

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

**PROPUESTA PARA LA REPARACIÓN DEL OLEODUCTO
PRIMARIO EXISTENTE EN EL CAMPO MARGINAL TIGUINO A
CARGO DE LA EMPRESA PETROBELL INC. GRANTMINING
S.A. BASADO EN LA NORMA ANSI/ASME B31G**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO**

MAURICIO XAVIER MORALES VELASCO

DIRECTOR: ING. FRANCISCO TERNEUS

CODIRECTOR: ING. FERNANDO MONTENEGRO

Sangolquí, Junio - 2011

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto "PROPUESTA PARA LA REPARACIÓN DEL OLEODUCTO PRIMARIO EXISTENTE EN EL CAMPO MARGINAL TIGUINO A CARGO DE LA EMPRESA PETROBELL INC. GRANTMINING S.A. BASADO EN LA NORMA ANSI/ASME B31G" fue realizado en su totalidad por Mauricio Xavier Morales Velasco, como requerimiento parcial para la obtención del título de Ingeniero Mecánico.

Ing. Francisco Terneus

DIRECTOR

Ing. Fernando Montenegro

CODIRECTOR

Sangolquí, 2011-06-DD

LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO

**“PROPUESTA PARA LA REPARACIÓN DEL OLEODUCTO PRIMARIO
EXISTENTE EN EL CAMPO MARGINAL TIGUINO A CARGO DE LA
EMPRESA PETROBELL INC. GRANTMINING S.A. BASADO EN LA NORMA
ANSI/ASME B31G”**

ELABORADO POR:

Mauricio X. Morales V.

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

Ing. Xavier Sánchez

DIRECTOR DE CARRERA

Sangolquí, 2011-06

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme vivir cada día y darme la fe, la fortaleza, la salud y la esperanza para terminar este trabajo.

A mis padres por enseñarme que la perseverancia es la virtud que se debe conservar para conseguir los sueños

Y especialmente a todos los que han creído en mí y han estado a mi lado a lo largo de mi vida...

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos al Ing. Francisco Terneus y al Ing. Fernando Montenegro, sin cuya valiosa dirección y apoyo no habría sido posible este proyecto de titulación.

También quiero agradecer de una manera muy especial a la empresa Petrobell Inc. Grantmining S.A. y a todo su personal por su aporte y colaboración para realizar este trabajo.

A mi familia por apoyarme incondicionalmente y ser un ejemplo de honestidad y dedicación.

A mis amigos por darme su confianza en los buenos y los malos momentos

Y principalmente a Dios por nunca dejarme solo, y por haberme enviado a todos ustedes para hacer posible este día.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO	ii
LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
INDICE DE CONTENIDOS	vi
RESUMEN	xxvii
CAPÍTULO 1	1
1 GENERALIDADES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 SITUACIÓN ACTUAL	3
1.4 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	4
1.5 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	4
1.6 OBJETIVOS	6
1.6.1 OBJETIVOS GENERALES	6
1.6.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
1.7 ANTECEDENTES	7
CAPÍTULO 2	8
2. MARCO CONTEXTUAL	8

2.1 HIDROCARBUROS	8
2.1.1 INTRODUCCIÓN	8
2.1.2 PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS	10
2.1.2.1 Propiedades Físicas de los Hidrocarburos	10
2.1.2.1.1 Densidad	10
2.1.2.1.2 Calor Específico	12
2.1.2.1.3 Poder Calorífico o Potencia Calorífica	12
2.1.2.1.3.1 Poder calorífico superior	13
2.1.2.1.3.2 Poder calorífico inferior	13
2.1.2.1.4 Punto de Ebullición	13
2.1.2.1.5 Viscosidad	15
2.1.2.1.6 Punto de Congelación	16
2.1.2.2 Propiedades Químicas de los Hidrocarburos	17
2.1.2.2.1 Factor de Caracterización	17
2.1.2.2.2 Acidez	18
2.1.2.2.3 Solubilidad	18
2.1.3 TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	19
2.1.3.1 Camión Cisterna	19
2.1.3.2 Buque para transporte de Hidrocarburos	20
2.1.3.3 Oleoductos	21
2.1.3.3.1 Tendido de Oleoductos	22
2.1.3.3.2 Características de las tuberías	24

2.1.3.3.3 Otras Consideraciones	25
2.1.3.3.4 Impacto Ambiental de los Oleoductos	26
2.1.3.3.4.1 Impactos directos: oleoductos costa afuera	26
2.1.3.3.4.2 Impactos directos: oleoductos en tierras altas	27
2.1.3.3.4.3 Impactos indirectos	28
2.2 MANTENIMIENTO	29
2.2.1 TIPOS DE MANTENIMIENTO	29
2.2.1.1 Mantenimiento Correctivo	29
2.2.1.1.1 Mantenimiento correctivo de emergencia	29
2.2.1.1.2 Reparaciones programadas	30
2.2.1.2 Mantenimiento Preventivo o Basado en el Tiempo	30
2.2.1.2.1 Desventajas del mantenimiento preventivo	31
2.2.1.3 Mantenimiento Predictivo o Basado en la Condición	31
2.2.1.4 Mantenimiento Basado en la Confiabilidad - RCM	31
2.2.1.5 Mantenimiento Productivo Total (TPM)	32
2.2.1.6 Mantenimiento Proactivo	32
2.2.1.7 Combinación de Tipos del Mantenimiento	33
2.2.2 REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO DE OLEODUCTOS	35
2.2.2.1 TAREAS DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN	38
2.2.2.1.1 Tareas Preventivas	39
2.2.2.1.1.1 Protección Externa	39
2.2.2.1.1.1.1 Revestimientos	39

2.2.2.1.1.1.2 Sistema de Protección Catódica	40
2.2.2.1.1.1.2.1 Protección Catódica para corriente Impresa	40
2.2.2.1.1.1.2.2 Ánodos Galvánico, Ánodos de Sacrificio.	40
2.2.2.1.1.2 Protección Interna	41
2.2.2.1.1.2.1 Inhibidores	41
2.2.2.1.1.2.2 Control de fluido Transportado	42
2.2.2.1.1.2.3 Seguimiento y Monitoreo	42
2.2.2.1.1.2.4 Limpieza	42
2.2.2.1.2 Tareas Correctivas	43
2.2.2.1.2.1 Reparaciones	43
2.2.2.1.2.2 Cambio de Línea	45
2.2.2.2 Frecuencia del Mantenimiento	46
2.2.2.2.1 Corto Plazo	46
2.2.2.2.2 Mediano Plazo	47
2.2.2.2.3 Largo Plazo	47
2.3 MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS	48
2.3.1 RESEÑA HISTÓRICA	48
2.3.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO	51
2.3.3 PASOS A SEGUIR EN EL CÁLCULO CON EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS DE PROBLEMAS (FUNCIONAMIENTO DE PROGRAMAS DE ELEMENTOS FINITOS)	52
2.3.3.1 Pre – Procesamiento de Datos	52
2.3.3.2 Cálculo con el Método de Elementos Finitos	53

2.3.3.3 Pos – Procesamiento de Datos	54
2.3.4 LIMITACIONES DEL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS	54
CAPÍTULO 3	56
3. MEDICIÓN Y TOMA DE DATOS	56
3.1 MEDICIÓN	56
3.1.1 DEFINICIÓN	56
3.1.2 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN	56
3.1.2.1 Exactitud	56
3.1.2.2 Resolución	56
3.1.2.3 Rango	57
3.1.2.4 Sensibilidad	57
3.1.3 CLASIFICACIÓN	57
3.1.3.1 Medición Directa	57
3.1.3.1.1 Errores en las medidas directas	57
3.1.3.1.1.1 Error absoluto	57
3.1.3.1.1.2 Error relativo	58
3.1.3.2 Medición Indirecta	58
3.1.4 MEDICIÓN DE PARAMETROS	58
3.1.4.1 Espesores	58
3.1.4.2 Presión	59
3.1.4.3 Temperatura	60
3.1.4.4 Caudal	61

3.1.4.5	Viscosímetro	62
3.1.4.5.1	Normas	65
3.1.4.6	Densidad	65
3.1.4.6.1	Norma	65
3.2	DETERMINACIÓN DE CONDICIONES DE OPERACIÓN	66
3.2.1	Presión	66
3.2.2	Temperatura	67
3.2.3	Caudal	68
3.2.4	Espesor de Pared de la Tubería	68
3.2.4.1	Equipos	68
3.2.4.2.	Condición Superficial, de Temperatura y Técnica de Barrido	69
3.2.4.2.1	Condición Superficial	69
3.2.4.2.2	Rango de Temperaturas	69
3.2.4.2.3	Barrido	69
3.2.4.3.	Proceso	71
3.2.4.4	Registros Adicionales	71
3.2.5	Longitud de la Tubería	72
3.2.6	Densidad del Crudo	73
3.2.6.1	Procedimiento	73
3.2.6.2	Cálculo	78
3.2.7	Viscosidad del Crudo	80
3.2.7.1	Procedimiento para Líquidos Opacos	81

3.2.7.2 Cálculos.	84
CAPÍTULO 4	86
4. SELECCIÓN DEL SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE FLUIDOS	86
4.1 SELECCIÓN DE SOFTWARE PARA ANÁLISIS DE FLUIDOS QUE UTILICEN EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS	86
4.1.1 Primera Etapa: Definición de Parámetros de Selección Objetiva	86
4.1.2 Segunda Etapa: Definición de Parámetros de Selección Subjetiva	87
4.1.3 Tercera Etapa: Presentación de Posibles Alternativas de Mercado	87
4.1.3.1 Requerimientos Operativos del Software	88
4.1.3.2 Metodología de Cálculo	89
4.1.3.3 Aplicaciones y Usos	94
4.1.4 Cuarta Etapa: Selección de la Alternativa más adecuada	95
CAPITULO 5	97
5. DETERMINACIÓN DEL PERFIL DE PRESIONES DEL OLEODUCTO	97
5.1 CÁLCULO DEL PERFIL DE PRESIONES DEL OLEODUCTO CON EL SOFTWARE PARA DE ANÁLISIS DE FLUIDOS QUE UTILIZA EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS	97
5.1.1 INGRESO DE DATOS DE ENTRADA	97
5.1.1.1 Caracterización del Crudo	97
5.1.1.2 Propiedades de la Línea de Flujo (Oleoducto)	100
5.1.2 DETERMINACIÓN DEL PERFIL DE PRESIONES PARA EL	102

OLEODUCTO UBICADO EN EL CAMPO MARGINAL TIGUINO	
5.1.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS	105
CAPÍTULO 6	107
6. EVALUACIÓN DE CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN Y ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE REPARACIÓN	107
6.1 APLICACIÓN NORMA B31G	107
6.1.1 PROCEDIMIENTO	108
6.1.1.1 Análisis de integridad de la tubería según el procedimiento de ASME/ANSI B31G	108
6.1.1.1.1 Medición de Profundidad Máxima del Defecto	110
6.1.1.1.2 Cálculo de la Longitud Axial Máxima Permisible para el Defecto	111
6.1.1.1.3 Evaluación del MAOP en Áreas Corroídas	113
6.1.1.2. Análisis de integridad por Mecánica de Fracturas Aplicando la Norma B31G	117
6.1.1.3 Criterios Complementarios a la Norma ASME/ANSI B31G	121
6.1.1.3.1 Análisis de Integridad de la Tubería con criterios de la norma ASME/ANSI B31.4	121
6.1.1.3.1.1 Análisis de otro tipo de Defectos según Norma B31.4	122
6.1.1.3.2 Análisis de Integridad con criterio de la Norma ASME/ANSI B31G Modificada	123
6.1.1.4 Análisis del Escenario Futuro o Análisis de la Vida Remanente de la Tubería	124
6.1.2 CÁLCULOS	125
6.1.2.1 Cálculo para el Diseño del Espesor de Pared del Oleoducto	126

6.1.2.2 Análisis de Integridad de la Tubería con criterio de la norma ASME/ANSI B31.4	129
6.1.2.3 Análisis de la integridad de la Tubería según la Norma ASME/ANSI B31G	130
6.1.2.4 Análisis de la integridad de la Tubería según criterio de ASME/ANSI B31G MODIFICADA	133
6.1.2.5 Análisis de la integridad de la Tubería según la Mecánica de Fracturas	133
6.1.2.6 Análisis del Escenario Futuro o Análisis de Vida Remanente	135
6.1.2.7 Análisis de otros defectos en la tubería	136
6.1.2.8 Análisis según el Perfil de Presiones	136
6.1.3 Tablas de Resultados	137
6.2 TOMA DE DECISIONES CON RESPECTO A LA REPARACIÓN DEL OLEODUCTO	141
6.3 ELABORACIÓN DE LA PROPUESTA PARA LA REPARACIÓN PARA EL OLEODUCTO	141
6.3.1 ACTIVIDADES NECESARIAS PARA LA REPARACIÓN DEL OLEODUCTO	141
6.3.1.1 Asignación de Responsabilidades	142
6.3.1.2 Movilización de Equipos y Personal	142
6.3.1.3 Trabajos Preliminares	143
6.3.1.3.1 Identificación de secciones de tubería a ser remplazadas	143
6.3.1.3.2 Construcción de Nuevas Secciones	143
6.3.1.3.3 Soldadura	144

6.3.1.3.3.1 Identificación de los Soldadores:	144
6.3.1.3.3.2 Inspección de la soldadura	145
6.3.1.3.4 Doblado de Tubería	146
6.3.1.3.4.1 Consideración dimensional	146
6.3.1.3.4.2 Operación de doblado	146
6.3.1.3.5 Conexiones a Presión (Hot Taps)	147
6.3.1.3.5.1 Método de ejecución	147
6.3.1.3.6 Empalme de Tuberías (Tie-In)	149
6.3.1.3.6.1 Método de ejecución	149
6.3.1.3.7 Consideración de Prueba Hidrostática	150
6.3.1.3.8 Seguridad Industrial y Medio Ambiente	150
6.3.1.3.8.1 Seguridad Industrial	150
6.3.1.3.8.2 Medio Ambiente	152
6.3.2 RECURSOS NECESARIOS PARA LA REPARACIÓN DEL OLEODUCTO	152
6.3.2.1 Documentación	152
6.3.2.2 Equipos e Instrumentos	153
6.3.2.3 Insumos	153
6.3.2.3.1 Detalle de Insumos	154
CAPÍTULO 7	159
7. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO	159
7.1 INVERSIONES PROYECTADAS	159
7.1.1 Costo Inicial de Inversión	159

7.1.2 Costos Directos de Inversión	160
7.1.3 Costos Indirectos de Inversión	160
7.2 INGRESOS	163
7.3 EGRESOS	164
7.4 BENEFICIOS	164
7.5 ANÁLISIS TIR, VAN Y B/C	165
CAPÍTULO 8	168
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	168
8.1 CONCLUSIONES	168
8.2 RECOMENDACIONES	169

TABLAS

Tabla 2.1 Constante de corrección de la Densidad	11
Tabla 2.2 Constante de corrección de la Densidad	12
Tabla 2.3 Factores de Caracterización del Crudo	18
Tabla 3.1. Manómetros	60
Tabla 3.2 Datos de Presión del Oleoducto Primario en el Campo Marginal Tiguino	67
Tabla 3.2 Datos de Temperatura del Oleoducto Primario en el Campo Marginal Tiguino	67
Tabla 3.2 Datos de Caudal del Oleoducto Primario en el Campo Marginal Tiguino	68
Tabla 3.3 Longitud del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino	72
Tabla 3.4 Densímetros Recomendados	78
Tabla 3.5 Ejemplos de Números de Tabla de TMP (Tablas de Medición de Petróleo)	79
Tabla 3.6 Gravedad API Crudo de Producción Campo Marginal Tiguino	81
Tabla 3.7 Tipos de Viscosímetros	82
Tabla 3.8 Densidad, Viscosidad Cinemática y Dinámica	85
Tabla 4.1 Matriz de Selección	95
Tabla 5.1 Valores Ingresados de Caracterización del Crudo	97
Tabla 5.2 Valores Ingresados de Propiedades de Línea de Flujo	100

Tabla 5.3 Valores Ingresados de Caracterización del Crudo	101
Tabla 5.4 Valores Ingresados para la Determinación del Perfil de Presiones del Oleoducto	103
Tabla 5.5 Resultados del Perfil de Presiones	105
Tabla 5.6 Análisis de Resultados del Perfil de Presiones	106
Tabla 6.1 Datos de Medición Tubería	125
Tabla 6.2 Datos de Diseño Oleoducto Primario Tiguino	126
Tabla 6.3 Espesores Promedio de Informes de Medición de Espesores	135
Tabla 6.4 Resultados de Análisis Norma B31.G, y criterios complementarios de Normas B31.4 y B31.G MODIFICADA	137
Tabla 6.5 Resultados de Análisis de la Vida Remanente	138
Tabla 6.6 Resultados de Diferentes Defectos en Tuberías	139
Tabla 6.7 Resultados de Análisis de Defectos	139
Tabla 6.8 Tuberías a Reparar por tipo de Defecto	140
Tabla 6.9 Detalle de Tuberías a Reparar o Reemplazar	140
Tabla 6.10 Detalle de Tubería utilizada para la reparación del Oleoducto	154
Tabla 6.11 Tramos y Juntas soldadas para la Reparación de Oleoducto	155
Tabla 7.1 Detalle de Costos de Ingeniería para la Reparación del Oleoducto (Costo de Inversión Inicial)	160
Tabla 7.2 Detalle de Costos de Servicios para la Reparación del Oleoducto	161
Tabla 7.3 Detalle de Insumos proporcionados por Petrobell Inc. Grantmining S.A para la reparación del Oleoducto.	162

Tabla 7.4 Mano de Obra para la reparación del Oleoducto.	162
Tabla 7.5 Costos Directos de Inversión para la reparación del Oleoducto	162
Tabla 7.6 Costos de Ingeniería y Supervisión del Proyecto (Costos Indirectos de Inversión).	162
Tabla 7.7 Tabla resumen de Costos de Inversión para la Reparación del Oleoducto.	163
Tabla 7.8 Ingresos de Producción que se transporta a través del Oleoducto	163
Tabla 7.9 Egresos de Operación del Oleoducto	164
Tabla 7.10 Depreciación de partes reparadas del Oleoducto	165
Tabla 7.11 Beneficios (Flujo de Caja)	166
Tabla 7.12 Análisis de Rentabilidad del Proyecto	166

FIGURAS

Figura 2.1 Clasificación de los Hidrocarburos	9
Figura 2.2 Buque Petrolero	21
Figura 2.3 Tendido de Oleoducto Superficial y Subterráneo	23
Figura 2.4 Tendido de Oleoducto sobre Soportes	24
Figura 2.5 Derrame de Crudo en Oleoducto	28
Figura 2.6 Combinación de Técnicas de Mantenimiento	34
Figura 2.7 PIG's con tecnología MFL	36
Figura 2.8 PIG's con tecnología UT	36
Figura 2.9 Sistemas de Protección Catódica por corriente impresa	40
Figura 2.10 Sistemas de Protección Catódica por Ánodo de Sacrificio	41
Figura 2.11 Grapa para tubería	45
Figura 2.12 Mala de Elementos Finitos	51
Figura 3.1 Medidor de Espesores por Ultrasonido	
Figura 3.2 Termómetro Infrarrojo	61
Figura 3.3 Medidor de Caudal de Desplazamiento Positivo	62
Figura 3.4 Viscosímetro Saybolt	63
Figura 3.5 Viscosímetro de Tubo Capilar	63
Figura 3.6 Viscosímetro de Oswald- Cannon-Fenske	64
Figura 3.7 Balanza Mohr Westphal	66
Figura 3.8 Posición de los Cuatro Cuadrantes para el Barrido de la Medición de Espesores por Ultrasonido	70

Figura 3.9 Longitud de Defecto	72
Figura 3.10 Lectura de la Escala del Densímetro para liquido Transparentes	76
Figura 3.11 Lectura de la escala del Densímetro para Liquido Opacos	77
Figura 5.1 Propiedades “Black Oil”	98
Figura 5.2 Datos de Viscosidad del Crudo	99
Figura 5.3 Propiedades de la Línea de Flujo (Oleoducto)	101
Figura 5.4 Transferencia de Calor de la Línea de Flujo (Oleoducto)	102
Figura 5.5 Datos para el Cálculo del Perfil de Presiones	103
Figura 5.6 Perfil de Presiones del Oleoducto Primario del Campo Tiguino	104
Figura 6.1 Procedimiento para el Análisis de la Resistencia Remanente en Tuberías con Defectos por Corrosión según ASME/ANSI B31G	109
Figura 6.2 Curva para determinar valor B	112
Figura 6.3 Parámetros de Corrosión utilizados en el Análisis	112
Figura 6.4 Curva para obtener P' como una función de d/t para valores de A menores o iguales a 4	115
Figura 6.5 Curva para obtener P' como función de d/t para valores de A mayores a 4	116
Figura 6.6 Perfil Parabólico para Defecto por Corrosión Pequeño según ASME/ANSI B31G	117
Figura 6.7 Perfil Rectangular para Defecto por Corrosión Grande según ASME/ANSI B31G	117
Figura 6.8 Dimensiones del Defecto	118

Figura 6.9 Abultamiento por presión Interna	119
Figura 6.10 Detalle de junta soldada	155

NOMENCLATURA

- A** : Factor adimensional para evaluar el área corroída.
- A_c** : Tolerancia de Corrosión, en mm (in)
- A_b** : Área de la sección del bisel de la junta soldada, en mm² (in²)
- A_f** : Tolerancia de fabricación, mm (in)
- B** : Contante adimensional de la longitud axial permisible del defecto.
- C** : Constante de calibración del viscosímetro (mm²/s)/s
- d** : Máxima profundidad medida del área corroída (profundidad del defecto) en mm (in).
- D** : Diámetro externo nominal de la tubería, en mm (in)
- D_e** : Diámetro exterior del electrodo, en mm (in)
- E** : Factor de Unión de Junta Soldada
- E_f** : Eficiencia de deposición del metal del Proceso de soldadura.
- ERF** : Factor Estimado de Reparación
- F** : Factor de diseños apropiado según ASME B31.4, B31.8 o B31.11
- GE** : Gravedad específica del hidrocarburo a 60°F
- k** : Índice de Consistencia de Herschel - Buckley
- K** : Contante de corrección Densidad
- K_{UOP}** : Factor de Caracterización del crudo
- L** : Máxima longitud axial permitida para el área corroída en mm (in)
- L_e** : Longitud utilizable del electrodo, en mm (in)
- L_M** : Longitud axial medida del área corroída en mm (in)

- M*** : Factor de Abultamiento (Factor de Folias)
- MAOP***: Máxima Presión Permitida de Operación, por sus siglas en ingles “Maximum Allowable Operating Pressure”, en MPa (psi)
- N*** : Número de Juntas a soldar
- p*** : Índice de Comportamiento de Herschel - Buckley
- P*** : La mayor presión entre MAOP o presión calculada de la ecuación 6.8, en MPa (psi)
- P_c*** : Presión Máxima que resiste la tubería con el espesor nominal, en MPa (psi)
- P_i*** : Presión de Diseño, en MPa (psi)
- P_t*** : Perímetro de la tubería a soldar, en mm (in)
- P´*** : Presión máxima segura para un área corroída en MPa (psi).
- R*** : Radio exterior nominal de la tubería, en mm (in)
- s*** : Constante de Sutherland
- S*** : Esfuerzo Permitido, en MPa (psi)
- SMYS***: Esfuerzo Mínimo a la Fluencia, por sus nombre en ingles “Specified Minimum Yield Strenght”, en MPa (psi.)
- SP.GR***: Densidad específica a 60 °F
- t*** : Espesor para la presión de diseño, en mm (in).
- T*** : Factor de temperatura del código B31 apropiado (T=1 en este caso)
- T*** : Temperatura del Crudo, en °C (°F), a la cual se de sea conocer alguna propiedad que varíe con la temperatura (viscosidad, densidad, conductividad, etc.)

- T_0 : Temperatura del Crudo, en °C (°F), a la cual se conoce el dato de alguna propiedad que varíe con la temperatura (viscosidad, densidad, conductividad, etc.)
- T_v : Temperatura volumétrica media en grados Rankin
- t_c : Espesor calculado según la norma de diseño, en mm (in)
- t_f : Espesor promedio de la última medición de espesores, en mm (in)
- t_{fl} : Tiempo de flujo promedio, s.
- t_i : Espesor promedio de la anterior medición de espesores, en mm (in).
- t_n : Espesor nominal de pared de la tubería en mm (in)
- t_M : Espesor medido de pared de la tubería en mm (in)
- T_M : Tiempo entre medición de espesores
- v_c : Fracción de volumen del crudo
- V_c : Velocidad de corrosión en mm/año (in/año)
- v_w : Fracción de volumen del agua
- VR : vida remanente de la tubería en años
- α : Representan cualquiera de las propiedades que se desee conocer que varíe con la temperatura (viscosidad, densidad, conductividad, etc.)
- α_0 : Representan el valor de cualquiera de las propiedades conocida que varíe con la temperatura (viscosidad, densidad, conductividad, etc.)
- γ : Razón de Deformación del Fluido
- γ_{API} : Gravedad específica, °API
- η : Viscosidad dinámica, mPa.s (cP)
- μ : Viscosidad Dinámica, en Pa.s (cP)
- μ_m : Viscosidad de la mezcla agua – crudo, en Pa.s (cP)

- μ_c : Viscosidad del crudo, en Pa.s (cP)
- μ_w : Viscosidad del agua, en Pa.s (cP)
- ν : Viscosidad cinemática, mm²/s (cSt)
- ρ : Densidad, kg/m³, a la misma temperatura utilizada para la determinación de viscosidad cinemática
- ρ_r : Densidad, kg/m³ (lb /ft³) a la temperatura de referencia, r °C
- ρ_t : Densidad, kg/m³ (lb /ft³) a la temperatura de referencia, t °C
- σ_f : Esfuerzo de Falla, en MPa (psi)
- $\bar{\sigma}$: Esfuerzo de Flujo, en MPa (psi)

ANEXOS

ANEXO A: Datos laboratorio SGS	171
ANEXO B: Hoja de toma de Datos de Medición de espesores	172
ANEXO C: Datos Relevantes de la medición de Espesores	173
ANEXO D: Informe Anual de Producción de Petrobell Inc. Grantmining S.A	184
ANEXO E: Cuestionario de Selección Subjetiva	185
ANEXO F: Cuestionario de Selección Objetiva	186
ANEXO G: Reparación Oleoducto CPF-CONONACO .Procedimiento O – PR – 001	187
ANEXO H: Tabulación de Ejemplos de Esfuerzos Permitidos de Referencia usados en Sistemas de Tuberías con el Alcance de ASME B31.3 (Código de diseño de construcción y operación de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y otros Líquidos por Ductos de Tubería)	195
ANEXO I: Carta de Conformidad del Trabajo Realizado	196

RESUMEN

Gran parte de la actividad económica mundial está relacionada con el consumo de derivados del Petróleo. Multitud de actividades que dependen del petróleo y sus derivados tienen lugar en localizaciones muy diversas, por lo que la distribución física de este producto es una actividad de gran importancia.

En este contexto las empresas hidrocarburíferas ecuatorianas pueden elegir entre diferentes medios para transportar dicho producto: camión cisterna, buque, u oleoductos. Este último constituye un medio de transporte muy interesante para largas distancias y necesita de la toma de decisiones de carácter estratégico y táctico como la definición de políticas de renovación y mantenimiento de instalaciones. Este punto sumamente importante para la disponibilidad del transporte y distribución de crudo, pero principalmente para salvaguardar los frágiles ecosistemas de la amazonia ecuatoriana y sus pobladores, evitando explosiones, derrames y problemas que puedan generar impacto ambiental en los sitios donde se desarrolla la actividad petrolífera.

A partir de lo expuesto anteriormente, la Carrera de Ingeniería Mecánica de la Escuela Politécnica del Ejército propone como tesis de grado y solicita el auspicio de la empresa Petrobell Inc. Grantmining S.A. para la elaboración de la propuesta de reparación del oleoducto primario existente en el Campo Marginal Tiguino a cargo de la Empresa Petrobell Inc. Grantmining S.A. basándose en las normas ASME/ANSI B31G.

Para poder elaborar la propuesta para la reparación del oleoducto antes mencionado se determinaron las condiciones de trabajo del oleoducto tomando en cuenta espesores de pared, longitud de la tubería, características físicas y químicas del crudo, así como presión, caudal y temperatura de operación. Todas estas magnitudes tomadas directamente de la instrumentación del Campo Tiguino, de ensayos de laboratorio o del informe de medición de espesores realizada por la empresa contratista "Snap Pipe" quien ganó el concurso de licitación para esta tarea.

Posteriormente se eligió a PIPESIM 2003 como el software de análisis de fluidos más apropiado para la elaboración del perfil de presiones del oleoducto primario existente en el campo Marginal Tiguino. Con los resultados proporcionados por este software se realizó el respectivo análisis del perfil presiones, donde se pudo verificar que el perfil de presiones se comporta como una curva descendente donde en ningún punto podrá sobrepasar la máxima presión de operación lo que implica que los datos de presiones puntuales a lo largo del oleoducto no influirán en el análisis de integridad realizado bajo la norma ASME/ANSI B31G.

Aplicando los criterios establecidos en la norma ASME/ANSI B31G, se realizó un análisis de integridad del oleoducto, bajo una evaluación determinista de la carga por presión máxima de operación que la tubería del oleoducto puede soportar en presencia de defectos causados por las pérdidas de metal por corrosión (disminución de espesores), y otro tipo de defectos (abolladuras, rayones, etc.) decidiendo así si la tubería puede operar o no sin riesgo de falla. Para lo cual se utilizó el programa Microsoft Excel para la elaboración de la memoria de cálculo pertinente para determinar que secciones del oleoducto deben ser reparadas. Con los resultados de este análisis se propuso las actividades y recursos necesarios para la reparación del oleoducto primario existente en el campo Marginal Tiguino.

Desde el punto de vista económico, es necesario realizar la inversión para la reparación de oleoducto dado que es la única vía de transporte del crudo de producción del campo Marginal Tiguino, y una posible falla de la integridad del oleoducto podría causar derrames de crudo lo que conllevaría a grandes pérdidas económicas e incalculables daños al ecosistema de la amazonia ecuatoriana. Es así, que mediante la aplicación de los índices financieros como el VAN, TIR y C/B se pudo determinar que el proyecto es viable y rentable para los intereses de la empresa auspiciante.

Finalmente se concluye con los análisis de todos los aspectos que se desarrollaron en el presente proyecto, y con la seguridad de que esta propuesta se constituirá en una valiosa herramienta que permita, no solo diagnosticar el estado actual del oleoducto primario del Campo Marginal

Tiguino sino también como una fuente de información para la ejecución de la reparación del mismo.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como finalidad proponer las actividades y recursos necesarios para la reparación del oleoducto primario perteneciente al campo Marginal Tiguino operado por la empresa Petrobell Inc. Grantmining S.A.; para este fin se aplican métodos de evaluación de la aptitud del servicio en recipientes cilíndricos de pared delgada sometidos a presión interna, como es el caso de las tuberías destinadas al transporte de hidrocarburos. Todos estos componentes que conforman el oleoducto están expuestos a ambientes donde las pérdidas de metal por corrosión se presentan frecuentemente y como consecuencia traen la disminución de la resistencia mecánica del componente y por tanto de la vida en servicio o vida remanente de los mismos.

Los defectos en la tubería se debieran a pérdida de metal a causa de la corrosión, en el presente trabajo son evaluados bajo los criterios establecidos en el código ASME/ANSI B31G, lo que implica una evaluación determinista de la carga por presión máxima de operación que una tubería puede soportar en presencia de defectos causados por la corrosión, decidiendo así si la tubería puede operar o no sin riesgo de falla. Como el nombre lo sugiere, una evaluación de la aptitud para el servicio siempre asegurará que la tubería es adecuada y está en condición segura para la operación.

La evaluación de la capacidad para soportar carga requiere por lo tanto de un análisis de integridad, que refiere a la inspección de la tubería para determinar el contenido de defectos, sean estos por corrosión externa o por la disminución de los espesores de pared (obteniendo estos datos por una medición de espesores por ultrasonido) además de la recopilación de datos de diseño, condiciones de operación y el análisis del perfil de presiones del oleoducto mediante la aplicación de un software especializado para realizar este cálculo; con el fin de obtener una mejor estimación de la carga segura que pueda soportar la tubería sin que esta llegue a la falla, y provoque los ya conocidos

daños ambientales y perjuicios económicos tanto para la empresa, el estado, la sociedad y el medio ambiente.

1.2 ANTECEDENTES

Gran parte de la actividad económica mundial está relacionada con el consumo de derivados del Petróleo. Multitud de actividades que dependen del petróleo y sus derivados tienen lugar en localizaciones muy diversas, por lo que la distribución física de este producto es una actividad de gran importancia.

Y nuestro país no está alejado de esta realidad, Ecuador es un país cuya economía depende directamente de las exportaciones de crudo. Por otro lado nuestras reservas de hidrocarburos las encontramos principalmente en la región amazónica ecuatoriana en zonas de difícil acceso, lo que implica un problema para las empresas petrolíferas públicas y privadas que operan en el país.

En este contexto las empresas hidrocarburíferas pueden elegir entre diferentes medios para transportar dicho producto: camión cisterna, oleoducto, buque, etc. Cada uno de estos medios presenta ventajas relativas en diferentes situaciones. En particular, el oleoducto constituye un medio de transporte muy interesante para largas distancias y aún más cuando la fiabilidad de este es superior a la del resto de medios de transporte. Los costes de construcción de un oleoducto son elevados, pero una vez operativo, el oleoducto ofrece costes variables reducidos; puede operar en cualquier hora del día y solo emplea energía en desplazar el producto y no en desplazar el recipiente que lo contiene (como ocurre en otros medios).

En relación con los oleoductos surgen problemas de diferente naturaleza. En efecto, se plantean decisiones de carácter estratégico, como por ejemplo, las relativas al diseño y al trazado del oleoducto, e incluso otras de carácter táctico como son: los regímenes de bombeo de crudo, determinación de tarifas (en el caso de ser necesario) o la definición de políticas de renovación y mantenimiento de instalaciones.

Este último punto sumamente importante para la disponibilidad del transporte y distribución de crudo, pero principalmente para salvaguardar los frágiles ecosistemas de la amazonia ecuatoriana y sus pobladores, evitando explosiones, derrames y problemas que puedan generar impacto ambiental en los sitios donde se desarrolla la actividad petrolífera.

1.3 SITUACIÓN ACTUAL

La empresa Petrobell Inc. Grantmining S.A. operadora del campo Marginal Tiguino, en sus instalaciones posee un oleoducto primario que cumple la función de trasladar el crudo de producción desde el CPF (Centro de Facilidades y Proceso) hasta la Unidad LACT (Lease Automatic Custody Transfer) o Unidad de Arriendo Automático de Transferencia de Custodia, lugar donde el crudo de producción es fiscalizado.

Este oleoducto primario tiene una longitud de 16,335 Km y está compuesto de 1249 tubos unidos por juntas soldadas. El oleoducto fue construido hace aproximadamente 22 años bajo la norma ASME B31.4, con API 5l x42, material comúnmente utilizado para la fabricación de tubos de acero según la norma API (American Petroleum Institute), un diámetro nominal de 6” y cedula 40, además opera con una presión máxima de 7584,23 KPa. (1100 psi.)

El oleoducto trabaja alrededor de 8 horas diarias transportando toda la producción del campo estimada en 2384.81 m³ (15000 barriles) de crudo por día.

Estas instalaciones a simple vista se puede ver que se encuentran deterioradas debido a la corrosión que sufren, además de poseer un deficiente plan de mantenimiento para a alargar la vida remanente del mismo.

En el oleoducto únicamente se realizan inspecciones visuales de manera diaria y mediciones integrales de los espesores del oleoducto con frecuencias de 3 años aproximadamente.

Cabe mencionar que el plan de mantenimiento actual no toma en cuenta actividades básicas como el uso de “PIG´s” o raspadores, o la toma de

información sobre cupones y probetas para el monitoreo de la corrosión interior del oleoducto.

1.4 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El notorio deterioro por corrosión del oleoducto primario localizado en el Campo Marginal Tiguino, disminuye la resistencia mecánica del componente, y por consecuencia la capacidad para soportar carga por presión interna; poniendo así en riesgo la integridad del transporte de la producción hidrocarburífera, y aún con más importancia, pone en peligro los frágiles ecosistemas de la amazonía ecuatoriana; sumándose a esto el deficiente plan de mantenimiento que contribuye en muy poco a la solución de este problema .

Situación que podría traer graves perjuicios económicos no solo a la empresa Petrobell Inc Grantiming S.A sino también al estado ecuatoriano, que depende de los recursos del petróleo para solventar su economía.

Además una falla inesperada del oleoducto podría causar daños medio ambientales irreparables para la zona, en donde se encuentra localizada.

1.5 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

El mantenimiento de los oleoductos es un problema de carácter táctico muy importante y trascendental para la industria del petróleo además de ser un procedimiento indispensable debido a su importancia económica, ya que la distribución del producto es vital dentro de un normal desenvolvimiento de las relaciones comerciales operador – estado, puesto que una paralización inesperada del oleoducto, a causa de la falta de mantenimiento o por un mantenimiento deficiente, puede desembocar en pérdidas millonarias tanto para el estado ecuatoriano como para la operadora petrolera que distribuye por medio de oleoducto su producción petrolífera.

