

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción**

“Diseño de las Facilidades de Superficie por Bombeo Mecánico
para la extracción de crudo de la Sección 67 del Campo Ancón”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Presentada por:

José Luis García Jara

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2006

A G R A D E C I M I E N T O

A Dios en primer lugar, al Ing. Ernesto Martínez. Director de Tesis, al Ing. Héctor Román y al Ing. Gabriel Colmont por su invaluable ayuda en la realización de este trabajo.

Al personal de la Compañía PACIFPETROL, por prestarme su entera confianza para desarrollar mi tema de grado en sus instalaciones.

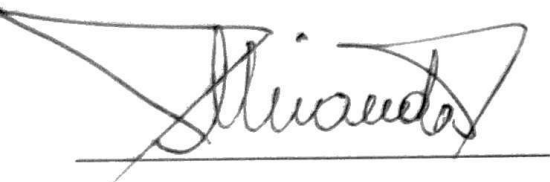
A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo.

DEDICATORIA

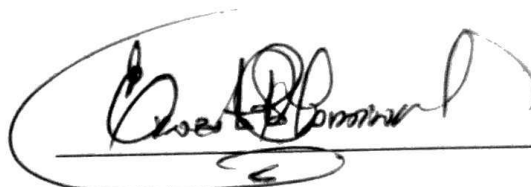
A mis padres, Luis y Emérita, por haberme dado la vida, por su apoyo incondicional durante mis estudios y por ser mi fuente de inspiración.

A mi sobrina Nikole, por ser mi alegría y razón de superación.

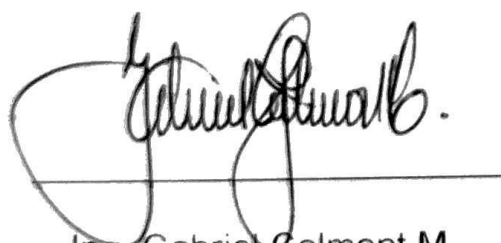
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Luis Miranda S.
DELEGADO POR EL
DECANO DE LA FIMCP
PRESIDENTE



Ing. Ernesto Martínez L.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Gabriel Colmont M.
VOCAL



Ing. Héctor Román F.
VOCAL



DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).




José Luis García Jara

RESUMEN

El presente tema de tesis se realiza en las instalaciones del campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco, el mismo que se encuentra ubicado en el sudeste de la provincia del Guayas, distante 130 Km de la ciudad de Guayaquil, el campo esta dividido en 4 zonas que son CENTRO ESTE, CENTRO OESTE, NORTE, SUR y estas a su vez se encuentran subdivididas en 13 secciones que son: 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, Carmela, Santa Paula, dentro de las cuales tienen 2800 pozos petrolíferos.

Actualmente estos pozos tienen muchos años de servicio por lo que estos ya no tienen presión natural y por tal motivo proceden a utilizar técnicas de levantamiento artificial, como son: bombeo mecánico, los llamados achique de pozo, pistoneo o "SWAB", y recuperación de crudo por herramienta local.

En los pozos que son explotados por bombeo mecánico su distribución superficial de redes de tuberías son las que originalmente se instalaron aproximadamente por los años 1960, motivo por el cual este sistema esta enfrentando problemas de corrosión en su superficie debido a sus años de servicio ya que el clima en esta zona es salino, también presenta problemas de ineficiencia en sus redes de distribución de tubería.

Para el estudio de realización de esta tesis se escogió de las 13 secciones antes mencionadas, la sección 67 ya que esta tiene la mayor cantidad de pozos con extracción por bombeo mecánico y por ende una red de tuberías sumamente extensa, por esta razón la compañía Pacifpetrol sugirió el estudio de la misma.

Por tal motivo el objetivo de esta tesis apunta a realizar el diseño de las facilidades de superficie de extracción de crudo por bombeo mecánico en la sección 67, para mejorar las condiciones actuales de transferencia de crudo.

Para lograr este objetivo se procedió a la toma de datos de todas las facilidades de superficie existentes en la sección 67, que nos servirá para evaluar de manera preliminar la situación actual de la misma, como son presión de cabeza de los pozos de bombeo mecánico, válvulas, accesorios, longitud de líneas de transferencia, para esto se utilizó el sistema de posicionamiento global (GPS), el programa AUTOCAD 2006 y la cartografía básica del método geográfico militar.

En el diseño técnico de las facilidades se aplicaron conocimientos de flujos de fluidos en tubería y las respectivas Normas API.

Aplicando las soluciones técnicas planteadas en este trabajo esperamos en primer lugar, optimizar el sistema de distribución de tubería y eliminar las pérdidas que se producen por años de servicio de las tuberías, al utilizar tuberías nuevas, finalmente se entrega una cartografía básica indicando la nueva distribución de las facilidades de superficie de la sección 67.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	V
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
ÍNDICE DE PLANOS.....	X
ANTECEDENTES.....	1

CAPITULO 1

1. INFORMACION TECNICA Y DATOS DEL CAMPO.....	3
1.1 Antecedentes de Campo Ancón.....	3
1.2 Ubicación Geográfica del Campo Ancón.....	5
1.3 Descripción Geológica.....	7
1.4 Historial de Producción del Campo.....	8
1.5 Clasificación del Crudo.....	8
1.5.1 Por sus grados API.....	9
1.5.2 Por su Composición Química.....	9
1.6 Componentes del Crudo.....	10

1.6.1 Análisis Químico	11
1.6.2 Análisis de Propiedades del Crudo	12
1.7 Métodos de Extracción del rudo en el Campo	15
1.7.1 Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico	16
1.7.2 Levantamiento Artificial por Swab o Pistoneo	18
1.7.3 Levantamiento Artificial por Herramienta Local	19

CAPÍTULO 2

2. FUNDAMENTOS Y CRITERIOS DE EXTRACCION DE PETROLEO MEDIANTE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECANICO	21
2.1 Clasificación del Equipo de Bombeo Mecánico	21
2.1.1 Equipo de Subsuelo	22
2.1.2 Equipo de Superficie	34
2.2 Funcionamiento del sistema de Bombeo Mecánico	39
2.2.1 Funcionamiento del Motor	39
2.2.2 Funcionamiento de la Unidad de Bombeo y de la Bomba de Subsuelo	40

CAPÍTULO 3

3. DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE EN LA SECCION 67	49
3.1 Descripción de la Sección de Producción	49
3.2 Selección de las rutas de líneas de transmisión de fluidos	58

3.3 Principales materiales para la fabricación de tuberías metálicas.....	59
3.4 Flujo monofasico en tuberías.....	63
3.5 Dimensionamiento de las líneas de transmisión.....	72
3.5.1 Capacidad de las líneas de transmisión.....	73
3.5.2 Cálculo de las líneas de transmisión.....	77
3.5.3 Consideraciones para la selección del espesor de tubería.....	95
3.5.4 Cálculo de pérdidas por fricción.....	99
3.6 Selección de la tubería a ser utilizada en la sección 67 según Especificaciones API.....	100
 CAPÍTULO 4	
4. ANÁLISIS ECONOMICO.....	116
4.1 Costo total de la tubería.....	118
4.2 Costo de Equipos y Accesorios.....	118
4.3 Costo de mano de obra.....	119
 CAPÍTULO 5	
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	124
 APÉNDICES.	
BIBLIOGRAFÍA.	

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute.
ASME	American Society of Mechanical Engineers.
SWAB	Técnica de Producción mediante el sistema de Pistoneo.
BM	Producción mediante Bombeo Mecánico.
BSW	Sedimentos Básico y Agua.
AISI	Instituto Americano de Hierro y Acero.
PWS	Presión Estática de fondo
GPS	Sistema Posicionamiento Global
BLS	Barriles
ANC	Ancón
TIG	Tigre
TK	Tanque
MFD	Manifold
Pent MFD	Presión entrada a Manifold.
Psal MFD	Presión salida de Manifold.
Psal TK	Presión de salida a tanque.
COV	Coeficiente de Variación.
CTP	Perfil de espesores crítico.
FCA	Futura corrosión admitida.
FFS	Fitness For Service.
MWPP	Máxima Presión de Trabajo Permitida
DNH	Dirección Nacional de hidrocarburo
RPM	Revoluciones por minuto

SIMBOLOGÍA

Z_e	Nivel desde suelo a cabeza de pozo
Z_s	Nivel desde suelo a tanque
R_s	Solución gas petróleo
γ_g	Gravedad específica del gas
γ_{fluido}	Gravedad específica del fluido
P_g	Presión de gas en el pozo
L	Profundidad de nivel medido desde superficie
T_{ub}	Tubería
D_{int}	Diámetro interno de la tubería
f	Factor de fricción en la tubería
H_f	Perdidas mayores de fricción en tuberías
H_m	Perdidas menores de fricción en accesorios
R_e	Número de Reynold
Q	Caudal
Vel	Velocidad
\dot{m}	Flujo másico
C_{rate}	Tasa de Corrosión
R_{life}	Vida restante
R_t	Radio de espesor restante
S	Esfuerzo mínimo permisible
t_{am}	Espesor promedio medido
t_{mm}	Mínimo espesor medido
t_{min}	Mínimo espesor requerido
T	Años
M	Momento Flexionante
E	Modulo de Young del material
Y	Deflexión en vigas
Y_{max}	Máxima deflexión permitida
A_s	Área de soldadura
η	Factor de seguridad
S_Y	Límite Elástico de la tubería
W_{tub}	Peso de tubería
W_{fluido}	Peso de fluido en la tubería

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1	Mapa de ubicación del campo Ancón..... 6
Figura 1.2	Análisis de grados API..... 13
Figura 1.3	Análisis BSW de Petróleo..... 15
Figura 1.4	Equipo de Superficie de Bombeo Mecánico..... 17
Figura 1.5	Unidad de Producción del sistema de Pistoneo..... 19
Figura 1.6	Unidad de Producción del sistema de Herramienta Local..... 20
Figura 2.1	Varillón pulido utilizado en bombeo mecánico..... 27
Figura 2.2	Partes de Bomba de Subsuelo..... 28
Figura 2.3	Tipos de Bomba de subsuelo según normas API..... 31
Figura 2.4	Ancla de tubería de producción..... 32
Figura 2.5	Separador de gas tipo niple perforado..... 33
Figura 2.6	Sistema de Bombeo Mecánico..... 36
Figura 2.7	Cabezal de pozo de Bombeo Mecánico..... 38
Figura 2.8	Posiciones del Balancín en Bombeo Mecánico..... 41
Figura 2.9	Punto Muerto Superior en el Sistema de Bombeo Mecánico... 43
Figura 2.10	Punto Medio Ascendente en Sistema de Bombeo Mecánico... 45
Figura 2.11	Punto Muerto Inferior en el Sistema de Bombeo Mecánico..... 47
Figura 2.12	Punto Medio Descendente en Sistema de Bombeo Mecánico..48
Figura 3.1	Estación Central..... 51
Figura 3.2	Estación 50..... 53
Figura 3.3	Estación 56..... 55
Figura 3.4	Sistema de Posicionamiento Global..... 57
Figura 3.5	Diagrama de Moody..... 68
Figura 3.6	Diagrama de Moody modificado Rugosidades Relativas..... 70
Figura 3.7	Diagrama de Peso sobre tubería..... 89
Figura 3.8	Soporte H..... 92
Figura 3.9	Instalación de soporte H..... 93
Figura 3.10	Esquema de división de tubería a ser analizada..... 101
Figura 3.11	Toma de datos de espesores..... 102
Figura 3.12	Medidor de espesores de ultrasonido..... 104

ÍNDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 1.1 Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad	9
Tabla 1.2 Parámetros principales del petróleo.....	11
Tabla 2.1 Resistencia mínima en libras a la tensión.....	24
Tabla 2.2 Condiciones físico químicas de las normas API-SPE c 118.....	25
Tabla 3.1 Pozos que almacenan su Producción en Estación Central.....	52
Tabla 3.2 Pozos que almacenan su Producción en Estación 50.....	54
Tabla 3.3 Pozos que almacenan su Producción en Estación 56.....	56
Tabla 3.4 Líneas de Transferencia desde Pozo a Estación.....	74
Tabla 3.5 Líneas de Transferencia desde Pozo a Tanque Independientes...	75
Tabla 3.6 Perdidas Menores en Accesorios.....	83
Tabla 3.7 Deflexión Máxima en tubería.....	88
Tabla 3.8 Resistencia Minima a la Ruptura.....	97
Tabla 4.1 Tiempo de duración de ejecución del proyecto.....	117
Tabla 4.2 Costo total de tubería.....	118
Tabla 4.3 Costo de Equipo y Accesorios.....	119
Tabla 4.4 Costo de mano de obra.....	120
Tabla 4.5 Costo total del proyecto.....	120
Tabla 4.6 Costo de tubería.....	121
Tabla 4.7 Varios e Imprevistos.....	122
Tabla 4.8 Costo de solución alternativa.....	123

ÍNDICE DE PLANOS

Plano 1	Líneas actuales de transferencia de crudo por bombeo Mecánico
Plano 2	Nuevas líneas de transferencia de crudo por Bombeo Mecánico.

ANTECEDENTES

En la industria petrolera, refiriéndonos a nuestro país, se utilizan varios tipos de levantamiento artificial en campos donde se requiera aumentar la producción. El método más antiguo de levantamiento artificial es el de bombeo mecánico, en el campos Gustavo Galindo Velasco la producción diaria por este método es del 40 %. Este método es el más utilizado en pozos cuya recuperación es lenta.

El presente proyecto trata sobre el “Diseño de las Facilidades de superpie en la sección 67”, se evalúan las condiciones actuales de las líneas de transferencia.

En el proyecto se procede a la toma de datos de las facilidades de superficie de extracción de crudo por bombeo mecánico, como son presión, caudal, además se realiza el recorrido físico de las líneas de transferencia, para esto se hace uso del sistema de posicionamiento global (GPS), también se analiza el porcentaje de gas disuelto en petróleo, se toman datos de la presión de fondo de pozo, para esto se hace uso del equipo ecómetro.

Se evalúan las tuberías mediante una inspección para determinar su condición actual, se presentan dos alternativas una nueva distribución con tubería nueva la misma que tendrá que ejecutarse cuando las tuberías cumplan su ciclo de vida y la otra el cambio de tramos tubería que por resultados de la inspección realizada deben ser cambiados.

Finalmente se realiza un análisis económico entre los costos de cambiar todas las tuberías y el costo que se generará con el cambio de tramos de tubería que tienen que ser desechadas.

CAPÍTULO 1

1. INFORMACION TECNICA Y DATOS DEL CAMPO ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO.

Antes de la elaboración de cualquier proyecto, se debe realizar un estudio del área donde se va a trabajar para poder determinar con criterio los problemas que afronta el campo .En este capitulo se describirá la parte geológica (ubicación, componentes del crudo, métodos de extracción del crudo, etc)

1.1 Antecedentes del campo Ancón

La actividad petrolera en la Península de Santa Elena comenzó en el año de 1911, con la compañía inglesa Anglo Ecuadorian Oilfields Ltd., que desarrolló el campo petrolero de Ancón. El primer pozo, ANC-1, se perforó en 1911, en las proximidades de la localidad de Anconcito, con una profundidad final de 2116 pies Posteriormente, se descubrieron otros campos los cuales fueron dados en concesión por el Estado

Ecuatoriano a otras compañías petroleras tales como la Ecuador Oilfields Ltd., Manabí Exploration Company Inc., Carolina Oil Company, las que ocuparon áreas al norte y oeste de la Península.

Posteriormente en el año 1.976, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) tomó el control de los Campos Petroleros de la Península incluyendo los de Carmela y Matilde; el 26 de septiembre de 1.989 se creó Petroecuador en reemplazo de CEPE. Por gestiones realizadas por la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) el Estado otorga a la misma la Concesión del bloque de la Península de Santa Elena el cual toma el nombre de Campos “Ing. Gustavo Galindo Velasco”. La ESPOL en consorcio con la operadora argentina Compañía General de Combustible C.A (C.G.C.) desde el 1 de Mayo 1.996 desarrollan y exploran estos campos. En la presente fecha este campo es explorado por la compañía PACIFPETROL.

1.2 Ubicación Geográfica

El campos Gustavo Galindo Velasco se encuentra en la península de Santa ubicado en el sureste de la provincia del Guayas, Ecuador distante 120 Km kilómetros de la ciudad de Guayaquil. El bloque comprende 1200 Km² de las cuales el 40% son de costa afuera.

El área esta limitada por los siguientes cuatro puntos en coordenadas UTM:

Lat. N	Long. E
1.- N9'751.000	E515.000
2.- N9'747.000	E515.000
3.- N9'747.000	E517.000
4.- N9'751.000	E517.000

Y en coordenadas geográficas:

1.-Lat. Sur: 2°15'8.11"	Long. Oeste: 80°51'53.51"
2.-Lat. Sur: 2°17'17.8"	Long. Oeste: 80°51'53.51"
3.-Lat. Sur: 2°17'17.8"	Long. Oeste: 80°50'48.65"
4.-Lat. Sur: 2°15'8.11"	Long. Oeste: 80°50'48.65"

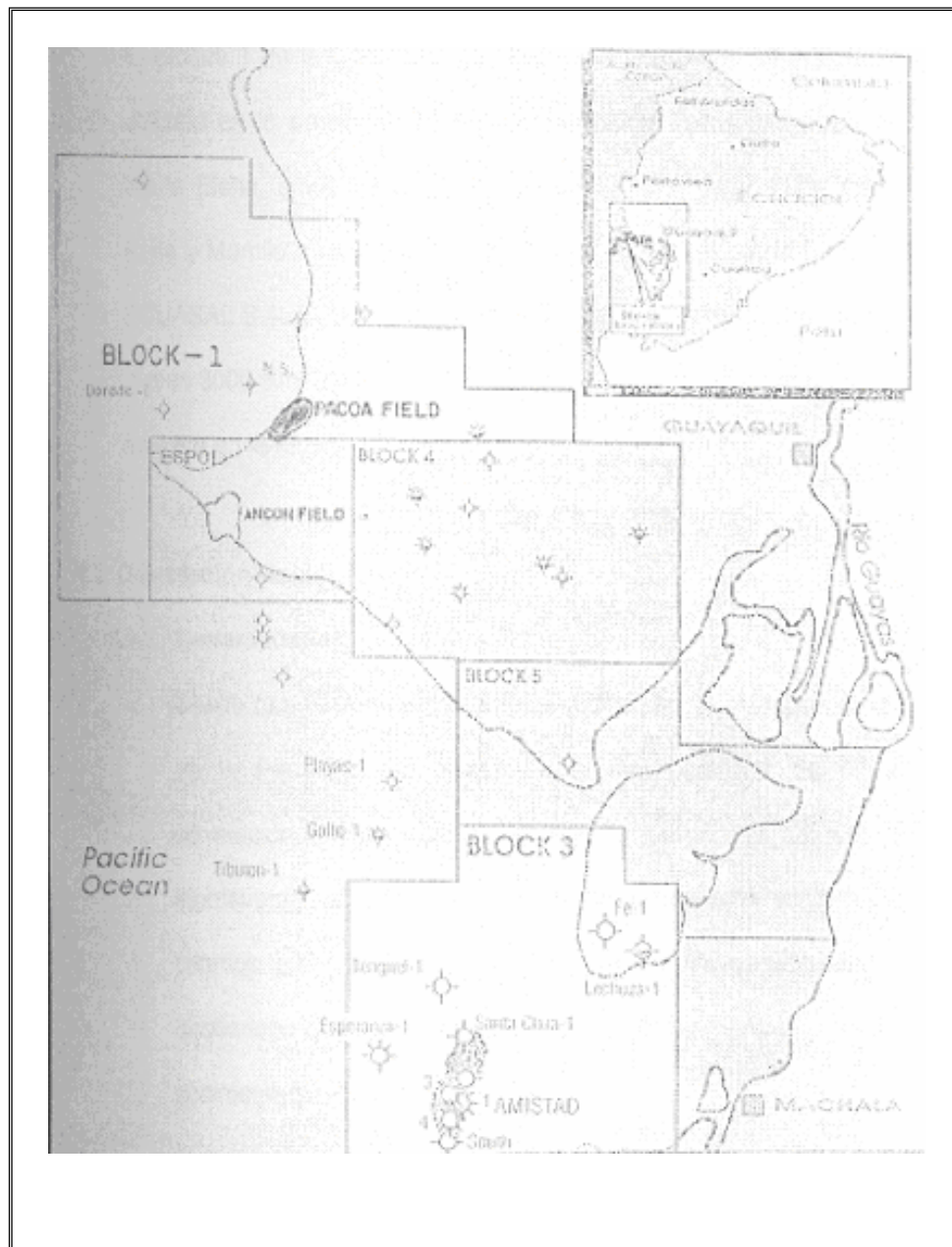


FIGURA 1.1
MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO ANCÓN

1.3 Descripción Geológica

1.31 Generalidades

Desde que fueron perforados los primeros pozos exploratorios en la península de Santa Elena, los geólogos de Anglo correlacionaron las rocas del campo Ancón con las de Monteverde(al norte de Ancón) principalmente en base a criterios paleontológicos y de secuencian lito-estratigráfica y observaron que existía una correlación cercana entre las series sedimentarias de estas dos áreas.

