

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

Mauricio X. Morales Velasco.

Carrera de Ingeniería Mecánica de la Escuela Politécnica del Ejército – Av. Progreso S/N,
Sangolquí Ecuador

RESUMEN

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 y medio ambiental. En este contexto se aplicaron métodos para la evaluación de la aptitud para el servicio en recipientes cilíndricos de pared delgada sometidos a presión interna, como lo son las tuberías destinadas al transporte de hidrocarburos, con la finalidad de proponer la actividades y recursos necesarios para la reparación del oleoducto primario existente en el Campo Marginal Tiguino a cargo de la empresa Petrobell Inc. Grantmining S.A.

ABSTRACT:

The maintenance of pipelines is a very important and transcendental tactical problem for the petroleum industry, in addition is a necessary procedure due to its economic and environment importance. In this context, methods were applied to assess fitness for service in thin walled cylindrical vessels under internal pressure, as are the pipes for transport of hydrocarbons, in order to propose the activities and resources needed to repair the existing primary pipeline in the Marginal Field Tiguino by the company Petrobell Inc. Grantmining S.A.

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.

2. Metodología:

2.1 Descripción del Área de Estudio:

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 alrededor de 1252 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

2.2 Metodología

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.

Finalmente aplicando como base 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.

3. Resultados

3.1 Perfil de Presiones:

El programa seleccionado previamente para el cálculo del Perfil de presiones fue PIPESIM 2003, el cual obtuvo como presión de salida del Oleoducto un valor 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 calculada de 821.8 psi.

Por otro lado en las instalaciones del Campo Marginal Tiguino se encuentra el manómetro de salida del oleoducto, el mismo que mostraba una presión de 100 psi y el manómetro de entrada al oleoducto (en la descarga de la bomba de transferencia) mostraba una presión de 900,0 psi. Lo que da una pérdida total de presión real de 800 psi.

La comparación de estos dos datos de pérdida de presión (pérdida de presión total calculada por PIPESIM 2003 y pérdida total de presión real) indicará el error que el programa PIPESIM 2003 arrojó al calcular el perfil de presiones.

Como se puede observar en la Tabla 1 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

característica del oleoducto ingresadas son correctas.

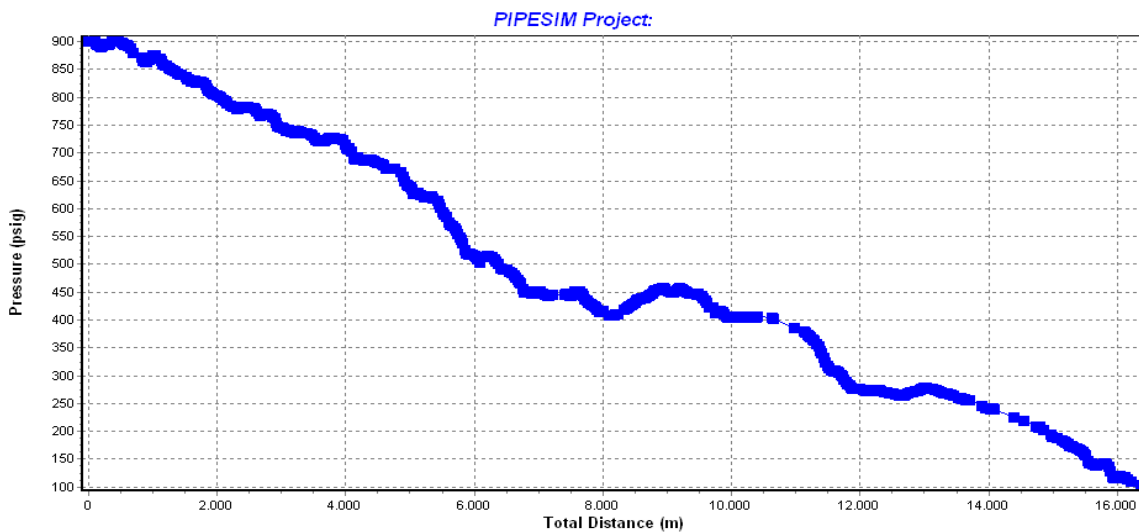
El error que se detecta en los cálculos se da posiblemente debido a que no todo el oleoducto está desenterrado, existen pequeños tramos (tan solo un 6% del oleoducto) que se encuentra enterrados, la longitud de estos tramos al ser insignificantes con relación a la longitud de la tubería desenterrada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

Por otro lado el perfil de presiones presenta 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. Ver Gráfica 1.

