (plg\mm)		VELOCIDAD CORROSIÓN LARGO PLAZO (plg/año)	VELOCIDAD CORROSIÓN LARGO PLAZO (MPY)	
	PK 09+000	0.375	9.525	0.225	5.715	0.004852	4.852
PK 47+000	0.375	9.525	0.225	5.715	0.004852	4.852	
PK 50+000	0.375	9.525	0.225	5.715	0.004852	4.852	
PK 56+000	0.375	9.525	0.21	5.334	0.005337	5.337	
PK 85+000	0.375	9.525	0.229	5.81	0.004722	4.722	
PK 86+000	0.375	9.525	0.184	4.667	0.006178	6.178	
PK 135+000	0.375	9.525	0.214	5.429	0.005208	5.208	
PK 143+000	0.375	9.525	0.206	5.239	0.005466	5.466	
PROMEDIO					0.005183	5.183	

Tabla 3.17. Velocidades de corrosión para puntos más representativos

La velocidad de corrosión promedio es de 0,005183 plg/año. Debido a los valores bajos, típicos en análisis de corrosión, en publicaciones especializadas se utiliza de manera común el término “milésimas de pulgada por año” o MPY, de sus siglas en inglés. Para este caso, la velocidad de corrosión media es de 5,183 MPY, y puede utilizarse para extrapolar proyecciones de pérdida de metal por corrosión, en los años posteriores.

3.4.7. Localización de Antecedentes Estructurales.

Para los fines del análisis y determinación posterior de la Matriz de Riesgos, resulta muy conveniente colocar los antecedentes estructurales en el mapa general, a fin de poder tener una visión gráfica global relacionada con los centros poblados más cercanos al ducto y la influencia que sobre éstos puede tener un evento de falla, afectación por terceros o influencia del medio por geo-amenazas.

De esta manera, de la Tabla 3.3 se posicionan las afectaciones de la tubería en el siguiente mapa:

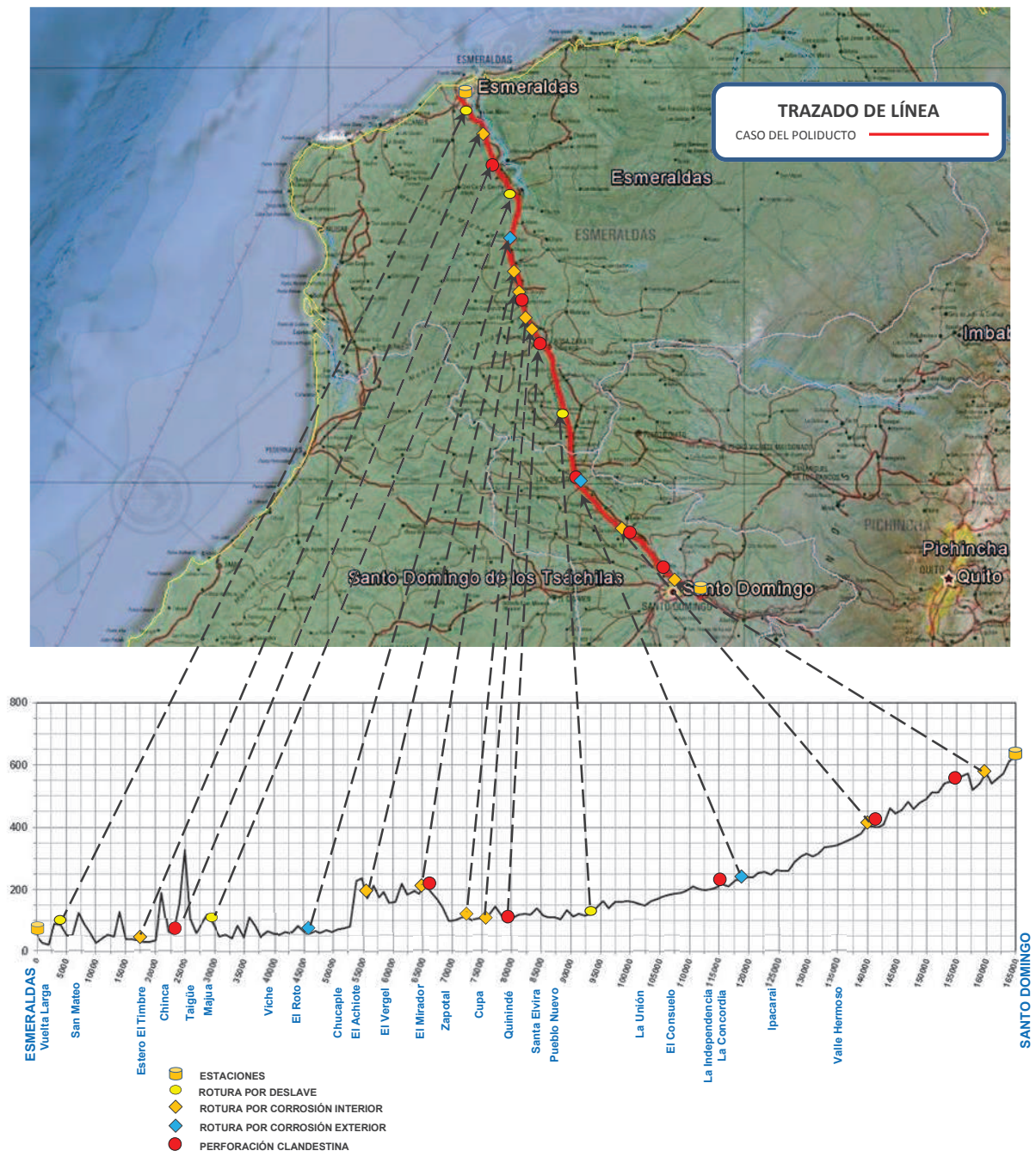


Figura 3.25 Localización antecedentes estructurales

3.5. ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA

La determinación de las áreas de alta consecuencia o HCA's (*High Consequence Areas*), se basa en considerar la probabilidad de que un segmento o segmentos particulares de la tubería o del sistema, afecten una determinada área del terreno de emplazamiento del derecho de vía, en caso de la ocurrencia del evento de un derrame del producto hidrocarburo transportado.

Se deben entonces localizar aquellas zonas de impacto por las que cruza el ducto, o las que en proximidad del mismo, puedan ser afectadas con consecuencias para las personas, el medio ambiente, la empresa o combinación de éstas. Cuando se requiere la determinación de una zona de impacto potencial, las localizaciones identificadas pueden variar en tamaño y complejidad, por lo que conforme al criterio de la Norma API-1160 *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*, se debe considerar⁴⁰:

1. Las consecuencias en la salud y la seguridad en caso de un derrame, incluyendo la necesidad de una posible evacuación.
2. La naturaleza y características del producto o productos transportados (productos refinados, crudo, líquidos altamente volátiles, etc.).
3. Las condiciones de operación del ducto (presión, temperatura, caudal, etc.).
4. La topografía del terreno, asociada a las HCA's y al segmento de tubería.
5. El gradiente hidráulico de la tubería.
6. El diámetro de la tubería, el volumen potencial de derrame y la distancia entre los puntos de aislamiento (válvulas de control).
7. El tipo y características de las HCA's por las que cruza, o está en proximidad, al segmento de tubería.
8. Vías de acceso potenciales entre la tubería y la HCA.

⁴⁰ Norma API-1160 *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*. Traducción del Autor.

9. Potenciales fuerzas naturales inherentes al área (zonas de inundaciones, zonas sísmicas, áreas con hundimientos, etc.).

10. Capacidad de respuesta (tiempo de detección, confirmación y localización de derrames; tiempo de respuesta; tipo de respuesta; etc.).

La información adecuada para la determinación de las HCA's, debe como mínimo contemplar mapas y bases de datos socio-estadísticos de cada zona analizada, para lo cual se requiere la organización y el ordenamiento de cada localización geográfica por la que atraviesa la tubería y su correspondiente derecho de vía.

Una forma de organizar los datos requeridos dentro de un mapa, es por medio de etiquetas para cada punto de análisis o segmento de tubería, conocidos como geo-etiqueta o *geo-tag*, los cuales pueden colocarse bajo diversos criterios, a lo largo del trazado de la tubería. Para los efectos del presente análisis, por la geografía específica del terreno y la longitud del ducto en estudio, se considera conveniente el colocar los geo-tag's bajo segmentos de tubería cortos, en cada kilómetro de extensión; así mismo, estas etiquetas cada kilómetro se ubicarán en diversas zonas de la división sectorial del IGM y pueden corresponder a un segmento de tubería o a una válvula de control, por lo que se establece la siguiente convención de la nomenclatura:

PES – XXX – YYY – ZZZ

PES = Poliducto de Estudio

XXX = División sectorial	}	ESM = Esmeraldas
		CHN = Chinca
		VIC = Viche
		MIR = Mirador
		RZN = Rosa Zárate Norte
		RZQ = Rosa Zárate Quinindé
		CON = La Concordia
		MON = Monterrey
		STD = Santo Domingo de los Colorados

YYY = Línea o Válvula	}	LIN = Línea del ducto
		VLV = Válvula o grupo de válvulas

ZZZ = Punto kilométrico

DIVISIÓN SECTORIAL IGM	PUNTOS KILOMÉTRICOS	GEO-ETIQUETA (GEO-TAG)	
Esmeraldas	Pk.000+000 al Pk.015+000	PES-ESM-	-VLV-000, -LIN-001, -VLV-002, -LIN-003, -LIN-004, -LIN-005, -LIN-006, -LIN-007, -LIN-008, -LIN-009, -LIN-010, -LIN-011, -LIN-012, -LIN-013, -LIN-014, -LIN-015,
Chinca	Pk.016+000 al Pk.037+000	PES-CHN-	-LIN-016, -VLV-017, -LIN-018, -LIN-019, -LIN-020, -LIN-021, -LIN-022, -LIN-023, -LIN-024, -VLV-025, -LIN-026, -LIN-027, -LIN-028, -LIN-029, -LIN-030, -LIN-031, -LIN-032, -LIN-033, -LIN-034, -LIN-035, -LIN-036, -LIN-037,
Viche	Pk.038+000 al Pk.057+000	PES-VIC-	-LIN-038, -LIN-039, -VLV-040, -LIN-041, -LIN-042, -LIN-043, -LIN-044, -LIN-045, -LIN-046, -LIN-047, -LIN-048, -LIN-049, -LIN-050, -LIN-051, -LIN-052, -VLV-053, -LIN-054, -LIN-055, -LIN-056, -LIN-057,
El Mirador	Pk.058+000 al Pk.075+000	PES-MIR-	-LIN-058, -LIN-059, -LIN-060, -LIN-061, -LIN-062, -LIN-063, -LIN-064, -VLV-065, -LIN-066, -LIN-067, -LIN-068, -LIN-069, -LIN-070, -LIN-071, -LIN-072, -LIN-073, -LIN-074, -LIN-075,
Rosa Zárate Norte	Pk.076+000 al Pk.079+000	PES-RZN-	-LIN-076, -LIN-077, -LIN-078, -LIN-079,
Rosa Zárate (Quinindé)	Pk.080+000 al Pk.098+000	PES-RZQ-	-VLV-080, -LIN-081, -LIN-082, -LIN-083, -LIN-084, -LIN-085, -LIN-086, -LIN-087, -LIN-088, -LIN-089, -LIN-090, -LIN-091, -LIN-092, -LIN-093, -LIN-094, -LIN-095, -LIN-096, -LIN-097, -LIN-098,
La Concordia	Pk.099+000 al Pk.117+000	PES-CON-	-LIN-099, -LIN-100, -LIN-101, -VLV-102, -LIN-103, -LIN-104, -LIN-105, -LIN-106, -LIN-107, -LIN-108, -LIN-109, -LIN-110, -LIN-111, -LIN-112, -LIN-113, -LIN-114, -LIN-115, -VLV-116, -LIN-117,
Monterrey	Pk.118+000 al Pk.140+000	PES-MON-	-LIN-118, -LIN-119, -LIN-120, -LIN-121, -LIN-122, -LIN-123, -LIN-124, -LIN-125, -LIN-126, -LIN-127, -LIN-128, -LIN-129, -LIN-130, -LIN-131, -LIN-132, -VLV-133, -LIN-134, -LIN-135, -LIN-136, -LIN-137, -LIN-138, -LIN-139, -LIN-140,
Cristóbal Colón	Pk.141+000 al Pk.145+000	PES-COL-	-LIN-141, -LIN-142, -LIN-143, -LIN-144, -LIN-145,
Santo Domingo de los Colorados	Pk.146+000 al Pk.165+000	PES-STD-	-LIN-146, -LIN-147, -LIN-148, -LIN-149, -LIN-150, -LIN-151, -LIN-152, -LIN-153, -LIN-154, -LIN-155, -LIN-156, -LIN-157, -LIN-158, -LIN-159, -LIN-160, -LIN-161, -LIN-162, -LIN-163, -LIN-164, -VLV-165.

Tabla 3.17. Localización de geo-tag's a lo largo del Poliducto

Se trasladan estas etiquetas a su correspondiente punto en los mapas del trazado de la tubería y se realiza un análisis por *geo-tag* y por división sectorial, conforme al criterio del Código de Regulaciones Federales (CFR) *DOT-49CFR-192.5* (Localizaciones de Clase) y *DOT-49CFR-192.111* (Factor de Seguridad), el cual es acogido también por la Norma API-1160. Este criterio establece que para la determinación de HCA's, una Unidad de Localización de Clase se tomará en cuenta el área cercana al derecho de vía hasta 220 yardas (200m) a cada lado del eje axial del emplazamiento de la tubería, en cualquier longitud continua de 1 Milla (1,6 Km) de tubería (ver Unidad 3.4.2.2.).

Evidentemente las distancias del Código de Regulaciones Federales se ajustan a las unidades imperiales, de uso en la Nación de origen del Código enunciado, sin embargo en nuestro País se utiliza el Sistema Métrico, por lo que para un mejor entendimiento y para fines prácticos, se adaptarán estas regulaciones a una zona de 200 m a cada lado del Derecho de Vía y una separación de longitud continua de 1 Km entre unidades de Localización de Clase.

LOCALIZACIÓN DE CLASE	FACTOR DE SEGURIDAD	DOT-49CFR-192.5
1	0,72	Unidades de vivienda \leq 10
2	0,60	10 < Unidades de vivienda < 46 Cruce de vías, autopistas, cruces peatonales, vías férreas o puentes.
3	0,50	Unidades de vivienda \geq 46 Construcción, área especial o recreacional ocupada por más de 20 personas. Instalación industrial susceptible a condiciones ambientales peligrosas. Cruces por aguas navegables.
4	0,40	Edificios \geq 4 plantas

Tabla 3.18. Localización de Clases DOT-49CFR-192.5

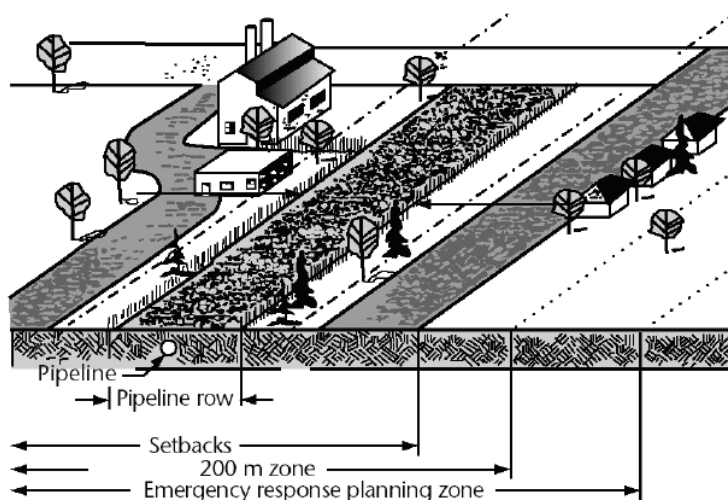


Figura 3.26 Distancias para determinación de HCA's^[2]

Es importante anotar que la determinación de la Localización de Clase es un proceso que requiere el recorrido y la observación de campo de cada unidad en el sitio de emplazamiento, a fin de recopilar la mayor cantidad de información para la aplicación de los criterios de la Norma⁴¹.

⁴¹ Información recopilada por recorridos de campo por el autor.

3.5.1. División Sectorial Esmeraldas.-



Figura 3.27 División sectorial Esmeraldas

GEO-TAG	CENTRO POBLADO	RIO PRINCIPAL O SECUNDARIO	AREAS ESPECIALES	LOCALIZACIÓN DE CLASE
PES-ESM-VLV-000			Estación de bombeo	3
PES-ESM-LIN-001			Estación de bombeo	3
PES-ESM-VLV-002	Vuelta Larga	Río Teane		2
PES-ESM-LIN-003	Vuelta Larga		Zona agrícola	2
PES-ESM-LIN-004			Zona agrícola	1
PES-ESM-LIN-005	Recintos			2
PES-ESM-LIN-006	Recintos			2
PES-ESM-LIN-007			Zona agrícola	2
PES-ESM-LIN-008		Arroyo	Puente	2
PES-ESM-LIN-009	San Mateo		Zona agrícola	2
PES-ESM-LIN-010	San Mateo			3
PES-ESM-LIN-011	San Mateo		Zona agrícola	3
PES-ESM-LIN-012			Bosque tropical	1
PES-ESM-LIN-013			Zona agrícola	1
PES-ESM-LIN-014			Zona agrícola	1
PES-ESM-LIN-015	Recintos	Río Esmeraldas		3

Tabla 3.19. Localización de Clases división sectorial Esmeraldas

3.5.2. División Sectorial Chinca.-



Figura 3.28 División sectorial Chinca

GEO-TAG	CENTRO POBLADO	RIO PRINCIPAL O SECUNDARIO	AREAS ESPECIALES	LOCALIZACIÓN DE CLASE
PES-CHN-LIN-016	Recintos	Estero El Timbre		2
PES-CHN-VLV-017		Estero El Timbre	Zona agrícola	2
PES-CHN-LIN-018	Comuna El Timbre		Zona agrícola	3
PES-CHN-LIN-019	Recintos			2
PES-CHN-LIN-020			Bosque tropical	1
PES-CHN-LIN-021			Bosque tropical	1
PES-CHN-LIN-022	Chigüe	Río Chigüe	Cementerio	3
PES-CHN-LIN-023	Chigüe			1
PES-CHN-LIN-024			Bosque tropical	1
PES-CHN-VLV-025			Bosque tropical	1
PES-CHN-LIN-026		Arroyo	Puente	2
PES-CHN-LIN-027	Recinto Chafalú		Zona agrícola	3
PES-CHN-LIN-028	Recinto Chafalú		Colegio	3
PES-CHN-LIN-029			Zona agrícola	1
PES-CHN-LIN-030			Zona agrícola	1
PES-CHN-LIN-031	Recinto Taquigüe			2
PES-CHN-LIN-032		Río Tabuche	Zona agrícola	2
PES-CHN-LIN-033			Zona agrícola	1
PES-CHN-LIN-034			Zona agrícola	1
PES-CHN-LIN-035			Zona agrícola	1
PES-CHN-LIN-036	Recinto Chaupara		Zona agrícola	1
PES-CHN-LIN-037			Zona agrícola	1

Tabla 3.20. Localización de Clases división sectorial Chinca

3.5.3. División Sectorial Viche.-

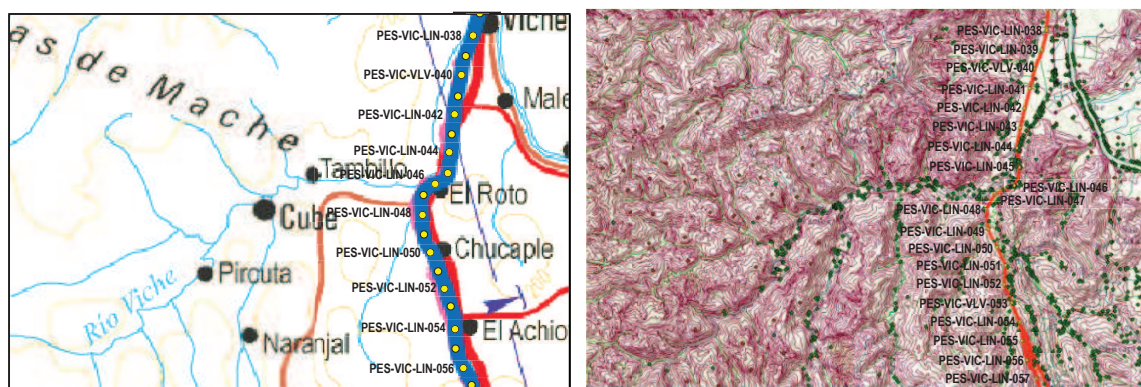


Figura 3.29 División sectorial Viche

GEO-TAG	CENTRO POBLADO	RIO PRINCIPAL O SECUNDARIO	AREAS ESPECIALES	LOCALIZACIÓN DE CLASE
PES-VIC-LIN-038	Viche	Río Viche	Puente	3
PES-VIC-LIN-039	Viche		Zona agrícola	2
PES-VIC-VLV-040			Zona agrícola	1
PES-VIC-LIN-041			Zona agrícola	1
PES-VIC-LIN-042			Zona agrícola	1
PES-VIC-LIN-043			Zona agrícola	1
PES-VIC-LIN-044	Recinto El Roto		Zona agrícola	2
PES-VIC-LIN-045	Recinto El Roto	Río Viche	Escuela	3
PES-VIC-LIN-046	Cube			3
PES-VIC-LIN-047	Cube		Zona agrícola	2
PES-VIC-LIN-048			Zona agrícola	1
PES-VIC-LIN-049			Zona agrícola	1
PES-VIC-LIN-050			Zona agrícola	1
PES-VIC-LIN-051		Esteros	Zona agrícola	2
PES-VIC-LIN-052			Zona agrícola	1
PES-VIC-VLV-053	Chucaple	Río Chucaple		2
PES-VIC-LIN-054			Bosque tropical	1
PES-VIC-LIN-055			Bosque tropical	1
PES-VIC-LIN-056	Recinto Alchoto			1
PES-VIC-LIN-057		Estero	Zona agrícola	2

Tabla 3.21. Localización de Clases división sectorial Viche

3.5.4. División Sectorial El Mirador.-



Figura 3.30 División sectorial El Mirador

GEO-TAG	CENTRO POBLADO	RIO PRINCIPAL O SECUNDARIO	AREAS ESPECIALES	LOCALIZACIÓN DE CLASE
PES-MIR-LIN-058		Estero	Bosque tropical	2
PES-MIR-LIN-059			Bosque tropical	1
PES-MIR-LIN-060	Recinto El Vergel		Escuela	3
PES-MIR-LIN-061	Recinto El Mirador			3
PES-MIR-LIN-062	Recinto El Mirador			3
PES-MIR-LIN-063			Bosque tropical	1
PES-MIR-LIN-064			Bosque tropical	1
PES-MIR-VLV-065			Bosque tropical	1
PES-MIR-LIN-066	Zapotal		Zona agrícola	2
PES-MIR-LIN-067			Zona agrícola	1
PES-MIR-LIN-068		Estero	Zona agrícola	2
PES-MIR-LIN-069			Zona agrícola	1
PES-MIR-LIN-070			Bosque tropical	1
PES-MIR-LIN-071			Bosque tropical	1
PES-MIR-LIN-072			Zona agrícola	1
PES-MIR-LIN-073	Cupa		Zona agrícola	2
PES-MIR-LIN-074	Cupa	Río Cupa		3
PES-MIR-LIN-075	Cupa		Zona agrícola	2

Tabla 3.22. Localización de Clases división sectorial El Mirador

3.5.5. División Sectorial Rosa Zárate Norte.-

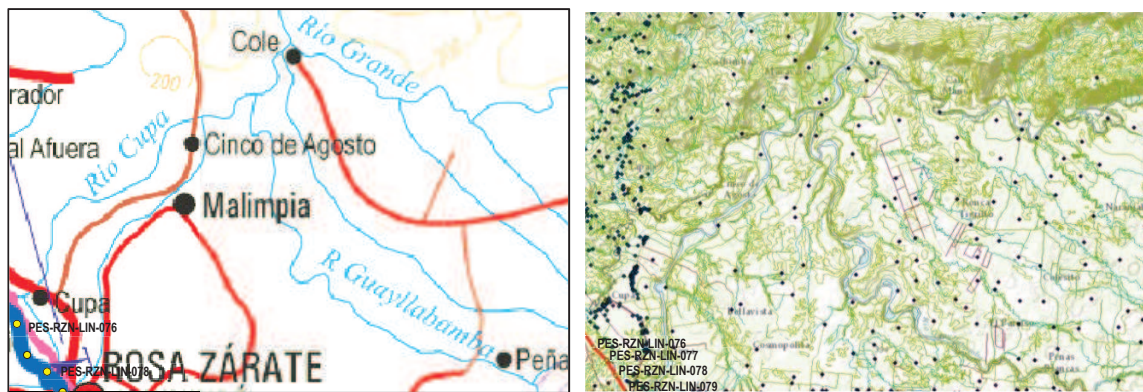


Figura 3.31 División sectorial Rosa Zárate Norte

GEO-TAG	CENTRO POBLADO	RIO PRINCIPAL O SECUNDARIO	AREAS ESPECIALES	LOCALIZACIÓN DE CLASE
PES-RZN-LIN-076			Zona agrícola	1
PES-RZN-LIN-077			Zona agrícola	1
PES-RZN-LIN-078			Zona agrícola	1
PES-RZN-LIN-079	Quinindé		Escuela	3

Tabla 3.23. Localización de Clases división sectorial Rosa Zárate Norte

3.5.6. División Sectorial Rosa Zárate (Quinindé).-



Figura 3.32 División sectorial Rosa Zárate (Quinindé)

GEO-TAG	CENTRO POBLADO	RIO PRINCIPAL O SECUNDARIO	AREAS ESPECIALES	LOCALIZACIÓN DE CLASE
PES-RZQ-VLV-080	Quinindé	Río Quinindé	Puente	3
PES-RZQ-LIN-081	Quinindé		Colegio	3
PES-RZQ-LIN-082	Quinindé		Zona agrícola	2
PES-RZQ-LIN-083			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-084			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-085			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-086	Santa Elvira		Zona agrícola	2
PES-RZQ-LIN-087			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-088			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-089	Pueblo Nuevo		Zona agrícola	2
PES-RZQ-LIN-090		Río Pambulo	Zona agrícola	2
PES-RZQ-LIN-091			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-092			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-093			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-094			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-095			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-096			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-097			Zona agrícola	1
PES-RZQ-LIN-098			Zona agrícola	1

Tabla 3.24. Localización de Clases división sectorial Rosa Zárate Quinindé

3.5.7. División Sectorial La Concordia.-

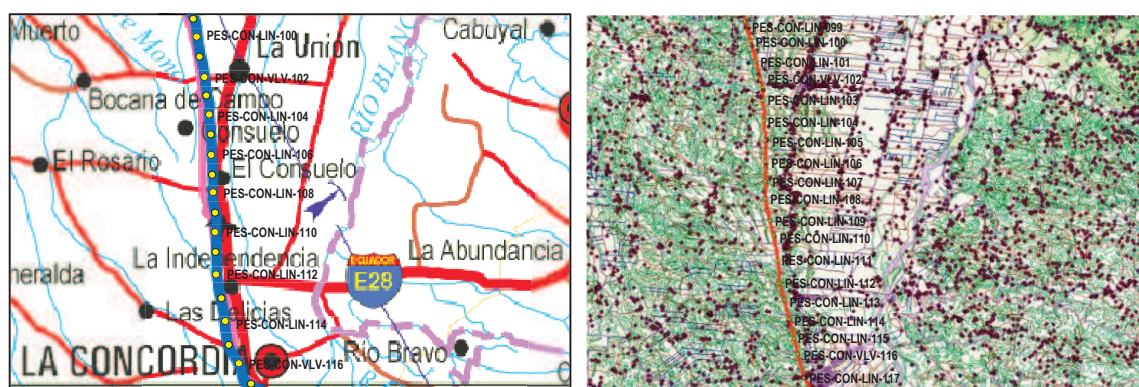


Figura 3.33 División sectorial La Concordia

GEO-TAG	CENTRO POBLADO	RIO PRINCIPAL O SECUNDARIO	AREAS ESPECIALES	LOCALIZACIÓN DE CLASE
PES-CON-LIN-099		Estero	Zona agrícola	2
PES-CON-LIN-100			Zona agrícola	1
PES-CON-LIN-101			Zona agrícola	1
PES-CON-VLV-102	La Unión		Zona agrícola	2
PES-CON-LIN-103	La Unión		Zona agrícola	2
PES-CON-LIN-104			Zona agrícola	1
PES-CON-LIN-105			Zona agrícola	1
PES-CON-LIN-106			Zona agrícola	1
PES-CON-LIN-107			Zona agrícola	1
PES-CON-LIN-108	El Consuelo		Zona agrícola	1
PES-CON-LIN-109			Zona agrícola	1
PES-CON-LIN-110			Zona agrícola	1
PES-CON-LIN-111			Zona agrícola	1
PES-CON-LIN-112			Zona agrícola	1
PES-CON-LIN-113	La Independencia		Zona agrícola	2
PES-CON-LIN-114	La Independencia		Zona agrícola	2
PES-CON-LIN-115			Zona agrícola	2
PES-CON-VLV-116	La Concordia		Zona agrícola	3
PES-CON-LIN-117	La Concordia		Colegio	3

Tabla 3.25. Localización de Clases división sectorial La Concordia

3.5.8. División Sectorial Monterrey.-

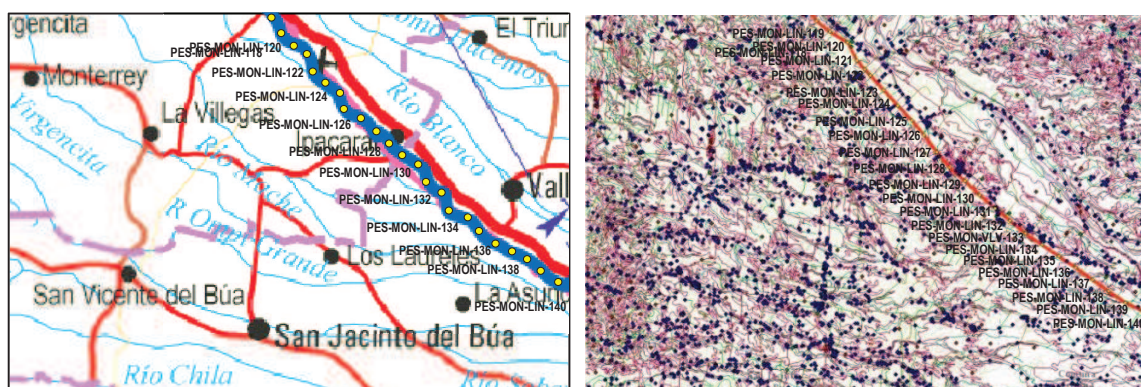


Figura 3.34 División sectorial Monterrey

GEO-TAG	CENTRO POBLADO	RIO PRINCIPAL O SECUNDARIO	AREAS ESPECIALES	LOCALIZACIÓN DE CLASE
PES-MON-LIN-118	La Concordia		Cementerio	3
PES-MON-LIN-119			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-120			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-121			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-122			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-123			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-124			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-125			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-126			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-127			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-128	Ipacarái		Zona agrícola	2
PES-MON-LIN-129			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-130			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-131			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-132			Zona agrícola	1
PES-MON-VLV-133	Valle Hermoso		Zona agrícola	2
PES-MON-LIN-134	Valle Hermoso		Zona agrícola	2
PES-MON-LIN-135			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-136			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-137			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-138			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-139			Zona agrícola	1
PES-MON-LIN-140			Zona agrícola	1

Tabla 3.26. Localización de Clases división sectorial Monterrey

3.5.9. División Sectorial Cristóbal Colón.-

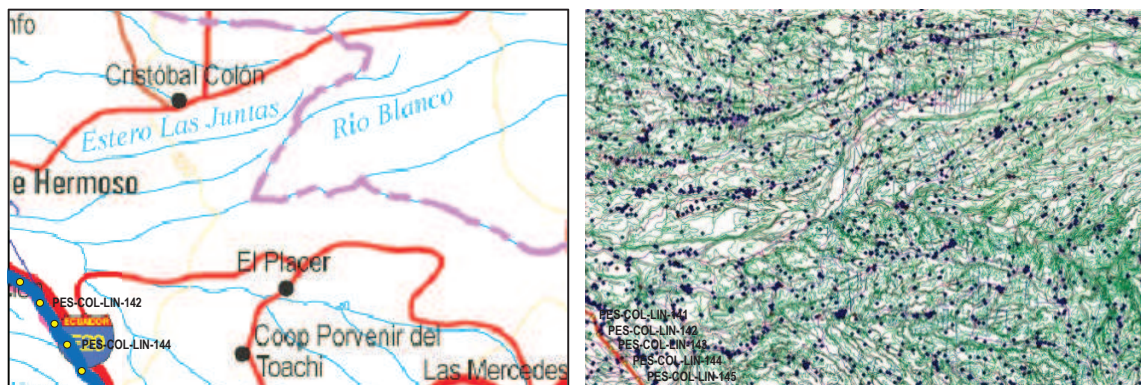


Figura 3.35 División sectorial Cristóbal Colón

GEO-TAG	CENTRO POBLADO	RIO PRINCIPAL O SECUNDARIO	AREAS ESPECIALES	LOCALIZACIÓN DE CLASE
PES-COL-LIN-141			Zona agrícola	1
PES-COL-LIN-142	Recinto		Zona agrícola	1
PES-COL-LIN-143			Bosque tropical	1
PES-COL-LIN-144			Bosque tropical	1
PES-COL-LIN-145			Zona agrícola	1

Tabla 3.27. Localización de Clases división sectorial Cristóbal Colón

3.5.10. División Sectorial Santo Domingo.-

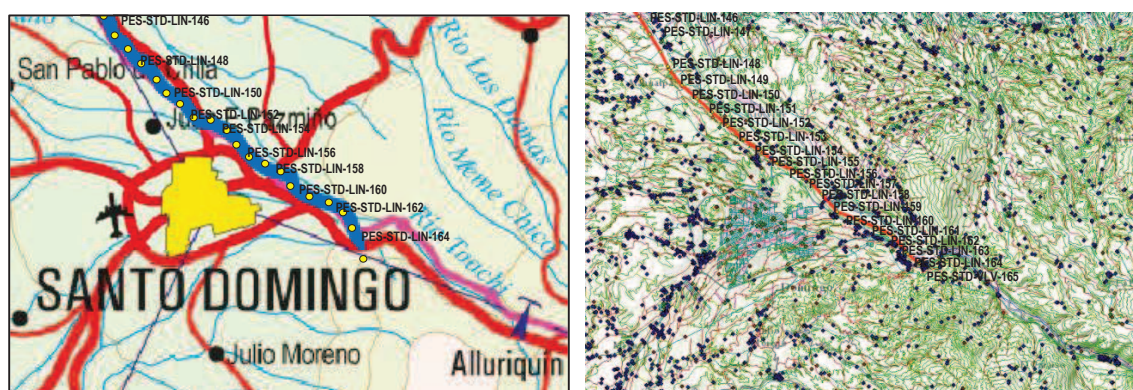


Figura 3.36 División sectorial Santo Domingo

GEO-TAG	CENTRO POBLADO	RIO PRINCIPAL O SECUNDARIO	AREAS ESPECIALES	LOCALIZACIÓN DE CLASE
PES-STD-LIN-146			Zona agrícola	1
PES-STD-LIN-147			Zona agrícola	1
PES-STD-LIN-148			Zona agrícola	1
PES-STD-LIN-149			Zona agrícola	1
PES-STD-LIN-150	Recintos		Zona agrícola	2
PES-STD-LIN-151	Recintos		Zona agrícola	2
PES-STD-LIN-152	Recintos		Zona agrícola	2
PES-STD-LIN-153	Santo Domingo		Urbanización	3
PES-STD-LIN-154	Santo Domingo		Urbanización	3
PES-STD-LIN-155	Santo Domingo		Vías, edificaciones	4
PES-STD-LIN-156	Santo Domingo		Urbanización	3
PES-STD-LIN-157	Santo Domingo		Zona agrícola	2
PES-STD-LIN-158	Santo Domingo		Urbanización	3
PES-STD-LIN-159	Santo Domingo		Urbanización	3
PES-STD-LIN-160	Santo Domingo		Zona agrícola	2
PES-STD-LIN-161	Santo Domingo		Zona agrícola	3
PES-STD-LIN-162	Santo Domingo		Zona agrícola	3
PES-STD-LIN-163	Santo Domingo	Río Toachi	Zona agrícola	3
PES-STD-LIN-164	Santo Domingo	Río Toachi	Zona agrícola	3
PES-STD-VLV-165	Santo Domingo		Estación de llegada	3

Tabla 3.28. Localización de Clases división sectorial Santo Domingo

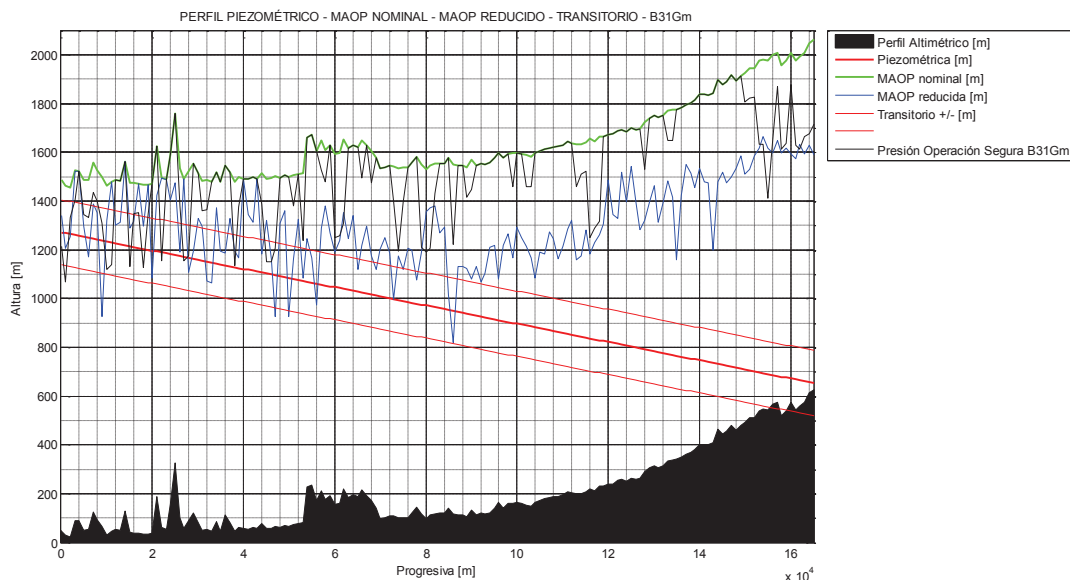


Figura 3.37 Presión de Operación Segura con B31Gm, mediante MATLAB

3.6. MATRIZ DE RIESGOS

Tomando en cuenta que cualquier actividad realizada por el ser humano se encuentra expuesta a algún tipo de riesgo y más aún en la industria hidrocarburífera, se hace necesario un mecanismo para facilitar la identificación de los factores que pueden afectar a la operación normal y segura de un ducto. De esta necesidad se han creado las matrices de riesgos, a fin de recopilar la información necesaria para resumir los posibles escenarios que representen un nivel de peligro y poder establecer medidas de monitoreo, control y/o mitigación.