Se ha determinado que la roca madre es el miembro Guayaquil de la formación Atlanta de edad de Paleoceno y constituye el principal reservorio de este campo.

El grupo Ancón del Eoceno medio, en el área de Ancón sobrepase a la formación Atlanta, este hecho y otros como la composición mineralógica Atlanta, ha conducido a considerar que esta formación corresponde a un bloque alófono que pudo haber sido desplazado desde el sur hasta la posición actual por efecto de algún sobrecorrimento durante la fase tectónica del Eoceno inferior.

1.4 Historial de producción del campo

La infraestructura de producción del campo Gustavo Galindo, se encuentra en plena operación con 3000 pozos perforados de los cuales 740 están en producción y la extracción de petróleo se realiza a través de Bombeo Mecánico, pistoneo, y herramienta local.

La producción total del campo Gustavo Galindo Velasco es de 2200bbl/d (petróleo) de 35.5 API (promedio). Para el almacenamiento temporal de petróleo, existen 13 estaciones denominadas 65, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, Santa Paula y Carmela a donde llega el fluido por líneas de transferencia que están conectadas desde los pozos de bombeo mecánico, luego el crudo es evacuado mediante succión con un vacío, para ser transportado por estos hasta los tanques de almacenamiento.

1.5 Clasificación del crudo.

El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro a la que, por sus compuestos de hidrógeno y carbono, se le denomina hidrocarburo. El petróleo es un compuesto químico que en términos generales se lo puede clasificar por sus grados API y por su composición química.

1.5.1 Por su densidad o grados API

Es común hablar de clases de aceites de crudo de acuerdo a su peso específico y expresado en una escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute). Esta escala es llamada densidad API, o comúnmente conocida como grados API.

En la tabla 1.1 se muestra una clasificación del crudo en términos de su densidad.

TABLA 1.1
CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO DE ACUERDO A SU DENSIDAD

Aceite crudo	Densidad (grados API)
Extrapesado	< 10.0
Pesado	10.1 – 22.3
Mediano	22.4 – 31.1
Ligero	31.2 – 39
Superligero	> 39

1.5.2 Por su Composición Química

Dependiendo de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo se los puede clasificar según el tipo de hidrocarburo que predominan en el, como son:

Petróleo de base Parafínica en este predomina los hidrocarburos saturados, son fluidos de color claro y de baja densidad: 0.75-0.85 g/ml aproximadamente.

Petróleo de Base Asfáltica, en el que predominan los hidrocarburos etilénicos y dietilínicos, cíclicos ciclánicos, y bencénicos o aromáticos. Son fluidos negros, viscosos y de baja densidad: 0.95 g/ml.

Petróleo de Base Mixta, se lo denomina así porque su composición es de bases intermedias, formados por toda clase de hidrocarburos: Saturados, no saturados (etilénicos y acetilénicos) y cíclicos (ciclánicos o nafténicos y bencénicos o aromáticos).

1.6 Componentes del crudo.

En esta sección analizaremos los componentes principales del crudo en el campo así como también el método de medición de muestras en el laboratorio de grados API , BSW que son los más fundamentales que se toman en cuenta.

1.6.1 Análisis Químico

Las características principales del crudo se muestran a continuación en la tabla 1.2.

TABLA 1.2
PARÁMETROS PRINCIPALES DEL PETRÓLEO

PARÁMETROS	MÉTODO	RESULTADOS
GRAVEDAD ESPECÍFICA, 60°/60°F	ASTM D-1298	0.8473
GRAVEDAD API, 60°/60°F	ASTM D-287	35.5
VISCOSIDAD cSt @	ASTM D-445	
15.5 °C		6.5
21.1 °C		6.0
25.0 °C		5.5
CARBÓN CONRADSON % PESO	ASTM D-189	2.1
AGUA POR DESTILACIÓN % VOL.	ASTM D-4006	0.2
AGUA Y SEDIMENTOS % VOL.	ASTM D-4007	0.5
SEDIMENTOS POR EXTRACCIÓN % PESO	ASTM D-473	0.05
AZUFRE TOTAL % PESO	ASTM D-4294	0.08
FACTOR DE CARACTERIZACIÓN (K UOP)	UOP 375	11.89
PRESIÓN DE VAPOR REÍD lb/plg2	ASTM D-323	0.6
TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO, °C	ASTM D-97	BAJO 0°
CONTENIDO DE SAL lb/1000 BI	ASTM D-3230	11.50
ÁCIDO SULFÚDRICO ppm	UOP 163	0.0
MARCAPTANO ppm	UOP 163	108
METALES ppm	IMP QA 006	
NÍQUEL		0.0
VANADIO		0.5

La densidad promedio del agua de formación tiene un valor de 1036

Kg/m^3

1.6.2 Análisis de Propiedades del Crudo

En la siguiente sección se presenta la forma de cómo se determina los parámetros básicos del crudo, como lo son grados API, BSW en el laboratorio.

Grados API

Los grados API es un parámetro que indica la calidad del hidrocarburo que se obtiene de un yacimiento y con este valor se determina si un crudo es liviano o pesado. Los grados API es un valor que relaciona la gravedad específica del petróleo respecto de la gravedad específica del agua que es igual a 10 °API a 60 °F.

Los grados API es una función inversamente proporcional a su densidad y su formula es:

$$API = \frac{141.5}{GravedadEspecificas} - 131.5 \quad ec.1.1$$

Los grado API también pueden ser determinados en laboratorio y corregidos con la utilizaron de tablas de las normas API.

Se toma una muestra de petróleo y se coloca en una probeta hasta que esta se llene, como se muestra en la figura 1.2, luego introducimos un hidrómetro. Una vez que se estabiliza su presión, se limpia con gasolina la parte superior del hidrómetro y se toma la

lectura en escala superior de la gravedad API al nivel del fluido; se saca el hidrómetro del recipiente y se limpia la parte intermedia hacia abajo para leer en la escala inferior la temperatura. Los datos son anotados y corregidos para expresar la gravedad API a temperatura de 60 °F.



FIGURA 1.2
ANÁLISIS DE GRADOS API

Sedimentos Básicos y Agua (BSW)

El objetivo principal de establecer el BSW del petróleo es saber exactamente el porcentaje de agua con que se está produciendo y de acuerdo a ello determinar la cantidad de petróleo producido. De igual manera permite decidir el trabajo correctivo, en caso de tener un alto corte de agua. Para que todo el sistema funcione es

conveniente que el porcentaje de BSW no exceda del 10% para evitar problemas de corrosión y escala (carbonato de calcio) en los elementos de subsuelo y superficie con lo cual se reduce la vida útil de los elementos.

El análisis del BSW se lo realiza en el laboratorio con la ayuda de vasos (tubos) con la muestra cuyo contenido de sedimentos básicos y agua (BSW) se desea determinar.

Los vasos se encuentran marcados en porcentajes de 100 y 200% normalmente; la muestra de petróleo es vertida dentro del vaso y se le agrega pocas gotas de desmulsificante F-40 para romper alguna posible emulsión.

En la centrifuga tenemos dos vasos uno que es la mezcla petróleo más desemulsionante y el otro es el vaso de contrapeso que tiene un liquido patrón, como se muestra en la figura 1.3, ambos vasos tienen que tener el mismo volumen, se los deja aproximadamente por cinco minutos luego de esto se anota las lecturas.



FIGURA 1.3
ANÁLISIS BSW DE PETRÓLEO

1.7 Métodos de extracción del crudo.

Cuando el yacimiento a perdido su energía natural, que es la que permite levantar la columna de fluido, es necesario suministrar energía adicional para que el proceso de producción sea factible, estos métodos se los denomina tipo de levantamiento artificial, a continuación se detalla una lista de los métodos de levantamiento artificial.

1. Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidad Progresiva.
2. Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico.
3. Levantamiento Artificial por Gas – Lift
4. Levantamiento por Bombeo Electrosumergible.

5. levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.
6. Levantamiento Artificial por Pistoneo
7. Levantamiento Artificial por Herramienta Local.

En la empresa PACIFPETROL los métodos de Levantamiento Artificial empleados son por Bombeo Mecanico, Pistoneo y Herramienta Local por esta razón en esta sección son motivo de estudio, dando una descripción breve de cómo funcionan los mismos.

1.7.1 Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico es el más antiguo, y más utilizado en el mundo, debido principalmente a los bajos costos operativos, facilidad de producción y bajo riesgo de derrames por ser una operación a baja presión. Su aplicación se remonte desde los años cuarenta, en la explotación de petróleo de los campos de la Península de Santa Elena, cuyos yacimientos son someros (baja profundidad 2000-4000 pies).



FIGURA 1.4
EQUIPO DE SUPERFICIE DE BOMBEO MECANICO

En el Campos “Gustavo Galindo Velasco” el 40% de la producción se la extrae por levantamiento artificial por bombeo mecánico. Normalmente se emplea bombeo mecánico en la etapa final de producción de un pozo

Este método consiste en levantar fluido del pozo hacia el tanque de recolección o a una estación de producción por medio de una bomba de subsuelo ubicada en el fondo del pozo, cuya energía es proporcionada por un balancín o equipo de bombeo en superficie

como se muestra en la figura 1.4 y es transmitida por medio de una sarta de varillas a la bomba.

El fluido levantado es transportado por la tubería de producción y luego por las líneas de transferencia o líneas de flujo hasta el tanque.

1.7.2 Levantamiento Artificial por Swab o Pistoneo

Es un método que consiste en la extracción de fluidos del interior del pozo, desde una profundidad dada hacia la superficie a través del pistoneo del pozo. Esta operación se realiza debido a que la presión de la formación no es lo suficientemente mayor como para vencer la columna hidrostática que existe y poder expulsar el líquido drenado.

El drenaje de estos pozos es muy lento con respecto al tiempo. Para hacer producir estos pozos se hace uso de cable de acero que va enrollado en el winche o tambor de Swab de la unidad de servicio de pozos como se muestra en la figura 1.5 y la copa de Swab que en cada carrera hacen posible la recuperación de líquido, parando dicha operación cuando el nivel de fluido dinámico no es el óptimo. Reiniciando el pistoneo cuando se recupere el nivel de fluido. El fluido extraído por este método es almacenado en tanqueros para su posterior traslado a tanques de almacenamiento.



FIGURA 1.5
UNIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA DE PISTONEO

1.7.3 Levantamiento Artificial por Herramienta Local

Este método no es un tipo de levantamiento específicamente dicho, sin embargo en el campo ha dado buenos resultados, es de bajo costo y recupera la producción con facilidad debido a que los pozos no son profundos, y el crudo es de alta calidad, su forma de extracción es igual que el de Swab, es decir utilizan la misma unidad de servicio, como se muestra en la figura 1.6 con la única diferencia que se cambia la copa de Swab por la cuchara y ya no se hace el proceso de pistoneo.



FIGURA 1.6
UNIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA DE HERRAMIENTA LOCAL

Su funcionamiento es muy sencillo, ya que es como extraer agua de pozo, en el fondo la cuchara tiene una válvula que permite el ingreso de fluido. Al topar nivel la válvula se abre por la presión que ejerce el fluido hacia arriba y permite que el fluido ingrese hasta llenar el recipiente (cuchara), al subir debido a la presión del fluido atrapado en la cuchara esta válvula se sierra y no permite el regreso del mismo. Hay dos tipos de cucharas de 3 y de 6 pulgadas, la de 3 tiene una capacidad de $\frac{1}{2}$ barril por salida y la de 6 tiene la capacidad de 1 barril por salida.

CAPÍTULO 2

2. FUNDAMENTO Y CRITERIOS DE EXTRACCION DE PETROLEO MEDIANTE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECANICO

En este capítulo se describen algunos fundamentos teóricos sobre componentes del equipo de bombeo mecánico es decir cuales son las partes principales, también se describe el funcionamiento de conjunto de todos sus elementos utilizados para transmitir la energía adicional al pozo y transportar el fluido desde el pozo hasta la superficie.

2.1 Clasificación del equipo de bombeo mecánico

El equipo de bombeo mecánico mediante varillas se puede clasificar:

1. Equipo de Subsuelo
2. Equipo de superficie

2.1.1 Equipo de Subsuelo

El equipo de subsuelo esta restringido en su estructura por el diámetro de la tubería de revestimiento. Sus componentes son:

1. Tubería de producción
2. Varillas
3. Bomba de subsuelo
4. Ancla de tubería
5. Ancla de gas
6. Niple de asiento

Tubería de Producción

Es la tubería que se introduce en el pozo a través de la cual el petróleo es transportado desde el subsuelo hasta la superficie. Al mismo tiempo sirve de guía a la sarta de varillas de succión que está accionando la bomba en el subsuelo. Esta tubería va sujeta del cabezal del pozo mediante un colgador y corrida dentro de la tubería de revestimiento.

El diámetro de la tubería de producción utilizada depende del diámetro de la tubería de revestimiento. En el campo Ancón normalmente utilizan tubería de producción de 2-3/8" y 2-7/8" con tubería de revestimiento de 5-1/2" y una longitud promedio de 22' Y

30'. Estas tuberías dentro del pozo tienen como función primordial llevar el petróleo a la superficie.

La tubería utilizada en el campo es la tipo EUE, la cual se utiliza para realizar las operaciones inherentes a la completación de pozos, esta tubería tiene su diámetro del cuello mayor que el de su cuerpo, son fabricadas de acero de diferentes calidades y de acuerdo a las normas del Instituto Americano del Petróleo.

Las tuberías se clasifican de acuerdo a su grado en:

J-55, N-80, P-105 y otros. La letra significa la cantidad de acero con que está fabricada la tubería de producción y como veremos más adelante el N-80 es superior al J-55, y el P-105 superior al N-80, el número significa el límite mínimo de elasticidad a que puede ser sometida la tubería sin deformarse.

La tabla 2.1, nos da la resistencia a la tensión de cada diámetro de tubería de producción, de acuerdo a su grado J-55 o N-80. En las tuberías de subsuelo se usa con más frecuencia la tubería de producción de grado J-55.

TABLA 2.1
RESISTENCIA MÍNIMA EN LIBRAS A LA TENSIÓN

DIAMETRO DE LATUBERIA DE PRODUCCION	GRADO DE TUBERIA	
	J-55	N-80
2-3/8"	72000	104000
2-7/8"	100000	145000
3-1/2"	142000	207000

Varillas

Las varillas de succión tienen por objeto proporcionar la conexión entre la unidad de bombeo que se encuentra instalada en la superficie y la bomba en la profundidad de la arena productora en el pozo, mediante ésta se transmite el movimiento recíproco vertical a la bomba para el desplazamiento de fluido.

Las varillas tienen conexiones estándar y sus diámetros son: $\frac{5}{8}$ ", $\frac{3}{4}$ ", $\frac{7}{8}$ ", 1" y $1\frac{1}{8}$ " y con longitudes de 25' y 30'. Las varillas que se utilizan en este campo son de diámetro $\frac{5}{8}$ " y $\frac{3}{4}$ ". Se disponen también en longitudes de $1\frac{1}{2}$ ', 2', 3', 4', 6', 8', 10' y 12', que se utiliza para completar una longitud determinada.

Existen diversas clases de varillas, de las cuales las más conocidas y utilizadas a nivel mundial son las convencionales API que se caracterizan por presentar uniones entre una y otra, a través de dispositivos mecánicos llamados cuellos. Dentro de este tipo de varillas tenemos tres clases: C, D y K, como se vera continuación en la tabla 2.2

Acero Grado K: de Níquel y Molibdeno AISI 46XX

Acero Grado C : de Carbono –Manganeso AISI 1036

Acero Grado D : de Carbono ó aleado

TABLA 2.2
CONDICIONES FÍSICO QUÍMICAS DE LAS NORMAS API-SPE C118

GRADO	COMPOSICION QUIMICA	RESISTENCIA A TRACCION PSI	
		MINIMO	MAXIMO
K	AISI 46 XX	85,000	115,000
C	AISI 1036	90,000	115,000
D	ACERO AL CARBONO	115,000	140,000

Las varillas de grado K son las de menor resistencia mecánica, pero las que trabajan mejor en medios corrosivos.

Las varillas de grado C contienen más del 1.5 % de manganeso, el cual otorga mayor dureza al acero.

En las varillas de grado D al carbono se utilizan normalmente aceros SAE 4142 y 4340 o en su defecto 4192H, poseen baja resistencia a la corrosión.

Varillón Pulido

El Varillón pulido es el encargado de colgar la sarta de varillas del balancín. En su parte inferior va acoplado a las varillas dentro de la tubería de producción y su parte superior va agarrada por medio de una grapa que descansa sobre el elevador del guaya del balancín. En la carrera ascendente del balancín, el varillón pulido soporta el peso de las varillas, de la bomba y del fluido dentro de la tubería de producción. Por esta razón son fabricados de materiales muy resistentes y como su nombre lo indica, su superficie es completamente pulida a fin de permitirle el libre paso a través de las empaadura de la prensa estopa sin dañarlas, como se muestra en la figura 2.1.

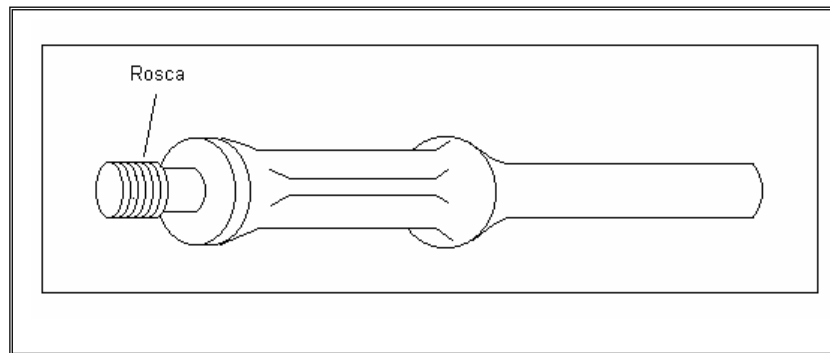


FIGURA 2.1
VARILLÓN PULIDO UTILIZADO PARA BOMBEO MECÁNICO

Bomba de subsuelo.

La bomba es un equipo de desplazamiento positivo desde el fondo hasta la superficie, que funciona mediante presiones diferenciales del sistema sobre sus componentes, la función de la bomba de subsuelo es levantar el fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección. La figura 2.2 muestra las partes de una bomba de subsuelo y como se indica sus componentes fundamentales son:

- a. **Barril o Camisa** es un cilindro de superficie completamente pulida, dentro del cual se mueve el pistón.
- b. **Pistón** es el embolo de la bomba y su diámetro determina la capacidad de desplazamiento.

c. **Válvula viajera** esta formada por un sistema de bola y asiento que viaja durante los ciclos de bombeo.

d. **Válvula fija** esta formada por un sistema de bola y asiento que permite la entrada del fluido del pozo al interior de la bomba.

e. **Anclaje de la bomba de subsuelo** ajusta al anillo de fricción o bronce de la bomba, formando un sello hermético entre el fluido retenido y el pozo.