Por otro lado y aún con más importancia el mantenimiento de los oleoductos se erige como una necesidad imprescindible dentro de lo que es la

preservación y el cuidado del medio ambiente. Un descuido en la operación o el mantenimiento de un oleoducto podría causar eventualmente un derrame de crudo, que perjudicaría en forma irreversible los frágiles ecosistemas de la amazonia ecuatoriana y consecuentemente a los habitantes del sector afectado.

En la provincia de Orellana se encuentra localizado el Campo marginal Tiguino actualmente a cargo de la empresa **Petrobell** Inc. Grantmining S.A.; lugar donde se encuentra el oleoducto primario Tiguino – Cononaco, el cual fue construido con un diámetro nominal de 6 pulgadas, cedula 40, y 16.334 km. de longitud para una presión nominal de diseño de 7584,23 KPa. (1100 psi.). Este oleoducto lleva operando aproximadamente 22 años de manera ininterrumpida, transportando la producción petrolífera de la empresa que oscila entre 2114.53 m³ (13300 barriles) y 2511.99 m³ (15800 barriles) de crudo diarios. Este oleoducto presenta deterioro en sus paredes a causa de la corrosión.

Además es preciso señalar que este oleoducto es pieza fundamental dentro de las operaciones en el Campo Marginal Tiguino y su paralización inesperada debido a su deterioro, significaría un grave problema para la distribución de la producción petrolífera de este campo.

Es por esta razón que la empresa **Petrobell** Inc. Grantmining S.A. consciente de la responsabilidad social y ambiental que involucran las actividades hidrocarburíferas en las áreas en la que se realiza la explotación de crudo, lleva acabo planes de contingencia muy bien estructurados para prever cualquier riesgo o eventualidad que pueda afectar a la sociedad o al medio ambiente, se ve en la necesidad de desarrollar la reparación del oleoducto primario existente en el campo marginal Tiguino, para lo cual se utilizará el análisis tanto de los espesores de pared de la tubería, así como del perfil de presiones con la que opera la misma; esto junto a los criterios que expone la norma ANSI/ASME B31G para la Determinación de la Resistencia Remanente de Tuberías Corroídas, norma utilizada especialmente para tuberías, oleoductos y gasoductos que se encuentra en operación y han experimentado algún tipo de deterioro a causa de la corrosión. Todo esto con la única finalidad de recuperar

el oleoducto y distribuir la producción hidrocarburífera de la empresa de manera segura y eficiente bajo rigurosos estándares de calidad.

1.6 OBJETIVOS

1.6.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar la propuesta para la Reparación del oleoducto primario existente en el Campo Marginal Tiguino a cargo de la Empresa **Petrobell** Inc. Grantmining S.A. basado en la norma ANSI/ASME B31G.

1.6.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Determinar las condiciones actuales de trabajo del Oleoducto primario ubicado en el campo Marginal Tiguino, tomando en cuenta espesores de pared, longitud de la tubería, características físicas y químicas del crudo, así como presión, caudal y temperatura de operación.
- Determinación del Software apropiado para la elaboración del perfil de presiones del oleoducto primario existente en el campo Marginal Tiguino.
- Elaborar un análisis del Perfil de Presiones del oleoducto primario situado en el campo Marginal Tiguino., empleando un software que utilice el método de elementos finitos para el cálculo.
- Contrastar y evaluar los resultados del perfil de presiones arrojados por el software, con el estado de la tubería según la medición de espesores; a la luz de norma ANSI/ASME B31G con la finalidad de tomar decisiones sobre la reparación del Oleoducto primario localizado en el campo Marginal Tiguino.

1.7 ALCANCE

El alcance del presente proyecto es proponer las actividades y los recursos necesarios para la reparación del oleoducto operado por la empresa **Petrobell** Inc. Grantmining S.A., utilizando para este fin los criterios que la norma ANSI/ASME B31G presenta; esto con los datos proporcionados por el análisis del perfil de presiones del oleoducto primario existente en el Campo Marginal Tiguino y los datos de la medición de espesores de pared de tubería del mismo.

CAPÍTULO 2

MARCO CONTEXTUAL

2.1 HIDROCARBUROS

2.1.1 INTRODUCCIÓN

La explotación de los hidrocarburos constituye una actividad económica de primera importancia, pues estos son parte esencial de una diversidad de productos, como: plásticos, ceras, lubricantes y principalmente de combustibles líquidos y gaseosos (gasolina, petróleo diesel, kerosene y gas licuado). Además a partir de los hidrocarburos se obtiene una gran cantidad de materias primas con diferentes aplicaciones para la industria, tales como etileno, polipropileno, solventes y metanol, entre los más conocidos.

Los Hidrocarburos se definen como los compuestos orgánicos más simples, razón por la cual pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos. Están constituidos en su mayoría por largas cadenas químicas de hidrógeno y carbono, cuya estructura molecular consiste en un armazón de átomos de carbono a los que se unen los átomos de hidrógeno.

Según la estructura de los enlaces entre los átomos de carbono, los hidrocarburos se clasifican en:

Hidrocarburos alicíclicos, alifáticos, unalifáticos, o de cadena abierta: estos a su vez se dividen en:

- Hidrocarburos saturados (alcanos o parafinas), que no tienen enlaces dobles, triples, ni aromáticos, sólo múltiples enlaces individuales, y de cadena.
- Hidrocarburos no saturados o insaturados, que tienen uno o más enlaces dobles (alquenos u olefinas) o triples (alquinos o acetilénicos) entre sus átomos de carbono.

Hidrocarburos cíclicos, hidrocarburos de cadena cerrada que a su vez se subdividen en:

- Cicloalcanos, que tienen cadenas cerradas de 3, 4, 5, 6, 7 y 8 moléculas de carbono saturados o no saturados.
- Hidrocarburos aromáticos, no saturados, que poseen al menos un anillo aromático además de otros tipos de enlaces.

Por otro lado los hidrocarburos sustituidos son compuestos que tienen la misma estructura que un hidrocarburo, pero que contienen átomos de otros elementos distintos al hidrógeno y el carbono en lugar de una parte del hidrocarburo. Dentro de este extenso grupo tenemos: ácidos carboxílicos, alcoholes, aldehídos, amidas, aminas, cetonas, halógenos, ésteres y éteres.



Figura 2.1 Clasificación de los Hidrocarburos

Fuente: Química Orgánica para Ingeniería

Los hidrocarburos extraídos directamente de formaciones geológicas en estado líquido se conocen comúnmente con el nombre de petróleo, mientras que los que se encuentran en estado gaseoso se les conoce como gas natural.

2.1.2 PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS

2.1.2.1 Propiedades Físicas de los Hidrocarburos

2.1.2.1.1 Densidad

La densidad es la relación entre el peso de un determinado volumen de muestra a una temperatura.

Una manera de medir la densidad de los líquidos es por medio de aerómetros los cuales posee la escala Baumé, definida como una función hiperbólica de la densidad. Cada elemento de la división de la escalera Baumé se denomina grado Baumé.

$$^{\circ}\text{Beume} = \frac{140}{\rho_t} - 130$$

(2.1)

Donde:

ρ_t : Densidad a temperatura de la muestra

La medida de la densidad a través de un areómetro involucra la lectura simultánea de la temperatura de la muestra. El valor obtenido se corrige por medio de tablas, fórmulas o ábacos para alcanzar el valor de la densidad ρ_{20} (Densidad a 20 °C)

Una fórmula de corrección muy aceptada para la corrección de la densidad obtenida por aerómetros es la que se presenta a continuación:

$$\rho_{20} = \rho_t \pm K(t - 20)$$

(2.2)

En donde K es una contante de corrección que depended de la densidad del producto, según la Tabla 2.1:

Tabla 2.1 Constante de corrección de la Densidad

d_4^{20}	0,60-0,70	0,70-0,76	0,76-0,80	0,80-0,85	0,85-0,88	0,88-0,90
K	0,0009	0,00085	0,0008	0,00075	0,00065	0,00062

Fuente: NUÑES O, F. et al. Hidrocarburos. Pg.16

En la industria petrolera la densidad se expresa por medio de la gravedad API, de sus siglas en inglés “American Petroleum Institute”, la misma que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Su cálculo se lo hace con la siguiente fórmula:

$$Gravedad\ API = \frac{141.5}{GE(60^{\circ}F)} - 131.5$$

(2.3)

Donde:

GE: Es la gravedad específica del hidrocarburo a 60°F

Generalmente, un mayor valor de gravedad API en un producto de refinería representa que éste tiene un mayor valor comercial. Esto básicamente debido a la facilidad (operacional y económica) de producir destilados valiosos como gasolina, jet fuel y gasóleo con alimentaciones de crudos livianos y a los altos rendimientos de los mismos.

Esta regla es válida hasta los 45 grados API, más allá de este valor las cadenas moleculares son tan cortas que hacen que los productos tengan menor valor comercial.

El Petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extra pesado, de acuerdo con su medición de gravedad API.

Tabla 2.2 Clasificación del Petróleo según Gravedad API

Tipo de Crudo	°API	Densidad (kg/m ³)
Liviano	>31,1	<070
Medio	22,3-31,1	020-870
Pesado	10,0-22,3	1000-920
Extra Pesado	<10	>1000

Fuente: NUÑES O, F. et al. Hidrocarburos. Pg.16

2.1.2.1.2 Calor Específico

Es la cantidad de calor que se requiere aplicar a la unidad de peso para aumentar su temperatura en un grado.

Se utilizan unidades como: *Kcal/Kg°C* , *KJ/Kg°C* , *Btu/lb°F*

El calor específico en estado líquido es una función prácticamente lineal de la temperatura, excepto para los hidrocarburos ligeros.

Depende asimismo de la densidad y de la naturaleza química de los hidrocarburos existentes en las fracciones, lo que se tiene presente empleando una curva de corrección en función del factor de caracterización.

El calor específico a presión constante en estado vapor, es función de las mismas variables; dependiendo además de manera muy sensible, de la presión.

2.1.2.1.3 Poder Calorífico o Potencia Calorífica

A la cantidad de calor liberada por la combustión de la unidad de volumen o de peso de un combustible, se denomina poder calorífico o potencia calorífica.

La magnitud del poder calorífico puede variar de acuerdo como se mida. Según la forma de medir se utiliza la expresión poder calorífico superior (abreviadamente, PCS) y poder calorífico inferior (abreviadamente, PCI).

2.1.2.1.3.1 Poder calorífico superior

Es la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de 1 kg de combustible; cuando el vapor de agua originado en la combustión está condensado y se contabiliza, por consiguiente, el calor desprendido en este cambio de fase, también es llamado poder calórico neto.

El poder calorífico de una muestra de combustible, se mide en una bomba calorimétrica. La muestra de combustible y un exceso de oxígeno se inflama en la bomba y tras la combustión, se mide la cantidad de calor.

La bomba se enfría con este fin a temperatura ambiente. Durante dicho enfriamiento, el vapor de agua se condensa y este calor de condensación del agua está incluido en el calor resultante.

2.1.2.1.3.2 Poder calorífico inferior

Es la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de 1 kg de combustible sin contar la parte correspondiente al calor latente del vapor de agua de la combustión, ya que no se produce cambio de fase, y se expulsa como vapor.

2.1.2.1.4 Punto de Ebullición

Este se define como la temperatura a la cual un líquido puro, pasa al estado de vapor a una presión preestablecida en cualquier punto de su masa líquida.

Para todas las series de hidrocarburos homólogos, el punto de ebullición se incrementa con el número de átomos de carbono que conforman la molécula.

Generalmente, los aromáticos poseen puntos de ebullición más altos que los correspondientes nafténicos o parafínicos.

En el caso de mezclas, a presión constante, existe un rango de temperaturas en el cual el vapor y el líquido coexisten en equilibrio. En este rango el límite inferior es la temperatura de burbuja y el superior a la de rocío. Estas

temperaturas no se deben confundir con el punto inicial y final de ebullición de una destilación.

Las fracciones que se obtienen en el procesamiento del crudo (refinación) están dadas por el rango de ebullición y la presión de vapor del producto.

Fracciones con temperaturas de ebullición por debajo de los 200°C, se usan como combustibles de motores a ignición por bujías y se encuentran agrupadas en las denominadas naftas.

En las mismas, no se admiten elevadas cantidades de hidrocarburos de alta volatilidad y los de alto punto de ebullición; conllevan dificultades en la distribución de la mezcla en los cilindros.

La fracción de ebullición comprendida entre los 180 y 300°C cumple requerimientos de iluminación y es designada como Kerosene. En éstos, no se admiten hidrocarburos de alta volatilidad por motivos de seguridad; los de peso molecular superior producen llamas humeantes, mientras que los hidrocarburos de altas viscosidades imposibilitan un flujo regular a través de las mechas de los artefactos.

Desde el punto de vista de la estabilidad térmica y el mejor poder antidetonante, los aromáticos son deseables en las naftas, no obstante un elevado contenido de éstos en el Kerosene produce llamas con hollín.

El Kerosene no debe poseer tendencia a la formación de hollín, humo o cenizas al ser utilizado como combustible para turbinas de aviación.

La fracción comprendida entre los 270 y 350°C es la denominada gas oil, la cual resulta adecuada como combustible de ignición por compresión (Diesel).

En ésta es elemental la estabilidad térmica de los hidrocarburos, dado que en los motores diesel el gas oil se enciende por la elevada temperatura que se genera por la compresión.

Por otro lado, los parafínicos existentes en este rango de ebullición, se solidifican a temperatura ambiente provocando taponamientos.

La viscosidad de esta fracción también es relevante, dado que el combustible es atomizado dentro del cilindro, una alta viscosidad genera mala atomización y con ello un encendido defectuoso, mientras que si es demasiado baja, produce goteo además de incrementar el desgaste en el equipo inyector.

La fracción restante del petróleo (>350°C) es denominada residuo “largo” y puede ser: parafínico: si predomina en su composición este tipo de hidrocarburos, o asfáltico: si predominan los nafténicos o aromáticos.

Los parafínicos preferentemente isoparafínicos son aconsejables para la obtención de aceites lubricantes.

2.1.2.1.5 Viscosidad

Es una magnitud física que mide la resistencia interna al flujo de un fluido, resistencia producto del frotamiento de las moléculas que se deslizan unas contra otras. La inversa de la viscosidad es la fluidez.

La viscosidad es un parámetro que influye en la potencial emisión de contaminantes, dado que es una determinante en las condiciones de la combustión.

Además resulta importante para definir las posibilidades de bombeo de los productos y el tipo de régimen de los caños.

La viscosidad es una especificación de primer orden en los aceites lubricantes, ya que condiciona las cualidades requeridas para la lubricación.

Existen tablas que reflejan la viscosidad de los distintos hidrocarburos puros, líquidos, vapor y de fracciones del petróleo, estando en este último caso en estrecha relación con el peso molecular y la estructura química.

La magnitud de la viscosidad depende de la conformación química del crudo, de manera que a mayor proporción de fracciones ligeras, menor es la viscosidad.

Este valor depende además de la temperatura ambiente, de forma que cuanto menor resulta ésta, más viscoso es un crudo.

Existen diversas unidades para definir la viscosidad, siendo las más utilizadas las descritas a continuación:

- Viscosidad absoluta: Representa la viscosidad dinámica del líquido y es medida por el tiempo en que tarda en fluir a través de un tubo capilar a una determinada temperatura. En el SI (Sistema Internacional) la unidad física de la viscosidad dinámica es el pascal – segundo (Pa.s) pero unidades como el poise o el centipoise son las más utilizada para fines prácticos.
- Viscosidad cinemática: Representa la característica propia del líquido desechando las fuerzas que genera su movimiento, obteniéndose a través del cociente entre la viscosidad absoluta y la densidad del producto en cuestión. La unidad para el SI es m²/s, mientras que las unidades más utilizadas son el stoke y el centistoke.

$$\text{Viscosidad Cinemática} = \frac{\text{Viscosidad Absoluta}}{\text{Densidad}} \quad (2.4)$$

Usualmente se utilizan varias unidades para referirse a la viscosidad cinemática. Además de centistokes existen las escalas (SSU) segundos Saybolt universal, (SSF) segundo Saybolt Furol, (RI) Segundos Redwood I y (°E) grados Engler.

2.1.2.1.6 Punto de Congelación

Determina la temperatura a la que un líquido se solidifica. En los hidrocarburos, este aumenta con el peso molecular, no cumpliéndose en todos los casos.

En los parafínicos; se cumple en las cadenas normales mientras las cadenas isomeradas poseen puntos de congelamiento más bajos. Por otro lado, los

parafínicos isomerados de alta simetría tienen puntos de congelamiento superiores para el mismo número de átomos de carbono en la molécula. De manera similar ocurre con los aromáticos.

Este parámetro caracteriza de manera adecuada el contenido en parafinas de los aceites, constituyendo además un factor básico para determinar los límites de temperatura del bombeo de los productos en invierno.

No hay una regla general para prever el punto de congelación a partir de parámetros clásicos, tales como la densidad, K_{UOP} y el punto de anilina, debido que la composición de los destilados es muy compleja.

2.1.2.2 Propiedades Químicas de los Hidrocarburos

2.1.2.2.1 Factor de Caracterización

El factor de caracterización K_{UOP} , es un valor que permite identificar o caracterizar el tipo de crudo en cuanto a su composición química, (base parafínica, mixta, nafténica, aromática).

Se lo calcula con la siguiente fórmula propuesta por Nelson, Watson y Murphy de la sociedad U.O.P (Universal Oil Products):

$$K_{UOP} = \frac{\sqrt[3]{T_v(^{\circ}R)}}{SP.GR (60^{\circ}F)}$$

(2.5)

Donde:

T_v : Temperatura volumétrica media en grados Rankin
SP.GR : Densidad específica a 60 °F

La Temperatura volumétrica media, es la temperatura de ebullición de un componente hipotético con características equivalente a la mezcla de hidrocarburos analizada.

Los crudos se pueden clasificar según lo señalado anteriormente en Parafínicos Normales, Mixtos con Ciclos y cadenas Equivalentes, Nafténicos Puros o Aromáticos Ligeramente Sustituidos y Aromáticos Puros:

Tabla 2.3 Factores de Caracterización del Crudo

Tipo Químico Preponderante	Factor K_{UOP}
A- Parafínicos Normales e Iso	13
B-Mixtos con Ciclos y Cadenas Equivalentes	12
C-Nafténicos Puros o Aromáticos Ligeramente Sustituidos	11
D-Aromáticos Puros	10

Fuente: NUÑES O, F. et al. Hidrocarburos. Pg.13

Un valor K de 12.1 estará representado por un crudo de base parafínico, mientras que un valor menor de 11.5 determinará que se trata de un nafténico. Siendo los valores intermedios representados por crudos mixtos.

2.1.2.2 Acidez

Este parámetro clasifica los crudos en agrios y dulces en función del contenido de azufre.

Los crudos que poseen contenidos de azufre superiores al 1%, son llamados agrios (son corrosivos), mientras que los que se encuentran por debajo de dicho valor, dulces.

El azufre debe ser eliminado de los productos destilados no sólo por los problemas de contaminación atmosférica que genera, sino porque el azufre es un veneno de los catalizadores utilizados en la refinación, disminuye la calidad de las naftas y se transforma en anhídrido sulfuroso por combustión, que en presencia de agua produce ácido sulfúrico muy diluido corroe fuertemente los tubos de escape y las chimeneas.

2.1.2.3 Solubilidad

Los hidrocarburos son solubles entre sí en todas las proporciones.

La separación de los componentes puede llevarse a cabo con solventes polares, como el dióxido de azufre, furfural y otros. En éstos, los aromáticos se disuelven de manera más fácil que los parafínicos y nafténicos.

Por otro lado, los hidrocarburos de elevado peso molecular con los de inferior peso molecular son miscibles en cierto grado; determinando que la solución se sature provocando la precipitación del componente de mayor peso.

2.1.3 TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

El papel del transporte en la industria petrolera es considerable: Europa Occidental importa el 97% de sus necesidades, principalmente de África y de Oriente Medio y Japón el 100%.

Pero los países que se autoabastecen están apenas mejor dotados, porque los yacimientos más importantes se encuentran a miles de kilómetros de los centros de consumo, en EE.UU como en Rusia, en Canadá como en América Latina.

En el mundo del petróleo los oleoductos y los buques tanqueros son los medios por excelencia para el transporte del crudo a largas distancia, mientras que los camiones cisterna son utilizados para cortas distancias.

El paso inmediato al descubrimiento y explotación de un yacimiento es su traslado hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a exportación.

2.1.3.1 Camión Cisterna

Para transportar los hidrocarburos sean estos desde las plataformas petroleras de producción hasta los centros de acopio de la producción, o los combustibles desde las plantas de despacho hasta las estaciones de servicio, en cualquiera de los casos se utilizan camiones cisterna, especialmente diseñados y equipados con las últimas tecnologías.

Los camiones más modernos pueden transportar aproximadamente 40.000 litros de combustible, contando además con dispositivos electrónicos que miden permanentemente la carga recibida, en tránsito y despachada. Utilizan un sistema de carga ventral -esto es, el líquido ingresa por la parte inferior del tanque.

De esta manera no se genera electricidad estática disminuyendo el riesgo de incendios y además se recuperan los gases que se encuentran dentro del receptáculo, evitando que sean liberados a la atmósfera.

En general, el transporte por camión cisterna ha recibido una primordial atención como medio idóneo para la movilización de cargas en cortas distancias.

En el caso del camión, si bien, el consumo de combustible por tonelada-kilómetro es más alto, tiene mayor flexibilidad. Puede llegar “puerta a puerta” con un mínimo de transbordos y puede operar con menores costos fijos.

2.1.3.2 Buque para transporte de Hidrocarburos

Los buques para transportar hidrocarburos, son en realidad, verdaderos tanques flotantes. En Europa, el aprovisionamiento de zonas industriales alejadas del mar exige el equipamiento de puertos capaces de recibir los superpetroleros de 300.000 y 500.000 Tn. de carga, almacenamientos gigantes para la descarga y tuberías de conducción (pipe-lines) de gran capacidad.

Los buques petroleros o buques-tanque llevan las máquinas propulsoras a popa, para evitar que el árbol de la hélice atraviese los tanques de petróleo y como medida de protección contra el riesgo de incendio.

Algunos de los petroleros de mayor porte encuentran dificultades para atracar en puertos que carecen de calado adecuado o no disponen de muelles especiales. En estos casos se recurre a boyas fondeadas a distancia conveniente de la costa, provista de tuberías.

Estas se encuentran conectadas a terminales en tierra, que permiten a los grandes buques petroleros amarrar y descargar el petróleo sin necesidad de ingresar al puerto.

En el lenguaje de transporte marítimo petrolero la carga constituida por petróleo crudo y productos negros se denomina SUCIA, y aquella representada por gasolinas y destilados se llama carga LIMPIA. De allí que a los tanqueros, se les identifique por el tipo de carga como buque para carga sucia o carga limpia.



Figura 2.2 Buque Petrolero

Fuente: Seguridad Marítima en Buques Tanque Petroleros

2.1.3.3 Oleoductos

El oleoducto o pipe line de crudo se ha constituido en una solución satisfactoria para transportar grandes volúmenes de petróleo liviano, mediano, pesado y extra pesado desde los campos petrolíferos a las refinerías y/o terminales ubicadas a corta, mediana distancia o también en algunos casos largas distancias en un mismo país o a países vecinos.

Podemos diferenciar dos tipo de oleoductos de acuerdo al servicio que estos prestan: los oleoductos primarios que están destinados al transporte de crudos

(petróleo), desde los centros de extracción y recolección, hasta los sitios de transferencia de custodia, almacenamiento, o de refinación.

Por otro lado tenemos los oleoductos secundarios que están destinados al transporte de los productos refinados o derivados del crudo (petróleo), desde las plantas de proceso o refinerías hasta los centros de distribución mayoristas y usuarios finales. Productos tales como: gasolina, diesel, gasnafta, gasolina de aviación, gasoil, etc.

Ambos tipos demandan enormes inversiones de capital para su construcción, pero los costos operativos de mano de obra y mantenimientos son relativamente bajos. Lo relevante es que transportan el crudo ininterrumpidamente 24 horas al día, salvo desperfectos o siniestros inesperados, y a precios que difícilmente otros medios de transporte podrían ofrecer en igualdad de condiciones.

Además no solo facilitan el transporte terrestre, sino que también se utilizan oleoductos subterráneos para llevar a tierra la producción de yacimientos ubicados en el mar, lejos de la costa (off shore), y a veces a grandes distancias como en el lago de Maracaibo en Venezuela , el golfo de México, el mar del Norte y otras áreas.

Varios oleoductos conectados entre sí pueden formar un sistema o red cuyo servicio de transporte se utiliza local, regional, nacional e internacionalmente.

El oleoducto está formado por varios tubos de acero unidos y tienen distintas capacidades de transporte, dependiendo del tamaño de la tubería. En líneas generales, el diámetro de los oleoductos varía entre 4" hasta más de 40".

2.1.3.3.1 Tendido de Oleoductos:

El tendido de oleoductos se hace sobre una trocha o vereda, que en la construcción de caminos equivaldría a la fase primaria de la apertura de la ruta de penetración. Generalmente se empieza la trocha de un extremo a otro, pero también puede comenzarse por ambos extremos.

Cuando el oleoducto es muy largo se opta por hacer la trocha simultáneamente por tramos intermedios que se van uniendo según un programa definido de trabajo.

Subsecuentemente, como sucede con la trocha, puede optarse por hacer el tendido simultáneo del oleoducto desde varios tramos con el propósito de acelerar la terminación de la obra, ganarle tiempo al tiempo y evitar condiciones atmosféricas adversas.



Figura 2.3 Tendido de Oleoducto Superficial y Subterráneo

Fuente: Técnicas de Detección de Fallas para Oleoductos

Los tubos de diámetro pequeño pueden obtenerse con roscas en un extremo (espiga o macho) y una unión o anillo roscado internamente en el otro (caja o hembra) que facilitan el acoplamiento o enrosque de los tubos. Los tubos de diámetros mayores se fabrican con ambos extremos sin roscas y se acoplan por medio de un cordón de soldadura.

Luego de terminada la obra, el oleoducto es probado a determinada presión y si no hay fugas o fallas estructurales se declara apto para el servicio.

Generalmente el oleoducto va tendido sobre soportes, ubicados a determinada distancia entre sí, de manera que la tubería queda a una cierta altura para evitar que se corra por contacto directo con el suelo. Si la tubería tiene que

estar en contacto directo con el suelo, entonces se recubre con capas de materiales especiales para protegerla de la corrosión.

En ciertos tramos no queda otra opción que enterrar la tubería y para esto se protege con el recubrimiento adecuado.

En el caso que tenga que cruzar riachuelos o ríos muy angostos se opta por suspenderlo adecuadamente. Si se trata de ríos muy anchos, se puede elegir por tenderlo, debidamente recubierto y bien fondeado, sobre el mismo lecho del río o enterrarlo en una trinchera bien acondicionada o hacer el cruce por debajo del fondo del río por medio de un túnel.



Figura 2.4 Tendido de Oleoducto sobre Soportes

Fuente: Evaluación de líneas de Transporte de Hidrocarburos

2.1.3.3.2 Características de las tuberías

Durante el proceso de diseño de la tubería se toma en cuenta una variedad de factores. Es esencial el tipo o calidad del acero de los tubos, la resistencia de la tubería a fuerzas longitudinales, externas e internas, diámetros externos, espesor y peso por metro lineal. Estas propiedades determinan la competencia de la tubería, la misma es importante debido a que el flujo del petróleo se logra por presión a lo largo del oleoducto

Los diámetros de las tuberías abarcan una serie muy variada, desde diámetro externo de 101,6 mm (4 pulgadas) hasta 1.626 mm (64 pulgadas). Para cada diámetro hay una variedad de espesores y por ende tubos de diferente peso por unidad lineal.

2.1.3.3.3 Otras Consideraciones

Es muy importante tener una apreciación real de la ruta del oleoducto. El perfil topográfico del terreno servirá para ubicar las ocurrencias naturales como depresiones, cerros, colinas, montañas, llanuras, pantanos, lagunas, quebradas, riachuelos y ríos.

Las diferencias de altitud o desnivel entre puntos de la vía, referidos al nivel del mar, y las distancias entre estos puntos, son datos importantes y necesarios para calcular la presión de bombeo requerida a todo lo largo del oleoducto, habida cuenta de otros factores, como son características del crudo, volumen máximo de crudo que podría bombearse diariamente y el diámetro y otros detalles de la tubería.

En la práctica, en puntos de la ruta hay que incorporar estaciones adicionales de bombeo para garantizar el volumen de flujo deseado, mucho más importante en el caso de oleoductos largos. La distancia entre estaciones puede ser de 65 a 95 kilómetros o más. En el caso de transporte de crudo pesados y extra pesados se utilizan hornos o plantas para calentar el crudo y reducir su viscosidad y facilitando el bombeo. Esto implica tener que disponer de estaciones adicionales de calentamiento en la ruta para mantener la viscosidad deseada. Otra alternativa para reducir viscosidad es mezclarlos con otros crudo más livianos.

Otra opción es la de bombeo de crudo con agua para que ésta sirva como un reductor de fricción, pero esto requiere la disposición de medios para separar y macerar el agua en la terminal donde llegará el crudo.

2.1.3.3.4 Impacto Ambiental de los Oleoductos

Los oleoductos y gasoductos costa afuera, cerca de la orilla y en tierra alta causan diferentes impactos ambientales, según su tipo, como explican los siguientes párrafos. La magnitud de los impactos dependerá del tipo y tamaño de la tubería; su significado dependerá del grado en que se afecten los recursos naturales y sociales.

2.1.3.3.4.1 Impactos directos: oleoductos costa afuera

La instalación de oleoductos costa afuera o cerca de la orilla puede causar la pérdida de los organismos bénticos y los que se alimentan en el fondo, debido a la excavación de las zanjas y/o la turbiedad relacionada con la colocación de la tubería. El significado de estos impactos dependerá del tipo de recurso acuático que sea afectado y la magnitud del efecto.

La construcción del oleoducto puede producir la resuspensión temporal de los sedimentos del fondo. Esa redistribución puede alterar las características de los hábitat acuáticos y provocar cambios en la composición de las especies. Estos efectos dependerán del tipo e importancia de los organismos acuáticos afectados.

Si la excavación para el oleoducto ocurre en las áreas costa afuera o cerca de la orilla, donde los químicos tóxicos se hayan acumulado en los sedimentos (p.ej., en los puertos cerca de las descargas industriales de químicos tóxicos, como mercurio y bifenol policlorado (BPC), la colocación de la tubería puede causar la resuspensión de estos sedimentos tóxicos y bajar, temporalmente, la calidad del agua sobre el oleoducto. Puede haber bioacumulación de estos químicos tóxicos en los organismos acuáticos (p.ej., peces y moluscos).

En las áreas costa afuera y cerca de la orilla que se utilizan para pesca de fondo, los oleoductos pueden interferir con la rastra del fondo, causando la pérdida o daños al equipo de pesca, así como rotura casual de la tubería. Al arrastrar un ancla, se puede causar daños al oleoducto y provocar derrames de petróleo.

2.1.3.3.4.2 Impactos directos: oleoductos en tierras altas

La instalación de los oleoductos puede causar erosión en el área de la tubería. En las áreas montañosas, esto puede provocar la inestabilidad de los suelos y causar derrumbes. El escurrimiento y sedimentación pueden bajar la calidad del agua de los ríos y arroyos durante la construcción.

La instalación de los oleoductos y caminos de mantenimiento puede alterar los modelos de drenaje, bloquear el agua, levantar el nivel freático en el lado ascendente del oleoducto, y esto puede causar la muerte o reducción de la vegetación, como los árboles. Si el oleoducto pasa por un bosque grande, el impacto puede ser importante. Además, se puede alterar el suministro de agua a los humedales.

La creación del derecho de vía puede provocar una invasión de plantas exóticas que competirán con la vegetación nativa. Si no se controlan, puede haber un impacto significativo a largo plazo. Asimismo, la instalación de la tubería puede fragmentar el hábitat de las áreas naturales (p.ej., tierras silvestres), y provocar la pérdida de especies y reducir la biodiversidad.

En las áreas desarrolladas, los oleoductos y gasoductos pueden interferir con el uso del suelo y desplazar la población, debido a la instalación de la tubería y las subestaciones. Algunos tipos de actividades agrícolas pueden ser afectadas, solamente a corto plazo, durante el periodo de construcción.

Los oleoductos que se colocan sobre la tierra pueden crear barreras para los seres humanos y la fauna migratoria. Esto puede ser importante, dependiendo de la extensión y ubicación de la tubería,

Los sitios arqueológicos están sujetos a daños o pérdida durante la construcción de oleoductos.

La construcción de oleoductos puede causar la interrupción temporal del tráfico. Esto puede ser significativo en las áreas desarrolladas, si el oleoducto cruza las rutas principales de transporte.

Las roturas y fugas, así como los desechos generados en las estaciones de bombeo y transferencia, pueden causar, potencialmente, la contaminación de

los suelos, aguas superficiales y el agua freática. La importancia de esta contaminación depende del tipo y magnitud de la fuga, y el tipo y volumen de los desechos que se generen, y el grado en el que se afecte el recurso natural. La rotura de los oleoductos que cruzan los ríos u otras extensiones de agua pueden causar importantes daños ambientales.

Las fugas o roturas de los gasoductos pueden causar explosiones e incendios. En las áreas desarrolladas, estos accidentes representan un riesgo importante para la salud humana.

2.1.3.3.4.3 Impactos indirectos

Los poliductos de tierra alta pueden inducir desarrollo secundario (p.ej., ocupación ilegal) dentro del derecho de vía del oleoducto. Este desarrollo no planificado puede sobrecargar la infraestructura existente del área afectada.

Los oleoductos de tierra alta pueden permitir acceso a las áreas que, de otra manera, serían inaccesibles (ej. tierras silvestres). Esto puede provocar la degradación y explotación de estas áreas



Figura 2.5 Derrame de Crudo en Oleoducto

Fuente: Evaluación de líneas de Transporte de Hidrocarburos

2.2 MANTENIMIENTO

El mantenimiento es uno de los pilares fundamentales de una industria productiva o de servicios, no es posible hablar de producción con estándares y normas de calidad si no existe un mantenimiento adecuado de máquinas, equipos, procesos, instalaciones, etc.

El mantenimiento es el conjunto de acciones técnicas de ingeniería y de gestión empresarial que buscan mantener o conservar una máquina, equipo o bien para producir de la forma más económica posible, optimizar el consumo de los recursos.

2.2.1 TIPOS DE MANTENIMIENTO

2.2.1.1 Mantenimiento Correctivo

Este mantenimiento consiste en solucionar un problema una vez que exista la falla, el mantenimiento correctivo puede ser en caso de emergencia o programado

2.2.1.1.1 Mantenimiento correctivo de emergencia

El mantenimiento correctivo de emergencia debe ser aplicado lo más rápidamente posible con el objetivo de evitar daños humanos, materiales y por supuesto evitar los costos.

El problema con este tipo de mantenimiento es que la falla se presenta de un momento a otro, siendo inoportuno en momentos de mayor demanda.

También se puede presentar cuando existen fallas no detectadas a tiempo y ocurridas en partes cuyo reemplazo hubiera resultado más económico, ocasionando daños a otros elementos que en ese momento se encontraban en buen estado.

Otro problema frecuente es que se debería tener la disposición de un capital invertido en piezas y repuestos, donde la adquisición y compra puede fallar en

casos como equipos discontinuados, partes importadas, desconocimiento del fabricante, etc.

2.2.1.1.2 Reparaciones programadas

De igual manera que el anterior este mantenimiento se corrige en el momento de la falla pero en muchos casos se realiza ante un hecho cierto.

La diferencia que existe con el mantenimiento anterior es que en este caso no existe el grado apremio o prisa del anterior, sino que los trabajos pueden ser programados sin interferir de forma considerable en las tareas de producción.

Para no interferir en las tareas de producción, se programa las paradas del equipo, pero también se va acumulando varios trabajos sobre el mismo, para que en la parada se realicen todos los trabajos que durante el funcionamiento no se pueden realizar. Estas paradas se recomiendan por lo general en períodos de baja demanda, vacaciones, cambios de turno, fines de semana, o momentos en los que la empresa tiene determinados para este tipo de actividades.

En la mayoría de casos en las que las paradas son programadas, también se tiene paradas que son repentinas por la aparición de fallas, por esta razón en este tipo de mantenimiento se encuentran semejantes inconvenientes que el mantenimiento de emergencia.

2.2.1.2 Mantenimiento Preventivo o Basado en el Tiempo

Consiste en reacondicionar o sustituir a intervalos regulares un equipo o sus componentes, independientes de su estado en ese momento.

Este mantenimiento busca optimizar al mínimo las fallas de los equipos, desarrollando inspecciones sistemáticas, ajustes y eliminación de defectos que producen futuras fallas, a través de una programación que puede realizarse en unidades de tiempo como son: horas de trabajo, días, semanas, recorridos, kilómetros.

El mantenimiento preventivo en lo posible se anticipa a la aparición de fallas utilizando fuentes de información internas y externas. Como registros, datos estadísticos historial de los equipos, planos, instalaciones y repuestos en el caso de información interna; y como fuente externa son catálogos, datos del fabricante, etc.

2.2.1.2.1 Desventajas del mantenimiento preventivo

Una de las desventajas más frecuentes son los cambios innecesarios, ya que en muchas de las ocasiones se deben remplazar repuestos cuyo estado todavía es bueno y podrían permanecer en operación.