Estas matrices deben ser flexibles y adaptables, a fin de poder aplicar su utilidad en cada caso específico de acuerdo a la realidad puntual del proceso analizado, es por este motivo que no existe una estandarización o un modelo fijo para determinar los Factores de Riesgo y cuantificar el Riesgo, por lo que en el presente trabajo, se trabajará con los modelos típicos de la literatura investigada y se utilizarán los elementos de ejemplo que se han asumido o determinado en los capítulos anteriores, con el objetivo de establecer un modelo básico para una caracterización del riesgo en un Poliducto.

Factores de riesgo son todos aquellos objetos, instrumentos, instalaciones, ambiente o acciones humanas, que están en capacidad de producir lesiones en las personas, daños en las instalaciones, en los materiales y/o en los procesos.

Se define entonces al riesgo, como producto de la probabilidad de ocurrencia de una falla en un período de tiempo y la consecuencia que la misma puede ocasionar a las personas, el ambiente, los intereses de la compañía e instalaciones. De este criterio, se puede cuantificar el riesgo mediante la relación:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad}_{\text{de falla}} \times \text{Consecuencia}_{\text{de falla}} \quad \text{Ec. 3.35}$$

Para la determinación de los elementos necesarios para una cuantificación del riesgo en un Sistema de Transporte de Hidrocarburos, se podría implementar, por ejemplo, un procedimiento de evaluación y análisis que contemple los siguientes pasos:

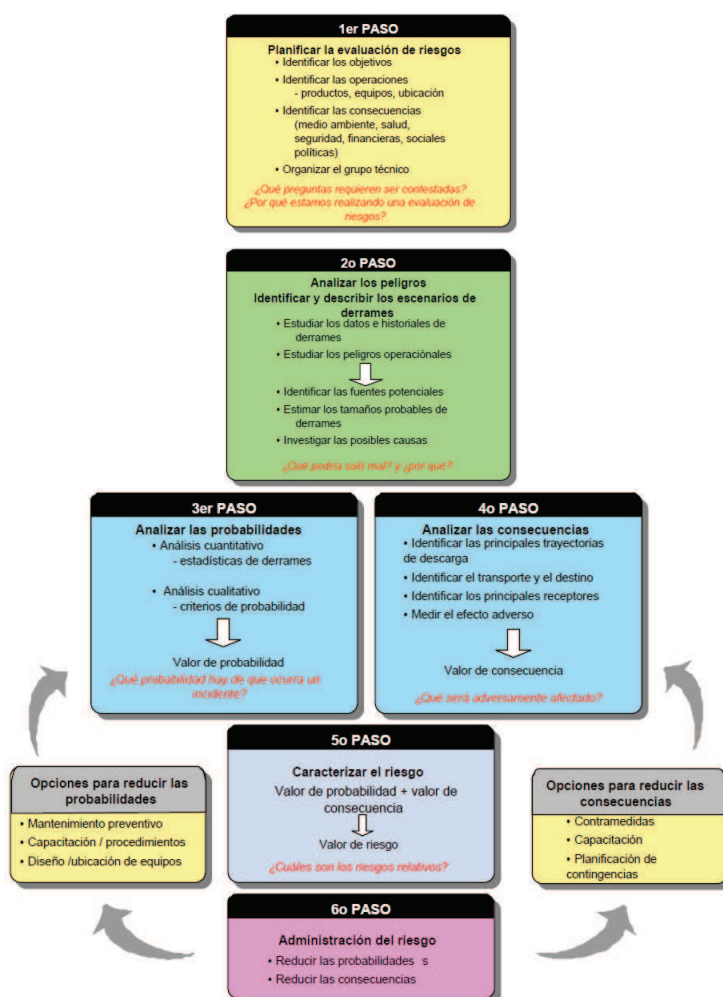


Figura 3.38 Marco para evaluación y administración de riesgos⁴²

⁴² Fuente: ARPEL, Guía de evaluación y administración de riesgos de derrames de hidrocarburos, Guía Ambiental No.19.

Un análisis de esta magnitud requiere un esfuerzo importante de recursos técnicos, logísticos y humanos, llevado a cabo por un equipo interdisciplinario que aporte conocimientos especializados y experiencia operacional. Sin embargo, con cierta cantidad de información y con el apoyo de varios análisis técnicos que se han realizado en el presente trabajo, se puede establecer un modelo base para la determinación de una Matriz de Riesgos semi-cuantitativa del Poliducto en estudio, con un nivel aceptable para una eventual toma de decisiones.

3.6.1. Probabilidad de falla

Tomando en cuenta los factores de ejemplo para probabilidad de falla en la Norma API-580 *Risk Based Inspection*, se define como:

$$Pb_{falla} = f_F(Cond_{act} + E_{insp} + f_P + R_r) \quad \text{Ec. 3.36}$$

Donde:

Pb_{falla} = Probabilidad de falla ponderada a un valor máximo de 100.

f_F = Frecuencia de fallas en un período determinado (histórico estructural):

• Alta	> 3 por año	5
• Media	1 - 3 por año	3
• Baja	0 - 1 por año	1

$Cond_{act}$ = Condición actual del ducto. Se tomará en función de los resultados de la inspección instrumentada y la probabilidad de sitios con corrosión interior por construcción.

$$Cond_{act} = Corr_{act} + Pb_{corr.int.} \quad \text{Ec. 3.37}$$

Donde: $Corr_{insp}$ = Estado de corrosión actual, conforme inspección (relación de número de anomalías por longitud inspeccionada) y velocidad de corrosión. Se hace un promedio de éstas y se redondea hacia el inmediato superior.

$$Corr_{act} = \frac{C_{inspecc} + v_{corr}}{2} \quad \text{Ec. 3.38}$$

Estado corrosión por inspección:		Velocidad de corrosión:	
▪ Grave	3	▪ Grave	3
▪ Moderado	2	▪ Moderado	2
▪ Bajo	1	▪ Bajo	1

$Pb_{corr.int.}$ = Probabilidad de corrosión interior por ángulo de inclinación

- Alta $\geq +2,5^\circ$ 2
- Baja $< +2,5^\circ$ 1

E_{insp} = Probabilidad de incidencia por la eficacia de la inspección.

- Recorrido – inspección visual 5
- Inspección ECDA mediante END 3
- Inspección interna instrumentada 1

f_p = Frecuencia de paros de bombeo

- Semanal / quincenal 5
- Mensual 3
- Anual 1

R_r = Reparaciones recurrentes. Se toman en cuenta los antecedentes históricos y la necesidad de reparación, conforme al análisis de integridad (MAOP-reducido y/o ASME B31G)

- Muy alta Necesidad inmediata + Ant. Hist. combinados 5
- Media-alta Necesidad inmediata / inmediata + Ant. Hist. 4
- Media Necesidad cercana + Ant. Hist. 3
- Media-baja Necesidad cercana 2
- Baja Necesidad no inmediata 1

3.6.2. Consecuencia de falla

Tomando en cuenta los factores de ejemplo para consecuencias de falla en la Norma API-580 *Risk Based Inspection*, se define como:

$$Cq_{falla} = (Mf \cdot Pp \cdot Fp) + (D_{expl-f} \cdot Lc) + T_x + (E_{fproc} \cdot t_{rep}) + A_{pa} + I_{so} \quad \text{Ec. 3.39}$$

Donde:

Cq_{falla} = Consecuencia de la falla ponderada a un valor máximo de 150

Mf = Modo de falla asociado al mecanismo de daño

- Rotura 4
- Fuga a caudal continuo 3
- Fuga goteo continuo 2
- Goteo 1

P_p = Pérdida de producto, en costo relativo

- Alta Pérdidas para la empresa 5
- Media Costos representativos 3
- Baja Costos ínfimos 1

F_p = Factor de presión. En función de la Presión Segura de Operación (MAOP-reducida o B31G)

- Alto Sobrepasa los límites de operación segura 5
- Medio Cercano a límites de operación segura 3
- Bajo Mantiene límites de operación segura 1

D_{expl-f} = Potencial de daño por explosión o fuego (depende del tipo de producto transportado) por reactividad - inflamabilidad. Para el producto más peligroso.

- Puede explotar súbitamente – debajo de 25°C 5
- Puede explotar en caso de choque o calentamiento – debajo 37°C 4
- Inestable en caso de cambio químico violento – debajo 93°C 3
- Inestable en caso de calentamiento – sobre 93°C 2
- Estable – no se inflama 0



Figura 3.39 Rombo de identificación de riesgo para productos transportados NFPA 704

T_x = Toxicidad del producto, en base a criterios de riesgo a la salud (NFPA 704).

- Mortal 5
- Muy peligroso 4
- Peligroso 3
- Poco peligroso 2
- Sin riesgo 0

L_c = Localización de clase del componente (HCA's)

- Clase 4 4
- Clase 3 3
- Clase 2 2
- Clase 1 1

E_{fproc} = Efecto de la falla en el proceso. Considera el impacto operacional en las operaciones y la producción, con su costo consecuente.

- Parada inmediata de bombeo y producción 5
- Parada parcial e influye en otros equipos 4
- Impacta en niveles de producción o calidad 3
- Repercute en costos operacionales adicionales 2
- Ningún efecto significativo 1

t_{rep} = Tiempo de reparación de la falla. Considera la localización geográfica de la base logística con respecto al punto de localización de la falla, así como también el método de reparación.

- Alto Repuestos y equipo especial, lejanía al punto 5
- Medio Requiere preparación y tiempo de traslado 3
- Bajo Cercanía logística y método simple 1

A_{pa} = Amenaza a las personas o al ambiente

- Afecta a la seguridad humana/ambiente – muertes/alto impacto 5
- Afecta a las instalaciones causando daños severos 4
- Provoca daños menores (accidentes e incidentes)/
impacto ambiental bajo, en el límite de normas 3
- Provoca daños reparables, impacto ambiental mínimo 2
- Provoca molestias mínimas a instalaciones o ambiente 1

I_{so} = Ingeniería de seguridad operativa. Inversión en equipos de seguridad y monitoreo para garantizar la seguridad operativa.

- Alta Requiere equipos y personal especializado 5
- Media Requiere equipos de gama media 3
- Baja Mantenimiento equipos existentes 1

3.6.3. Matriz semi-cuantitativa

Aplicando los factores de probabilidad y consecuencia de fallas en cada uno de los puntos identificados del Poliducto en estudio (Geo-Tags), y en función de los resultados de los análisis previos realizados en este trabajo para la determinación de la integridad mecánica de la tubería, se obtiene la Matriz semi-cuantitativa de Riesgos del ducto, de la siguiente manera:

GEO-TAG	PROBABILIDAD DE FALLA						CONSECUENCIA DE FALLA										RIESGO	CRITICIDAD	COORD. EN MATRIZ	
	FRECUENCIA FALLAS	CONDICIÓN ACTUAL	EFICACIA INSPECCIÓN	FRECUENCIA PARADAS OPERATIVAS	REPARACIONES RECURRENTES	PROBABILIDAD DE FALLA	MODO DE FALLA	PÉRDIDA DE PRODUCTO	FACTOR DE PRESIÓN	POTENCIAL DAÑO POR EXPLOSIÓN/FUEGO	TOXICIDAD PRODUCTO	ESECTO DE FALLA EN PROCESO	LOCALIZACIÓN COMPONENTE	TIEMPO DE REPARACIÓN DE FALLA	AMENAZA A PERSONAS/ AMBIENTE	INGENIERIA DE SEGURIDAD OPERATIVA				CONSECUENCIA DE FALLA
PES-ESMVLV-000	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-ESMLN-001	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-ESMVLV-002	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-ESMLN-003	3	5	1	3	4	39	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	4524	D2	MEDIO
PES-ESMLN-004	5	3	1	3	1	40	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	1440	B2	BAJO
PES-ESMLN-005	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-ESMLN-006	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-ESMLN-007	3	5	1	3	4	39	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	4524	D2	MEDIO
PES-ESMLN-008	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-ESMLN-009	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-ESMLN-010	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-ESMLN-011	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-ESMLN-012	3	4	1	3	1	27	4	5	3	0	2	5	1	1	4	5	76	2052	C2	MEDIO
PES-ESMLN-013	3	3	1	3	1	24	4	5	3	0	2	5	1	1	4	5	76	1824	C2	MEDIO
PES-ESMLN-014	3	5	1	3	1	30	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	1080	B2	BAJO
PES-ESMLN-015	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-CHNLN-016	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-CHNLN-017	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-CHNLN-018	5	3	1	3	4	55	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	6380	D3	MEDIO-ALTO
PES-CHNLN-019	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-CHNLN-020	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	1	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-CHNLN-021	3	5	1	3	1	30	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	1080	B2	BAJO
PES-CHNLN-022	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-CHNLN-023	5	3	1	3	1	40	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	1440	B2	BAJO
PES-CHNLN-024	3	5	1	3	1	30	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	1080	B2	BAJO
PES-CHNLV-025	3	5	1	3	1	30	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	1080	B2	BAJO
PES-CHNLN-026	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-CHNLN-027	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-CHNLN-028	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-CHNLN-029	3	4	1	3	1	27	4	5	3	0	2	5	1	1	4	5	76	2052	C2	MEDIO
PES-CHNLN-030	5	3	1	3	1	40	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	1440	B2	BAJO
PES-CHNLN-031	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO
PES-CHNLN-032	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-CHNLN-033	3	3	1	3	2	27	4	5	3	0	2	5	1	1	4	5	76	2052	C2	MEDIO
PES-CHNLN-034	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-CHNLN-035	3	3	1	3	1	24	4	5	3	0	2	5	1	1	4	5	76	1824	C2	MEDIO
PES-CHNLN-036	3	5	1	3	1	30	4	5	3	0	2	5	1	1	4	5	76	2280	C2	MEDIO
PES-CHNLN-037	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	864	B2	BAJO
PES-VICLN-038	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	4158	E2	MEDIO-ALTO
PES-VICLN-039	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-VICLV-040	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1104	B2	BAJO
PES-VICLN-041	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1104	B2	BAJO
PES-VICLN-042	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-VICLN-043	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-VICLN-044	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-VICLN-045	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	4158	E2	MEDIO-ALTO
PES-VICLN-046	5	4	1	3	4	60	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	7560	E3	ALTO
PES-VICLN-047	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-VICLN-048	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1104	B2	BAJO
PES-VICLN-049	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-VICLN-050	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	1	3	4	5	126	4158	E2	MEDIO-ALTO
PES-VICLN-051	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-VICLN-052	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-VICLV-053	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-VICLN-054	3	5	1	3	1	30	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1380	B2	BAJO
PES-VICLN-055	3	4	1	3	1	27	4	5	3	0	2	5	1	3	4	5	86	2322	C2	MEDIO
PES-VICLN-056	5	3	1	3	3	50	4	5	3	0	2	5	1	3	4	5	86	4300	C3	MEDIO
PES-VICLN-057	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-MRNLN-058	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	5	4	5	136	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-MRNLN-059	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-MRNLN-060	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	5	4	5	136	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-MRNLN-061	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	3	5	4	5	136	4896	E2	MEDIO-ALTO
PES-MRNLN-062	3	5	1	3	4	39	4	5	5	0	2	5	3	5	4	5	136	5304	E2	MEDIO-ALTO
PES-MRNLN-063	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1344	B2	BAJO
PES-MRNLN-064	3	4	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-MRVLV-065	5	3	1	3	1	40	4	5	3	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-MRNLN-066	5	4	1	3	5	65	4	5	5	0	2	5	2	5	4	5	96	3840	D2	MEDIO
PES-MRNLN-067	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1344	B2	BAJO
PES-MRNLN-068	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	5	4	5	136	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-MRNLN-069	3	3	1	3	1	24	4	5	3	0	2	5	1	5	4	5	96	2304	D2	MEDIO
PES-MRNLN-070	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1344	B2	BAJO
PES-MRNLN-071	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-MRNLN-072	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-MRNLN-073	5	3	1	3	4	55	4	5	5	0	2	5	2	5	4	5	136	7480	E3	ALTO
PES-MRNLN-074	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	5	4	5	136	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-MRNLN-075	5	4	1	3	4	60	4	5	5	0	2	5	2	5	4	5	136	8160	E3	ALTO

Tabla 3.30. Matriz semi-cuantitativa de Riesgos

GEO-TAG	PROBABILIDAD DE FALLA						CONSECUENCIA DE FALLA										RIESGO	CRITICIDAD	COORD. EN MATRIZ	
	FRECUENCIA FALLAS	CONDICIÓN ACTUAL	EFICACIA INSPECCIÓN	FRECUENCIA PARADAS OPERATIVAS	REPARACIONES RECURRENTE	PROBABILIDAD DE FALLA	MODO DE FALLA	PÉRDIDA DE PRODUCTO	FACTOR DE PRESIÓN	POTENCIAL DAÑO POR EXPLOSIÓN/FUEGO	TOXICIDAD PRODUCTO	EFECTO DE FALLA EN PROCESO	LOCALIZACIÓN COMPONENTE	TIEMPO DE REPARACIÓN DE FALLA	AMENAZA A PERSONAS/ AMBIENTE	INGENIERIA DE SEGURIDAD OPERATIVA				CONSECUENCIA DE FALLA
PES-RZLN-975	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-RZLN-977	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-RZLN-978	3	4	1	3	1	27	4	5	3	0	2	5	1	5	4	5	96	2592	D2	MEDIO
PES-RZLN-979	5	3	1	3	4	55	4	5	5	0	2	5	3	5	4	5	136	7480	E3	ALTO
PES-RZO-VLV-990	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	5	4	5	136	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-RZO-LIN-981	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	3	5	4	5	136	4896	E2	MEDIO-ALTO
PES-RZO-LIN-982	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	5	4	5	136	4896	E2	MEDIO-ALTO
PES-RZO-LIN-983	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1344	B2	BAJO
PES-RZO-LIN-984	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-RZO-LIN-985	3	3	1	3	1	24	4	5	2	0	2	5	1	5	4	5	96	2304	D2	MEDIO
PES-RZO-LIN-986	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	5	4	5	136	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-RZO-LIN-987	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-RZO-LIN-988	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1344	B2	BAJO
PES-RZO-LIN-989	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	5	4	5	136	4896	E2	MEDIO-ALTO
PES-RZO-LIN-990	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	5	4	5	136	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-RZO-LIN-991	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1344	B2	BAJO
PES-RZO-LIN-992	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-RZO-LIN-993	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1344	B2	BAJO
PES-RZO-LIN-994	5	4	1	3	1	45	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	2520	B3	BAJO
PES-RZO-LIN-995	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-RZO-LIN-996	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-RZO-LIN-997	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1344	B2	BAJO
PES-RZO-LIN-998	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	5	4	5	56	1512	B2	BAJO
PES-CON-LIN-999	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-CON-LIN-100	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-CON-LIN-101	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1104	B2	BAJO
PES-CON-VLV-102	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4158	E2	MEDIO-ALTO
PES-CON-LIN-103	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4158	E2	MEDIO-ALTO
PES-CON-LIN-104	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-CON-LIN-105	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-CON-LIN-106	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-CON-LIN-107	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-CON-LIN-108	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-CON-LIN-109	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-CON-LIN-110	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-CON-LIN-111	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1242	B2	BAJO
PES-CON-LIN-112	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	3	4	5	46	1104	B2	BAJO
PES-CON-LIN-113	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4158	E2	MEDIO-ALTO
PES-CON-LIN-114	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-CON-LIN-115	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	3	4	5	126	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-CON-VLV-116	5	4	1	3	4	60	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	7560	E3	ALTO
PES-CON-LIN-117	3	3	1	3	4	33	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	4158	E2	MEDIO-ALTO
PES-MON-LIN-118	5	4	1	3	4	60	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	6960	D3	MEDIO-ALTO
PES-MON-LIN-119	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-120	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-121	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-122	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-123	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-124	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	864	B2	BAJO
PES-MON-LIN-125	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-126	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	864	B2	BAJO
PES-MON-LIN-127	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-128	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-MON-LIN-129	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-130	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-131	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	864	B2	BAJO
PES-MON-LIN-132	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-VLV-133	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-MON-LIN-134	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-MON-LIN-135	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-136	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-137	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-138	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-139	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-MON-LIN-140	5	4	1	3	1	45	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	1620	B3	BAJO
PES-COL-LIN-141	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-COL-LIN-142	5	3	1	3	1	40	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	1440	B2	BAJO
PES-COL-LIN-143	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-COL-LIN-144	3	5	1	3	1	30	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	1080	B2	BAJO
PES-COL-LIN-145	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	864	B2	BAJO
PES-STD-LIN-146	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-STD-LIN-147	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-STD-LIN-148	3	3	1	3	1	24	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	864	B2	BAJO
PES-STD-LIN-149	3	4	1	3	1	27	4	5	1	0	2	5	1	1	4	5	36	972	B2	BAJO
PES-STD-LIN-150	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-STD-LIN-151	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-STD-LIN-152	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-STD-LIN-153	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-STD-LIN-154	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-STD-LIN-155	5	3	1	3	4	55	4	5	5	0	2	5	4	1	4	5	116	6380	D3	MEDIO-ALTO
PES-STD-LIN-156	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-STD-LIN-157	3	4	1	3	4	36	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	4176	D2	MEDIO
PES-STD-LIN-158	3	3	1	3																

3.7. ANÁLISIS DE RIESGOS

Se ha obtenido la Matriz semi-cuantitativa de Riesgos del Poliducto en estudio, tomando en cuenta varios factores que pueden afectar la probabilidad de ocurrencia de una falla, así como las consecuencias de la misma, para cada uno de los puntos kilométricos etiquetados (Geo-Tag's). La Matriz calcula el riesgo en función de la probabilidad y la consecuencia de cada punto en particular, pero su verdadera utilidad es la determinación cualitativa de este método (de allí el nombre de semi-cuantitativa).

Los resultados de la Matriz semi-cuantitativa de Riesgos se pueden trasladar al sistema de coordenadas de una Matriz de Criticidad, a fin de poder observar gráficamente el nivel del estado actual del ducto.

TOTAL BAJO		77							
TOTAL MEDIO		51							
TOTAL MEDIO-ALTO		32							
TOTAL ALTO		6							
TOTAL A1	0	TOTAL A2	0	TOTAL A3	0	TOTAL A4	0	TOTAL A5	0
TOTAL B1	0	TOTAL B2	75	TOTAL B3	2	TOTAL B4	0	TOTAL B5	0
TOTAL C1	0	TOTAL C2	7	TOTAL C3	1	TOTAL C4	0	TOTAL C5	0
TOTAL D1	0	TOTAL D2	43	TOTAL D3	4	TOTAL D4	0	TOTAL D5	0
TOTAL E1	0	TOTAL E2	28	TOTAL E3	5	TOTAL E4	1	TOTAL E5	0

Tabla 3.31. Resultados de la Matriz semi-cuantitativa de Riesgos

La Matriz de Criticidad consiste en una Matriz 5x5, en cuyo eje horizontal se colocan en rangos iguales, los valores totales de la Consecuencia de falla; en el eje vertical se colocan de igual manera los valores totales de la Probabilidad de falla. Se prefiere que la Matriz siempre sea cuadrada impar (3x3, 5x5 o 7x7) ya que esta configuración permite visualizar mejor los estados críticos dividiéndolos por ejemplo en bajo, medio, alto, o muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto.

En esta Matriz de Criticidad se facilita la observación de cuántos elementos analizados están dentro de los rangos de riesgo que establece la Norma API-580:

BAJO	MEDIO	MEDIO-ALTO	ALTO
------	-------	------------	------

Al ponderar la Probabilidad total para un máximo de 100, para las coordenadas verticales (1, 2, 3, 4 y 5) se obtienen rangos de 0 – 20, 21 – 40, 41 – 60, 61 – 80 y 81 – 100, respectivamente. En el caso de la ponderación de la Consecuencia con un máximo de 150, para las coordenadas horizontales (A, B, C, D y E) se obtienen rangos de 0 – 30, 31 – 60, 61 – 90, 91 – 120 y 121 – 150, respectivamente.

Colocando los resultados totales de la Matriz semi-cuantitativa de Riesgos dentro de su rango correspondiente de Probabilidad y Consecuencia, se obtiene la Matriz de Criticidad para el Poliducto en estudio:

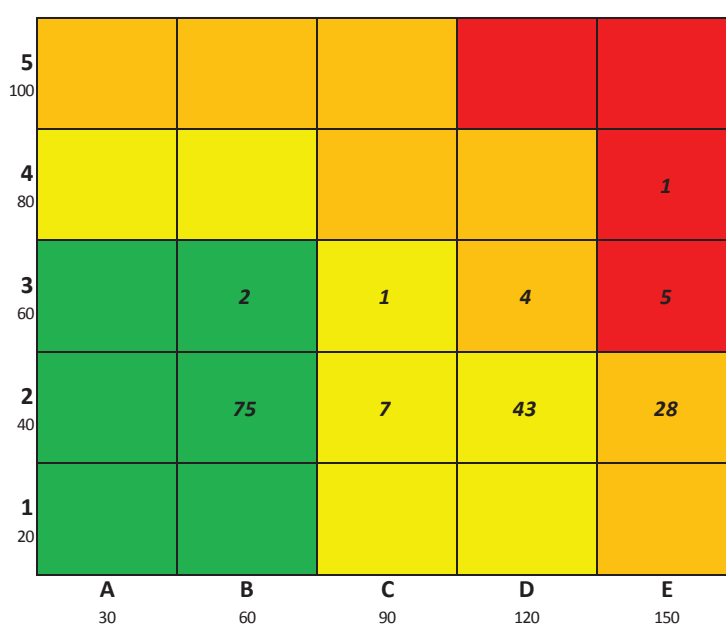


Figura 3.40 Matriz de Criticidad

De esta Matriz de Criticidad, se observa que existen varios elementos con riesgo alto de falla, a los cuales se les debe dar prioridad de reparación. Para la coordenada E4, que corresponde a la anomalía más crítica, en la Matriz de Riesgos se observa que corresponde al Geo-Tag PES-MIR-LIN-066, lo cual indica que corresponde a un segmento de Línea en el Pk.066+000, sector Mirador.

Para visualizar de manera gráfica si existen zonas con concentración de anomalías con orden de criticidad Alto y Medio-Alto, se puede superponer a las gráficas altimétricas la localización de las mismas:

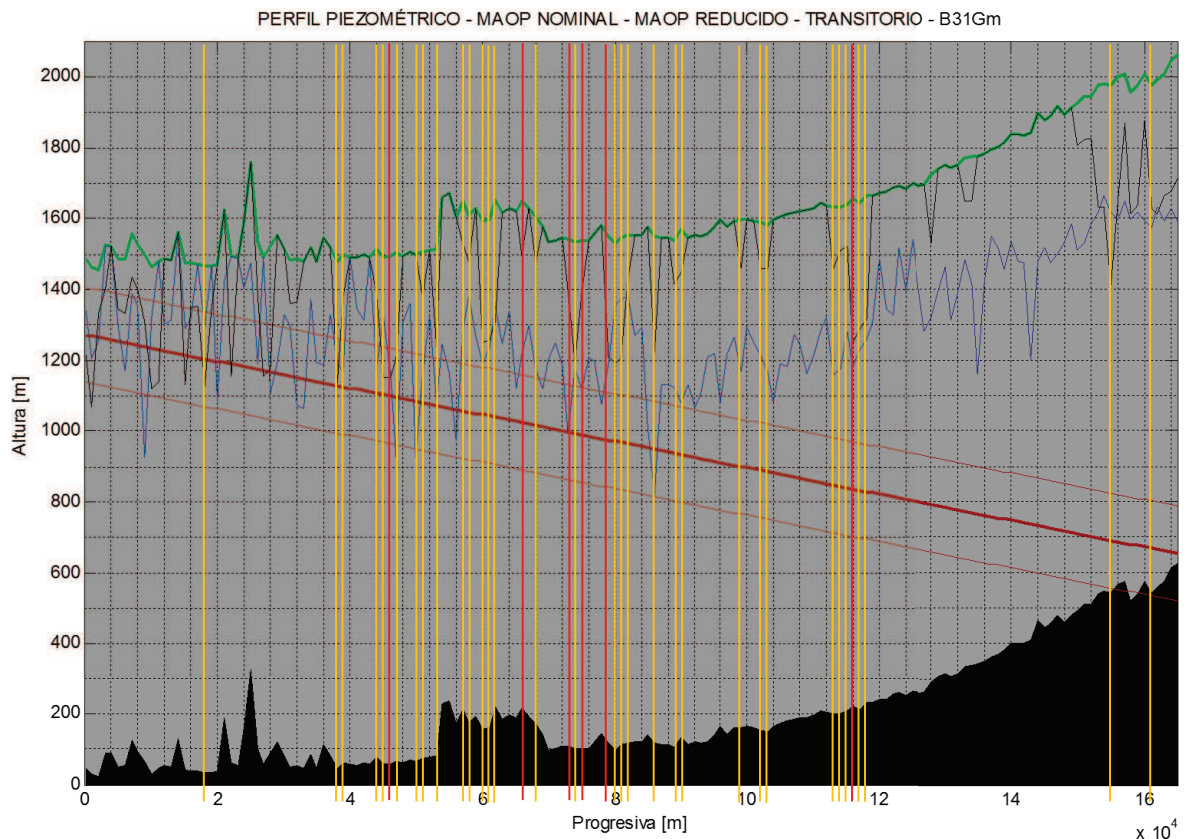


Figura 3.41 Ubicación de zonas con concentración de defectos críticos

Se puede observar que, para este ejemplo, se tienen concentraciones de defectos críticos principalmente en las zonas de los Pk.046+000, Pk.074+000 y Pk.116+000. Para garantizar la confiabilidad operativa del ducto, se deberá planificar las reparaciones inmediatas en estos puntos críticos identificados. Si los puntos críticos, junto con los de mediana criticidad son muchos en relación a la longitud del ducto, se debe analizar la conveniencia de la realización de todas las reparaciones o solamente las más críticas, en función de los costos de los operativos de reparación necesarios. Se evidenciaría entonces que la necesidad de mitigación del riesgo implica un costo muy elevado para los intereses de la compañía, por lo que se deben analizar todas las alternativas posibles.

Si complementariamente existe la necesidad de una repotenciación de las instalaciones en respuesta a un crecimiento de la demanda de productos, se analiza el diseño de una eventual nueva tubería para satisfacer la demanda y la seguridad del Sistema.

CAPÍTULO 4

DISEÑO DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE PARA PRODUCTOS LIMPIOS

Una vez que se han establecidos los fundamentos teóricos hidrodinámicos y con los supuestos de un crecimiento de demanda elevado y condiciones estructurales del ducto fuera de operación segura, se plantea un modelo de ejemplo para el diseño de una nueva tubería de transporte para productos limpios o Poliducto.

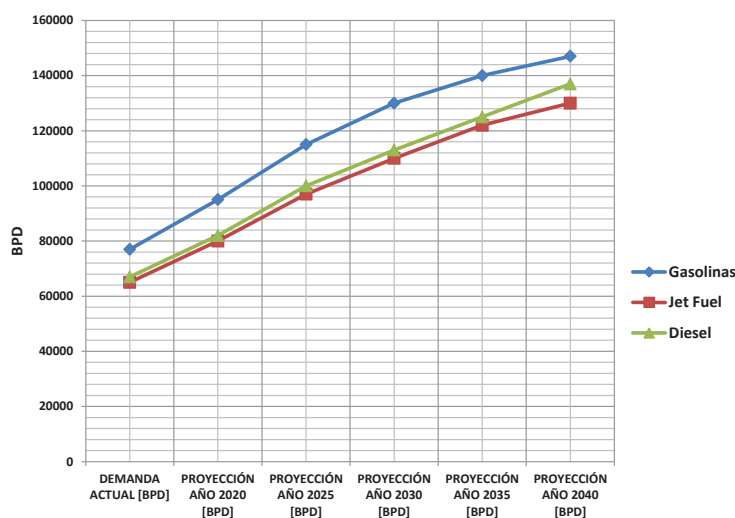
4.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA

Para establecer las condiciones hidrodinámicas previo al diseño de un Sistema de Transporte de Hidrocarburos, se requiere determinar el caudal del fluido en función de un estudio de proyección de demanda, en donde se contempla:

- Estadísticas de transporte
- Movimiento de Productos
 - Oferta proyectada
 - Demanda proyectada
 - Metodología de Matriz de Movimiento de Productos
 - Resultados
 - Análisis de Movimiento de Productos
 - Capacidad requerida de transporte

El análisis para conocer los volúmenes que deben ser transportados consiste en la proyección las ofertas esperadas de derivados por año y por cada refinería existente o proyectada (incluyendo los programas de importaciones), y las demandas de cada Terminal de almacenamiento y distribución, existente o proyectado. Esta información se puede obtener de un estudio de demanda de productos y/o la Matriz Energética.