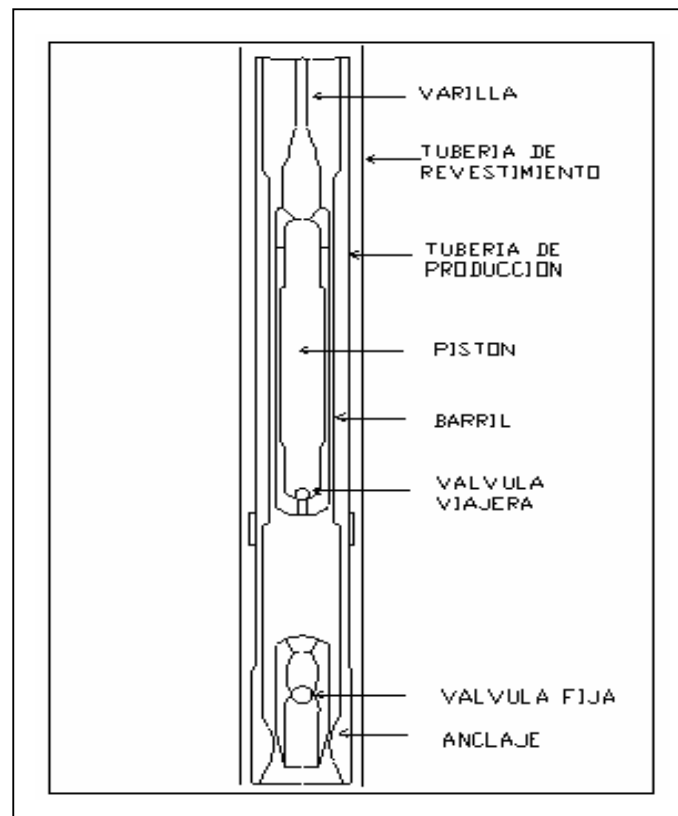


FIGURA 2.2
PARTES DE BOMBA DE SUBSUELO

En la carrera ascendente el peso del fluido en el tubing cierra la válvula viajera, siendo el fluido almacenado en el barril desplazado por el pistón hacia la superficie, creando una depresión sobre la válvula fija, ocasionando la apertura de la misma y por consiguiente el ingreso del fluido desde el casing al interior del barril. En la carrera descendente el fluido contenido en el barril ejerce una presión contra el pistón que baja, provocando la apertura de la válvula viajera y el cierre de la válvula fija, pasando el fluido contenido en el barril hacia la parte superior del pistón, hasta llegar al punto muerto inferior. En ese momento comienza la carrera ascendente volviendo a cumplirse el ciclo.

Existen diferentes tipos de bombas utilizadas en bombeo mecánico; entre las mas conocidas tenemos las siguientes que cumplen con las especificaciones API :

Bomba de Tubería

Bomba de Varilla

Bomba de Tubería

Estas bombas reciben este nombre por el hecho de que el cilindro de la bomba se baja al fondo del pozo junto con la tubería. El pistón y la válvula viajera se bajan con las varillas. En la figura 2.3 las partes (7) y (8) muestran las bombas de tubería, que se les asigna con la letra

T. Estas bombas están diseñadas para producir más volumen que una bomba de varillas, para una misma tubería de producción. Esto se explica porque el barril de dichas bombas puede ser mayor que el diámetro interno de la tubería de producción.

El único inconveniente que presentan estas bombas es que al momento en que se dañe algún elemento que forma parte de la misma, necesariamente se tiene que sacarla junto con la tubería de producción, lo cual representa tiempo en el trabajo.

Bomba de Varillas

Estas bombas reciben este nombre porque se completan con la sarta de varillas y se asientan en el niple de asiento de la tubería de producción. Este arreglo permite cambiar las bombas sin sacar la tubería de producción fuera del pozo. El espacio libre que existe entre el pistón y el barril es varia entre 0.001 y 0.005 pulgadas.

En figura 2.3 las partes (1) al (6) muestran las bombas de varillas.

En el Apéndice Ñ se presenta los tipos básicos de bombas y la designación con las letras para su especificación básica.

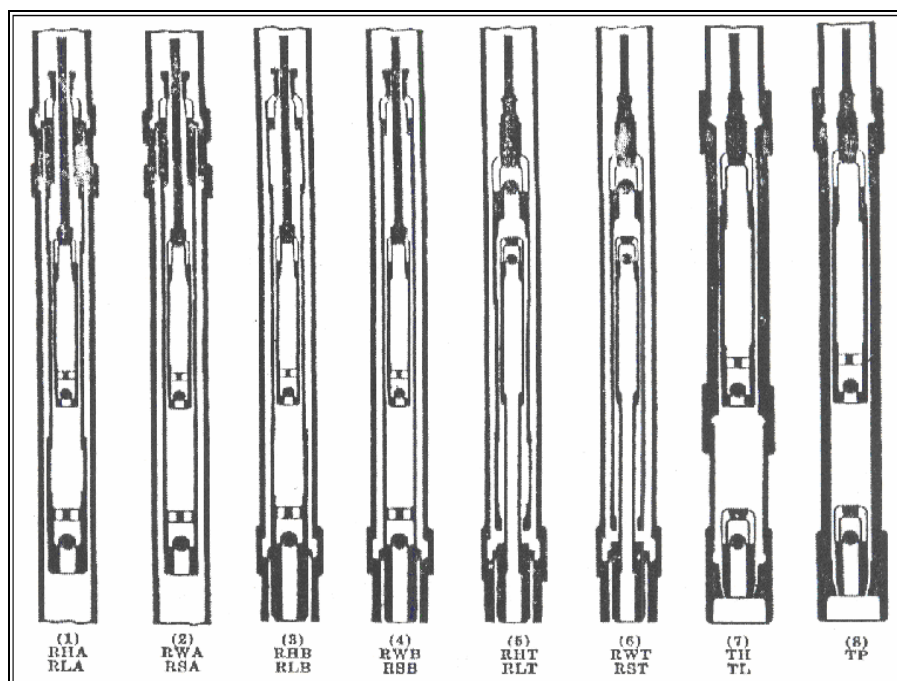


FIGURA 2.3
TIPOS DE BOMBAS DE SUBSUELO SEGÚN NORMA API

Ancla de tubería

Equipo que se utiliza para controlar los movimientos de la tubería de producción, absorbe los esfuerzos durante la acción de bombeo y los transfiere a la tubería de revestimiento, manteniendo a la tubería de producción en una posición constante y reduce la fricción de la varilla. Cuando se mantiene la tubería de producción anclada, permiten un mayor recorrido del pistón dentro del barril, porque aumenta el movimiento relativo de este con respecto a la tubería de producción por embolada. La figura 2.4 muestra una vista del ancla.

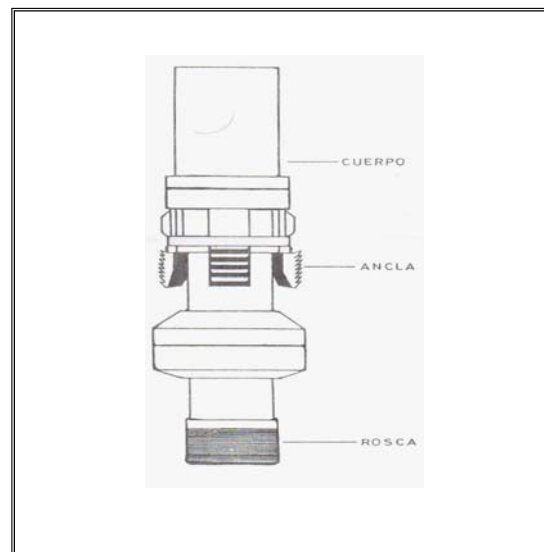


FIGURA 2.4
ANCLA DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Las anclas de tuberías se diseñan de modo que puedan asentarse bien mecánicamente; por rotación de la tubería o hidráulicamente aplicando la presión de la columna de fluido en la tubería.

Separador de gas

La ancla de gas se utiliza en pozos de bombeo para mejorar la separación gas líquido y haciendo mínimo el pasaje de gas a través de la bomba y facilitando la producción; para así obtener una máxima eficiencia volumétrica de ésta.

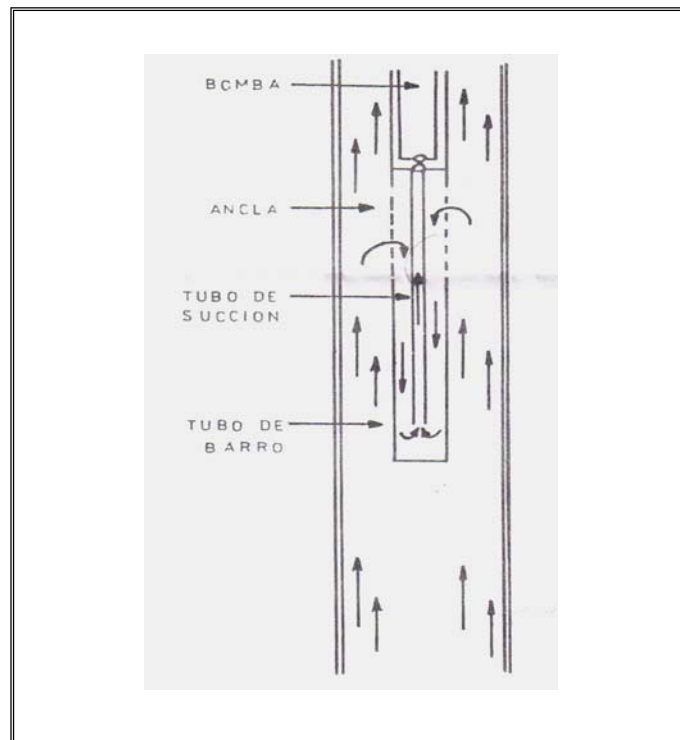


FIGURA 2.5
SEPARADOR DE GAS TIPO NIPLE PERFORADO

El separador de gas utilizado en el campo es el de *niple perforado*, este tipo de separador de gas es muy sencillo, consiste de un tubo de 20' a 30' de longitud con un tubo perforado en la parte superior, este permite la separación gas líquido sólo por diferencia de densidades y tiene un tubo concéntrico para la succión, como se muestra en la figura 2.5.

2.1.2 Equipo de Superficie

El equipo de superficie se conforma de la siguiente manera:

Unidad de bombeo

Motor de la unidad

Cabezal del pozo

Unidad bombeo.

Es una máquina integrada cuyo objetivo es proporcionar un cambio angular a rectilíneo vertical a una velocidad apropiada con el propósito de accionar la sarta de varillas y la bomba de subsuelo. La figura 2.6 muestra el sistema de bombeo mecánico.

Las partes principales de la unidad de bombeo son:

1. **Estructura** es la parte principal estructural de la unidad de bombeo, es la base la cual se fabrica con perfiles de acero. Sirve como miembro rígido que une el soporte maestro, reductor y motor *con una alineación apropiada para el mecanismo de trabajo.*
2. **Soporte Maestro** constituido de tres soportes de perfiles de acero. Debe tener suficiente rigidez y resistencia para soportar el doble de la carga máxima del varillón pulido.

3. **Bloque Viajero** este elemento esta constituido de un perfil de acero, el mismo que se coloca sobre un cojinete central que se encuentra en el centro del soporte maestro.
4. **Biela** es un elemento fabricado de acero, la misma que sirve para transmitir el movimiento al bloque viajero.
5. **Manivela** se fabrica de hierro fundido y están acopladas al eje del reductor de velocidades para transmitir el movimiento a las bielas.
6. **Reductor de Velocidades** es un conjunto de engranajes helicoidales cuyo objetivo es reducir la velocidad y cambiar el movimiento de rotación entre el motor y el sistema biela - manivela que esta accionado por medio de correas o bandas.
7. **Correas o Bandas** son elementos muy importantes dentro de la unidad de bombeo ya que se utilizan para transmitir el movimiento del motor al reductor de velocidades.
8. **Cabeza del Balancín** es un elemento construido de placas metálicas, el mismo que sirve como guía de los cables que van acoplados mediante el elevador con el varillón pulido.
9. **Elevador** es un elemento que sirve como unión entre los cables y el varillón pulido, permitiendo de este manera transmitir el movimiento rectilíneo vertical del varillón pulido sin dificultad.

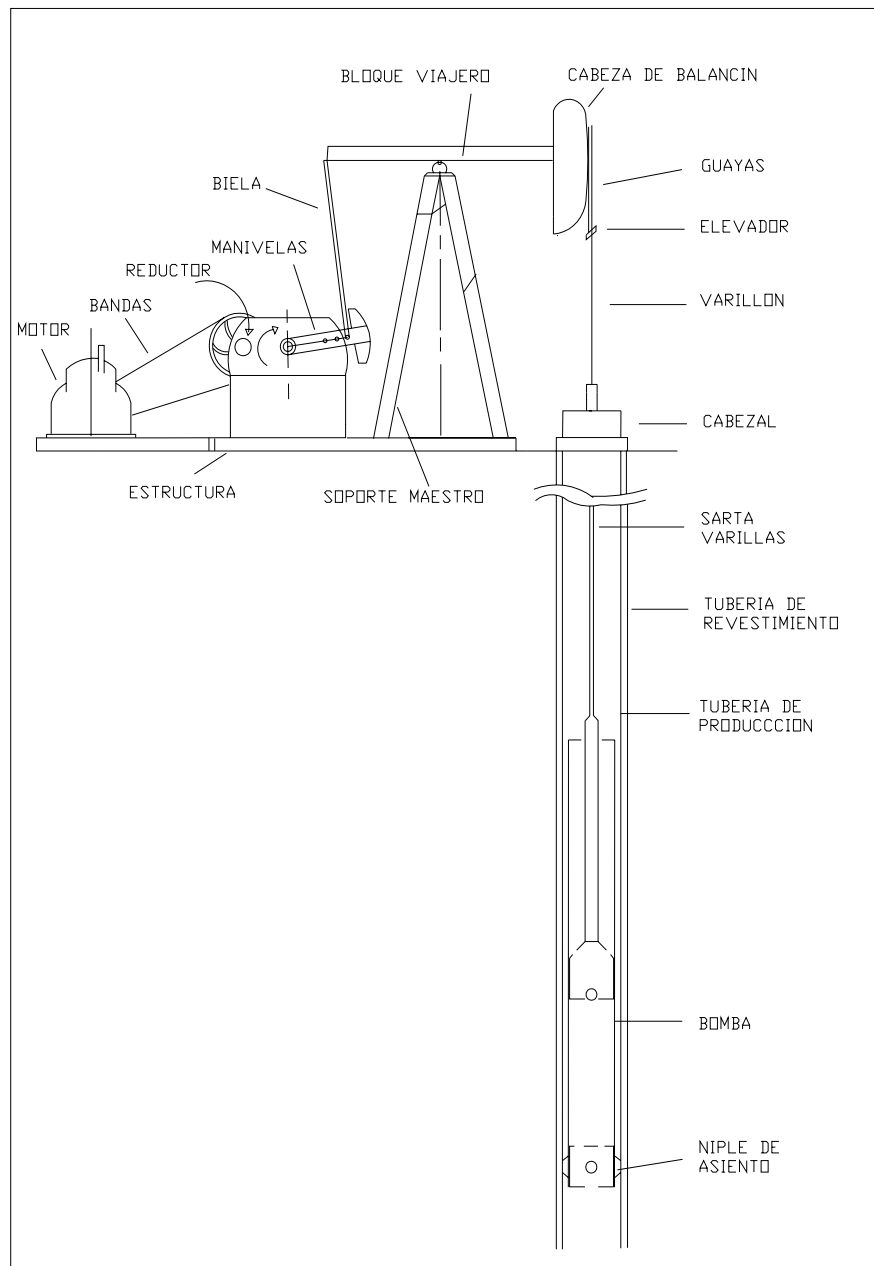


FIGURA 2.6
SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

Motor de la Unidad

El motor es considerado como una maquina motriz que suministra la fuerza requerida para la operación de la unidad. Los motores son utilizados para suministrar la energía mecánica a las unidades de bombeo para levantar los fluidos del pozo. En este campo petrolero se utiliza únicamente motores de combustión interna a gas, este gas es el mismo que emana del pozo, ya que el campo es muy alejado de las fuentes que suministran energía eléctrica y por lo tanto no se instalan motores eléctricos porque la inversión sería muy alta.

Dentro de los motores de combustión interna tenemos: Motores de alta velocidad y motores de baja velocidad, los mismos que se aplican de acuerdo a los requerimientos para el bombeo con la unidad.

Los motores de alta velocidad generalmente tienen seis cilindros; operan a velocidades superiores a la 1500 RPM, con polea grande para producir efecto de inercia.

Los motores de baja velocidad normalmente operan a velocidades que están bajo las 1500 RPM, también con polea grande para producir el efecto de inercia.

Cabezal de pozo

Está constituido por una serie de dispositivos y de válvulas que permiten el paso del fluido del pozo a la tubería. Conjuntamente con la prensa estopa, esto permite el paso del varillón pulido en el ciclo de bombeo.

La figura 2.7 muestra el cabezal de pozo de bombeo mecánico y todas sus partes principales.



FIGURA 2.7
CABEZAL DE UN POZO CON BOMBEO MECÁNICO

2.2 Funcionamiento del Sistema de Bombeo Mecánico

En esta sección del capítulo describiremos teóricamente el funcionamiento del motor, así como también el comportamiento de todo el sistema representando en diagramas esquemáticos las posiciones más importantes en el ciclo, que cumplen tanto la unidad de bombeo como el equipo de subsuelo.

2.2.1 Funcionamiento del motor.

La fuente de potencia para la operación de la unidad de bombeo es una maquina de combustión interna. Como se sabe, el movimiento el movimiento reciproco del pistón se convierte en movimiento rotatorio por la acción del árbol de levas y el cigüeñal. En un extremo del cigüeñal se encuentra un volante pesado, este peso proporciona el movimiento necesario para llevar el movimiento de la maquina en la explosión en el cilindro de la mezcla combustible-aire.

En el mismo extremo del cigüeñal o en el extremo opuesto se encuentra el embrague. Al embragar este, el movimiento rotatorio del eje y la fuerza que se desarrolla por las explosiones dentro del cilindro se transfiere a las correas o bandas de allí a los engranajes en la caja reductora de velocidades, y finalmente al eje de la caja reductora donde va acoplada la manivela. La unidad convierte el

movimiento rotatorio en movimiento recíproco otra vez, y lo transmite a las varillas y de esa manera al embolo de la bomba que se encuentra asentada en el niple de asiento.

2.2.2 Funcionamiento de la Unidad de Bombeo y de la Bomba de Subsuelo.

Cuando el movimiento llega al eje de la manivela de la unidad se presentan diferentes alternativas en el comportamiento de todo el sistema; y para analizar dicho comportamiento se utilizan diagramas esquemáticos representando las posiciones más importantes en el ciclo que cumplen tanto la unidad de bombeo como el equipo de subsuelo.

En la figura 2.8 se representa el esquema de la unidad con las cuatro posiciones de movimiento que han sido consideradas como las más importantes. Como se puede ver, se ha marcado tales posiciones sobre las trayectorias que describen los elementos móviles de la unidad, encontrándose dos posiciones externas marcadas con los puntos 0 (extremo inferior) y 2 (extremo superior). Además se presentan los puntos 1 y 3 que corresponden a las posiciones intermedias de subida y de bajada respectivamente.