Tabla 1. 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%

Gráfica 1. Curva del Perfil de Presiones Calculado por PIPESIM 2003



3.2 Evaluación de condiciones Actuales de Operación

Una vez tomados los datos de operación del oleoducto se procedió a realizar un análisis de integridad del oleoducto bajo de los criterios de la norma ANSI/ASME B31G, para poder determinar si el oleoducto está en la capacidad de soportar las carga por presión interna en presencia de los defectos encontrados causados por corrosión. En esta investigación se hizo también uso de la norma ASME B31G MODIFICADA que presentan ciertos criterios que pueden ayudar a tener una idea más clara del estado de las tuberías.

Adicionalmente se tomo en cuenta los criterios de la norma de ASME B31.4 (norma de construcción del oleoducto) para evaluar otros tipos de defectos como las abolladuras y rayones.

En la tabla 2 se presentan el resultado de los análisis, donde se identifica los tramos de tuberías que deben ser reemplazados o reparados con las respectiva medida de espesores, longitud de tubería y longitud corroída.

Tabla 2. Detalle de Tuberías a Reparar o Reemplazar.

ID	Espesor Medido mm (in)	Longitud Total (m)	Longitud Corroída (m)
22	4,52 (0,178)	8,00	5,00
52	4,85 (0,191)	13,00	8,00
53	3,86 (0,152)	12,50	7,00
102	4,80 (0,189)	12,70	8,00
135	6,40 (0,252)	14,10	1,00
256	4,70 (0,185)	12,10	12,10
258	4,27 (0,168)	12,90	12,00
454	6,68 (0,263)	12,50	0,20
614	4,78 (0,188)	13,40	13,40
627	2,39 (0,094)	13,60	13,60
690	4,01 (0,158)	13,10	10,00
750	4,72 (0,186)	13,60	5,40
954	4,67 (0,184)	10,40	0,50
1000	4,44 (0,175)	13,10	13,10
1125	4,32 (0,170)	9,90	4,00
1130	4,17 (0,164)	6,20	4,70

Fuente: Análisis de Integridad del Oleoducto Primario del Campo Marginal Tiguino

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 realizaran 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.

Tomando en cuenta esto 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 reemplazaran las tuberías 1125 a 1130 (a pesar que la 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.

3.3 Propuesta para la Reparación para el Oleoducto

3.3.1 Actividades necesarias para la Reparación del Oleoducto:

Para el remplazo de las tuberías antes citadas se propone considerar las siguientes actividades:

- Asignación de Responsabilidades
- Movilización de Equipos y Personal
- Trabajos Preliminares
 - Identificación de secciones de tubería a ser reemplazadas.
 - Construcción de Nuevas Secciones
 - Soldadura.
 - Doblado de Tubería
- Conexiones a Presión (Hot Taps)

- Empalme de Tubería (Tie – In)
- Consideración de Prueba Hidrostática
- Seguridad Industrial y Ambiental

3.3.2 Recursos necesarios para la Reparación del Oleoducto

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)

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

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

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: Se utilizara 372 m de tubería de 6" cédula estándar de material API 5L X42, según los cálculos y la planificación realizada.

Soldadura y Electrodo: Se utilizará el proceso SMAW y electrodo de 1/8" E6010. Se necesitara la adquisición de 6.35 kg (14 lbs) de electrodos.

4. 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 m³ (14.550,00 barriles) de petróleo, de 21,7 °API a una velocidad de 0.032 m³/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 llagar 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.

5. Referencias

- 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.

6. Firmas de Responsabilidad y Revisión

DIRECTOR: Ing. Francisco Terneus

CODIRECTOR: Ing. Fernando Montenegro