Por ejemplo, asumiendo la siguiente demanda para la Refinería de salida:



PRODUCTO	DEMANDA ACTUAL [BPD]	PROYECCIÓN AÑO 2020 [BPD]	PROYECCIÓN AÑO 2025 [BPD]	PROYECCIÓN AÑO 2030 [BPD]	PROYECCIÓN AÑO 2035 [BPD]	PROYECCIÓN AÑO 2040 [BPD]
Gasolinas	77.000	95.000	115.000	131.000	140.000	145.000
Jet Fuel	65.000	80.000	97.000	110.000	122.000	130.000
Diesel	67.000	82.000	100.000	113.000	125.000	137.000

Tabla 4.1. Ejemplo de proyección de demanda para productos limpios

Capacidad de Transporte:

Caudal máximo: 145.000 BPD (6.041 BPH)

Caudal de diseño: 6.700 BPH (0,296 m³/s)

4.2. MODELAMIENTO HIDRODINÁMICO

Aplicando el conjunto de criterios y ecuaciones establecidas en el Capítulo 2, se realiza la primera aproximación para el diseño de un nuevo Poliducto. Posteriormente, un análisis más sensible mediante consideraciones energéticas y económicas permitirá obtener el diseño final.

4.2.1. Velocidad de erosión

Se establecen parámetros de control, a fin de realizar el diseño bajo límites de velocidad normados. La Norma API-14E indica que, la experiencia en la industria ha demostrado que los flujos transportados provocan efectos erosivos, a partir de la ecuación empírica:

$$v_e = \frac{C}{\sqrt{\rho}}$$

Ec. 4.1

Donde:

v_e = velocidad de erosión [ft/s]

C = constante empírica (100 – 200)

ρ = densidad del fluido [lb/ft³]

La Norma API-14E recomienda un valor de C = 100 para fluidos libres de sólidos, en servicio continuo, entonces:

$$\rho_{diesel} = 860,2 \left[\frac{Kg}{m^3} \right] = 53,7 \left[\frac{lb}{ft^3} \right] \quad \text{Ec. 4.2}$$

$$v_{e_{diesel}} = \frac{100}{\sqrt{53,7}} = 13,65 \left[\frac{ft}{s} \right] = 4,16 \left[\frac{m}{s} \right] \quad \text{Ec. 4.3}$$

$$\rho_{gasolina} = 762,8 \left[\frac{Kg}{m^3} \right] = 47,62 \left[\frac{lb}{ft^3} \right] \quad \text{Ec. 4.4}$$

$$v_{e_{gasolina}} = \frac{100}{\sqrt{47,62}} = 14,49 \left[\frac{ft}{s} \right] = 4,42 \left[\frac{m}{s} \right] \quad \text{Ec. 4.5}$$

La máxima velocidad recomendada en el dimensionamiento de Líneas de transporte de fluidos líquidos, a fin de minimizar los efectos de transitorios, golpes de ariete y erosión, se encuentra en el orden de 15 [ft/s] (4,57 [m/s]).

Con estas recomendaciones, el parámetro de la velocidad del fluido transportado para el diseño del ducto, no debe ser igual o sobrepasar los límites indicados.

4.2.2. Cálculo del diámetro de la tubería

- Primero se supone un diámetro para la tubería D_s , el cual debería ser igual o superior al del ducto existente, ya que se supone que en la situación actual, se opera en los límites del sistema, por lo tanto sea $D_s = 18 \text{ plg} = 0,457 \text{ m}$
- Con las propiedades del fluido (densidad y viscosidad), se determina el número de Reynolds. De las ecuaciones Ec.2.66 y Ec.2.135.

$$\mathbb{R} = \frac{vD}{\gamma} = \frac{4Q}{\pi D \gamma} = \frac{4 \cdot 0,296 \left[\frac{m^3}{s} \right]}{\pi \cdot 0,457 [m] \cdot 3,11 \times 10^{-6} \left[\frac{m^2}{s} \right]} \quad \text{Ec. 4.6}$$

$$\mathbb{R} = 265.170,52 \text{ (régimen turbulento)}$$

- c) Conocido el número de Reynolds y el régimen de comportamiento del fluido, se determina el factor de fricción. En este caso, para régimen turbulento, se utiliza la solución por MATLAB de la ecuación de Colebrook.

La rugosidad absoluta para tubería de acero nueva es $\epsilon_a = 0,0127$ mm. De la ecuación Ec.2.67 y Ec.2.79.

$$\frac{\epsilon_a}{D} = 2,78 \times 10^{-5}$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\epsilon}{3,7 \cdot D} + \frac{2,51}{\text{Re} \cdot \sqrt{f}} \right)$$

```
%ECUACION DE COLEBROOK.
disp('PROGRAMA PARA CALCULAR EL FACTOR DE FRICCIÓN POR COLEBROOK')
disp(' ')
rugrel=input('Ingrese el valor de la rugosidad relativa "rugrel": ');
reynolds=input('Ingrese el valor del número de reynolds "reynolds": ');
if reynolds<=2000;
    fcal=64/reynolds;
end;
if reynolds>2000;
    fpond=0.316*reynolds-0.25;
    fcal=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(reynolds*sqrt(fpond))))))^2;
    error=1e3;
    while error>1e-06
        fcal=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(reynolds*sqrt(fpond))))))^2;
        disp(['fponderado=' num2str(fpond) ' fcalculado=' num2str(fcal)])
        error=abs(fpond-fcal);
        fpond=fcal;
    end
end
disp(' ')
disp(['Factor de fricción calculado =' num2str(fcal)])
```

PROGRAMA PARA CALCULAR EL FACTOR DE FRICCIÓN POR COLEBROOK

```
Ingrese el valor de la rugosidad relativa "rugrel": 2.78E-5
Ingrese el valor del numero de reynolds "reynolds": 265170.52
fponderado=83793.6343 fcalculado=0.0095283
fponderado=0.0095283 fcalculado=0.015775
fponderado=0.015775 fcalculado=0.015007
fponderado=0.015007 fcalculado=0.01508
fponderado=0.01508 fcalculado=0.015073
fponderado=0.015073 fcalculado=0.015073
```

Factor de fricción calculado =0.015073

d) Se calcula la presión interna de operación, la cual se define como:

$$P_i = P_{os} + P_t \quad \text{Ec. 4.7}$$

Donde: P_i = Presión interna de diseño
 P_{os} = Presión máxima de operación en estado estable
 P_t = Presión debida a transitorios

La tubería y los accesorios asociados a ella, deben estar diseñados para una presión interna que considera la suma de la presión en estado estable, que a su vez es la suma de la presión necesaria para vencer las pérdidas y la presión residual necesaria para llegar al punto de destino, más la presión transitoria. De la ecuación Ec.2.55 y Ec.2.88:

$$\frac{P_1}{\rho g} + h_1 = \frac{P_2}{\rho g} + h_2 + H_f \quad \rightarrow \quad H_1 = H_2 + H_f$$

$$H_{f \text{ total}} = \frac{f L}{D} \frac{v^2}{2g} + \frac{K v^2}{2g} = \frac{v^2}{2g} \left(\frac{f L}{D} + K \right)$$

$$H_{f \text{ total}} = \frac{8 Q^2}{g \pi^2 D^4} \left(\frac{f L}{D} + K \right)$$

Asumiendo en primera instancia el mismo factor de pérdidas $K=2,68$ para el Poliducto en estudio en el Capítulo 2, así como los valores de caudal, diámetro y factor de fricción calculados.

$$H_{f \text{ total}} = \frac{8 \cdot \left(0,296 \left[\frac{m^3}{s} \right] \right)^2}{9,81 \left[\frac{m}{s^2} \right] \cdot \pi^2 \cdot (0,457[m])^4} \left(\frac{0,015073 \cdot 165.000[m]}{0,457[m]} + 2,68 \right) = 903,69[m]$$

La presión residual H_2 es la presión con la que se debe llegar al punto deseado con el objetivo de:

- Llenar tanques de almacenamiento
- Cumplir con el NPSH de las bombas
- Prevenir el fenómeno de cavitación debido a la presencia de presiones menores o cercanas a la presión de vapor de los fluidos transportados.

- Sobrepasar los accidentes geográficos de modo que se eliminen las presiones negativas.

Este valor de H_2 será un término constante en el diseño de un ducto.

Si la altura geográfica de llegada h_2 es de 626,97 msnm y las presiones de llegada de producto se consideran aceptables a partir de los 90 psi (para una tubería nueva y considerando las presiones de vapor para los productos transportados):

$$P_2 \geq 90 \text{ psi (620,53 KPa)}$$

$$H_2 = \frac{620530[\text{Pa}]}{\left(860,2 \left[\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}\right]\right) \left(9,81 \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2}\right]\right)} + 626,97[\text{m}] = 700,5[\text{m}] \quad \text{Ec. 4.8}$$

Entonces, para la altura de la cabeza de presión en el punto de salida, localizada a 50,90 msnm:

$$H_1 = H_2 + H_f = 700,5[\text{m}] + 903,69[\text{m}] = 1604,19[\text{m}] \quad \text{Ec. 4.9}$$

$$H_1 = \frac{P_1}{\rho g} + h_1 = 1604,19[\text{m}] \quad \text{Ec. 4.10}$$

$$P_1 = (H_1 - h_1) \rho g [\text{Pa}] \quad \text{Ec. 4.11}$$

$$P_1 = (1604,19[\text{m}] - 50,90[\text{m}]) \cdot 860,2 \left[\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}\right] \cdot 9,81 \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2}\right] = 13'107.533,97[\text{Pa}]$$

$$P_1 = 13.107,533[\text{KPa}] = 1901,08[\text{psi}]$$

Para la presión debida a los transitorios, se requiere el espesor del tubo, el cual se calculará más adelante.

- e) Ahora, con los factores anteriores, de las ecuaciones Ec.2.63 y Ec.2.64, se determina el diámetro calculado D_c :

$$D_c = \left(\frac{8 f Q^2 L}{\pi^2 g (H_1 - H_2)} \right)^{\frac{1}{5}} \quad \text{Ec. 4.12}$$

$$D_c = \left(\frac{8 (0,015073) \left(0,296 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}}\right]\right)^2 (165.000[\text{m}])}{\pi^2 \left(9,81 \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2}\right]\right) (1604,19[\text{m}] - 700,5[\text{m}])} \right)^{\frac{1}{5}} = 0,456[\text{m}] = 17,99[\text{plg}]$$

- f) Se comparan los valores del diámetro calculado D_C y diámetro supuesto D_S y se determina su diferencia.

$$D_C - D_S = Dif_diámetro \quad \text{Ec. 4.13}$$

- g) Si la diferencia de diámetro es menor que una diferencia aceptable, entonces el diámetro supuesto es la solución, en caso contrario se repite el procedimiento.

En este caso, se comprueba que el diámetro asumido de 18 plg es correcto, sin embargo la experiencia en la industria indica que no es común este valor en el comercio internacional, por lo que se hace necesaria la aproximación al diámetro comercial inmediato superior. Entonces se establece que el diámetro de diseño es de 20 pulgadas (0,508 m) y se recalculan los datos anteriores con los siguientes resultados:

$$\mathbb{R} = 238.549 \text{ (régimen turbulento)}$$

$$\frac{\epsilon_a}{D} = 2,5 \times 10^{-5}$$

$$\text{Factor de fricción} = 0,015336$$

$$H_{f \text{ total}} = 541,77[m]$$

$$H_2 = 700,5[m]$$

$$H_1 = 1242,27[m]$$

$$P_1 = 10'053.449,6[Pa] = 1458,13 [psi]$$

$$D_C = \left(\frac{8 (0,015336) \left(0,296 \left[\frac{m^3}{s} \right] \right)^2 (165.000[m])}{\pi^2 \left(9,81 \frac{m}{s^2} \right) (1242,27[m] - 700,5[m])} \right)^{\frac{1}{5}} = 0,508[m] = 20[plg]$$

En este punto, el diámetro y la velocidad se han estimado para una tener una idea del diámetro a utilizarse y no se ha considerado el espesor del tubo, mismo que al ser determinado, permite establecer el diámetro interno del ducto, con el cual se deben realizar nuevamente los cálculos, a fin de obtener los datos correctos del sistema diseñado.

4.2.3. Cálculo de espesor de la tubería

Se calcula el espesor de la tubería, de la Norma ASME B31.4:

$$P \text{ [psi]} = \frac{2 S t}{D_o} \quad \text{Ec. 4.14}$$

Donde:

$$S = F \cdot E \cdot S_y \text{ [psi]}$$

$$t = \text{Espesor mínimo que satisface la presión interna de diseño [plg]}$$

$$F = \text{Factor de Diseño} = 0,72$$

$$E = \text{Factor de junta de soldadura (Tabla 402.4.3)} = 1$$

$$S_y = \text{Specified Minimum Yield Strength [psi]}$$

$$D_o = \text{Dámetro exterior [plg]}$$

Del valor calculado para la presión de salida: $P_1 = 1458,13 \text{ [psi]}$

De acuerdo al criterio:

$$P_i = P_{os} + P_t$$

Donde:

$$P_i = \text{Presión interna de diseño}$$

$$P_{os} = \text{Presión máxima de operación en estado estable}$$

$$P_t = \text{Presión debida a transitorios}$$

Se tomará un valor mayor, a fin de garantizar una presión de operación segura, por lo que con un factor cercano al 10%: $P_1 = 1600 \text{ [psi]}$

Con la presión debida a transitorios, se asume $P_t = 200 \text{ psi}$, entonces la presión de diseño es:

$$P_i = 1800 \text{ [psi]}$$

Debido a que se ha estimado un diámetro mayor al de 16 plg y, para que los espesores de la tubería no sean demasiado grandes, a fin de minimizar efectos de fragilización, se considera conveniente adoptar un valor de $S_y = 60.000 \text{ psi}$ (API 5L-X60), entonces $S = 43.200 \text{ psi}$:

$$t = \frac{P_i D_o}{2 S} = \frac{1800 \text{ [psi]} \cdot 20 \text{ [plg]}}{2 (43.200 \text{ [psi]})} = 0,416 \text{ [plg]} \quad \text{Ec. 4.15}$$

De las tablas API 5L, para una tubería de 20 plg, grado X60, se aproxima al espesor comercial inmediato superior, por lo tanto $t = 0,438 \text{ [plg]}$. Sin embargo, en la Norma ASME B31.4 se establece:

$$t_n = t + a$$

Ec. 4.16

Donde: t_n = *mínimo espesor de diseño [plg]*
 t = *Espesor mínimo que satisface la presión interna de diseño [plg]*
 a = *Incremento en el espesor debido a: roscado, ranurado, corrosión u otra situación que exija una tolerancia positiva de sobreespesor*

Tomando en cuenta el historial de degradación por corrosión interior en el Poliducto de 16 plg, considerando una tolerancia mínima, se toma como valor de espesor nominal de la tubería de 20 plg diseñada:

$$t_n = 0,469[\text{plg}]$$

Entonces, el diámetro interno del ducto:

$$D_i = D_o - (2 t_n) = 20[\text{plg}] - (2 \cdot 0,469[\text{plg}]) = 19,062[\text{plg}] = 0,484[\text{m}] \quad \text{Ec. 4.17}$$

Con esta información, se realiza un re-cálculo de los parámetros de diseño de la tubería:

$$\mathbb{R} = 250.377,95 \text{ (régimen turbulento)}$$

$$\frac{\epsilon_a}{D} = 2,62 \times 10^{-5}$$

$$\text{Factor de fricción} = 0,015213$$

$$H_{f \text{ total}} = 684,54[\text{m}]$$

$$H_2 = 700,5[\text{m}]$$

$$H_1 = 1385,04[\text{m}]$$

$$P_1 = 11'258.223,11[\text{Pa}] = 1632,87 [\text{psi}]$$

$$D_c = \left(\frac{8 (0,015213) \left(0,296 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}}\right]\right)^2 (165.000[\text{m}])}{\pi^2 \left(9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}\right) (1385,04[\text{m}] - 700,5[\text{m}])} \right)^{\frac{1}{5}} = 0,484[\text{m}] \quad \text{Ec. 4.18}$$

Se verifica la velocidad de transporte de fluido con la Ec.2.60.

$$v = \frac{4 Q}{\pi D^2} = \frac{4 \left(0,296 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}}\right]\right)}{\pi (0,484[\text{m}])^2} = 1,61 \left[\frac{\text{m}}{\text{s}}\right]$$

Este valor no llega a igualar la velocidad de erosión y se adapta a la conveniencia de velocidad de flujo para herramientas instrumentadas ILI (1-3 m/s).

4.3. ANÁLISIS ESTACIONARIO Y TRANSITORIO MEDIANTE MATLAB

Con la ayuda del programa desarrollado en MATLAB, se simula el perfil piezométrico, el perfil de presiones manométricas y el perfil del MAOP calculado para todo el tramo de la tubería.

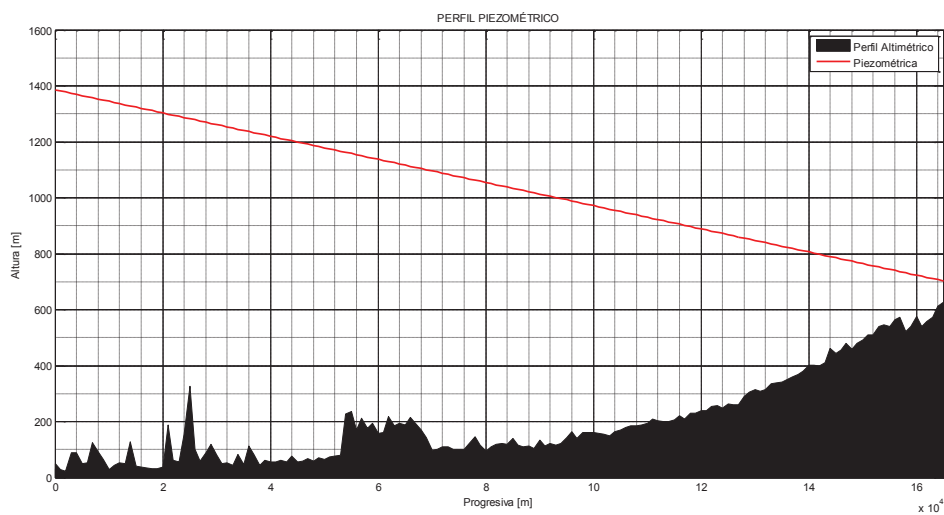


Figura 4.1. Perfil piezométrico tubería diseñada

El perfil de presiones manométricas para la tubería diseñada, corresponde a los datos calculados:

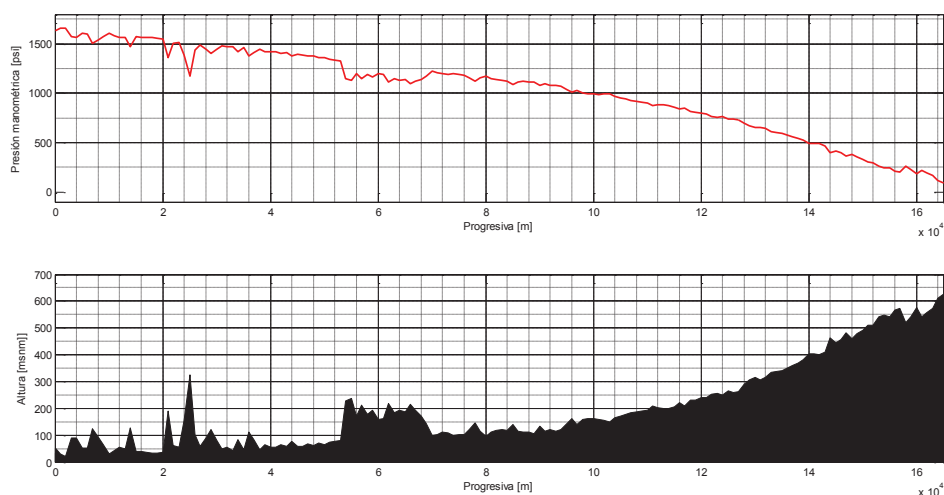


Figura 4.2. Perfil presiones manométricas tubería diseñada

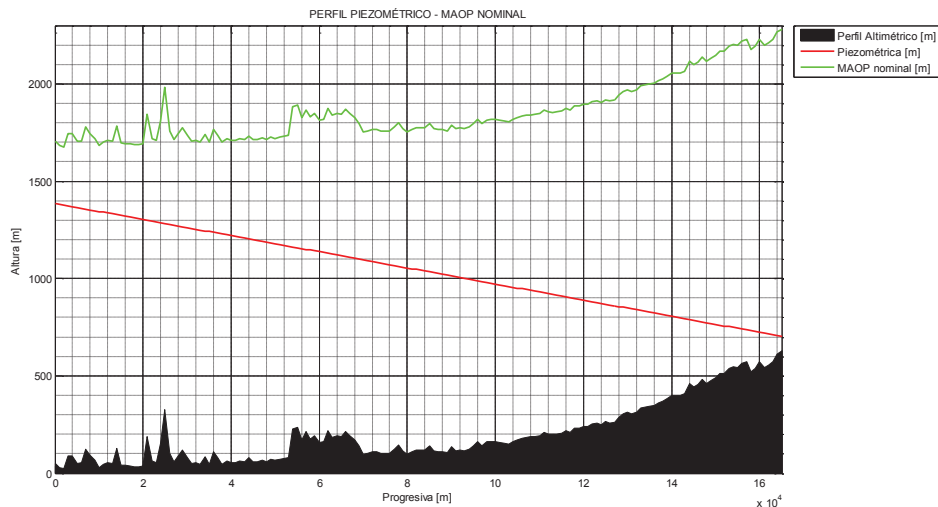


Figura 4.3. Perfil piezométrico y perfil MAOP tubería diseñada

El programa desarrollado en MATLAB, genera la siguiente información para la tubería diseñada:

Diámetro NPS [plg]	= 20
Diámetro interno [m]	= 0.48417
Espesor tubería [plg]	= 0.469
Espesor tubería [mm]	= 11.9126
Grado API 5L-X	= 60
Rugosidad tubería [plg]	= 0.0005
Rugosidad relativa	= 2.623e-005
Coefficiente de pérdidas K	= 2.68
Viscosidad dinámica [cP]	= 2.68
Viscosidad cinemática [m ² /s]	= 3.1156e-006
Viscosidad cinemática [cSt]	= 3.1156
Densidad fluido [kg/m ³]	= 860.2
Módulo de Bulk [MPa]	= 1200
Caudal fluido [m ³ /s]	= 0.296
Altura bomba-operación [m]	= 1335
Velocidad fluido [m/s]	= 1.6077
Número de Reynolds	= 249841.3351
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.01522
Factor constante C	= 0.0041409
Velocidad acústica a [m/s]	= 1068.4895
Transitorio [m] (delta H)+/-	= 175.1051
Transitorio [psi] (delta P)+/-	= 214.3132
Per.crit. Trans.total ducto [s]	= 308.8472
Presion salida Esmeraldas [psi]	= 1633.9227
Presion llegada Sto.Domingo [psi]	= 92.6235

Del análisis mediante MATLAB, conforme a las ecuaciones Ec. , se tiene que la presión debida a los transitorios corresponde a 214,31 psi (175,10 m), por lo que se demuestra que los valores de seguridad asumidos para la Presión de diseño son adecuados.

Se grafica mediante el software, el perfil de la MAOP nominal con respecto al perfil Piezométrico con \pm el perfil de la variación por el transitorio, a lo largo de toda la tubería.

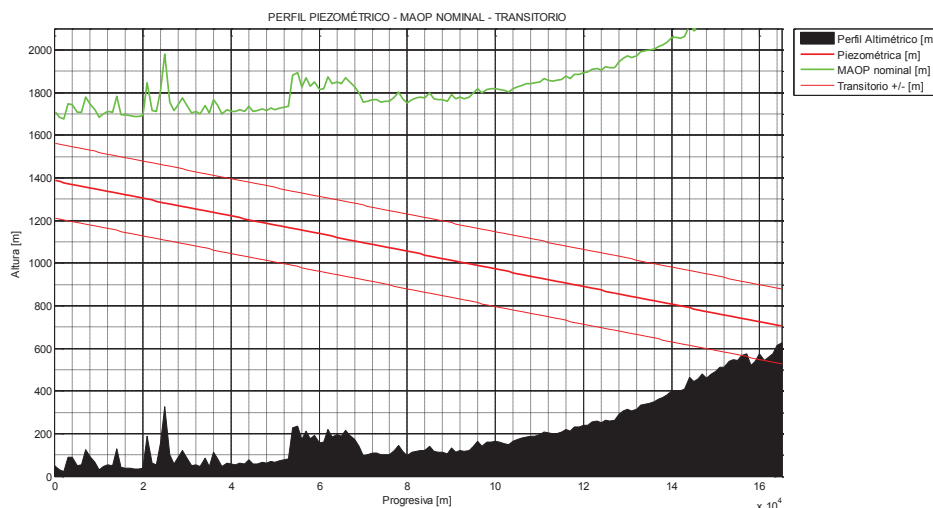


Figura 4.4. Perfil piezométrico, perfil MAOP y transitorio, tubería diseñada

4.4. SIMULACIÓN

Para la nueva tubería diseñada de 20 plg, se simulan los efectos de la variación del valor del factor C, a fin de observar el comportamiento de la propagación del error en el sistema diseñado.

Para el cálculo del factor ΔC , de la Tabla 9 de la Norma API 5L:

Table 9—Tolerances for Wall Thickness

Size	Type of Pipe	Tolerance ^a (Percent of Specified Wall Thickness)	
		Grade B or Lower	Grade X42 or Higher
$\leq 2\frac{7}{8}$	All	+ 20.0, - 12.5	+ 15.0, -12.5
$> 2\frac{7}{8}$ and < 20	All	+ 15.0, - 12.5	+ 15.0, -12.5
≥ 20	Welded	+ 17.5, -12.5	+ 19.5, -8.0
≥ 20	Seamless	+ 15.0, -12.5	+ 17.5, -10.0

^aWhere negative tolerances smaller than those listed are specified by the purchaser, the positive tolerance shall be increased to the applicable total tolerance range in percent less the wall thickness negative tolerance.

Figura 4.5. Tabla 9 Norma API 5L

Para tubería de 20 plg, 5L-X60, $t = 0,469$ plg, se tiene un $\Delta t = +19,5\%$, $-8,0\%$:

Espesor de pared: 0,431 plg a 0,560 plg.

$$D_{int} = D_{ext} - 2t$$

Entonces: $\Delta D = 19,138 - 18,88 = 0,258 \text{ plg}$

Para tubería nueva, de la Tabla 2.4: $\Delta\epsilon_a = 0,0003 \text{ plg}$

Manteniendo una relación similar de variación de caudales, de la Tabla 2.9:

$$\Delta Q = 0,035 \left[\frac{m^3}{s} \right]; \quad \Delta\gamma = 1,33 \times 10^{-7} \left[\frac{m^2}{s} \right]$$

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds	= 249841.3351
Rugosidad relativa	= 2.623e-005
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.01522
Factor constante C	= 0.0041409

Delta Diámetro int. [plg]	= 0.258
Delta rugosidad(abs) [plg]	= 0.0003
Delta Caudal Q [m3/s]	= 0.035
Delta visc.cinematica [m2/s]	= 1.33e-007

Delta Reynolds [m]	= 15495.0177
Delta Rugosidad relativa	= 1.5383e-005
Delta f	= -3.1117e-005

Delta C	= 0.001251
---------	------------

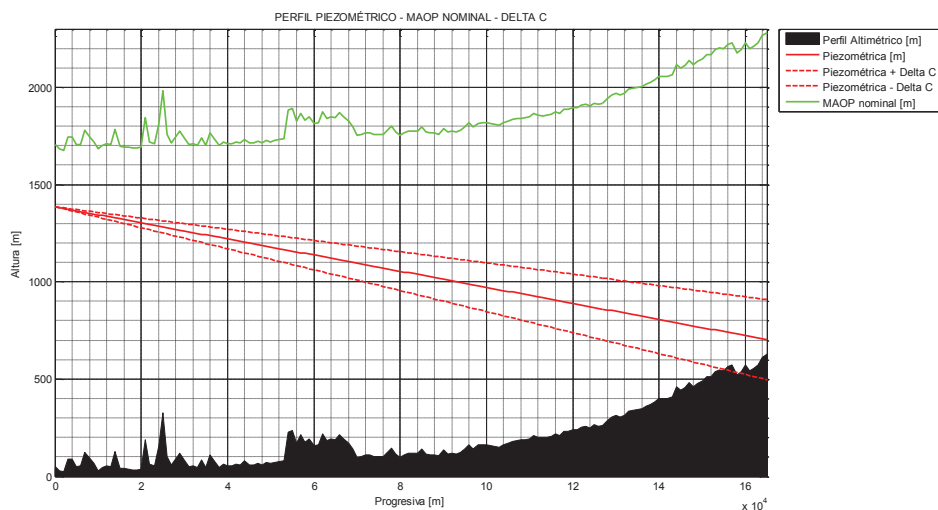


Figura 4.6. Variación de ΔC , tubería diseñada

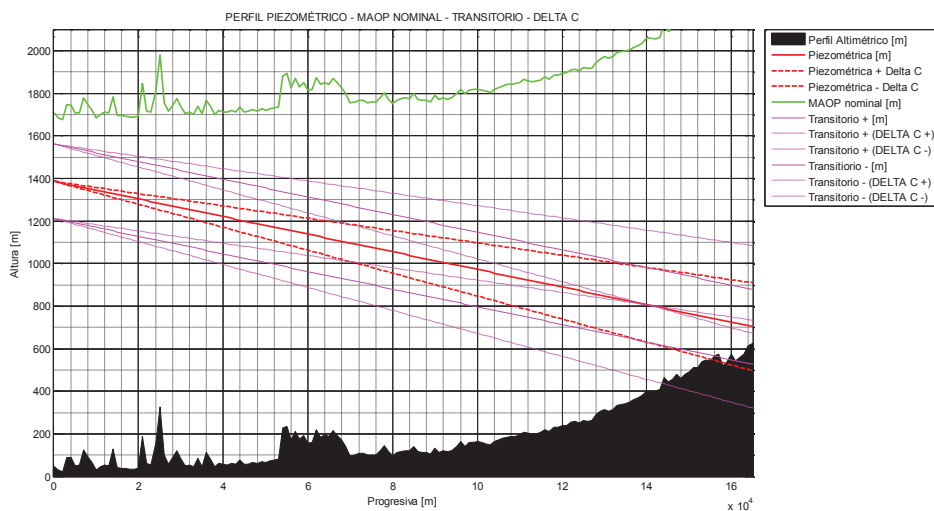


Figura 4.7. Variación de ΔC y transitorios, tubería diseñada

Ahora, se simula únicamente el aporte de ΔD :

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds	=	249841.3351
Rugosidad relativa	=	2.623e-005
Factor de fricción (Colebrook)	=	0.01522
Factor constante C	=	0.0041409
Delta Diámetro int. [plg]	=	0.258
Delta rugosidad(abs) [plg]	=	0
Delta Caudal Q [m3/s]	=	0
Delta visc.cinematica [m2/s]	=	0
Delta Reynolds [m]	=	-3381.5478
Delta Rugosidad relativa	=	-3.5502e-007
Delta f	=	3.378e-005
Delta C	=	0.00028942

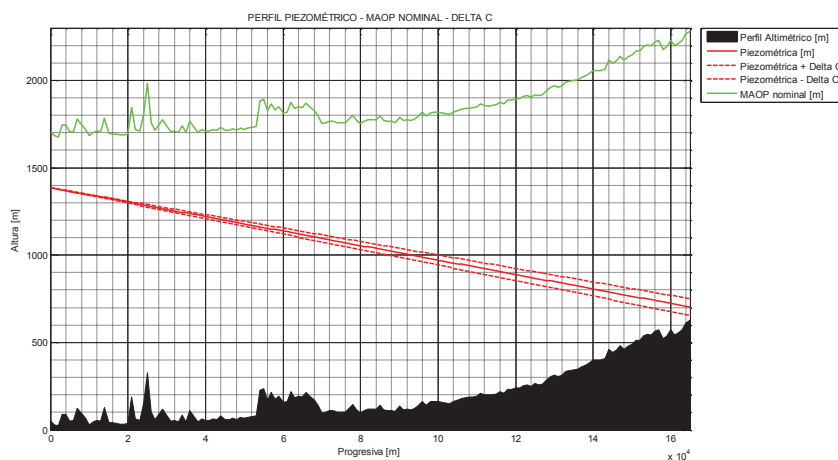


Figura 4.8. Perfil piezométrico-MAOP- $\pm \Delta C_{(\Delta D)}$, tubería diseñada

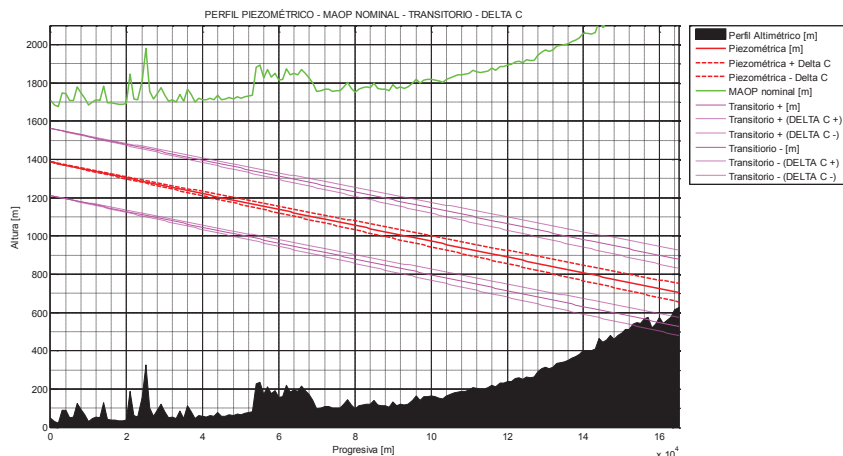


Figura 4.9. Perfil piezométrico-MAOP- $\pm \Delta C_{(\Delta D)}$ -transitorios, tubería diseñada

Ahora, se simula únicamente el aporte de $\Delta \epsilon$:

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds = 249841.3351
 Rugosidad relativa = 2.623e-005
 Factor de fricción (Colebrook) = 0.01522
 Factor constante C = 0.0041409

Delta Diámetro int. [plg] = 0
 Delta rugosidad(abs) [plg] = 0.0003
 Delta Caudal Q [m3/s] = 0
 Delta visc.cinemática [m2/s] = 0

Delta Reynolds [m] = 0
 Delta Rugosidad relativa = 1.5738e-005
 Delta f = 0.00014149

Delta C = 3.8495e-005

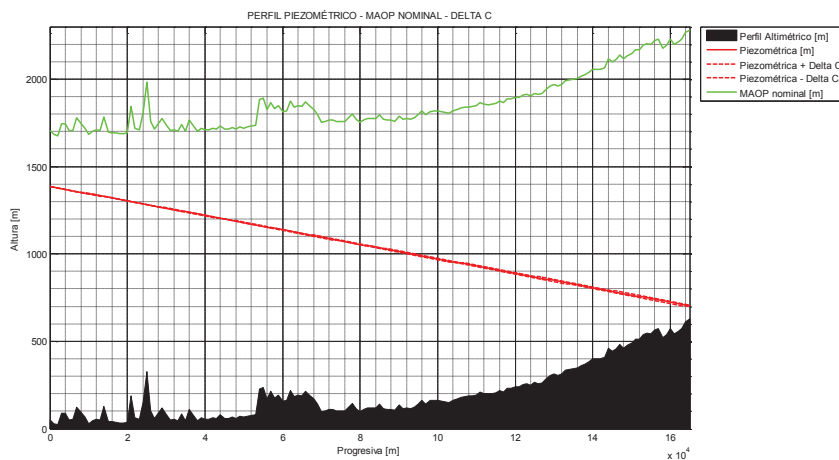


Figura 4.10. Perfil piezométrico-MAOP- $\pm \Delta C_{(\Delta \epsilon)}$, tubería diseñada