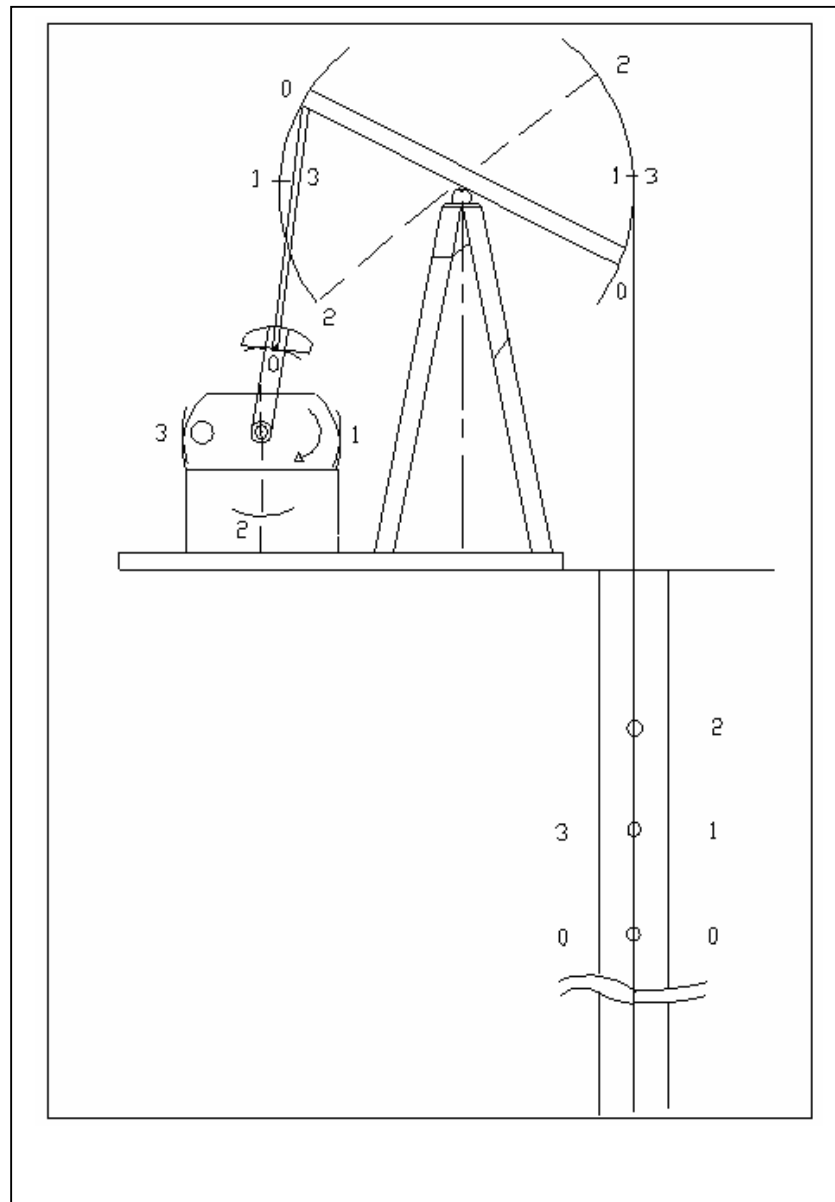


FIGURA 2.8
POSICIONES DEL BALANCÍN EN BOMBEO MECANICO

En la figura 2.9 se muestra la posición marcada como 0, se puede apreciar que están colineadas la biela y la manivela por tanto es aquí cuando ocurre el cambio en el movimiento del bloque viajero, a este punto frecuentemente se lo llama “punto muerto superior”.

Cuando en superficie se observa que los elementos han ocupado la posición 0, algo parecido se puede asegurar que ocurre en subsuelo con las válvulas de la bomba, ya que el movimiento que es transmitido por medio de las varillas no se altera y llega con las mismas características a la bomba.

En este momento se encuentran cerradas tanto la válvula viajera como la válvula fija e instantáneamente no hay circulación de fluido. Cuando empieza a bajar la manivela también se desplaza el bloque viajero elevando la cabeza del balancín. Esto ocasiona que las varillas se elonguen, ya que existe una considerable carga hidrostática sobre el pistón de la bomba produciendo seguidamente succión en la cámara de la bomba con lo cual abre la válvula fija permitiendo el ingreso del fluido a dicha cámara; a demás, también empieza el desplazamiento del fluido desde el barril de la bomba hacia la tubería de producción.

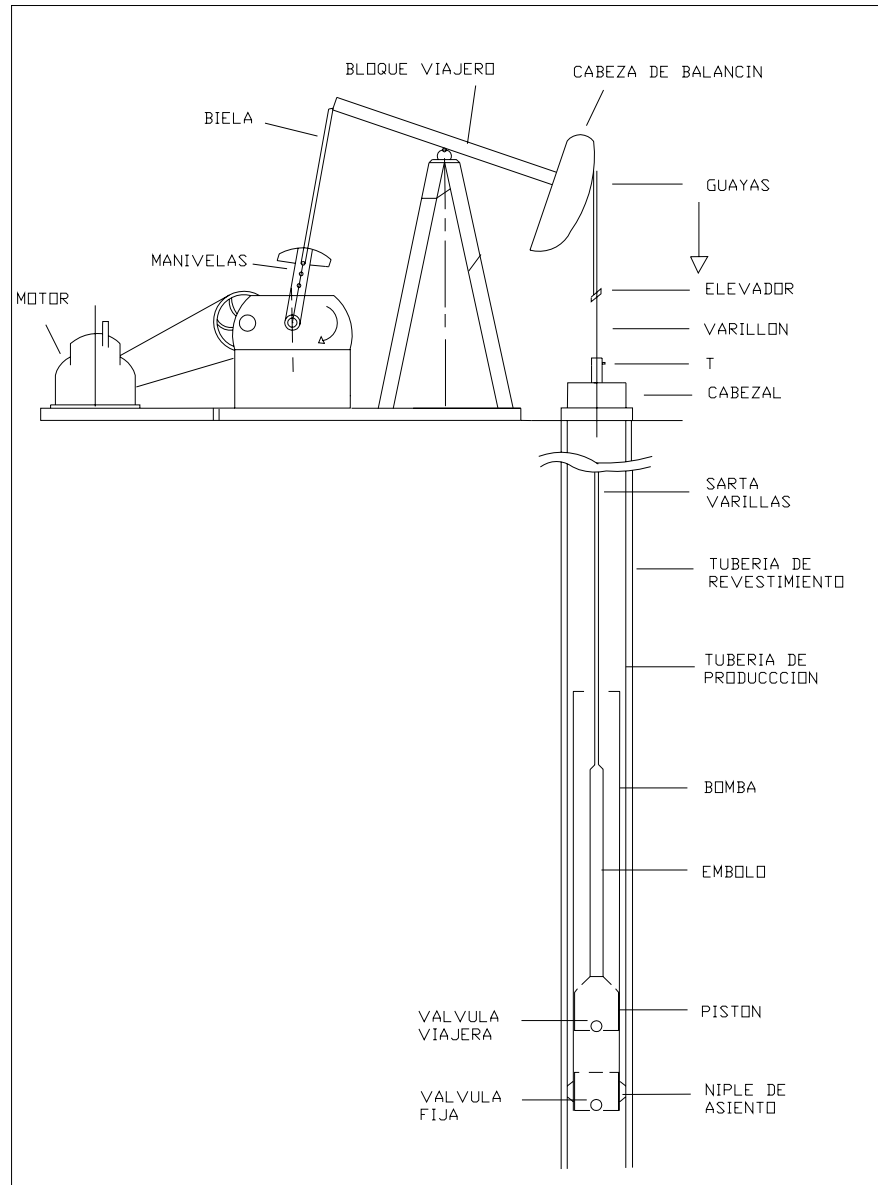


FIGURA 2.9
PUNTO MUERTO SUPERIOR

El movimiento continúa a la vez que sigue ingresando fluido a la cámara de la bomba y del barril de la misma a la tubería de producción pasando por la posición 1 que es la mitad de la carrera ascendente del pistón de la bomba sin modificar ninguna característica en el desplazamiento de dicho pistón. Figura 2.10.

Continúa el movimiento y el pistón llega a la posición extrema superior correspondiente al punto 2 (punto muerto inferior) en donde termina la succión en la cámara de la bomba ya que la válvula fija se cierra por el peso del fluido que ingresó a la cámara, y por lo tanto finaliza el ingreso del fluido a la misma, y el desplazamiento del fluido del barril de la bomba a la tubería de producción se ha completado. La figura 2.11 muestra la posición marcada como punto muerto inferior.

En este instante ocurre una contracción (recuperación) en las varillas de la misma que empiezan a bajar con el cambio en el movimiento del balancín ocasionando la apertura de la válvula viajera y por incremento de presión el cierre de la válvula fija, por lo tanto hay flujo de fluido desde la cámara de la bomba hasta el barril de la misma.

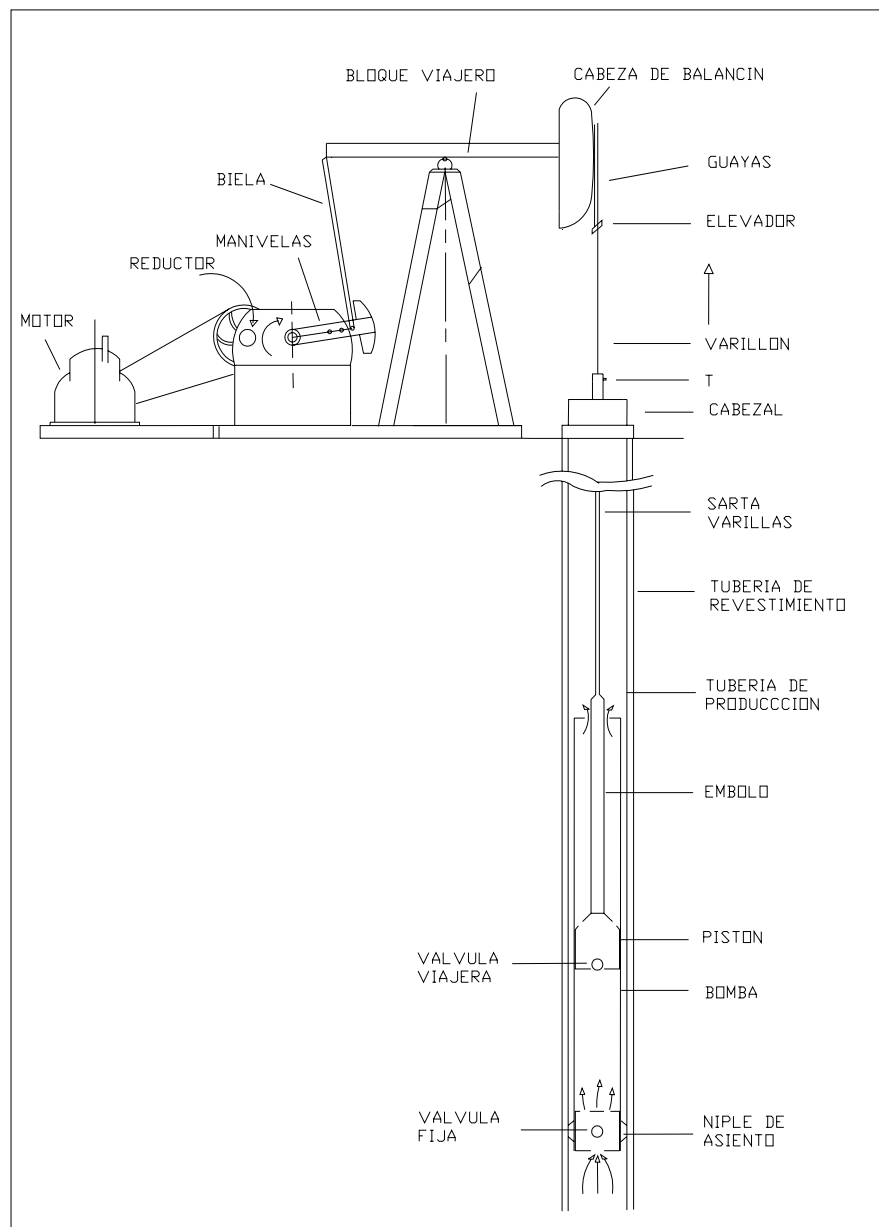


FIGURA 2.10
PUNTO MEDIO ASCENDENTE

Sin cambiar las características de movimiento continua ingresando el fluido al barril de la bomba; en este momento la carga de la columna de fluido se encuentra soportada por la válvula fija, por lo que la misma siempre se mantendrá cerrada en esta posición, como se observa en la figura 2.12, completando el ciclo cada vez que se repita la posición 0. Mientras todo esto ocurre los demás accesorios de la completación para bombeo mecánico están cumpliendo su función en el transcurso de todo el ciclo.

El ciclo de bombeo se cumple repetidas veces mientras esté el balancín en correcto funcionamiento, de esta manera el desalojo del fluido a superficie se efectuará siempre y cuando el pistón de la bomba esté en ascenso a la vez que se llena la cámara de la bomba.

FIGURA 2.11
PUERTO MUERTO INFERIOR

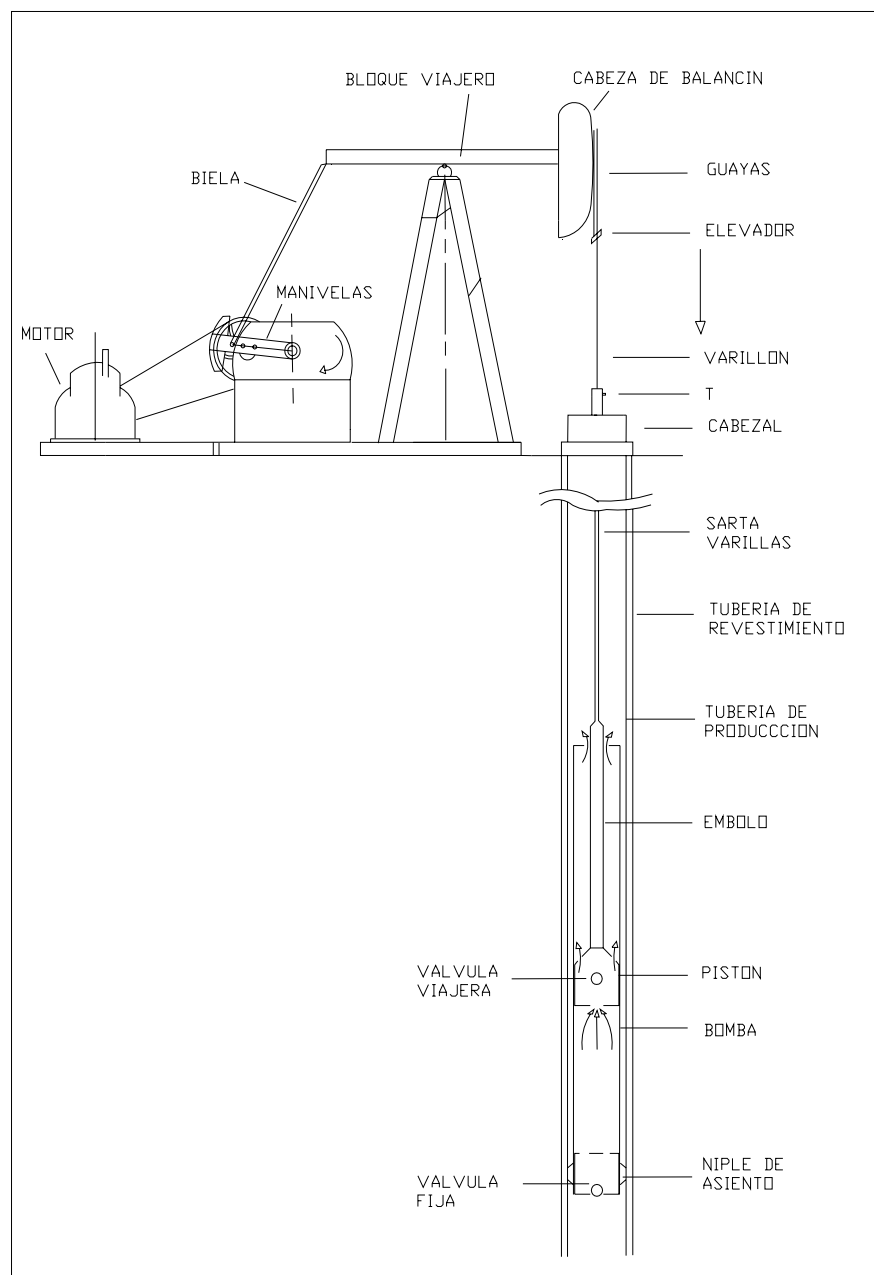


FIGURA 2.12
PUNTO MEDIO DESCENDENTE

CAPÍTULO 3

3. DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE EN LA SECCION 67.

En este capitulo se describe las facilidades de superficie actuales que esta constituida la sección 67, se realiza el diseño de las nuevas líneas de transferencia, para lo cual se hace el recorrido físico del campo, para determinar las trayectorias en las cuales las tuberías pueden instalarse, buscando el diseño más optimo.

3.1 Descripción y Evaluación de la Sección de Producción

La infraestructura existente en la sección 67 comprende 3 estaciones, que son: estación central, estación 50 y estación 56. Cuenta con tanques de almacenamiento que se encuentran dentro y fuera de las mismas, separadores, líneas de transferencia, en la actualidad se extrae crudo de 589 pozos, de los cuales 87 pozos se extraen crudo por el método de bombeo mecánico, los 502 restantes su extracción se las realiza por método de pistoneo o cuchara.

En la actualidad estos pozos tienen presiones muy bajas con un promedio de 4 psi, razón por la cual no todos los pozos almacenan su producción en sus estaciones aledañas, esto se debe también a que ciertos pozos su producción antes era extraída por gas lift, cuchara o pistoneo.

En la actualidad estos están siendo extraído por bombeo mecánico y no se ha realizado un estudio para saber si estos pueden almacenarse en la estación mas cercana o a su vez optimizar los tanques independientes que se encuentran junto a los pozos, diseñando ramificaciones que haga que las líneas de transferencia que provienen de los pozos converjan en un tanque.

En el Apéndice A. se presenta la lista de los pozos a los cuales se le extrae crudo por el método de bombeo mecánico, así como también su respectiva presión en la cabeza del pozo y producción diaria.

Estación Central

La estación Central tiene una capacidad de 425 BLS y cuenta en su infraestructura con 2 tanques de almacenamiento de 211 BLS, 214 BLS, 3 separadores de gas, manifold, 1 piscina de drenaje.

En esta estación se almacena la producción de 4 pozos que se encuentran en la cercanía de la misma, en la figura se muestra, cabe indicar que los separadores que se observa en la estación ya no están en servicio, la producción proveniente de los pozos pasa por el manifold y va directamente al tanque de almacenamiento.



FIGURA 3.1
ESTACIÓN CENTRAL

En la tabla 3.1 se presenta la lista de pozos que almacenan su producción en la estación central.

TABLA 3.1
POZOS QUE ALMACENAN SU PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN CENTRAL

POZO	TANQUE	CAPAC (STB)	Factor
ANC.663	6701	211	2.34 STB/plg
ANC.657			
ANC.1253	6703	214	2.378 STB/plg
ANC.1909			

Estación 50

La estación 50 tiene una capacidad de almacenamiento de 336 BLS, posee 2 tanques uno de 247 BLS que es el que recibe la producción diaria y otro de 89 BLS que es el tanque de prueba este tanque se lo utiliza cuando se quiere conocer la producción diaria de un pozo. Además cuenta 1 piscina de drenaje y un manifold. Esta estación recibe la producción de 9 pozos, como se observa en la tabla 3.2.



FIGURA 3.2
ESTACIÓN 50

En la tabla 3.2 se presenta la lista de pozos que almacenan su producción en esta estación.

TABLA 3.2
POZOS QUE ALMACENAN SU PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN 50

POZO	TANQUE	CAPAC (STB)	Factor
TIG.0040	GENERAL	247	2,74 STB/plg
TIG.0014			
TIG.0022			
TIG.0023			
TIG.0028			
TIG.039S			
TIG.040S			
TIG.0051			

Estación 56

Esta estación cuenta con un tanque de almacenamiento con una capacidad de 231 BLS, su infraestructura esta conformada por un manifold, una piscina de drenaje. Esta estación recibe la producción de 13 pozos.