En equipos cuyo mantenimiento requiere de mano de obra calificada, el grado de dificultad es considerable porque se requiere personal en cortos periodos de tiempo que en muchas ocasiones se debe importar técnicos de otros países.

Los costos de repuestos en stock involucran un capital que puede ser considerable, en especial con repuestos importados.

2.2.1.3 Mantenimiento Predictivo o Basado en la Condición

Consiste en inspeccionar los equipos a intervalos regulares y tomar acción para prevenir las fallas o evitar las consecuencias de las mismas según condición.

Incluye tanto las inspecciones objetivas (con instrumentos) y subjetivas (con los sentidos), como la reparación del defecto (falla potencial).

2.2.1.4 Mantenimiento Basado en la Confiabilidad - RCM

El RCM es uno de los procesos desarrollados durante 1960 y 1970 con la finalidad de ayudar a las personas a determinar las políticas para mejorar las funciones de los activos físicos y manejar las consecuencias de sus fallas.

Tuvo su origen en la Industria Aeronáutica. De éstos procesos, el RCM es el más efectivo.

El Mantenimiento RCM pone tanto énfasis en las consecuencias de las fallas como en las características técnicas de las mismas, mediante:

Integración de una revisión de las fallas operacionales con la evaluación de aspecto de seguridad y amenazas al medio ambiente, esto hace que la seguridad y el medio ambiente sean tenidos en cuenta a la hora de tomar decisiones en materia de mantenimiento.

Manteniendo mucha atención en las tareas del Mantenimiento que más incidencia tienen en el funcionamiento y desempeño de las instalaciones, garantizando que la inversión en mantenimiento se utiliza donde más beneficio va a reportar.

2.2.1.5 Mantenimiento Productivo Total (TPM)

Es el mantenimiento que busca maximizar la eficiencia global de los equipos involucrando en el mismo a todas las personas que diseñan, usan o mantienen los equipos además de obtener un sistema de Mantenimiento Productivo para toda la vida del equipo que involucra a todos los empleados, desde los trabajadores a los directivos

El Mantenimiento Productivo Total es una cultura de calidad para mantener los equipos en el punto de máxima efectividad operativa. El objetivo primordial al implementar el TPM es lograr una empresa competitiva mediante la reducción de pérdidas físicas, humanas y de recursos; cambios reflejados en la reducción de pérdidas en los procesos de producción.

2.2.1.6 Mantenimiento Proactivo

El mantenimiento proactivo es una filosofía que busca adelantarse a los hechos analizando los factores que intervienen en el desarrollo del desgaste que como consecuencia provoca la falla, el objetivo de este mantenimiento es llegar a la

detección y corrección de causas que generan desgaste y provocan el colapso o falla en la maquinaria.

El tiempo de vida útil de la maquinaria se puede prolongar si se reducen los parámetros de causas de falla a los límites aceptables, utilizando la detección y corrección dentro de los límites permitidos por el programa de mantenimiento proactivo; considerándose como límites permitidos, los que se encuentran dentro de un rango que permiten una duración considerable de los equipos en servicio.

Una de las razones para aplicar el mantenimiento proactivo es porque se puede aumentar la vida útil en los equipos, un ejemplo de esto es cuando se tiene un sistema operando bajo la protección de lubricantes líquidos, y se puede controlar cinco causas de falla conocidas como: partículas, agua, temperatura, aire, y componentes químicos como combustibles; la vida útil de los componentes puede aumentar diez veces más.

Es importante establecer métodos de control y seguimiento para detectar y corregir las causas de falla, de esta forma se puede dimensionar los límites aceptables de comportamiento de los componentes en la maquinaria.

Para poder realizar el mantenimiento proactivo es importante analizar los pasos que sigue un elemento mecánico antes de la falla, y evaluar para proceder a ubicar el estado en que se encuentra, y tomar acciones preventivas.

La proactividad busca las condiciones que llevan a la falla llamada "falla condicional de falla", las mismas que producen un daño en los materiales llamado "falla incipiente" lo que significa una pérdida del desempeño en el equipo denominado "falla operacional", que como consecuencia se tiene la parada del equipo denominada "falla catastrófica".

2.2.1.7 Combinación de Tipos del Mantenimiento

Todos los tipos de mantenimiento apuntan a optimizar los recursos empleados, sean estos humanos o materiales, con ello se logran obtener réditos

económicos y por lo tanto competir en mejores condiciones en mercados exigentes tanto en calidad como en precio.

Lo más importante es mantener una planificación basada en los objetivos planteados por el propio personal de mantenimiento y respaldado por la parte administrativa o de la alta Gerencia, tanto del área de mantenimiento como de toda la empresa, las acciones a seguirse van a estar fundamentadas en el patrón de una de los tipos o metodologías, o como ya se lo ha mencionado en una mezcla de varias de ellas.

El adaptarse a una combinación de tipos de mantenimiento, no quiere decir que cada una por sí sola sea mala o inadecuada, pero si es importante rescatar lo bueno y sobre todo lo que mejor se adapte a la realidad de cada una de las empresas.

Otro de los tipos de mantenimiento que tomará más fuerza durante la práctica de producción con calidad es el Predictivo, ya que ello ayuda a evitar daños que podrían ser mayores o catastróficos, aún cuando se tenga un buen plan preventivo.

El trabajar en conjunto con el personal operativo, hace que el mantenimiento detectivo o como se lo ha llamado proactivo, sea una herramienta fundamental para encaminar los trabajos correctivos que nunca faltan en un menor tiempo, y dar la pauta de posibles acciones preventivas a iniciar o nuevas variables a monitorear.

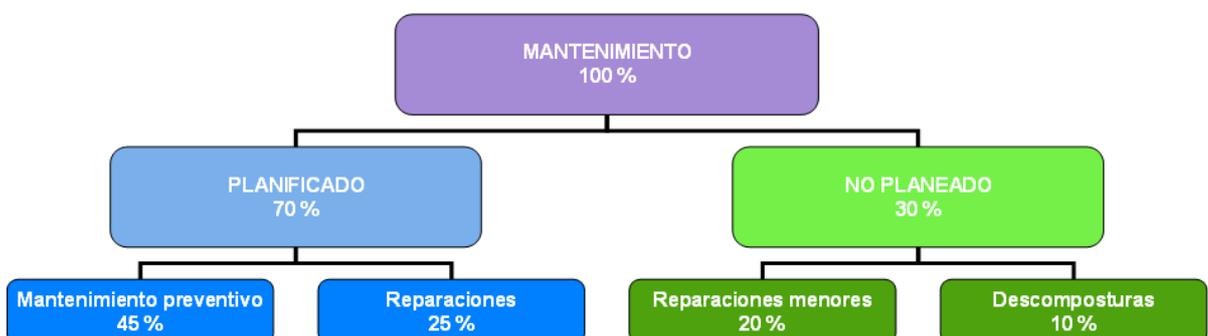


Figura 2.6 Combinación de Técnicas de Mantenimiento

Fuente: Mantenimiento Industrial

2.2.2 REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO DE OLEODUCTOS

Los ductos de transporte de hidrocarburos son estructuras de alto riesgo si no se les da mantenimiento. Este puede ser preventivo o correctivo, pero ambos tienden a preservar la integridad de los ductos y por lo tanto la seguridad de las instalaciones y de la población. El mantenimiento correctivo ocurre cuando un elemento ya se venció o se deterioró y por lo tanto hay que cambiarlo, reforzarlo o repararlo y el preventivo es una revisión periódica para conocer el estado que guarda la estructura y hacer los cambios convenientes. Ambos requieren previamente de procedimientos de inspección.

Mediante la inspección se busca conocer el estado actual estructural, con la finalidad de realizar un análisis de la integridad de la tubería, consistente en: la evaluación de la severidad de los defectos presentes, el cálculo de la presión máxima permisible de operación, predicción de vida útil y emitir recomendaciones para la reparación.

La inspección puede realizarse de muchas maneras: desde una simple inspección visual con registros sistematizados, mediante inspección muestral con equipo de ensayos no destructivos, o incluso hasta el uso de aparatos de muy alta tecnología ("PIG's" inteligentes).

En la actualidad las nuevas tecnologías como los "PIG's" inteligentes realizan las llamadas inspecciones inteligentes donde pueden suministrar datos sobre la integridad interna y externa de la tubería. Estos equipos recogen datos necesarios para que el personal calificado los analice y diagnostique su condición.

Existen dos tipos de tecnología para la inspección de tuberías con "PIG's" inteligentes, así tenemos:

- MFL (Magnetic Flux Leakage): estas se basan en el principio de inducción de un campo magnético, con sus sensores ubicados entre polos detectan la pérdida de flujo y lo correlacionan con una anomalía en la tubería.

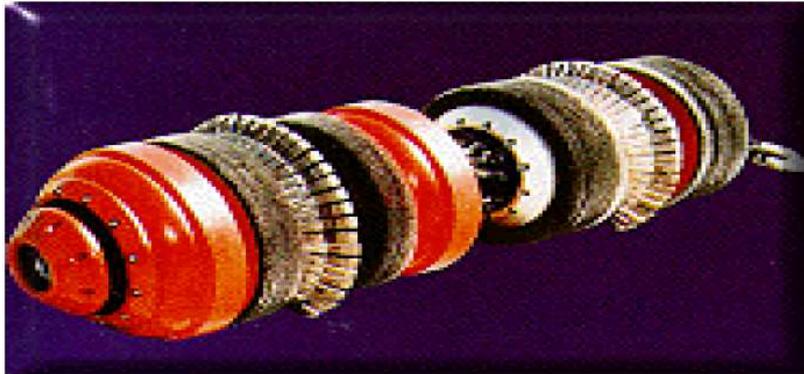


Figura 2.7 PIG´s con tecnología MFL

Fuente: Técnicas de Detección de Fallas para Oleoductos

- UT (Ultrasonido): Se basa en la tecnología de ultra sonido, la emisión de un pulso el cual es reflejado en un sistema de transductores que emiten y graban ecos, estos ecos se registran y se convierten en una lectura del espesor de la pared.

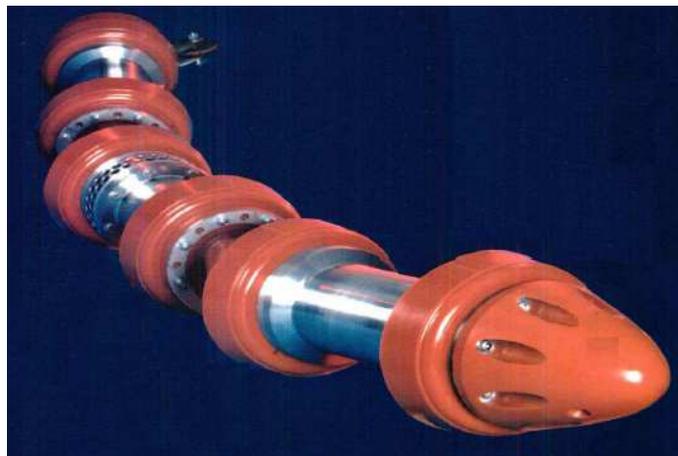


Figura 2.8 PIG´s con tecnología UT

Fuente: Técnicas de Detección de Fallas para Oleoductos

La ventaja de usar "PIG´s" inteligentes son:

- Cobertura de inspección completa de la tubería en un solo lanzamiento
- Detección de pérdidas de espesor (metal) tanto en la superficie interna como externa
- No se necesita desinstalar el aislamiento externo
- Seguimiento del crecimiento de la corrosión

En caso en los cuales por diferentes razones, no se puede inspeccionar con Equipo instrumentado (PIG's Inteligentes), o medición de espesores en barrido del 100% de las tuberías, lo más común es realizar una inspección de carácter muestral, es decir, seleccionado un número de tramos del ducto que conformen una muestra representativa del estado general de la tubería y que permitan, sin necesidad de inspeccionar la totalidad de la tubería, inferir su estado de integridad estructural con un nivel de confianza de al menos el 96%. Con una inspección de tipo muestral, se puede tener una evaluación confiable de un ducto si consideramos los siguientes aspectos:

- Debe ser posible la inspección por el lado externo de la tubería, mediante técnicas y procedimientos que garanticen la detección de cualquier defecto interno o externo contenido en la pared del tubo.
- La inspección muestral busca la predicción del estado de una tubería con base en el estado de una muestra de tamaño limitado, que es estadísticamente confiable.

Si bien es cierto que en la inspección muestral no se revisa el 100% del ducto, sus procedimientos proporcionan la suficiente información para determinar la posibilidad de que existan daños severos no detectados en el tubo, así como para establecer las condiciones de operación que garanticen con el nivel de confianza aplicado al análisis, la operación segura del ducto.

Este tipo de análisis parte de los resultados de Inspección no destructiva, mediante las técnicas siguientes:

- Inspección visual (IV)

- Ultrasonido (UT)
- Líquidos penetrantes (LP)

La inspección deberá incluir un reporte de:

- a) Estado de la superficie del tubo,
- b) Condiciones del terreno,
- c) Localización de costuras,
- d) Otros defectos,
- e) Daño físico,
- f) Deformación,
- g) Curvatura del tramo, etc.

Cada reporte debe contener la siguiente información:

- *Distancia absoluta del tubo inspeccionado*
- *Diámetro, espesor medio y longitud del tramo inspeccionado*
- *Especificación del tramo del ducto con la ubicación del defecto*
- *Identificación y dimensiones de indicaciones*
- *Localización de costuras.*

2.2.2.1 TAREAS DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN

Un plan de mantenimiento en tuberías se basa en inspecciones periódicas que indican que tipo de defectos existen a lo largo del sistema, para determinar las acciones o tareas a considerar sean estas de carácter preventivo o correctivo.

2.2.2.1.1 Tareas Preventivas

Para prevenir el deterioro acelerado de la tubería se usa protecciones que van acorde a las solicitudes del diseño, así tenemos:

2.2.2.1.1.1 Protección Externa:

El daño externo en las tuberías siempre es causado por terceros, este desencadena daños físicos y por corrosión. Para evitar estos daños se aplican sistemas de protección como:

2.2.2.1.1.1.1 Revestimientos

El revestimiento evita el contacto directo de la tubería con el medio ambiente y previene serios daños a la estructura, es la primera línea de defensa contra el ataque por corrosión en tuberías enterradas o sumergidas en un electrolito (por ejemplo: tierra con alto grado de humedad)

Un buen revestimiento debe tener las siguientes características:

- Resistencia Química
- Baja Absorción de la Humedad
- Buena Adherencia
- Resistencia a la Tensión
- Flexibilidad y Elongación
- Resistencia al Impacto
- Resistencia a la Abrasión
- Resistencia Eléctrica
- Resistencia a las Bacterias

2.2.2.1.1.2 Sistema de Protección Catódica

La protección catódica es un método electroquímico muy utilizado, que aprovecha el principio electroquímico de la corrosión, transportando un cátodo a la estructura metálica a proteger. Existen dos tipos:

2.2.2.1.1.2.1 Protección Catódica para corriente Impresa

En este sistema de protección se mantiene el mismo principio fundamental, pero valorando las limitaciones del material, costos y diferencia de potencial con los ánodos de sacrificio, se integra un sistema mediante el cual el flujo de corriente requerido, se origina en una fuente de corriente continua regulable o, simplemente se hace uso de los rectificadores, que alimentados por corriente alterna ofrecen una corriente eléctrica continua apta para la protección de la estructura. La corriente externa suministrada disponible es impresa en el circuito constituido por dos partes: la estructura metálica a proteger y la placa anódica.

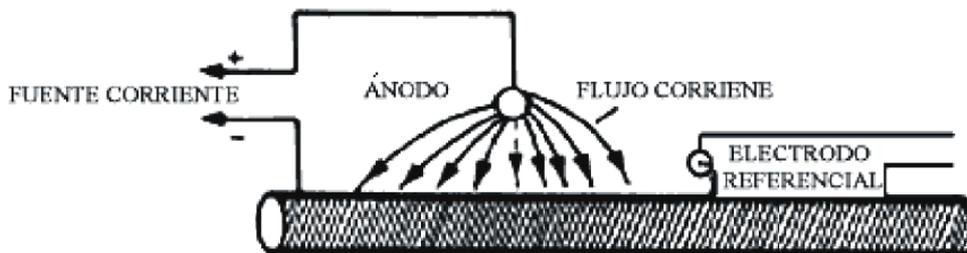


Figura 2.9 Sistemas de Protección Catódica por corriente impresa

Fuente: Fundamentos Basicos de la Protección Catódica

2.2.2.1.1.2.2 Ánodos Galvánico, Ánodos de Sacrificio.

Se fundamenta en los mismos principios de la corrosión galvánica, en el que un metal más activo es anódico con respecto con otro más noble, corroyéndose el metal anódico. En la protección catódica con ánodos galvánicos, se utilizan, metales fuertemente anódicos conectados a la tubería a proteger, dando origen

al sacrificio de dichos metales por corrosión, descargando suficiente corriente para la protección de la tubería.

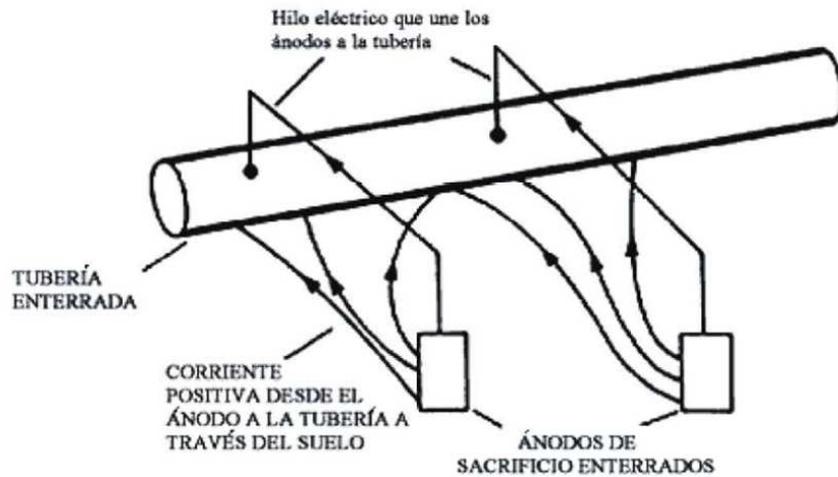


Figura 2.10 Sistemas de Protección Catódica por Ánodo de Sacrificio

Fuente: Fundamentos Básicos de la Protección Catódica

2.2.2.1.1.2 Protección Interna

El daño interno se produce por la reacción química entre la tubería y el fluido transportado, por esta razón se utiliza medios de protección como:

2.2.2.1.1.2.1 Inhibidores

Los inhibidores son sustancias que utilizadas en un ambiente particular, hacen que decrezca la tasa de ataque corrosivo sobre el material de la tubería, extendiendo la vida de la misma y evitando la contaminación del fluido transportado.

Para la protección interior de ductos los más utilizados son inhibidores que actúan por absorción o fílmico.

Este tipo de compuestos son aplicados sobre la superficie del metal y forman una película delgada que depende de las propiedades físicas y químicas del

compuesto y de su reacción con la superficie metálica, determinado también el nivel de protección.

2.2.2.1.1.2.2 Control de fluido Transportado

Antes de la prestación del servicio de transporte por ducto, algunos de los fluidos son sometidos a distintos procesos de eliminación de impurezas. Entre los agentes residuales agresivos o contaminantes más frecuentes se tiene: bióxido de carbono (CO_2), Oxígeno (O_2), ácido sulfhídrico (H_2S) y microorganismos principalmente, los cuales en presencia de humedad, temperatura, presión y condiciones operativas particulares, pueden provocar efectos sinérgicos o individuales con los consecuentes daños por corrosión en el interior de los ductos.

2.2.2.1.1.2.3 Seguimiento y Monitoreo

Cualquier alteración o cambio en las condiciones operativas consideradas originalmente, pueden ocasionar un batimiento en la eficiencia de los productos de inhibición de la corrosión, por lo que se debe vigilar continuamente las condiciones operativas imperantes.

2.2.2.1.1.2.4 Limpieza

Para que los inhibidores de corrosión puedan ser efectivos, se requiere que los ductos mantengan un nivel de limpieza interior aceptable, para lo cual es necesario establecer un programa de limpieza, cuya herramienta principal es el "PIG" o raspador, el mismo que tiene como objetivos:

- Eliminar residuos de sedimento, óxido, parafinas, humedad, contaminantes y bacterias entre otras sustancias.
- Preparar la superficie interna del ducto para implementar y/o mejorar un programa de inyección de inhibidores.

- Remoción de condensados en líneas de gas
- Vaciado y Secado luego de una prueba hidrostática

2.2.2.1.2 Tareas Correctivas

Cuando los ductos presenten condiciones inadecuadas o daños por procesos corrosivos, grietas, laminaciones, abolladuras u otros, es necesario implementar tareas correctivas sean estas reparaciones o el cambio de la línea.

Estas tareas correctivas pueden ser de carácter planificado o no planificado según si la falla es inminente o no.

2.2.2.1.2.1 Reparaciones

Cuando por razones de suministro de hidrocarburos no se puede suspender el servicio de transporte por una tubería y se deben realizar trabajos de mantenimiento por existir una picadura, un espesor bajo, abolladuras menores, golpes por maquinaria, etc., se toma la decisión de aplicar el procedimiento de reparación en caliente, es decir reparar con la tubería en servicio.

Estas reparaciones que por lo general se hacen cuando un incidente de los mencionados se presenta en la tubería, no obedecen a grandes daños que ameriten que la tubería sea cambiada completamente. Es preciso tener los conocimientos y procedimientos para acometer tales reparaciones en el menor tiempo posible y a la mayor brevedad, dependiendo de la magnitud del mismo.

El procedimiento de reparación debe tener en cuenta estas actividades:

- Disminución de la presión de operación de la tubería en por lo menos un 50%, o suspender el suministro si es posible. Esto según la gravedad de los daños.
- Si el daño es por corrosión, tipo picadura, o se presenta una perforación por terceros, se coloca una grapa abierta, la cual permite reanudar el servicio y esta se debe retirar posteriormente por medio de un trabajo

programado para rehabilitar el tramo, ya sea porque se cambie el tubo o porque se le coloque una camisa de refuerzo.

- Estos accesorios usados en las reparaciones permiten realizar reparaciones temporales o permanentes; para esto último, una vez instalada la grapa se aplica el procedimiento de soldadura establecido y aprobado por la compañía, previa verificación de los espesores de pared del tubo, o de lo contrario se remueve posteriormente según lo descrito anteriormente.
- Se tienen como alternativas de solución rápidas a los problemas de picaduras en las tuberías, la colocación de grapas con accesorios de sellado instantáneo con lo que se garantiza la reanudación del servicio oportunamente, grapas que deben ser removidas posteriormente mediante un trabajo programado.
- Los accesorios conocidos como grapas cerradas se utilizan para realizar reparaciones permanentes o temporales en tuberías sin preparaciones especiales. Esta clase de acoples permite reanudar el flujo inmediatamente después de la instalación y si es del caso se aplica el procedimiento de soldadura para una operación más segura y confiable.
- Otra técnica para realizar reparaciones en tuberías en servicio es la colocación de camisas de refuerzo en áreas con bajo espesor de pared del tubo ó en zonas con filtración de producto por la presencia de fenómenos de corrosión, también son de gran utilidad en las juntas soldadas. Como requisitos previos para la aplicación de estas camisas se necesita la verificación de los espesores de pared en el área adyacente al daño, remoción del revestimiento y disminución de la presión de operación. Terminada la colocación de la camisa se debe verificar el estado de la soldadura mediante alguna de las técnicas de ensayos no destructivos.
- En la actualidad existen productos en base a fibra de vidrio o compuesto pastosos para aplicarse en fisuras como alternativa a las grapas y las

camisas de refuerzo. Estas nuevas tecnologías son más aplicadas para tuberías y oleoductos de bajas presiones.



Figura 2.11 Grapa para tubería

Fuente: Evaluación de líneas de Transporte de Hidrocarburos

En la empresa Petrobell Inc Grantmining S.A las reparaciones de oleoducto se basan en los procedimientos: O – PR – 001 del dossier de calidad de la empresa (ANEXO G)

2.2.2.1.2.2 Cambio de Línea

Los cambios de línea son realizados para caso en los que un tramo completo presenta condiciones inadecuadas o daños por procesos corrosivos, grietas, laminaciones, abolladuras de gran tamaño y generen daños inminentes de la línea.

Sea cual fuere el caso, que se haya tenido oportunidad para planificar el cambio de línea o no, se deben cumplir una serie de requisitos de acuerdo con los estándares y normas establecidos por cada compañía para realizar esta tarea. Podemos destacar entre otras las siguientes:

- Revisión de todas y cada una de las actividades con participación del personal de mantenimiento, operación y administración.
- Determinación de la magnitud de los trabajos, daños a reparar, reposición de tuberías, cambio de válvulas, etc.
- Procedimiento de reparación, corte en frío, soldadura, plan de manejo ambiental.
- Logística de suministro, tiempo de duración de los trabajos.
- Pruebas de aceptación de las reparaciones, ensayos no destructivos, prueba hidrostática.
- Plan de aseguramiento de calidad.

En la empresa Petrobell Inc Grantmining S.A los cambios de línea de oleoducto se basan en los procedimientos: O – PR – 002 del dossier de calidad de la empresa (En el presente trabajo en el ítems 6.3.1 del capítulo 6 se presenta un resumen de este procedimiento)

2.2.2.2 Frecuencia del Mantenimiento

Las frecuencias de mantenimiento para realizar los distintos tipos de inspecciones y de tareas de mantenimiento se las divide en tres grupos según la planeación: corto plazo, mediano plazo y a largo plazo

2.2.2.2.1 Corto Plazo

Las frecuencias de estas tareas e inspecciones se realizan en períodos cortos, períodos de 1 a 180 días (6 meses). Entre estas se tiene:

- Revisión diaria del funcionamiento del sistema de detección de fugas
- Revisión diaria del sistema remoto de adquisición de datos, SCADA.

- Verificación mensual de los equipos de protección catódica. (Trabajo en frío).
- Corrida mensual de dispositivos para limpieza interior de tuberías.
- Toma trimestral de información sobre cupones y probetas para el monitoreo de corrosión interior.
- Recorrido semestral del derecho de vía de la línea.

2.2.2.2 Mediano Plazo

Actividades a realizarse con frecuencias de seis meses a 1 año.

- Recorrido general del trazado de la tubería
- Actualización del perfil de presión de la línea.
- Medición de espesores de pared del tubo, en especial en aquellos sitios denominados como críticos.
- Cambio del revestimiento para tuberías enterradas o aplicación de pintura en tuberías superficiales.
- Cambio de tramos de tubería programados según resultados de las inspecciones efectuadas.

2.2.2.3 Largo Plazo

Estas actividades se realizarán en frecuencias mayores a un año:

- Inspección general del sistema específico de transporte, determinación de su estado mecánico.
- Inspección general del estado del revestimiento, mediante técnicas como el método PEARSON y DCVG.

La empresa Petrobell Inc Grantmining S.A., no posee un verdadero plan de mantenimiento para el oleoducto primario que se encuentra en el campo Marginal Tiguino que esta empresa opera.

Únicamente se realiza inspecciones visuales del oleoducto de manera diaria y mediciones integrales de los espesores del oleoducto con frecuencias de 3 años.

En Petrobell no se toma en cuenta actividades básicas como el uso de “PIG´s” o raspadores, o la toma de información sobre cupones y probetas para el monitoreo de corrosión interior.

2.3 MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS

El método de los elementos finitos (MEF en castellano o FEM en inglés) es un método numérico general para la aproximación de soluciones de ecuaciones diferenciales parciales muy utilizado en diversos problemas de ingeniería y física.

El MEF está pensado para ser usado en computadoras y permite resolver ecuaciones diferenciales asociadas a un problema físico sobre geometrías complicadas. El MEF se usa en el diseño y mejora de productos y aplicaciones industriales, así como en la simulación de sistemas físicos y biológicos complejos. La variedad de problemas a los que puede aplicarse ha crecido enormemente, siendo el requisito básico que las ecuaciones constitutivas y ecuaciones de evolución temporal del problema a considerar sean conocidas de antemano.

2.3.1 RESEÑA HISTÓRICA

El Método de Elementos Finitos (MEF) fue al principio desarrollado en 1943 por R. Courant, quien utilizó el método de Ritz de análisis numérico y minimización de las variables de cálculo para obtener soluciones aproximadas a un sistema de vibración.

Poco después, un documento publicado en 1956 por M. J. Turner, R. W. Clough, H. C. Martin, y L. J. Topp estableció una definición más amplia del análisis numérico. El documento se centró en “la rigidez y deformación de estructuras complejas”. Con la llegada de los primeros ordenadores instaura el cálculo matricial de estructuras. Éste parte de la discretización de la estructura en elementos lineales tipo barra de los que se conoce su rigidez frente a los desplazamientos de sus nodos. Se plantea entonces un sistema de ecuaciones resultado de aplicar las ecuaciones de equilibrio a los nodos de la estructura.

Cuando se produce la llegada de los primeros equipos de cómputo en la década de 1950, el cálculo de estructuras se encontraba en un punto en el que los métodos de cálculo predominantes consistían en métodos iterativos (método de Cross y Kani) que se realizaban de manera manual y, por tanto, resultaban bastante tediosos. El cálculo de una estructura de edificación de varios pisos, por ejemplo, podía llevar varias semanas, lo cual suponía un coste sustancial de tiempo en detrimento de la posibilidad de invertir este en la optimización de la estructura.

La llegada de la computadora permitió el resurgimiento del método de los desplazamientos ya conocidos en siglos anteriores (Navier, Lagrange, Cauchy), pero que eran difíciles de aplicar dado que al final conducían a la resolución de enormes sistemas de ecuaciones inabordables desde el punto de vista manual.

Cuando las aplicaciones prácticas de elementos finitos crecieron en tamaño, los requerimientos de tiempo de cálculo y memoria de los ordenadores creció. En ese punto el desarrollo de algoritmos más eficientes se volvió importante. Para la resolución de los sistemas de ecuaciones se potencia el estudio de la adaptabilidad de los algoritmos ya conocidos (Gauss, Cholesky, Crout, Gradiente conjugado, etc.). El ahorro de tiempo es impensable y con ello el uso del método matricial se extiende. Este desarrollo se hace especialmente notable en estructuras de edificación donde la discretización de los pórticos en barras, es prácticamente inmediata a partir de las vigas y los pilares.

Sin embargo, y a pesar de desarrollarse modelizaciones de elementos superficiales mediante barras (losas con emparrillados, elementos curvos mediante aproximaciones de elementos rectos, etc.), se plantean grandes

dificultades ante estructuras continuas (superficies y volúmenes) y con geometrías complejas. De ahí que sea precisamente dentro del campo aeroespacial donde comienzan a desarrollarse las nuevas técnicas del MEF. Dada su generalidad el método se amplió a otros campos no estructurales como la conducción de calor, la mecánica de fluidos, etc. donde compitió con otros métodos numéricos como el de método de las diferencias finitas que aún siendo más intuitivos, tenían de nuevo dificultades de planteamiento para geometrías complejas.

Con la llegada de los centros de cálculo y los primeros programas comerciales en los años 60, el MEF a la vez que se populariza en la industria refuerza sus bases teóricas en los centros universitarios.

En los años 70 se produce un gran crecimiento de la bibliografía así como la extensión del método a otros problemas como los no lineales. En esta década, el MEF estaba limitado a caros ordenadores centrales generalmente poseído por las industrias aeronáuticas, de automoción, de defensa y nucleares. Se estudian nuevos tipos de tipos de elementos y se sientan las bases matemáticas rigurosas del método, que había aparecido antes más como técnica de la ingeniería que como método numérico de la matemática.

Por último, a partir de la década de los 80, con la generalización de los ordenadores personales, se extiende el uso de los programas comerciales que se especializan en los diversos campos, instaurándose el uso de pre y post procesadores gráficos que realizan el mallado y la representación gráfica de los resultados. Se continúa en el estudio de la aplicación del método a nuevos modelos de comportamiento (plasticidad, fractura, daño continuo, etc.) y en el análisis de los errores.

En la actualidad, los superordenadores son capaces de dar resultados exactos para todo tipo de parámetros, teniendo en el mercado diferentes alternativas comerciales para software especializado en diferentes campos de la ingeniería como la transferencia de calor, simulación de fluidos, estructuras metálicas, etc.

2.3.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

El MEF permite obtener una solución numérica aproximada sobre un cuerpo (o sólido), estructura o dominio (medio continuo) sobre el que están definidas ciertas ecuaciones diferenciales en forma integral que caracterizan el comportamiento físico del problema dividiéndolo en un número elevado de subdominios no-intersectantes entre sí denominados elementos finitos.

El conjunto de elementos finitos forma una partición del dominio también denominada discretización. Dentro de cada elemento se distinguen una serie de puntos representativos llamados «nodos». Dos nodos son adyacentes si pertenecen al mismo elemento finito; además, un nodo sobre la frontera de un elemento finito puede pertenecer a varios elementos. El conjunto de nodos considerando sus relaciones de adyacencia se llama «malla».

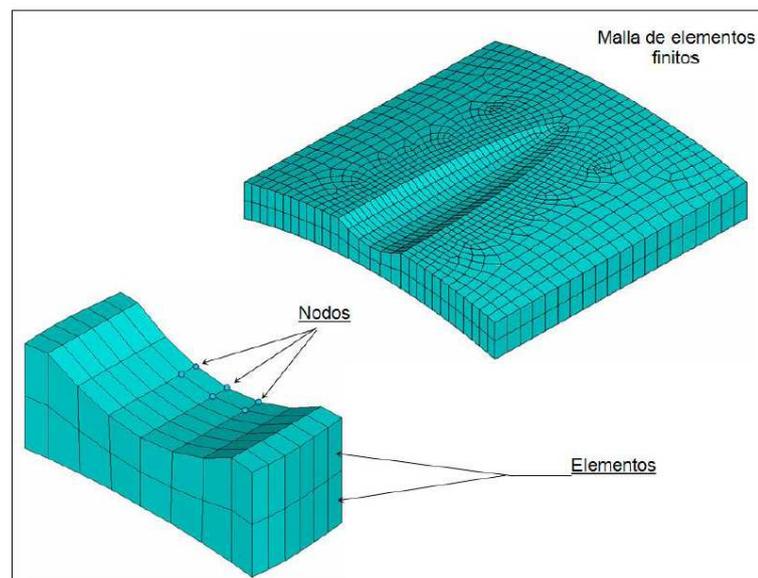


Figura 2.12 Malla de Elementos Finitos

Fuente: Introducción a los Elementos Finitos

Los cálculos se realizan sobre una malla de puntos (llamados nodos), que sirven a su vez de base para discretización del dominio en elementos finitos. La generación de la malla se realiza usualmente con programas especiales llamados generadores de mallas, en una etapa previa a los cálculos que se denomina pre-proceso.

De acuerdo con estas relaciones de adyacencia o conectividad se relaciona el valor de un conjunto de variables incógnitas definidas en cada nodo y denominadas grados de libertad. El conjunto de relaciones entre el valor de una determinada variable entre los nodos se puede escribir en forma de sistema de ecuaciones lineales (o linealizadas).

La matriz de dicho sistema de ecuaciones se llama matriz de rigidez del sistema. El número de ecuaciones de dicho sistema es proporcional al número de nodos.

Típicamente el método de los elementos finitos se programa computacionalmente para ser calculado y evitar los tediosos cálculos. El método de los elementos finitos es muy usado debido a su generalidad y a la facilidad de introducir dominios de cálculo complejos (en dos o tres dimensiones). Además el método es fácilmente adaptable a problemas de transmisión de calor, de mecánica de fluidos para calcular campos de velocidades y presiones (mecánica de fluidos computacional, CFD) o de campo electromagnético. Dada la imposibilidad práctica de encontrar la solución analítica de estos problemas, con frecuencia en la práctica ingenieril los métodos numéricos y, en particular, los elementos finitos, se convierten en la única alternativa práctica de cálculo.

2.3.3 PASOS A SEGUIR EN EL CÁLCULO CON EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS DE PROBLEMAS (FUNCIONAMIENTO DE PROGRAMAS DE ELEMENTOS FINITOS)

Desde el punto de vista de la programación algorítmica modular las tareas necesarias para llevar a cabo un cálculo mediante un programa MEF se dividen en las siguientes:

2.3.3.1 Pre – Procesamiento de Datos

Se genera la malla, ésta en general consta de miles (e incluso centenares de miles) de puntos. La información sobre las propiedades del material y otras

características del problema se almacena junto con la información que describe la malla. Por otro lado las fuerzas, los flujos térmicos, las temperaturas u otras propiedades se reasignan a los puntos de la malla.

La malla tiene mayor densidad de puntos en ciertas regiones dependiendo del nivel de de la tensión mecánica u otra propiedad. Las regiones que recibirán gran cantidad de tensión tienen normalmente una mayor densidad de nodos (densidad de malla) que aquellos que experimentan poco o ninguno. Lo que conlleva a que las regiones con mayor densidad de nodos se conviertan puntos de interés para el análisis.

En el caso de un análisis de materiales por MEF los puntos de interés consisten en: puntos de fractura previamente probados del material, entrantes, esquinas, detalles complejos, y áreas de elevada tensión mecánica.

La malla actúa como la red de una araña en la que desde cada nodo se extiende un elemento de malla a cada nodo adyacente. Este tipo de red vectorial es la que lleva las condiciones de contorno y asigna las propiedades del material al objeto, creando varios elementos con sus respectivos nodos y las funciones de interrelación del comportamiento de cada elemento con sus nodos en forma de funciones; generando así un sistema de ecuaciones con N incógnitas y N ecuaciones.