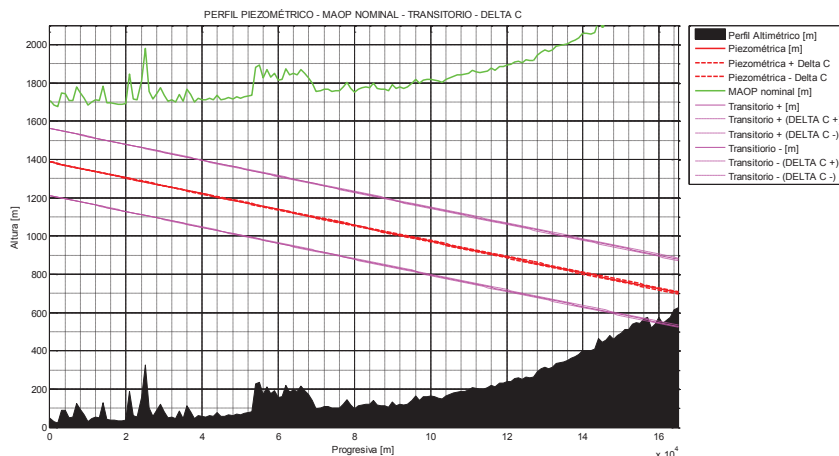


Figura 4.11. Perfil piezométrico-MAOP- $\pm \Delta C_{(\Delta \epsilon)}$ -transitorios, tubería diseñada

Ahora, se simula únicamente el aporte de ΔQ :

RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds = 249841.3351
 Rugosidad relativa = 2.623e-005
 Factor de fricción (Colebrook) = 0.01522
 Factor constante C = 0.0041409

Delta Diámetro int. [plg] = 0
 Delta rugosidad(abs) [plg] = 0
 Delta Caudal Q [m3/s] = 0.035
 Delta visc.cinematica [m2/s] = 0

Delta Reynolds [m] = 29542.0498
 Delta Rugosidad relativa = 0
 Delta f = -0.00032299

Delta C = 0.00089139

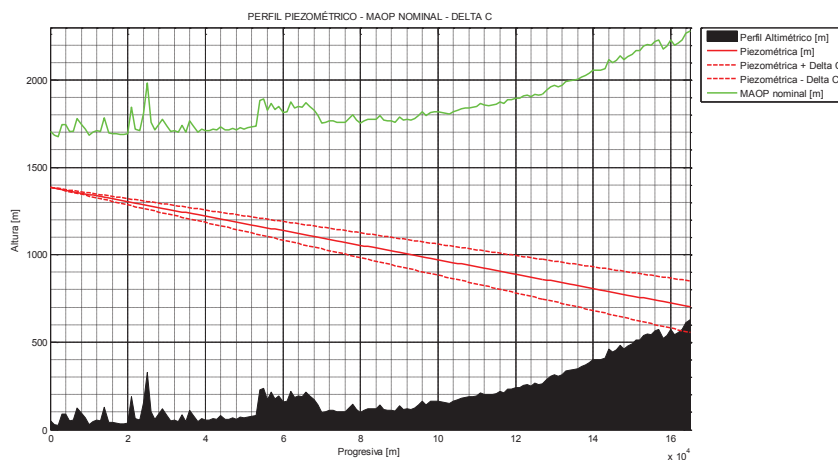


Figura 4.12. Perfil piezométrico-MAOP- $\pm \Delta C_{(\Delta Q)}$, tubería diseñada

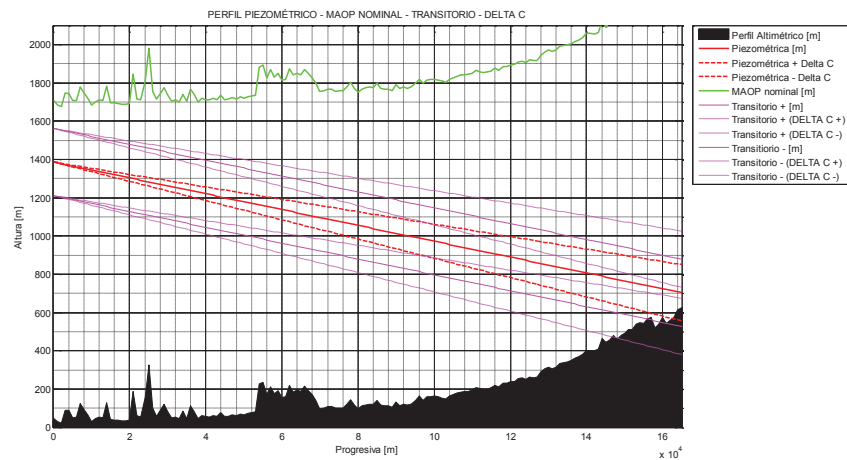


Figura 4.13. Perfil piezométrico-MAOP- $\pm \Delta C_{(\Delta Q)}$ -transitorios, tubería diseñada

Ahora, se simula únicamente el aporte de $\Delta\gamma$:

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds = 249841.3351
 Rugosidad relativa = 2.623e-005
 Factor de fricción (Colebrook) = 0.01522
 Factor constante C = 0.0041409

Delta Diámetro int. [plg] = 0
 Delta rugosidad(abs) [plg] = 0
 Delta Caudal Q [m3/s] = 0
 Delta visc.cinematica [m2/s] = 1.33e-007

Delta Reynolds [m] = -10665.4842
 Delta Rugosidad relativa = 0
 Delta f = 0.00011661

Delta C = 3.1727e-005

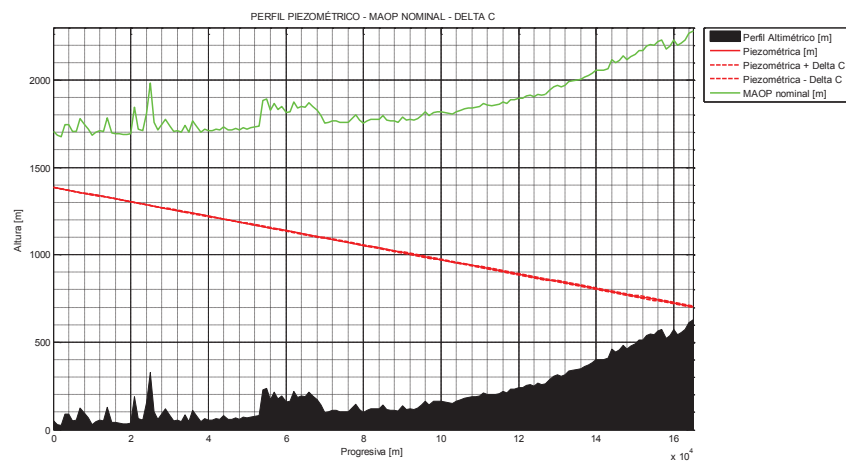


Figura 4.14. Perfil piezométrico-MAOP- $\pm \Delta C_{(\Delta\gamma)}$, tubería diseñada

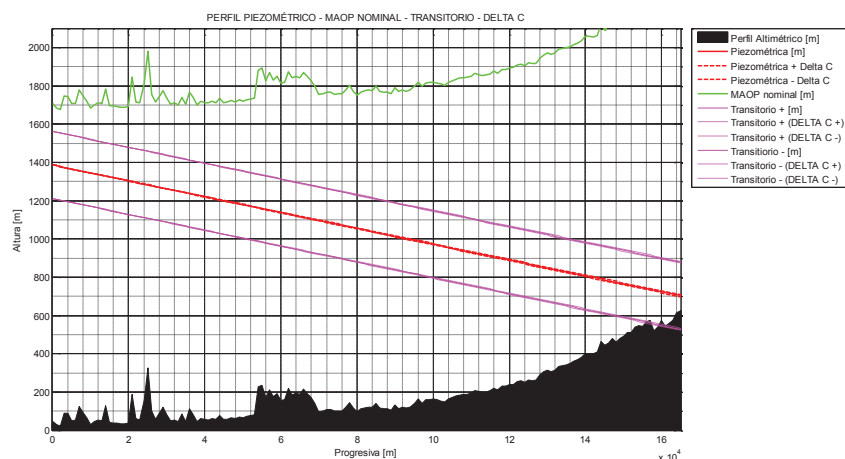


Figura 4.15. Perfil piezométrico-MAOP- $\pm \Delta C_{(\Delta\gamma)}$ -transitorios, tubería diseñada

De los aportes de cada uno de los componentes para ΔC , en la tubería diseñada de 20 plg, se tiene que:

PRODUCTO: Diesel		
FACTOR	VALOR ΔC	PORCENTAJE
ΔC Total	0,001251	100%
ΔD	0,00028942	23,14%
$\Delta \epsilon$	0,00003849	3,08%
ΔQ	0,00089139	71,25%
$\Delta \gamma$	0,00003172	2,53%

De estas simulaciones se puede observar que los factores más relevantes para la variación del valor de C, son el caudal de bombeo, el diámetro interior la rugosidad. Cabe destacar que para esta tubería diseñada de 20 plg, se aprecia un cambio de relevancia en el orden de los factores, en comparación con el análisis para el estado actual de la tubería de 16 plg, en donde el aporte de la rugosidad absoluta era más representativo que el del diámetro interno. En el caso de la tubería de 20 plg se observa que ocurre al contrario y responde a la consideración de tratarse de una tubería nueva.

Ahora, se realiza la simulación para cada producto transportado, junto con su análisis transitorio, ΔC total y se presentan los resultados calculados de la simulación.

• **Diesel:**

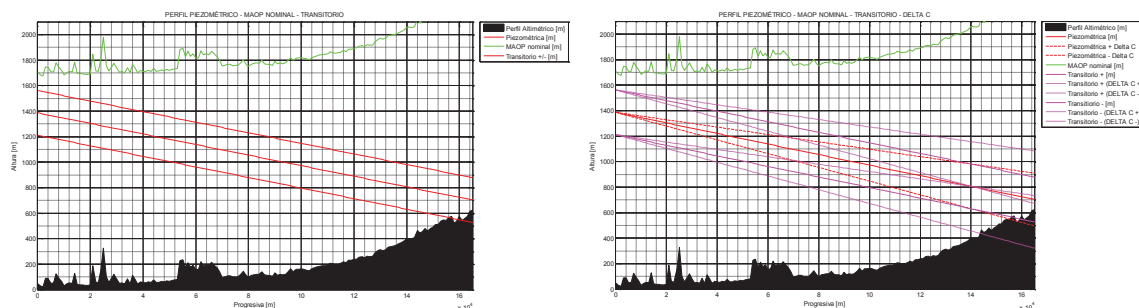


Figura 4.16. Comportamiento hidrodinámico del Sistema $\pm \Delta C$, para Diesel

Diámetro NPS [plg]	= 20
Diámetro interno [m]	= 0.48417
Espesor tubería [plg]	= 0.469
Espesor tubería [mm]	= 11.9126
Grado API 5L-X _____	= 60
Rugosidad tubería [plg]	= 0.0005
Rugosidad relativa	= 2.623e-005
Coefficiente de pérdidas K	= 2.68
Viscosidad dinámica [cP]	= 2.68
Viscosidad cinemática [m ² /s]	= 3.1156e-006
Viscosidad cinemática [cSt]	= 3.1156
Densidad fluido [kg/m ³]	= 860.2
Módulo de Bulk [MPa]	= 1200
Caudal fluido [m ³ /s]	= 0.296
Altura bomba-operación [m]	= 1335
Velocidad fluido [m/s]	= 1.6077
Número de Reynolds	= 249841.3351
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.01522
Factor constante C	= 0.0041409
Velocidad acústica a [m/s]	= 1068.4895
Transitorio [m] (delta H) +/-	= 175.1051
Transitorio [psi] (delta P) +/-	= 214.3132
Per.crit. Trans.total ducto [s]	= 308.8472
Presion salida Esmeraldas [psi]	= 1633.9227
Presion llegada Sto.Domingo [psi]	= 92.6235

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds	= 249841.3351
Rugosidad relativa	= 2.623e-005
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.01522
Factor constante C	= 0.0041409
Delta Diámetro int. [plg]	= 0.258
Delta rugosidad(abs) [plg]	= 0.0003
Delta Caudal Q [m ³ /s]	= 0.035
Delta visc.cinemática [m ² /s]	= 1.33e-007
Delta Reynolds [m]	= 15495.0177
Delta Rugosidad relativa	= 1.5383e-005
Delta f	= -3.1117e-005
Delta C	= 0.001251

• JET FUEL

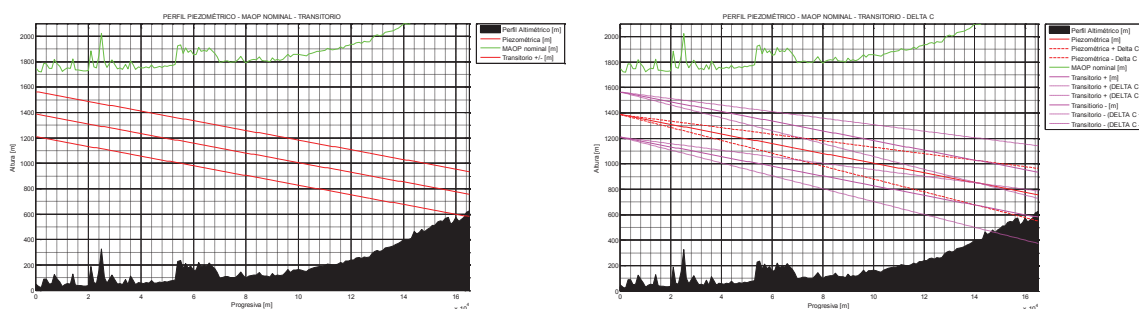


Figura 4.17. Comportamiento hidrodinámico del Sistema $\pm \Delta C$, para Jet Fuel

Diámetro NPS [plg]	= 20
Diámetro interno [m]	= 0.48417
Espesor tubería [plg]	= 0.469
Espesor tubería [mm]	= 11.9126
Grado API 5L-X	= 60
Rugosidad tubería [plg]	= 0.0005
Rugosidad relativa	= 2.623e-005
Coefficiente de pérdidas K	= 2.68
Viscosidad dinámica [cP]	= 1.61
Viscosidad cinemática [m ² /s]	= 1.9171e-006
Viscosidad cinemática [cSt]	= 1.9171
Densidad fluido [kg/m ³]	= 839.8
Módulo de Bulk [MPa]	= 1200
Caudal fluido [m ³ /s]	= 0.296
Altura bomba-operación [m]	= 1335
Velocidad fluido [m/s]	= 1.6077
Número de Reynolds	= 406022.071
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.013995
Factor constante C	= 0.0038076
Velocidad acústica a [m/s]	= 1081.3892
Transitorio [m] (delta H)+/-	= 177.2191
Transitorio [psi] (delta P)+/-	= 211.7567
Per.crit. Trans.total ducto [s]	= 305.163
Presion salida Esmeraldas [psi]	= 1595.1736
Presion llegada Sto.Domingo [psi]	= 156.1405

RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds	= 406022.071
Rugosidad relativa	= 2.623e-005
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.013995
Factor constante C	= 0.0038076

Delta Diámetro int. [plg]	= 0.258
Delta rugosidad(abs) [plg]	= 0.0003
Delta Caudal Q [m ³ /s]	= 0.031
Delta visc.cinematica [m ² /s]	= 1.595e-007

Delta Reynolds [m]	= 3247.1091
Delta Rugosidad relativa	= 1.5383e-005
Delta f	= 0.00016387

Delta C	= 0.0010998
---------	-------------

● **GASOLINA SUPER**

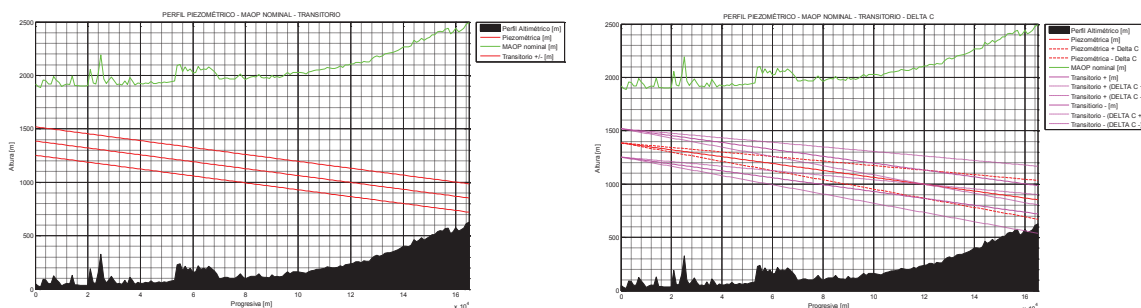


Figura 4.18. Comportamiento hidrodinámico del Sistema $\pm \Delta C$, para Gasolina Super

Diámetro NPS [plg]	= 20
Diámetro interno [m]	= 0.48417
Espesor tubería [plg]	= 0.469
Espesor tubería [mm]	= 11.9126
Grado API 5L-X	= 60
Rugosidad tubería [plg]	= 0.0005
Rugosidad relativa	= 2.623e-005
Coefficiente de pérdidas K	= 2.68
Viscosidad dinámica [cP]	= 0.48
Viscosidad cinemática [m ² /s]	= 6.2926e-007
Viscosidad cinemática [cSt]	= 0.62926
Densidad fluido [kg/m ³]	= 762.8
Módulo de Bulk [MPa]	= 553
Caudal fluido [m ³ /s]	= 0.296
Altura bomba-operación [m]	= 1335
Velocidad fluido [m/s]	= 1.6077
Número de Reynolds	= 1236998.2774
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.011867
Factor constante C	= 0.0032288
Velocidad acústica a [m/s]	= 810.9872
Transitorio [m] (delta H)+/-	= 132.9053
Transitorio [psi] (delta P)+/-	= 144.2461
Per.crit. Trans.total ducto [s]	= 406.9115
Presion salida Esmeraldas [psi]	= 1448.9145
Presion llegada Sto.Domingo [psi]	= 245.4723

 RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds	= 1236998.2774
Rugosidad relativa	= 2.623e-005
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.011867
Factor constante C	= 0.0032288

Delta Diámetro int. [plg]	= 0.258
Delta rugosidad(abs) [plg]	= 0.0003
Delta Caudal Q [m ³ /s]	= 0.013
Delta visc.cinemática [m ² /s]	= 2.371e-008

Delta Reynolds [m]	= -9023.9074
Delta Rugosidad relativa	= 1.5383e-005
Delta f	= 0.00034057

Delta C	= 0.00059478
---------	--------------

• GASOLINA EXTRA

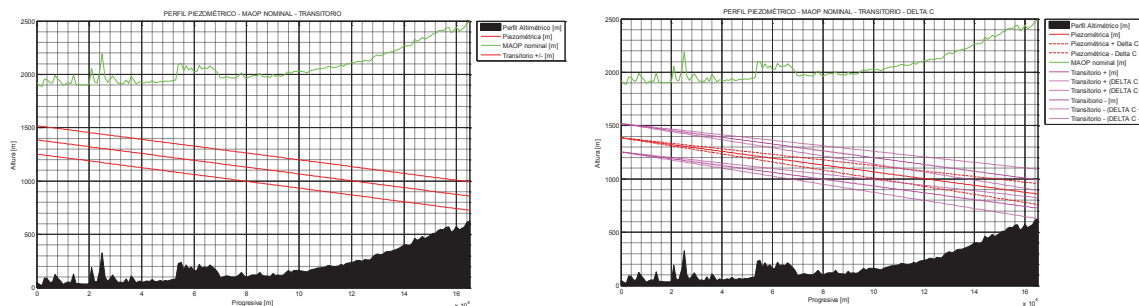


Figura 4.19. Comportamiento hidrodinámico del Sistema $\pm \Delta C$, para Gasolina Extra

Diámetro NPS [plg]	= 20
Diámetro interno [m]	= 0.48417
Espesor tubería [plg]	= 0.469
Espesor tubería [mm]	= 11.9126
Grado API 5L-X	= 60
Rugosidad tubería [plg]	= 0.0005
Rugosidad relativa	= 2.623e-005
Coefficiente de pérdidas K	= 2.68
Viscosidad dinámica [cP]	= 0.44
Viscosidad cinemática [m ² /s]	= 5.7682e-007
Viscosidad cinemática [cSt]	= 0.57682
Densidad fluido [kg/m ³]	= 762.8
Módulo de Bulk [MPa]	= 553
Caudal fluido [m ³ /s]	= 0.296
Altura bomba-operación [m]	= 1335
Velocidad fluido [m/s]	= 1.6077
Número de Reynolds	= 1349452.6663
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.011737
Factor constante C	= 0.0031935
Velocidad acústica a [m/s]	= 810.9872
Transitorio [m] (delta H) +/-	= 132.9053
Transitorio [psi] (delta P) +/-	= 144.2461
Per.crit. Trans.total ducto [s]	= 406.9115
Presion salida Esmeraldas [psi]	= 1448.9145
Presion llegada Sto.Domingo [psi]	= 251.8057

RESULTADOS CÁLCULO:

Número de Reynolds	= 1349452.6663
Rugosidad relativa	= 2.623e-005
Factor de fricción (Colebrook)	= 0.011737
Factor constante C	= 0.0031935
Delta Diámetro int. [plg]	= 0.258
Delta rugosidad(abs) [plg]	= 0.0003
Delta Caudal Q [m ³ /s]	= 0.013
Delta visc.cinemática [m ² /s]	= 2.173e-008
Delta Reynolds [m]	= -9834.5148
Delta Rugosidad relativa	= 1.5383e-005
Delta f	= 0.00035415
Delta C	= 0.00059298

CAPÍTULO 5

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

Un programa de mantenimiento para un ducto, ya sea nuevo o con varios años de operación, no debe contemplar únicamente el enfoque preventivo o correctivo, sino que, conforme a las tendencias actuales de la industria a nivel mundial, debe contar con el componente predictivo y proactivo. Es imperativo que la alta dirección esté comprometida con este proceso, el cual se puede canalizar de una manera técnico-administrativa, mediante la implementación de un Plan de Administración o Manejo de Integridad, a fin de optimizar los recursos empresariales y garantizar las condiciones de operación segura para la vida, los bienes y el medio ambiente que rodea un derecho de vía, en una tubería de transporte de hidrocarburos.

5.1. PLAN DE ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

Para la implementación de un Plan de la Administración de la Integridad de Ductos, existen metodologías establecidas para la realización de este plan, las cuales se encuentran estandarizadas bajo Normas, como por ejemplo la API-1160 *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines* (para productos líquidos) y la ASME B31.8S *Managing System Integrity of Gas Pipelines* (para transporte de gas).

Un Sistema de Administración de Ductos consiste en una red compleja de componentes técnicos individuales, pero interrelacionados, para poder gestionar la integridad de una tubería. Estos componentes, sin ningún orden específico son:

- Ingeniería y diseño,
- Inspección y mantenimiento,
- Capacitación y entrenamiento,
- Auditoría y bases de referencia,

- Aptitud para el servicio,
- Riesgo y confiabilidad,
- Operación, mantenimiento y monitoreo,
- Reparación y rehabilitación.

Estos componentes forman el conocido “Rompe-cabezas del Sistema de Administración de Ductos”.

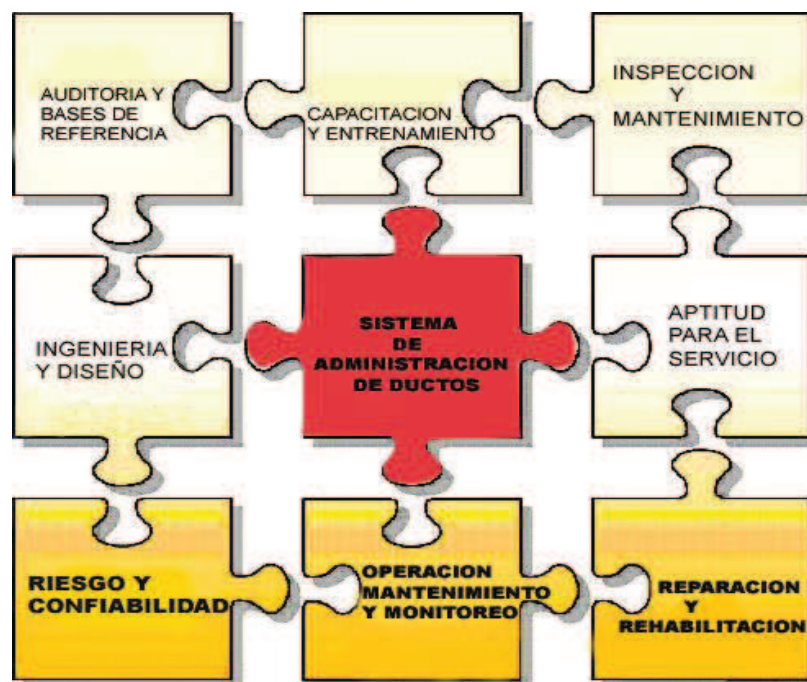


Figura 5.1 Componentes Sistema de Administración de Ductos⁴³

Se considera que el desarrollo del Plan de Administración de la Integridad producirá ventajas para una empresa de cuatro maneras:

- Gerencia mejorada del activo fijo,
- Compartir costos de trabajo,
- Costos de la movilización y reducción de pérdidas del volumen,
- Riesgo reducido de conflictos.

⁴³ PENSPEN, “Sistema de Administración de Integridad / Riesgo de la tubería”

El desarrollo de un Plan de Administración de Integridad, conforme la Norma API-1160, debe seguir el siguiente esquema:

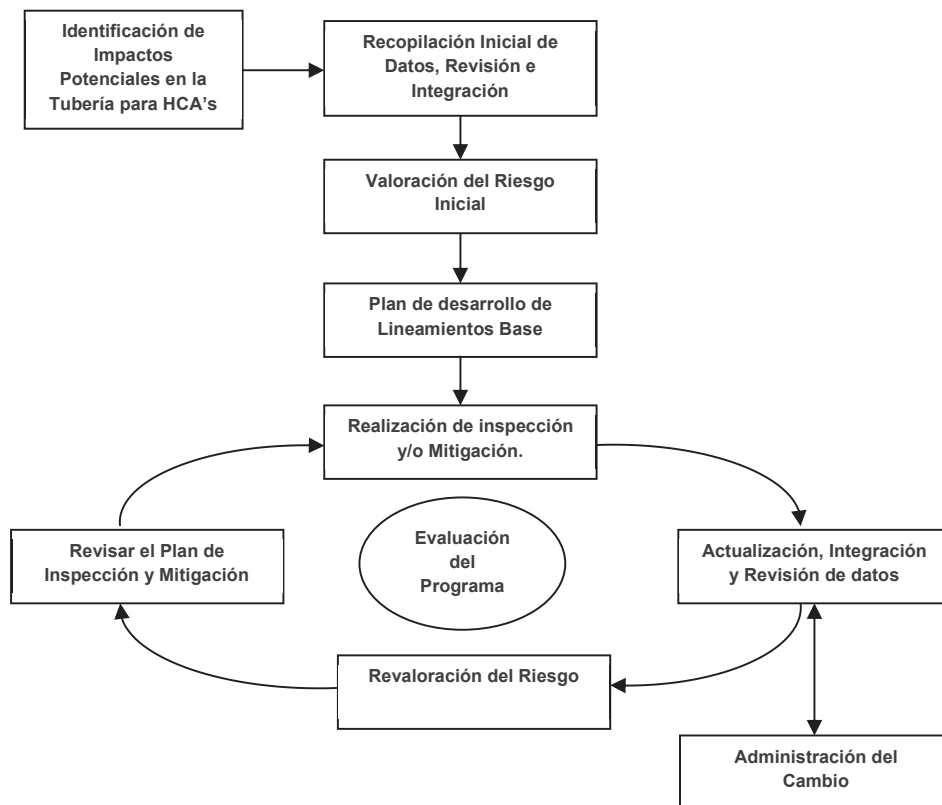


Figura 5.2 Marco para un Programa de Administración de Integridad de Ductos⁴⁴

5.2. APTITUD PARA EL SERVICIO

La filosofía de la Aptitud Para el Servicio o *Fitness For Service (FFS)* es desarrollar un conjunto de métodos cuantitativos para determinar la integridad mecánica y la vida remanente de componentes degradados y tomar decisiones sobre continuar el servicio o reparar.

La evaluación de la Aptitud Para el Servicio es un paso del proceso general de integridad mecánica en instalaciones que ya se encuentran en servicio, por lo que considera el estado y la edad de la estructura desde el punto de vista de su génesis (cómo el componente fue diseñado, cómo fueron producidos sus

⁴⁴ Norma API-1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. Traducción del autor.

materiales y cómo fue construido), su adecuada operación y la calidad de su mantenimiento continuo e inspección, especialmente con muchos años de vida útil o cuando aparecen síntomas anormales.



Figura 5.3 Consideraciones del concepto de Aptitud Para el Servicio

En la práctica, la evaluación de Aptitud Para el Servicio se hace necesaria cuando se sospecha o se observa degradación en un componente y cuando la integridad del componente es crítica por razones financieras o de seguridad. Cuando se detecta la degradación del componente, se presentan tres interrogantes críticas:

1. ¿Cuál es la causa de la degradación y qué tan rápido es su progreso?
2. ¿Cuál es el margen de tiempo para su falla? ¿Qué tanto tiempo se puede esperar operando así, en su estado actual?
3. Si se mantiene sin revisión, ¿cómo fallará el componente?, ¿será por fuga, ruptura o colapso estructural?

Los métodos para la evaluación de la Aptitud Para el Servicio se han venido desarrollando a partir del año 2000 con la publicación de la Práctica Recomendada API-579 *Fitness For Service* y posteriormente, con la unión de los criterios de los organismos ASME y API, quienes en el año 2007 publicaron conjuntamente la segunda edición denominada API 579-1/ASME FFS-1 – 2007 (*API-579 Second Edition*), la cual es considerada por la literatura especializada, como el documento de evaluación más completo emitido para este propósito (y

uno de los más extensos también, con 1.128 páginas). Los criterios de esta publicación son aplicables principalmente a tanques de almacenamiento, recipientes a presión, calderas, sistemas de tuberías y ductos (conocidos como equipo estático), pero bajo ciertas limitaciones, muchas industrias han extendido su uso en bombas. El conjunto de Normas que puede cubrir una evaluación integral de Aptitud Para el Servicio, abarca un espectro multidisciplinario para analizar materiales y corrosión, códigos y estándares para análisis de esfuerzos, fabricación – soldadura, inspección y operación; contiene la siguiente jerarquía:

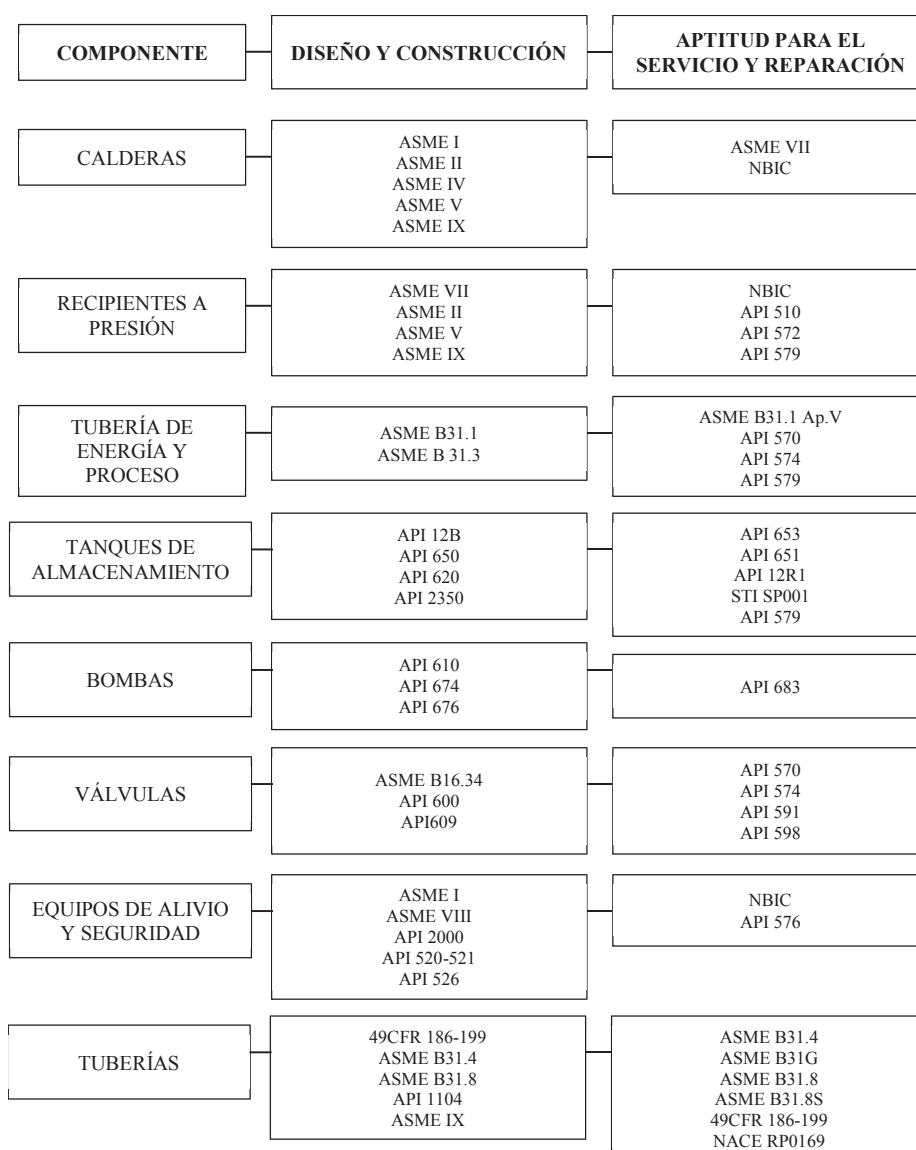


Figura 5.4 Jerarquía de Códigos y Estándares

La identificación del mecanismo de daño es el componente clave para una evaluación *FFS*, ya que una sólida comprensión de la causa-raíz permitirá la evaluación adecuada de la dependencia en el tiempo del daño identificado, lo que a su vez permitirá determinar la vida remanente y un plan de inspección para el componente en estudio, hasta su próxima evaluación.

Bajo la Norma API-579 se establecen tres niveles para el análisis:

- Nivel 1.- Inspector de Ensayos No Destructivos (gráficas y tablas comparativas, datos básicos de entrada)
- Nivel 2.- Ingeniero de planta (gráficas, tablas y ecuaciones con mayor cantidad de datos de entrada)
- Nivel 3.- Ingeniero experto en *FFS* (requiere software de análisis, mayor cantidad de información y mediciones)

El procedimiento general *FFS* usado en el API-579 para todos los tipos de fallas, incluye los siguientes pasos:

- **Paso 1.-** Identificación del mecanismo de daño y falla.
- **Paso 2.-** Aplicabilidad y limitaciones de los procedimientos *FFS*.
- **Paso 3.-** Requerimientos de datos e información.
- **Paso 4.-** Técnicas de evaluación y criterios de aceptación.
- **Paso 5.-** Evaluación de vida remanente.
- **Paso 6.-** Remediación.
- **Paso 7.-** Monitoreo en servicio.
- **Paso 8.-** Documentación.