En la figura 3.3 se observa la estación, cabe indicar que el separador que se observa en la estación ya no esta en servicio, la producción proveniente de los pozos pasa por el manifold y va directamente al tanque de almacenamiento.



FIGURA 3.3
ESTACIÓN 56

En la tabla 3.3 se presenta la lista de pozos que almacenan su producción en esta estación.

TABLA 3.3
POZOS QUE ALMACENAN SU PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN 56

POZO	TANQUE	CAPAC (STB)	Factor
TIG.0019	GENERAL	231	2,7 STB/plg
TIG. 042			
TIG.037S			
TIG.044S			
TIG.045S			
TIG.055S			
TIG.0057			
TIG.0059			
TIG.059S			
TIG.0064			
TIG.1002			
TIG.1004			
TIG.1913			

En el Apéndice B se presenta los pozos de bombeo mecánico que su producción se almacena en tanques independientes, así como también los pozos que almacenan su producción en carretas portátiles. El número total de carretas en la sección es de 3.

Rutas de Líneas de transmisión

En la toma de datos de las líneas de transferencia existentes se utilizó el sistema de Posicionamiento Global (GPS), con el cual se procedió a la toma de datos haciendo el recorrido físico de las mismas.



FIGURA 3.4
SISTEMA POSICIONAMIENTO GLOBAL

Después del recorrido físico de las líneas de transferencia se llega al trazado de las líneas actuales como figura en el plano 1 del anexo.

3.2 Selección de las nuevas rutas de líneas de transmisión de fluidos

Para el trazado de las nuevas líneas se realizó un estudio preliminar de la ruta, que incluyó un recorrido físico, con el sistema de posicionamiento global, además de la revisión de mapas para identificar los diferentes tipos de terreno, la ubicación de los diferentes cursos de agua, ríos, arroyos, carreteras de acceso y otros posibles obstáculos, a tomar en consideración durante la etapa de diseño.

Como resultado de todo lo anterior, se ha definido el trazado más adecuado con criterios técnicos económicos, en base a optimizar el trazado, procurando que la longitud sea la mínima posible, al mismo tiempo que se trata de evitar cambios de direcciones frecuentes.

Finalmente y como consecuencia de lo anterior expuesto, se llega al trazado que figura en el plano 2 del anexo.

Descripción de accesorios utilizados en el diseño

Una vez planteado el nuevo trazado de las líneas de transferencia se indica a continuación los accesorios utilizados en la misma como son: válvulas de retención, codos, reducciones.

Como se observa en el plano 2 del anexo 1 las válvulas de retención estarán ubicadas 1 metro antes de cada unión, en sus respectivos

ramales. Dando un total de 24 válvulas de retención de 2". Se tiene un total de 12 uniones (conectores) Se utiliza 12 brida para los 12 ramales de tubería que entran en los manifolds respectivamente.

Los codos de 90 grados de 2" serán utilizados, en los cambios de dirección, así como también cuando las tuberías lleguen al manifold o tanque respectivamente. El total de codos de 90 grados utilizados es de 168 y dos codos de 45 grados.

A la salida de cada manifold habrá una reducción concéntrica de 4 x 2 dado que el diámetro nominal del manifold es de 4 " y la tubería de transmisión es de 2" . Se utilizaran un total de 3 reducciones concéntricas, puesto que hay 3 manifold.

3.3 Principales materiales para la fabricación de tuberías metálicas

Hay una gran variedad de materiales para la producción de tuberías. Solo A.S.T.M (Sociedad Americana para Ensayo de Materiales) especifica mas de 500 tipos diferentes de de materiales. De los que podemos resumir los principales:

Ferrosos:

Acero al carbón
Aleación de acero
Acero – Limpio
Hierro colado

No Ferrosos:

Hierro forjado
Hierro de aleación fundido o colado
Cobre
Latón
Cobre – Níquel
Aluminio
Níquel
Titanio
Zirconio

Tubos de Acero al Carbón

Debido a su bajo costo, excelentes cualidades mecánicas y facilidad de soldar la tubería de acero al carbón es denominada como material de uso general, todos los otros materiales son usados en apenas algunos casos especiales. En la industria de procesamiento más del 80% de la tubería es de acero al carbón, siendo utilizados para la conducción de agua dulce, vapor de baja presión, condensados, aire comprimido, aceites, gases y muchos otros fluidos poco corrosivos, en temperatura desde -45°C y a cualquier presión.

Algunos tubos de acero al carbón son galvanizados con un revestimiento interno y externo de zinc, para dar mejor resistencia contra la corrosión. La resistencia mecánica del acero al carbón empieza a sufrir una fuerte disminución en temperaturas superiores a 400°C , debido principalmente a fenómenos de deformaciones permanentes por fluencia, que comienzan a ser observados a partir de 370°C , y eso debe ser considerado obligatoriamente para cualquier servicio en temperaturas que estén sobre los 400°C , ya que la deformación por fluencia será mayor y más rápida cuando más elevada sea la temperatura y más largo sea el tiempo durante el cual el material este sometido a ésta.

En temperaturas superiores a 530°C el acero al carbón sufre una intensa oxidación superficial (descascarado), cuando es expuesto al aire, con formación de gruesas costras de óxido, lo que vuelve inaceptable para cualquier servicio continuo. Debe observarse que en contacto con otros medios la oxidación puede empezar en temperaturas mas bajas. La exhibición prolongada de acero – carbono a temperaturas superiores a 440°C puede causar una precipitación de carbono, que hace el material se vuelva quebradizo.

Por todas estas razones no se recomienda el uso de acero – carbono para tuberías de trabajo permanente a más de 450°C , aunque eventualmente pueden ser utilizadas incluso a 550°C , a no muy grandes esfuerzos mecánicos y por poco tiempo.

Cuando mayor sea la cantidad de carbono en el acero mayor será la dureza y mayor serán los límites de resistencia; en compensación el aumento de carbono perjudica la ductilidad del acero. Por ese motivo, en tuberías de acero puede tener un 0.35 % de carbono, con 0.30% de carbono la soldadura es relativamente fácil, y si contiene 0.25 % de carbono la tubería puede ser doblada en frío

En temperaturas muy bajas el acero al carbón presenta un comportamiento quebradizo, estando sujeto a fracturas repentinas. Ese efecto es mejorado cuando el acero de bajo carbono es normalizado para obtener una granulación fina. Por ese motivo, el acero para trabajos a temperaturas inferiores a los 0°C , debe tener un máximo de 0.3 % de carbono y normalizado para una granulación fina.

El acero al carbón cuando es expuesto a la atmósfera sufre una corrosión uniforme (óxido), que es que es tanto mas intenso cuando mayor sea la humedad y la polución del aire.

El acero al carbón es violentamente atacado por los ácidos minerales, principalmente cuando están diluidos o calientes. De manera general, los residuos de corrosión del acero al carbón no son tóxicos, pero pueden afectar al fluido contenido.

3.4 Flujo monofásico en tubería

El cálculo de flujo en tuberías es una tarea rutinaria en el área de petróleos por la necesidad de transportar petróleo, desde los yacimientos hasta las estaciones de flujo recolectoras.

Viscosidad, Fluidos Newtonianos y No-Newtonianos

La viscosidad es una medida de la resistencia que presenta un fluido (líquido y/o gas) a fluir; cuanto mayor es la viscosidad, mayor es la resistencia.

La viscosidad se relaciona con el esfuerzo constante (en la dirección de flujo) que debe realizarse sobre las partículas de un fluido para darles una velocidad.

Fluidos Newtonianos: la viscosidad varía únicamente con la temperatura y presión. El esfuerzo a realizarse depende de la velocidad que se imprima al fluido.

$$\tau = \mu \frac{1}{gc} \left(\frac{du}{dy} \right)$$

ec.3.1

τ = esfuerzo cortante

gc = constante dimensional

u = velocidad de una partícula del fluido.

Y = distancia de la partícula del fluido respecto a una capa límite.

μ = constante de proporcionalidad: VISCOSIDAD CINEMATICA

Fluidos No-Newtonianos: la viscosidad varía con otros factores (stress, historia del fluido, etc.) aparte de la presión y la temperatura.

Algunos tipos de fluidos No-Newtonianos son:

Plásticos de Bingham: para iniciar el movimiento es necesario un esfuerzo inicial superior.

Ejemplo: suspensiones acuosas de cok, fangos, etc.

Pseudoplásticos: la ecuación anterior se transforma en:

$$\tau = \mu \frac{1}{gc} \left(\frac{du}{dy} \right)^n$$

ec.3.2

$n < 1$

Con lo que la viscosidad aparente es:

$$\mu_{ap} = \mu^* \left(\frac{du}{dy} \right)^{n-2}$$

ec.3.3

Ejemplo: pigmentos, suspensiones de papel, caucho, etc.

- Dilatantes.
- Tixotrópicos
- Reopépticos
- Fluidos visco elásticos (semisólidos).

Esfuerzo constante frente al gradiente de velocidad para fluidos no-newtonianos.

Viscosidad dinámica y cinemática: la relación entre ambas es:

$$\text{Viscosidad cinemática} = \frac{\text{Viscosidad dinámica}}{\text{densidad}}$$

Densidad

Toda ecuación de flujos fluidos requiere un valor de densidad. La densidad está envuelta en la evaluación de energía total cambios debido a la energía potencial y los cambios de energía cinéticos. El cálculo de cambios de densidad como presión y el cambio de temperatura requiere una ecuación de estado para el fluido bajo consideración. Cuando dos líquidos inmiscibles tales como crudo (oil) y agua están mezclados simultáneamente, la definición de densidad se vuelve más complicada.

La densidad de crudo (oil)/agua mezclado puede ser calculado desde la densidad del crudo y del agua y con los porcentajes del crudo y del agua, dad por la ecuación siguiente.

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w$$

ec.3.4

Donde

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w}$$

ec.3.5

y

$$f_w = 1 - f_o$$

ec.3.6

Donde:

ρ_L : Densidad de la mezcla crudo / agua

ρ_o : Densidad del crudo

ρ_w : Densidad del agua

q_o : Barriles de crudo

q_w : Barriles de agua

f_o : Porcentaje de crudo

f_w : Porcentaje de agua

Número de Reynolds

El número de Reynolds es un factor adimensional que relaciona los siguientes parámetros fluidos dinámicos:

- Diámetro (L)
- Caudal (Q)
- Viscosidad (ν)

$$R_e = \frac{4Q}{\nu \pi D}$$

ec.3.7

Coefficiente de Fricción

El factor de fricción es un coeficiente adimensional determinado a partir de datos experimentales.

Después de una larga serie de experiencias se llegó a establecer un gráfico que relaciona el factor de fricción con el número de Reynolds para distintas rugosidades de tubería. Este gráfico se conoce como gráfico de Moody, como se muestra en la figura 3.5.

Los coeficientes de fricción más comúnmente empleados son:

f_F : coeficiente de fricción de Fanning.

f_D : coeficiente de fricción de Darcy.

$$f_F = \frac{f_D}{4}$$

La grafica de Moody incluye todo el rango de flujo, desde laminar hasta turbulento hidráulicamente rugoso, esto se da con el fin de estudiar el comportamiento del factor de fricción f para tuberías comerciales.

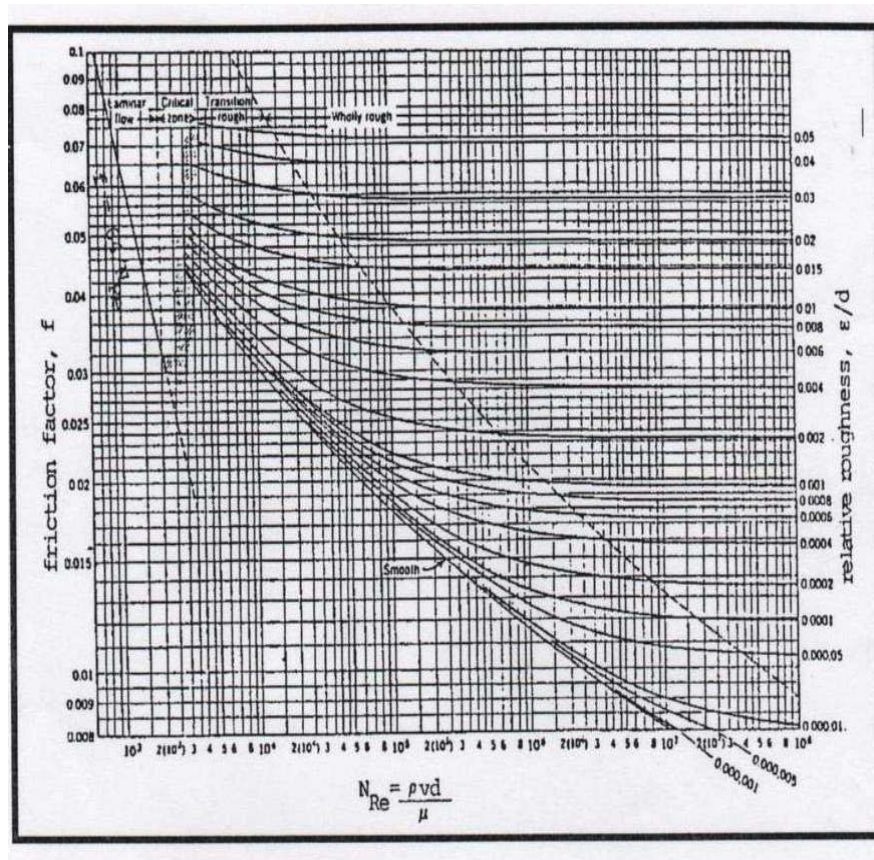


FIGURA 3.5
DIAGRAMA DE MOODY

Ecuación de Darcy

Es la ecuación general para el cálculo de la pérdida de carga por rozamiento de un fluido.

$$\Delta P = f \frac{LV^2 \rho}{2gD}$$

ec.3.8

Donde:

ΔP : Pérdida de carga (medida como presión).

f = factor de fricción de Darcy.

L = longitud del conducto.

V = velocidad del flujo.

D = diámetro equivalente del conducto.

ρ = densidad del fluido.

2g= factor de conversión.

En fluido dinámica suele emplearse frecuentemente el término pérdida de carga específica por unidad de longitud de conducto:

$$\left(\frac{\Delta P}{L} \right) = f \frac{V^2 \rho}{2gD}$$

ec.3.9

Relación General entre f y Re

Rugosidad Relativa

Se define como rugosidad relativa a la relación adimensional ε/D ,

siendo:

ε : rugosidad absoluta del material.

D : diámetro interno del conducto.

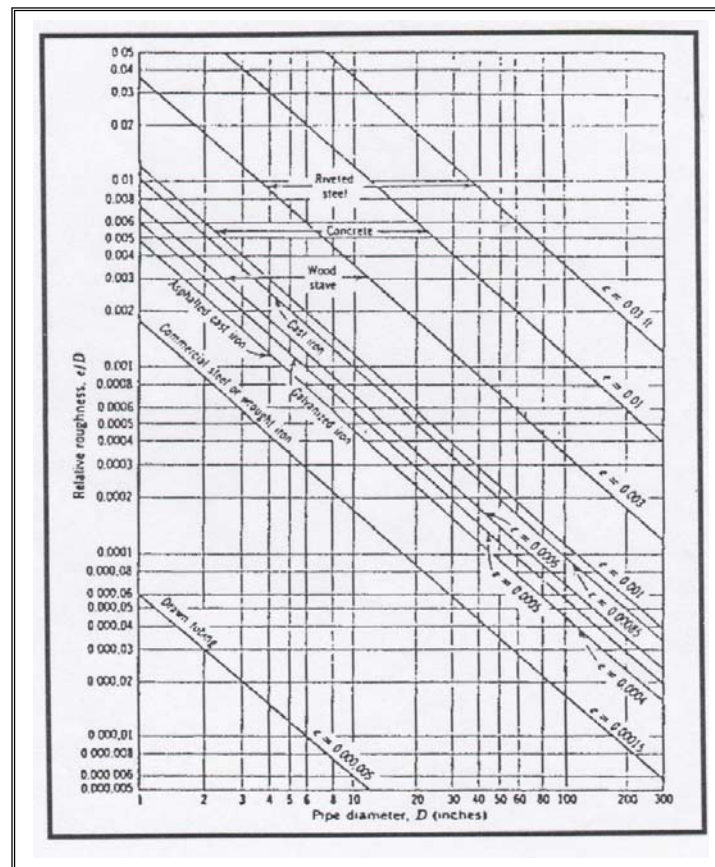


FIGURA 3.6
DIAGRAMA DE MOODY MODIFICADO RUGOSIDAD RELATIVA

Pérdida de energía en conductos rectilíneos

La variación de la presión entre dos puntos de un conducto por el que circule el fluido pueden ser debidos a:

- Diferencia de altura entre ambos puntos variación de la energía potencial.
- Diferencia de velocidades (variación de la energía cinética.
- Pérdida por fricción.
- Aportación o cesión de exterior de energía (bombas, turbo-expanders.

La ecuación que relaciona todos estos factores deriva de la ecuación de Bernulli, y resulta de aplicar el principio de la conservación de la energía:

Ecuación de Bernulli:

$$\boxed{\frac{P}{\rho} + Z \frac{g}{gc} + V^2 \frac{1}{2gc} = cte} \quad ec.3.10$$

$\frac{P}{\rho}$: Terminio que representa la presión aplicada.

$Z \frac{g}{gc}$: Contribución de la altura (energía potencial del fluido).

$V^2 \frac{1}{2gc}$: Contribución cinética (energía cinética del fluido)

- Ecuación general:

$$\frac{P}{\rho} + Z \frac{g}{gc} + V^2 \frac{1}{2gc} + \eta^w - hf = cte \quad ec.3.11$$

Esta ecuación es la ecuación de Bernulli: completados en dos términos

η^w : trabajo aportado por una bomba de rendimiento

hf : pérdidas (irreversibles) por fricción. Este término siempre será negativo.

Entre dos puntos muy próximo (1 y 2) se expresaría:

$$\frac{P_2 - P_1}{\rho} + (Z_2 - Z_1) \frac{g}{gc} + (V_2^2 - V_1^2) \frac{1}{2gc} = \eta^* W_p - hf \quad ec.3.12$$

3.5 Dimensionamiento de las líneas de transmisión

Muchos factores son considerados en el diseño de tuberías de petróleo. Estos incluyen la naturaleza del crudo a ser transportado, la longitud de la línea, el tipo del terreno que atraviesa la tubería y la máxima elevación de la ruta.

3.5.1 Capacidad de las líneas de transmisión

Para establecer la capacidad de las nuevas líneas de transmisión, que conforman la sección 67, debemos considerar la producción diaria de cada pozo, puesto que desde la cabeza de los mismos se conectan las líneas de transferencia que se dirigen hacia los tanques de almacenamiento.

La longitud de las líneas de transferencia, así como su caudal se indican en las tablas siguientes según se encuentran distribuidas en sus estaciones.

Este nuevo trazado de las líneas de transferencia en algunos tramos de tubería se encuentra conectado por uniones, a las mismas se las denota con letras mayúsculas del abecedario., como se indica a continuación. En las tablas siguientes indica la nueva distribución de líneas de transferencia.

La longitud tota de los tramos de tubería a usarse es de 8297 metros, cabe indicar que en este proyecto sólo se toma en cuenta a tanques cuya producción es transferida desde dos o más pozos, ya que hay pozos que utilizan carreta o tanques fijos para el almacenamiento de su producción, es decir utilizan un tanque para un pozo.