2.3.3.2 Cálculo con el Método de Elementos Finitos

El resultado del pre proceso, en un problema simple no-dependiente del tiempo, permite generar un conjunto de N ecuaciones y N incógnitas, que puede ser resuelto con cualquier algoritmo para la resolución de sistemas de ecuaciones lineales.

Cuando el problema a tratar es un problema no-lineal o un problema dependiente del tiempo a veces el cálculo consiste en una sucesión finita de sistemas de N ecuaciones y N incógnitas que deben resolverse uno a continuación de otro, y cuya entrada depende del resultado del paso anterior, lo

que requieren un tiempo de cálculo substancialmente más elevado que en un problema estacionario y lineal.

2.3.3.3 Pos – Procesamiento de Datos

Actualmente, el MEF es usado para calcular problemas tan complejos, que los ficheros que se generan como resultado del MEF tienen tal cantidad de datos que resulta conveniente procesarlos de alguna manera adicional para hacerlos más comprensible e ilustrar diferentes aspectos del problema. En la etapa de post-proceso los resultados obtenidos de la resolución del sistema son tratados, para obtener representaciones gráficas y obtener magnitudes derivadas, que permitan extraer conclusiones del problema.

El post-proceso del MEF generalmente requiere software adicional para organizar los datos de salida, de tal manera que sea más fácilmente comprensible.

2.3.4 LIMITACIONES DEL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS

En general el MEF tal como se usa actualmente tiene algunas limitaciones:

- El MEF calcula soluciones numéricas concretas y adaptadas a unos datos particulares de entrada, no puede hacerse un análisis de sensibilidad sencillo que permita conocer como variará la solución si alguno de los parámetros se altera ligeramente. Es decir, proporciona sólo respuestas numéricas cuantitativas concretas no relaciones cualitativas generales.
- El MEF proporciona una solución aproximada cuyo margen de error en general es desconocido. Si bien algunos tipos de problemas permiten acotar el error de la solución, debido a los diversos tipos de aproximaciones que usa el método, los problemas no-lineales o dependientes del tiempo en general no permiten conocer el error.
- En el MEF la mayoría de aplicaciones prácticas requiere mucho tiempo para ajustar detalles de la geometría, existiendo frecuentemente

problemas de mal condicionamiento de las mallas, desigual grado de convergencia de la solución aproximada hacia la solución exacta en diferentes puntos, etc. En general una simulación requiere el uso de numerosas pruebas y ensayos con geometrías simplificadas o casos menos generales que el que finalmente pretende simularse, antes de empezar a lograr resultados satisfactorios.

CAPÍTULO 3

MEDICIÓN Y TOMA DE DATOS

3.1 MEDICIÓN

3.1.1 DEFINICIÓN

La medición es un proceso básico de la ciencia que consiste en comparar un patrón seleccionado con el objeto o fenómeno cuya magnitud física se desea medir para ver cuántas veces el patrón está contenido en esa magnitud.

3.1.2 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

El instrumento de medición es un aparato que se usa para comparar magnitudes físicas mediante un proceso de medición. Como unidades de medida se utilizan objetos y sucesos previamente establecidos como estándares o patrones y de la medición resulta un número que es la relación entre el objeto de estudio y la unidad de referencia. Los instrumentos de medición son el medio por el que se hace esta conversión.

Características importantes de un instrumento de medida son la exactitud, resolución, rango y la sensibilidad.

3.1.2.1 Exactitud

La exactitud está definida por la aproximación de la medida dada por el instrumento en relación a la medida patrón y se la cuantifica por medio del error del instrumento.

3.1.2.2 Resolución

La resolución de un instrumento es el menor incremento de la variable bajo medición que puede ser detectado con certidumbre por dicho instrumento.

3.1.2.3 Rango

El rango de un instrumento se define como la diferencia entre la indicación mayor y la menor que puede ofrecer el instrumento.

3.1.2.4 Sensibilidad

La sensibilidad de un instrumento es la relación entre la respuesta del instrumento (Nº de divisiones recorridas) y la magnitud de la cantidad que se está midiendo.

3.1.3 CLASIFICACIÓN

3.1.3.1 Medición Directa

La medida o medición es directa, cuando se dispone de un instrumento de medida que la obtiene.

3.1.3.1.1 Errores en las medidas directas

El origen de los errores de medición es muy diverso, pero se pueden distinguir:

Errores sistemáticos: son los que se producen siempre, suelen conservar la magnitud y el sentido, se deben a desajustes del instrumento, desgastes etc. dan lugar a sesgo en las medidas.

Errores aleatorios: son los que se producen de un modo no regular, variando en magnitud y sentido de forma aleatoria, son difíciles de prever, y dan lugar a la falta de calidad de la medición.

3.1.3.1.1.1 Error absoluto

El error absoluto de una medida es la diferencia entre el valor de la medida y el valor real de una magnitud (valor tomado como exacto).

3.1.3.1.1.2 Error relativo

Es la relación que existe entre el error absoluto y la magnitud medida, es adimensional, y suele expresarse en porcentaje.

3.1.3.2 Medición Indirecta

No siempre es posible realizar una medida directa, porque no se dispone del instrumento adecuado, debido a que el valor a medir es muy grande o muy pequeño depende, porque hay obstáculos de otra naturaleza, etc.

Medición indirecta es aquella que realizando la medición de una variable, podemos calcular otra distinta, por la que se tiene interés.

3.1.4 MEDICIÓN DE PARAMETROS

3.1.4.1 Espesores

La medición de espesores se realiza por medio de diferentes instrumentos de medición como: Nonio o Pie de Rey, Micrómetro o Tornillo de Palmer entre otros instrumentos mecánicos que se usan principalmente para aplicaciones de fácil acceso y geometrías no tan complicadas.

Para otros tipos de aplicaciones se utilizan los ensayos no destructivos (END) La tecnología de los END se aplica en diferentes campos que van desde el control de la calidad de fabricación hasta el monitoreo durante el servicio. En muchas aplicaciones, la primera ventaja que brindan los ensayos no destructivos es la posibilidad de medir con precisión el espesor de paredes en situaciones en las que sólo un lado de la pieza bajo ensayo es accesible, como en los tubos o tanques, o donde las simples mediciones mecánicas son imposibles o difíciles de realizar debido a diferentes razones, como las dimensiones de la pieza o la dificultad de acceso.

Dentro de la industria petrolera los instrumentos con tecnología END más utilizados son los medidores de espesor por ultrasonidos, estos pueden ser

empleados en prácticamente todos los materiales industriales, como la mayoría de los metales que se usan en la fabricación de tuberías, recipientes a presión y tanques de almacenamiento de petróleo.

Inclusive algunos medidores de espesores por ultrasonido pueden medir el espesor de los recubrimientos no conductores, como la pintura aplicada sobre sustratos conductores teniendo así una mejor exactitud en la medición.



Figura 3.1 Medidor de Espesores por Ultrasonido

Fuente: Fundamentos de la Metrología

3.1.4.2 Presión

Los instrumentos que se utilizan en la industria para la medición de presión utilizan diferentes principios para realizar a su trabajo como es el caso de los manómetros en tubo U, o los manómetros de cubeta que utilizan la comparación con la presión ejercida por líquidos de densidad y altura conocidas.

Existen otros manómetros con elementos mecánicos que se deforman como es el caso de manómetro bourdon, manómetro de fuelle o manómetros con diafragma.

También podemos citar a las galgas extensiométricas y a los transductores magnéticos, de inductancia variable y los resistivos que dan muy buenos resultados para la medición de presiones.

A continuación se presenta una tabla con los principales manómetros usados en la industria y sus respectivos rangos de operación:

Tabla 3.1. Manómetros

TIPO DE MANÓMETRO	RANGO DE OPERACIÓN
M. de Ionización	0.0001 a 1×10^{-3} mmHg ABS
M. de Termopar	1×10^{-3} a 0.05 mmHg
M. de Resistencia	1×10^{-3} a 1 mmHg
M. Mc. Clau	1×10^{-4} a 10 mmHg
M. de Campana Invertida	0 a 7.6 mmH ₂ O
M. de Fuelle Abierto	13 a 230 cmH ₂ O
M. de Cápsula	2.5 a 250 mmH ₂ O
M. de Campana de Mercurio	(LEDOUX) 0 a 5 mts H ₂ O
M. "U"	0 a 2 Kg/cm ²
M. de Fuelle Cerrado	0 a 3 Kg/cm ²
M. de Espiral	0 a 300 Kg/cm ²
M. de Bourdon tipo "C"	0 a 1,500 Kg/cm ²
M. Medidor de esfuerzos (strain gages)	7 a 3,500 Kg/cm ²
M. Helicoidal	0 a 10,000 Kg/cm ²

Fuente: CREUS A. Instrumentación Industrial.

3.1.4.3 Temperatura

La temperatura en la industria tiene una extensa variedad de instrumentos entre los cuales existen instrumentos de medición por contacto como los

termómetros, termómetros bimetálicos, termopares, termistores, laminas auto adhesivas entre los más utilizados.

Por otro lado se tienen instrumentos sin contacto, que permiten medir temperaturas en lugares más inaccesibles sea por la alta radiación que emiten, la geometría u otras razones. Entre esto instrumentos se tienen: termómetros por infrarrojos con indicador láser, cámara termográfica, etc.



Figura 3.2 Termómetro Infrarrojo

Fuente: Catalogo de Productos Aguamarket

3.1.4.4 Caudal

A lo largo de los años se han diseñado diferentes instrumentos para medir el caudal los mismos que utilizan diferentes métodos, algunos de los más importantes conocidos utilizan la presión diferencial para obtener el caudal entre estos se tiene: tubo Venturi, placa orificio, tubo Pitot, tubo anular.

También existen otros tipos de medidores de caudal que utilizan otras magnitudes para ponderar el caudal, como es el caso de la turbina que usa la velocidad de rotación.



Figura 3.3 Medidor de Caudal de Desplazamiento Positivo

Fuente: Catalogo de instrumentación FMC

Por otro lado y uno de los más utilizados en la fiscalización del crudo son los medidores de desplazamiento positivo, ideales para este tipo de aplicaciones.

Lo más avanzado en lo que respecta a la medición de caudales , se refiere a los medidores caudal masa, que no solo miden el caudal transportado sino también la masa, en este grupo se tiene como los más importantes, los medidores térmico, momento y fuerza de Coriolis.

3.1.4.5 Viscosímetro

A lo largo de los años se han desarrollado procedimientos e instrumentos para medir la viscosidad cinemática de los fluidos entre los más conocidos se tiene al viscosímetro Saybolt en el cual se mide la facilidad con que un fluido fluye a través de un orificio de diámetro pequeño como indicador de la viscosidad.

Por otro lado está el viscosímetro de Tubo capilar, éste cuantifica la viscosidad del fluido mediante la caída de presión del fluido en un tubo capilar al que conecta a dos recipientes.



Figura 3.4 Viscosímetro Saybolt

Fuente: Catalogo de Equipos Científicos BRASSTEC



Figura 3.5 Viscosímetro de Tubo Capilar

Fuente: Catalogo de Material Pedagógico DIDATEC

Uno de los viscosímetros más importantes es el Viscosímetro de Oswald-Cannon-Fenske pues los procedimientos para obtener la viscosidad con este instrumento están abalados por la Sociedad Americana de ensayos y materiales con su siglas en ingles ASTM (American Society For Testing and Materials), esencialmente este instrumento consta de un tubo en “U” donde una de sus ramas es un tubo capilar conectado a un deposito superior donde se coloca una cantidad de fluido conocida para que luego fluya por gravedad a través de este tubo.



Figura 3.6 Viscosímetro de Oswald- Cannon-Fenske

Fuente: Blog Mecánica de Fluidos

Finalmente se tiene el viscosímetro de caída libre el mismo que compara el tiempo que se demora en caer una esfera de acero a través de un fluido como indicador de la viscosidad del mismo.

3.1.4.5.1 Normas

En la actualidad existen distintas normas que permiten tener procedimientos probados para obtener la viscosidad de los fluidos; en la industria petrolera ecuatoriana las normas más aceptadas son las normas ASTM (American Society For Testing and Materials).

En este contexto se tiene la norma ASTM D – 445 “MÉTODO DE PRUEBA ESTÁNDAR PARA VISCOSIDAD CINEMÁTICA DE LÍQUIDOS OPACOS Y TRANSPARENTES (CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD DINÁMICA)”

3.1.4.6 Densidad

Para medir la densidad se utilizan los densímetros, que son instrumentos que sirven para determinar la densidad relativa de los líquidos sin necesidad de calcular antes su masa y volumen. Normalmente, está hecho de vidrio y consiste en un cilindro hueco con un bulbo pesado en su extremo para que pueda flotar en posición vertical.

Algunos tipos de densímetros son:

- Lactómetro - Para medir la densidad específica y calidad de la leche.
- Sacarómetro - Para medir la cantidad de azúcar de una melaza.
- Salímetro - Para medir la densidad específica de las sales.
- Areómetro Baumé - Para medir concentraciones de disoluciones.
- Balanza Mohr Westphal- Para determinar densidades de líquidos

3.1.4.6.1 Norma

Para el caso del cálculo de la densidad se utiliza la norma ASTM D-1298 “PRUEBA ESTÁNDAR PARA DENSIDAD, DENSIDAD RELATIVA (GRAVEDAD ESPECÍFICA) O GRAVEDD API DE PETRÓLEO CRUDO Y

PRODUCTOS DE PETRÓLEO LÍQUIDOS MEDIANTE EL MÉTODO DEL DENSÍMETRO¹.

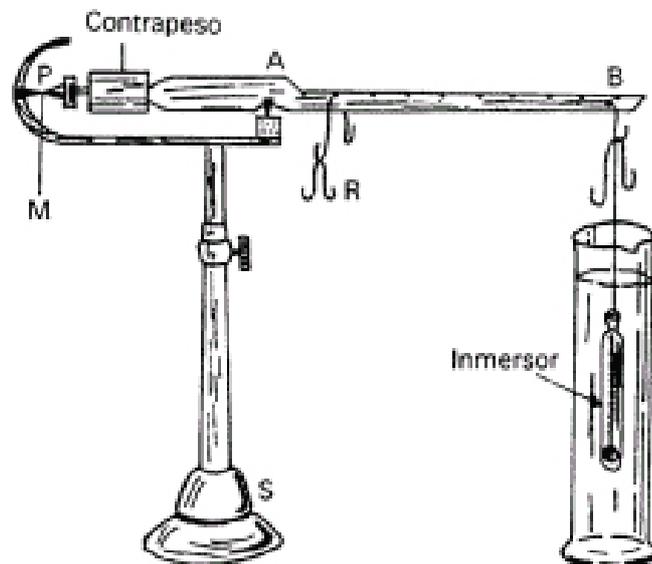


Figura 3.7 Balanza Mohr Westphal

Fuente: Fundamentos de la Metrología

3.2 DETERMINACIÓN DE CONDICIONES DE OPERACIÓN

3.2.1 Presión

Se midieron las presiones de ingreso y de salida del Oleoducto Primario localizado en el campo Marginal Tiguino.

Las presiones fueron tomadas de los manómetros, ubicados a la descarga de las bombas de transferencia de crudo en el CPF (Centro de Procesos y Facilidades) para la presión de ingreso al oleoducto.

¹ El término utilizado en inglés es "hydrometer"; sin embargo, en español, un hidrómetro es un instrumento muy diferente que sirve para medir la humedad y temperatura. Por lo que el término más apropiado es Densímetro.

Mientras que para la presión de salida del oleoducto se tomo del manómetro ubicado en la Unidad LACT (Lease Automatic Custody Transfer) o Unidad de Arriendo Automático de Transferencia de Custodia.

Los datos tomados se los presenta en la tabla a continuación:

Tabla 3.2 Datos de Presión del Oleoducto Primario en El Campo Marginal Tiguino

PRESIÓN	MAGNITUD	UNIDAD
INGRESO	6205.28 (900)	KPa (psi)
SALIDA	689.48 (100)	KPa (psi)

Fuente: Datos obtenidos de Medición en Campo.

3.2.2 Temperatura

Los datos de temperatura fueron tomados tanto en el CPF como en la unidad LACT. En el caso del CPF fue tomado por medio de una pistola infrarroja tomando el dato únicamente de la tubería el cual se asume igual al del fluido, despreciando las pérdidas de calor, por otro lado el dato de temperatura a la salida del oleoducto fue tomado por medio de un transmisor de temperatura, en este caso el dato tomado es el de la temperatura del crudo.

Tabla 3.2 Datos de Temperatura del Oleoducto Primario en El Campo Marginal Tiguino

PRESIÓN	MAGNITUD	UNIDAD
INGRESO	57.78 (136)	°C (°F)
SALIDA	45.56 (114)	°C (°F)

Fuente: Datos obtenidos de Medición en Campo.

3.2.3 Caudal

El caudal fue medido por medio de los caudalímetros de desplazamiento positivo localizados en la Unidad LACT. En donde se tomo la siguiente medida.

Tabla 3.2 Datos de Caudal del Oleoducto Primario en El Campo Marginal Tiguino

	MAGNITUD	UNIDAD
CAUDAL	0.032 (12)	m ³ /s (STB/min) ²

Fuente: Datos obtenidos de Medición en Campo.

3.2.4 Espesor de Pared de la Tubería

La medición de espesores del Oleoducto Primario existente en el Campo Marginal Tiguino fue realizada por la empresa contratista “Snap Pipe” quien ganó el concurso de licitación para esta tarea.

La empresa “Snap Pipe” se basó en el Procedimiento para Inspección Ultrasónica No. UT-01-SNAP (el mismo que se presenta en los ítems 3.2.4.1 al 3.2.4.4 del presente capítulo) para realizar este trabajo:

3.2.4.1 Equipos

En la sección 4 del Procedimiento para Inspección Ultrasónica No. UT-01-SNAP describe los equipos que se utilizaron:

- Equipo ultrasónico: PANAMETRICS EPOCH LT, similar o superior
- Palpadores
- Gradilla de Comprobación (Patrón de calibración)
- Cámara fotográfica digital

² STB/min =unidad, barriles estándar de petróleo por minuto

- Computadora Laptop
- Vehículo 4X4
- Caja de Herramientas

3.2.4.2. Condición Superficial, de Temperatura y Técnica de Barrido

En la sección 7 del Procedimiento para Inspección Ultrasónica No. UT-01-SNAP se describe la condición superficial y la Técnica de Barrido que se utilizó como se lo presenta a continuación:

3.2.4.2.1 Condición Superficial: Superficie libre de Impurezas que interfiera con el barrido

3.2.4.2.2 Rango de Temperaturas: de 0 a 500°C, usando palpador y acoplante respectivo

3.2.4.2.3 Barrido

- Durante una nueva inspección se debe tomar en cuenta los sitios que en reportes anteriores hayan sido identificados como críticos o con espesores más bajos.
- Se inspeccionará en todos los tubos y especialmente en los sitios de variación de dirección de la tubería (curvas o desniveles). Sobre cruces de esteros, ríos, pantanos (sectores de alta humedad) se medirá en el sector de mayor incidencia de la humedad. Para todos estos casos que se describirán a continuación la medición se lo hará describiendo una línea sinusoidal, con una amplitud de pico que cubra el cuadrante.
 - En tuberías de transporte de petróleo, con diámetro nominal menor o igual a 12 pulgadas, se efectuará mediciones en la totalidad de la tubería para este propósito se realizara 4 barridos

dividiendo al tubo en cuatro cuadrantes como se muestra en la figura 3.8. Junto a la soldadura se verificará defectos de corrosión interna, pérdida de material por transición o afectación por esmeril, etc. Se considera que con esta inspección se podrá determinar la situación real de la tubería en cuanto a corrosión interna se refiere.

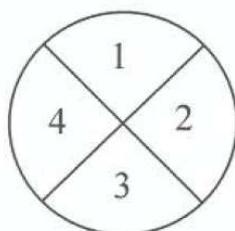


Figura 3.8 Posición de los Cuatro Cuadrantes para el Barrido de la Medición de Espesores por Ultrasonido

Fuente: Procedimiento para Inspección Ultrasónica No. UT-01-SNAP

- En esta inspección, y en primera instancia se medirá la tubería de superficie, tubos completos es decir de suelda a suelda, en el caso de pasos enterrados se excavará antes y después, hasta encontrar el recubrimiento anticorrosivo de la tubería (poliken) y de acuerdo a su estado se seguirá excavando, si se detectara puntos de espesores bajos o corrosión externa importante se abrirá una calicata³ en el centro del paso enterrado para verificar el estado de la tubería y del poliken. En el caso de que la tubería enterrada no disponga de poliken o revestimiento se excavará todo el paso para inspección total de la tubería.
 - Se levantará la tubería y se medirá en los sitios anteriormente indicados, en caso de no poder levantar la tubería por estar semienterrada, se realizará excavaciones para poder acceder a las zonas de interés espacialmente a 180°
 - En el caso que durante el barrido se detecten pitings o zonas con espesores bajos, la inspección se realizará en forma más

³ Calicata: Pozo o zanja de escasa profundidad

dedicada o minuciosa con el propósito de limitar la zona con defectos.

- Al realizar el barrido el transductor se detendrá constantemente en distancias no mayores a 5 centímetros por lapsos de 1 a 3 segundos.

En el mismo procedimiento se explica como realizar el trabajo y los registros adicionales que se tomaron para la medición de espesores como se explica a continuación.

3.2.4.3. Proceso

El proceso de medición de espesores es detallado en la sección 9 del procedimiento antes mencionado:

- Limpieza de tubería e identificación de líneas
- Calibración del Equipo
- Barrido.

3.2.4.4 Registros Adicionales

- La longitud de la línea a inspeccionarse será medida con cinta métrica.
- Se medirá cada tubo con el propósito de establecer longitud de la tubería del oleoducto
- Al inicio de la línea se pintará la dirección del flujo, el nombre de la línea, fecha de inspección, nombre de la empresa y el número del tubo en forma secuencial en sentido a favor del flujo
- Con pintura de color blanco se identificará los sitios para la reparación, dos anillos al inicio y al final marcarán la zona a reparar, y se pintara una letra R. Para la localización del defecto en cada tubo se tomará como referencia cero a la soldadura aguas abajo y desde este punto con cinta se medirá hasta el inicio del defecto el Valor X, desde la misma soldadura se medirá hasta el sitio de fin del defecto el valor Y, la

diferencia de $Y - X = L$ significará la longitud del defecto. La Figura 3.9 ilustra lo señalado.

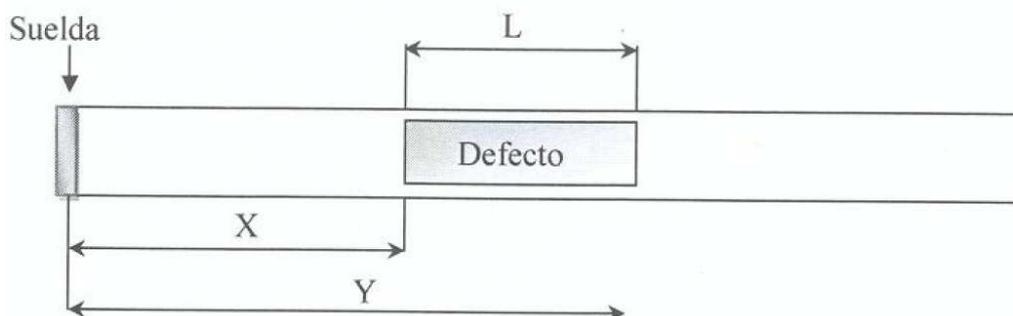


Figura 3.9 Longitud de Defecto

Fuente: Procedimiento para Inspección Ultrasónica No. UT-01-SNAP

El formato de tabla en la que se anotaron los datos de campo se presentan en el Anexo B

Los resultados de cada tubería tanto de espesores como de longitud de la tubería se presentan de manera detallada en el Anexo C.

3.2.5 Longitud de la Tubería

Durante la medición de espesores, el grupo de trabajos de la empresa contratista "Snap Pipe" fue midiendo la longitud de cada uno de los tubos como se describe en la sección 10 del Procedimiento para Inspección Ultrasónica No. UT-01-SNAP. Para lo cual se encontraron los siguientes resultados

Tabla 3.3 Longitud del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

	MAGNITUD	UNIDAD
No. de Tubos	1252	TUBOS
Longitud Total	16.334,45	km

Fuente: SNAP PIPE. Reporte de Medición de Espesores Oleoducto Primario Campo Tiguino

Los datos de la longitud de cada tubería se presentan en el Anexo C.

3.2.6 Densidad del Crudo

La densidad del crudo de producción del campo Marginal Tiguino, es obtenida periódicamente en los laboratorios tanto del CPF como de la unidad LACT, además como parte del proceso de fiscalización que Petrobell Inc. Grantmining S.A. rinde al estado ecuatoriano, quincenalmente una muestra del crudo de producción es enviada a la Empresa SGS para que realice un análisis de laboratorio para conocer las características de crudo, en el Anexo A se presenta la información del mes de Diciembre del año 2010

En cualquiera de los casos sea en los laboratorios existentes en el campo Marginal Tiguino o sea por medio de la empresa SGS, la determinación de la densidad del crudo (expresada en grados API) está bajo la norma ASTM D1298, utilizado el siguiente procedimiento que se muestra en la sección 10 de la norma:

3.2.6.1 Procedimiento.

3.2.6.1.1 Llevar al cilindro del densímetro y a los termómetros a aproximadamente 5 °C sobre la temperatura de prueba .

10.2 Trasladar la muestra a un cilindro densímetro sin chapotear para evitar la formación de burbujas de aire y reducir la evaporación al mínimo de los constituyentes de inferior ebullición de las muestras más volátiles.

3.2.6.1.3 Trasladar las muestras altamente volátiles al cilindro mediante desplazamiento de agua o sifón.

3.2.6.1.3.1 Muestras que contengan alcohol u otros materiales solubles en agua debe ser colocada dentro de un cilindro con sifón

3.2.6.1.4 Retirar cualquier burbuja de aire formada, después de que se hayan acumulado sobre la superficie de la muestra mediante tacto con un pedazo de papel filtro limpio antes de insertar el densímetro.

3.2.6.1.5 Colocar el cilindro conteniendo la muestra en una posición vertical en un sitio libre de corrientes de aire. Asegurarse que la temperatura de la muestra no cambie apreciablemente durante el tiempo necesario para completar el ensayo; durante este período, la temperatura del medio circundante no debería cambiar en más de 2°C (5°F). Cuando la temperatura cambia en más de 2°C arriba o más abajo de la temperatura ambiente, use un baño de temperatura constante para mantener la temperatura durante la prueba.

3.2.6.1.6 Inserte el termómetro apropiado o el instrumento de medición de temperatura y bata la porción de prueba con una varilla, usando una combinación de movimientos verticales y rotativos para garantizar que la temperatura y la densidad sean uniforme en el cilindro del densímetro. Registrar la temperatura del densímetro a una aproximación de 0,1°C y remueva los termómetros y la varilla de agitación.

3.2.6.1.7 Baje el densímetro suavemente dentro de la muestra. Tenga cuidado de evitar humedecer la base sobre el nivel en el cual será sumergido en el líquido. Para líquidos de baja viscosidad transparentes o translucidos observe la forma del menisco cuando el densímetro es presionado hacia abajo del punto de equilibrio de 1 a 2 mm, y permita que regrese al equilibrio. Si el menisco del densímetro cambia, limpie el vapor del densímetro y repita hasta que la forma del menisco se mantenga constante.

3.2.6.1.8 Para líquidos viscosos opacos permita que el densímetro se establezca suavemente en el líquido.

3.2.6.1.9 Para líquidos de baja viscosidad transparentes o líquidos translucidos presione el densímetro en alrededor de dos divisiones de escala dentro del líquido y luego suelte, lo que imparte un ligero giro al densímetro para contribuir a que éste descansa flotando libre de las paredes del cilindro del densímetro. Asegúrese que el resto del tallo del densímetro, que está por encima del nivel del líquido, no este húmedo y así no afecte la lectura obtenida.

3.2.6.1.10 Deje el tiempo suficiente para que el densímetro esté en reposo y para que todas las burbujas de aire vengan a la superficie. Remueva cualquier burbuja de aire antes de tomar una lectura. (Mirar 10.4)

3.2.6.1.11 Si el densímetro está hecho de plástico, disipe cualquier carga estática limpiando el exterior con un paño húmedo de tela.

3.2.6.1.12 Cuando el densímetro ha llegado a reposo, flotando libremente lejos de las paredes del densímetro, lea la escala del densímetro leyendo con una precisión de una quinta de división de acuerdo con 10.12.1 o 10.12.2

3.2.6.1.12.1 Para líquidos transparentes, registrar la lectura del densímetro como el punto en la escala del densímetro en el cual la superficie principal de líquido corta la escala, mediante la colocación de la mirada ligeramente por debajo del nivel del líquido; líquido que va aumentando lentamente hasta que la superficie, donde se observa inicialmente como una elipse deformada que parece convertirse en una línea recta de corte de la escala del densímetro (ver Fig. 3.6).

3.2.6.1.12.2 Para líquidos opacos registrar la lectura del densímetro en el punto de la escala del densímetro en el cual la muestra sube, mediante la observación con la mirada ligeramente puesta sobre el plano de la superficie del líquido (mirar Fig. 3.7)

3.2.6.1.13 Inmediatamente después de registrar la lectura de la escala del densímetro, levante con cuidado el densímetro fuera del líquido, inserte el termómetro o el instrumento de medición de temperatura y revuelva la porción de prueba verticalmente con la varilla de agitación. Anote la temperatura de la muestra con una precisión de $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Si esta temperatura difiere de la lectura anterior (10.6) por más de $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, repetir las observaciones del densímetro y del termómetro hasta que la temperatura se estabilice dentro $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Si no se puede obtener una temperatura estable, coloque el cilindro del densímetro en un baño de temperatura constante y repita el procedimiento desde el 10.5.

3.2.6.1.13 Inmediatamente después de registrar la lectura de la escala del densímetro, levante con cuidado el densímetro fuera del líquido, inserte

el termómetro o el instrumento de medición de temperatura y revuelva la porción de prueba verticalmente con la varilla de agitación. Anote la temperatura de la muestra con una precisión de 0,1 ° C. Si esta temperatura difiere de la lectura anterior (10.6) por más de 0,5 ° C, repetir las observaciones del densímetro y del termómetro hasta que la temperatura se estabilice dentro 0,5 ° C. Si no se puede obtener una temperatura estable, coloque el cilindro del densímetro en un baño de temperatura constante y repita el procedimiento desde el 10.5.

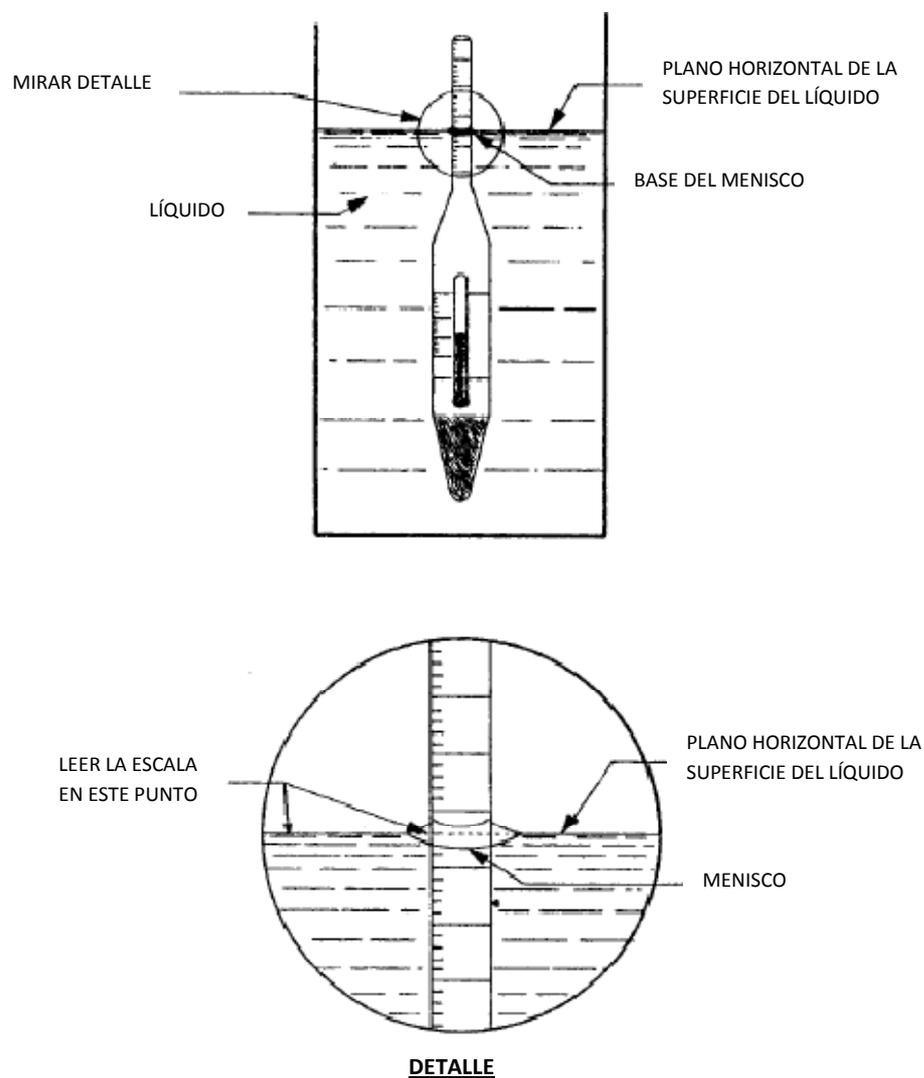


Figura 3.10 Lectura de la Escala del Densímetro para líquido Transparentes

Fuente: Estándar ASTM D1298

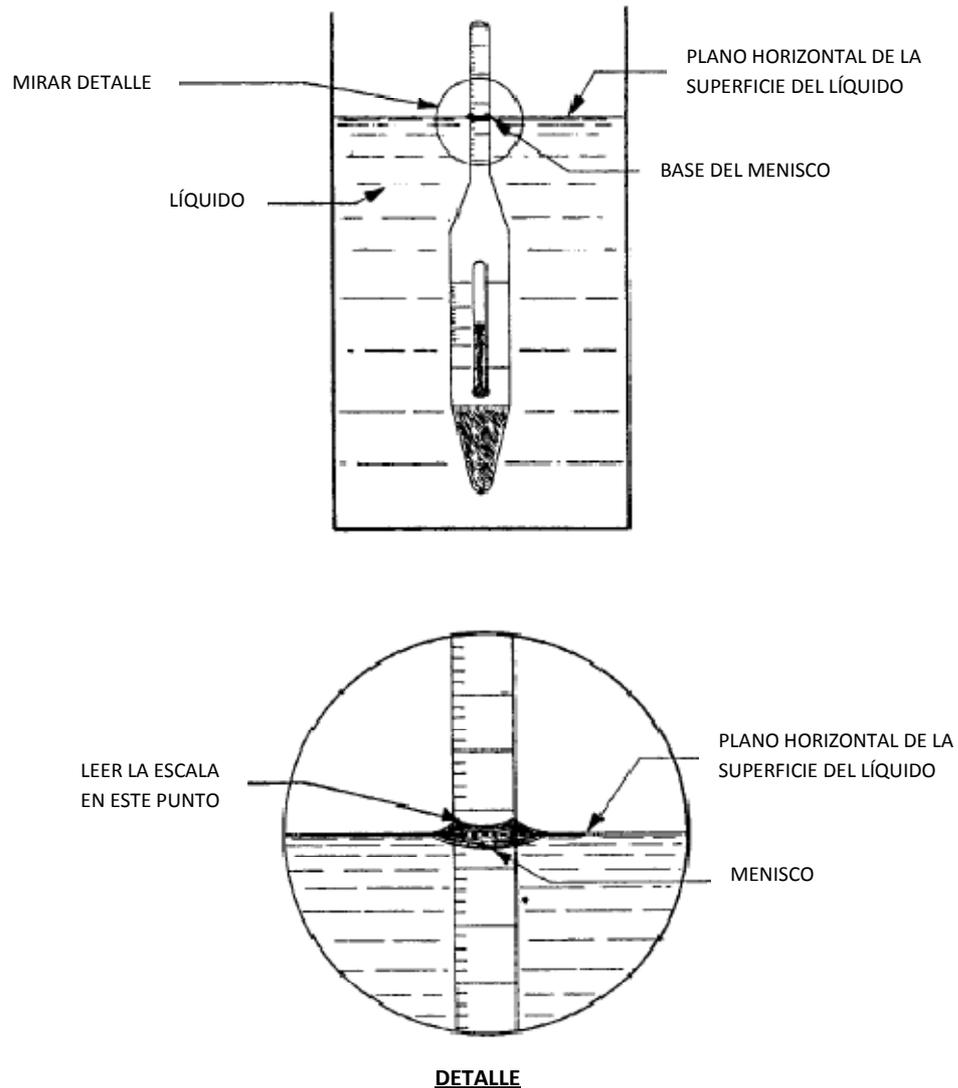


Figura 3.11 Lectura de la escala del Densímetro para Líquido Opacos

Fuente: Estándar ASTM D1298

3.2.6.1.14 Si la temperatura de ensayo es superior a 38 °C, permitir que todos los densímetros del tipo de perdigones de plomo en cera se drenen y se enfríen en una posición vertical.