El contenido de la Norma es altamente estructurado con una organización modular basada en la condición del daño y el tipo de falla, a fin de facilitar su uso y actualizaciones. Bajo esta estructura, se establecen los procedimientos para los tipos de falla que se pueden identificar en los componentes evaluados:

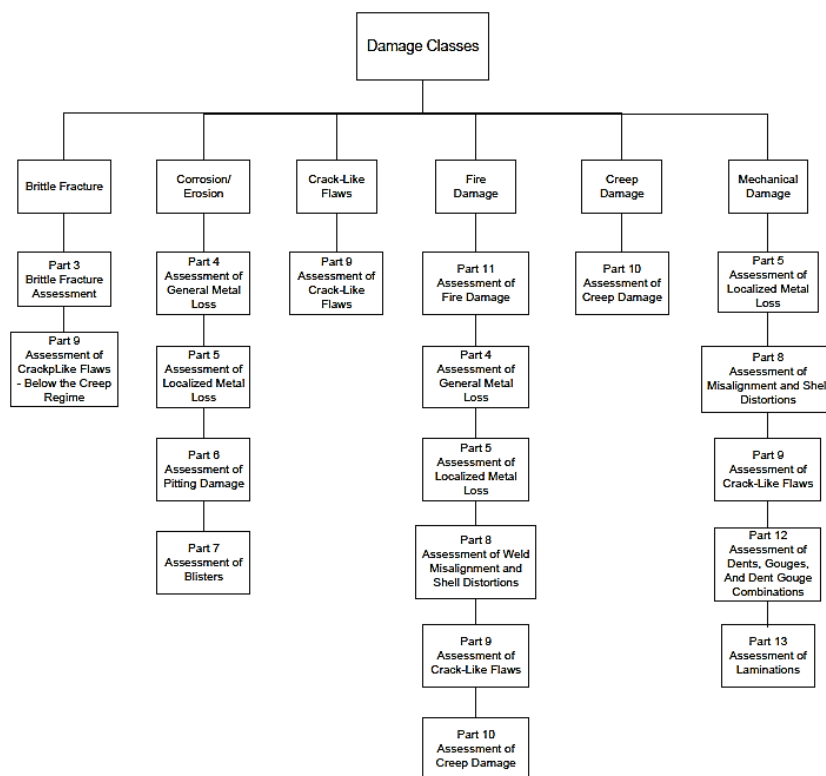


Figura 5.5. Procedimientos de evaluación para varias clases de daño. API-579

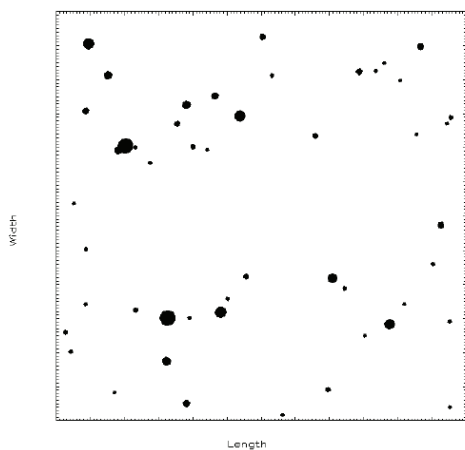
5.2.1. Ejemplo de procedimiento de evaluación API-579

Uno de los métodos *FFS* bajo la Norma API-579 que se puede aplicar para la evaluación de problemas por corrosión, es el que consta en la Parte 6 “evaluación de daños por picadura”. Este procedimiento llama especialmente la atención con respecto a los demás, ya que permite determinar la condición de aceptabilidad en casos de corrosión por concentración de *pittings* (picaduras), lo cual no es posible realizar con otros métodos, como el ASME B31G. Este tipo de problema por corrosión representa uno de los escenarios más críticos, por lo que se presenta un ejemplo de su aplicación, a fin de conocer la aplicación práctica de la Norma.

El problema de corrosión por concentración de *pittings*, se define como: “Regiones localizadas por pérdida de espesor, los cuales pueden caracterizarse por un diámetro del *pit* del orden del espesor de la placa o menor, y una profundidad menor que el espesor de la placa⁴⁵”.

⁴⁵ API 579-1/ASME FFS-1 – 2007

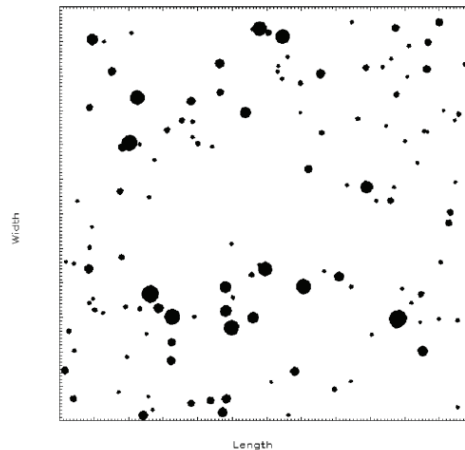
El Nivel 1 utiliza gráficos patrones de *pits* (fotogramas) y la profundidad máxima del *pit* en el área evaluada. Se tiene 8 fotogramas a escala, con diferentes niveles de daño por concentración de picaduras.



Note: The scale of this figure is 150 mm by 150 mm (6 in by 6 in)

R_{pit} , see Equation (6.3)	Level 1 RSF	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.97	0.96
0.6	0.95	0.91
0.4	0.92	0.87
0.2	0.89	0.83

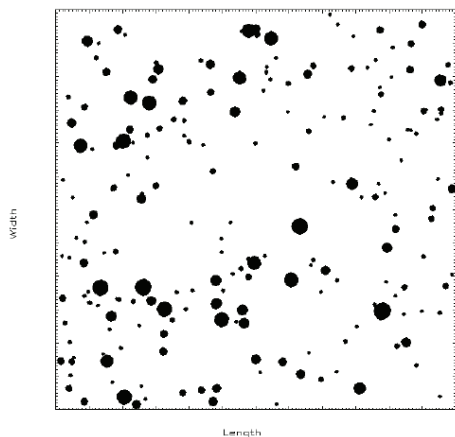
Figura 5.6. Grado 1, API-579



Note: The scale of this figure is 150 mm by 150 mm (6 in by 6 in)

R_{pit} , see Equation (6.3)	Level 1 RSF	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.97	0.96
0.6	0.95	0.91
0.4	0.92	0.87
0.2	0.89	0.83

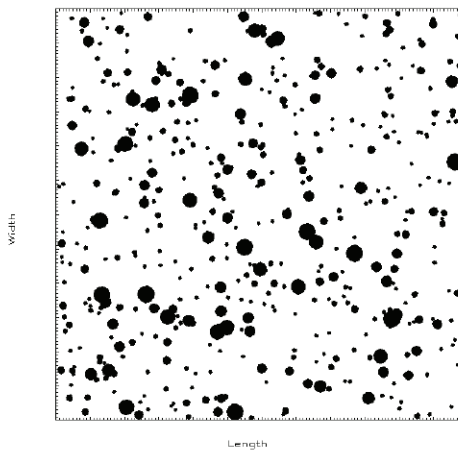
Figura 5.7. Grado 2, API-579



Note: The scale of this figure is 150 mm by 150 mm (6 in by 6 in)

R_{pit} , see Equation (6.3)	Level 1 RSF	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.96	0.95
0.6	0.93	0.89
0.4	0.89	0.84
0.2	0.86	0.79

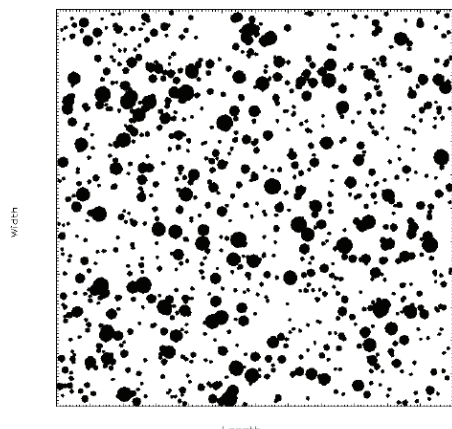
Figura 5.8. Grado 3, API-579



Note: The scale of this figure is 150 mm by 150 mm (6 in by 6 in)

R_{pit} , see Equation (6.3)	Level 1 RSF	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.95	0.93
0.6	0.90	0.86
0.4	0.85	0.79
0.2	0.79	0.72

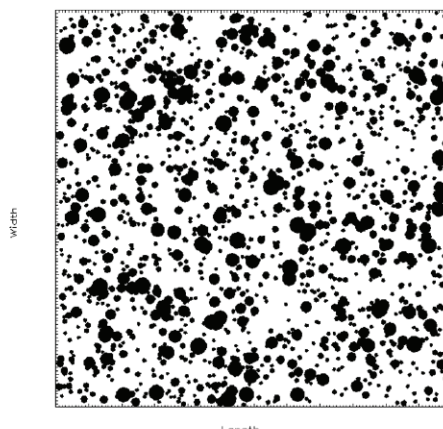
Figura 5.9. Grado 4, API-579



Note: The scale of this figure is 150 mm by 150 mm (6 in by 6 in)

R_{wt} , see Equation (6.3)	Level 1 RSP	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.93	0.91
0.6	0.85	0.81
0.4	0.78	0.72
0.2	0.70	0.62

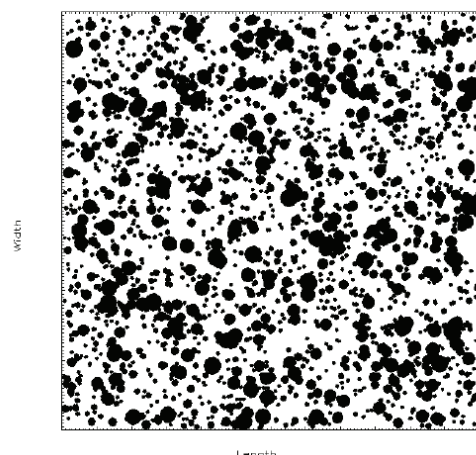
Figura 5.10. Grado 5, API-579



Note: The scale of this figure is 150 mm by 150 mm (6 in by 6 in)

R_{wt} , see Equation (6.3)	Level 1 RSP	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.91	0.89
0.6	0.82	0.78
0.4	0.73	0.67
0.2	0.64	0.56

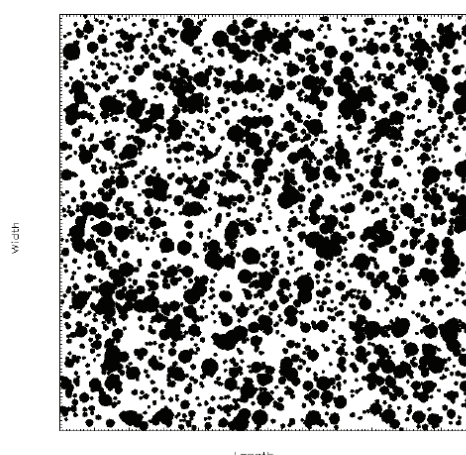
Figura 5.11. Grado 6, API-579



Note: The scale of this figure is 150 mm by 150 mm (6 in by 6 in)

R_{wt} , see Equation (6.3)	Level 1 RSP	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.89	0.88
0.6	0.79	0.76
0.4	0.68	0.63
0.2	0.58	0.51

Figura 5.12. Grado 7, API-579



Note: The scale of this figure is 150 mm by 150 mm (6 in by 6 in)

R_{wt} , see Equation (6.3)	Level 1 RSP	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.86	0.87
0.6	0.77	0.74
0.4	0.65	0.60
0.2	0.53	0.47

Figura 5.13. Grado 8, API-579

Se utilizan las siguientes ecuaciones:

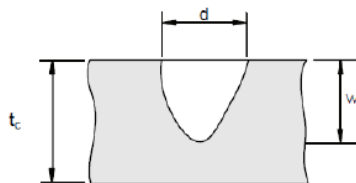
$$R_{wt} = \frac{t_c + FCA - w_{max}}{t_c} \tag{Ec. 5.1}$$

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA \tag{Ec. 5.2}$$

o también: $t_c = t_{rd} - FCA \tag{Ec. 5.3}$

$$R_{wt} = \frac{t_{rd} - w_{max}}{t_{rd} - FCA} \tag{Ec. 5.4}$$

Donde:



R_{wt} = radio de espesor de pared remanente

t_{nom} = espesor nominal

t_{rd} = espesor uniforme medido en las adyacencias del *pit*

$LOSS$ = pérdida de metal previa, asociada con el espesor nominal.

FCA = *Future Corrosion Allowance*, la corrosión permitida requerida para el futuro período operacional de un componente.

w_{max} = máxima profundidad del *pit*.

Si $R_{wt} \leq 0,2$ entonces el análisis no es satisfactorio y se debe proceder con un análisis de Nivel 2 o 3.

Si $R_{wt} > 0,2$ entonces se debe comparar el daño contra los fotogramas. De éstos y con el valor de R_{wt} se obtiene el valor RSF (*Remaining Strength Factor* o Factor de Esfuerzo Remanente), el cual puede ser interpolado o extrapolado.

CÓDIGO DE DISEÑO	$RSFa$ recomendado
ASME Secc.I	0,90
ASME Secc.VIII, Div.1	0,90
ASME Secc.VIII, Div.2	0,90
ASME B31.1	0,90
ASME B31.4	0,90
ASME B31.4	0,90
API 620	0,90
API 650	0,90

Tabla 5.1. Valores de $RSFa$. API-579

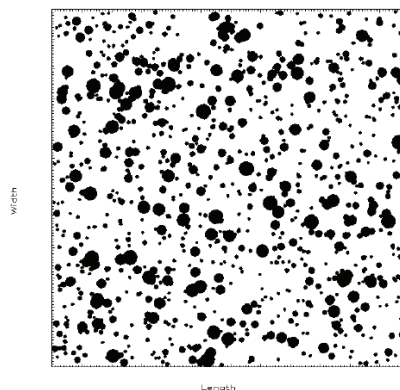
Si $RSF > RSFa = 0,9$

Entonces el daño por *pits* aceptable.

Si $RSF < RSFa$,

- Se recalcula la Máxima Presión Aceptable de Trabajo (MAWP) con Parte 2
- Reparar o reemplazar
- Redefinir FCA
- Realizar un Nivel 2 o 3

Por ejemplo para un caso con concentración de *pittings* de grado 5:



Note: The scale of this figure is 150 mm by 150 mm (6 in by 6 in)

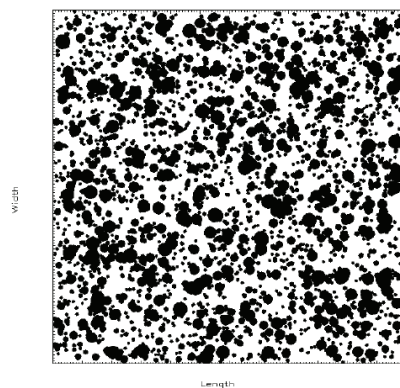
R_{wt} , see Equation (6.3)	Level 1 RSF	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.93	0.91
0.6	0.85	0.81
0.4	0.73	0.72
0.2	0.70	0.62

$$R_{wt} = \frac{t_{rd} - w_{max}}{t_{rd} - FCA}$$

$$R_{wt} = \frac{10 - 2}{10 - 1} = 0,88$$

$$RSF = 0,93 > 0,9 \rightarrow APTO$$

Ahora para un caso con concentración de *pittings* de grado 8:



Note: The scale of this figure is 150 mm by 150 mm (6 in by 6 in)

R_{wt} , see Equation (6.3)	Level 1 RSF	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.88	0.87
0.6	0.77	0.74
0.4	0.65	0.60
0.2	0.53	0.47

$$R_{wt} = \frac{t_{rd} - w_{max}}{t_{rd} - FCA}$$

$$R_{wt} = \frac{6,2 - 2,8}{6,2 - 1} = 0,65$$

$$RSF = 0,77 < 0,9 \rightarrow NO APTO$$

5.3. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

La Inspección Basada en el Riesgo (RBI) permite la priorización y planificación de las inspecciones fundamentado en los resultados de un análisis de riesgos. Se utiliza para dar prioridad a la inspección de un componente determinado, generalmente mediante Ensayos No Destructivos (tuberías, tanques, estructuras, etc.).

Los componentes con alto nivel de probabilidad y consecuencia de falla (alto nivel de riesgo), tienen mayor prioridad para una inspección y/o monitoreo que los componentes con bajo nivel de riesgo. Esto permite una gestión racional de los recursos destinados para el mantenimiento.

La Norma API-580 *Risk Based Inspection* y su documento base API-581, establecen procedimientos para la evaluación semi-cuantitativa del riesgo y también, con un requerimiento más completo y profundo de información y análisis probabilístico, para una evaluación por métodos cuantitativos. La Matriz de Criticidad (obtenida anteriormente) permite una visión de la prioridad de los componentes analizados, conforme a las Normas mencionadas.

La metodología del API-580 se basa en la integración de las metodologías de Inspección Basada en Riesgo, Valoración del Riesgo por Corrosión (VRC), Integridad Mecánica y Modelo Probabilístico del Deterioro, lo cual permite ampliar el espectro de mecanismos de deterioro considerados.

Una RBI API-580 contempla la siguiente metodología:

- Recolección de datos e información.
- Selección de tamaños de falla, representados por agujeros estandarizados.
- Estimación de la probabilidad de falla.
- Estimación de las consecuencias.
- Evaluación del riesgo (Matriz de Riesgos).
- Clasificación de los riesgos.
- Revisión del Plan de Inspección.
- Reevaluación del Plan de Inspección.

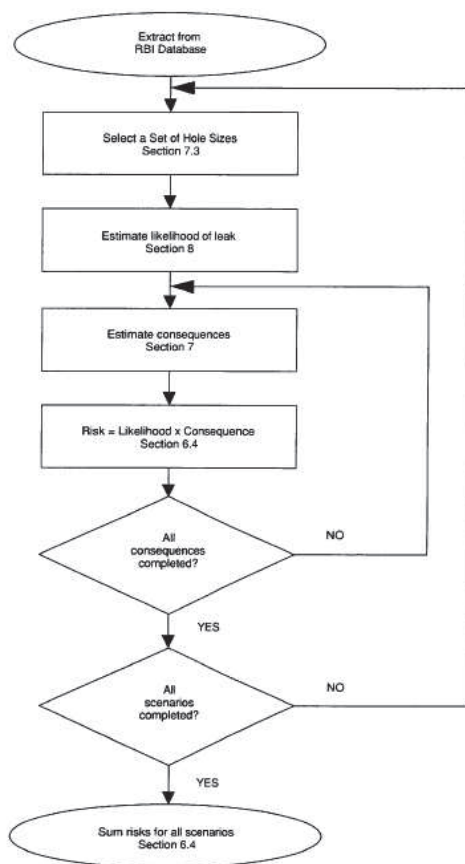


Figura 5.14. Procedimiento de evaluación RBI. API-580

5.4. MATRIZ DE PRIORIDAD

Una vez que se ha obtenido la Matriz de Riesgos y la categorización por criticidad conforme a la Norma API-580, se puede desarrollar un plan basado en los mecanismos de daño esperados. La planificación debe considerar el intervalo de inspección y el alcance de la misma.

La planificación de la inspección propuesta está diseñada para asegurar que el “riesgo residual” del componente se encuentre en concordancia con el principio conocido como ALARP = *As Low As is Reasonably Practicable* (tan bajo como sea razonablemente practicable), con el objetivo de minimizar y administrar el riesgo de falla para el componente.

En el Poliducto de ejemplo para el presente estudio, de la Matriz de Criticidad se tiene:

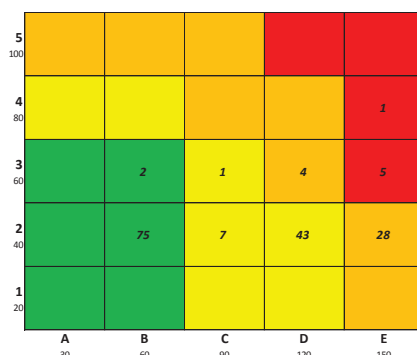


Figura 5.15. Matriz de Criticidad

Las anomalías que caen dentro del orden de criticidad BAJO, se consideran dentro del “riesgo tolerable” y no requieren un programa de reparación y/o inspección a corto o mediano plazo. Los recursos de mantenimiento serán mejor orientados si se planifica para los puntos más críticos, sin embargo al determinar su localización geográfica, si estos sitios guardan una cercanía considerable con una anomalía mucho más crítica, se puede considerar su reparación conjunta.

La matriz de prioridad se obtiene si se ordenan los componentes analizados, primero por Riesgo calculado y luego en función de su orden de criticidad. El primer ordenamiento puede generar confusión, ya que el valor del Riesgo no determina necesariamente el rango individual de Probabilidad y Consecuencia. Este rango consta en las coordenadas de la Matriz de Criticidad para determinar el orden del estado crítico, por ejemplo (de un primer ordenamiento):

GEO-TAG	RIESGO	COORD	CRITICIDAD
PES-VIC-LIN-047	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-VIC-LIN-051	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-VIC-VLV-053	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-VIC-LIN-057	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-CON-LIN-099	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-CON-LIN-114	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-CON-LIN-115	4536	E2	MEDIO-ALTO
PES-ESM-LIN-003	4524	D2	MEDIO
PES-ESM-LIN-007	4524	D2	MEDIO
PES-STD-LIN-164	4524	D2	MEDIO
PES-MIR-LIN-058	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-MIR-LIN-060	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-MIR-LIN-068	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-MIR-LIN-074	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-RZQ-VLV-080	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-RZQ-LIN-086	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-RZQ-LIN-090	4488	E2	MEDIO-ALTO
PES-VIC-LIN-056	4300	C3	MEDIO
PES-ESM-LIN-006	4176	D2	MEDIO
PES-ESM-LIN-011	4176	D2	MEDIO

} Aparente no concordancia
} Ordenamiento por valor de Riesgo

Figura 5.16. Ejemplo primer ordenamiento

Entendiendo el sistema de coordenadas de la Matriz de Criticidad, se debe re-ordenar el listado de componentes analizados, en orden de estado crítico (criticidad), manteniendo la prelación del Riesgo. Del ejemplo:

ORDEN	GEO-TAG	RIESGO	COORD	CRITICIDAD
18	PES-VIC-LIN-047	4536	E2	MEDIO-ALTO
19	PES-VIC-LIN-051	4536	E2	MEDIO-ALTO
20	PES-VIC-VLV-053	4536	E2	MEDIO-ALTO
21	PES-VIC-LIN-057	4536	E2	MEDIO-ALTO
22	PES-CON-LIN-099	4536	E2	MEDIO-ALTO
23	PES-CON-LIN-114	4536	E2	MEDIO-ALTO
24	PES-CON-LIN-115	4536	E2	MEDIO-ALTO
39	PES-ESM-LIN-003	4524	D2	MEDIO
40	PES-ESM-LIN-007	4524	D2	MEDIO
41	PES-STD-LIN-164	4524	D2	MEDIO
25	PES-MIR-LIN-058	4488	E2	MEDIO-ALTO
26	PES-MIR-LIN-060	4488	E2	MEDIO-ALTO
27	PES-MIR-LIN-068	4488	E2	MEDIO-ALTO
28	PES-MIR-LIN-074	4488	E2	MEDIO-ALTO
29	PES-RZQ-VLV-080	4488	E2	MEDIO-ALTO
30	PES-RZQ-LIN-086	4488	E2	MEDIO-ALTO
31	PES-RZQ-LIN-090	4488	E2	MEDIO-ALTO
42	PES-VIC-LIN-056	4300	C3	MEDIO
43	PES-ESM-LIN-006	4176	D2	MEDIO
44	PES-ESM-LIN-011	4176	D2	MEDIO

Re-ordenamiento conforme al estado de criticidad

Se mantienen el respectivo ordenamiento por valor de Riesgo

Figura 5.17. Ejemplo segundo ordenamiento

Con este segundo ordenamiento, se obtiene la Matriz de Prioridad:

ORDEN	GEO-TAG	RIESGO	COORD	CRITICIDAD
1	PES-MIR-LIN-066	8840	E4	ALTO
2	PES-MIR-LIN-075	8160	E3	ALTO
3	PES-VIC-LIN-046	7560	E3	ALTO
4	PES-CON-VLV-116	7560	E3	ALTO
5	PES-MIR-LIN-073	7480	E3	ALTO
6	PES-RZN-LIN-079	7480	E3	ALTO
7	PES-MON-LIN-118	6960	D3	MEDIO-ALTO
8	PES-CHN-LIN-018	6380	D3	MEDIO-ALTO
9	PES-STD-LIN-155	6380	D3	MEDIO-ALTO
10	PES-STD-LIN-161	6380	D3	MEDIO-ALTO
11	PES-MIR-LIN-062	5304	E2	MEDIO-ALTO
12	PES-MIR-LIN-061	4896	E2	MEDIO-ALTO
13	PES-RZQ-LIN-081	4896	E2	MEDIO-ALTO
14	PES-RZQ-LIN-082	4896	E2	MEDIO-ALTO
15	PES-RZQ-LIN-089	4896	E2	MEDIO-ALTO
16	PES-VIC-LIN-039	4536	E2	MEDIO-ALTO
17	PES-VIC-LIN-044	4536	E2	MEDIO-ALTO
18	PES-VIC-LIN-047	4536	E2	MEDIO-ALTO
19	PES-VIC-LIN-051	4536	E2	MEDIO-ALTO
20	PES-VIC-VLV-053	4536	E2	MEDIO-ALTO
21	PES-VIC-LIN-057	4536	E2	MEDIO-ALTO
22	PES-CON-LIN-099	4536	E2	MEDIO-ALTO
23	PES-CON-LIN-114	4536	E2	MEDIO-ALTO
24	PES-CON-LIN-115	4536	E2	MEDIO-ALTO
25	PES-MIR-LIN-058	4488	E2	MEDIO-ALTO
26	PES-MIR-LIN-060	4488	E2	MEDIO-ALTO
27	PES-MIR-LIN-068	4488	E2	MEDIO-ALTO
28	PES-MIR-LIN-074	4488	E2	MEDIO-ALTO
29	PES-RZQ-VLV-080	4488	E2	MEDIO-ALTO
30	PES-RZQ-LIN-086	4488	E2	MEDIO-ALTO
31	PES-RZQ-LIN-090	4488	E2	MEDIO-ALTO
32	PES-VIC-LIN-038	4158	E2	MEDIO-ALTO
33	PES-VIC-LIN-045	4158	E2	MEDIO-ALTO
34	PES-VIC-LIN-050	4158	E2	MEDIO-ALTO
35	PES-CON-VLV-102	4158	E2	MEDIO-ALTO
36	PES-CON-LIN-103	4158	E2	MEDIO-ALTO
37	PES-CON-LIN-113	4158	E2	MEDIO-ALTO
38	PES-CON-LIN-117	4158	E2	MEDIO-ALTO
39	PES-ESM-LIN-003	4524	D2	MEDIO
40	PES-ESM-LIN-007	4524	D2	MEDIO
41	PES-STD-LIN-164	4524	D2	MEDIO
42	PES-VIC-LIN-056	4300	C3	MEDIO

Tabla 5.2. Matriz de Prioridad

43	PES-ESM-LIN-006	4176	D2	MEDIO
44	PES-ESM-LIN-011	4176	D2	MEDIO
45	PES-CHN-LIN-019	4176	D2	MEDIO
46	PES-CHN-LIN-020	4176	D2	MEDIO
47	PES-CHN-LIN-028	4176	D2	MEDIO
48	PES-CHN-LIN-032	4176	D2	MEDIO
49	PES-MON-LIN-128	4176	D2	MEDIO
50	PES-MON-VLV-133	4176	D2	MEDIO
51	PES-MON-LIN-134	4176	D2	MEDIO
52	PES-STD-LIN-150	4176	D2	MEDIO
53	PES-STD-LIN-151	4176	D2	MEDIO
54	PES-STD-LIN-152	4176	D2	MEDIO
55	PES-STD-LIN-153	4176	D2	MEDIO
56	PES-STD-LIN-154	4176	D2	MEDIO
57	PES-STD-LIN-156	4176	D2	MEDIO
58	PES-STD-LIN-157	4176	D2	MEDIO
59	PES-STD-LIN-159	4176	D2	MEDIO
60	PES-STD-LIN-160	4176	D2	MEDIO
61	PES-STD-LIN-162	4176	D2	MEDIO
62	PES-STD-LIN-163	4176	D2	MEDIO
63	PES-STD-VLV-165	4176	D2	MEDIO
64	PES-MIR-VLV-065	3840	D2	MEDIO
65	PES-ESM-VLV-000	3828	D2	MEDIO
66	PES-ESM-LIN-001	3828	D2	MEDIO
67	PES-ESM-VLV-002	3828	D2	MEDIO
68	PES-ESM-LIN-005	3828	D2	MEDIO
69	PES-ESM-LIN-008	3828	D2	MEDIO
70	PES-ESM-LIN-009	3828	D2	MEDIO
71	PES-ESM-LIN-010	3828	D2	MEDIO
72	PES-ESM-LIN-015	3828	D2	MEDIO
73	PES-CHN-LIN-016	3828	D2	MEDIO
74	PES-CHN-VLV-017	3828	D2	MEDIO
75	PES-CHN-LIN-022	3828	D2	MEDIO
76	PES-CHN-LIN-026	3828	D2	MEDIO
77	PES-CHN-LIN-027	3828	D2	MEDIO
78	PES-CHN-LIN-031	3828	D2	MEDIO
79	PES-STD-LIN-158	3828	D2	MEDIO
80	PES-RZN-LIN-078	2592	D2	MEDIO
81	PES-VIC-LIN-055	2322	C2	MEDIO
82	PES-MIR-LIN-069	2304	D2	MEDIO
83	PES-RZO-LIN-085	2304	D2	MEDIO
84	PES-CHN-LIN-036	2280	C2	MEDIO
85	PES-ESM-LIN-012	2052	C2	MEDIO
86	PES-CHN-LIN-029	2052	C2	MEDIO
87	PES-CHN-LIN-033	2052	C2	MEDIO
88	PES-ESM-LIN-013	1824	C2	MEDIO
89	PES-CHN-LIN-035	1824	C2	MEDIO
90	PES-RZO-LIN-094	2520	B3	BAJO
91	PES-MON-LIN-140	1620	B3	BAJO
92	PES-MIR-LIN-059	1512	B2	BAJO
93	PES-MIR-LIN-064	1512	B2	BAJO
94	PES-MIR-LIN-071	1512	B2	BAJO
95	PES-MIR-LIN-072	1512	B2	BAJO
96	PES-RZN-LIN-076	1512	B2	BAJO
97	PES-RZN-LIN-077	1512	B2	BAJO
98	PES-RZO-LIN-084	1512	B2	BAJO
99	PES-RZO-LIN-087	1512	B2	BAJO
100	PES-RZO-LIN-092	1512	B2	BAJO
101	PES-RZO-LIN-095	1512	B2	BAJO
102	PES-RZO-LIN-096	1512	B2	BAJO
103	PES-RZO-LIN-098	1512	B2	BAJO
104	PES-ESM-LIN-004	1440	B2	BAJO
105	PES-CHN-LIN-023	1440	B2	BAJO
106	PES-CHN-LIN-030	1440	B2	BAJO
107	PES-COL-LIN-142	1440	B2	BAJO
108	PES-VIC-LIN-054	1380	B2	BAJO
109	PES-MIR-LIN-063	1344	B2	BAJO
110	PES-MIR-LIN-067	1344	B2	BAJO
111	PES-MIR-LIN-070	1344	B2	BAJO
112	PES-RZO-LIN-083	1344	B2	BAJO
113	PES-RZO-LIN-088	1344	B2	BAJO
114	PES-RZO-LIN-091	1344	B2	BAJO
115	PES-RZO-LIN-093	1344	B2	BAJO
116	PES-RZO-LIN-097	1344	B2	BAJO
117	PES-VIC-LIN-042	1242	B2	BAJO
118	PES-VIC-LIN-043	1242	B2	BAJO
119	PES-VIC-LIN-049	1242	B2	BAJO
120	PES-VIC-LIN-052	1242	B2	BAJO
121	PES-CON-LIN-100	1242	B2	BAJO
122	PES-CON-LIN-104	1242	B2	BAJO
123	PES-CON-LIN-105	1242	B2	BAJO

Tabla 5.2. (Cont.) Matriz de Prioridad

124	PES-CON-LIN-106	1242	B2	BAJO
125	PES-CON-LIN-107	1242	B2	BAJO
126	PES-CON-LIN-108	1242	B2	BAJO
127	PES-CON-LIN-109	1242	B2	BAJO
128	PES-CON-LIN-110	1242	B2	BAJO
129	PES-CON-LIN-111	1242	B2	BAJO
130	PES-VIC-VLV-040	1104	B2	BAJO
131	PES-VIC-LIN-041	1104	B2	BAJO
132	PES-VIC-LIN-048	1104	B2	BAJO
133	PES-CON-LIN-101	1104	B2	BAJO
134	PES-CON-LIN-112	1104	B2	BAJO
135	PES-ESM-LIN-014	1080	B2	BAJO
136	PES-CHN-LIN-021	1080	B2	BAJO
137	PES-CHN-LIN-024	1080	B2	BAJO
138	PES-CHN-VLV-025	1080	B2	BAJO
139	PES-COL-LIN-144	1080	B2	BAJO
140	PES-CHN-LIN-034	972	B2	BAJO
141	PES-MON-LIN-119	972	B2	BAJO
142	PES-MON-LIN-120	972	B2	BAJO
143	PES-MON-LIN-121	972	B2	BAJO
144	PES-MON-LIN-122	972	B2	BAJO
145	PES-MON-LIN-123	972	B2	BAJO
146	PES-MON-LIN-125	972	B2	BAJO
147	PES-MON-LIN-127	972	B2	BAJO
148	PES-MON-LIN-129	972	B2	BAJO
149	PES-MON-LIN-130	972	B2	BAJO
150	PES-MON-LIN-132	972	B2	BAJO
151	PES-MON-LIN-135	972	B2	BAJO
152	PES-MON-LIN-136	972	B2	BAJO
153	PES-MON-LIN-137	972	B2	BAJO
154	PES-MON-LIN-138	972	B2	BAJO
155	PES-MON-LIN-139	972	B2	BAJO
156	PES-COL-LIN-141	972	B2	BAJO
157	PES-COL-LIN-143	972	B2	BAJO
158	PES-STD-LIN-146	972	B2	BAJO
159	PES-STD-LIN-147	972	B2	BAJO
160	PES-STD-LIN-149	972	B2	BAJO
161	PES-CHN-LIN-037	864	B2	BAJO
162	PES-MON-LIN-124	864	B2	BAJO
163	PES-MON-LIN-126	864	B2	BAJO
164	PES-MON-LIN-131	864	B2	BAJO
165	PES-COL-LIN-145	864	B2	BAJO
166	PES-STD-LIN-148	864	B2	BAJO

Tabla 5.2. (Cont.) Matriz de Prioridad

Complementariamente, mediante un gráfico simple de asignación (ALTO=4, MEDIO-ALTO=3, MEDIO=2 y BAJO=1), se puede identificar qué sectores se encuentran cercanos entre sí. Una vez que se ha establecido la prioridad de atención, se puede optimizar el mantenimiento por zonas geográficas.

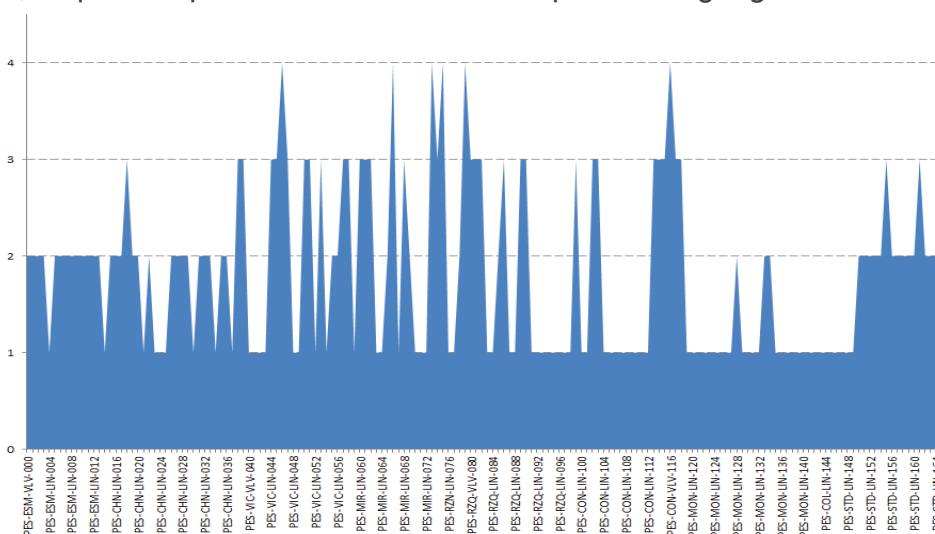


Figura 5.18. Agrupamiento por localización geográfica.