TABLA 3.4
LÍNEAS DE TRANSFERENCIA DESDE POZO A ESTACIÓN

Estación	Unión	Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
Central		ANC 657 - MFD	352	0.00038
		ANC 663 - TK 1	163	0.00064
		ANC 1909 - TK 2	110	0.00056
		ANC 1253 - TK 2	182	0.00043
50		TIG 23 – MFD	195	0.00036
		TIG 28 – MFD	125	0.00035
	A	TIG 22 – Nodo A	69	0.000425
		TIG 40S – Nodo A	14	0.00054
		Nodo A – MFD	208	0.000965
	B	TIG 40 – Nodo B	304	0.00051
		TIG 39S – Nodo B	8	0.00050
		Nodo B – Nodo C	20	0.00101
	C	TIG 51 – Nodo C	148	0.0004
		Nodo C – MFD	62	0.00141
		MFD - TK 3	19	0.00311
		TIG 59 S - MFD	132	0.000307
		TIG 55 S – MFD	246	0.00025
	D	TIG 19 – Nodo D	105	0.000306
		TIG 37 S – Nodo D	7	0.00032
		Nodo D – MFD	188	0.000626
56	E	TIG 42 – Nodo E	124	0.000307
		TIG 44S – Nodo E	36	0.000375
		Nodo E – MFD	115	0.000682
	F	TIG 1004 – Nodo F	318	0.0004
		TIG 64 – Nodo F	23	0.000485
		Nodo F – MFD	179	0.000885
	G	ANC1913 – NodoG	216	0.000586
		TIG 57 – Nodo G	13	0.00032
	H	Nodo G– Nodo H	133	0.000906
		TIG 1002 – Nodo H	127	0.000358
		Nodo H – MFD	71	0.00126
	I	TIG 59 – Nodo I	108	0.00023
		TIG 45S – Nodo I	48	0.00048
		Nodo I – MFD	112	0.00071
		MFD – TK 4	21	0.00455

TABLA 3.5
LÍNEAS DE TRANSFERENCIA DESDE POZOS A TANQUE
INDEPENDIENTES

Unión	Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
J	Tig.1001 – Nodo J	144	0.00032
	Anc 1717 – Nodo J	12	0.000316
	Nodo J – TK 5	122	0.00063
	Tig 1005 – TK 5	70	0.000323

Unión	Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
K	Anc 1555 – Nodo K	125	0.000353
	Anc 1946 – Nodo K	8	0.000266
	Nodo K – TK 6	119	0.000619
	Anc 1968 – TK 6	190	0.000618
	Anc 1962 – TK 6	165	0.00035

Unión	Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
	Anc 1232 – TK 7	103	0.000462
	Anc 1949 – TK 7	254	0.000375
L	Anc 492 – Nodo L	104	0.00105
	Anc 1236 – Nodo L	7	0.000492
	Nodo L – TK 7	199	0.00154
	Anc 1890 – TK 7	17	0.00035

Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
Anc 584 – TK 8	143	0.000585
Anc 661 – TK 8	92	0.000663
Anc 703 – TK 8	156	0.000547

TABLA 3.5
LÍNEAS DE TRANSFERENCIA DESDE POZOS A TANQUE
INDEPENDIENTES (CONT.)

Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
Tig 11 – TK 9	217	0.000783
Tig 18 – TK 9	220	0.000566
Tig 20 – TK 9	330	0.000583

Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
Tig.007 – TK 10	146	0.00028
Tig.41S – TK 10	58	0.00031
Tig .54 – TK 10	12	0.00034

Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
Anc. 1896 – TK 11	271	0.000891
Anc. 1894 – TK 11	16	0.000237

Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
Anc. 606 – TK 12	221	0.000285
Anc. 588 – TK 12	10	0.000487

Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
Tig.13 – TK 13	12	0.00061
Tig.14 – TK 13	217	0.00075

Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
Anc. 1945 – TK 14	76	0.000375
Anc. 1277 – TK 14	150	0.000364

3.5.2 Cálculo de las líneas de transmisión

Una vez realizado el trazado de las nuevas de líneas de transferencia, se considera al sistema como una red abierta, en esta sección se realizara el cálculo del diámetro interno de las líneas de transferencia, puesto que las líneas ya existentes tienen diámetro nominal de 2 pulgadas, y sugeridos por la empresa se escogió el mismo diámetro nominal debido a que todas las facilidades de superficie utilizan este diámetro.

El trazado de las nuevas líneas de transferencia como se indicó en la sección anterior 3.5.1 esta conformado por tuberías que van desde el pozo al tanque y por tuberías ramificadas que se conectan en el recorrido proveniente de otros pozos que se conectan en sus uniones respectivas.

Para el calculo de las perdidas de carga en las líneas de transferencia que van desde pozo al tanque se hace uso de la ecuación de energía en tubería y para las tuberías ramificadas además del uso de la ecuación de energía en tubería se utiliza la ecuación de conservación de masa en las uniones.

Metodología para el cálculo de pérdidas de presión

En esta metodología se indica los pasos a seguir para el calculo de caída de presión en tuberías que van desde pozo a tanque y para la tubería que van ramificadas.

Tuberías desde pozo a tanque

Al resolver la ecuación 3.12, se puede determinar las perdidas a lo largo de la tubería por la siguiente ecuación.

$$\frac{P_e}{\gamma} + \frac{V_e^2}{2g} + Z_e = \frac{P_s}{\gamma} + \frac{V_s^2}{2g} + Z_s + \frac{fV^2L}{2gD} + \frac{KV^2}{2g} \quad ec.3.13$$

Entre los datos que se deben conocer para este análisis tenemos

- a) Las condiciones a las cuales se desea analizar el sistema. En este caso es necesario conocer la temperatura y las presiones de los pozos a las cuales se desea hacer el transporte.
- b) La condición operacional de la tubería, que permite conocer el caudal Q a través de la tubería.
- c) De la geometría de la tubería se determina la longitud L entre sus extremos, cotas en los extremos Z. Para este análisis se asume el valor de diámetro interno D.

d) El material de la tubería, que permite conocer la rugosidad.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Con el caudal Q , diámetro interno de la tubería D y las propiedades del fluido (densidad ρ y viscosidad ν) conocidos se determina la velocidad y el número de Reynolds.
2. Conocido el numero de Reynolds y la rugosidad del material de la tubería, determine la rugosidad relativa y el factor de fricción, este ultimo mediante el uso del diagrama de Moody, ver figura 3.8.
3. Conocido el factor de fricción, se determina la perdida de energía en tubería por la ecuación 3.8 y la perdida en accesorios por la siguiente ecuación.

$$h_m = \sum K \frac{V^2}{2g} \quad ec.3.14$$

Sabiendo que la diferencia entre velocidades V es cero, cuando se tiene una tubería de diámetro constante.

$$V_e - V_s = 0 \quad ec.3.15$$

Una vez conocido todos los parámetros necesarios se determina la diferencia de P mediante la siguiente relación.

$$Pe - Ps = \gamma \left[\frac{fV^2L}{2gD} + \frac{KV^2}{2g} + Zs - (Ze) \right] \quad ec.3.16$$

Para nuestro caso se conoce todos los datos de la ecuación 3.16, excepto la presión de salida Ps en el extremo de la tubería, esta se la puede determinar por la siguiente relación.

$$Ps = Pe - \gamma \left[\frac{fV^2L}{2gD} + \frac{KV^2}{2g} + Zs - (Ze) \right] \quad ec.3.17$$

Los resultados de caída de presión, presión de salida, velocidad se presentan en el Apéndice E.

Tuberías desde pozo ramificadas a tanque

Para el cálculo de presión en tuberías ramificadas mediante el método de balance de cantidad, es decir, conservando la masa a lo largo de la red, se plantea que en cada una de las uniones de la red se debe cumplir la ecuación de continuidad.

Primero se calcula la caída de presión a lo largo de la tubería con los pasos descritos anteriormente.

En las uniones se utiliza la ecuación de conservación de masa.

$$\dot{m}_1 + \dot{m}_2 = \dot{m}_3$$

ec.3.18

$$\dot{m}_1 \left[\frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 \right] + \dot{m}_2 \left[\frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2 \right] = \dot{m}_3 \left[\frac{P_3}{\gamma} + \frac{V_3^2}{2g} + Z_3 \right]$$

ec.3.19

Donde

$$Z_1 = Z_2 = Z_3 = 0$$

ec.3.20

Para este caso se conocen todas las presiones entrada a la unión, las velocidades de entrada también son conocidas, con lo cual nos queda despejar la presión de salida en la unión, que es el único factor por conocer.

$$P_3 = \gamma \left[\frac{\dot{m}_1 \left[\frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} \right] + \dot{m}_2 \left[\frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} \right]}{\dot{m}_3} - \frac{V_3^2}{2g} \right]$$

ec.3.21

Conocida la presión de salida en la unión se calcula la caída de presión en el tramo de tubería que sigue con los pasos descritos anteriormente y así sucesivamente.

Los resultados de presión de salida en las uniones se indican en el Apéndice E.

A continuación se describe un ejemplo de cálculo en líneas de transferencia, desde pozo a tanque.

Pozo ANC.1962 – Tk 6

Datos:

$P_e : 3.8 \text{ Psig} = 26186.3 \text{ N/m}^2$ (Presión en cabeza de pozo)

$Z_e: 0.64 \text{ m}$ (altura de cabezal de producción)

$Z_s : 2.1 \text{ m}$ (altura de tanque)

$L: 165 \text{ m}$ (Longitud de la línea)

$Q : 0.00035 \text{ m}^3 / \text{s}$ (caudal del fluido)

$\rho : 847.3 \text{ Kg/m}^3$ (densidad del fluido)

$\nu : 0.0000055 \text{ m}^2 / \text{s}$ (viscosidad cinemática)

Usando tubería de acero al carbón cedula 40

$D_{int}: 0.0525 \text{ m}$

Con los datos se procede a realizar los cálculos pertinentes

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2} = \frac{4(0.00035)}{3.1416(0.0525^2)} = 0.161 \text{ m/s}^2$$

$$R_e = \frac{4Q}{\nu \pi D} = \frac{4 * 0.00028}{0.0000055 * 3.1416 * 0.0525} = 1558$$

Dado que el flujo es laminar se utiliza la siguiente ecuación para calcular el factor de fricción.

$$f = \frac{64}{\text{Re}} = \frac{64}{1271} = 0.041$$

Perdida de energía en la línea de transferencia desde el pozo a tanque.

$$V^2 / 2g = 0.00132 \text{ m}$$

$$L = 165 \text{ m}, \quad D = 0.0525 \text{ m}, \quad f = 0.041$$

$$H_f = \frac{fLV^2}{2gD} = \frac{0.041 * 165 * 0.00132}{0.0525} = 0.170 \text{ m}$$

Perdida de energía menores en accesorios

$$h_m = \sum K \frac{V^2}{2g}$$

Accesorios	Cantidad	Coef. resistencia K	K'=K
Válvula de retención	1	$100 f_t$	4.10
Válvula de globo	1	$340 f_t$	13.9
Codos 90°	6	$30 f_t$	1.23

TABLA 3.6
PERDIDAS MENORES EN ACCESORIOS

$$V^2 / 2g = 0.00132 \text{ m}$$

$$hm = \Sigma(4.10 + 13.9 + 1.23) * 0.00132 = 0.025 \text{ m}$$

Puesto que el área permanece constante, la $V_e = V_s = 0$

Al remplazar los datos en la ecuación 3.17

$$P_s = P_e - \gamma \left[\frac{fV^2L}{2gD} + \frac{KV^2}{2g} + Z_s - (Z_e) \right]$$

$$P_s = 26186.3 \text{ N/m}^2 - 8303.5 \text{ N/m}^3 [0.170 \text{ m} + 0.025 \text{ m} + 2.1 \text{ m} - 0.64 \text{ m}]$$

$$P_s = 12485.5 \text{ N/m}^2$$

$$P_s = 1.81 \text{ Psig}$$

Esta es la presión a la salida, es decir la presión con que llega al tanque.

Soporte de Tubería

La selección y el diseño de soportes para tuberías es una parte importante en el estudio ingenieril de cualquier instalación de procesos industriales. Los problemas para diseñar tuberías para altas presiones y temperaturas, tienden a ser críticos en un punto donde es imperativo qué aspectos de diseño, tales como el efecto de cargas en soportes concentradas en estructuras, cargas sobre equipos conectados debido al peso de la tubería y tolerancias de los soportes respecto a tuberías y estructuras.

La ubicación apropiada de soportes colgantes o soportes fijos involucra consideraciones de la propia tubería, de la estructura a la cual se transmite la carga y de las limitaciones de espacio.

Espaciamientos de soportes

La localización de los soportes depende del tamaño de la tubería, configuración de la misma, localización de las válvulas y accesorios y de la estructura disponible para el soporte de tuberías.

En un tendido de tubería horizontal, sencillo, en campo abierto, el espaciamiento de soportes depende únicamente de la resistencia del tubo. Dentro de los límites de una unidad de proceso, por otra parte, el espaciamiento de soportes está determinado mayormente por el espaciamiento de columnas convenientemente ubicadas.

Las tuberías, principalmente, fuera de las áreas de proceso, se soportan en pequeños apoyos bajos de 12 a 18 pulgadas de altura.

Para seleccionar la distancia en que se colocaran los soportes de tubería, que controlaran los esfuerzos producidos por el peso de la línea, se hace el análisis de flexión estática en vigas.

Cálculo de flexión en tubería

Este cálculo se lo realiza para conocer la distancia entre los soportes, teniendo en cuenta la deflexión a la que tubería será expuesta.

El criterio para determinar cuanta es la máxima deflexión que la tubería puede soportar se presenta en la ecuación siguiente.

$$y_{\max} = \frac{L}{360} \quad ec.3.22$$

Donde:

L: Longitud de tubería

Para el cálculo de la deflexión de la tubería se toma en cuenta el peso de la tubería, el peso del fluido y se suma el 50% del peso total como medida de seguridad.

Se parte de la ecuación diferencial gobernante para deflexiones pequeñas que es:

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \frac{M}{EI} \quad ec.3.23$$

Donde:

M: Momento flexionante en una sección dada.

E: Modulo de Young del material.

I: Momento de inercia respecto al eje neutro.

Y: Deflexión en vigas.

Se tienen los siguientes datos para el cálculo.

Datos

$$W_{tub} = 5.42 \text{ Kg /m}$$

$$W_{fluido} = 1.83 \text{ Kg/m}$$

$$\rho_{oil} = 847.3 \text{ Kg/m}$$

$$I = 0.00000027 \text{ m}^4$$

$$E = 200 \times 10^9 \text{ N/m}^2$$

$$W_{total} = W_{tub} + W_{fluido}$$

$$W_{total} = 5.42 + 1.83 = 7.25 \text{ Kg /m}$$

$$W_{total} = 7.25 \text{ Kg /m} * 9.81 \text{ m/s} = 71.12 \text{ N /m}$$

$$W_{total} = 71.12 + 35.56 = 106.68 \text{ N /m}$$

Al analizar diferentes distancias entre soportes como se indica en la tabla 3.7 se tiene lo siguiente.

L (m) Longitud Entre soporte	F (N) Fuerza Concentrada	R (N) Reacción en Apoyo	Y (m) Deflexión en viga	Y (m) Máxima Deflexión Permitida
6	642	321	0.033	0.016
5	535	267.5	0.016	0.013
4	428	214	0.0065	0.011

TABLA 3.7
DEFLEXIÓN MÁXIMA EN TUBERIA

Como se observa en la tabla anterior para una longitud de soporte igual a 4 m se tiene una deflexión máxima en la mitad igual a 0.0065 m que es menor a la máxima deflexión permitida 0.011 m, por tal motivo se escoge esta longitud entre soportes.

A continuación se presenta el análisis realizado para la longitud de soporte igual a 4 m.

En la figura 3.7 se esquematiza a la tubería con su carga distribuida.

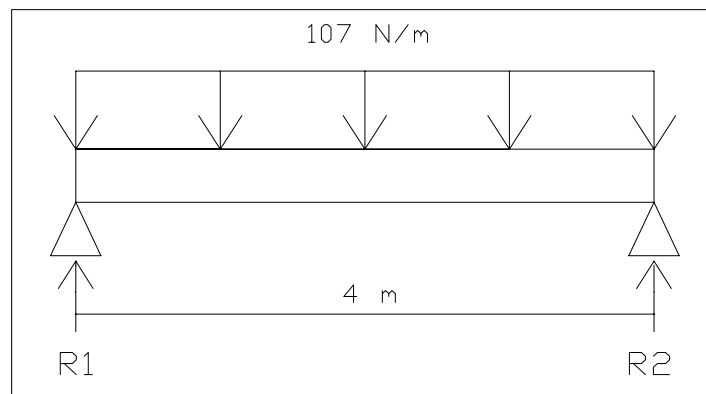


FIGURA 3.7
DIAGRAMA DE PESO SOBRE TUBERIA

Por estática de vigas se tiene:

$$\sum Fy = 0 \quad \uparrow (+)$$

$$R1 + R2 = 136(4) = 544N$$

$$\sum MR1 = 0 \quad \downarrow$$

$$107(4)(2) - R2(4) = 0$$

$$R1 = R2 = 214N$$

Para el cálculo de deflexión se parte de la ecuación diferencial 3.23 y despejando el momento flexionante se tiene la siguiente ecuación.

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = M$$

ec.3.24

Se procede por el método de integración directa.

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = 214(x) - 107 \frac{x^2}{2} \quad ec.3.25$$

$$EI \frac{dy}{dx} = 214 \frac{x^2}{2} - 107 \frac{x^3}{6} + C1 \quad ec.3.26$$

$$EIy = 214 \frac{x^3}{6} - 107 \frac{x^4}{24} + C1(x) + C2 \quad ec.3.27$$

Al evaluar en las condiciones de frontera en la ec. 3.27 en

$x=0$, $x=4$ se tiene

$$y(0) = 0 \rightarrow C2 = 0$$

$$y(4) = 0 \rightarrow C1 = -285.3$$

Al remplazar los valores de $C1$ y $C2$ en la ec.3.27 se tiene

$$EIy = 35.66x^3 - 4.45x^4 - 285.3x \quad ec.3.28$$

Se calcula la máxima deflexión en el centro de la viga en la

ec.3.28 para $x=2$

$$EIy = 35.66(2)^3 - 4.45(2)^4 - 285.30(2)$$

$$EIy = -356.6$$

$$y = -\frac{452.5}{EI} = -\frac{356.6}{200 \times 10^9 (0.00000027)} = -0.0065 \text{ m}$$

El signo negativo indica que la deflexión es hacia abajo.

Se tiene una deflexión máxima $y = 0.65 \text{ cm}$, en la mitad de los soportes que se encuentran separados una longitud de 4 m.

Para una longitud $L=4$ entre los soportes, al remplazar $L = 4$ m en la ec. 3.22 nos da el valor máximo de deflexión permitido en la viga que es de $y = 1.11 \text{ cm}$, dado que el valor de deflexión $y = 0.65 \text{ cm}$ obtenido con una distancia de $L = 4$ m es menor que $y = 1.11 \text{ cm}$.

Se escoge $L = 4$ como la distancia entre soportes.

Una vez obtenido la distancia entre soportes se procede a escoger el tipo de bases que soportara la tubería.

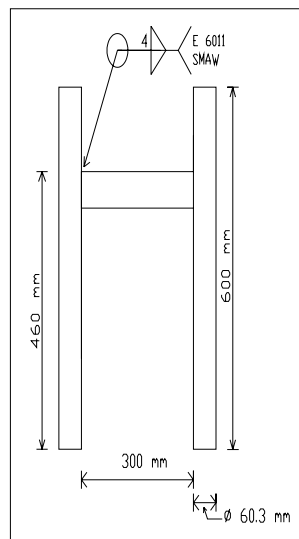
La base escogida para el soporte de la tubería será en figura H debido a que esta es el tipo más usado de soportes en líneas de petróleo.

Material

Las bases serán del mismo material de la tubería a ser soportada par evitar corrosión por diferencia de potencial. Se utilizara tubos de 2 " de diámetro nominal cedula 80.

Presentación de figura de soporte

En la figura 3.8 se muestra la base H escogida con sus dimensiones y su especificación de soldadura.