En la sección 11 de la misma norma se presenta el método de hacer de cálculo para obtener la densidad, la densidad relativa o los grados API del líquido analizado según como lo presentamos a continuación:

3.2.6.2 Cálculo

3.2.6.2.1 Aplicar las correcciones pertinentes a las lecturas observadas del termómetro en 3.2.6.1.6 y 3.2.6.1.13 y registrar el promedio de las dos temperaturas con una precisión de 0,1 °C.

3.2.6.2.2 Para las muestras opacas, aplique las correcciones pertinentes dadas en la Tabla 3.5 para las lecturas observadas en el menisco del densímetro (3.2.6.1.12.2)

Tabla 3.4 Densímetros Recomendados

Unidades	Rango		Escala [^]		Menisco
	Total	Cada Unidad	Intervalo [^]	Error [^]	Corrección
Densidad, kg/m ³ a 15 °C	600 - 1100	20	0,2	± 0,2	+0,3
	600 - 1100	50	0,5	± 0,3	+0,7
	600 - 1100	50	1,0	± 0,6	+1,4
Densidad Relativa (gravedad específica) 60/60 °F	0,600 - 1,100	0,020	0,0002	0,0002	+0,0003
	0,600 - 1,100	0,050	0,0005	0,0003	+0,0007
	0,600 - 1,100	0,050	0,0010	0,0006	+0,0014
Densidad Relativa (gravedad específica) 60/60 °F	0,65 - 1,100	0,050	0,0005	±	0,0005
	-1 - + 101	12	0,1	± 0,1	

[^]Intervalo y Error se refieren a la escala

Fuente: AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. Estándar D 1298. , pg. 2

3.2.6.2.3 Aplicar cualquier corrección del densímetro para las lecturas observadas y registrar la lectura corregida del densímetro con una precisión de 0.1 kg/m³ en densidad, 0.0001 g/mL, Kg/L en densidad relativa, o de 0.1 para °API.

3.2.6.2.4 Si el densímetro está calibrado a una temperatura que no sea la temperatura de referencia, utilice la siguiente ecuación para corregir la lectura de la escala del densímetro:

$$\rho_r = \frac{\rho_t}{1 - [23 \times 10^{-6} \times (t - r) - 2 \times 10^{-8}(t - r)^2]}$$

(3.1)

Donde:

ρ_r : lectura del densímetros a la temperatura de referencia, r °C

ρ_t : lectura del densímetros a la temperatura de referencia, t °C

3.2.6.2.5 Convertir la lectura de la escala del densímetro corregida a densidad, densidad relativa o gravedad API usando las partes apropiada de las Tablas de Medición de Petróleo en la Guía D 1250, según la naturaleza de los materiales de prueba. La Tabla 3 da algunos ejemplos de números de tablas correspondientes a la guía D 1250.

**Tabla 3.5 Ejemplos de Números de Tabla de TMP
(Tablas de Medición de Petróleo)**

Material	Densidad a 15 °C kg/m ³	Densidad a 20 °C kg/m ³	Densidad Relativa a 60/60 °F	°API
Petróleo	53A	59A	23A	5A
Productos del Petróleo	53B	59B	23B	5B
Aceites Lubricantes	53D	59D	-	5D

Fuente: AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. Estándar D 1298, pg. 5

3.2.6.2.5.1 Lo estrictamente correcto para la conversión es utilizar los procedimientos de aplicación que contenidos en las Tablas de Medición de Petróleo y no las tablas impresas. Si se utiliza las tablas impresas, asegúrese de que todas las erratas desde la publicación original, se han incluido en la versión utilizada. Las tablas incluyen correcciones para la expansión de vidrio sódico-cálcico y la contracción del densímetro que estén sobre los rangos de temperatura, por lo tanto la lectura observada del densímetro es añadido directamente después de la corrección (11.2 - 11.4) según sea necesario.

3.2.6.2.5.2 Para convertir la densidad expresada en kg / m³ de densidad expresada en g / ml o kg / L, se divide por 10³.

3.2.6.2.5.3 Para convertir las lecturas del densímetro de una unidad a otra, los cuadros 51 (densidad a 15 ° C), 21 (densidad relativa a 60 / 60 ° F) o 3 (gravedad API), que figura en la Guía D 1250, serán apropiados.

Es preciso acotar que los ítems 11.5 a 11.5.3 de la norma no aplican en este caso en particular, ya que según el fabricante no hay necesidad de correcciones a la escala en el densímetro.

Luego de aplicar lo estipulado en la norma, se ha tomado el valor promedio del año 2010 según el reporte proporcionado por la empresa Petrobell Inc. Grantmining S.A (Anexo D):

**Tabla 3.6 Gravedad API Crudo de Producción
Campo Marginal Tiguino**

	MAGNITUD	UNIDAD
Gravedad API	21,72	°API

Fuente: SGS. Informe de Laboratorio Crudo Petrobell Inc Grantmining S.A.

3.2.7 Viscosidad del Crudo

La viscosidad del crudo de producción del campo Marginal Tiguino, es obtenida periódicamente en el laboratorio tanto de la unidad LACT, además como parte del proceso de fiscalización que Petrobell Inc. Grantmining S.A. rinde al estado ecuatoriano, quincenalmente una muestra del crudo de producción es enviada a la Empresa SGS para que realice un análisis de laboratorio para conocer las características de crudo, en el Anexo A se presenta la información del mes de Diciembre del año 2010

El procedimiento para la obtención de la viscosidad del crudo de producción sea realizado en la unidad LACT o realizado por parte de la empresa SGS se rige a lo establecido en la Norma ASTM D-445 "MÉTODO DE PRUEBA

ESTÁNDAR PARA VISCOSIDAD CINEMÁTICA DE LÍQUIDOS OPACOS Y TRANSPARENTES (CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD DINÁMICA)”.

El procedimiento que se usa es el mismo que establece la norma en la sección 11 que refiere a procedimiento para líquidos Opacos que es la que le compete a líquidos como el crudo.

3.2.7.1 Procedimiento para Líquidos Opacos

3.2.7.1.1 Para aceites de cilindro refinados a vapor y aceites lubricantes negros, proceder al paso C asegurando que se use una muestra completamente representativa. La viscosidad cinemática de aceites combustibles residuales y productos de parafina similares puede ser afectada por la historia térmica anterior y el siguiente procedimiento descrito en 3.2.7.1.1.1 a 3.2.7.1.2.2 será seguido para disminuir esto.

3.2.7.1.1.1 En general, los viscosímetros utilizados para líquidos opacos son de tipo de flujo inverso de la lista de la Tabla A1.1.C.

Tabla 3.7 Tipos de Viscosímetros

Identificación del Viscosímetro	Rango de Viscosidad Cinemática ^A mm ² /s
C. Tipos flujo inverso (Reverse-flow) para Líquidos Transparentes y Opacos	
Cannon-Fenske opaco	0,4 a 20 000
Zetifuchs de varillas cruzadas	0,6 a 100 000
BSI/IP/RF tubo U flujo inverso	0,6 a 300 000
Lantz - Zeitfuchs tipo flujo inverso	60 a 100 000

^A Cada rango citado requiere una serie de viscosímetros. Para evitar la necesidad de hacer una corrección de energía cinética, estos viscosímetros son diseñados con un tiempo de flujo excedente de 200 s, excepto cuando señale lo contrario la especificación D 446

^B En cada una de estas series, el mínimo tiempo de flujo para los viscosímetros con menores constantes supera los 200 s

Fuente: AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. Estándar D 445. , pg. 7

3.2.7.1.1.2 Calentar el recipiente original en un horno a $60 \pm 2^{\circ}\text{C}$ por 1 hora.

3.2.7.1.1.3 Batir la muestra íntegramente con una barra adecuada de la suficiente longitud para que llegue al fondo del recipiente. Continuar batiendo hasta que no haya lodo o parafina adherida a la barra de batir.

3.2.7.1.1.4 Volver a tapar apretadamente el recipiente y agitar fuertemente por 1 minuto para completar el mezclado.

3.2.7.1.1.4.1 Con muestras de naturaleza muy parafinosa o aceites de alta viscosidad cinemática, puede ser necesario incrementar la temperatura de calentamiento sobre 60°C para lograr el mezclado apropiado. La muestra debería estar lo suficientemente líquida para facilitar el batido y la agitación.

3.2.7.1.2 Inmediatamente después de completar 3.2.7.2.1.4, verter la suficiente muestra para llenar dos viscosímetros dentro de una botella de vidrio de 100 mL y tapar sueltamente.

3.2.7.1.2.1 Sumergir la botella en un baño de agua hirviendo por 30 minutos.

3.2.7.1.2.2 Retirar la botella del baño, tapar fuertemente y agitar por 60 segundos.

3.2.7.1.3 Cargar dos viscosímetros de la manera dictada por el diseño del instrumento. Por ejemplo, para viscosímetros de brazo transversal o BS de tubo en U para líquidos opacos, filtrar la muestra en un filtro de $75\ \mu\text{m}$ en dos viscosímetros previamente colocados en el baño. Para muestras sometidas a tratamiento de calor, utilizar el filtro precalentado para evitar que la muestra se coagule durante la filtración.

3.2.7.1.3.1 Viscosímetros que son cargados antes de ser insertados dentro del baño pueden necesitar ser precalentados en un horno antes de cargar la muestra. Esto es para asegurar que la muestra no se enfríe por debajo de la temperatura de ensayo.

3.2.7.1.3.2 Después de 10 minutos, ajustar el volumen de muestra (donde el diseño del viscosímetro lo requiera) para que coincida con las marcas de

llenado como en las especificaciones de viscosímetro (ver Especificaciones D 446).

3.2.7.1.3.3 Deje el tiempo suficiente para que los viscosímetros cargados lleguen a la temperatura de ensayo (ver 3.2.7.1.3.1). donde un baño sea utilizado para alojar varios viscosímetros, nunca agregue ni retire un viscosímetro mientras otro viscosímetro está en uso para medición de tiempo de flujo.

3.2.7.1.4 Con la muestra fluyendo libremente, medir en segundos hasta de 0.1 de segundo como cifra significativa, el tiempo necesario para que el anillo de avance de contacto pase por de la primera marca de conteo hasta la segunda. Registrar la medición.

3.2.7.1.4.1 En el caso de muestras que requieran de tratamiento de calor descritas en 3.2.7.1.1 a 3.2.7.1.2.1, completar las mediciones de tiempo de flujo 1 hora luego de completar 3.2.7.1.2.2.Registrar los tiempos de flujo medidos.

3.2.7.1.5 Calcular la viscosidad cinemática, ν , en mm^2/s , de cada tiempo de flujo medido.

3.2.7.1.5.1 Para aceites combustibles residuales, si las dos determinaciones de viscosidad cinemática están de acuerdo dentro de la figura de determinabilidad establecida, utilizar el promedio de estas determinaciones para calcular el resultado de viscosidad cinemática a ser reportado. Registrar el resultado. Si las viscosidades cinemáticas calculadas no están de acuerdo, repetir las mediciones de tiempos de flujo después de limpieza total y secado de los viscosímetros y filtrando la muestra. Si el material o la temperatura o los dos no están en la lista respectiva, para temperaturas entre 15 y 100°C utilizar una estimación de la determinabilidad 1.0% y 1.5% para temperaturas fuera de esta escala; se debe tomar en cuenta que estos materiales pueden ser no Newtonianos y pueden contener sólidos que pueden salir de la solución cuando el tiempo de flujo está siendo medido.

3.2.7.1.5.2 Para otros líquidos opacos, no dispone de ningún dato de precisión.

De igual manera la misma norma nos presenta en la Sección 13 la manera en la que se debe calcular los datos obtenidos:

3.2.7.2 Cálculos.

3.2.7.2.1 Calcular la viscosidad cinemática, ν , del tiempo de flujo medido, t , y la constante de viscosímetro, C , por medio de la siguiente:

$$\nu = C \times t_f \tag{3.2}$$

Donde:

ν : viscosidad cinemática, mm²/s (cSt)

C : constante de calibración del viscosímetro (mm²/s)/s y

t_f : tiempo de flujo promedio, s.

3.2.7.2.2 Calcular la viscosidad dinámica, η , de la viscosidad cinemática calculada, ν , y la densidad, ρ , por medio de la siguiente ecuación:

$$\eta = \nu * \rho * 10^{-3} \tag{3.3}$$

Donde:

η : viscosidad dinámica, mPa.s (cP)

ρ : densidad, kg/m³, a la misma temperatura utilizada para la determinación de viscosidad cinemática y

ν : viscosidad cinemática, mm²/s (cSt).

Los datos mostrados a continuación son un promedio de los datos del año 2010, obtenido del informe que la empresa Petrobell Inc Grantmining S. A ha proporcionado (ver Anexo D).

Tabla 3.8 Densidad, Viscosidad Cinemática y Dinámica

	MAGNITUD	UNIDAD
Viscosidad Cinemática a 80°F	0.0002 (215.47)	m ² /s (cSt)
Grados API	21.7200	API °
Gravedad Especifica	0.9235	
Viscosidad Dinámica a 80°F	0.1990 (199.02)	Pa.s (cP)

Fuente: SGS. Informe de Laboratorio Crudo Petrobell Inc Grantmining S.A

CAPÍTULO 4

SELECCIÓN DEL SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE FLUIDOS

4.1 SELECCIÓN DE SOFTWARE PARA ANÁLISIS DE FLUIDOS QUE UTILICEN EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS

Luego de obtener los parámetros de operación del oleoducto, se procedió a realizar reuniones con el personal del departamento de Mantenimiento y de Operaciones de la empresa Petrobell Inc Grantmining S.A para determinar ideas y preguntas que permitan evaluar el programa que se adapten a las necesidades de la empresa, y que permita conocer el perfil de presiones que maneja el oleoducto.

Para la selección del programa de análisis de fluidos se tomó en cuenta la técnica de cuestionarios, la misma que hace referencia a cuatro etapas.

4.1.1 Primera Etapa: Definición de Parámetros de Selección Objetiva

La primera etapa es la elaboración de un cuestionario de selección objetiva que como característica principal, posee preguntas que se responden con un si o un no; cada pregunta tiene un factor de peso según el grado de importancia, este cuestionario es elaborado por un comisión de evaluación, en este caso conformada por 2 ingenieros de la empresa Petrobell Inc Grantmining S.A. pertenecientes a los departamentos de Mantenimiento y de Operaciones respectivamente y del estudiante, autor del presente documento. Este cuestionario permite obtener un resultado de consenso que satisfaga cuestiones referentes al área manejada por cada miembro de la comisión de evaluación.

El detalle de las preguntas de este cuestionario se presenta en el Anexo E

4.1.2 Segunda Etapa: Definición de Parámetros de Selección Subjetiva

La segunda etapa es la elaboración de un cuestionario de selección subjetiva (Anexo F) que como característica, tiene preguntas que se responden con un comentario, las mismas que están relacionadas con la asistencia técnica, capacitación operacional, manejabilidad del sistema, experiencias en empresas del mismo tipo, recursos informáticos, costos de licencia por usuario, etc.

Este cuestionario es realizado por la comisión de evaluación y tiene preguntas con su respectivo peso dependiendo del grado de importancia de cada pregunta.

4.1.3 Tercera Etapa: Presentación de Posibles Alternativas de Mercado

La tercera etapa es la presentación de los programas con sus respectivas características, para ello los programas pre seleccionados son:

1. COSMOS FLOW 4.1 es un programa diseñado en un sistema CAD, elaborado por los creadores de SolidWorks y puede funcionar como complemento del mismo siendo una herramienta de análisis de fluidos. Tiene diferentes aplicaciones desde el análisis del comportamiento de fluidos a través de válvulas, tuberías, mezcladores hasta análisis de cavitación en los impeler de una bomba.
Básicamente es utilizado en Instituciones de enseñanza superior como una poderosa herramienta de análisis que abarca varios campos; en la industria petrolera es poco utilizado por no ser un programa tan especializado para este sector.
2. PIPESIM 2003, programa elaborado por la empresa inglesa Baker Jardine & Associates Limited posteriormente la empresa de servicios petroleros Schlumberger adquirió este programa. PIPESIM es usado para: modelación multifásica desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, análisis de redes de transporte, que particularmente en este caso interesa por que puede proporcionar los perfiles de presiones de las tuberías. Lo más destacado del programa es que se puede caracterizar

al crudo, por medio de las distintas propiedades que pueden ser ingresadas.

Schlumberger se encuentra presente en Ecuador desde hace ya varios años realizando servicio de ingeniería a varias empresas del sector, y este programa es económico y muy utilizado en la industria.

Existen nuevas versiones de PIPESIM pero para este proyecto se cuenta con el programa y la licencia en la versión 2003.

3. OLGA 6.0 es un programa de modelación de fluidos elaborado por la empresa IFE para la empresa noruega: "Norwegian State Oil Company" en 1983. En la actualidad es parte de SPT group que tiene una gama de programas para la industria petrolera. La versión 6.0 de OLGA posee diferentes módulos y cuya aplicación es especialmente para transporte de hidrocarburos, como el crudo y el gas natural.

4.1.3.1 Requerimientos Operativos del Software

Los requerimientos operativos de COSMOSFLOW 4.1 son los siguientes:

- Sistema operativo Microsoft XP o superior.
- Mínimo 64 MB de Memoria RAM
- 20 MB de espacio para instalación.
- 100 MB de espacio de disco para correr el programa.
- CD ROM driver

Para su normal desenvolvimiento e instalación el programa PIPESIM 2003 requiere lo siguiente:

- 100 MB de espacio libre en el disco
- 16 MB de Memoria RAM
- CD ROM driver
- Como Mínimo un procesador Pentium II de 400MHz
- Microsoft Windows XP.

OLGA 6.0 necesita como requerimientos operativos:

- Sistema operativo Microsoft XP, Microsoft Vista 32 bits, o superior.

- 70 MB de Memoria RAM
- 25 MB de espacio en el disco para la instalación.
- CD ROM driver

4.1.3.2 Metodología de Cálculo

En el caso de los tres programas propuestos usan el método de elementos finitos como modo de cálculo, de igual manera los tres programas se basan en las ecuaciones de conservación de la energía, conservación de la masa, y la transferencia de calor para sus cálculos.

La diferencia radica en los modelos que utilizan para la variación de la viscosidad, de lo que podemos distinguir las siguientes diferencias:

- COSMOS FLOW 4.1: Los modelos de variación de la viscosidad del fluido pueden ser escogidos por el usuario, seleccionándolo de alguno de los siguientes modelos:

- Sutherland's:

$$\frac{\alpha}{\alpha_0} \approx \left(\frac{T}{T_0}\right)^{1.5} \left[\frac{T_0 + s}{T + s}\right]$$

(4.1)

- Power Law:

$$\frac{\alpha}{\alpha_0} \approx \left(\frac{T}{T_0}\right)^n$$

(4.2)

- Polinomio:

$$\alpha - \alpha_0 = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 + \dots + a_5 \cdot T^5$$

(4.3)

- Polinomio Inverso:

$$\frac{\alpha}{\alpha_0} = a_0 + \frac{a_1}{T} + \frac{a_2}{T^2} + \dots + \frac{a_5}{T^5}$$

(4.4)

- Interpolación Lineal entre dos Puntos

Estos primeros cinco modelos son usados para cualquier propiedad que varíe con la temperatura sea esta: viscosidad, densidad, conductividad u otra. En los modelos de polinomio y polinomio inverso es necesario tener mayor cantidad de datos para poder generar el modelo.

En general α , y α_0 representan cualquiera de las propiedades antes mencionadas que varían con la temperatura, donde α_0 es el valor de la propiedad conocida a una temperatura T_0 y α es el valor de la propiedad que se desea conocer a una temperatura T . Por otro lado para el caso del modelo Sutherland's la constante de Sutherland es representada con s .

COSMOS FLOW también presenta modelos que son exclusivos para la variación de viscosidad y son los siguientes:

- None – Newtonian Power Law

$$\frac{\mu}{\mu_0} = \gamma^p$$

(4.5)

- Herschel – Buckley

$$\mu = \mu_0 + k \cdot \gamma^p$$

(4.6)

Para estos modelos exclusivos para la viscosidad los valores de k, γ , y p son valores propios de cada fluido que se encuentra almacenados en la base de datos de COSMOS FLOW pero también pueden ser ingresados por el usuario.

Es preciso advertir que los datos de las constantes $k, y P$ y la razón de deformación del fluido γ si bien son datos que dependen del fluido a analizar

no siempre son los más exactos sobre todo en el caso de crudos en los cuales su composición y su propiedades son muy variables de un crudo a otro.

- PIPESIM 2003:

Este programa al tener diferentes aplicaciones en la industria petrolera presenta modelos de viscosidad para crudo vivo, crudo bajo saturado y crudo muerto estos dos primero son de uso exclusivo para la simulación de yacimientos, en cambio el crudo muerto, como PIPESIM lo denomina, es aquel que está libre de gas y es ideal para modelar crudo que ya ha sido tratado y va a ser transportado como es el caso de este proyecto.

En referencia exclusiva a los modelos o correlaciones de viscosidad en crudo muerto se tiene:

- Beggs & Robinson:

$$\mu = 10^x - 1 \tag{4.7}$$

Donde:

$$x = y \cdot T^{-1.163} \tag{4.8}$$

$$y = 10^z \tag{4.9}$$

$$z = 3.03024 - 0.02023 \cdot \gamma_{API} \tag{4.10}$$

Este modelo es recomendado para γ_{API} gravedad API de 16 a 58°API. Y temperatura de 70 a 295 °F.

- Glaso:

$$\mu = C \cdot (\log \gamma_{API})^d \quad (4.11)$$

Donde:

$$C = 3.141 \cdot (10^{10}) \cdot T^{-3.444} \quad (4.12)$$

$$d = 10.3114 \cdot (\log T) - 36.447 \quad (4.13)$$

- Kartoatmodjo

$$\mu = 16 \cdot 10^8 \cdot T^{-2.8177} \cdot (\log \gamma_{API})^{(5.7526 \cdot \log T - 26.9718)} \quad (4.14)$$

Este modelo es recomendable para γ_{API} gravedad API de 14.4 a 58.9°API. Y temperatura de 75 a 320 °F.

Por otro lado PIPESIM presenta modelos o correlaciones para la mezcla agua petróleo, esto complementa a los ya antes mencionados. Estos modelos para el cálculo de la viscosidad en la mezcla agua petróleo son:

- Inversión:

Este modelo calcula la viscosidad de la mezcla asumiendo que la viscosidad pasa a ser igual a la del crudo si el porcentaje de agua en volumen de la mezcla es igual o menor que la de un valor asignado llamado corte de agua (water cut off), este valor por defecto es igual al 60%., pero puede ser modificado por el usuario. En el caso de que el porcentaje de volumen de agua de la mezcla sea mayor al valor del corte de agua (water cut off), la viscosidad de la mezcla agua crudo se asumirá igual a la del agua.

- Relación de Volumen:

$$\mu_m = \mu_c \cdot v_c + \mu_w \cdot v_w$$

(4.15)

Donde:

μ_m : Viscosidad de la mezcla agua – crudo

μ_c : Viscosidad del crudo

μ_w : Viscosidad del agua

v_c : Fracción de volumen del crudo

v_w : Fracción de volumen del agua

- Woelflin:

$$\mu_m = \mu_c \cdot (1 + 0.0023 \cdot v_w^{2.2})$$

(4.16)

Este modelo al igual que el de Inversión toma en cuenta el valor de corte de agua (water cut off) ya que cuando el porcentaje de volumen de agua de la mezcla sea mayor al valor del corte de agua (water cut off), la viscosidad de la mezcla agua crudo se asumirá igual a la del agua. Caso contrario se usara la ecuación (4.16). Cabe señalar que este modelo es recomendable en el caso de que la mezcla agua crudo este bajo el efecto de emulsión.

- OLGA 6.0:

En el caso de OLGA para modelar la viscosidad de los fluidos utiliza el modelo no Newtoniano - Ley de Potencias (None – Newtonian Power Law detallado anteriormente), el modelo Newtoniano, asume que la viscosidad es constante, y el modelo de Birmingham, donde el fluido necesita un esfuerzo critico para empezar a fluir y luego de este se comporta como un fluido Newtoniano. La información dada por los proveedores del programa es muy escasa, y con la información que se manejó se puede decir que este programa no usa modelos apropiados para la industria petrolera.

4.1.3.3 Aplicaciones y Usos:

- COSMOS FLOW 4.1: Este programa es muy extenso en sus usos y aplicaciones, está diseñado para una gran variedad de fluidos, pero no los caracteriza de una manera profunda en cuanto a sus propiedades, más bien tiende a ser genérico en este aspecto. Puede trabajar con flujos multifásicos así como monofásicos.

Entre las aplicaciones con las que cuenta este programa se tiene: diseño de equipos como válvulas, análisis de transferencia de calor, análisis de flujos (especialmente para aerodinámica), determinación de pérdidas hidráulicas, análisis de los impulsores de bombas centrífugas, etc.

- PIPESIM 2003: Este programa fue diseñado exclusivamente para la industria petrolera por lo que puede caracterizar a los hidrocarburos de una manera muy detallada y exacta, de acuerdo a las necesidades de la industria. Puede trabajar con flujos multifásicos así como con flujos monofásicos.

Las aplicaciones de PIPESIM son: diagnóstico de desempeño de la producción a través del modelado integral del sistema de pozos, modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal de pozo, diseño de sistemas de levantamiento artificial de hidrocarburos, generación de perfiles de presión/temperatura/viscosidad, análisis de desempeño de líneas de flujo, etc. Es preciso mencionar que en todas sus aplicaciones se puede hacer uso de la transferencia de calor para obtener resultados más reales.

- OLGA 6.0: Por su lado OLGA trabaja con flujos monofásico como multifásicos y proporciona al usuario una caracterización del crudo mejor que la de COSMOS FLOW pero aun así los modelos de viscosidad no son los más apropiados para la industria. A pesar de eso tiene aplicaciones muy interesantes como: simulación de PIGS en oleoductos, equipos de procesos, simulación de perforación de pozos, simulación de líneas pequeñas con distintos fluidos (intercambiadores de calor).

4.1.4 Cuarta Etapa: Selección de la Alternativa más adecuada

Es la etapa donde se realiza el proceso de selección, el mismo que luego de haber analizado las propuestas, y haber llenado los cuestionarios de evaluación objetiva y subjetiva, se toma la decisión respectiva sobre cuál es la alternativa más adecuada.

Tabla 4.1 Matriz de Selección

MATRIZ DE SELECCIÓN				
A. CUESTIONARIO SELECCIÓN OBJETIVA				
Pregunta	Peso	Puntaje		
		COSMOS FLOW 4.1	PIPESIM 2003	OLGA 6.0
1. ¿Ofrece el programa un servicio asistencia técnica?	3	0	3	3
2. ¿Ofrece garantía?	2	2	2	2
3. ¿Tiene manual de usuario en español?	3	3	3	0
4. ¿Es un software especializado para la industria petrolera?	4	0	4	4
5. ¿Con el programa se puede generar Perfiles de Presión?	5	5	5	5
6. ¿El programa tiene la capacidad de modelar con detalle petróleo con diferentes características?	4	0	4	0
7. ¿El programa utiliza el método de elementos finitos para sus cálculos?	5	5	5	5
8. ¿Tiene una interface amigable con el usuario?	3	3	3	3
9. ¿Presenta graficas dinámicas para mostrar resultados?	4	4	4	4
10. ¿La empresa posee los requerimientos operativos necesarios para que funcione el programa?	3	3	3	3
SUBTOTAL 1		25	36	29
B. CUESTIONARIO SELECCIÓN SUBJETIVA				
1. ¿Cuáles son las aplicaciones prácticas para las que fue diseñado el programa?	4	2	2	3
2. ¿De las aplicaciones que le programa ofrece cuales son apropiadas para la industria petrolera?	5	2	4	4
3. ¿Qué tan amigable con el usuario es el programa?	3	2	2	2
4. ¿Qué empresas de la industria petrolera ecuatoriana trabajan con este programa?	5	1	4	3
5. ¿Cuál es el costo del programa por usuario?	5	3	5	2
SUBTOTAL 2		10	17	14
TOTAL		35	53	43

Fuente: Datos obtenido de Análisis de Propuestas para la selección del Programa

Con respecto a estos cuestionarios y el análisis respectivo dio como resultado que la mejor alternativa es PIPESIM 2003, por que es capaz de dar una caracterización del crudo más próxima a la realidad en relación a sus competidores, a pesar de que los otros programas tenían una variedad más amplia e interesante de aplicaciones, pero para la función que va a cumplir dentro de este trabajo investigativo es suficiente pues permite obtener el perfil de presiones del oleoducto que se requiere. Por otro lado este programa fue proporcionado por el personal de Petrobell Inc. Grantmining S.A por lo que no se deberá hacer ningún tipo de gasto en la adquisición del programa.

CAPÍTULO 5

DETERMINACIÓN DEL PERFIL DE PRESIONES DEL OLEODUCTO

5.1 CÁLCULO DEL PERFIL DE PRESIONES DEL OLEODUCTO CON EL SOFTWARE PARA DE ANÁLISIS DE FLUIDOS QUE UTILIZA EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS.

El programa seleccionado para realizar esta función es PIPESIM 2003 el mismo que luego de ingresar los datos de presión, temperatura de operación del oleoducto, las características físicas del oleoducto, de la respectiva caracterización del crudo, y de escoger los diferentes modelos del comportamiento de la viscosidad del crudo calculó el perfil de presiones, procedimiento y resultados que se detalla a continuación.

5.1.1 INGRESO DE DATOS DE ENTRADA

5.1.1.1 Caracterización del Crudo

Se ingresa al menú “Configurar” y se selecciona “Black Oil”, aquí en la pestaña “Propiedades Black Oil”, se ingresa los datos del crudo:

Tabla 5.1 Valores Ingresados de Caracterización del Crudo

	MAGNITUD	UNIDAD
WCut	0,19	%
GOR	0	
S.G Agua	1,008	
API	21,72	°API

Fuente: Valores Ingresados a PIPESIM 2003

El dato de WCut, se refiere al corte de agua que posee el fluido es decir la cantidad de agua en porcentaje de volumen que se transporta a través del oleoducto. En el caso particular del campo Tiguino, varía entre el 0,121% al

0,246% por lo que se prefirió tomar un valor promedio del año 2010 (ver Anexo D)

GOR es la relación gas crudo que existe en el fluido transportado, como se considera un crudo que ya fue tratado y desgasificado se toma como 0 el valor de GOR.

Los datos de S.G Agua y el valor de la gravedad API del crudo son datos de laboratorio el uno del laboratorio de las instalaciones del Campo Tiguino y el ha tomado el valor del año 2010 según el reporte proporcionado por la empresa Petrobell Inc. Grantmining S.A (Anexo D) Ambos valores son valores promedio del año 2010.

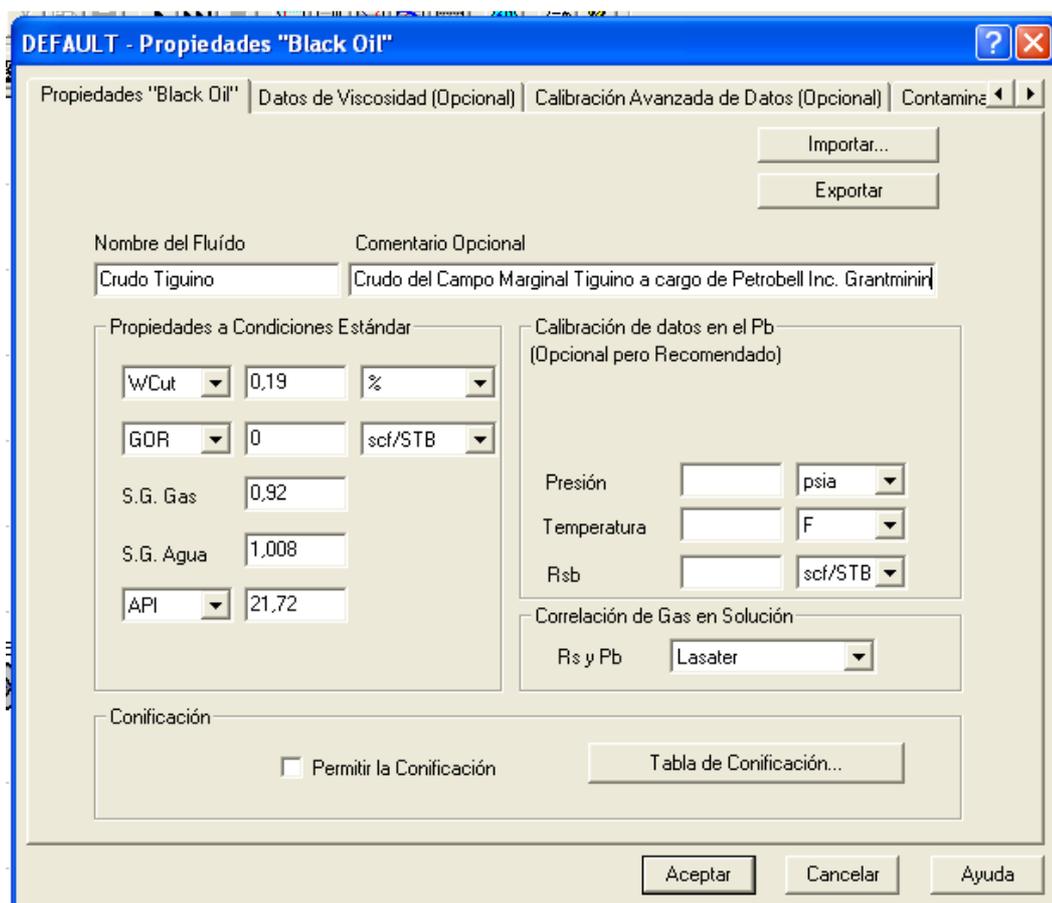


Figura 5.1 Propiedades “Black Oil”

Fuente: PIPESIM 2003

Por otro lado los valores de S.G Gas no se toman en cuenta porque se considera un crudo sin gas, pero se dejó el valor de 0.92 que aparece por

defecto. De igual manera los datos de, conificación, calibración de datos de presión de burbuja (P_b) y la correlación de gas en la solución no se toman en cuenta por la razón antes citada.

En la pestaña de “Datos de Viscosidad”, se escoge la correlación de viscosidad del crudo muerto (crudo sin gas), en este caso es la correlación o modelo Beggs & Robinson, el cual es recomendable para crudos con γ_{API} gravedad API de 16 a 58°API. y temperatura de 70 a 295 °F, como es el presente caso.

Luego se escoge el método de cálculo de la viscosidad del líquido, se elige la opción “Relación de Volúmenes de la viscosidad del crudo y agua”, por ser la más exacta y apropiada para el presente caso. Y se deja el valor de “Limite de % de Agua” en 30 ya que es el valor que viene por defecto.

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "Black Oil" Datos de Viscosidad (Opcional) Calibración Avanzada de Datos (Opcional) Contaminación

Viscosidad del Crudo Muerto

Correlación: Beggs & Robinson

Temperatura Viscosidad

200 F 5.8291554 cP

80 F 263.19747 cP

API = 22

Método de Cálculo de la Viscosidad de Líquido

Límite de % de Agua: 30 %

Fija igual a la: Viscosidad del crudo a la del agua \leq límite de agua , viscosidad del agua $>$ límite de agua

Relación de Volúmenes de las viscosidades del crudo y agua

Usa la Correlación de Woelflin a porcentajes del agua \leq límite de agua , y fija igual a la viscosidad del agua $>$ límite de agua

Viscosidad del Crudo Vivo: Kartoatmodjo

Viscosidad del Crudo Bajosaturado: None

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 5.2 Datos de Viscosidad del Crudo

Fuente: PIPESIM 2003

Es preciso mencionara que en los datos de Viscosidad del Crudo Vivo y Viscosidad del Crudo Bajo saturado, no se deben tomar en cuenta por que estas viscosidades solo son usados para modelar pozos de producción, en el caso de la Viscosidad del Crudo Vivo no ejercerán influencia en los resultados finales ya que se está transportando un crudo sin gas (GOR = 0); para el caso de la Viscosidad del Crudo Bajo saturado se debe seleccionar “None” para que no ejerza influencia sobre los cálculos.

Las pestañas de “Calibración Avanzada de Datos” y “Contaminantes” son opcionales y para el presente trabajo no se tomaron en cuenta.

5.1.1.2 Propiedades de la Línea de Flujo (Oleoducto)

Haciendo doble clic sobre la tubería que modelará al oleoducto, se ingresa el perfil geográfico de la tubería, estos datos son proporcionados por el informe de medición de espesores donde a más de los espesores obtenido se obtiene el perfil geográfico del oleoducto, dato indispensable para calcular las pérdidas de presiones del oleoducto. Cabe señalar que el programa siempre requiere por lo menos los valores de temperatura a la entrada y a la salida del oleoducto.

Tabla 5.2 Valores Ingresados de Propiedades de Línea de Flujo

	MAGNITUD	UNIDAD
Diámetro Interno	0.154 (6,065)	m (in)
Espesor	0.007 (0,280)	m (in)
Rugosidad	5×10^{-5} (0.00015)	m (in)
Temperatura Ingreso	57.781 (136)	°C (°F)
Temperatura Salida	45.563 (114)	°C (°F)

Fuente: Valores Ingresados a PIPESIM 2003

Además se ingresaron los siguientes datos: Diámetro interno, espesor de pared, Rugosidad, este último dato fue obtenido de valores comunes de rugosidad para tuberías de acero.