5.4.1. Planificación del mantenimiento

Periódicamente, es necesario detectar las anomalías presentes en un ducto, o monitorear el estado de aquellas que hayan sido detectadas previamente. Esto se puede realizar por ejemplo mediante una inspección en línea (ILI). Un defecto se define como una falla en el ducto la cual puede ser: corrosión (generalizada o picadura), abolladura, grieta, etc. e impide que el ducto continúe operando de manera segura.

Por lo tanto, es necesaria la evaluación individual de tales anomalías para determinar si existe o no la necesidad de repararlas. Este tipo de evaluación se denomina evaluación crítica ingenieril y requiere cierto nivel de experiencia y preparación y sirve para determinar si algún tipo de daño en particular requiere o no ser reparado.

La Norma API-1160 en su Capítulo 9.6: *“Estrategias para responder a las anomalías identificadas por una inspección en línea”*, recomienda como tiempos adecuados de reparación, los siguientes:

1. Anomalías de Reparación Inmediata

- A. Pérdidas de metal mayores al 80% del espesor nominal, no importando sus dimensiones.
- B. Este tipo de anomalías puede ser reparado de forma provisional mediante el monitoreo en sitio, pruebas de fuga, reducción de la presión o cualquier otra acción de mitigación, siempre que después de un análisis de ingeniería resulten con una presión de falla menor a la Máxima Presión de Operación MOP, de lo contrario deben ser sometidas a reparación definitiva . Las acciones de mitigación en este caso incluyen la reducción de la presión hasta que la anomalía sea excavada, evaluada y reparada, si es necesario.

- C. Las abolladuras ubicadas en la parte superior del ducto, entre las 4 y las 8 horas, que estén asociadas con cualquier pérdida de metal, fractura o esfuerzos elevados.
- D. Las abolladuras ubicadas en la parte superior del ducto, entre las 4 y las 8 horas, con una profundidad mayor al 6% del diámetro nominal del ducto.
- E. Las anomalías que se consideren “significativas” en base a un criterio establecido por el operador.

2. Anomalías de Reparación a corto plazo (60 días como máximo)

Los siguientes puntos deben ser evaluados, reparados o bien mitigados, dentro de los sesenta días posteriores a la notificación:

- A. Abolladuras en la parte superior del tubo, entre las 4 y 8 horas con una profundidad mayor al 3% del diámetro de la tubería (o mayor a 0.250 plg para tuberías menores a 12 plg).
- B. Abolladuras reportadas en la parte inferior del tubo con cualquier indicación de pérdida de metal, fractura o esfuerzos elevados.

3. Anomalías de Reparación a mediano plazo (180 días como máximo)

Los siguientes puntos deben ser evaluados, reparados o bien mitigados, dentro de los 180 días posteriores a la notificación:

- A. Abolladuras con profundidad mayor al 2% del diámetro de la tubería (o mayor a 0.250 plg para tuberías menores a 12 plg), que afecte la curvatura de la tubería en la soldadura circunferencial o longitudinal.
- B. Abolladuras en la parte superior del tubo, entre las 4 y 8 horas, con profundidad mayor al 2% del diámetro de la tubería (o mayor a 0.250 plg para tuberías menores a 12 plg).

- C. Abolladuras reportadas en la parte inferior del tubo con profundidades mayores al 6% del diámetro del tubo.
- D. Anomalías que después de un análisis de ingeniería resulten con una presión de operación segura menor a la Máxima Presión de Operación MOP, utilizando un método adecuado de análisis como los propuestos en los Modelos B31G, B31G Modificado, Área Efectiva, etc.
- E. Aquellas áreas de corrosión generalizada con una predicción de pérdida de metal mayor que el 50% del valor nominal del espesor de pared.
- F. Anomalías con una predicción de pérdida de metal mayor al 50% del espesor nominal, que se ubiquen en los cruces con otros ductos, o que estén en un área con una amplia corrosión circunferencial, o que estén en un área que pueda afectar una soldadura circunferencial.
- G. Una indicación de fractura potencial, o grietas (dependerá de una evaluación ingenieril previa).
- H. Corrosión a lo largo de una soldadura longitudinal.
- I. Posibles rayaduras o rasguños que excedan el 12.5% del espesor nominal

Una vez que se ha determinado que un defecto requiere de reparación, existen una variedad de métodos disponibles para llevar esta tarea a cabo, los cuales van desde un simple desbaste del defecto hasta el reemplazo de la tubería. El método más adecuado de reparación depende de la naturaleza del defecto en adición a la geometría del ducto, la presión de operación, el grado del material, factores operacionales, etc.

5.5. MÉTODOS DE REPARACIÓN

Debido a que no todos los ductos transportan el mismo producto y trabajan en condiciones diferentes, no se puede estandarizar todos los criterios de reparación, sin embargo, se describen a continuación los métodos más comunes recomendados por las Normas más utilizadas a nivel internacional:

ASME B31.4-2006, Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other Liquids.

ASME PCC 2, Repair of Equip and Piping 2011

ASME B31.8-2003, Gas Transmission and Distribution Piping Systems

ASME B31.8S-2009, Managing System Integrity of Gas Pipelines

API 1160-2001, Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines

CSA Z662-2003, Canadian Standards Association. Oil and Pipeline Systems

PRCI, Pipeline Research Council International, Inc., Pipeline Repair Manual

5.5.1. Definiciones⁴⁶

Anomalía.- Una desviación de la Norma. Todos los materiales de ingeniería que contienen anomalías, las cuales pueden o no ser perjudiciales al rendimiento del material.

Defecto.- Una anomalía con dimensiones o características que exceden los límites aceptables (Normas o reglamentos).

Hallazgo.- El acto de identificar o localizar una anomalía previamente desconocida o una condición operacional del ducto.

Imperfección.- Una anomalía con dimensiones o características que no exceden los límites aceptables.

⁴⁶ Fuente: PRCI, Pipeline Research Council International, Inc., Pipeline Repair Manual

Indicación o característica.- Una señal de un sistema de inspección en línea que ha sido interpretado como una anomalía. Una indicación puede ser una imperfección, defecto o alguna otra condición.

Remediación.- Una actividad que transforma un defecto o una condición inaceptable, en una condición aceptable. Puede incluir reparaciones, reducciones de presión u otras acciones destinadas a impedir que un defecto termine en falla.

Reparación.- El acto de restituir una tubería a un buen estado, después de un daño o falla.

Condición inaceptable.- Una condición que requiere una acción, tal como una reparación, que sea definida por el operador.

5.5.2. Reducción de la Presión de Operación

Aunque no es un método de reparación propiamente dicho, la reducción de la presión brinda al operador del ducto un tiempo prudente para llevar a cabo una evaluación adecuada del daño y determinar con ello el tipo de reparación más conveniente. La reducción de la presión disminuye considerablemente la probabilidad de falla de un defecto crítico y se recomienda en dos principales casos.

- a) Durante una Evaluación Directa o Inspección en campo
- b) Durante una reparación en “caliente”

Un limitante de esta acción operativa, es que la reducción de la presión debe limitarse al mínimo aceptable en el punto de llegada, a fin de evitar problemas de cavitación y presiones negativas.

5.5.3. Desbaste

Mediante el proceso de desbaste, se reducen o eliminan áreas corroídas o con algún concentrador de esfuerzos, como lo son las grietas pequeñas $< 0,4t$. Como resultado se elimina o suaviza el defecto pero de igual forma se reduce el área

que soporta el esfuerzo ocasionado por la presión interna, es por ello que se tiene que realizar una evaluación previa y posterior al proceso de desbaste para garantizar que el espesor remanente pueda soportar el esfuerzo que produce la presión interna.

Ventajas:

- Es un proceso que puede aplicarse en el sitio de manera fácil, rápida y económica.

Desventajas:

- Solo se aplica a áreas pequeñas corroídas y a pequeñas grietas (previa evaluación directa).
- No se aplica a fugas.
- Requiere una evaluación adecuada para calcular el espesor remanente antes y después del desbaste.

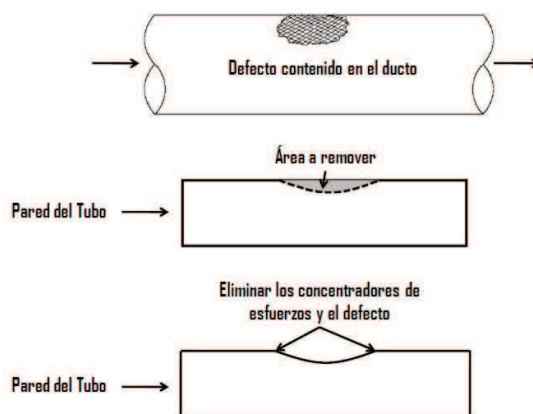


Figura 5.19 Desbaste de una zona ligeramente corroída^[5]

5.5.4. Depósito de material (soldadura)

Este tipo de reparación de un defecto se realiza mediante la aplicación de soldadura (depósito de material) en la zona de afectación, para restaurar o incluso incrementar el espesor de ese punto específico de la tubería. En el caso de un defecto removido por desbaste, puede ser llenado con soldadura y posteriormente desbastado para eliminar los concentradores de esfuerzos.

Es importante mencionar que algunas Normas no aceptan esta práctica debido a la peligrosidad del método y requiere de procedimientos específicos así como de personal altamente capacitado y experimentado.

Ventajas:

- Es un proceso que puede aplicarse en el sitio de manera fácil, rápida y económica y se puede considerar como una reparación permanente.

Desventajas:

- Puede ocasionar quemaduras por arco y requiere de un mínimo de espesor de pared.
- Puede introducir defectos tipo grieta.
- Se pueden crear zonas afectadas por el calor (HAZ).
- No es aceptable por algunas Normas.
- Se requiere un procedimiento adecuado y evaluado de soldadura

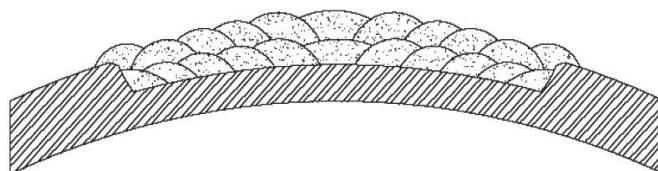


Figura 5.20 Depósito de material (soldadura), en un defecto de corrosión externa ^[5].

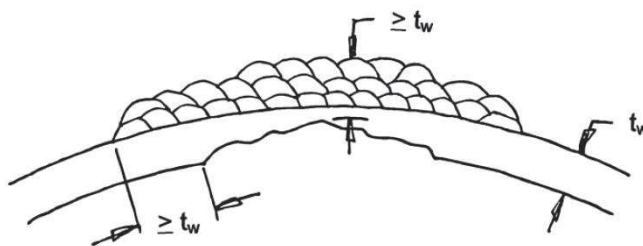


Figura 5.21 Depósito de material (soldadura), en un defecto de corrosión interna ^[5].

5.5.5. Parche soldado

Un parche se puede soldar sobre un defecto, para proveer resistencia y sello en el caso de que se suscite una fuga, sin embargo en la actualidad este método de reparación no es aceptado por algunas Normas.

Ventajas:

- Es un proceso que puede aplicarse en el sitio de manera fácil, rápida y económica y se puede considerar como una reparación permanente.

Desventajas:

- Puede ocasionar quemaduras por arco y requiere de un mínimo de espesor de pared.
- Puede crear concentradores de esfuerzos.
- Se pueden crear zonas afectadas por el calor (HAZ).
- No es aceptable por algunos códigos
- Se requiere un procedimiento adecuado y evaluado de soldadura.
- En soldaduras orientadas axialmente, pueden crear un problema de fatiga.

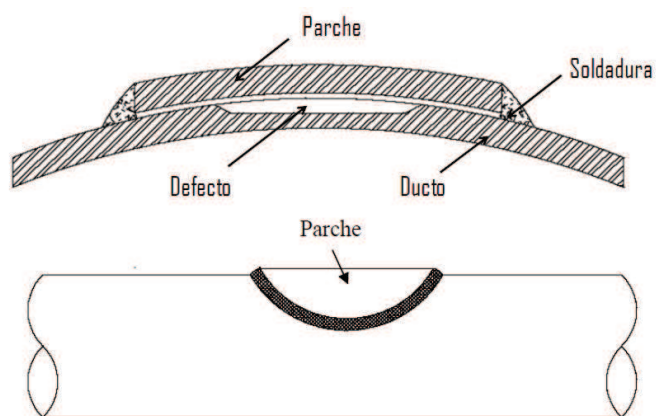


Figura 5.22 Parche soldado en una tubería^[5].

5.5.6. Envolvente metálica tipo A

Este tipo de reparación consta de dos medias cañas metálicas las cuales van colocadas en la parte externa del ducto sobre el área de interés y soldadas de manera axial una con la otra. La envolvente restringe la extensión circunferencial del defecto (abultamiento debido a la deformación plástica en el punto). Si se requiere un soporte mecánico total para el defecto, en adición se deberá de emplear un material (generalmente epóxico) de relleno intermedio a las medias cañas y el tubo.

Ventajas:

- La envolvente no va soldada directamente a la tubería.
- Se considera una reparación permanente en muchos casos (excepto en corrosión interna).
- Relativamente simple de aplicar.

Desventajas:

- No se recomienda para defectos que puedan producir fuga.
- Se pueden introducir esfuerzos residuales.
- No existe un sello entre la envolvente y el ducto, con lo cual puede presentarse corrosión en esta zona.
- El empalme óptimo en las zonas de la soldadura es difícil de lograr.

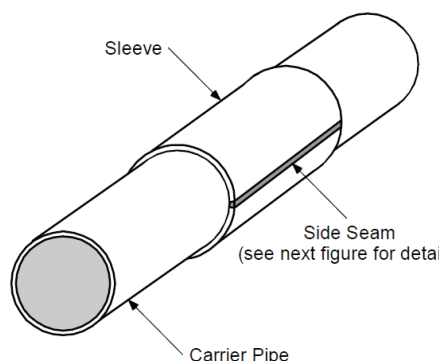


Figura 5.23 Envolvente Metálica tipo A soldada longitudinalmente^[5]

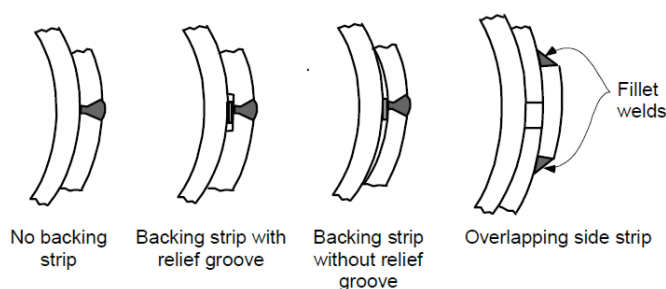


Figura 5.24 Soldadura longitudinal para envoltura metálica tipo A ^[5]

5.5.7. Envoltura metálica tipo B

Este tipo de reparación consta de dos medias cañas metálicas las cuales van colocadas en la parte externa del ducto sobre el área de interés y soldadas de manera axial una con la otra y circunferencial directamente al ducto. De esta manera, la envoltura restringe la extensión circunferencial del defecto (abultamiento debido a la deformación plástica en el punto), e incluso puede soportar la presión equivalente de la línea en ese punto. Se requieren prácticas adecuadas de soldadura y un espesor mínimo de 6.35 mm (0.250”), así como electrodos de bajo hidrógeno para su buen funcionamiento.

Este método es ampliamente recomendado por la mayoría de las Normas de uso internacional.

Ventajas:

- La envoltura puede contener anomalías tanto externas como internas
- Se puede considerar como una reparación permanente, bajo condiciones.
- Relativamente simple de aplicar para muchos tipos de defectos

Desventajas:

- Se requiere que vaya soldada al ducto.
- Se pueden introducir esfuerzos residuales.
- El empalme óptimo en las zonas de la soldadura es difícil de lograr.

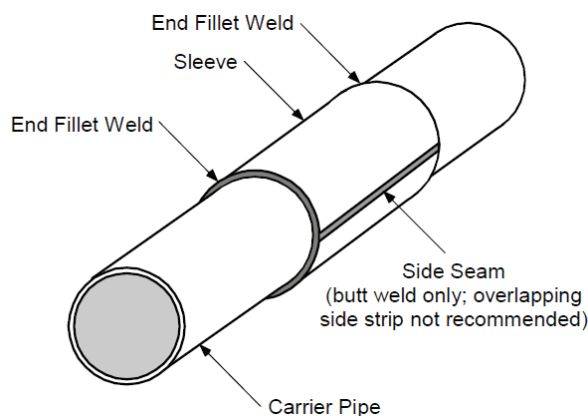


Figura 5.25 Envoltente Metálica tipo B soldada longitudinal y circunferencialmente ^[5]



Figura 5.26 Ejemplo de tubería con envoltente metálica tipo B ^[5]

Para que una reparación con envoltentes (tipo “A” o “B”) sea considerada definitiva, debe realizarse según los procedimientos establecidos en la Norma API 570 y deberán llevarse a cabo por personal calificado y con materiales que cumplan con las especificaciones que señale el código o norma correspondientes.

5.5.8. Envoltente metálica con relleno epóxico

Este tipo de envoltente es similar a las anteriores, sin embargo, tampoco va soldada directamente al tubo. Se coloca de tal manera que deja un espacio entre el ducto y la envoltente el cual, se rellena con un material que soporta la presión que se ejerce en el defecto, este material generalmente es un relleno epóxico de alta resistencia.

Ventajas:

- La envolvente puede contener anomalías tanto externas como internas
- Se considera una reparación permanente, bajo condiciones.
- Relativamente simple de aplicar para muchos tipos de defectos.
- No va soldada al ducto.

Desventajas:

- No ha sido probada del todo para contener fugas.
- Su desempeño depende de una adecuada instalación.

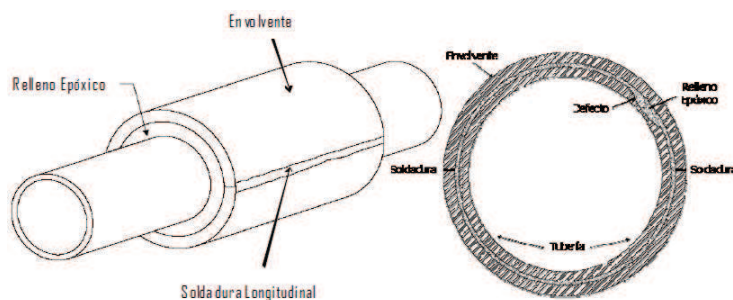


Figura 5.27 Ejemplo metálica con relleno epóxico [5]

5.5.9. Envolvente pre-esforzada

La envolvente pre-esforzada está formada por dos medias cañas que se colocan sobre la tubería mediante una fuerza compresiva que contrarresta la presión ejercida por el producto en la pared interna del mismo, disminuyendo así el efecto de propagación del defecto mediante la eliminación del esfuerzo en el mismo.

La fuerza aplicada por la envolvente en la pared del ducto es mayor que la fuerza aplicada por la presión interna de operación en el espesor de pared del ducto. La pared del ducto es reforzada por el espesor de la envolvente y la fuerza es transferida del ducto a la envolvente y la pared del ducto se encuentra en compresión.

Ventajas:

- El Sistema de envoltente pre-esforzada repara permanentemente los defectos de ductos.
- Instalación de tubería sin interrupción del servicio, con línea presurizada.
- Instalación rápida y sin soldadura en el ducto.
- No hay propagación de defectos cuando el ducto está en compresión.
- Los materiales de la envoltente son reconocidos en la industria.
- La relación de la reducción del esfuerzo, depende del espesor de la envoltente.

Desventajas:

- Se requiere preparación previa del ducto y de la envoltente.
- El personal para la instalación debe estar calificado.
- Se requiere un procedimiento adecuado y evaluado para la colocación.



Figura 5.28 Envoltente metálica Pre-esforzada, soldadura longitudinal en la misma envoltente^[5]

5.5.10. Bobina de refuerzo no metálica

Otro de los sistemas que se puede utilizar para llevar a cabo la rehabilitación sin afectar las condiciones de operación y sin el riesgo que implican las actividades de soldadura, es el de cinta o bobina, la cual presenta mayor seguridad y facilidad de su instalación. En México, el Instituto Mexicano del Petróleo llevó a cabo pruebas

físicas de las bobinas de refuerzo, con fallas simuladas de hasta el 80 % de pérdida de espesor, con resultados que dieron lugar a que se aceptara como un procedimiento de reparaciones de fallas con pérdida de material de hasta el 80 % del espesor de la tubería ^[5].

La bobina, es una envolvente completa de Fibra de vidrio unidireccional de alta resistencia de 12" de ancho por 1/16" de espesor, se suministra enrollada con la curvatura conformada al diámetro exterior de la tubería por reforzar y una longitud tal que al término de su colocación, más el adhesivo y el activador, se obtenga un espesor de 0.250".

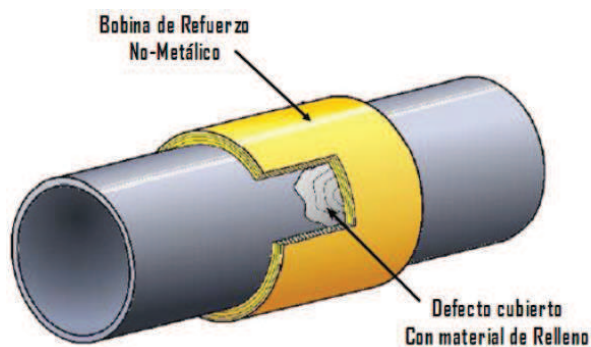


Figura 5.29 Bobina de refuerzo no metálica ^[5]

Ventajas:

- Se recomienda como un método permanente.
- No requiere de soldadura.
- Es un dispositivo de poco peso.

Desventajas:

- Su desempeño puede verse afectado por una inadecuada instalación.
- Los controles de calidad aplicados dependen del personal de instalación.
- Actualmente existen pocas marcas probadas en líneas de fluidos.

5.5.11. abrazadera o grapa

Este tipo de reparación consiste en la colocación de un refuerzo metálico conocido como grapa o abrazadera. En general existen tres tipos de Abrazaderas.

1) Estructural: Se sella al ducto para prevenir fugas en caso de que el defecto falle, además de estar unida directamente al ducto para transferir todas las cargas hacia la abrazadera.

2) Contenedora de presión: Diseñada únicamente para prevenir fugas.

3) De sello para fugas: Diseñada para contener una fuga ya existente.

Ventajas:

- No requiere de soldadura.
- Es un dispositivo simple y de amplia disponibilidad.

Desventajas:

- No se recomienda para defectos que puedan fallar por ruptura.
- Es un método temporal.
- Es un dispositivo de peso considerable.
- Requiere de almacenamiento y mantenimiento.

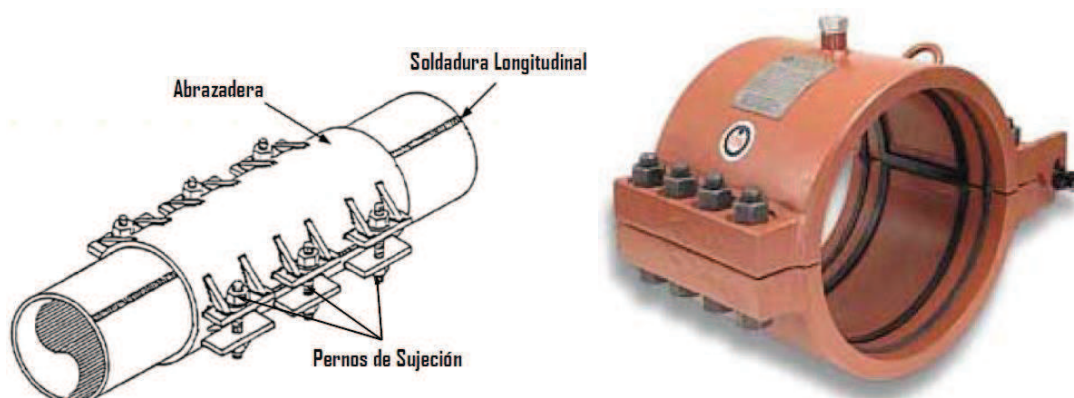


Figura 5.30 Abrazaderas para tubería ^[5]

5.5.12. Sustitución de tubería

De acuerdo a las Normas ASME B31.4 y B31.8, para todos los defectos mayores al 80% de pérdida de metal y otras anomalías severas, como abolladuras en soldaduras o en combinación con daños mecánicos y/o corrosión, cuando sea posible dejar fuera de servicio el ducto, se puede proceder a la sustitución mediante corte y reemplazo, del tramo de tubería que contiene la anomalía.

Ventajas:

- El defecto se elimina de forma permanente.
- Se recupera la capacidad de resistencia al esfuerzo que causa la presión interna en ese punto.

Desventajas:

- El ducto tiene que sacarse de operación.
- Requiere de una adecuada programación.
- Costoso.

Tipo de anomalía	MÉTODO DE REPARACIÓN RECOMENDADO									
	Desbaste	Depósito de soldadura	Parche soldado	Envolvente metálica A	Envolvente metálica B	Envolvente metálica c/relleno epóxico	Envolvente pre-esforzada	Refuerzo no metálico	Abrazadera / grapa	Sustitución de tubería
Defecto con fuga	X	X	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Defecto con fuga a presión	X	X	X	X	X	X	✓	X	✓	✓
Corrosión externa	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Corrosión externa (> 0,8t)	X	X	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Corrosión interna	X	X	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Abolladuras simples	X	X	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Abolladuras + defecto mecánico	X	X	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Grietas pequeñas < 0,4t	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Grietas mayores a 0,4t	X	X	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Defectos en soldadura longitudinal	X	X	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Defectos en soldadura circunferencial	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Stress Corrosion Cracking	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Laminaciones	X	X	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Quemaduras por arco	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓

Tabla 5.3. Resumen de métodos de reparación

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De conformidad con los objetivos planteados y las soluciones propuestas para la consecución de los alcances de la presente Tesis de Grado, a continuación se resumen las principales conclusiones y recomendaciones que se han obtenido al realizar este documento.

CONCLUSIONES

- La información que se pueda obtener del trazado y emplazamiento geográfico del ducto y su Derecho de Vía es fundamental para un análisis detallado, tanto en el estudio hidrodinámico para el estado actual, como para el análisis de integridad y riesgos. En el presente trabajo se asumieron puntos de localización cada 1 kilómetro, pero si se tuvieran los datos completos de una inspección interna instrumentada, éstos suelen arrojar miles de puntos tanto con la localización de cada cordón de soldadura, como de cada una de las anomalías detectadas, lo cual permitiría la obtención de un análisis lo suficientemente sensible como para determinar con mayor detalle, exactitud y precisión, los cálculos y resultados correspondientes.
- Así mismo, para una mejor determinación de las propiedades de los fluidos transportados, la tubería, los datos operativos y atributos del sistema de transporte, se hace necesaria la caracterización individual para cada caso de estudio, permitiendo de esta forma utilizar los datos específicos, sin tener que recurrir necesariamente a tablas o textos que contienen información muy genérica y que pueden resultar determinantes en un análisis fino. En el presente estudio se comprobó por ejemplo, que los factores de rugosidad, de pérdidas de presión, diámetro y viscosidades, pueden influir en la pendiente del perfil piezométrico, más aún si se trata de tubería antigua o desgastada; con información procedente de estudios y análisis de laboratorio para la

determinación de varios factores gobernantes, se conseguiría una simulación mucho más cercana al comportamiento real del sistema.

- El marco teórico utilizado para el análisis hidrodinámico tanto en estado estacionario, como en estado transitorio, ha permitido obtener resultados mucho más detallados en comparación con métodos analíticos o geométricos de menor complejidad. Si bien estos últimos permiten una visión general del comportamiento físico del sistema en primera aproximación, cuando se trata de analizar el estado actual de una tubería con antecedentes de fallas estructurales, con una considerable antigüedad de uso y con problemas de corrosión, se requiere un modelo matemático más sólido, a fin de minimizar la propagación de los errores que se pueden generar en el desarrollo de las ecuaciones y los algoritmos, producto de la calidad de la información que se disponga del sistema.
- La utilización de la herramienta informática MATLAB resulta de gran utilidad al momento de ejecutar el modelo matemático establecido, más aún con la capacidad de contar con los algoritmos para resolución de los procesos iterativos inherentes en la determinación del factor de fricción, por lo que se evita la utilización de ecuaciones explícitas más simples, pero que pueden conllevar a una menor precisión en la generación de resultados. Se comprobó la efectividad del uso alternativo de la herramienta EXCEL, como base de datos para el programa desarrollado en MATLAB, ya que para el análisis de un caso real de los datos que provengan de una inspección interna con equipo instrumentado, se deberán trasladar una inmensa cantidad de información, que por lo general es entregada tabulada en hojas informáticas de cálculo. De aquí la necesidad de fusionar los programas de software para una mejor gestión del ingreso de la información al algoritmo de cálculo ya que de otra forma, se tendría que colocar cada dato de manera individual en el código fuente del programa en MATLAB.
- Para la elaboración de un análisis de integridad y riesgos, es totalmente imprescindible la obtención de mapas y datos socio-estadísticos de las zonas de influencia del trazado del ducto. La gestión de esta información mediante software especializado permite una mejor determinación de las áreas de alta

consecuencia y sitios con probabilidad de acumulación de agua y/o sedimentos que generen corrosión interior; en la determinación de la matriz de riesgos y la matriz de prioridad, esta información se vuelve sensible y crítica al momento de categorizar las anomalías detectadas, así como para la selección del método de reparación correspondiente.

- Para un análisis del estado actual de un ducto, se puede observar que no se puede, ni se debe contar con un único criterio de decisión para la determinación del nivel de criticidad de los puntos con pérdida de metal o probabilidad de falla. El uso de las Normas específicas para este efecto permiten optimizar el criterio de aceptación, así como el método de reparación.
- Una consideración somera de los espesores remanentes, resultado de una inspección interna instrumentada, no es determinante en la categorización del riesgo de una anomalía, por lo que se hace necesario considerar las dimensiones del área corroída (a más de la profundidad, su longitud y factor de seguridad), a fin de estimar los esfuerzos remanentes en dicha zona, mediante la utilización de estudios de la mecánica de la fractura o, mediante el uso de Normas estandarizadas para estimar con cierta precisión y confianza el esfuerzo remanente, así como la presión de operación segura y el grado de criticidad.
- Los resultados de los cálculos matemáticos se pueden considerar “fríos” y al momento de su interpretación se puede caer en la subjetividad o confusión, por la diversidad de los mismos. Para evitar estos problemas de análisis, se ha comprobado la efectividad del uso de las Normas técnicas existentes, las cuales han sido creadas por los principales organismos internacionales especializados, como son ASME, API, NACE, AWS, ASNT, entre otros, así como organismos gubernamentales de connotación legal, como el CFR-DOT. Estos parámetros, que en sus respectivos países de origen son de cumplimiento mandatorio, en nuestro País no son documentos legales per sé, sin embargo al adquirir los materiales y accesorios fabricados bajo los estándares referidos, se crea una dependencia implícita que deriva en la obligación ética de observación y/o cumplimiento de las prácticas recomendadas y estándares existentes.

- Bajo la premisa de utilizar las mejores prácticas profesionales de análisis e ingeniería, de los cálculos realizados en base a los modelos matemáticos investigados en literatura y publicaciones especializadas, se concluye que las Normas y prácticas recomendadas utilizadas en el presente trabajo, guardan relación con el marco teórico y permiten estandarizar factores de seguridad que, tanto en el análisis del estado actual de un ducto inspeccionado, como en el diseño de una tubería nueva, garantizan los parámetros para una operación segura del ducto, así como también la seguridad de precautelar la salud de la población, la estabilidad del medio ambiente y los bienes y la imagen de la empresa operadora.

RECOMENDACIONES

Como resultado de la investigación para realizar la presente Tesis, se ha comprobado el grado de complejidad y la magnitud de los recursos tanto logísticos como de talento humano, que se requieren para el establecimiento de un análisis de integridad y de riesgos. Con base en la experiencia alcanzada durante la realización de este trabajo, se recomienda a la Escuela Politécnica Nacional la continuación de trabajos de investigación y aplicación de los métodos existentes en la actualidad, para la determinación de los riesgos, criticidad e inspección basada en riesgo, a fin de profundizar en la interpretación de Normas y Estándares internacionales y adaptar estos criterios a la realidad específica de los casos que se presentan en el medio y entorno de nuestro País o región.

Para el caso analizado en el presente trabajo, con los criterios analizados se resumen las recomendaciones técnicas generales que se pueden implementar para la continuidad del ciclo de análisis, permanente en un Sistema de Transporte de Hidrocarburos:

- En la zona de influencia de la localización geográfica del Poliducto analizado, se ha registrado un elevado incremento en la densidad poblacional en la zona

aledaña al derecho de vía de la tubería propuesto, aspecto que altera las estimaciones originales de índices de población para definir la “localización de clase”, consecuentemente, se debe realizar cíclicamente un estudio que incluya:

- Clase de localización actual,
- Condiciones estructurales de la tubería,
- Evaluar la historia de la operación y el mantenimiento de la tubería,
- La presión máxima de operación actual y el correspondiente esfuerzo que produce, tomando en cuenta el gradiente de presión en la sección de la tubería directamente afectada por el cambio de la clase de localización.

Si el estudio descrito así lo establece, se debe modificar o confirmar la presión máxima de operación para esa sección del ducto.

- Para un proyecto de instalación de un ducto nuevo, o para el ya existente, se debe instalar un sistema automático (SCADA) que permita identificar, localizar y tomar acciones oportunas de control de válvulas ante la presencia de derrames por falla de material, corrosión, etc., que afecten la operación del sistema.
- La señalización a lo largo del derecho de vía en un ducto es un factor importante y debe ser completa y precisa, principalmente en los cruces con calles nuevas, viaductos y carreteras, en donde por falta de señalización adecuada, se pueden causar golpes a la tubería con hundimientos y/o arrancadura de material de la tubería, por parte de terceros, lo cual pone en alto riesgo la integridad del ducto.
- Se debe investigar las causas de las fallas o las anomalías que sean reparadas, a fin de determinar el mecanismo de degradación. Con este resultado se puede optimizar la planificación de reparación y/o remediación.
- Es importante identificar todas las fallas potenciales, los mecanismos de degradación individuales y localización precisa (ubicación horaria) de las anomalías detectadas en una inspección, procediendo con esta información a realizar:

- Una estimación más detallada de la probabilidad de falla para cada caso.
 - Determinar con mayor precisión las consecuencias de falla para cada caso.
 - Combinar la probabilidad y consecuencias de falla para calcular el riesgo.
 - Categorizar las tuberías en un grupo, por orden de riesgo.
- Cuando se determina que un ducto se encuentra en condiciones críticas, con una alta cantidad de anomalías, historial de fallas estructurales repetitivas, y con muchos años de operación, se puede recomendar la implementación de un Programa de Control de Corrosión, basado en las siguientes actividades:
- 1- Deshidratación del fluido transportado (alta corrosión interior representa presencia de trazas de agua emulsionada en el fluido transportado).
 - 2- Programa de limpieza interna eficiente.
 - 3- Inyección permanente de inhibidor de corrosión.
 - 4- Inyección de *batches* concentrados de biocida (posterior a limpieza).
- Para obtener una información con una mayor exactitud, respecto al avance real del problema de corrosión interna o externa en un ducto con varios años de operación, se recomienda el envío de manera periódica de equipos instrumentados ILI, ya sea para verificar la geometría estructural a lo largo del ducto (este estudio se realizaría con una mayor frecuencia), o para la medición y/o localización de anomalías con pérdida de espesor. La Norma API 1160 recomienda que este tipo de análisis no sean menores a cinco años, pero dependerá de cada caso particular y previo un análisis técnico-económico para su ejecución en plazo menor.
- Mediante el envío de una herramienta de inspección interna, se puede obtener una gran cantidad de información sobre anomalías presentes a lo largo de la tubería, por lo que se recomienda no limitarse a los puntos con indicaciones, sino también procurar la generación de información de geo-localización y altimetría de cada cordón de soldadura de los tubos que conforman la Línea, con lo cual se puede analizar una base de datos muy extensa y de esto, la necesidad de utilizar una mayor potencia de procesamiento por software.