**FIGURA 3.8
SOPORTE H**

Como se indica en la figura 3.8 las columnas y viga del soporte H tiene un diámetro exterior de 60.3 mm, la separación entre columnas es de 300 mm.

Las columnas del soporte se deben enterrar aproximadamente 150 mm del nivel suelo y cimentadas con un diámetro de 110 mm alrededor de la columna como se muestra en la figura 3.9.

La altura de las columnas de soporte es de 310 mm, es decir a esta altura van las tuberías de las crudo por bombeo mecánico.

En los lugares donde haya cruce de carreteras, ver plano 2 del Anexo las tuberías deben ir enterradas, con un a profundidad de 1 metro para así evitar que los vehículos ejerzan presión sobre estas.

Los soportes H deben protegerse con pintura epóxica anticorrosivo para evitar corrosión externa debido a que el clima en la zona es salino.

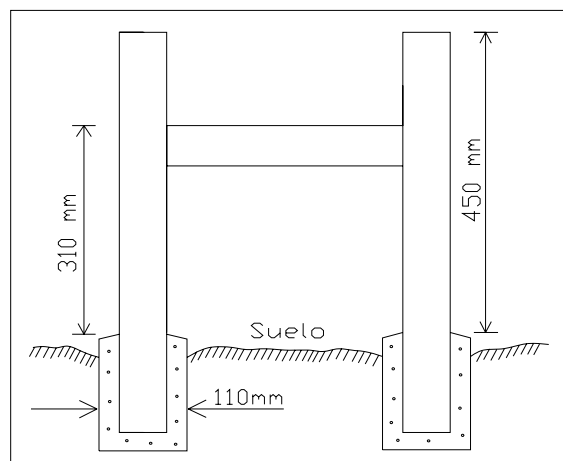


FIGURA 3.9
INSTALACION SOPORTE H

Cálculo de factor de seguridad

Se calcula el factor de seguridad para la soldadura.

Se tiene que tubos que conforman el soporte serán soldados con electrodo 6011.

El cordón de garganta de la soldadura es $h = 4$ mm.

Se tiene que la carga concentrada de la tubería sobre el soporte es de $F = 428$ N, este calculo se obtuvo por análisis estático descrito anteriormente.

La ecuación del área de soldadura sometida a flexión es:

$$A_s = 1.414\pi hr$$

ec.3.29

Se analizara el factor de seguridad por falla estática.

$$\eta = \frac{S_{sy}}{\sigma}$$

ec.3.30

Donde:

$$S_{sy} = 0.577S_y$$

$$S_y = 60000 \text{ Psi} = 413 \text{ E6 Pa}$$

$$\sigma = \frac{F}{A_s}$$

A_s : Área de la soldadura

Al remplazar estos datos en la ec. 3.30 se tiene.

$$\eta = \frac{\frac{0.577Sy}{F}}{1.414\pi hr} = \frac{\frac{0.577(413E6)}{428}}{1.414\pi(0.004)(0.030)} = 296$$

Luego del análisis realizado para la soldadura de los soportes H, queda demostrado que la soldadura es lo suficientemente resistente para soportar el peso de la tubería.

3.5.3 Consideraciones para la selección del espesor de tubería

Para la selección del espesor de la tubería se deben considerar las presiones del crudo a transportarse, así como también su diámetro exterior, el esfuerzo máximo permisible.

Ecuación para el cálculo del espesor requerido

Calculado el diámetro para los diferentes tramos de tubería mediante el uso de la ecuación de flujo, ahora se procede a determinar el espesor de la tubería a usar.

El calculo del espesor de pared bajo presión interna, esta en función de la presión máxima de operación, la clase de acero a usar, la forma en que la tubería ha sido manufacturada, la máxima temperatura de operación y el medio ambiente que rodea la línea.

Todos estos factores se encuentran relacionados mediante la ecuación siguiente que ha sido extraído del código ASME B31.4 párrafo 404.1.2

$$t = \frac{P_i D}{2S} + A$$

ec.3.31

Donde:

t = Espesor de pared de la tubería

P_i = Presión interna de diseño (máxima presión de operación)

D = Diámetro exterior de la tubería

S = Esfuerzo máximo permisible de tensión

A = Tolerancia Corrosión (in) :0.125

TABLA 3.8
RESISTENCIA MÍNIMA A LA RUPTURA

Grado	Esfuerzo Mínimo de Fluencia (Psi)	Esfuerzo Máximo Permisible, S (Psi)
A	30000	21600
B	35000	25200
X42	42000	30240
X46	46000	33120
X52	52000	37440
X56	56000	40320
X60	60000	43200
X65	65000	46800
X70	70000	50400
X80	80000	57600

De los aceros mencionados los más utilizados en la construcción de líneas de transferencia de crudo son el grado B y X 65. El primero es utilizado en la construcción de líneas largas que operan a bajas presiones y el segundo es utilizado para líneas cortas que operan a elevadas presiones en el interior de plantas compresoras y procesadoras. Para el diseño, se utilizara la tubería de acero grado B, por su baja presión.

Para determinar el espesor de tubería que se va a utilizar en las líneas de transferencia de crudo, se tomara como referencia la mayor presión que hay en la cabeza de todos los pozos de la sección que es 21.7 Psig, a este valor se le sumara aproximadamente el 10% de su valor.

A continuación se analizara el cálculo del espesor.

$$P_i = 21.7 + 2.17 = 23.87 \text{ Psig}$$

$$D = 2.375 \text{ in}$$

$$S = 25200$$

$$A = 0.125 \text{ in}$$

$$t = \frac{P_i D}{2S} + A = \frac{23.87}{2 \times 25200} + 0.125 = 0.1254$$

Como se observa al resolver la ecuación anterior para los parámetros dados el espesor es 0.1254 in, debido a que este espesor no se encuentra disponible como se observa en la tabla del Apéndice H se elige el espesor inmediatamente superior que es 0.154 in

3.5.4 Cálculo de pérdidas de fricción

Los cálculos de pérdida de fricción a lo largo de las líneas de transferencia son calculados mediante la ecuación siguiente.

$$H_f = \frac{fLV^2}{2gD} \quad ec.3.32$$

El flujo que circula en el interior de las líneas de transferencia es laminar en la mayoría de los casos, puesto que el número de Re es menor que 3000 como se muestra en los cálculos del Apéndice E, cuando esto se de este será calculado por la ecuación siguiente y cuando sea mayor que 3000 se lo hará mediante el diagrama de Moody.

$$f = \frac{64}{Re} \quad ec.3.33$$

Para cálculos de pérdida por fricción en accesorios se utiliza la siguiente ecuación.

$$hm = \frac{KV^2}{2g} \quad ec.3.34$$

En el apéndice G se muestra los coeficientes de resistencia K de perdidas menores, para válvulas y accesorios

Los cálculos de las perdidas por fricción en tuberías se muestran en el apéndice E.

3.6 Selección de la tubería a ser utilizada en la sección 67

Para la selección de la tubería se han considerado factores como el diámetro, espesor, presión de trabajo, material.

Las conducciones a utilizar serán de acero al carbón y tendrán las siguientes características técnicas.

Tubería de acero al carbón

- Fabricación / Norma API 5L.
- Tipo de material: grado B.
- Diámetro nominal de tubería: 2 in
- Diámetro interno de tubería: 2.067 in
- Espesor de pared: 0.154 in
- Peso de tubería: 3.66 Lb/ft
- Tipo de Unión: Roscada
- Todos los accesorios serán plenamente compatibles con la conducción.

Metodología de Inspección para las Tuberías.

La metodología a emplear en la inspección de las líneas de transferencia de crudo para determinar las condiciones actuales de las tuberías. Debido a la gran cantidad de secciones o tramos de tuberías existentes en el sistema se seleccionará para la inspección una muestra de 25 puntos por tubería, que será seleccionada cada 50 metros de distancia (secciones rectas de tuberías) con la finalidad de poder determinar la condición de las muestras y predecir la condición del sistema. La tubería que corresponda a ser analizada, se la dividirá en 5 secciones como se muestra en la figura 3.10.

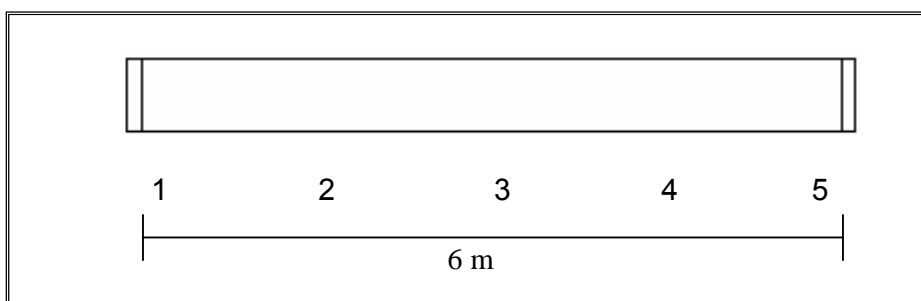


FIGURA 3.10
ESQUEMA DE DIVISIÓN DE TUBERÍA A SER ANALIZADA

En cada sección se medirá el espesor de tubería en los cuatro ejes radiales A, B, C, D como se observa en la figura 3.11, los cuales determinarán el estado actual de dichas muestras de tuberías así como su condición en el futuro.

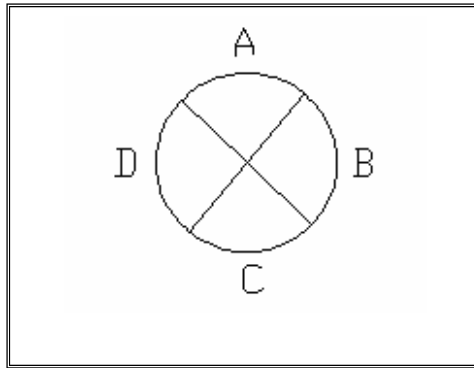


FIGURA 3.11
TOMA DE DATOS DE ESPESORES

Los puntos que serán analizados independientemente son los siguientes:

Inspección mediante medición de espesores para determinar la condición actual de las tuberías.

Cálculo de la tasa de corrosión y vida restante de las tuberías.

Cálculo de la máxima presión de trabajo que puede soportar la tubería en la actualidad.

Inspección mediante medición de espesores para determinar la condición actual de las tuberías.

Las principales variables en la selección de tuberías son: presión, temperatura, corrosión y costo. La corrosión es un problema complejo, que no puede ser resuelto por una simple tablas diseñadas para hacer una rápida selección del presunto material.

La resistencia a la corrosión de un material varía, frecuentemente, de una forma radical con la temperatura y el grado de turbulencia, y estas condiciones nunca pueden ser anticipadas en una simple tabulación.

Selección de la técnica no destructiva para medición de espesores en tuberías.

Para analizar la corrosión en tubería se necesita conocer el espesor original de la misma, sus características mecánicas y la composición del material.

Para la inspección de la corrosión interna se puede recurrir a la ayuda de instrumentos ópticos tales como: baroscopio, endoscopio, etc., los cuales pueden detectar la corrosión sin poder decir como varía en espesor, por esta razón, se aconseja emplear otras técnicas para medir la variación de espesor. Para la detección de la corrosión interna en tuberías donde el acceso no es permitido, se emplea las técnicas de ultrasonidos o radiografía industrial, dependiendo del uso de cada una de ellas, de las facilidades que presenten para la inspección, etc.

La técnica de los ultrasonidos, además de detectar la corrosión, se utiliza para medir la variación de espesores, haciéndose para esto necesario conocer su espesor o datos referenciales. La técnica de ultrasonidos es recomendada en este tipo de inspección por su bajo costo por área inspeccionada.

Para la presente inspección de tuberías se decide utilizar “La técnica de medición de espesores por ultrasonido”.

Equipo utilizado.

Para la toma de datos de espesores actuales en las líneas de transferencia se utilizó un “MEDIDOR DE ESPESORES DE ULTRASONIDO” el cual es mostrado en la figura 3.12.



FIGURA 3.12
MEDIDOR DE ESPESORES DE ULTRASONIDO

Metodología

Para evaluar las condiciones actuales de las tuberías las cuales están sometidas a presión, asumiremos en primer lugar que dichas tuberías estarán sometidas a una pérdida general de metal, dicha asunción será verificada mediante los datos de espesores obtenidos en las mediciones realizadas, como se observa en las tablas del Apéndice I , luego utilizaremos el código de inspección dado por la Norma API 579, Sección 4 la cual consta de 2 Niveles de Cálculos los mismos que proporcionarán los resultados adecuados dependiendo de las características de los espesores tomados en las pruebas y del Nivel de Cálculo que se elija para procesar dicha información.

En el Apéndice J se muestra un *DIAGRAMA DE FLUJO* el cuál nos indica de manera general los pasos a seguir para evaluar un componente con *PÉRDIDA GENERAL DE METAL* usando los diferentes Niveles de Cálculos de la Sección 4 de la NORMA API 579.

La metodología mostrada en el Apéndice K puede ser usada para determinar los procedimientos de cálculos a ser usados en esta evaluación. Cabe indicar que la metodología dada en este apéndice realiza cálculos basados en los esfuerzos del material y da valores presiones de trabajo máximos usando mínimos valores permisibles de

espesores, sin embargo en la industria petrolera no se pueden llegar a valores extremos por lo tanto la Dirección Nacional de Hidrocarburos a estipulado que toda tubería que tenga un 20% de reducción de su espesor nominal tendrá que ser cambiada.

Toma de datos de espesores.

En la toma de datos de espesores se debe tener en cuenta que hay dos opciones para obtener los mismos, que son las siguientes:

- Lecturas puntuales de espesores.
- Lecturas mediante un perfil de espesores.

La primera opción puede ser usada para caracterizar la pérdida de metal sobre un componente como general *SI NO HAY DIFERENCIAS SIGNIFICANTES* entre los valores obtenidos en la localización de la inspección. *SI HAY UNA VARIACIÓN SIGNIFICANTE* en las lecturas de espesores, la pérdida de metal puede ser localizado, y la segunda opción debería ser usada para caracterizar el espesor restante y el tamaño de la región de pérdida de metal. Los tipos de espesores utilizados en esta sección para los cálculos de pérdida general de metal son:

- Espesor promedio medido (t_{am}).
- Espesor mínimo medido (t_{mm})

Si lecturas puntuales de espesores son usados en el cálculo, la asunción de pérdida general de metal deberá ser confirmada mediante inspecciones adicionales como radiografías u otro ensayo no destructivo. Un mínimo de 15 lecturas de espesores es recomendado a menos que el nivel del ensayo no destructivo utilizado pueda ser usado para confirmar que la pérdida de metal es general. En algunos casos, lecturas adicionales pueden ser requeridas basadas en el tamaño del componente, los detalles de construcción utilizados, y la naturaleza del fluido que transporta.

Si el Coeficiente de Variación (COV) de espesores leídos menos la Futura corrosión permitida (FCA) es más grande que el 10%, entonces el uso de perfiles de espesores deberá ser considerado para ser utilizado en los cálculos. El COV es definido como la desviación estándar dividido para el promedio. Una plantilla que puede ser usada para computar el COV es dada en el Apéndice L.

Cálculo en Nivel 1

A continuación se detallan todos los pasos que deben realizarse para evaluar un componente mediante la utilización de los procedimientos de cálculos del Nivel 1 de la sección 4 del Fitness for Service (FFS) Norma API 579.

PASO 1: Determine el MINIMO ESPESOR REQUERIDO (t_{\min}), usando las siguientes ecuaciones.

$$t_{\min}^C = \frac{P * R_c}{S * E - 0.6 * P} \quad ec.3.35$$

$$t_{\min}^L = \frac{P * R_c}{2 * S * E + 0.4 * P} \quad ec.3.36$$

$$t_{\min} = MAX (t_{\min}^C, t_{\min}^L) \quad ec.3.37$$

PASO 2: Localice regiones de pérdida de metal sobre el componente y determine el tipo de datos de espesores que serán registrados (lecturas de espesores puntuales o perfil de datos de espesores). Basados en esos datos, determine el MÍNIMO ESPESOR MEDIDO, t_{\min} . Si perfiles de datos de espesores son usados, entonces proceda al paso 3. Si lecturas de espesores puntuales son usadas, determine el COEFICIENTE DE VARIACIÓN (COV) basado sobre las lecturas de espesores y Futura corrosión permitida. Si el COV es menor o igual al 10% entonces proceda al paso 6 para completar los cálculos usando el espesor promedio t_{am} . Si el COV es más grande que el 10% entonces el uso de perfiles de datos de espesores será considerado para los cálculos.

PASO 3: Determine la longitud para el espesor promedio, L.

PASO 3.1: Evalúe el radio de espesor restante, R_t

$$R_t = \left(\frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} \right) \quad ec.3.38$$

Donde:

FCA = Futura corrosión admitida (in).

t_{min} = Mínimo espesor requerido (in).

t_{mm} = Mínimo espesor medido (in).

PASO 3.2: Evalúe la longitud para el espesor promedio, L.

$$L = Q * \sqrt{D * t_{min}} \quad ec.3.39$$

Donde:

D = Diámetro interno de la tubería.

Q = Factor de resistencia remanente admisible y el radio de espesor admisible. R_t ., ver Apéndice M.

PASO 4: Establezca el perfil de espesores crítico (CTP) de los datos de perfil de espesores y determine s y c, las dimensiones el cual define la región de pérdida de metal en las direcciones longitudinal y circunferencial, respectivamente. Las dimensiones s y c son determinadas de sus respectivos CTP y t_{min} .

PASO 5: Basado sobre los parámetros L y s del paso 3 y 4, respectivamente, realizar el cálculo FFS de la región de pérdida de metal usando uno de los siguientes métodos.

Para ($s \leq L$): La longitud meridional o longitudinal de pérdida de metal es aceptable si los criterios limitadores del tamaño del defecto en la sección 5 son satisfechos.

Para ($s > L$): Uno de los siguientes métodos de cálculos pueden ser usados.

- a) Un acercamiento simple es fijar espesor promedio igual al mínimo espesor medido o ($t_{am} = t_{mm}$) y proceder al paso 6 (nivel 1 o 2 según sea aplicable). Esta aproximación facilita el cálculo del FFS; sin embargo, los resultados pueden ser conservadores si radio de espesores remanente es pequeño.
- b) Determine el espesor promedio y el espesor mínimo medido para el CTP meridional como se describe abajo. Entonces proceda al paso 6 (nivel 1 o 2 según sea aplicable). Para completar los cálculos.
 1. Determine el mínimo espesor medido, t_{mm} considerando todos los puntos en el CTP longitudinal y circunferencial.
 2. Compute el espesor promedio medido del CTP en las direcciones meridional y circunferencial y designe esos valores como t_{am}^s y t_{am}^c , respectivamente. El espesor promedio es computado haciendo numéricamente un promedio de espesores medidos sobre la

longitud L . el centro o el punto mediano de la longitud para espesores promediados, L será localizado en t_{mm} .

3. Para tuberías rectas y curvas $t_{am} = t_{am}^s$ en un cálculo de nivel 1. En un cálculo de nivel 2 t_{am}^s y t_{am}^c son usados directamente en el cálculo de cargas suplementarias.

- b) La región de pérdida de metal puede ser evaluada usando un cálculo de nivel 3.
- c) La región de pérdida de metal puede ser evaluada usando los procedimientos de cálculos de la sección 5 para pérdida local de metal.

PASO 6: La aceptabilidad para que la tubería continúe operando puede ser establecida usando los siguientes criterios.

- 1) El espesor de pared promedio medido deberá satisfacer los siguientes criterios de espesores. Alternativamente, el MAWP calculado basado en el espesor ($t_{am} - FCA$) deberá ser igual o mas grande que el MAWP actual.

$$\boxed{t_{am} - FCA \geq t_{min}} \quad ec.3.40$$

- 2) El mínimo espesor de pared medido, t_{mm} deberá satisfacer el siguiente criterio para sistemas de tuberías a presión.

$$\boxed{t_{mm} - FCA \geq \max \left[0.5 * t_{min}, 0.10 \text{ in} \right]} \quad ec.3.41$$

Si el componente no satisface los requerimientos de cálculo de nivel 1, entonces los siguientes, o combinaciones de ellos deben ser considerados.