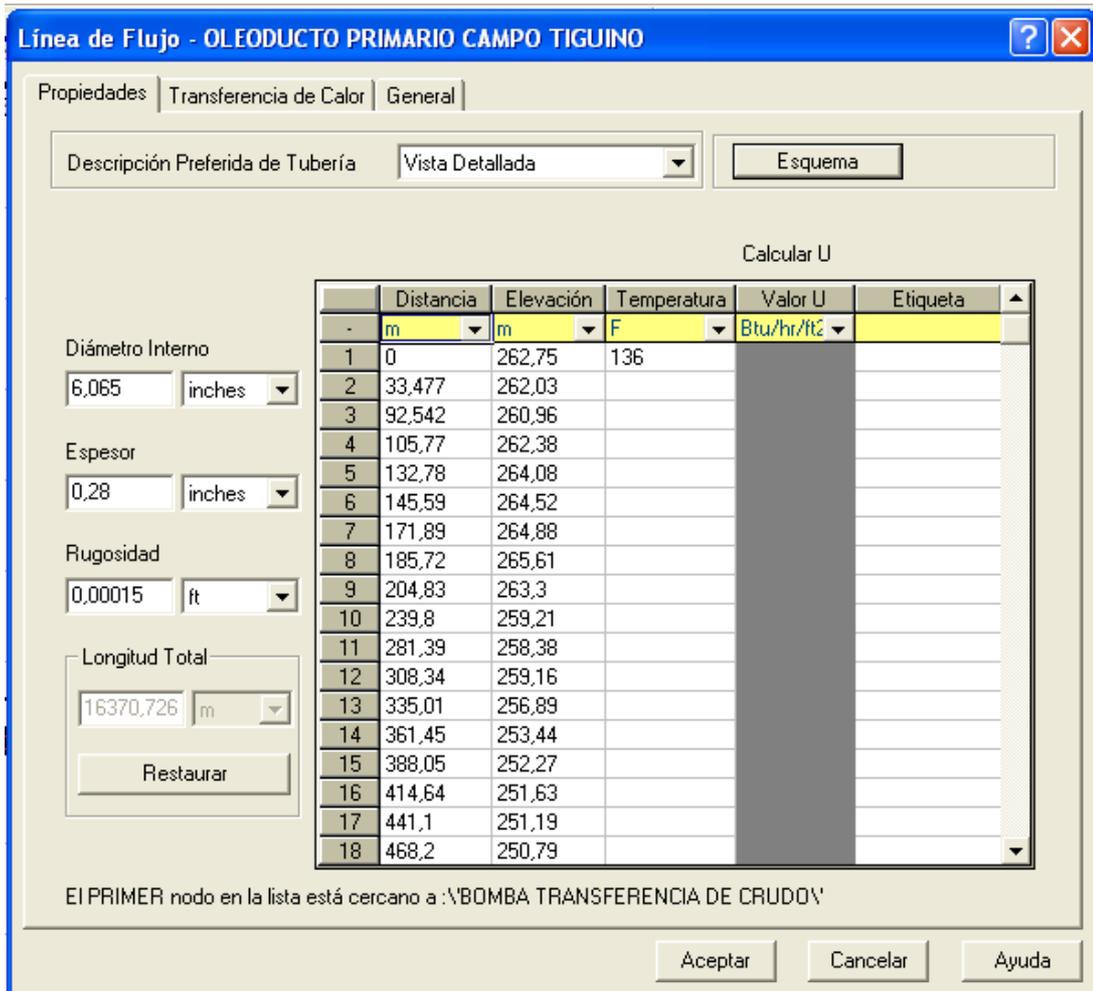


Figura 5.3 Propiedades de la Línea de Flujo (Oleoducto)

Fuente: PIPESIM 2003

Dentro de la misma pantalla, se pasa a la pestaña “Transferencia de Calor”, se escoge la opción: “Calcular el valor de U”, ingresamos el valor de la conductividad de una tubería de acero, en este caso 50 W/m/K. Se elige el fluido ambiental en este caso “Aire” y la velocidad del viento que se deja el valor de 0,1 ft/s que es el valor que viene por defecto, dado especialmente para condiciones medio ambientales moderadas, como es el presente caso.

Tabla 5.3 Valores Ingresados de Caracterización del Crudo

	MAGNITUD	UNIDAD
Conductividad de la Tubería	50	W/mK
Fluido Ambiental	Aire	
Velocidad del Aire	0.0305 (0,1)	m/s (ft/s)

Fuente: Valores Ingresados a PIPESIM 2003

En cuanto a los datos de “Enterramiento de línea”, se los dejará vacíos ya que esta opción es para simular tuberías enterradas y en este caso la mayoría del oleoducto no está enterrado.

Línea de Flujo - OLEODUCTO PRIMARIO CAMPO TIGUINO

Propiedades | Transferencia de Calor | General

Modo
 Incluir valor de U Calcular el valor de U

Recubrimiento de Tubería (empezando desde la superficie)

	K	Espesor	Descripción
-	Btu/hr/ft	inches	(Optional)
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			

Conductividad de la Tubería: 50 W/m/K

Fluido Ambiental: Aire Agua

Velocidad: 0,1 ft/s

Datos de Enterramiento de Línea

Profundidad de Enterramiento: inches

Terreno: Btu/hr/ft

Conductividad:

Completamente enterrado

Diámetro Externo Total de la Tubería: 6,665 inches

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 5.4 Transferencia de Calor de la Línea de Flujo (Oleoducto)

Fuente: PIPESIM 2003

5.1.2 DETERMINACIÓN DEL PERFIL DE PRESIONES PARA EL OLEODUCTO UBICADO EN EL CAMPO MARGINAL TIGUINO.

Para este fin se escoge el menú: “Operaciones” y se elige la opción: “Perfil Presión”. Aquí en “Variable Calculada” se escoge la opción “Presión de Salida”

y se ingresan los datos de: “Presión de Entrada” y de “Liquid Rate” con los siguientes valores:

Tabla 5.4 Valores Ingresados para la Determinación del Perfil de Presiones del Oleoducto

	MAGNITUD	UNIDAD
Variable Calculada	Presión de Salida	
Presión de Entrada	6205.28 (900)	KPa (psi)
Liquid Rate (Rata del Liquido)	0.032 (17280)	m ³ /s (STB/d)

Fuente: Valores Ingresados a PIPESIM 2003

El dato de “Liquid Rate” de 17280 STB/d⁴, que se encuentra en la tabla 5.4 presentada anteriormente es la transformación del dato de caudal tomado en el campo Tiguino de 0.032 m³/s (12 STB/min) que se presentó en la tabla 3.2 del Capítulo 3: “Medición y Toma de Datos”

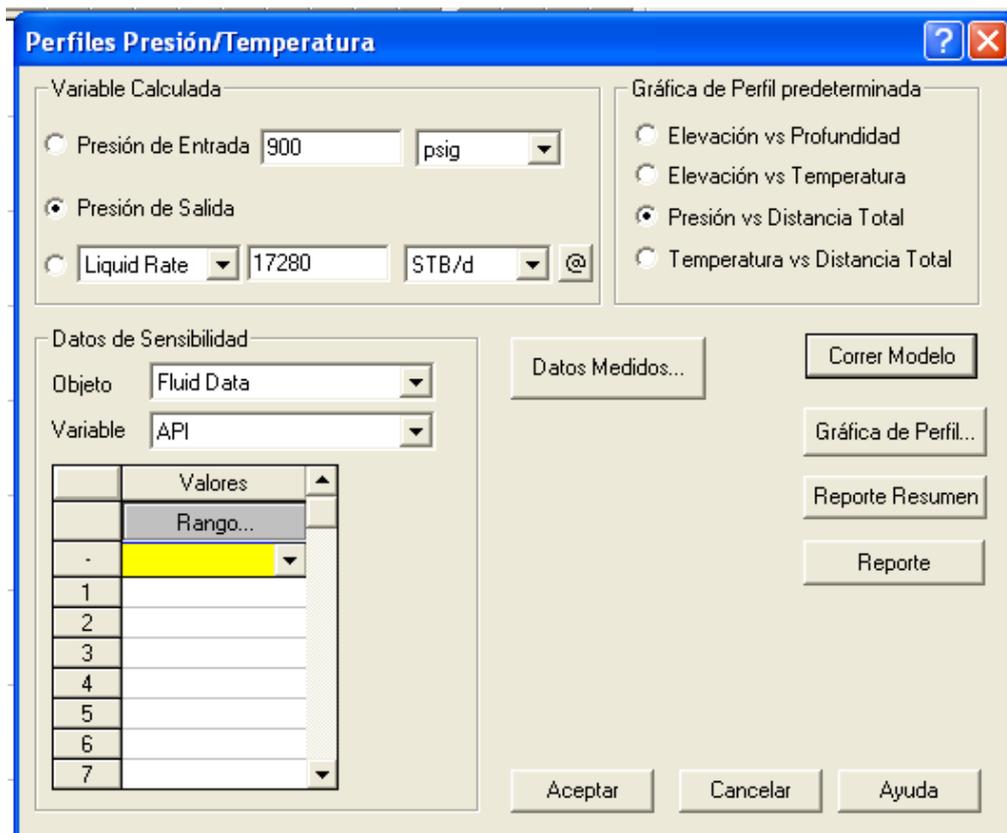


Figura 5.5 Datos para el Cálculo del Perfil de Presiones

Fuente: PIPESIM 2003

⁴ STB/d= unidad, Barriles estándar de petróleo por día

Por otro lado es necesario que la presión ingresada de 900 psi sea la presión manométrica ya que existe la opción de ingresar también el mismo dato pero como presión absoluta

Se escoge la gráfica del perfil determinado que se desea en este caso será: “Presión VS Distancia Total”, si se desea se escoge una variable de sensibilidad; se escoge en este caso primero el “Objeto” donde se encuentra la variable de sensibilidad, “Fluid Data” (Datos del Fluido) y luego la “Variable” para este caso la gravedad API del fluido; por medio de lo cual se tendrá una mejor aproximación al comportamiento real del crudo.

Revisando previamente que los datos ingresados estén correctos, finalmente se aplasta el botón “Correr Modelo” para que el programa calcule la pérdida de presión y así pueda generar el Perfil de Presiones del oleoducto primario del campo Marginal Tiguino.

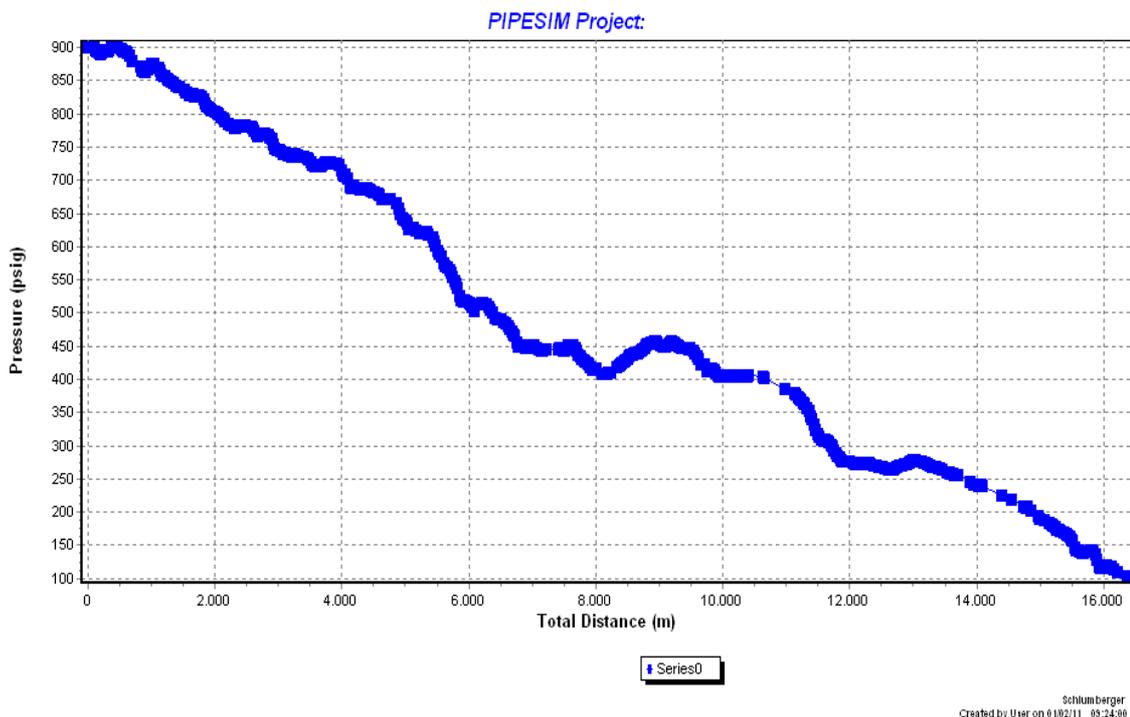


Figura 5.6 Perfil de Presiones del Oleoducto Primario del Campo Tiguino

Fuente: PIPESIM 2003

La gráfica que se presentó en la figura 5.4 es la misma que el programa PIPESIM 2003 presenta al usuario, esta puede ser configurada para que sus ejes utilicen diferentes unidades. En este caso en particular se utiliza para el eje X o de las abscisas, donde se representa la Distancia Total de Oleoducto, metros como unidades y para el eje Y o de las ordenadas, donde se representa la Presión Manométrica, psi como unidades.

La tabla siguiente indica la presión de ingreso y la de salida según lo calculado por PIPESIM 2003.

Tabla 5.5 Resultados del Perfil de Presiones

	Distancia m	Presión KPa (psi)
Ingreso del Oleoducto	0.00	6205.28 (900,0)
Salida del Oleoducto	16334.45	539.17 (78,2)

Fuente: Valores Calculados por PIPESIM 2003

5.1.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El programa PIPESIM 2003 calculó que la presión de salida del Oleoducto es de 78,2 psi esto junto con el dato de la presión de ingreso del oleoducto que es de 900,0 psi da una pérdida de presión total de 821.8 psi.

Por otro lado el manómetro de salida del oleoducto mostraba una presión de 100 psi y el manómetro de entrada al oleoducto (Descarga de la bomba de transferencia) mostraba una presión de 900,0 psi. Lo que da una pérdida total de presión de 800 psi.

La comparación de estos dos datos de pérdida de presión indicará el error que el programa PIPESIM 2003 arrojó al calcular el perfil de presiones. Como se indica en la siguiente tabla.

Tabla 5.6 Análisis de Resultados del Perfil de Presiones

	Presión Ingreso del Oleoducto MPa (psi)	Presión Salida del Oleoducto MPa (psi)	Pérdida Total de Presión MPa (psi)
PIPESIM 2003	6.205 (900.0)	0.539 (78,2)	5.666 (821.8)
REAL	6.205 (900.0)	0.689 (100.0)	5.515 (800.0)
Error Absoluto			0.151 (21.8)
Error Relativo			2.73%

Fuente: Valores Calculados para el Análisis de Resultados

Como se puede observar en la tabla anterior los valores calculados por PIPESIM 2003 son muy cercanos a la realidad lo que quiere decir que, se ha modelado apropiadamente el crudo y las características del oleoducto ingresadas son correctas.

El error que se detecta en los cálculos se da posiblemente debido a que no todo el oleoducto está desenterrado, existen pequeños tramos (tan solo un 6% del oleoducto) que se encuentra enterrados, la longitud de estos tramos al ser insignificantes con relación a la longitud de la tubería desenterrada se los tomó como si también estuvieran desenterrados.

El error relativo del cálculo de pérdidas de presiones del oleoducto primario del campo Tiguino es aceptable.

El perfil de presiones indica una notable curva descendente, lo implica que en ningún punto del oleoducto la presión superará la presión de operación y mucho menos llegar a una presión semejante a la máxima presión de operación de 1100 psi, por lo que el dato de presión puntual puede pasar inadvertido dentro del análisis de integridad del oleoducto, que se efectuará en los capítulos siguientes del presente trabajo.

CAPÍTULO 6

EVALUACIÓN DE CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN Y ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE REPARACIÓN

6.1 APLICACIÓN NORMA B31G

Uno de los principales daños que sufren las tuberías que transportan hidrocarburos son los que se presentan por corrosión. Actualmente existen diversos métodos para detectar este tipo de anomalías, sin embargo, siempre existe la preocupación sobre los criterios de evaluación del estado de la tubería y particularmente respecto a la determinación de la resistencia remanente en los tramos de la tubería que presentan defectos por corrosión, dicho en otros términos la posibilidad de continuar en operación de forma segura a la presión de operación máxima permitida (MAOP).

ASME/ANSI B31.G es el documento mejor conocido para la evaluación de la resistencia remanente de tuberías con defectos por corrosión, por su nombre en inglés: “Manual of Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines”. Con ayuda de este manual es posible decidir respecto a la necesidad de efectuar reparaciones definitivas o permanentes en tuberías, o bien verificar la presión máxima de seguridad a la que pueden operar.

Este documento adjunto a ASAME/ANSI B31 fue desarrollado a principios de los setenta por Battelle Memorial Institute, aunque recientemente fue republicado mediante una serie de pruebas extensivas y semi - empíricas de tubos a presión a escala real con defectos inducidos.

El procedimiento de evaluación de la tubería por ASME/ANSI B31G contempla todas las tuberías de transporte de hidrocarburos incluidas en los códigos que son parte del ASME/ANSI B31 para tuberías a presión. No es aplicable a tuberías nuevas y su intención es la de proporcionar a los responsables del mantenimiento de los sistemas de tuberías una guía para la toma de decisiones.

El procedimiento de ASME/ANSI B31G aplica a las siguientes consideraciones:

- Corrosión en tuberías de acero soldable como acero al carbono o acero de alta resistencia de baja aleación (High Strength Low Alloy Steels)
- Defecto en tubería causado por corrosión electrolítica o galvánica (reducción de espesor o pérdida de metal)
- El procedimiento debe usarse para evaluar el esfuerzo remanente en tuberías con corrosión, solo en base a la capacidad de la tubería de mantener su integridad estructural bajo presión interna
- Aplica únicamente a los defectos orientados en la dirección longitudinal de la tubería

Es conveniente señalar que las tuberías no solo están sometidas a defectos por corrosión (aunque éste sin lugar a dudas es el más frecuente y determinante) sino también a otros tipos de defectos como los de abolladura y rayadura. Es por eso que en el procedimiento que se describe a continuación también se adjunta otros criterios ajenos a la norma B31G, que son complementarios para tener una visión más clara del estado del oleoducto. Además la norma que gobierna el análisis de integridad del oleoducto en el presente trabajo es el ASME/ANSI B31G por lo que cualquier norma o criterio que contradiga a esta norma será desechado para que prevalezca el de la norma antes citada.

6.1.1 PROCEDIMIENTO

6.1.1.1 Análisis de integridad de la tubería según el procedimiento de ASME/ANSI B31G

El procedimiento, se basa en los datos obtenidos por medio de una medición de espesores de la pared de la tubería; que mostrará la longitud del área corroída y permitirá calcular la profundidad de los defectos por corrosión. Por otro lado es necesaria la recopilación de datos de construcción de la tubería como es el espesor nominal de la pared de la tubería y el MAOP (Presión de Operación Máxima Permitida) y conocer el procedimiento de cálculo de el

espesor nominal del oleoducto pues algunos datos de este procedimiento, servirán para el análisis conforme a lo que la norma ASME/ANSI B31G detalla.

El siguiente esquema explica la manera en el que la norma antes mencionada realiza el proceso de análisis:

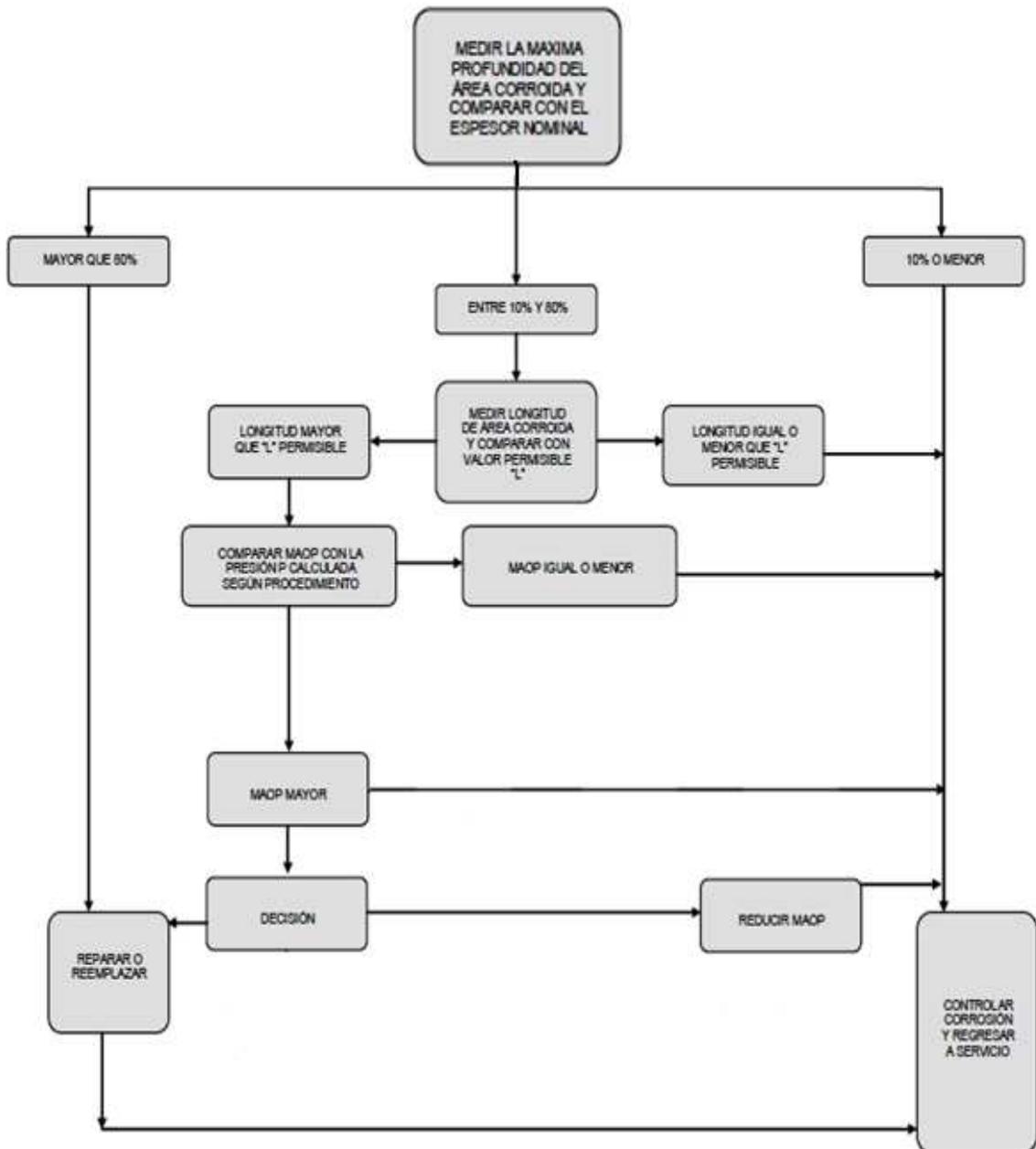


Figura 6.1 Procedimiento para el Análisis de la Resistencia Remanente en Tuberías con Defectos por Corrosión según ASME/ANSI B31G

Fuente: Evaluación del Comportamiento No Lineal de Pérdidas de Metal en Tuberías de Pared Delgada Bajo presión Interna

El procedimiento se puede resumir en tres etapas:

6.1.1.1.1 Medición de Profundidad Máxima del Defecto

Se realiza una comparación porcentual entre la profundidad del defecto de la pared, frente al espesor de pared nominal.

$$\% \text{ pit depth} = 100 \frac{d}{t_n}$$

(6.1)

Donde

d: Máxima profundidad medida del área corroída (profundidad del defecto) en mm (in). Ver Figura 6.3.

t_n: Espesor nominal de pared de la tubería en mm (in)

El espesor de pared adicional requerido por cargas externas no deberá ser incluido en los cálculos.

La profundidad máxima medida del área corroída (del defecto) “d” es calculado de la diferencia entre el espesor nominal y el espesor de pared actual, dato obtenido de la medición de espesores.

$$d = t_n - t_M$$

(6.2)

La profundidad máxima medida del área corroída puede agruparse en una de las siguientes alternativas:

- Si la profundidad máxima del área corroída (defecto) es mayor al 80% del espesor nominal de pared, entonces será necesario reparar o reemplazar la tubería.
- Si la profundidad máxima del área corroída (defecto) se encuentra entre el 10% y el 80% del espesor nominal de pared, entonces se procede al

cálculo de la longitud axial máxima permisible para el defecto y la evaluación del MAOP en áreas corroídas, en caso de ser necesario

- Si la profundidad máxima del área corroída (defecto) es menor al 10% del espesor nominal de pared, entonces se deberá controlar la corrosión y regresar al servicio.

6.1.1.1.2 Cálculo de la Longitud Axial Máxima Permisible para el Defecto

Para el caso de una profundidad máxima del área corroída (defecto) entre el 10% y el 80% del espesor nominal de pared, se debe realizar el cálculo de la longitud axial máxima permisible del defecto, lo que se realiza con la siguiente fórmula:

$$L = 1,12 \cdot B \cdot \sqrt{D \cdot t_n}$$

(6.3)

Donde:

L: Máxima longitud axial permitida para el área corroída en mm (in)

D: Diámetro externo nominal de la tubería, en mm (in)

B: Un valor que puede ser determinado según la Figura 6.2 o mediante la siguiente fórmula:

$$B = \sqrt{\left(\frac{\frac{d}{t_n}}{1,1 \cdot \frac{d}{t_n} - 0,15} \right)^2 - 1}$$

(6.4)

El valor de B calculado no puede exceder a 4. Si la profundidad de del defecto de pares está entre el 10% y el 17.5%, usar B = 4.

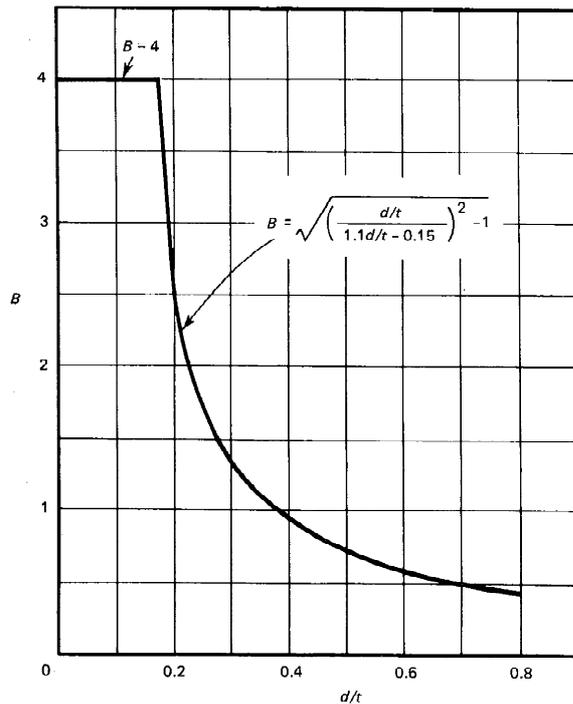


Figura 6.2 Curva para determinar valor B

Fuente: Norma ANSI/ASME B31G

Finalmente se debe comparar el valor obtenido de L con el valor de L_M , este último es un dato obtenido mediante la medición de espesores y es el valor medido o real de la longitud axial del área corroída (defecto), como se observa en la Figura 6.3. En el caso de existir varias áreas corroídas se usará la longitud de área corroída mayor.

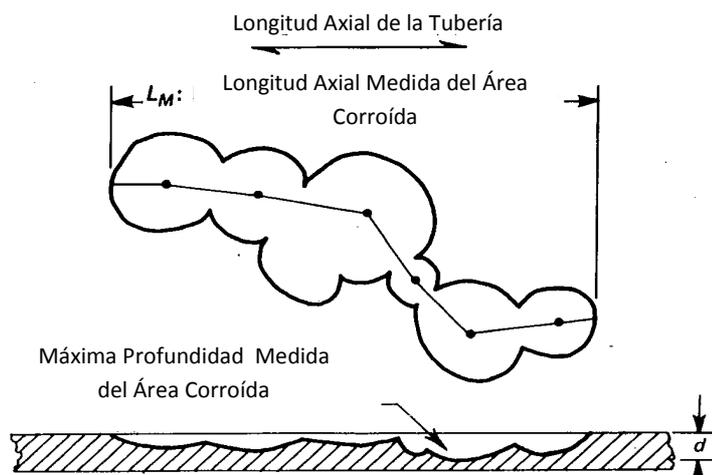


Figura 6.3 Parámetros de Corrosión utilizados en el Análisis.

Fuente: Norma ANSI/ASME B31G

También se puede obtener los valores de L en las tablas que la norma ASME/ANSI B31G presenta en la Sección 3. Estas tablas proveen una referencia rápida del valor de “L” para un rango de diámetros nominales de tubería, de espesores de pared y de profundidades del defecto de corrosión por lo que este método se constituye en un método rápido pero conservador para el cálculo del valor de L.

Sea obtenido L bajo las tablas de la Sección 3 del ASME/ANSI B31G o bajo la fórmula; si el valor medido L_M (Longitud axial medida del área corroída), es menor o igual al valor obtenido L, entonces se deberá controlar la corrosión y regresar al servicio.

$$L_M \leq L$$

(6.5)

Caso contrario se debe proceder a la evaluación del MAOP en áreas corroídas

6.1.1.1.3 Evaluación del MAOP en Áreas Corroídas

Si la profundidad máxima del área corroída es más del 10% pero menos del 80% del espesor nominal del tubo, y la longitud del defecto es mayor que el valor de la longitud máxima permisible “L”, entonces es necesario calcular la presión máxima segura para un área corroída “P”, para lo cual se deberá calcular el valor del factor adimensional “A” con la siguiente fórmula:

$$A = 0,893 \cdot \frac{L_M}{\sqrt{D \cdot t_n}}$$

(6.6)

Donde:

L_M : Longitud axial medida del área corroída en mm (in.)

D: Diámetro Exterior Nominal de la tubería, en mm (in).

t_n: Espesor nominal de pared de la tubería en mm (in).

El espesor de pared adicional requerido por cargas externas no deberá ser incluido en los cálculos.

Si el valor de “A” es menor o igual a 4, entonces la presión máxima segura para un área corroída se obtendrá mediante la Figura 6.4 o por la siguiente fórmula:

$$P' = 1.1 \cdot P \cdot \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \cdot \left(\frac{d}{t_n}\right)}{1 - \frac{2}{3} \cdot \frac{d}{t_n \cdot \sqrt{A^2 + 1}}} \right] \quad (6.7)$$

Donde:

P': Presión máxima segura para un área corroída en MPa (psi).

d: profundidad máxima medida del área corroída en mm (in)

t_n: espesor nominal de la pared de la tubería en mm (in)

A: Factor adimensional.

P: la mayor presión entre MAOP o la calculada de la siguiente fórmula:

$$P_c = \frac{2 \cdot SMYS \cdot t_n \cdot F \cdot T}{D} \quad (6.8)$$

Donde:

SMYS: por sus nombre en ingles “Specified Minimum Yield Strenght”, en MPa (psi.)

t_n: Espesor nominal de la tunería en mm (in)

F: Factor de diseños apropiado según ASME B31.4, B31.8 o B31.11

T: Factor de temperatura del código B31 apropiado (T=1 en este caso)

D: Diámetro exterior nominal de la tubería en mm (in)

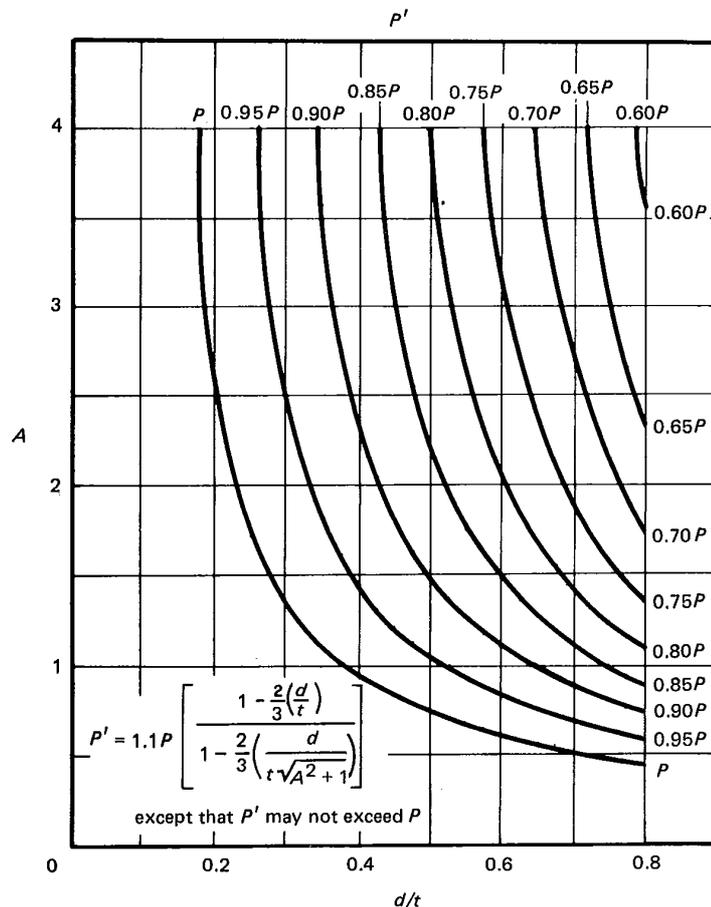


Figura 6.4 Curva para obtener P' como una función de d/t para valores de A menores o iguales a 4

En el caso de que el factor adimensional “A” sea mayor a 4 la presión máxima segura para el área corroída puede determinarse mediante la figura 6.5 o según la fórmula siguiente:

$$P' = 1,1 \cdot P \cdot \left(1 - \frac{d}{t_n} \right)$$

(6.9)

Donde:

P' : Presión máxima segura para un área corroída en MPa (psi.)

d : profundidad máxima medida del área corroída en mm (in)

t_n : espesor nominal de la pared de la tubería en mm (in)

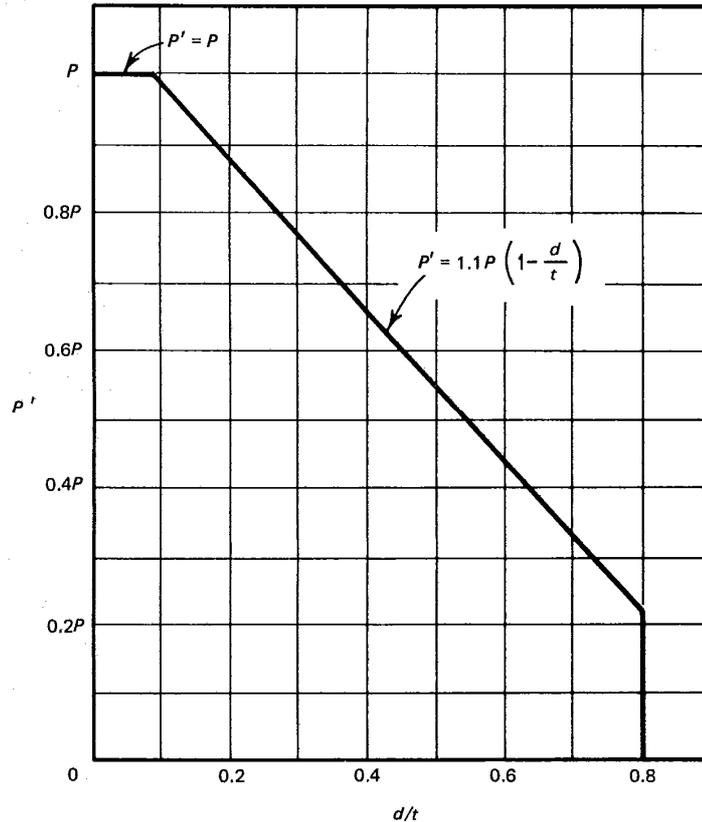


Figura 6.5 Curva para obtener P' como función de d/t para valores de A mayores a 4

En ambos casos sea A mayor a 4 o no, se puede hacer uso de las figuras 6.4 y 6.5 para obtener el valor de P' , pero siempre es mejor el uso de formulas por la exactitud que proporcionan.

Si el MAOP establecido es igual o menor que P' , la tubería con el defecto por corrosión (área corroída) puede permanecer en servicio a MAOP. Si por otro

lado esta es mayor a P' , entonces debe establecerse una MAOP menor que no exceda P' o se debe reparar o cambiar el área corroída.

Adicionalmente a los expuestos en 6.1.1.1, 6.1.1.2 y 6.1.1.3 la norma permite realizar un análisis más riguroso en lo referente al establecimiento de la resistencia remanente de las áreas corroídas, por medio del análisis de la mecánica de fractura sea este por medio experimental, con pruebas hidrostáticas, o teóricamente por el uso de principios establecidos que los mismos que fueron utilizados en el presente trabajo, los cuales se detallan a continuación:

6.1.1.2 Análisis de integridad por Mecánica de Fracturas Aplicado a norma B31G

El ASME/ANSI B31G se fundamenta en suponer que el esfuerzo circunferencial máximo en la tubería es igual a la resistencia de cedencia del material y que la geometría del defecto por corrosión está caracterizada por un perfil de forma parabólica con una profundidad máxima en el centro para el caso de defectos relativamente cortos, y con un perfil de forma rectangular para defectos más grandes como se observa en las figuras.