- Una ventaja adicional de realizar periódicamente estos análisis, es la determinación más precisa de la velocidad de corrosión, ya que este parámetro es muy importante para la toma de decisiones en las reparaciones y repotenciones que se requieran para un Sistema de Transporte de Hidrocarburos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Instituto Geográfico Militar; Atlas Geográfico de la República del Ecuador compilado por el IGM; Ecuador; 2010.
- [2] YOON M. Pipeline System Design and Operation, EPN, 2012.
- [3] PERRY R.; Manual de Ingeniero Químico, Tomo I; Sexta Edición; McGraw-Hill.
- [4] CARDENAS M.; Análisis Comparativo de Evaluación de Defectos en Ductos Entre Estudios Realizados con Equipos Instrumentados Inteligentes de Segunda y Tercera Generación; Tesis de Maestría; Instituto Politécnico Nacional, México, 2007.
- [5] PRCI, Pipeline Research Council International, Inc., Pipeline Repair Manual, 2008.
- PEMEX; Revista "El Octanaje"; www.ref.pemex.com/octanaje/octxe24.htm
 - MATAIX C.; Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas; España, Madrid; 1986.
 - MOTT R.; Mecánica de Fluidos Aplicada; México, Juarez; 1996.
 - STREETER V, WYLE B. Mecánica de los Fluidos. Octava Edición. McGraw-Hill. México 1988.
 - STREETER V, WYLIE E. Fluid Transient. McGraw-Hill Inc. USA 1978.
 - MOHITPOUR M., GOLSHAN H., MURRAY A.; Pipeline Design & Construction; Canadá, Calgary; 2000.
 - HUNT B., LIPSMAN R., ROSENBERG J.; A guide to MATLAB for beginners and experienced users; USA, New York; 2001.
 - LIU H.; Pipeline Engineering; CRC PRESS; USA, Boca Ratón, 2003.
 - MARCHAND P., HOLLAND O.; Graphics and GUIs with MATLAB; CRC PRESS; USA, Boca Ratón, 2003.

- MUHLBAUER W.; Pipeline risk management manual, ideas, techniques, and resources; Gulf Professional Publishing; United Kingdom, Oxford; 2004.
- ELLENBERGER P.; Piping Systems & Pipeline ASME B31 Code Simplified; USA; 2005.
- THE MATHWORKS, INC.; MATLAB, Function reference; USA, 2007.
- NACE; NACE RP0102 In-Line Inspection of Pipelines; USA, Houston; 2002.
- ASME; ASME B31.4-2006 Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids; USA, New York; 2006.
- ASME; ASME B31G-2009 Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines; USA, New York; 2009.
- ASME PCC 2; Repair of Equip and Piping, 2011
- API; API 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines; USA, Washington; 2001.
- API; API 1163 Std In-line Inspection Systems Qualification Standard; USA, Washington; 2005.
- API; API Spec 5L-2004 Specification for Line Pipe; USA, Washington; 2004.
- GONZÁLEZ A.; Modelado, planificación y control de sistemas de distribución de gas y derivados del petróleo; Tesis Doctoral Universidad Complutense de Madrid; España, Madrid; 2008.
- ANTAKI, G.; Fitness-for-Service and Integrity of Piping, Vessels, and Tanks. ASME Code Simplified; Mc.Graw-Hill; USA; 2005.

ANEXOS

ANEXO 1

RESULTADOS TABULADOS SIMULACIÓN

ESTADO ACTUAL

#	X (m)	H (m)	H_PIEZOMÉTRICA (m)	PRESIÓN MANOMÉTRICA H_PIEZOMÉTRICA (m)	PRESIÓN MANOMÉTRICA H_PIEZOMÉTRICA (psi)	MAOP NOMINAL (psi)	MAOP NOMINAL (m)	MAOP NOMINAL + H (m)	MAOP REDUCIDA (psi)	MAOP REDUCIDA (m)	MAOP REDUCIDA + H (m)
1	0.00	50.90	1270.90	1220.00	1493.17	1755.00	1433.93	1484.83	1581.84	1292.45	1343.35
2	1014.83	28.96	1267.02	1238.06	1515.28	1755.00	1433.93	1462.89	1441.44	1177.73	1206.69
3	2014.93	21.95	1263.19	1241.25	1519.18	1755.00	1433.93	1455.87	1511.64	1235.09	1257.04
4	3054.08	89.92	1259.22	1169.30	1431.12	1755.00	1433.93	1523.85	1755.00	1433.93	1523.85
5	4079.51	88.09	1255.30	1167.21	1428.56	1755.00	1433.93	1522.02	1755.00	1433.93	1522.02
6	5069.90	50.90	1251.51	1200.61	1469.44	1755.00	1433.93	1484.83	1525.68	1246.56	1297.46
7	6027.67	52.12	1247.85	1195.72	1463.46	1755.00	1433.93	1486.05	1371.24	1120.38	1172.50
8	7101.62	124.05	1243.74	1119.68	1370.39	1755.00	1433.93	1557.98	1544.40	1261.86	1385.91
9	8030.08	91.14	1240.19	1149.05	1406.34	1755.00	1433.93	1525.06	1544.40	1261.86	1352.99
10	9000.94	64.92	1236.47	1171.55	1433.87	1755.00	1433.93	1498.85	1053.00	860.36	925.28
11	10013.11	28.96	1232.60	1203.64	1473.16	1755.00	1433.93	1462.89	1581.84	1292.45	1321.40
12	11026.25	43.89	1228.73	1184.83	1450.13	1755.00	1433.93	1477.82	1755.00	1433.93	1477.82
13	12027.81	53.95	1224.89	1170.94	1433.13	1755.00	1433.93	1487.88	1525.68	1246.56	1300.51
14	13026.61	49.99	1221.07	1171.09	1433.31	1755.00	1433.93	1483.92	1544.40	1261.86	1311.84
15	14055.81	127.10	1217.14	1090.04	1334.11	1755.00	1433.93	1561.03	1755.00	1433.93	1561.03
16	15099.18	39.93	1213.15	1173.22	1435.91	1755.00	1433.93	1473.86	1525.68	1246.56	1286.49
17	16093.21	39.01	1209.34	1170.33	1432.38	1755.00	1433.93	1472.94	1563.12	1277.15	1316.17
18	17102.32	35.97	1205.48	1169.52	1431.39	1755.00	1433.93	1469.90	1755.00	1433.93	1469.90
19	18047.63	32.92	1201.87	1168.95	1430.69	1755.00	1433.93	1466.85	1544.40	1261.86	1294.78
20	19029.51	32.92	1198.11	1165.19	1426.09	1755.00	1433.93	1466.85	1755.00	1433.93	1466.85
21	20069.42	36.88	1194.13	1157.25	1416.38	1755.00	1433.93	1470.81	1282.32	1047.72	1084.60
22	21041.95	188.98	1190.41	1001.44	1225.67	1755.00	1433.93	1622.91	1511.64	1235.09	1424.07
23	22076.31	60.96	1186.46	1125.50	1377.51	1755.00	1433.93	1494.89	1755.00	1433.93	1494.89
24	23065.72	54.86	1182.67	1127.81	1380.34	1755.00	1433.93	1488.79	1755.00	1433.93	1488.79
25	24041.64	155.14	1178.94	1023.80	1253.04	1755.00	1433.93	1589.07	1525.68	1246.56	1401.71
26	24984.87	326.14	1175.33	849.20	1039.34	1755.00	1433.93	1760.07	1404.00	1147.14	1473.28
27	25896.69	100.89	1171.84	1070.96	1310.76	1755.00	1433.93	1534.82	1333.80	1089.79	1190.67
28	26868.88	57.91	1168.13	1110.21	1358.80	1755.00	1433.93	1491.84	1755.00	1433.93	1491.84
29	27850.43	89.00	1164.37	1075.37	1316.16	1755.00	1433.93	1522.93	1244.88	1017.13	1106.14
30	28837.74	120.09	1160.59	1040.50	1273.49	1755.00	1433.93	1554.02	1315.08	1074.49	1194.58
31	29832.33	79.86	1156.79	1076.93	1318.07	1755.00	1433.93	1513.79	1525.68	1246.56	1326.42
32	30845.69	49.07	1152.91	1103.84	1351.01	1755.00	1433.93	1483.00	1525.68	1246.56	1295.64
33	31856.22	53.95	1149.05	1095.10	1340.31	1755.00	1433.93	1487.88	1244.88	1017.13	1071.08
34	32869.25	43.89	1145.17	1101.28	1347.87	1755.00	1433.93	1477.82	1244.88	1017.13	1061.02
35	33889.85	82.91	1141.27	1058.36	1295.35	1755.00	1433.93	1516.83	1581.84	1292.45	1375.35
36	34878.38	46.02	1137.49	1091.46	1335.86	1755.00	1433.93	1479.95	1404.00	1147.14	1193.17
37	35888.57	111.86	1133.62	1021.76	1250.55	1755.00	1433.93	1545.79	1315.08	1074.49	1186.35
38	36897.05	81.99	1129.77	1047.78	1282.39	1755.00	1433.93	1515.92	1525.68	1246.56	1328.55
39	37846.70	45.11	1126.13	1081.02	1323.08	1755.00	1433.93	1479.04	1404.00	1147.14	1192.25
40	38888.56	63.09	1122.15	1059.06	1296.19	1755.00	1433.93	1497.02	1352.52	1105.08	1168.17
41	39908.10	56.08	1118.25	1062.17	1300.00	1755.00	1433.93	1490.01	1755.00	1433.93	1490.01
42	40928.04	54.86	1114.35	1059.48	1296.72	1755.00	1433.93	1488.79	1581.84	1292.45	1347.31
43	41947.67	63.09	1110.45	1047.35	1281.87	1755.00	1433.93	1497.02	1525.68	1246.56	1309.66
44	42968.83	57.00	1106.54	1049.54	1284.55	1755.00	1433.93	1490.93	1755.00	1433.93	1490.93
45	43982.93	78.03	1102.66	1024.63	1254.06	1755.00	1433.93	1511.96	1352.52	1105.08	1183.11
46	44983.77	57.00	1098.84	1041.84	1275.12	1755.00	1433.93	1490.93	1544.40	1261.86	1318.86
47	45984.04	59.13	1095.35	1036.22	1268.24	1755.00	1433.93	1493.06	1352.52	1105.08	1164.21
48	46949.98	67.06	1091.31	1024.26	1253.60	1755.00	1433.93	1500.99	1053.00	860.36	927.41
49	47831.88	60.05	1087.94	1027.90	1258.05	1755.00	1433.93	1493.97	1525.68	1246.56	1306.61
50	48814.34	70.10	1084.18	1014.08	1241.14	1755.00	1433.93	1504.03	1581.84	1292.45	1362.55
51	49824.39	64.92	1080.32	1015.40	1242.76	1755.00	1433.93	1498.85	1053.00	860.36	925.28
52	50821.09	73.15	1076.51	1003.35	1228.02	1755.00	1433.93	1507.08	1333.80	1089.79	1162.94
53	51770.19	75.90	1072.88	996.98	1220.22	1755.00	1433.93	1509.82	1525.68	1246.56	1322.46
54	52779.49	81.08	1069.02	987.94	1209.15	1755.00	1433.93	1515.01	1230.84	1005.66	1086.74
55	53816.07	227.08	1065.05	837.97	1025.61	1755.00	1433.93	1661.01	1244.88	1017.13	1244.21
56	54784.10	235.92	1061.35	825.43	1010.26	1755.00	1433.93	1669.84	1141.92	933.01	1168.93
57	55785.37	170.99	1057.52	886.53	1085.03	1755.00	1433.93	1604.92	982.80	803.00	973.99
58	56764.14	212.14	1053.77	841.63	1030.09	1755.00	1433.93	1646.07	1315.08	1074.49	1286.63
59	57699.52	175.87	1050.20	874.33	1070.10	1755.00	1433.93	1609.80	1474.20	1204.50	1380.37
60	58432.65	192.94	1047.39	854.45	1045.78	1755.00	1433.93	1626.87	1315.08	1074.49	1267.43
61	59450.98	156.97	1043.50	886.52	1085.03	1755.00	1433.93	1590.90	1263.60	1032.43	1189.40
62	60483.99	160.93	1039.55	878.61	1075.34	1755.00	1433.93	1594.86	1315.08	1074.49	1235.43
63	61515.30	217.93	1035.60	817.67	1000.75	1755.00	1433.93	1651.86	1385.28	1131.85	1349.78
64	62504.05	184.10	1031.82	847.72	1037.53	1755.00	1433.93	1618.03	1301.04	1063.02	1247.12
65	63593.43	193.85	1027.65	833.80	1020.50	1755.00	1433.93	1627.78	1404.00	1147.14	1341.00
66	64445.53	187.15	1024.39	837.25	1024.71	1755.00	1433.93	1621.08	1141.92	933.01	1120.16
67	65451.50	214.88	1020.54	805.66	986.06	1755.00	1433.93	1648.81	1230.84	1005.66	1220.55
68	66468.79	192.94	1016.65	823.71	1008.15	1755.00	1433.93	1626.87	1352.52	1105.08	1298.02
69	67490.07	170.08	1012.75	842.67	1031.35	1755.00	1433.93	1604.01	1230.84	1005.66	1175.74
70	68435.83	142.04	1009.13	867.09	1061.24	1755.00	1433.93	1575.97	1193.40	975.07	1117.11

71	69454.54	98.15	1005.23	907.09	1110.19	1755.00	1433.93	1532.07	1352.52	1105.08	1203.23
72	70469.61	102.11	1001.35	899.24	1100.59	1755.00	1433.93	1536.04	1404.00	1147.14	1249.25
73	71563.24	110.03	997.17	887.13	1085.77	1755.00	1433.93	1543.96	1315.08	1074.49	1184.52
74	72483.92	109.12	993.64	884.53	1082.58	1755.00	1433.93	1543.05	1090.44	890.95	1000.07
75	73556.40	99.97	989.54	889.57	1088.75	1755.00	1433.93	1533.90	1315.08	1074.49	1174.47
76	74401.52	102.11	986.31	884.20	1082.19	1755.00	1433.93	1536.04	1244.88	1017.13	1119.24
77	75500.24	102.11	982.11	880.00	1077.04	1755.00	1433.93	1536.04	1352.52	1105.08	1207.19
78	76412.70	121.92	978.62	856.70	1048.52	1755.00	1433.93	1555.85	1315.08	1074.49	1196.41
79	77310.23	145.08	975.18	830.10	1015.97	1755.00	1433.93	1579.01	1141.92	933.01	1078.09
80	78317.98	116.13	971.33	855.20	1046.69	1755.00	1433.93	1550.06	1315.08	1074.49	1190.62
81	79228.05	96.01	967.85	871.84	1067.05	1755.00	1433.93	1529.94	1544.40	1261.86	1357.87
82	80266.03	110.95	963.88	852.93	1043.91	1755.00	1433.93	1544.88	1544.40	1261.86	1372.80
83	81302.25	117.96	959.91	841.96	1030.48	1755.00	1433.93	1551.89	1544.40	1261.86	1379.82
84	82299.81	121.01	956.10	835.09	1022.08	1755.00	1433.93	1554.93	1404.00	1147.14	1268.15
85	83302.34	118.87	952.26	833.39	1020.00	1755.00	1433.93	1552.80	1441.44	1177.73	1296.61
86	84311.61	141.12	948.40	807.28	988.04	1755.00	1433.93	1575.05	1071.72	875.65	1016.78
87	85400.54	116.13	944.24	828.11	1013.53	1755.00	1433.93	1550.06	861.12	703.58	819.71
88	86335.52	110.95	940.66	829.71	1015.50	1755.00	1433.93	1544.88	1244.88	1017.13	1128.08
89	87352.09	111.86	936.77	824.91	1009.62	1755.00	1433.93	1545.79	1244.88	1017.13	1129.00
90	88285.72	103.94	933.20	829.26	1014.95	1755.00	1433.93	1537.87	1244.88	1017.13	1121.07
91	89305.97	134.11	929.30	795.19	973.24	1755.00	1433.93	1568.04	1160.64	948.31	1082.42
92	90356.58	113.08	925.28	812.20	994.06	1755.00	1433.93	1547.01	1244.88	1017.13	1130.21
93	91380.38	121.01	921.36	800.36	979.57	1755.00	1433.93	1554.93	1160.64	948.31	1069.31
94	92387.42	114.91	917.51	802.60	982.32	1755.00	1433.93	1548.84	1212.12	990.37	1105.28
95	93349.77	121.92	913.83	791.91	969.23	1755.00	1433.93	1555.85	1333.80	1089.79	1211.71
96	94413.77	142.04	909.76	767.72	939.63	1755.00	1433.93	1575.97	1315.08	1074.49	1216.53
97	95456.63	163.07	905.77	742.70	909.00	1755.00	1433.93	1597.00	1123.20	917.71	1080.78
98	96425.21	141.12	902.07	760.94	931.33	1755.00	1433.93	1575.05	1315.08	1074.49	1215.61
99	97390.11	160.02	898.38	738.36	903.68	1755.00	1433.93	1593.95	1352.52	1105.08	1265.10
100	98452.26	160.93	894.31	733.38	897.59	1755.00	1433.93	1594.86	1230.84	1005.66	1166.60
101	99456.64	161.85	890.47	728.62	891.77	1755.00	1433.93	1595.78	1385.28	1131.85	1293.70
102	100475.51	159.11	886.57	727.47	890.36	1755.00	1433.93	1593.03	1333.80	1089.79	1248.89
103	101449.96	153.92	882.85	728.92	892.14	1755.00	1433.93	1587.85	1301.04	1063.02	1216.94
104	102499.73	148.13	878.83	730.70	894.31	1755.00	1433.93	1582.06	1244.88	1017.13	1165.27
105	103510.97	163.98	874.96	710.98	870.18	1755.00	1433.93	1597.91	1123.20	917.71	1081.70
106	104505.52	170.08	871.16	701.08	858.06	1755.00	1433.93	1604.01	1244.88	1017.13	1187.21
107	105584.65	178.00	867.03	689.03	843.31	1755.00	1433.93	1611.93	1230.84	1005.66	1183.67
108	106554.67	184.10	863.32	679.22	831.31	1755.00	1433.93	1618.03	1333.80	1089.79	1273.89
109	107434.49	185.93	859.96	674.03	824.95	1755.00	1433.93	1619.86	1301.04	1063.02	1248.95
110	108555.11	188.98	855.67	666.69	815.97	1755.00	1433.93	1622.91	1193.40	975.07	1164.05
111	109316.79	193.85	852.76	658.90	806.44	1755.00	1433.93	1627.78	1244.88	1017.13	1210.99
112	110581.43	209.09	847.92	638.83	781.87	1755.00	1433.93	1643.02	1315.08	1074.49	1283.58
113	111728.40	202.08	843.53	641.45	785.08	1755.00	1433.93	1636.01	1371.24	1120.38	1322.46
114	112599.08	199.03	840.20	641.17	784.73	1755.00	1433.93	1632.96	1174.68	959.78	1158.81
115	113579.99	199.95	836.45	636.50	779.02	1755.00	1433.93	1633.88	1193.40	975.07	1175.02
116	114581.60	206.04	832.62	626.57	766.87	1755.00	1433.93	1639.97	1315.08	1074.49	1280.54
117	115387.22	220.07	829.54	609.47	745.94	1755.00	1433.93	1653.99	1174.68	959.78	1179.84
118	116595.04	210.01	824.92	614.91	752.59	1755.00	1433.93	1643.94	1244.88	1017.13	1227.14
119	117748.41	230.12	820.50	590.38	722.57	1755.00	1433.93	1664.05	1263.60	1032.43	1262.55
120	118595.59	231.04	817.26	586.23	717.49	1755.00	1433.93	1664.97	1315.08	1074.49	1305.53
121	119625.74	238.96	813.32	574.36	702.97	1755.00	1433.93	1672.89	1525.68	1246.56	1485.53
122	120638.37	239.88	809.45	569.57	697.11	1755.00	1433.93	1673.81	1352.52	1105.08	1344.96
123	121651.00	253.90	805.58	551.68	675.21	1755.00	1433.93	1687.83	1315.08	1074.49	1328.39
124	122652.34	256.95	801.75	544.80	666.79	1755.00	1433.93	1690.88	1544.40	1261.86	1518.80
125	123677.08	249.02	797.83	548.81	671.69	1755.00	1433.93	1682.95	1404.00	1147.14	1396.16
126	124690.03	263.96	793.95	530.00	648.67	1755.00	1433.93	1697.89	1563.12	1277.15	1541.11
127	125643.36	259.08	790.31	531.23	650.17	1755.00	1433.93	1693.01	1385.28	1131.85	1390.93
128	126710.35	260.91	786.22	525.32	642.94	1755.00	1433.93	1694.84	1244.88	1017.13	1278.04
129	127735.50	288.95	782.30	493.35	603.82	1755.00	1433.93	1722.88	1263.60	1032.43	1321.38
130	128738.67	306.02	778.47	472.45	578.23	1755.00	1433.93	1739.95	1333.80	1089.79	1395.81
131	129759.59	314.86	774.56	459.70	562.64	1755.00	1433.93	1748.79	1404.00	1147.14	1462.00
132	130792.56	306.93	770.61	463.68	567.50	1755.00	1433.93	1740.86	1230.84	1005.66	1312.60
133	131751.55	314.86	766.94	452.08	553.31	1755.00	1433.93	1748.79	1315.08	1074.49	1389.35
134	132753.18	334.98	763.11	428.13	524.00	1755.00	1433.93	1768.90	1404.00	1147.14	1482.12
135	133780.53	338.94	759.18	420.24	514.34	1755.00	1433.93	1772.87	1315.08	1074.49	1413.43
136	134793.06	341.99	755.31	413.32	505.87	1755.00	1433.93	1775.91	1001.52	818.30	1160.28
137	135799.91	349.00	751.46	402.46	492.58	1755.00	1433.93	1782.93	1315.08	1074.49	1423.49
138	136834.62	359.97	747.50	387.53	474.30	1755.00	1433.93	1793.90	1455.48	1189.21	1549.17
139	137833.05	367.89	743.68	375.79	459.93	1755.00	1433.93	1801.82	1404.00	1147.14	1515.04
140	138850.48	381.00	739.79	358.79	439.12	1755.00	1433.93	1814.93	1315.08	1074.49	1455.49
141	139826.51	402.03	736.05	334.02	408.81	1755.00	1433.93	1835.96	1385.28	1131.85	1533.88
142	140815.75	402.03	732.27	330.24	404.18	1755.00	1433.93	1835.96	1315.08	1074.49	1476.52
143	141755.02	398.98	728.68	329.69	403.52	1755.00	1433.93	1832.91	1315.08	1074.49	1473.47
144	142709.25	409.04	725.03	315.99	386.74	1755.00	1433.93	1842.97	964.08	787.71	1196.75

145	143716.46	462.08	721.17	259.10	317.11	1755.00	1433.93	1896.01	1244.88	1017.13	1479.21
146	144732.53	444.09	717.29	273.19	334.37	1755.00	1433.93	1878.02	1315.08	1074.49	1518.58
147	145750.96	455.98	713.39	257.41	315.05	1755.00	1433.93	1889.91	1244.88	1017.13	1473.11
148	146769.62	480.97	709.50	228.52	279.69	1755.00	1433.93	1914.90	1244.88	1017.13	1498.11
149	147771.66	459.94	705.66	245.72	300.74	1755.00	1433.93	1893.87	1315.08	1074.49	1534.43
150	148777.15	479.15	701.82	222.67	272.53	1755.00	1433.93	1913.07	1352.52	1105.08	1584.23
151	149806.46	491.95	697.88	205.93	252.04	1755.00	1433.93	1925.88	1244.88	1017.13	1509.08
152	150824.82	511.15	693.98	182.83	223.77	1755.00	1433.93	1945.08	1244.88	1017.13	1528.28
153	151836.44	511.15	690.11	178.97	219.04	1755.00	1433.93	1945.08	1315.08	1074.49	1585.64
154	152870.91	540.11	686.16	146.05	178.76	1755.00	1433.93	1974.03	1315.08	1074.49	1614.60
155	153899.90	547.12	682.22	135.11	165.36	1755.00	1433.93	1981.05	1371.24	1120.38	1667.49
156	154915.32	541.02	678.34	137.32	168.07	1755.00	1433.93	1974.95	1315.08	1074.49	1615.51
157	155901.89	565.10	674.56	109.47	133.98	1755.00	1433.93	1999.03	1263.60	1032.43	1597.53
158	156837.75	573.02	670.98	97.96	119.89	1755.00	1433.93	2006.95	1315.08	1074.49	1647.51
159	157711.87	520.90	667.64	146.74	179.59	1755.00	1433.93	1954.83	1315.08	1074.49	1595.39
160	158891.64	540.11	663.13	123.02	150.57	1755.00	1433.93	1974.03	1315.08	1074.49	1614.60
161	159947.05	574.85	659.09	84.24	103.10	1755.00	1433.93	2008.78	1244.88	1017.13	1591.99
162	160912.27	541.02	655.40	114.38	139.99	1755.00	1433.93	1974.95	1263.60	1032.43	1573.45
163	161906.09	556.87	651.60	94.73	115.94	1755.00	1433.93	1990.80	1315.08	1074.49	1631.36
164	162931.85	573.02	647.67	74.65	91.37	1755.00	1433.93	2006.95	1244.88	1017.13	1590.16
165	163804.00	612.04	644.34	32.30	39.53	1755.00	1433.93	2045.97	1244.88	1017.13	1629.17
166	164867.61	626.97	640.27	13.30	16.27	1755.00	1433.93	2060.90	1174.68	959.78	1586.75

ANEXO 2
PROGRAMA DE SIMULACIÓN EN MATLAB

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
% MAESTRÍA EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y DERIVADOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% TESIS DE GRADO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% MODELO HIDRODINÁMICO PARA EL DISEÑO DE UN POLIDUCTO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
clc
disp(' ')
disp('-----')
disp('PROGRAMA PARA CALCULAR EL MODELO HIDRODINÁMICO DE UN POLIDUCTO')
disp('-----')
disp(' DATOS DE LA TUBERÍA: ')
disp(' ')
diametro=input('Diámetro NPS [plg] : ');
espesor=input('Espesor tubería [plg] : ');
grado_API=input('Grado API 5L-X : ');
rugosidad=input('Rugosidad(ABS) Tubería [plg]: ');
perd_K=input('Factor de pérdidas K: ');
disp(' ')
disp(' DATOS DEL FLUÍDO: ')
disp(' ')
visc_din=input('Viscosidad dinámica [cP]: ');
densidad=input('Densidad fluido [kg/m3] : ');
moduloBulk=input('Módulo de Bulk [MPa] : ');
caudal=input('Caudal fluido [m3/s] : ');
disp(' ')
disp(' DATOS DEL SISTEMA DE BOMBEO (para bombas en serie): ')
disp(' ')
H_BOMBA=input('Altura de la cabeza de bombeo H1 [m] : ');
num_bombas=input('Número de bombas en serie : ');
rpm_1=input('Velocidad RPM bomba No.1 : ');
rpm_2=input('Velocidad RPM bomba No.2 : ');
disp('Ingresar la curva de la bomba :')
disp('Caudal [gpm]: (ingresar 8 datos, ejemplo [x1, x2,...,x8])')
caudal_bomba=input(' ');
disp('Altura [ft]: (ingresar 8 datos, ejemplo [y1, y2,...,y8])')
altura_bomba=input(' ');
disp('Ingresar la curva de eficiencia :')
disp('Caudal [gpm]: (ingresar datos, ejemplo [x1, x2,...,x8])')
eff_caudal=input(' ');
disp('Porcentaje eficiencia [%]:(ingresar datos, ejemplo [y1, y2,...,y8])')
eff_porcent=input(' ');
disp('----- ')
disp('RESULTADOS CÁLCULO: ')
disp('----- ')

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CÁLCULOS HIDRÁULICOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
diamintm=diametro-(2*espesor);%Determinación del diámetro interno
diamintm=diamintm*0.0254;%Diámetro interno en metros
rugrel=(rugosidad*0.0254)/(diamintm);%Rugosidad relativa en metros
visc_cin=(visc_din/1000)/densidad;%Viscosidad cinemática en m2/s
visc_cin_cSt=visc_cin*1000000;%Viscosidad cinemática en cSt
velocidad=caudal/(pi()* (diamintm^2)/4);%Velocidad = caudal/area interior
reynolds=(velocidad*diamintm)/visc_cin;%Cálculo de No.Reynolds

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CÁLCULO DE TRANSITORIOS
moduloYoung=200000000000;%Módulo de Young para acero al carbono
mod_Bulk=moduloBulk*1000000;%Módulo de Bulk para el fluido actual
N_poisson=0.3;%Número de Poisson para tuberías enterradas
c_1=1-(N_poisson)^2;%Constante C1
v_acustica=((mod_Bulk/densidad)/(1+(mod_Bulk/moduloYoung)*...
(diamint/espesor)*(c_1)))^(1/2);
delta_H_m=v_acustica*velocidad*9.81;%Variación de presión en metros
delta_H_psi=densidad*9.81*0.000145038.*delta_H_m;%Variación en psi
L_transitorio_tot=165000;%La primera vez se asume toda la longitud
t_c_1=2*L_transitorio_tot/v_acustica;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CÁLCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN POR COLEBROOK
if reynolds<=2000;
fcal_p=64/reynolds;
end;
if reynolds>2000;
fpond_p=0.316*reynolds^-0.25;%Se asume un primer valor de f
fcal_p=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(reynolds*sqrt(fpond_p))))))^2;
error_p=1e3;
while error_p>1e-06
fcal_p=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(reynolds*sqrt(fpond_p)...
))))))^2;
error_p=abs(fpond_p-fcal_p);
fpond_p=fcal_p;
end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CÁLCULO DEL FACTOR C (Ec.2.64)
C_poliducto=(8*fcal_p*(caudal^2))/((diamintm^5)*(pi())^2)*9.81;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CÁLCULOS PARA LAS CURVAS BOMBA-SISTEMA
caudal_correc=caudal_bomba.*0.00006309.*(rpm_2/rpm_1);%Caudal en m3/s

```

```

altura_correc=altura_bomba.*0.3048.*((rpm_2/rpm_1)^2)*num_bombas;%Altura en m
veloc_curva=caudal_correc./(pi()*diamintm^2/4);%Se calcula la velocidad
reynolds_curva=(veloc_curva.*diamintm)./visc_cin;%y el No.Reynolds para cada valor

%CURVA BOMBA AL VALOR PROMEDIO DE BOMBEO (N=0,74)
caudal_correc_promedio=caudal_bomba.*0.00006309.*(rpm_2/rpm_1);
altura_correc_promedio=altura_bomba.*0.3048.*((rpm_2/rpm_1)^2)*0.74;%PROMEDIO
veloc_curva_promedio=caudal_correc_promedio./(pi()*diamintm^2/4);
reynolds_curva_promedio=(veloc_curva_promedio.*diamintm)./visc_cin;

*****
%CÁLCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN CURVA BOMBA POR COLEBROOK
*****

rey_1=reynolds_curva(:,1);%Se extrae el 1er valor de los No.Reynolds
fpond_curva_1=0.316*rey_1-0.25;%Se asume un valor inicial de f
fc_1=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_1*sqrt(fpond_curva_1))))))^2;
error_1=1e3;
while error_1>1e-06
    fc_1=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_1*sqrt(fpond_curva_1))))))^2;
    error_1=abs(fpond_curva_1-fc_1);
    fpond_curva_1=fc_1;
end

rey_2=reynolds_curva(:,2);
fpond_curva_2=0.316*rey_2-0.25;
fc_2=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_2*sqrt(fpond_curva_2))))))^2;
error_2=1e3;
while error_2>1e-06
    fc_2=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_2*sqrt(fpond_curva_2))))))^2;
    error_2=abs(fpond_curva_2-fc_2);
    fpond_curva_2=fc_2;
end

rey_3=reynolds_curva(:,3);
fpond_curva_3=0.316*rey_3-0.25;
fc_3=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_3*sqrt(fpond_curva_3))))))^2;
error_3=1e3;
while error_3>1e-06
    fc_3=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_3*sqrt(fpond_curva_3))))))^2;
    error_3=abs(fpond_curva_3-fc_3);
    fpond_curva_3=fc_3;
end

rey_4=reynolds_curva(:,4);
fpond_curva_4=0.316*rey_4-0.25;
fc_4=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_4*sqrt(fpond_curva_4))))))^2;
error_4=1e3;
while error_4>1e-06
    fc_4=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_4*sqrt(fpond_curva_4))))))^2;
    error_4=abs(fpond_curva_4-fc_4);
    fpond_curva_4=fc_4;
end

rey_5=reynolds_curva(:,5);
fpond_curva_5=0.316*rey_5-0.25;
fc_5=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_5*sqrt(fpond_curva_5))))))^2;
error_5=1e3;
while error_5>1e-06
    fc_5=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_5*sqrt(fpond_curva_5))))))^2;
    error_5=abs(fpond_curva_5-fc_5);
    fpond_curva_5=fc_5;
end

rey_6=reynolds_curva(:,6);
fpond_curva_6=0.316*rey_6-0.25;
fc_6=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_6*sqrt(fpond_curva_6))))))^2;
error_6=1e3;
while error_6>1e-06
    fc_6=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_6*sqrt(fpond_curva_6))))))^2;
    error_6=abs(fpond_curva_6-fc_6);
    fpond_curva_6=fc_6;
end

rey_7=reynolds_curva(:,7);
fpond_curva_7=0.316*rey_7-0.25;
fc_7=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_7*sqrt(fpond_curva_7))))))^2;
error_7=1e3;
while error_7>1e-06
    fc_7=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_7*sqrt(fpond_curva_7))))))^2;
    error_7=abs(fpond_curva_7-fc_7);
    fpond_curva_7=fc_7;
end

rey_8=reynolds_curva(:,8);
fpond_curva_8=0.316*rey_8-0.25;
fc_8=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_8*sqrt(fpond_curva_8))))))^2;
error_8=1e3;
while error_8>1e-06
    fc_8=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_8*sqrt(fpond_curva_8))))))^2;
    error_8=abs(fpond_curva_8-fc_8);
    fpond_curva_8=fc_8;
end