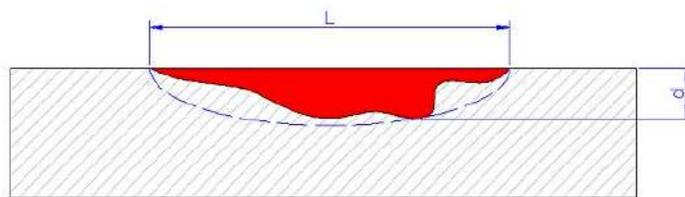
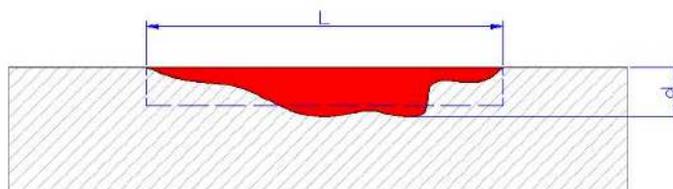


Figura 6.6 Perfil Parabólico para Defecto por Corrosión Pequeño según ASME/ANSI B31G



**Figura 6.7 Perfil Rectangular para Defecto por Corrosión Grande según
ASME/ANSI B31G**

Con base a lo anteriormente citado se define que, en una tubería de acero dúctil sujeta a una carga por presión interna, el esfuerzo de falla debido a un defecto orientado en la dirección longitudinal, se describe por la siguiente fórmula:

$$\sigma_f = \bar{\sigma} \cdot \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \cdot \left(\frac{d}{t_n}\right)}{1 - \frac{2}{3} \cdot \left(\frac{d}{t_n}\right) \cdot M^{-1}} \right]$$

(6.10)

Donde

σ_f : Esfuerzo de Falla, en MPa. (psi)

$\bar{\sigma}$: Esfuerzo de Flujo, en MPa (psi)

M : Factor de Abultamiento (Factor de Folias)

d : Profundidad máxima o promedio del área corroída (defecto), en mm (in)

L_M : Longitud axila medida del área corroída (defecto), en mm (in)

t_n : espesor nominal de pared, en mm (in)

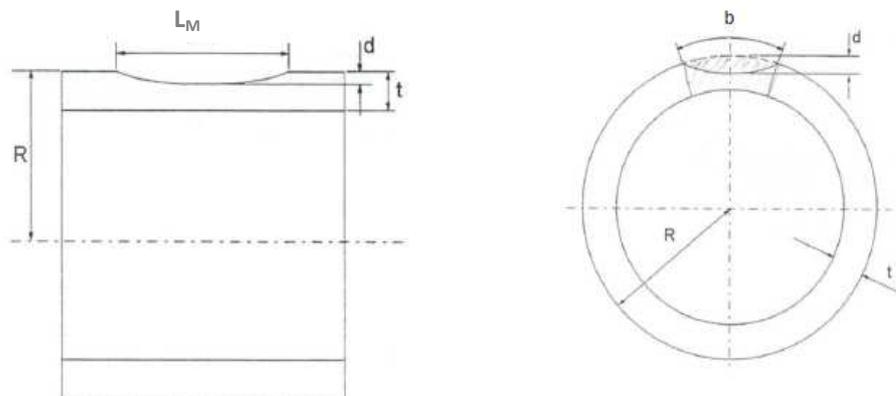


Figura 6.8 Dimensiones del Defecto

Este esfuerzo de falla “ σ_f ” calculado es un valor de predicción que indican el esfuerzo eminente al cual la tubería puede producir falla por fuga o por rotura, y está directamente ligado a la resistencia a la fractura de un material dúctil, pero se debe tomar en cuenta que tiende a variar con la presencia de defectos por pérdida de material como es el caso de los defectos producidos por la corrosión.

Por su lado el esfuerzo de flujo “ $\bar{\sigma}$ ” es un concepto empírico introducido para tomar en cuenta el endurecimiento previo a la rotura del material (“work hardening”), el mismo está definido como:

$$\bar{\sigma} = 1,1 \cdot SMYS$$

(6.11)

Donde:

$\bar{\sigma}$: Esfuerzo de Flujo, en MPa (psi)

SMYS: Esfuerzo mínimo específico a la fluencia o por sus siglas en ingles (Specified Minimum Yield Strenght), en MPa (psi)

En años más recientes al esfuerzo de flujo se lo ha definido por $1,15 \cdot SMYS$, utilizando esta modificación para adecuar a la ductilidad en aceros nuevos. En nuestro caso por tratarse de un oleoducto construido alrededor de 22 años atrás se tomara la definición dada por la ecuación (6.10).

Por otro lado el factor de Folias cuantifica el abultamiento que vemos alrededor de una tubería cuando falla bajo presión, entre más largo el defecto mayor será el abultamiento como se observa en la siguiente figura:

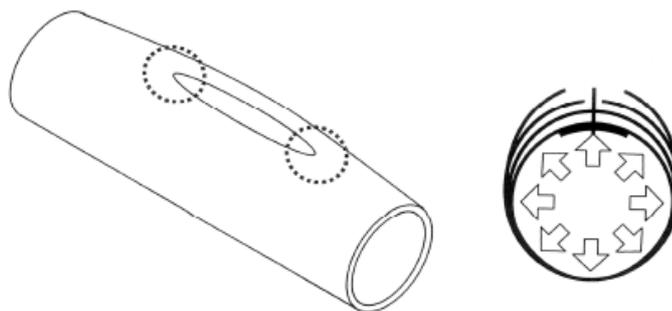


Figura 6.9 Abultamiento por presión Interna

El factor de Folias se calcula de la siguiente manera:

$$M = \sqrt{1 + 0.8 \cdot \left(\frac{L_M}{\sqrt{D \cdot t_n}} \right)^2} \leq 4,12$$

(6.12)

Donde:

M: Factor de Abultamiento (Factor de Folias)

L_M: Longitud axial medida del área corroída (defecto), en mm (psi)

t_n: espesor nominal de pared, en mm (psi)

D: diámetro nominal exterior de la tubería, en mm (in)

En el caso de que el valor de M sea mayor a 4,12 (esto implica un efecto de corrosión grande), por lo que la suposición de una geometría de defecto con perfil parabólico queda descartada; en su lugar se asume un perfil rectangular para la geometría del defecto. El esfuerzo de falla “σ_f” se calcula así:

$$\sigma_f = \bar{\sigma} \cdot \left[1 - \frac{d}{t_n} \right]$$

(6.13)

Donde:

σ_f: Esfuerzo de Falla, en MPa (psi)

σ̄: Esfuerzo de Flujo, en MPa (psi)

d: Profundidad máxima o promedio del área corroída (defecto), en mm (in)

t_n: espesor nominal de pared, en mm (in)

El esfuerzo de falla nos permitirá calcular la presión de falla, que no es más que la presión a la que el tubo fallará sea por fuga o por rotura.

$$P_f = \sigma_f \cdot \frac{t_n}{R}$$

(6.14)

Donde:

σ_f : Esfuerzo de Falla, en MPa (psi)

t_n : espesor nominal de pared, en mm (in)

R : Radio exterior nominal de la tubería, en mm (in)

Existen criterios complementarios que nos sirven para tener una visión más amplia sobre el estado de la tubería, así como para tener criterios de aceptación para defectos que no estén relacionados a la pérdida de material por corrosión, los mismos que citaremos a continuación:

6.1.1.3 Criterios Complementarios a la Norma ASME/ANSI B31G

Más allá de los criterios que la norma ASME/ANSI B31G establece, es preciso tomar en cuenta tanto lo que la norma de ASME B31.4 para el diseño, construcción y operación de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y otros Líquidos por Ductos de Tubería, así como la norma ASME B31G MODIFICADA que presentan ciertos criterios que pueden ayudar a tener una idea más clara del estado de las tuberías.

6.1.1.3.1 Análisis de Integridad de la Tubería con criterios de la norma ASME/ANSI B31.4

Esta norma en el capítulo VIII concerniente a Procedimiento de Operación y Mantenimiento redacta un el método para la evaluación de defectos por corrosión, el mismo es casi igual al de B31G, pero según los ítems 451.6.2.(a).(6) y 451.6.2.(a).(6) se agrega el criterio que podría resumirse de la siguiente manera:

Las tuberías deben ser remplazadas, o en caso de que el área sea pequeña, deberán ser reparadas (o la línea deberá operarse con una presión reducida), si la corrosión general o la picadura de corrosión ha reducido el espesor de pared a un valor menor que el espesor de diseño calculado, disminuido por una cantidad igual a la tolerancia de fabricación aplicable a la tubería o el componente.

$$t_M < t_c - A_f$$

(6.15)

Donde:

t_M : espesor medido, en mm (in)

t_c : espesor calculado según la norma de diseño, en mm (in)

A_f : tolerancia de fabricación.

En este caso en particular la tolerancia de fabricación “ A_f ” será el 12,5% del espesor de la tubería.

6.1.1.3.1.1 Análisis de otro tipo de Defectos según Norma B31.4

Además de estos criterios referente a defectos producidos por corrosión sea localizada o generalizada, la norma B31.4 hace referencia a criterios de aceptación de defectos por abolladura y rayones.

En la norma en el ítem 451.6.2.(a).(2).(c) se establece que las abolladuras que excedan 6,35 mm ($\frac{1}{4}$ in) de profundidad en tuberías de diámetro nominal menor o igual a 101,6 mm (4 in), o excedan el 6% del diámetro nominal para tuberías de diámetro mayores a 101,6 mm (4 in) deberán ser reparadas o remplazadas.

$$c > 6,35 \text{ m} \left(\frac{1}{4} \text{ in} \right)$$

(6.16)

para $D \leq 101,6 \text{ mm (4 in.)}$.

$$c > 0,06 \cdot D$$

(6.17)

para $D > 101,6 \text{ mm (4 in.)}$.

Además señala en el ítem 451.6.2.(a).(2).(d) que las abolladuras con corrosión externa que posean un espesor menor al 87,5% del espesor requerido por el diseño (espesor calculado) deben ser remplazadas o reparadas.

$$t_M < 0.875 \cdot t_c$$

(6.18)

Por otro lado el ítem 451.6.2.(a).(2).(b) y el ítem 451.6.2.(a).(1) establece que las abolladuras que contengan rayones deberán ser reparadas o remplazadas

6.1.1.3.2 Análisis de Integridad con criterio de la Norma ASME/ANSI B31G Modificada

Esta norma nació por la necesidad de modificar y mejorar el criterio de B31G existente ya que la norma B31G es una norma que tiende a ser conservadora. Entre las principales modificaciones se destacan cambios en las definiciones de esfuerzo de flujo, factor de Folias y reemplaza la suposición de área parabólica por un factor de corrección de 0,85.

Además de estas modificaciones, la norma establece el cálculo de ERF (Factor Estimado de Reparación), como una aproximación para establecer si un defecto falla o no. Se lo calcula de la siguiente manera:

$$ERF = \frac{MAOP}{P'}$$

(6.19)

Donde todo valor de ERF mayor a 1 se considera como un defecto que se debe reparar. Este factor se lo ha tomado en consideración para tener una visión

más amplia y completa del estado de las tuberías a pesar de no ser parte de la norma B31.G.

$$ERF < 1 \quad (6.20)$$

Es preciso aclarar que el presente trabajo está basado en la norma B31G por lo que los criterios de esta norma son mandantes sobre cualquier otro criterio adicional o complementario; en este trabajo solo se utilizó los criterios adicionales que de una u otra manera pueden complementarla o dar una idea más clara del estado de las tuberías.

6.1.1.4 Análisis del Escenario Futuro o Análisis de la Vida Remanente de la Tubería

Una vez que se ha diagnosticado el estado actual de la tubería, es necesario prever los escenarios futuros que esta pueda tener, con la finalidad de tener una idea del tiempo de vida que le resta al componente sin que sufra algún tipo de falla, y recomendar en qué tiempo se deberá volver a hacer un análisis de la integridad de la tubería para controlar su deterioro.

El cálculo de la vida remanente de la tubería se lo calcula de la siguiente manera:

$$VR = \frac{t_M - t}{V_c} \quad (6.21)$$

Donde

VR: vida remanente de la tubería en años

V_c: velocidad de corrosión en mm /año (in/año)

t_M: espesor medido, en mm (in).

t: espesor para la presión de diseño, en mm (in).

Por su lado la velocidad de corrosión se estima de la siguiente manera:

$$V_c = \frac{\bar{t}_f - \bar{t}_i}{T_M}$$

(6.22)

Donde

T_M : Tiempo entre medición de espesores

V_c : Velocidad de corrosión en mm/año (in/año)

\bar{t}_f : espesor promedio de la última medición de espesores, en mm (in)

\bar{t}_i : espesor promedio de la anterior medición de espesores, en mm (in).

El promedio de los espesores obtenido por la anterior medición de espesores, en el caso concreto del oleoducto primario del campo Tiguino será el promedio de la medición de espesores de Abril del año 2006.

Por consecuencia "T" para este proyecto será 2 años 7 meses.

Previamente se debe seleccionar una vida remanente mínima, para así filtrar el resto de secciones que tenga una vida remanente inferior a esta, y enviar estas secciones a reparación o remplazo junto con el resto de secciones que de acuerdo al análisis propuesto anteriormente deberán hacerlo. Si bien estas secciones han pasado el análisis de integridad, en un futuro no muy lejano no lo harán y tendrían que ser intervenidas debido al desgaste que sufren con el tiempo, lo que implicaría costo de logística que podrían ser ahorrados con una intervención más temprana de las secciones.

6.1.2 CÁLCULOS

Para el presente ejemplo de cálculos se tomaran los datos de la tubería identificada como 624, la misma luego de la medición de espesores se reporto los siguientes datos:

Tabla 6.1 Datos de Medición Tubería

ID Tubería	t_M	L_M
52	4.85 mm (0,191 in)	6 m.

Fuente: Informe de Medición de Espesores Dic. 2008

La tubería presentó espesor medido " t_M " de 4,85 mm (0,191 in), además presentaba una corrosión localizada con una longitud de defecto medida " L_M " de 6 m.

6.1.2.1 Cálculo para el Diseño del Espesor de Pared del Oleoducto

Es necesario conocer como se diseñó el oleoducto por que de este procedimiento tomaremos ciertos datos necesarios para el análisis de la integridad del oleoducto.

El oleoducto fue construido hace 22 años aproximadamente, bajo la norma ASME/ANSI B31.4, con los siguientes datos de construcción:

Tabla 6.2 Datos de Diseño Oleoducto Primario Tiguino

Norma de Diseño		ASME B31.4	
Diámetro Exterior (D)	168,27 mm (6 5/8 in)	Material	API 5LX42
Presión de Diseño (P_i)	7,58 MPa (1100 psi)	Temperatura de Diseño	65,55 °C (150°F)
Espesor Nominal (t_n)	7,11 mm (0,280 in)	Esfuerzo Mínimo Específico de Fluencia (SMYS)	289,58 MPa (42000 psi)
Factor de Diseño (F)	0.72	Factor de Unión de Junta Soldada (E)	1
Tolerancia de Corrosión (A_c)	15,87 mm (0,625 in)	Tolerancia de Fabricación (A_f)	12,5%

Fuente: Petrobell Inc. Grantmining S.A, Inventario Técnico Campo Tiguino 2010

El proceso de diseño del oleoducto se basó en los lineamientos de la norma ASME/ANSI B31.4:

El valor del esfuerzo permitido “S” se calculó por medio de la siguiente ecuación, según el ítem 402.3 de la norma antes citada:

$$S = 0,72 \cdot E \cdot SMYS$$

(6.23)

Donde:

E: Factor de Unión de Junta Soldada

SMYS: Esfuerzo Mínimo Específico de Fluencia, en MPa (psi)

S: Esfuerzo Permitido, en MPa (psi)

Los datos de “E” y “SMYS” para el cálculo del valor del esfuerzo permitido “S” se obtuvieron según el material de fabricación de la tubería, en este caso particular la tubería del oleoducto fue fabricada sin costura (Seamless) con API 5LX42, del ANEXO H “Tabulación de Ejemplos de Esfuerzos Permitidos de Referencia usados en Sistemas de Tuberías con el Alcance de este Código”. (Tabla 402.4.3.1(a) en la Norma ASME/ANSI B31.4)

Remplazando los datos en la ecuación 6.19 se tiene :

$$S = 0,72 \cdot E \cdot SMYS$$

$$S = 0,72 \cdot (1) \cdot (42000)$$

$$S = 30240 \text{ psi}$$

$$S = 208,50 \text{ MPa}$$

Una vez obtenido el valor del esfuerzo permitido “S” se calculó el espesor de la tubería como lo establece el ítem 404.1.2 de la norma ASME/ANSI B31.4:

$$t = \frac{P_i \cdot D}{2 \cdot S}$$

(6.24)

Donde:

P_i : Presión de Diseño, en MPa (psi)

D : Diámetro Nominal Exterior de la Tubería, en mm (in).

S : Esfuerzo Permitido, en MPa (psi)

t : espesor para la presión de diseño, en mm (in)

Los valores tanto de la Presión de Diseños " P_i " como del Diámetro Nominal Exterior " D " se presentan en la Tabla 6.2. Remplazando los datos se tiene:

$$t = \frac{P_i \cdot D}{2 \cdot S}$$

$$t = \frac{(1100) \cdot (6,625)}{2 \cdot (30240)}$$

$$t = 0,120 \text{ in.}$$

$$t = 3,05 \text{ mm.}$$

Según el ítem 404.1.2 de la norma ASME/ANSI B31.4 para obtener el espesor nominal, se debió agregar las tolerancias tanto de corrosión como de fabricación al espesor para la presión de diseño y así se obtuvo el espesor para la presión de operación.

$$t_c = t + A$$

(6.25)

Donde:

t_c : espesor calculado, en mm (in)

t : espesor para la presión de diseño, en mm (in)

A : el valor de todas las tolerancias a considerar, en mm (in)

Dentro de las tolerancias se consideró la tolerancia de corrosión " A_c " y la tolerancia de fabricación " A_f " cuyos valores se muestran en la tabla 6.2. Con las

consideraciones citadas anteriormente los cálculos se desarrollan de la siguiente manera:

$$t_c = t + A_c$$

$$t_c = (0,120) + \frac{1}{16}$$

$$t_c = 0,183 \text{ in}$$

$$t_c = 4,65 \text{ mm}$$

Posteriormente se agregó la tolerancia de fabricación para lo cual:

$$t_c = t_c + (0,125 \cdot t_c)$$

$$t_c = 0,183 + (0,125 \cdot 0,183)$$

$$t_c = 0,206 \text{ in.}$$

$$t_c = 5,23 \text{ mm.}$$

Finalmente se eligió una tubería comercial que posea un espesor superior al calculado.

En este caso según la especificación API 5L se escogió la tubería de 168,27 mm ($6\frac{5}{7} \text{ in}$) de diámetro exterior y 7,11 mm (0,280 in) de espesor nominal (cedula 40).

$$t_n = 0,280 \text{ in}$$

$$t_n = 7,11 \text{ mm}$$

6.1.2.2 Análisis de Integridad de la Tubería con criterio de la norma ASME/ANSI B31.4

Se verifica que el espesor de pared medido cumpla con el criterio de ASME/ANSI B31.4.

$$t_M < t_c - A_f$$

$$t_c - A_f = 0,180 \text{ in} = 4,57 \text{ mm}$$

$$t_M = 0,191 \text{ in} = 4,85 \text{ mm}$$

Como el espesor no cumple con el criterio entonces no debe ser reparada, pero debe someterse al análisis según ASME/ANSI B31G.

6.1.2.3 Análisis de la integridad de la Tubería según la Norma ASME/ANSI B31G

Según ASME/ANSI B31G se calcula la profundidad máxima de área corroída, restando el espesor medido del espesor nominal del oleoducto, según los datos mostrado en las Tablas 6.1 y 6.2.

$$d = t_n - t_M$$

$$d = 0,280 - 0,191$$

$$d = 0,089 \text{ in}$$

$$d = 2,26 \text{ mm}$$

Se obtiene el porcentaje según la ecuación 6.1

$$\% \text{ pit depth} = 100 \frac{d}{t_n}$$

$$\% \text{ pit depth} = 100 \frac{0,089}{0,280}$$

$$\% \text{ pit depth} = 31,18\%$$

En este caso la profundidad del defecto se encuentra entre el 10% y el 80% del espesor nominal de pared, entonces se procede al cálculo de la longitud axial máxima permisible para el defecto, para lo que primero se calculará el factor adimensional "B".

$$B = \sqrt{\left(\frac{\frac{d}{t_n}}{1,1 \cdot \frac{d}{t_n} - 0,15}\right)^2 - 1}$$

$$B = \sqrt{\left(\frac{\frac{0,089}{0,280}}{1,1 \cdot \left(\frac{0,089}{0,280}\right) - 0,15}\right)^2 - 1}$$

$$B = 1.239$$

Con este valor se calcula la longitud máxima axial permitida.

$$L = 1,12 \cdot B \cdot \sqrt{D \cdot t_n}$$

$$L = 1,12 \cdot (1,239) \cdot \sqrt{(6,625) \cdot (0,280)}$$

$$L = 1,89 \text{ in}$$

$$L = 48 \text{ mm}$$

Con este valor se procede a verificar el criterio de la norma

$$L_M \leq L$$

$$L_M = 6 \text{ m } (238,205 \text{ in})$$

$$L = 48 \text{ mm } (1,89 \text{ in})$$

Como no cumple con el criterio se procede a la evaluación del MAOP en áreas corroídas.

Se calcula el valor de "A" de la siguiente manera:

$$A = 0,893 \cdot \frac{L_M}{\sqrt{D \cdot t_n}}$$

$$A = 0,893 \cdot \frac{238,205}{\sqrt{6.625 \cdot 0,280}}$$

$$A = 156,182$$

En este caso el factor A es mayor que 4 por lo que se procede de la siguiente manera:

Se calcula el valor de P, que debe ser el mayor entre la máxima presión permitida de operación y el valor de P_c calculado de la siguiente manera:

$$P_c = \frac{2 \cdot SMYS \cdot t_n \cdot F \cdot T}{D}$$

$$P_c = \frac{2 \cdot (42000) \cdot (0,280) \cdot (0,72) \cdot (1)}{6,625}$$

$$P_c = 2556,136 \text{ psi}$$

$$P_c = 17,62 \text{ MPa}$$

Como esta presión calculado "P_c" por la formula anterior es mayor que la presión de operación de 7,58 MPa (1100 psi) entonces, se toma esta como el valor de P

$$P = 2556,136 \text{ psi}$$

$$P = 17,62 \text{ MPa}$$

Con este valor se calcula el valor de la presión máxima segura, en este caso para A > 4 por la fórmula que sigue:

$$P' = 1,1 \cdot P \cdot \left(1 - \frac{d}{t_n}\right)$$

$$P' = 1,1 \cdot (2556,136) \cdot \left(1 - \frac{0,089}{0,280}\right)$$

$$P' = 1918,015 \text{ psi}$$

$$P' = 13,22 \text{ MPa}$$

Se procede a comparar esta presión segura de operación con la presión máxima permisible de Operación (MAOP) del oleoducto

$$P' = 1918,015 \text{ psi} = 13,22 \text{ MPa}$$

$$MAOP = 1100 \text{ psi} = 7,58 \text{ MPa}$$

$$P' > MAOP$$

Según el criterio de ASME/ANSI B31G la tubería puede seguir operando sin necesidad de reparación.

6.1.2.4 Análisis de la integridad de la Tubería según criterio de ASME/ANSI B31G MODIFICADA

Haciendo uso de el criterio ERF de la norma B31G MODIFICADA se calcula el valor de ERF (Factor estimado de Reparación), lo que se usará como una medida de la carga que recibe la tubería por la presión máxima de operación MAOP , frente a la presión máxima segura P' calculada anteriormente.

$$ERF = \frac{MAOP}{P'}$$

$$ERF = \frac{1100}{1918,015}$$

$$ERF = 0,5735$$

Con esto se ratifica que la tubería no necesita reparación pues ERF es menor a 1.

6.1.2.5 Análisis de la integridad de la Tubería según la Mecánica de Fracturas

A continuación se procede con el análisis de la Mecánica de Fractura para tener una visión más amplia de cómo se encuentre el oleoducto en este punto específico.

Se calcula el esfuerzo de flujo con la siguiente ecuación:

$$\bar{\sigma} = 1,1 \cdot SMYS$$

$$\bar{\sigma} = 1,1 \cdot (42000)$$

$$\bar{\sigma} = 46200 \text{ psi}$$

$$\bar{\sigma} = 381,54 \text{ MPa}$$

Se calcula el factor de abultamiento o factor de Folias:

$$M = \sqrt{1 + 0,8 \cdot \left(\frac{L_M}{\sqrt{D \cdot t_n}} \right)^2}$$

$$M = \sqrt{1 + 0,8 \cdot \left(\frac{238,205}{\sqrt{(6,625) \cdot (0,280)}} \right)^2}$$

$$M = 40,58$$

En este caso el factor de folias es mayor a 4,12 lo que implica un efecto de corrosión grande, por lo que la suposición de una geometría de defecto con perfil parabólico queda descartada; por lo que en su lugar se asume un perfil rectangular para la geometría del defecto. Por consiguiente el esfuerzo de falla “ σ_f ” se calcula con la siguiente fórmula:

$$\sigma_f = \bar{\sigma} \cdot \left[1 - \frac{d}{t_n} \right]$$

$$\sigma_f = (46200) \cdot \left[1 - \frac{0,089}{0,280} \right]$$

$$\sigma_f = 31515,0 \text{ psi}$$

$$\sigma_f = 217,29 \text{ MPa}$$

Finalmente con este esfuerzo de falla “ σ_f ” se calcula la presión de falla “ P_f ” que es la presión a la que el tubo fallará sea por fuga o por rotura.

$$P_f = \sigma_f \cdot \frac{t_n}{R}$$

$$P_f = (31515) \cdot \left(\frac{0,280}{3,3125} \right)$$

$$P_f = 2663,91 \text{ psi}$$

$$P_f = 18,37 \text{ MPa}$$

Tras los análisis realizados usando los diferentes criterios tanto de normas como de la mecánica de fractura se puede aceptar a este tramo como apto para la operación sin necesidad de ningún tipo de reparación o remplazo.

6.1.2.6 Análisis del Escenario Futuro o Análisis de Vida Remanente.

Una vez que se ha diagnosticado el estado de la tubería se procederá a hacer un análisis del escenario futuro que pueda presentar este tramo, dicho en otras palabras el deterioro de este a través del tiempo, para lo cual se usa el cálculo de la vida remanente del tramo.

Primero se debe determinar una vida remanente mínima, a partir de la cual las tuberías que posean una vida remanente menor se deben remplazar o reparar.

En este caso se determinó como vida remanente mínima 7 años.

Luego se procede a calcular la tasa o velocidad de corrosión del oleoducto, para lo que se usa un informe de medición de espesores anterior al que se usa para este trabajo, de donde se obtuvo el espesor promedio de pared del oleoducto para la fecha de realización de este informe. (Abril – 2008)

Igualmente se calculó el espesor promedio de pared del oleoducto según la medición de espesores con la que se está realizando este trabajo, estos datos los se presenta a continuación:

Tabla 6.3 Espesores Promedio de Informes de Medición de Espesores

	VALOR	FECHA
Espesor promedio \bar{t}_i	5,74 mm (0,226 in)	Abril 2008
Espesor promedio \bar{t}_f	6,40 mm (0,252 in)	Diciembre 2010

Fuente: Informes medición de Espesores 2008 y 2010

Por la fecha de los informes se puede calcular que el valor de T_M , tiempo entre medición de espesores, es igual a 2 años 7 meses (2,5833 años).

Con estos datos se calcula la velocidad de corrosión de la siguiente manera:

$$V_c = \frac{\bar{t}_f - \bar{t}_i}{T_M}$$

$$V_c = \frac{0,252 - 0,226}{2,5833}$$

$$V_c = 0,0103 \text{ in/año}$$

$$V_c = 0,26 \text{ mm/año}$$

Con este valor se calculará la vida remanente del oleoducto, usando el espesor obtenido por medición, y el espesor para la presión diseño, como sigue a continuación:

$$VR = \frac{t_M - t}{V_c}$$

$$VR = \frac{0,192 - 0,120}{0,0103}$$

$$VR = 6,82 \text{ años}$$

La vida remanente obtenida es de 6,82 menor a la vida remanente mínima establecida de 7 años; por lo que este tramo a pesar de pasar el análisis de integridad debe ser remplazado o reparado.

6.1.2.7 Análisis de otros defectos en la tubería

En el caso de esta tubería no presenta ningún otro defecto diferente a la corrosión, como defectos por abolladura o rayones, por ejemplo.

En el caso que lo presentase se debería hacer el análisis del defecto según lo estipulado en las norma ASME/ANSI B31.4, como se redactó anteriormente.

6.1.2.8 Análisis según el Perfil de Presiones

Como se indicó en el capítulo anterior el perfil de presiones indica una notable curva descendente, lo que implica que en ningún punto del oleoducto la presión

superará la presión de operación y mucho menos llegar a una presión semejante a la máxima presión de operación de 7.59 MPa (1100 psi), por lo que el dato de presión puntual de presión puede pasar inadvertido dentro del análisis de integridad del oleoducto ya que en mucho de los casos estará muy lejos de 7.59 MPa (1100 psi).

El análisis de integridad está basado en la máxima presión de operaciones lo que es altamente conservador, considerando que en ciertos puntos del oleoducto se llega a tener presiones de apenas 0.69 MPa (100 psi); pero también debe considerarse que dentro de la operación del oleoducto pueden ocurrir situaciones donde se empaquete o se presurice la línea. Por lo que siempre es necesario hacer el análisis de integridad basado en la máxima presión de operación en este caso 7.59 MPa (1100 psi).

6.1.3 Tablas de Resultados:

Tras un análisis de los datos de la medición de espesores del oleoducto Primario del campo Tiguino, basado en la norma ASME/ANSI B31G y criterios complementarios de las normas B31.4 y B31G MODIFICADA se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 6.4 Resultados de Análisis Norma B31.G, y criterios complementarios de Normas B31.4 y B31.G MODIFICADA

CLASIFICACIÓN	# TUBERIAS
Enterrada	72
Servicio	1172
Reparación o Reemplazo	8
TOTAL	1252

Fuente: Análisis de Integridad del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

Las clasificaciones se refieren a:

Enterrada: aquellas tuberías, que de acuerdo al procedimiento para Inspección Ultrasónica No. UT-01-SNAP de la empresa "SNAP PIPE" contratista que realizó la medición de espesores, y que se encuentra redactado en el inciso

3.2.4.2.3 del presente trabajo, se encuentran enterradas y con un poliken en buen estado por lo que no fue necesario desenterrarlas para efectuar la medición de espesores.

Servicio: son todas las tuberías que habiéndose tomado la respectiva medición de espesores de pared, han sido aceptadas bajo la norma B31.G, y los criterios complementarios de Normas B31.4 y B31.G MODIFICADA. Por lo que pueden regresar al servicio sin necesidad de ningún tipo de remplazo, reparación o modificación del MAOP (máxima presión permitida de operación).

Reparación o Remplazo: son todas las tuberías que habiéndose tomado la respectiva medición de espesores de pared, no han sido aceptadas bajo la norma B31.G, y los criterios complementarios de Normas B31.4 y B31.G MODIFICADA. Por lo que es necesario su respectiva remplazo, reparación o modificación del MAOP (máxima presión permitida de operación).

Posteriormente como se observa en los cálculos se realizó el análisis de la vida remanente del tubo, aquí se agregaron al número de tuberías a reparar aquellas que tenían una vida remanente inferior a la vida remanente mínima establecida de (7 años) lo que arrojó los siguientes resultados:

Tabla 6.5 Resultados de Análisis de la Vida Remanente

CLASIFICACIÓN	# TUBERIAS
Enterrada	72
Servicio	1166
Reparación o Remplazo	14
TOTAL	1252

Fuente: Análisis de Integridad del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

Finalmente se realizó un análisis, de los defectos encontrados, agregando los defectos por abolladura y rayones, cuyos criterios de aceptación o rechazo fueron mencionados anteriormente.

Según los defectos encontrados en el oleoducto se agruparon las tuberías de la siguiente manera:

Tabla 6.6 Resultados de Diferentes Defectos en Tuberías

DEFECTO	# TUBERIAS
Corrosión Localizada	278
Abolladura	3
Rayón	14
Grapa en mal estado	1
Sin Defecto	956
TOTAL	1252

Fuente: Análisis de Integridad del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

El informe de medición de espesores reportó la existencia de una grapa⁵ en mal estado en la tubería 135, la cual debe ser reparada para preservar la integridad del oleoducto.

Por otro lado los tubos reportados sin defecto son aquellos que no poseen ninguno de los defectos listados pero que pueden presentar una corrosión generalizada.

Finalmente tras el análisis de los defectos se reportaron los siguientes resultados:

Tabla 6.7 Resultados de Análisis de Defectos

CLASIFICACIÓN	# TUBERIAS
Enterrada	72
Servicio	1164
Reparación o Reemplazo	16
TOTAL	1252

Fuente: Análisis de Integridad del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

De las 16 tuberías que se debe reparar según la tabla anterior se puede agrupar estas según el tipo de defecto que afecto la integridad física del componente:

⁵ grapa =Accesorio de sellado instantáneo pera reparar fugas en tuberías

Tabla 6.8 Tuberías a Reparar por tipo de Defecto

Tuberías a Reparar o Reemplazar	# TUBERIAS
Por Corrosión	14
Por Abolladura	1
Por Grapa en mal estado	1
TOTAL	16

Fuente: Análisis de Integridad del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

La siguiente tabla muestra el detalle de las 16 tuberías que se deben reparar o reemplazar.

Tabla 6.9 Detalle de Tuberías a Reparar o Reemplazar.

ID	Espesor Medido mm (in)	Longitud Total (m)	Longitud Corroída (m)	Corrosión	Abolladura	Dimensión Abolladura (m)	Grapa en mal Estado
22	4,52 (0,178)	8,00	5,00	X			
52	4,85 (0,191)	13,00	8,00	X			
53	3,86 (0,152)	12,50	7,00	X			
102	4,80 (0,189)	12,70	8,00	X			
135	6,40 (0,252)	14,10	1,00	X			X
256	4,70 (0,185)	12,10	12,10	X			
258	4,27 (0,168)	12,90	12,00	X			
454	6,68 (0,263)	12,50	0,20	X	X	0.014	
614	4,78 (0,188)	13,40	13,40	X			
627	2,39 (0,094)	13,60	13,60	X			
690	4,01 (0,158)	13,10	10,00	X			
750	4,72 (0,186)	13,60	5,40	X			
954	4,67 (0,184)	10,40	0,50	X			
1000	4,44 (0,175)	13,10	13,10	X			
1125	4,32 (0,170)	9,90	4,00	X			
1130	4,17 (0,164)	6,20	4,70	X			

Fuente: Análisis de Integridad del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

6.2 TOMA DE DECISIONES CON RESPECTO A LA REPARACIÓN DEL OLEODUCTO

De acuerdo a los resultados reportados en la tabla anterior, se ha tomado la decisión de reemplazar todas las líneas. Cabe aclarar que no se realizaron reparaciones, por que los defectos encontrados han sido a causa de disminución de espesores por corrosión, abolladuras y grapas en mal estado y no por rayones que son los únicos defectos que pueden ser reparados y no reemplazados.

A continuación se presenta el detalle de cómo se realizaran las reparaciones:

- Se reemplazarán las tuberías: 22, 52, 53, 102, 135, 454, 614, 627, 690, 750, 954, y 1000.
- Se reemplazarán las tuberías 256, 258 y 257 como un solo tramo (a pesar que la tubería 257 no lo necesita), con el fin de disminuir los recursos de logística y el tiempo necesarios para la reparación.
- Se reemplazarán las tuberías 1125 a 1130 (a pesar que las tuberías 1126, 1127, 1128 y 1129 no lo necesitan), con el fin de disminuir los recursos de logística y el tiempo necesarios para la reparación.

6.3 ELABORACIÓN DE LA PROPUESTA PARA LA REPARACIÓN PARA EL OLEODUCTO

6.3.1 ACTIVIDADES NECESARIAS PARA LA REPARACIÓN DEL OLEODUCTO

El oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino solo presenta defectos por corrosión, por abolladura y por grapas en mal estado, razón por la cual las líneas que según el análisis propuesto anteriormente serán reemplazadas. Para este fin se deben realizar las siguientes actividades:

- Asignación de Responsabilidades

- Movilización de Equipos y Personal
- Trabajos Preliminares
- Soldadura
- Doblado de Tubería
- Conexiones a Presión (Hot Taps)
- Empalme de Tubería (Tie – In)
- Consideración de Prueba Hidrostática
- Seguridad Industrial y Ambiental

En los siguientes párrafos se detalla cada una de estas actividades propuestas anteriormente:

6.3.1.1 Asignación de Responsabilidades

Es responsabilidad del Departamento de Construcciones y Facilidades revisar y aprobar los procedimientos siguientes, además de cumplir y hacer cumplir el mismo en el caso de ser aprobado.

El Supervisor de Construcciones y Facilidades, es responsable de coordinar con los otros departamentos para la ejecución de los trabajos, donde se requiera paradas de producción, permisos gubernamentales, liberación de áreas.

6.3.1.2 Movilización de Equipos y Personal

Previo a la movilización de equipos y personal, se debe tener el Contrato firmado y la Orden de Servicio con el Contratista adjudicado por la renta de equipos y servicios, de acuerdo a la Requisición de Servicio para el Proyecto.

Para la movilización de equipos y personal, se debe ejecutar una reunión de inicio, donde se debe indicar al Contratista los equipos a movilizar de acuerdo a una programación o cronograma.

Todos los equipos deben de disponer de un operador calificado con su respectiva licencia de operador.

6.3.1.3 Trabajos Preliminares

6.3.1.3.1 Identificación de secciones de tubería a ser remplazadas

De acuerdo al informe de inspección de espesores de la tubería del oleoducto y a los análisis propuestos en este trabajo, donde se determina el número de tubo y abscisa, se debe identificar la sección a ser remplazada para proceder a la construcción de las nuevas secciones a ser instaladas.

En los tramos donde la sección a ser remplazada se encuentre enterrada, se procederá a destapar la tubería hasta donde por inspección visual se determine que no se presenta corrosión externa.

6.3.1.3.2 Construcción de Nuevas Secciones

Identificada la sección a ser remplazada, se debe determinar si la tubería requiere ser doblada, de ser requerido se procederá a la toma de los grados de doblado con el clinómetro, a razón de que la nueva sección mantenga el mismo perfil y trazado de la tubería actual.

Determinada la longitud del tramo a ser remplazado se procederá a la soldadura de los tubos que se requieran para el remplazo, construyendo lingadas al borde del oleoducto dentro del derecho de vía.

La longitud de la nueva sección debe ser mayor a la que va ser remplazada, debido a que el momento de ser instalada el oleoducto puede sufrir contracciones o dilataciones, una vez soldado el un extremo de la sección a la tubería del oleoducto se procederá a ajustar la longitud cortando el sobrante de tubería.

Para la instalación de las nuevas secciones (Tie-Ins), se debe drenar la línea del oleoducto, esto se lo debe llevar a cabo mediante la ejecución de conexiones a presión (Hot-Taps) en el punto más bajo del tramo a ser remplazo.

6.3.1.3.3 Soldadura

El trabajo de soldadura deberá cumplir con la norma API 1104 (Soldadura para Oleoductos y Facilidades Relacionadas) y ASME B 31.4

Para la ejecución de estos trabajos se debe de disponer de la siguiente información:

Especificación del Procedimiento de Soldadura (WPS)

Registro de Calificación del Procedimiento de Soldadura (PQR)

Registro de Soldadores Calificados (WPQ)

Todas las sueldas serán realizadas de acuerdo con la especificación del Proceso de Soldadura (WPS Calificado).

6.3.1.3.3.1 Identificación de los Soldadores:

El soldador calificado es identificado con un número único, ejemplo: W-01, W-02, etc. Es colocado cerca de la suelda con un marcador indeleble o adhesivo

En caso de reparación de suelda, el número de soldador que realiza la reparación será marcado en la tubería.

Si el soldador renuncia, su número no será utilizado para otro soldador

Es necesario que cada junta soldada sea registrada tomando como referencia la numeración de los tubos a ser remplazados; donde se ejecute un empalme de tubería (tie-in) se identificará con la letra T.

Abs 00+288	Abs 00+300	Abs 00+306	Abs 00+318	Abs 00+330	Abs 00+342
TB-24	TB-25	TB-25 A	TB-26	TB-27	TB-28
	J-24	J-25	J-25A	J-26	T-27

Figura 6.11 Identificación de Tuberías

Fuente: Procedimiento de Mantenimiento de Tuberías – Petrobell Inc & Grantmining S.A

Como se observa en la figura 6.11, TB – 24 es la designación del empalme biselado numero 24, el mismo que precede a J – 24 designación para la junta soldada numero 24. Además en la figura 6.11 se detalla también la longitud del tramo con la designación Abs 00+288 donde “Abs” significa abscisas los primeros dos dígitos hacen referencia a la tubería en este caso la tubería 00 y los ultimo tres dígitos indican la longitud del tubo en centímetros.

Si se tiene juntas reparadas se identifica aumentando la letra “R” independiente de la existencia de una o más letras. Ejemplo de numeración de juntas: 01R, 50TR, 01AR.

La identificación debe ser ejecutada en sentido de flujo

6.3.1.3.3.2 Inspección de la soldadura

Todas las juntas soldadas deben ser inspeccionadas visualmente por el Supervisor. Las sueldas que son aceptadas son marcadas con un OK visual, mientras que las sueldas que no son aceptadas son marcadas para reparación.

El 100% de las sueldas serán radiadas en la totalidad de la circunferencia por un técnico de rayos X ASNT nivel II, el mismo que marcará las sueldas rechazadas anotando la clase de defecto en su locación.

Los criterios de aceptación y rechazo de las discontinuidades de soldaduras y reparación deben estar de acuerdo a lo especificado en API 1104.

6.3.1.3.4 Doblado de Tubería

Las secciones donde es requerido el doblado de tubería, se lo ejecutará mediante una máquina tipo hidráulica o zapata montada en el tiende tubos (sideboom), capaz de curvar la tubería. El radio mínimo de curvado será de 18 veces el diámetro, en nuestro caso por ser una tubería de 12 NPS. Los grados de doblado de tubería se los determinará mediante un clinómetro según el tipo de curva:

- Sag: Curva dada al tubo doblado en forma cóncava respecto a la superficie del terreno
- Over: Curva dada al tubo doblado en forma convexa respecto a la superficie del terreno
- LT: Curva dada al tubo doblado a lado izquierdo respecto al avance de montaje de la tubería.
- RT: Curva dada al tubo doblado a lado derecho respecto al avance de montaje de la tubería.

6.3.1.3.4.1 Consideración dimensional

Luego de realizar el doblado de la tubería la tolerancia de ovalización permitida será 2.5% del diámetro nominal.

Por otro lado la pared de la tubería no será reducida a menos de 95% de su espesor nominal debido al proceso de curvado en frío.

No se deberá curvar la tubería dentro de 1,5 m de los extremos y el radio de curvatura mínima será de 18 veces el diámetro (18D).

6.3.1.3.4.2 Operación de doblado

Par a la operación de doblado se debe cargar la tubería a la máquina de curvar por medio de un equipo adecuado.

Posteriormente se amarran cuerdas (vientos) a los extremos de la tubería para evitar la oscilación de la misma cuando está moviéndose el equipo de izaje.

Para comenzar el proceso se desliza la tubería dentro de la máquina de curvar mediante un malacate y se la coloca por debajo de la matriz de curvar.

Con el tiende tubos (sideboom) se levanta la tubería de sus extremos la misma que es soportada por la zapata evitando las deformaciones del tubo durante el proceso, luego se recorre el tubo dentro de la zapata para continuar con el doblado de la tubería

Se repite la operación tantas veces como sea necesario hasta lograr el ángulo deseado. La curvatura deberá ser distribuida a lo largo de la mayor longitud posible de la tubería.

6.3.1.3.5 Conexiones a Presión (Hot Taps)

El método de Conexiones a Presión (Hot Taps) es utilizado para realizar perforaciones en líneas que requieren un ramal o derivación, este se lo ejecuta en caliente, es decir cuando la línea se encuentra en operación.

Para el caso del mantenimiento del Oleoducto es requerida la ejecución de conexiones a presión (Hot-Taps), con el fin de controlar el drenaje del oleoducto para la ejecución del empalme de tuberías (Tie-In).

6.3.1.3.5.1 Método de ejecución

Previo al inicio de instalación de una conexión a presión (Hot Tap) se deberá obtener los permisos correspondientes de trabajo, notificación a la DNH (Dirección Nacional de Hidrocarburos), y coordinar con el Departamento de Producción y Operaciones la ejecución de estos trabajos.

En coordinación con el Departamento Producción y Operaciones y el Departamento de Seguridad Industrial y Medio Ambiente, se debe determinar y hacer un reconocimiento exhaustivo del sitio donde se realizara la conexión a

presión (Hot Tap) de la tubería del Oleoducto. Realizar un cubeto temporal en el sitio donde se efectuará la perforación de la conexión a presión (Hot Tap).

De acuerdo a la medición de espesores realizado por ultrasonido en la tubería del oleoducto se pudo apreciar que en su mayoría son defectos por corrosión externa, y en base a estos datos se puede realizar las conexiones a presión (Hot Taps) en las secciones a ser reemplazadas, verificando por inspección visual que el sitio donde se realizará la soldadura del accesorio (trhedolet⁶) no presente corrosión externa, esto se lo debe ejecutar en el punto más bajo de la sección a ser reemplazada. Esta soldadura se debe realizar utilizando electrodos bajos en hidrógeno acorde con las recomendaciones del código API 2201 (Procedimiento para Soldadura y Hot Taping en Equipos en Servicio) Sección 3.

Sobre el accesorio soldado se debe instalar un niple y una válvula de bola (Full port).

Sobre la válvula de bola se debe instalar el equipo de perforación (Hot Tapping & Drilling Machine) Tanto la instalación de esta máquina, como la ejecución de la perforación estará cargo del personal técnico d8e la compañía contratada para tal efecto. El equipo será el apropiado para el diámetro de tubería a perforarse en caliente.

Terminada la perforación se cerrará la válvula de bola y se procederá a la desconexión del equipo de perforación.

Durante la ejecución de la conexión a presión (Hot Tap) se recomienda la presencia de:

- El Supervisor de Producción con equipo de radio.
- El Operador de la Estación en su sitio de trabajo y con servicio de comunicación por radio.
- Personal de Seguridad, salud y medioambiente, con una cuadrilla de obreros para soporte.

⁶ Trhedolet=accesorio de tubería, de diámetro pequeño que se monta por medio de soldadura y posee en su interior una rosca para conexiones con instrumentación o tubería roscada

- Equipo contra incendio.
- Un equipo para control de derrames.
- Sistema de Vacío (Vacuum)

6.3.1.3.6 Empalme de Tuberías (Tie-In)

Los Tie-In o empalme de tuberías son la ejecución de juntas especiales ya sean estas roscadas, bridadas o soldadas, para la instalación de tuberías, válvulas, nuevos ramales, etc.

Para el mantenimiento del oleoducto primario del campo Marginal Tiguino se ejecutan empalme de tuberías (Tie-in) para el reemplazo de secciones con defectos de corrosión, abolladuras y grapas en mal estado.

6.3.1.3.6.1 Método de ejecución

Para proceder a la ejecución del empalme de tuberías (Tie-in), se procederá a parar la operación del Oleoducto, tratando en lo posible que este se encuentre despresurizado, para iniciar el drenado en los sitio donde se ejecutaran los cambios de secciones de tubería, a través de las perforaciones de las conexiones a presión (Hot Taps) previamente ejecutadas, el drenado se lo realiza con un sistema de vacío (Vacuum) controlando el flujo mediante la válvula que fue instala, una vez se verificado que la línea ha sido despresurizada y drenada completamente, se procederá a realizar un corte en frío de la sección a reemplazar. El sitio donde se efectuará el corte en frío de la tubería debe estar provisto de un cubeto temporal con revestimiento impermeable (lainer) donde se colocarán recipientes para la recepción de posibles remanentes de crudo que puedan presentarse, que deben ser drenados con el sistema de vacío (Vacuum).

Realizado el corte en frío, se procede a colocar bentonita dentro del tubo que va a ser soldado al nuevo segmento de tubería, asegurándose de que la bentonita cubra toda el área transversal del tubo, evitando la salida de gases y remanentes de crudo que podrían darse.

Colocada la bentonita, se procede a alinear la junta para iniciar la soldadura del nuevo segmento de tubería, las juntas soldadas deben ser inspeccionadas al 100% por radiografía industrial Rx. Una vez obtenidos los resultados de la inspección por Rx y si estos son aceptados, se procederá a liberar la nueva sección de tubería para iniciar la operación del oleoducto.

6.3.1.3.7 Consideración de Prueba Hidrostática

Según lo estipulado en la norma ASME B31.4, en el capítulo VI referente a inspecciones y pruebas se sabe que las porciones de tubería que vayan a operar a más del 20% de la mínima resistencia de fluencia especificada, deben ser sometidas en cualquier punto a una prueba hidrostática equivalente a no menos de 1,25 veces la presión interna de diseño durante por lo menos 4 horas.

En el caso del oleoducto primario del campo Marginal Tiguino, esto no se cumple ya que la presión máxima de operación es de 7,58 MPa (1100 psi), mientras que la mínima resistencia de fluencia especificada (SMYS por sus siglas en ingles), es de 289,58 MPa (42000 psi) para la tubería API 5L x42. Donde el oleoducto opera a tan solo 2,1% de la mínima resistencia de fluencia especificada; por lo tanto la realización de la prueba hidrostática no es mandatorio para este caso.

Por otro lado es preciso mencionar que las secciones de tubería serán radiografiadas al 100%, como se detalló en la sección 6.3.3.3.2 del presente trabajo, para así evitar algún defecto en las juntas soldadas.

6.3.1.3.8 Seguridad Industrial y Medio Ambiente

6.3.1.3.8.1 Seguridad Industrial

En el área y a lo largo de la sección que va ser remplazada del oleoducto debe ser resguardado con cinta de precaución o peligro.

En los sitios donde se encuentren operando equipos de solda, retroexcavadora, tiende tubos (sideboom), deben ser señalizados con conos de seguridad, debido a que en su mayoría los trabajos serán ejecutados junto a la vía.

Los riesgos especiales asociados con esta actividad son:

- Accidentes producidos por el equipo en movimiento.
- Quemaduras por superficies calientes.
- Contaminación de cursos de agua con aceite o crudo.
- Liberación no planeada de presiones y energía.

Consideraciones relacionadas con los riesgos listados.

- En los sitios donde se encuentren operando los equipos, deben ser señalizados.
- Utilizar el equipo adecuado de seguridad industrial para la ejecución de los trabajos.
- Contar con materiales de contingencia: como absorbentes y barreras, que nos ayuden a controlar posibles derrames.
- Solamente el personal autorizado podrá estar en el área de trabajo. Esta área de trabajo será claramente marcada con una cinta de precaución, barreras y avisos para evitar la entrada a personal no autorizado.

Observaciones específicas para prevenir accidentes:

- Todo el personal no esencial permanecerá alejado del área de conexión a presión (Hot Tap) o empalme de tuberías (Tie-Ins).
- La persona a cargo de esta fase de trabajo tendrá que verificar el equipo de seguridad y el uso constante del equipo de protección personal.

- Cada persona a cargo deberá orientar al personal sin la experiencia acerca del uso de equipos y herramientas con el fin de evitar posibles accidentes.
- El supervisor a cargo debe dar una explicación muy clara al personal de todas las fases que se ejecutan para el mantenimiento del oleoducto.

6.3.1.3.8.2 Medio Ambiente

Para la ejecución de estos trabajos se debe tomar en cuenta las recomendaciones del plan de manejo ambiental que rige dentro del Campo Marginal Tiguino.

Todos los sobrantes generados por esta actividad tales como: papel, cartón, plástico, aceites, vidrio, etc., deben ser reciclados y colocados en sus respectivos depósitos.

6.3.2 RECURSOS NECESARIOS PARA LA REPARACIÓN DEL OLEODUCTO

6.3.2.1 Documentación

- Contrato firmado y la Orden de Servicio con el Contratista adjudicado por la renta de equipos y servicios, de acuerdo a la Requisición de Servicio para el Proyecto.
- Especificación del Procedimiento de Soldadura (WPS)
- Registro de Calificación del Procedimiento de Soldadura (PQR)
- Registro de Soldadores Calificados (WPQ)
- Informe de Radiografiado de Juntas Soldadas

- Data Book (Donde se informa de todas las actividades realizadas en la reparación del oleoducto)

6.3.2.2 Equipos e Instrumentos

- Clinómetro
- Máquina tipo hidráulica o zapata montada en el tiende tubos (sideboom) para doblar tubería
- Máquina de Soldar
- Tiende tubos (sideboom)
- Equipo de Perforación (Hot Tapping & Drilling Machine)
- Sistema de Vacío (Vacuum)
- Equipo de Radiografiado
- Equipo contra incendio

6.3.2.3 Insumos

- Electrodo para soldar juntas
- Electrodo de Bajo Hidrógeno para soldadura de thredolet en la conexión a presión (Hot Tap)
- Thredolet para conexión a presión (Hot Tap)
- Válvula de Bola para conexión a presión (Hot Tap)
- Niple para conexión a presión (Hot Tap)
- Tubería de 6" API 5L X42 para reparación del oleoducto
- Materiales contingencia: Absorbentes y barreras, que ayuden a controlar posibles derrames

6.3.2.3.1 Detalle de Insumos

Los insumos relacionados a la actividad de la conexión a presión (Hot Tap), será suministrada por el contratista que brinde este servicio. En estos insumos se incluyen: Electrodo de Bajo Hidrógeno para soldadura de thredolet en la conexión a presión (Hot Tap), Thredolet para conexión a presión (Hot Tap), y Niple para conexión a presión (Hot Tap). El resto de materiales serán suministrados por la empresa de los cuales se presenta el detalle a continuación:

- **Tubería:**

La tubería que se utilizara será de 6" cédula estándar de material API 5L X42, donde se hará el respectivos remplazo de los tramos de tubería que según el análisis presentado anteriormente. En la siguiente tabla se presenta el detalle de cantidades de tubería que serán utilizadas para este fin:

Tabla 6.10 Detalle de Tubería utilizada para la reparación del Oleoducto

ID	Espesor mm (in)	Longitud para Reparación (m)
22	4,52 (0,178)	12
52	4,85 (0,191)	36
53	3,86 (0,152)	24
102	4,80 (0,189)	24
135	6,40 (0,252)	48
256	4,70 (0,185)	24
258	4,27 (0,168)	24
454	6,68 (0,263)	24
614	4,78 (0,188)	24
627	2,39 (0,094)	24
690	4,01 (0,158)	24
750	4,72 (0,186)	24
954	4,67 (0,184)	24
1000	4.44 (0,175)	24
1125	4,32 (0,170)	60
1130	4,17 (0,164)	
TOTAL		372

Fuente: Análisis de Integridad del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

- **Soldadura:**

Se utilizará el proceso SMAW y electrodo de 1/8" E6010. Con el siguiente tipo de junta:

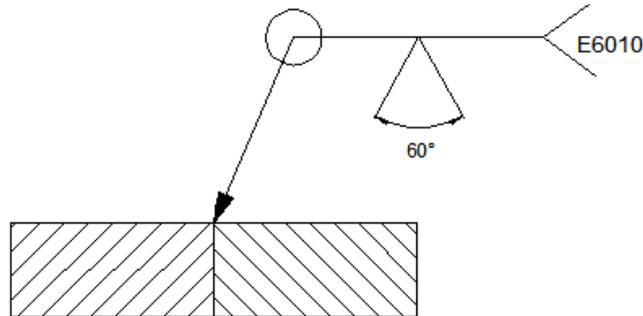


Figura 6.10 Detalle de junta soldada

Fuente: Junta soldada propuesta para la Reparación del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

Para lo cual se utilizará la siguiente cantidad de electrodos según los cálculos correspondientes:

Primero se identifican las juntas soldadas por tramos a cambiar como indica la tabla 6.11:

Tabla 6.11 Tramos y Juntas soldadas para la Reparación de Oleoducto

ID	Numero de Juntas Soldadas
22	2
52	4
53	3
102	3
135	5
256	3
258	3
454	3
614	3
627	3
690	3
750	3

Fuente: Análisis de Integridad del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

**Tabla 6.11 Tramos y Juntas soldadas para la Reparación de Oleoducto
(Continuación)**

ID	Numero de Juntas Soldadas
954	3
1000	3
1025	6
1030	
TOTAL	50

Fuente: Análisis de Integridad del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

En total se tienen 50 juntas soldadas (N).

$$N = 50$$

Por otro lado se sabe que los tubos a soldar son de NPS 6" por lo tanto el perímetro de este tubo será de:

$$P_t = \pi * D_{ext}$$

(6.26)

Donde:

D_{ext} : Diámetro exterior del tubo, en mm (in)

$$P_t = \pi * D_{ext}$$

$$P_t = \pi * 6,625$$

$$P_t = 20,81 \text{ in}$$

$$P_t = 528,57 \text{ mm}$$

Además se calcula la sección del bisel de la junta, la misma que se suelda en una tubería de 7,11 mm (0.28 in) de espesor y ángulo de bisel de 60° como indica la figura 6.10. De lo que se obtiene que el área de la sección del bisel es:

$$A_b = 0,0453 \text{ in}^2$$

$$A_b = 29,23 \text{ mm}^2$$

Finalmente se procede a calcular el volumen total que se va a emplear multiplicando el perímetro de la tubería, el área de la sección del bisel y el número de juntas soldadas.

$$V = A_b * P_t * N$$

(6.27)

Donde:

A_b : Área de la sección del bisel de la junta soldada, en mm^2 (in^2)

P_t : Perímetro de la tubería a soldar, en mm (in)

N : Número de Juntas a soldar

Remplazando los valores se tiene:

$$V = A_b * P_t * N$$

$$V = 0,0453 * 20,81 * 50$$

$$V = 47,13 \text{ in}^3$$

$$V = 772.332,13 \text{ mm}^3$$

Para conocer el número de electrodos necesarios se calcula el volumen de un electrodo de 3,18 mm (1/8 in) de diámetro, se toma como largo utilizable del electrodo 30 cm (11.81 in). Además de usar el proceso SMAW de soldadura hay que tomar en cuenta se que tiene una eficiencia de deposición del metal del electrodo de un 65% para este proceso.

$$V_e = \left(\frac{D_e}{2}\right)^2 * \pi * L_e * Ef$$

(6.28)

Donde:

D_e : Diámetro exterior del electrodo, en mm (in)

L_e : Longitud utilizable del electrodo, en mm (in)

Ef : Eficiencia de deposición del metal del Proceso de soldadura.

$$V_e = \left(\frac{D_e}{2}\right)^2 * \pi * L_e * Ef$$

$$V_e = \left(\frac{1/8}{2}\right)^2 * \pi * 11,81 * 0,65$$

$$V_e = 0,0942 \text{ in}^3$$

$$V_e = 60,77 \text{ mm}^3$$

Finalmente dividimos el volumen necesario para el volumen década electrodo:

$$\text{Numero de Electrodo} = \frac{V}{V_e}$$

(6.29)

$$\text{Numero de Electrodo} = \frac{47,13}{0,0942}$$

$$\text{Numero de Electrodo} = 500,31$$

Para esta cantidad de electrodos se tiene un peso de 6,02 kg (13,28 lbs) aproximadamente, por lo que será necesaria la compra de 6,35 Kg (14 lbs) de electrodos.

CAPÍTULO 7

ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO

El análisis de factibilidad económica del presente proyecto toma como base los datos proporcionados por los departamentos de compras (costos de materiales), mantenimiento (costos de mantenimiento y mano de obra) y proyectos de ingeniería de la empresa.

El estudio económico del proyecto se determina si la ejecución de éste, cumple con la rentabilidad que exigen los accionistas para realizar la respectiva inversión.

En el análisis económico se incluye una aproximación de los costos de la reparación del Oleoducto Primario existente en el campo Marginal Tiguino, cuadro de inversiones flujo de caja y demás factores para una vida útil de 10 años.

La validación del proyecto se realiza por el método del Valor Actual Neto (VAN), por un análisis de sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno (TIR) respecto a la producción que este oleoducto transporta y a su valor económico en el mercado y la razón B/C beneficio costo.

7.1 INVERSIONES PROYECTADAS

Las siguientes tablas muestran los costos de inversión para la reparación del Oleoducto primario existente en el campo Marginal Tiguino.

7.1.1 Costo Inicial de Inversión

Dentro del costo inicial de inversión se toma en cuenta los trabajos de ingeniería realizados por el personal de la empresa para dar un diagnóstico del

estado del oleoducto, este costo se muestra en la tabla 7.1. con su respectivo detalle.

Tabla 7.1 Detalle de Costos de Ingeniería para la Reparación del Oleoducto (Costo de Inversión Inicial)

#	ITEM	CANT.	UNID.	COSTO UNIT.	TOTAL
1	Coordinador de Proyectos	376	h.	65	24.440,00
2	Ingeniero de Proyectos	376	h.	45	16.920,00
				TOTAL	41.360,00

Fuente: Departamento de Proyectos campo Marginal Tiguino

7.1.2 Costos Directos de Inversión:

En la tabla 7.2 se muestra el detalle de los servicios y sus respectivos costos de inversión en lo referente a los contratistas para la reparación del oleoducto y la tabla 7.3 los costos de inversión de los insumos que Petrobell Inc. Grantmining S.A proporciona para la realización de los trabajos.

Es necesario señalar que algunos servicios que los contratistas ofrecen incluyen sus propios insumos para la realización, este costo estará incluido en la primera tabla antes mencionada.

Como tabla resumen de los costos directos de inversión se tiene la tabla 7.4.

7.1.3 Costos Indirectos de Inversión:

Adicionalmente se tiene la tabla 7.5 que especifica los costos indirectos de inversión, en este caso se refiere a los costos de la supervisión para la ejecución del proyecto, por parte del personal de la empresa.

Tabla 7.2 Detalle de Costos de Servicios para la Reparación del Oleoducto

#	ITEM	CANT.	UNID.	COSTO UNIT.	TOTAL
3	SERVICIO DE RADIGRAFIADO				
	Película de Radiografiado	16,39	m.	6,90	113,09
	Día de Trabajo Radiografiado	7	Día	290,00	2.030,00
	Movilización y Desmovilización (Radiografiado)	1	Trabajo	280,00	280,00
				SUBTOTAL	2.423,09
4	SERVICIO DE CONEXIONES A PRESION (HOT TAPPING)				
	Alquiler Equipo de Conexiones a Presión (Hot Tapping) de 2" para tubería 6"	12	Tarea	1.300,00	15.600,00
	Movilización y Desmovilización (Conexión a Presión)	1	Trabajo	750,00	750,00
	Hospedaje - Alimentación (3 personas: Supervisor operadores)	21	Día	20,00	420,00
				SUBTOTAL	16.770,00
5	SERVICIO DE SUELDA, Incluye: Equipo de Suelta, Equipo de Oxicorte, Herramientas, Soldador API ASME, Ayudante (Esmerilador), Camión para Movilización del Equipo. Nota: El camión para la movilización debe llevar dos equipos de suelta.	7	Día	270,00	1.890,00
6	EXCAVADORA Cat 320 Nota: Incluye operador	7	Día	333,33	2.333,33
7	SISTEMA DE VACIO de 150bbbs (VACUUM) Nota: Incluye operador y ayudante	7	Día	333,33	2.333,33
8	CAMA BAJA Nota: Incluye operador	7	Día	333,33	2.333,33
9	TIENDE TUBOS 561 (SIDE BOOM) O SIMILAR, CON ZAPATA PARA DOBLAR TUBERÍA 6" Nota: Incluye Operador	7	Día	433,33	3.033,33
10	DOBLADOR DE TUBERÍA Nota: Incluye equipo para determinar los grados de doblado de tubería	7	Día	100,00	700,00
11	CAMION GRÚA PARA 5 TON con pluma larga (boom) Nota: Incluye Operador	7	Día	233,33	1.633,33
				TOTAL	31.559,76

Fuente: Departamento de Compras y Materiales campo Marginal Tiguino

**Tabla 7.3 Detalle de Insumos proporcionados por Petrobell Inc.
Grantmining S.A para la reparación del Oleoducto.**

#	ITEM	CANT.	UNID.	COSTO UNIT.	TOTAL
12	Tubería 6" API 5L X42 - STD	372,00	m.	88,00	32.736,00
13	Electrodo	6,35	kg	4,41	28,00
				TOTAL	32.764,00

Fuente: Departamento de Compras y Materiales campo Marginal Tiguino

Tabla 7.4 Mano de Obra para la reparación del Oleoducto.

#	ITEM	CANT.	UNID.	COSTO UNIT.	TOTAL
14	Supervisor	376	h.	45	16.920,00
				TOTAL	16.920,00

Fuente: Departamento de Mantenimiento y Proyectos campo Marginal Tiguino

Tabla 7.5 Costos Directos de Inversión para la reparación del Oleoducto.

ITEM	COSTO
Servicios proporcionados por Contratistas	31.559,76
Insumos proporcionados por Petrobell Inc Grantmining S.A.	32.764,00
Mano de Obra	16.920,00
TOTAL	81.243,76

Fuente: Departamento de Mantenimiento y Proyectos campo Marginal Tiguino

Tabla 7.6 Costos de Ingeniería y Supervisión del Proyecto (Costos Indirectos de Inversión).

#	ITEM	TOTAL
14	Permisos y Tasas Gubernamentales	500,00
TOTAL		500,00

Fuente: Departamento de Mantenimiento y Proyectos campo Marginal Tiguino

La siguiente tabla muestra un resumen de los costos de inversión necesario para la realización de la reparación del oleoducto

Tabla 7.7 Tabla resumen de Costos de Inversión para la Reparación del Oleoducto.

ITEM	COSTO TOTAL
Costo Inicial de Inversión	41.360,00
Costos Directos de Inversión	81.243,76
Costos Indirecto de Inversión	500,00
TOTAL	123.103,76

Fuente: Departamento de Mantenimiento y Proyectos campo Marginal Tiguino

7.2 INGRESOS

Los ingresos serán calculados sobre la producción que pasa diariamente por el oleoducto primario existente en el Campo Marginal Tiguino y el precio al que Petrobell Inc. Grantmining S.A vende el crudo según el nuevo contrato de prestación de servicios que esta empresa firmó con el estado ecuatoriano.

Tabla 7.8 Ingresos de Producción que se transporta a través del Oleoducto

ITEM	CANT.	UNID.	COSTO UNIT.	DIAS	TOTAL (ANUAL)
Producción Diaria	14550	Barriles/ día	24	365	127'458.000,00
TOTAL					127'458.000,00

Fuente: Departamento de Producción campo Marginal Tiguino

7.3 EGRESOS

Los egresos constan de la operación del oleoducto, cabe aclarar que el oleoducto primario de el campo Marginal Tiguino no posee un plan de mantenimiento preventivo únicamente se hace tareas de mantenimiento correctivo que son las actividades de reparación que se presentan en el presente trabajo es por eso que no se incluye como egresos en esta parte.

Tabla 7.9 Egresos de Operación del Oleoducto

ITEM	PERSONAS	SUELDO	COSTOS ANUAL
Supervisor	1	1900	22.800,00
Operador	1	800	9.600,00
TOTAL			32.400,00

Fuente: Departamento de Producción campo Marginal Tiguino

7.4 BENEFICIOS

En la tabla 7.6 se muestra el cuadro de depreciaciones implicadas en el proyecto. Se considera una tasa de depreciación del 20 % anual instalaciones como es el caso del oleoducto y un método de depreciación lineal.

En la tabla 7.7 se presenta el flujo de caja estimado del proyecto para un período de 10 años, aquí se muestran los flujos de fondos netos anuales, los cuales permitirán realizar el análisis de rentabilidad del proyecto. Se considerara una baja en la producción del 5% en cada año para simulara posibles disminuciones de la producción en el campo marginal Tiguino. Por medio de estas tablas se podrán tener una visión más clara de los beneficios que el proyecto proporcionará a la empresa en los siguientes 10 años.

7.5 ANÁLISIS TIR, VAN Y B/C

En la tabla 7.8 se muestra el análisis de rentabilidad del proyecto. La tasa interna de retorno fijada por los accionista es mínimo del 15% (valor por encima de la tasa de inflación anual 7.46% emitida por el Banco Central del Ecuador). La vida útil del proyecto se establece para 10 años.

Además se establece como rendimiento esperado del activo una tasa del 10%.

Tabla 7.10 Depreciación de partes reparadas del Oleoducto

DESCRIPCIÓN	VALOR ORIGINAL	% DE DEPRECIACION ANUAL	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Depreciación de partes Reparadas del Oleoducto	123.103,76	20%	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75
Valor depreciado de partes reparadas del Oleoducto			98.483,01	73.862,26	49.241,50	24.620,75	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 7.11 Beneficios (Flujo de Caja)

DESCRIPCIÓN	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Ingresos		127.458.000,00	121.085.100,00	115.030.845,00	109.279.302,75	103.815.337,61	98.624.570,73	93.693.342,20	89.008.675,09	84.558.241,33	80.330.329,26
Egresos		32.400,00	34.668,00	37.094,76	39.691,39	42.469,79	45.442,68	48.623,66	52.027,32	55.669,23	59.566,08
Depreciación		24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75	24.620,75
FLUJO NETO DE CAJA											
UTILIDAD NETA + DEPRECIACION		127.450.220,75	121.075.052,75	115.018.370,99	109.264.232,11	103.797.488,57	98.603.748,81	93.669.339,28	88.981.268,52	84.527.192,85	80.295.383,94

CAPITAL INICIAL	122.603,76
------------------------	------------

Tabla 7.12 Análisis de Rentabilidad del Proyecto

DESCRIPCIÓN	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9
	-122.603,76	11.586.383,70	1.000.620,27	86.415,00	7.462,89	644,50	55,66	4,81	0,42	0,04
VAN	12.558.983,53									
TIR	1039,479									
C/B	1.843,51									

Según los resultados obtenidos tanto en el Valor Actual Neto (VAN), así como con el análisis de sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno (TIR) respecto a la producción que este oleoducto transporta y a su valor económico en el mercado y la razón B/C beneficio costo se puede determinar que el proyecto es viable.

CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

- Luego de estudiar las características de operación del oleoducto primario existente en el campo marginal Tiguino, a cargo de la empresa Petrobell Inc. Grantmining S.A, se concluyó que tiene una longitud total de 16,335 Km y está compuesto de 1242 tubos unidos por juntas soldadas. El oleoducto fue construido hace aproximadamente 22 años bajo la norma ASME B31.4, con API 5l x42, material comúnmente utilizado para la fabricación de tubos de acero según la norma API (American Petroleum Institute), un diámetro nominal de 6" y cedula 40, además opera con una presión máxima de 7,58 MPa (1100 psi). Por el interior del mismo se transporta la totalidad de la producción del campo estimada en $1.682,37 \text{ m}^3$ (14.550,00 barriles) de petróleo, de 21,7 °API a una velocidad de $0.032 \text{ m}^3/\text{s}$ (12 STB/min). La medición de espesores dio como resultado un promedio de espesor de 6,4 mm (0,252 in) y una rata de corrosión de 0,25 mm/año (0,010 in/año).
- Luego de hacer un análisis riguroso de las alternativas existentes en el mercado, se seleccionó a PIPESIM 2003 como el programa idóneo para la elaboración del perfil de presiones del oleoducto primario existente en el campo Marginal Tiguino debido a las facilidades económicas que este presenta y a que es un programa de uso frecuente en la industria petrolera y tiene la capacidad de modelar con gran exactitud al crudo que se transporta por el oleoducto.
- El perfil de presiones del oleoducto primario existente en el campo marginal Tiguino, a cargo de la empresa Petrobell Inc. Grantmining S.A, tiene una tendencia descendente desde una valor de 6,21 MPa (900 psi) hasta finalizar con un valor de 0,54 MPa (78.2 psi), encontrando un error relativo del 2.73% con la realidad por lo que se puede concluir que la

modelación del oleoducto es correcta y muy cercana a la realidad. Además la notable curva descendente del perfil de presiones, implica que en ningún punto del oleoducto la presión superará la presión de operación y mucho menos llegar a una presión semejante a la máxima presión de operación de 7,58 MPa (1100 psi), por lo que el dato de presión puntual puede pasar inadvertido dentro del análisis de integridad del oleoducto.

- El análisis de integridad no tomó en cuenta las presiones puntuales dadas por el perfil de presiones debido a la curva descendente que éste presenta. Consecuentemente el análisis que se realizó en el presente trabajo por medio de la norma ASME /ANSI B31G demuestra la necesidad de hacer reparaciones en 16 tramos de tubería debido a defectos de corrosión, abolladura y grapas en mal estado.

8.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda continuar con la medición de espesores y un análisis de la integridad del oleoducto con frecuencia de 3 años y medio con el fin de hacer un seguimiento al deterioro del oleoducto y salvaguarda la producción del campo Marginal Tiguino que se transporta diariamente por este medio. Además de elaborar un plan de mantenimiento preventivo para el oleoducto como el uso de rapadores (PIGS) y sistemas de protección catódica para disminuir el impacto de la corrosión en el ducto.
- Se recomienda para un próximo trabajo hacer el uso de dos programas de análisis de fluidos y contrastar sus resultados para verificar la capacidad de los mismos para modelar perfiles de presión.
- Se recomienda hacer uso de la propuesta de materiales, insumos y servicios necesarios para la reparación del oleoducto que se detalla en el presente trabajo.

REFERENCIAS

BIBLIOGRAFICAS

- ZENDEJA,C. Evaluación del Comportamiento No Lineal de Perdidas de Metal en Tuberías de Pared Delgada Bajo Presión Interna. Tesis Ing. Aeronáutica. México D.F. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. 2008. 178p.
- Petróleos Mexicanos PEMEX, México D.F. Análisis de Integridad de Ductos. Tercera Ed. México. 2006. 29p.
- NAVAS, J y SOLIS, S. Evaluación de Defectos por Corrosión en Líneas de Transporte de Hidrocarburos. Tesis Ing. Mecánica. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2007. 175p.
- NAVAS, J y SOLIS, S. Elaboración del Sistema de Gestión del Mantenimiento para la empresa ENVAGRIF C.A. Tesis Ing. Mecánica. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2007. 159p.
- FRAGOSO, E. Estudio Numérico de la Corrida de Diablos para el Mantenimiento de la Producción en Oleoductos. Tesis Ing. Petróleos. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2007. 153p.