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%CÁLCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN CURVA BOMBA_PROMEDIO POR COLEBROOK
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

rey_1_p=reynolds_curva_promedio(:,1);
fpond_curva_1_p=0.316*rey_1_p-0.25;
fc_1_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_1_p*sqrt(fpond_curva_1_p...
))))))^2;
error_1_p=le3;
while error_1_p>1e-06
    fc_1_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_1_p*sqrt(...
        fpond_curva_1_p))))))^2;
    error_1_p=abs(fpond_curva_1_p-fc_1_p);
    fpond_curva_1_p=fc_1_p;
end

rey_2_p=reynolds_curva_promedio(:,2);
fpond_curva_2_p=0.316*rey_2_p-0.25;
fc_2_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_2_p*sqrt(fpond_curva_2_p...
))))))^2;
error_2_p=le3;
while error_2_p>1e-06
    fc_2_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_2_p*sqrt(...
        fpond_curva_2_p))))))^2;
    error_2_p=abs(fpond_curva_2_p-fc_2_p);
    fpond_curva_2_p=fc_2_p;
end

rey_3_p=reynolds_curva_promedio(:,3);
fpond_curva_3_p=0.316*rey_3_p-0.25;
fc_3_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_3_p*sqrt(fpond_curva_3_p...
))))))^2;
error_3_p=le3;
while error_3_p>1e-06
    fc_3_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_3_p*sqrt(...
        fpond_curva_3_p))))))^2;
    error_3_p=abs(fpond_curva_3_p-fc_3_p);
    fpond_curva_3_p=fc_3_p;
end

rey_4_p=reynolds_curva_promedio(:,4);
fpond_curva_4_p=0.316*rey_4_p-0.25;
fc_4_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_4_p*sqrt(fpond_curva_4_p...
))))))^2;
error_4_p=le3;
while error_4_p>1e-06
    fc_4_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_4_p*sqrt(...
        fpond_curva_4_p))))))^2;
    error_4_p=abs(fpond_curva_4_p-fc_4_p);
    fpond_curva_4_p=fc_4_p;
end

rey_5_p=reynolds_curva_promedio(:,5);
fpond_curva_5_p=0.316*rey_5_p-0.25;
fc_5_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_5_p*sqrt(fpond_curva_5_p...
))))))^2;
error_5_p=le3;
while error_5_p>1e-06
    fc_5_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_5_p*sqrt(...
        fpond_curva_5_p))))))^2;
    error_5_p=abs(fpond_curva_5_p-fc_5_p);
    fpond_curva_5_p=fc_5_p;
end

rey_6_p=reynolds_curva_promedio(:,6);
fpond_curva_6_p=0.316*rey_6_p-0.25;
fc_6_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_6_p*sqrt(fpond_curva_6_p...
))))))^2;
error_6_p=le3;
while error_6_p>1e-06
    fc_6_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_6_p*sqrt(...
        fpond_curva_6_p))))))^2;
    error_6_p=abs(fpond_curva_6_p-fc_6_p);
    fpond_curva_6_p=fc_6_p;
end

rey_7_p=reynolds_curva_promedio(:,7);
fpond_curva_7_p=0.316*rey_7_p-0.25;
fc_7_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_7_p*sqrt(fpond_curva_7_p...
))))))^2;
error_7_p=le3;
while error_7_p>1e-06
    fc_7_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_7_p*sqrt(...
        fpond_curva_7_p))))))^2;
    error_7_p=abs(fpond_curva_7_p-fc_7_p);
    fpond_curva_7_p=fc_7_p;
end

rey_8_p=reynolds_curva_promedio(:,8);
fpond_curva_8_p=0.316*rey_8_p-0.25;
fc_8_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_8_p*sqrt(fpond_curva_8_p...
))))))^2;
error_8_p=le3;
while error_8_p>1e-06
    fc_8_p=(1/((-2)*log10((rugrel/3.7)+(2.51/(rey_8_p*sqrt(...
        fpond_curva_8_p))))))^2;

```

```

error_8_p=abs(fpond_curva_8_p-fc_8_p);
fpond_curva_8_p=fc_8_p;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%CURVA DEL SISTEMA

DATOS_EXCEL='DATOS POLIDUCTO MATLAB';%Nombre de la hoja de EXCEL
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);%Extracción a MATLAB de datos en EXCEL
Hz2=DATOS_BASE(166,2);%Extracción altura final EXCEL (fila 166; col.2)
Hz2PV=Hz2+20;%Se suma la presión de vapor (m) crítica (gasolinas)
Hz1=DATOS_BASE(1,2);%Extracción altura inicial EXCEL (fila 1; col.2)
longitud=DATOS_BASE(166,1);%Extracción longitud total (fila 166; col.1)

Hsis1=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,1)^2)*(8/(9.81*pi()^2*diamintm^4))*...
(fc_1*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis2=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,2)^2)*(8/(9.81*pi()^2*diamintm^4))*...
(fc_2*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis3=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,3)^2)*(8/(9.81*pi()^2*diamintm^4))*...
(fc_3*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis4=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,4)^2)*(8/(9.81*pi()^2*diamintm^4))*...
(fc_4*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis5=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,5)^2)*(8/(9.81*pi()^2*diamintm^4))*...
(fc_5*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis6=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,6)^2)*(8/(9.81*pi()^2*diamintm^4))*...
(fc_6*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis7=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,7)^2)*(8/(9.81*pi()^2*diamintm^4))*...
(fc_7*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis8=(Hz2PV-Hz1)+((caudal_correc(:,8)^2)*(8/(9.81*pi()^2*diamintm^4))*...
(fc_8*longitud/diamintm)+perd_K));

Hsis_curva=[Hsis1, Hsis2, Hsis3, Hsis4, Hsis5, Hsis6, Hsis7, Hsis8];

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%CURVA DEL SISTEMA_PROMEDIO

Hsis1_p=(Hz2-Hz1)+(((caudal_correc_promedio(:,1)^2)/((2*9.81)*(pi()*...
diamintm^2)/4)^2))*((fc_1_p*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis2_p=(Hz2-Hz1)+(((caudal_correc_promedio(:,2)^2)/((2*9.81)*(pi()*...
diamintm^2)/4)^2))*((fc_2_p*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis3_p=(Hz2-Hz1)+(((caudal_correc_promedio(:,3)^2)/((2*9.81)*(pi()*...
diamintm^2)/4)^2))*((fc_3_p*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis4_p=(Hz2-Hz1)+(((caudal_correc_promedio(:,4)^2)/((2*9.81)*(pi()*...
diamintm^2)/4)^2))*((fc_4_p*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis5_p=(Hz2-Hz1)+(((caudal_correc_promedio(:,5)^2)/((2*9.81)*(pi()*...
diamintm^2)/4)^2))*((fc_5_p*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis6_p=(Hz2-Hz1)+(((caudal_correc_promedio(:,6)^2)/((2*9.81)*(pi()*...
diamintm^2)/4)^2))*((fc_6_p*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis7_p=(Hz2-Hz1)+(((caudal_correc_promedio(:,7)^2)/((2*9.81)*(pi()*...
diamintm^2)/4)^2))*((fc_7_p*longitud/diamintm)+perd_K));
Hsis8_p=(Hz2-Hz1)+(((caudal_correc_promedio(:,8)^2)/((2*9.81)*(pi()*...
diamintm^2)/4)^2))*((fc_8_p*longitud/diamintm)+perd_K));

Hsis_curva_promedio=[Hsis1_p, Hsis2_p, Hsis3_p, Hsis4_p, Hsis5_p,...
Hsis6_p, Hsis7_p, Hsis8_p];

Graficospreliminar

```



```
%ECUACION DE COLEBROOK.
disp('PROGRAMA PARA CALCULAR EL FACTOR DE FRICCIÓN POR COLEBROOK')
disp(' ')
rugrel=input('Ingrese el valor de la rugosidad relativa "rugrel": ');
reynolds=input('Ingrese el valor del numero de reynolds "reynolds": ');
if reynolds<=2000;
    fcal=64/reynolds;
end;
if reynolds>2000;
    fpond=0.316*reynolds-0.25;
    fcal=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(reynolds*sqrt(fpond))))))^2;
    error=1e3;
    while error>1e-06
        fcal=(1/((-2)*log10(rugrel/3.7+(2.51/(reynolds*sqrt(fpond))))))^2;
        disp(['fponderado=' num2str(fpond) ' fcalculado=' num2str(fcal)])
        error=abs(fpond-fcal);
        fpond=fcal;
    end
end
disp(' ')
disp(['Factor de fricción calculado =' num2str(fcal)])
```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
% MAESTRÍA EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y DERIVADOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% TESIS DE GRADO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
disp(' ')
disp('VISUALIZAR GRÁFICOS: ')
disp('-----')
disp(' 1 Curvas Bomba-Sistema ')
disp(' 2 Curvas Bomba-Eficiencia ')
disp(' 3 Espesores nominales vs. espesores remanentes ')
disp(' 4 Perfil altimétrico vs. perfil piezométrico ')
disp(' 5 Perfil altimétrico vs. perfil de presiones ')
disp(' 6 Perfiles altimétrico-piezométrico-MAOP_nominal ')
disp(' 7 Perfiles altimétrico-piezométrico-MAOP_nominal-MAOP_reducido ')
disp(' 8 Perfiles altimétrico-piezométrico-MAOP_nominal-Transitorio ')
disp(' 9 Perfiles altimétrico-piezométrico-MAOP_nominal-MAOP_reducido-Transitorio')
disp(' 10 Perfiles altimétrico-piezométrico-MAOP_nominal-Delta C ')
disp(' 11 Perfiles altimétrico-piezométrico-MAOP_nominal-MAOP_reducido-Delta C ')
disp(' 12 Perfiles altimétrico-piezométrico-MAOP_nominal-Transitorio-Delta C ')
disp(' 13 Perfiles altimétrico-piezométrico-MAOP_nominal-MAOP_reducido-Transitorio-Delta C ')
disp(' 14 Perfiles altimétrico-piezométrico-MAOP_nominal-MAOP_reducido-Transitorio-B31G-B31GM ')
disp(' 15 SALIR... ')
disp(' ')
disp(' 16 Recalcular....')
disp(' ')
grafico=input(' Selección: ');
disp(' ')

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%GRAFICO CURVAS BOMBA-SISTEMA
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
if grafico==1
    nsis=2;
    f_bomba_sis=linspace(0,0.225,100);
    psis=polyfit(caudal_correc,Hsis_curva,nsis);
    zsis=polyval(psis,f_bomba_sis);

    % Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
    scrsz = get(0, 'ScreenSize');
    % Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
    figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

    plot(caudal_correc,altura_correc,'b',f_bomba_sis,zsis,'g','LineWidth',2)
    hold on

    axis([0,0.25236,0,1800])
    grid minor
    xlabel('Caudal Q[m3/s]');
    ylabel('Altura H[m]');
    title('CURVAS BOMBA vs. SISTEMA');
    legend('Curva Bomba','Curva Sistema','Location','SouthEast')

    hold on
    plot(caudal_correc,altura_correc,'s','MarkerEdgeColor','k',...
        'MarkerFaceColor','b')
    hold on
    plot(caudal_correc,Hsis_curva,'o','MarkerEdgeColor','g',...
        'MarkerFaceColor','g')
    hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%GRAFICO CURVAS BOMBA-EFICIENCIA
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==2;
    eff_caudal_correc=0.000063090.*eff_caudal;
    % Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
    scrsz = get(0, 'ScreenSize');
    % Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
    figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])
    %figure('Position', [5 45 1356 655])

    figure1 = figure(1);
    axes1 = axes('Parent',figure1,'YTick',[700:100:1500],...
        'XTick',[0:0.05:0.25],'XTickLabel',{'0.0','0.05','0.1','0.15',...
        '0.2','0.25'],'YColor',[0 0 1]);
    xlim(axes1,[0,0.25]);
    ylim(axes1,[792.48,1463.04]);
    box(axes1,'on');
    hold(axes1,'all');
    plot(caudal_correc,altura_correc,'b',f_bomba_sis,zsis,'g',...
        'LineWidth',2,'Parent',axes1);
    hold on
    plot(caudal_correc,altura_correc,'s','MarkerEdgeColor','k',...
        'MarkerFaceColor','b')
    hold on
    plot(caudal_correc,Hsis_curva,'o','MarkerEdgeColor','g',...
        'MarkerFaceColor','g')
    ylabel('H [m]','Color',[0 0 1]);
    grid minor
    legend('Curva Bomba','Curva Sistema','Location','SouthEast')

    hold on
    figure1 = figure(1);
    axes2 = axes('Parent',figure1,'YTick',[0:10:90],'YAxisLocation','right',...

```

```

'XTick',[0:0.05:0.25],'XTickLabel',{'0.0','0.05','0.1','0.15',...
'0.2','0.25'},'YColor',[1 0 0],...
'ColorOrder',[0 0.5 0;1 0 0;0 0.75 0.75;0 0.75;0.75 0.75 0;0.25 0.25 0.25;0 0 1],...
'Color','none');
hold(axes2,'all');
plot(eff_caudal_correc,eff_porcent,'r','LineWidth',2,'Parent',axes2);
xlim(axes2,[0,0.25]);
ylim(axes2,[0,90]);
ylabel('Eficiencia %','Color',[1 0 0]);
xlabel('Caudal Q [m3/s]');
grid minor
title('CURVA BOMBA - EFICIENCIA%')
legend('Curva Eficiencia %','Location','NorthEast')

hold on
figure1 = figure(1);
axes2 = axes('Parent',figure1,'YTick',[0:10:90],'YAxisLocation','right',...
'XTick',[0:0.05:0.25],'XTickLabel',{'0.0','0.05','0.1','0.15',...
'0.2','0.25'},'YColor',[1 0 0],...
'ColorOrder',[0 0.5 0;1 0 0;0 0.75 0.75;0 0.75;0.75 0.75 0;0.25 0.25 0.25;0 0 1],...
'Color','none');
hold(axes2,'all');
plot(eff_caudal_correc,eff_porcent,'o','MarkerEdgeColor','k',...
'MarkerFaceColor','r','Parent',axes2);
xlim(axes2,[0,0.25]);
ylim(axes2,[0,90]);
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%ESPESORES NOMINALES Vs. ESPESORES REMANENTES
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==3;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';%Nombre de la hoja de EXCEL
DATOS_BASE=xlswread(DATOS_EXCEL);%Extracción a MATLAB de datos en EXCEL

progresiva=DATOS_BASE(:,1);%Extracción de puntos kilométricos (col.1)
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);%Extracción de alturas (col.2)
esp_nom=DATOS_BASE(:,3);%Extracción de esp.nominales (col.3)
perd_esp=DATOS_BASE(:,4);%Extracción de porcentaje pérd.espesor (col.4)
perd_esp_act=DATOS_BASE(:,7);%Extracción de datos reparados (col.7)

esp_nom_mm=esp_nom.*25.4;%conversión a mm
esp_reman_prev=(esp_nom_mm.*perd_esp.*(1/100)).*(-1);
esp_reman=(esp_nom_mm)+(esp_reman_prev);
esp_reman_act_prev=(esp_nom_mm.*perd_esp_act.*(1/100)).*(-1);
esp_reman_act=(esp_nom_mm)+(esp_reman_act_prev);

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

subplot(2,1,1)
plot(progresiva,esp_nom_mm,'g','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,esp_reman,'b')
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Espesor Nominal [mm]');
title('PERFIL ESPESORES NOMINALES [mm]');
legend('Espesores Nominales [mm]','Espesores Remanentes [mm]',...
'Location','SouthEast')
axis([0,165000,0,10])
grid minor
hold off
subplot(2,1,2)
plot(progresiva,esp_nom_mm,'g','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,esp_reman_act,'r',progresiva,esp_reman,'b')
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Espesores Nominal-Reman.-Repar.[mm]');
title('PERFIL ESPESORES NOMINALES - REMANENTES - REPARADOS [mm]');
legend('Espesores Nominales [mm]','Espesores Reparados [mm]',...
'Espesores Remanentes [mm]','Location','SouthEast')
axis([0,165000,0,10])
grid minor
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO Vs. PERFIL PIEZOMÉTRICO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==4;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';%Nombre de la hoja de EXCEL
DATOS_BASE=xlswread(DATOS_EXCEL);%Extracción a MATLAB de datos en EXCEL
progresiva=DATOS_BASE(:,1);%Extracción de puntos kilométricos (col.1)
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);%Extracción de alturas (col.2)

%H_BOMBA=1372;%ESTE DATO SE DEBE COLOCAR MANUALMENTE DE LAS CURVAS
H_l=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_l-(C_poliducto*progresiva);

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

area(progresiva,altimetrico,'FaceColor','k')

```

```

hold on
plot(progresiva,H_piezo,'r','LineWidth',1.5)
axis([0,165000,0,1600])
grid minor
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Altura [m]');
title('PERFIL PIEZOMÉTRICO');
legend('Perfil Altimétrico','Piezométrica')
hold off
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO Vs. PERFIL DE PRESIONES
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==5;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
P_mano_m=H_piezo-altimetrico;
P_mano_psi=densidad*9.81*0.000145038.*P_mano_m;

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

subplot(2,1,1)
plot(progresiva,P_mano_psi,'r','LineWidth',2)
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Presión manométrica [psi]');
axis([0,165000,-100,1800])
grid minor
subplot(2,1,2)
area (progresiva,altimetrico,'FaceColor','k')
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Altura [msnm]');
axis([0,165000,0,700])
grid minor

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==6;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
MAOP_nom_psi=espesor*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

area(progresiva,altimetrico,'FaceColor','k')
hold on
plot(progresiva,H_piezo,'r','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_nom,'g','LineWidth',2)
axis([0,165000,0,2300])
grid minor
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Altura [m]');
title('PERFIL PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL');
legend('Perfil Altimétrico [m]','Piezométrica [m]',...
'MAOP nominal [m]','Location','BestOutside')
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==7;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);
esp_nom=DATOS_BASE(:,3);
porc_perd=DATOS_BASE(:,4);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);

%MAOP NOMINAL:
MAOP_nom_psi=esp_nom.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

```

```

%MAOP REDUCIDO:
esp_rem=esp_nom-(esp_nom.*(porc_perd./100));
MAOP_redu_psi=esp_rem.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP_redu=MAOP_redu_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_redu=(factorMAOP_redu.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

area(progresiva,altimetrico,'FaceColor','k')
hold on
plot(progresiva,H_piezo,'r','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_nom,'g','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_redu,'b')
axis([0,165000,0,2300])
grid minor
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Altura [m]');
title('PERFIL PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO');
legend('Perfil Altimétrico [m]','Piezométrica [m]',...
'MAOP nominal [m]','MAOP reducida [m]','Location','BestOutside')
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - TRANSITORIO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==8;
L_transitorio=input('Punto origen Transitorio L[m] : ');
t_c=2*L_transitorio/v_acustica;
DATOS_EXCEL='DATOS POLIDUCTO MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
H_piezo_TRpos=(H_1-(C_poliducto*progresiva))+delta_H_m;
H_piezo_TRneg=(H_1-(C_poliducto*progresiva))-delta_H_m;

%MAOP NOMINAL:
MAOP_nom_psi=espesor*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

area(progresiva,altimetrico,'FaceColor','k')
hold on
plot(progresiva,H_piezo,'r','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_nom,'g','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRpos,'r')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRneg,'r')
axis([0,165000,0,2500])
grid minor
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Altura [m]');
title('PERFIL PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - TRANSITORIO');
legend('Perfil Altimétrico [m]','Piezométrica [m]',...
'MAOP nominal [m]','Transitorio +/- [m]','Location','BestOutside')
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO -
% TRANSITORIO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==9;
L_transitorio=input('Punto origen Transitorio L[m] : ');
t_c=2*L_transitorio/v_acustica;
DATOS_EXCEL='DATOS POLIDUCTO MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);
esp_nom=DATOS_BASE(:,3);
porc_perd=DATOS_BASE(:,4);
porc_perd_act=DATOS_BASE(:,7);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
H_piezo_TRpos=(H_1-(C_poliducto*progresiva))+delta_H_m;
H_piezo_TRneg=(H_1-(C_poliducto*progresiva))-delta_H_m;

%MAOP NOMINAL:
MAOP_nom_psi=esp_nom.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

```

```

%MAOP REDUCIDO:
esp_rem=esp_nom-(esp_nom.*(porc_perd./100));
MAOP_redu_psi=esp_rem.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP_redu=MAOP_redu_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_redu=(factorMAOP_redu.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

area(progresiva,altimetrico,'FaceColor','k')
hold on
plot(progresiva,H_piezo,'r','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_nom,'g','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_redu,'b')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRpos,'r')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRneg,'r')
axis([0,165000,0,2100])
grid minor
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Altura [m]');
title('PERFIL PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO - TRANSITORIO');
legend('Perfil Altimétrico [m]','Piezométrica [m]','MAOP nominal [m]',...
      'MAOP reducida [m]','Transitorio +/- [m]','Location','BestOutside')
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - DELTA C
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==10;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
H_piezo_Cpos=H_1-((C_poliducto+Delt_C)*progresiva);
H_piezo_Cneg=H_1-((C_poliducto-Delt_C)*progresiva);
MAOP_nom_psi=espesor*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

area(progresiva,altimetrico,'FaceColor','k')
hold on
plot(progresiva,H_piezo,'r','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_piezo_Cpos,'r--','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_piezo_Cneg,'r--','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_nom,'g','LineWidth',2)
axis([0,165000,0,2500])
grid minor
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Altura [m]');
title('PERFIL PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - DELTA C');
legend('Perfil Altimétrico [m]','Piezométrica [m]',...
      'Piezométrica + Delta C','Piezométrica - Delta C',...
      'MAOP nominal [m]','Location','BestOutside')
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO -
% DELTA C
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==11;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);
esp_nom=DATOS_BASE(:,3);
porc_perd=DATOS_BASE(:,4);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
H_piezo_Cpos=H_1-((C_poliducto+Delt_C)*progresiva);
H_piezo_Cneg=H_1-((C_poliducto-Delt_C)*progresiva);

%MAOP NOMINAL:
MAOP_nom_psi=esp_nom.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

```

```

%MAOP REDUCIDO:
esp_rem=esp_nom-(esp_nom.*(porc_perd./100));
MAOP_redu_psi=esp_rem.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP_redu=MAOP_redu_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_redu=(factorMAOP_redu.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

area(progresiva,altimetrico,'FaceColor','k')
hold on
plot(progresiva,H_piezo,'r','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_piezo_Cpos,'r--','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_piezo_Cneg,'r--','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_nom,'g','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_redu,'b')
axis([0,165000,0,2300])
grid minor
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Altura [m]');
title('PERFIL PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO - DELTA C');
legend('Perfil Altimétrico [m]','Piezométrica [m]',...
'Piezométrica + Delta C','Piezométrica - Delta C',...
'MAOP nominal [m]','MAOP reducida [m]','Location','BestOutside')
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - TRANSITORIO - DELTA C
DELTA C
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==12;
L_transitorio=input('Punto origen Transitorio L[m] : ');
t_c=2*L_transitorio/v_acustica;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
H_piezo_Cpos=H_1-((C_poliducto+Delt_C)*progresiva);
H_piezo_Cneg=H_1-((C_poliducto-Delt_C)*progresiva);
H_piezo_TRpos=(H_1-(C_poliducto*progresiva))+delta_H_m;
H_piezo_TRpos_Cpos=(H_1-((C_poliducto+Delt_C)*progresiva))+delta_H_m;
H_piezo_TRpos_Cneg=(H_1-((C_poliducto-Delt_C)*progresiva))+delta_H_m;
H_piezo_TRneg=(H_1-(C_poliducto*progresiva))-delta_H_m;
H_piezo_TRneg_Cpos=(H_1-((C_poliducto+Delt_C)*progresiva))-delta_H_m;
H_piezo_TRneg_Cneg=(H_1-((C_poliducto-Delt_C)*progresiva))-delta_H_m;

%MAOP NOMINAL:
MAOP_nom_psi=espesor*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

area(progresiva,altimetrico,'FaceColor','k')
hold on
plot(progresiva,H_piezo,'r','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_piezo_Cpos,'r--','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_piezo_Cneg,'r--','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_nom,'g','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRpos,'m')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRpos_Cpos,'m--')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRpos_Cneg,'m--')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRneg,'m')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRneg_Cpos,'m--')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRneg_Cneg,'m--')
hold on
axis([0,165000,0,2500])
grid minor
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Altura [m]');
title('PERFIL PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - TRANSITORIO - DELTA C');
legend('Perfil Altimétrico [m]','Piezométrica [m]',...
'Piezométrica + Delta C','Piezométrica - Delta C',...
'MAOP nominal [m]','Transitorio + [m]','Transitorio + (DELTA C +)',...)

```

```

        'Transitorio + (DELTA C -)', 'Transitorio - [m]', ...
        'Transitorio - (DELTA C +)', 'Transitorio - (DELTA C -)', ...
        'Location', 'BestOutside')
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO -
%                               TRANSITORIO - DELTA C
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==13;
L_transitorio=input('Punto origen Transitorio L[m]      : ');
t_c=2*L_transitorio/v_acustica;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);
esp_nom=DATOS_BASE(:,3);
porc_perd=DATOS_BASE(:,4);
porc_perd_act=DATOS_BASE(:,7);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
H_piezo_Cpos=H_1-((C_poliducto+Delt_C)*progresiva);
H_piezo_Cneg=H_1-((C_poliducto-Delt_C)*progresiva);
H_piezo_TRpos=(H_1-(C_poliducto*progresiva))+delta_H_m;
H_piezo_TRpos_Cpos=(H_1-((C_poliducto+Delt_C)*progresiva))+delta_H_m;
H_piezo_TRpos_Cneg=(H_1-((C_poliducto-Delt_C)*progresiva))+delta_H_m;
H_piezo_TRneg=(H_1-(C_poliducto*progresiva))-delta_H_m;
H_piezo_TRneg_Cpos=(H_1-((C_poliducto+Delt_C)*progresiva))-delta_H_m;
H_piezo_TRneg_Cneg=(H_1-((C_poliducto-Delt_C)*progresiva))-delta_H_m;

%MAOP NOMINAL:
MAOP_nom_psi=esp_nom.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

%MAOP REDUCIDO:
esp_rem=esp_nom-(esp_nom.*(porc_perd./100));
MAOP_redu_psi=esp_rem.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP_redu=MAOP_redu_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_redu=(factorMAOP_redu.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

area(progresiva,altimetrico,'FaceColor','k')
hold on
plot(progresiva,H_piezo,'r','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_piezo_Cpos,'r--','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_piezo_Cneg,'r--','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_nom,'g','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_redu,'b')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRpos,'m')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRpos_Cpos,'m--')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRpos_Cneg,'m--')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRneg,'m')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRneg_Cpos,'m--')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRneg_Cneg,'m--')
hold on
axis([0,165000,0,2100])
grid minor
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Altura [m]');
title('PERFIL PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO - TRANSITORIO - DELTA C');
legend('Perfil Altimétrico [m]', 'Piezométrica [m]', 'MAOP nominal [m]', ...
        'MAOP reducida [m]', 'Transitorio +/- [m]', 'Location', 'BestOutside')

legend('Perfil Altimétrico [m]', 'Piezométrica [m]', ...
        'Piezométrica + Delta C', 'Piezométrica - Delta C', ...
        'MAOP nominal [m]', 'MAOP reducida [m]', 'Transitorio + [m]', ...
        'Transitorio + (DELTA C +)', 'Transitorio + (DELTA C -)', ...
        'Transitorio - [m]', 'Transitorio - (DELTA C +)', ...
        'Transitorio - (DELTA C -)', 'Location', 'BestOutside')
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PERFIL ALTIMÉTRICO - PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO -
%                               TRANSITORIO - PRESION SEGURA B31G - PRESION SEGURA B31GM
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==14;
L_transitorio=input('Punto origen Transitorio L[m]      : ');
t_c=2*L_transitorio/v_acustica;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';

```



```

DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);
esp_nom=DATOS_BASE(:,3);
porc_perd=DATOS_BASE(:,4);
POS_B31G=DATOS_BASE(:,8);
POS_B31GM=DATOS_BASE(:,9);

H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
H_piezo_TRpos=(H_1-(C_poliducto*progresiva))+delta_H_m;
H_piezo_TRneg=(H_1-(C_poliducto*progresiva))-delta_H_m;

%MAOP NOMINAL:
MAOP_nom_psi=esp_nom.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP=MAOP_nom_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_nom=(factorMAOP.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

%MAOP REDUCIDO:
esp_rem=esp_nom-(esp_nom.*(porc_perd./100));
MAOP_redu_psi=esp_rem.*(2*grado_API*1000*0.72/diametro);
factorMAOP_redu=MAOP_redu_psi.*6894.757293168;
H_MAOP_redu=(factorMAOP_redu.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

%PRESIÓN DE OPERACIÓN SEGURA B31G:
factorPOS_B31G=POS_B31G.*6894.757293168;
H_POS_B31G=(factorPOS_B31G.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

%PRESIÓN DE OPERACIÓN SEGURA B31G modificado:
factorPOS_B31GM=POS_B31GM.*6894.757293168;
H_POS_B31GM=(factorPOS_B31GM.*(1/(densidad*9.81)))+altimetrico;

% Determina el tamaño del pantalla del monitor que se está usando
scrsz = get(0, 'ScreenSize');
% Redimensiona un marco grafico al tamaño de la pantalla del monitor
figure('Position', [1 scrsz(2)+45 scrsz(3) scrsz(4)-115])

area(progresiva,altimetrico,'FaceColor','k')
hold on
plot(progresiva,H_piezo,'r','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_nom,'g','LineWidth',2)
hold on
plot(progresiva,H_MAOP_redu,'b')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRpos,'r')
hold on
plot(progresiva,H_piezo_TRneg,'r')
hold on
plot(progresiva,H_POS_B31GM,'k')
axis([0,165000,0,2100])
grid minor
xlabel('Progresiva [m]');
ylabel('Altura [m]');
title('PERFIL PIEZOMÉTRICO - MAOP NOMINAL - MAOP REDUCIDO - TRANSITORIO - B31Gm');
legend('Perfil Altimétrico [m]','Piezométrica [m]','MAOP nominal [m]',...
'MAOP reducida [m]','Transitorio +/- [m]','...',...
'Presión Operación Segura B31Gm','Location','BestOutside')
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% SALIR
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==15;
disp('----- ')
disp('MUCHAS GRACIAS...')
disp('----- ')
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% RECALCULAR
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
elseif grafico==16;
Poliducto
end
while grafico<=14
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%RESULTADOS HIDRÁULICOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
clc
espesor_mm=espesor*25.4;
DATOS_EXCEL='DATOS_POLIDUCTO_MATLAB';
DATOS_BASE=xlsread(DATOS_EXCEL);
progresiva=DATOS_BASE(:,1);
altimetrico=DATOS_BASE(:,2);
H_1=DATOS_BASE(1,2)+H_BOMBA;
H_piezo=H_1-(C_poliducto*progresiva);
P_mano_m=H_piezo-altimetrico;
P_mano_psi=densidad*9.81*0.000145038.*P_mano_m;
disp(['Diámetro NPS [plg] = ' num2str(diametro)])
disp(['Diámetro interno [m] = ' num2str(diamintm)])
disp(['Espesor tubería [plg] = ' num2str(espesor)])
disp(['Espesor tubería [mm] = ' num2str(espesor_mm)])
disp(['Grado API 5L-X = ' num2str(grado_API)])
disp(['Rugosidad tubería [plg] = ' num2str(rugosidad)])
disp(['Rugosidad relativa = ' num2str(rugrel)])
disp(['Coeficiente de pérdidas K = ' num2str(perd_R)])

```

```

disp(['Viscosidad dinámica [cP]          = ' num2str(visc_din)])
disp(['Viscosidad cinemática [m2/s]     = ' num2str(visc_cin)])
disp(['Viscosidad cinemática [cSt]      = ' num2str(visc_cin_cSt)])
disp(['Densidad fluido [kg/m3]          = ' num2str(densidad)])
disp(['Módulo de Bulk [MPa]             = ' num2str(moduloBulk)])
disp(['Caudal fluido [m3/s]             = ' num2str(caudal)])
disp(['Altura bomba-operación [m]       = ' num2str(H_BOMBA)])
disp(['Velocidad fluido [m/s]           = ' num2str(velocidad)])
disp(['Número de Reynolds               = ' num2str(reynolds)])
disp(['Factor de fricción (Colebrook)    = ' num2str(fcal_p)])
disp(['Factor constante C               = ' num2str(C_poliducto)])
disp(['Velocidad acústica a[m/s]         = ' num2str(v_acustica)])
disp(['Transitorio [m] (delta H)+/-     = ' num2str(delta_H_m)])
disp(['Transitorio [psi] (delta P)+/-    = ' num2str(delta_H_psi)])
disp(['Per.crit. Trans.total ducto [s]   = ' num2str(t_c_1)])
disp(['Presion salida Esmeraldas[psi]    = ' num2str(P_manos_psi(1,1))])
disp(['Presion llegada Sto.Domingo[psi]= ' num2str(P_manos_psi(166,1))])
disp('-----')
Graficospreliminar
end

```

ANEXO 3

**LICENCIA DE USO DE INFORMACIÓN
GEOGRÁFICA (I.G.M.)**



CARTOGRAFÍA DE LIBRE ACCESO

Licencia de Uso de la Información Geográfica

Bienvenido al espacio de recursos de información geográfica digital del Instituto Geográfico Militar. El acceso a esta información constituye un compromiso legal entre usted y el Instituto Geográfico Militar sobre el uso, tratamiento y distribución de los datos geográficos adjuntos.

Al acceder a este espacio de recursos, usted acepta haber entendido y estar de acuerdo con las cláusulas aquí expuestas.

Licencia General de Acceso y Uso Libre de la Información Geográfica: Base Nacional escala 1:1'000.000, Base Regional escala 1:250.000, Base escala 1:50.000, Base de Galápagos escala 1:25.000, Ortofotos varias escalas y Modelo Digital de Elevación del Instituto Geográfico Militar.

El Instituto Geográfico Militar, es una entidad del Estado Ecuatoriano, que de acuerdo al artículo 1 de la Ley de Cartografía Nacional, publicada en el Registro Oficial número 643 de 17 de julio de 1978, constituye la ENTIDAD OFICIAL responsable de la planificación, organización, dirección, coordinación, ejecución, aprobación y control de las actividades encaminadas a la elaboración de la Cartografía Básica de la República del Ecuador y del Archivo de Datos Geográficos y Cartográficos del país.

Los derechos de autor previstos en la Ley de Propiedad Intelectual, sobre la Cartografía Básica, corresponden al Instituto Geográfico Militar y por lo tanto, su uso debe ser autorizado por el IGM en los términos previstos en la Ley de la Cartografía Nacional y en su Reglamento de aplicación.

En tal virtud, el Instituto Geográfico Militar, concede a usted una *Licencia de Acceso y Uso Libre de la Información Geográfica Digital*, Base Nacional escala 1:1'000.000, Base Regional escala 1:250.000, Base Galápagos escala 1:25.000 y Modelo Digital de Elevación, con la finalidad de fomentar e impulsar el uso de las Infraestructuras de Datos Espaciales y será para su uso exclusivo, intransferible y sin fines de lucro.

La información que se pone a su disposición, ha sido producida en base a la generalización de Cartas Topográficas escala 1:50.000, siguiendo normas y estándares internacionales (ISO y OGC), que garanticen la interoperabilidad de los datos geográficos, permitiendo su utilización en Sistemas de Información Geográfica y afines.

Se prohíbe la venta, donación, cesión bajo sub-licencia, arrendamiento, préstamo público, comercialización o de cualquier otra forma conocida o por conocerse de transferencia de la propiedad, incluso como parte de otros servicios, así como también, la redistribución de los datos originales vía Internet; además no deberá ser utilizada para fines ilegales o inmorales o que puedan comprometer la seguridad nacional.

Con esta licencia, *usted se compromete a citar la fuente de la información utilizada, tanto para los datos originales, como para los productos que se deriven de ella o de su tratamiento, dejando en claro que el Instituto Geográfico Militar es el autor y propietario de los datos geográficos base.*

La información de autoría y propiedad deberá estar referida de la siguiente manera: INSTITUTO GEOGRÁFICO MILITAR, [AÑO DE EDICIÓN Y PUBLICACIÓN], [TIPO DE INFORMACIÓN] [ESCALA]; ejemplos:

1. Instituto Geográfico Militar, 2008, Base Nacional escala 1:1'000.000.
2. Instituto Geográfico Militar, 2012, Base Regional escala 1:250.000.
3. Instituto Geográfico Militar, 2011, Base escala 1:50.000.
4. Instituto Geográfico Militar, 2009, Base Galápagos escala 1:25.000.
5. Instituto Geográfico Militar, 2011, Ortofotografía del Ecuador.
6. Instituto Geográfico Militar, 2008, Modelo Digital del Terreno.

La presente licencia de uso no le exime de la obligación de registro para la realización de actividades cartográficas, según lo previsto en el Artículo 46 del Reglamento a la Ley de la Cartografía Nacional.

En caso de que la Geoinformación, otorgada bajo esta Licencia de Acceso y Uso Gratuito, sea requerida para actividades de valor agregado con fines de lucro, deberá obtener una Licencia de Uso Comercial en el IGM.

El Instituto Geográfico Militar se exime de toda responsabilidad por indebida, ilegal o inmoral utilización que

GeoChat

pueda darse a la Información geográfica descargada de este espacio y se reserva el ejercicio de las acciones que le concede la Ley en caso de incumplimiento de las condiciones de esta Licencia de Acceso y Uso.

EL DIRECTOR DEL INSTITUTO GEOGRÁFICO MILITAR

Licencia de Uso de la Información Geográfica

REGISTRO DE INFORMACIÓN

Compártelo:

Facebook 13

Twitter 1

GeoChat