- 1) Repare o retire el componente.
- 2) Ajuste el FCA aplicando técnicas de la remediación.
- 3) Ajuste la eficiencia de junta de soldadura o factor de calidad E, para conducir a reexaminación adicional y repita los cálculos.
- 4) Realizar cálculos de nivel 2

Cálculo de la tasa de corrosión y vida restante de las tuberías.

Una vez determinado si las secciones de tuberías inspeccionadas pueden seguir operando bajo las condiciones de trabajo actual, se procede a determinar la tasa de corrosión y vida restante de las tuberías con la finalidad de determinar el tiempo de vida útil de las mismas.

Para determinar la velocidad o la tasa de corrosión (en mpy) de las tuberías se utiliza la siguiente ecuación:

$$\boxed{TasaCorrosión = \frac{t_{nom} - t_{mm}}{T}} \quad ec.3.42$$

Donde:

t_{nom} = Espesor original (diseño) de la tubería en pulgadas (in)

t_{mm} = Espesor de pared mínimo medido en pulgadas (in) (tomado durante la inspección)

T = Tiempo (años) entre el $t_{nominal}$ y el t_{mm} .

La vida restante del componente es un parámetro importante ya que con esto podemos predecir en que momento debemos realizar los respectivos cambios o realizar algún tipo de mantenimiento preventivo con las finalidad de poder alargar lo más posible el tiempo de vida de dichos elementos, sin embargo esta variable no la consideraremos en la evaluación ya que lo que deseamos es saber es la condición actual de las tuberías, pero indicaremos como determinar esta variable.

Para determinar el tiempo de vida útil de las tuberías (vida restante) vamos a considerar la tasa de corrosión de la siguiente manera:

$$R_{life} (años) = \frac{((0.9 * t_{min}) - (t_{nom} - t_{mm}))}{C_{rate}} \quad ec.3.43$$

Donde:

R_{life} = Vida restante (años).

$RSFa$ = Factor de resistencia permitido, para equipos que se encuentra en servicio su valor 0.9

C_{rate} = Tasa de corrosión (in / años)

t_{min} = Espesor de pared mínimo requerido en pulgadas (in) , tomado en la misma localización en el que fue tomado el t_{mm} . Y cuya medición es computada por las fórmulas de diseño (presión y esfuerzos) antes de que la corrosión permisible u tolerancia de manufactura sea alcanzado.

Cálculo de la máxima presión de trabajo que puede soportar la tubería en la actualidad.

El momento en que las tuberías colapsarán debido a que la presión del sistema es mayor a la presión máxima permitida de trabajo de las tuberías se la determinará utilizando la siguiente ecuación

$$MWPP = \frac{2(S * E (t_{mm} - (t_{nom} - t_{mm})))}{D} \quad ec.3.44$$

Donde:

MWPP = Presión Máxima de Trabajo Permitida.

S = Esfuerzo admisible del material de las tuberías.

E = Eficiencia de la Soldadura.

t_{nom} = Espesor original (diseño) de la tubería en pulgadas (in).

t_{mm} = Espesor de pared mínimo medido en pulgadas (in) (tomado

D = Diámetro externo de la tubería.

En el Apéndice N se muestran, la tasa de corrosión, vida restante y máxima presión de trabajo que pueden soportar las tuberías en la actualidad. En el Apéndice O se presentan las fotos de la inspección.

Inspección visual externa

Para reforzar la inspección a las tuberías existentes en el sistema se realiza una inspección visual externa a las mismas con la finalidad de encontrar factores que no fueron considerados en las metodologías de inspección antes detalladas y que estarían influyendo en el estado actual de las mismas. Factores tales como corrosión externa, sumiduras, fugas, etc.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico que se planteará a continuación tiene dos objetivos principales:

1. Determinar el tiempo de duración de la ejecución del proyecto.
2. Determinar los costos generado por el diseño de las líneas de transferencia de crudo por bombeo mecánico.

En la tabla 4.1 se presenta el tiempo de duración de la ejecución del proyecto.

TABLA 4.1
TIEMPO DE DURACIÓN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

	Long.(m)	# Tubos	# Tubos /día	Total días
Levantar tubería	10025	1671	32	53
Tendido e instalación de tubería(instalación marcos H)	8297	1382	21	65
Tiempo total días				118
Tiempo por Imprevistos (10%)				10
Tiempo total del Proyecto				128

Todos los costos descritos en los siguientes puntos estarán referenciados al tiempo total de duración del proyecto descrito en la tabla 4.1.

Para el mejor desarrollo de esta tesis el costo total estará conformado por tres partes principales:

1. Costo total de Tuberías
2. Costos de Equipos y Accesorios
3. Costo de Mano de obra

Cada uno de estos ítems será analizado a continuación.

4.1 Costo total de tubería.

Para determinar los costos totales de las tuberías de seis metros de longitud que se utilizaran, se realizó cotizaciones en diferentes empresas de la ciudad de Guayaquil con lo que se tiene los costos referenciales de las tuberías, tal como se indica en la tabla 4.2.

TABLA 4.2
COSTO TOTAL DE TUBERÍA

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO POR METRO	PRECIO TOTAL	FECHA DE COTIZACIÓN
	(m)	(\$)		
Tubería de Acero ASTM A53 GRADO B C40 DE =60.3mm E= 3.91mm	8297	9.69	80,398	20/10/2006
		IVA	9647	
		Costo Total	90,045	

4.2 Costo de equipo y accesorios.

En la sección 3.2 esta la descripción de la cantidad de accesorios que se utilizaran para el proyecto. En la tabla 4.3 se presenta el detalle de los costos del equipo utilizado y de los accesorios, así como también se indica el costo de soporte de figura H, para el cual se utiliza tubería clase C (tubería desechada), por tal motivo el costo de los marcos H solo es por mano de obra, el cual fue cotizado en una empresa. En el valor de IVA no se incluyen los marcos H.

TABLA 4.3
COSTO EQUIPOS Y ACCESORIOS

Descripción	Cantidad	Precio por Unidad	Precio Total	Fecha de Cotización
		(\$)	(\$)	
Alquiler de Camión para transporte de Tubería (costo por día)	2	40	80	20/10/2006
Válvula de Retención de Disco	24	275.88	6621	20/10/2006
Codos Estándar (90°) 150 LB 2"	168	3.93	660.2	20/10/2006
Codo Estándar (45°) 150 LB 2"	2	2.25	4.5	
Unión en Y	12	6.00	72	20/10/2006
Brida 150 LB 2"	12	10.64	127.68	
Reducción Concéntricas 4x2	3	13.08	39.2	20/10/2006
Marcos H	2074	5	10370	
	Costo Parcial		17,973.9	
	IVA (12%)		912.5	
	Costo Total		18,886.4	

4.3 Costo de mano de obra

En la tabla 4.4 se presenta el costo total de la mano de obra, cabe indicar que el costo por día de la mano de obra esta referenciado a dos cuadrillas de tres trabajadores cada una.

TABLA 4.4
COSTO DE MANO DE OBRA

Descripción	Long (m)	# Tubos	# Tubos por día	Total días	Costo por día	Costo (\$)
Levantar tubería	10025	1671	32	53	150	7950
Tendido e instalación de tubería(instalación de marcos H)	8297	1382	21	65	150	9750
					Total	17,700

Costos Totales

Una vez realizado la descripción de cada uno de los costos que influirán en el desarrollo del proyecto, se presenta el costo total del mismo en la Tabla 4.5.

TABLA 4.5
COSTOS TOTAL DEL PROYECTO

Descripción	Costo
Tuberías	\$ 90,045
Equipos y Accesorios	\$ 18,886.4
Mano de Obra	\$ 17,700
Costo Parcial	\$ 126,631.4
Imprevistos (5%)	\$ 6,331
Total	\$ 132,962

En la tabla 4.5 no se incluye el IVA, dado que este valor ya fue incluido en la descripción de los costos unitarios.

Análisis de los costos

Una vez realizado los cálculos pertinentes se tiene que el costo total de realización del proyecto es de 132,962 dólares. En los resultados de la inspección se determinó que la mayoría de los tramos de tuberías presentan un espesor mayor al mínimo requerido por la norma.

Por lo tanto como una alternativa de solución se propone dejar las tuberías con la distribución actual y únicamente cambiar aquellos tubos que sufren corrosión externa, que tienen sumidura y presentan fugas y por tal motivo deben ser desechados.

Los costos de esta alternativa referido a lo que tiene que ver con el costo de la tubería se muestra en la tabla 4.6.

**TABLA 4.6
COSTO DE TUBERIA**

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO POR METRO	PRECIO TOTAL	FECHA DE COTIZACIÓN
	(m)	(\$)		
Tubería de Acero ASTM A53 GRADO B C40 DE =60.3mm E= 3.91mm	48	9.69	465.1	20/10/2006
		IVA	55.8	
		Costo Total	521	

Varios e Imprevistos

En esta sección se incluirá el costo de la inspección realizada a todas las tuberías (para determinar el tiempo máximo de funcionamiento seguro de las mismas). Ver Tabla 4.7.

TABLA 4.7
VARIOS E IMPREVISTOS

Descripción	Precio Unitario	Total
Inspección	-	
Salarios :		
1 Ingeniero	\$ 1,500.00	
2 Trabajadores	\$ 750.00	
Seguros de vida y accidentes	\$ 2,000.00	
Dotación	\$ 300.00	\$ 4,250.00
	Imprevistos (5%)	212.50
	Total	\$ 4,462.50

En lo que se refiere a imprevistos, toda empresa que licita un contrato incluye este rubro, el cual por recomendación práctica tiene que ser del 5% del costo total del trabajo o proyecto.

Los costos de esta alternativa de solución son presentados en la tabla 4.8 Cabe indicar que el costo por día de la mano de obra esta referenciado a una cuadrilla de tres trabajadores. El tiempo de duración de la solución propuesta es de medio día.

TABLA 4.8
COSTO DE SOLUCION ALTERNATIVA

Descripción	Costo
Tuberías	\$ 521
Equipos y Accesorios	\$ 40
Mano de Obra	\$ 30
Varios	\$ 4,463
Costo Parcial	\$ 5,054
Imprevistos (5%)	\$ 252.7
Total	\$ 5,307

Al analizar el costo de realizar el cambio total de los tubos Vs la alternativa planteada (alternativa de dejar la distribución actual) se concluye que el segundo caso representaría una menor inversión para la empresa pero obteniendo los mismos beneficios que si se cambiara la totalidad de la tubería. Ya que según los datos de diseño y operación no se obtendría un aumento significativo de energía al utilizar la nueva redistribución.

Cabe destacar que la solución o alternativa planteada será valida hasta que las tuberías cumplan su tiempo útil de operación, tiempo en el cual la empresa debería proceder inspeccionar nuevamente las tuberías para verificar si las tuberías se encuentran en buen estado, y si estas no se encuentran en buen estado se debe proceder a la .ejecución del presente proyecto.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

1. Las líneas de transferencia de crudo por bombeo mecánico de la sección 67 del Campo Ancón, no ameritan ser redistribuidas, no se obtiene ningún beneficio, puesto no hay un aumento significativo de ahorro de energía, al cambiar la totalidad de la tubería utilizando el diseño realizado.
2. Después de haber realizado la inspección al sistema de tuberías de transporte de crudo por bombeo mecánico, se concluye que estas pueden continuar operando realizando los cambios de tuberías propuestos.

3. El costo debido a la solución alternativa puede ser recuperado sin inconvenientes en un corto tiempo ya que se trata de una cantidad, la cual puede ser cubierta por la institución.
4. Los mapas de ubicación de las líneas de transferencia ayudaran a las operaciones de mantenimiento y de control en casos emergentes.
5. Los equipos utilizados como GPS, es de gran ayuda para el rastreo de líneas, carreteras, puentes, ríos, etc. Para indicar su lugar de ubicación en mapas. El ecómetro, es un equipo importante puesto que sin este no se puede conocer el nivel de líquido dentro de los pozos y no se podría programar un calendario de actividades para la extracción de crudo.
6. Al realizar proyecto de grado en empresas, se adquiere valiosos conocimientos, en el transcurso del tiempo en que se desarrolla la misma, ya que además de realizar el proyecto, se gana experiencia laboral y lo más importante, como desenvolverse en grupos de trabajo.

7. En proyectos de tesis realizados en empresas se tiene la oportunidad de conocer como se dan soluciones a problemas de campo, también el tipo de tecnología que utiliza la empresa.

RECOMENDACIONES:

1. Al momento de realizar el cambio de los tramos de tubería que deban ser desechados o a su vez al ejecutar el proyecto de cambio de líneas de transferencia de crudo, estas se deben proteger, ya sea con pintura epóxica anticorrosivo o con protección catódica.
2. Se recomienda realizar inspecciones a otras secciones del campo Ancón que extraigan crudo por el método de bombeo mecánico utilizando para ello la metodología proporcionada en este proyecto con la finalidad de prevenir el mal funcionamiento del sistema o detectar a tiempo posibles fallas.
3. Todos los cambios que se realicen en las líneas de conducción de crudo deben ser reportados, con el objetivo de mantener actualizado los mapas de líneas que desde ahora constan en la base de datos de la empresa.

4. Los estudiantes de ingeniería mecánica debemos abrirnos camino, buscar oportunidades de realizar proyectos de grado no solo en empresas tradicionales, sino también en empresas petroleras, para adquirir conocimientos en lo que se refiere a la industria del petróleo, dado que este es un buen campo de trabajo.
5. Es importante que la empresa PACIFPETROL siga apoyando a los estudiantes, dando oportunidad de realizar sus proyectos de grado.

APENDICES

APÉNDICE A

POZOS DE LA SECCION 67 QUE SE EXTRAEN POR BOMBEO MECANICO

POZO	CABEZAL Ze (m)	PRESION (Psig)	PRESION (Pa)	PETROLEO BPD	AGUA BPD	Ciclos	Horas/día (h)
ANC.552	0,69	2,3	20673,47	7	2	1	8
ANC.584	0,68	7,2	49616,33	12	0	1	16
ANC.588	0,67	2,2	14471,43	7	0	1	24
ANC.604	0,74	2,2	15160,54	8	10	1	24
ANC.661	0,63	2,9	19984,35	6	5	1	8
ANC.662	0,65	7,2	49616,33	6	0	1	24
ANC.668	0,69	3,2	49616,33	6	0	1	15
ANC.702	0,72	7	48238,1	13	0	1	24
ANC.703	0,69	2,9	19984,35	7	0	1	8
ANC.706	0,67	2,1	14471,43	14	0	1	15
ANC.708	0,75	2,9	19984,35	5	0	1	8
ANC.1232	0,6	3,1	21362,59	12	0.5	1	24
ANC.1236	0,65	5,3	36523,13	6	3	1	15
ANC.1253	0,72	2,5	51683,67	6	0	1	8
ANC.2015	0,64	2,7	17227,89	8	0	1	24
ANC.1905	0,76	2,6	17917,01	38	15	1	24
ANC.1894	0,66	2,7	18606,12	8	0	1	24
ANC.1896	0,68	7,2	49616,33	9	0	1	24
ANC.1911	0,66	7,2	49616,33	6	0	1	24
ANC.1934	0,73	2,4	16538,78	14	2	1	24
ANC.788	0,68	7,2	49616,33	13	0	1	24
ANC.1913	0,7	5,7	39279,59	6	0	1	8
TIG.11	0,7	7	48238,1	7	5	2	16
TIG.13	0,58	2,3	15849,66	7	1	1	24
TIG.14	0,75	7,2	49616,33	14	0	1	24
TIG.18	0,75	8,8	60642,18	8	0	2	16
TIG. 19	0,61	5,8	39968,71	8	0	2	16
TIG.21	0,55	3	20673,47	7	5	2	16
TIG.22	0,55	7,3	50305,44	4	0	1	8
TIG.23	0,6	8	55129,25	4	1.5	1	24
TIG.28	0,6	7	48238,1	6	0	1	24
TIG.39	0,7	2,1	14471,43	8	0	2	16
TIG.55	0,66	2,2	15160,54	6	0	1	16
TIG.55 S	0,68	4,4	30321,09	6	0.6	2	16
TIG. 59	0,5	4,2	28942,86	6	0	2	16
ANC.384	0,59	2,3	15849,66	10	1	6	24
ANC.492	0,7	11	75802,72	8	0	4	12
ANC.507	0,66	7.2	49616,33	12	0	5	24
ANC.551	0,74	2,8	19295,24	12	0	5	24
ANC.602	0,72	2,4	14471,43	12	4	5	24
ANC.603	0,62	2,3	15160,54	12	2	5	17
ANC.606	0,69	3,6	24808,16	8	7	7	24
ANC.657	0,64	5	34455,78	11	0.25	6	17

ANC.663	0,66	2,6	17917,01	6	0	4	7
ANC.705	0,7	2,6	17227,89	13	1	6	24
ANC.1259	0,68	2,4	14471,43	12	0	6	24
ANC.1277	0,65	3,2	22051,7	7	1.4	7	7
ANC.1793	0,69	3	20673,47	7	0	7	24
ANC.1838	0,67	2,2	15160,54	6	0.5	8	24
ANC.1890	0,61	3	20673,47	9	0	5	17
ANC.1915	0,72	2,3	15849,66	8	0	4	7
ANC.1909	0,6	6,5	44792,52	6	0.5	4	87
ANC.1945	0,62	3	20673,47	5	0	4	7
ANC.1949	0,65	4	27564,63	12	1	5	24
ANC.3005	0,7	2,6	15849,66	10	3	7	24
ANC.1555	0,56	5	34455,78	4	0	4	7
ANC.1717	0,6	6	41346,94	7	0	6	24
ANC.1912	0,68	2	13782,31	9	0	6	24
ANC.1946	0,72	6,1	42036,05	9	0	6	24
ANC.1962	0,64	3,8	26186,39	10	0	5	24
ANC.1968	0,6	8	55129,25	13	2	4	24
TIG.4S	0,68	3,8	26186,39	8	0	6	24
TIG.7	0,63	4	27564,63	8	0.5	6	24
TIG.20	0,65	7	48238,1	11	0	5	24
TIG.27	0,6	2,9	19984,35	12	0	5	24
TIG.32	0,74	2,3	21362,59	14	12	6	24
TIG.37 S	0,68	4,2	28942,86	8	0	6	24
TIG.39 S	0,72	6,5	44792,52	10	0	5	17
TIG.40	0,65	8,7	59953,06	11	0	5	24
TIG.40S	0,65	7,1	48927,21	8	0	6	24
TIG.41S	0,7	4,2	28942,86	4	0	4	7
TIG.42	0,66	4,2	28942,86	10	0.2	6	24
TIG.43	0,71	4.5	31010,2	9	0	6	24
TIG.44 S	0,64	4	27564,63	4	0	4	5
TIG.45 S	0,62	6	41346,94	8	0	6	24
TIG.46	0,67	4,5	31010,2	12	0.4	4	24
TIG.51	0,6	6,8	46859,86	11	0	5	24
TIG.54	0,6	2,5	17227,89	12	0	5	24
TIG.54 S	0,72	2,2	14471,43	9	0	7	24
TIG.57	0,61	6	41346,94	9	0	6	24
TIG.58	0,77	2.6	13782,31	9	4	10	24
TIG.59 S	0,65	4,4	30321,09	7	0	7	24
TIG.64	0,67	4,8	33077,55	5	0	4	7
TIG.1001	0,56	3,6	24808,16	4	0.5	4	7
TIG.1002	0,6	3,8	26186,39	10	0	5	17
TIG.1004	0,68	6,5	44792,52	10	0	6	17
TIG.1005	0,6	2.6	14471,43	9	3	5	24

APÉNDICE B

TANQUES INDEPENDIENTES DE LA SECCION 67

Tabla 1		
POZOS BM A TKS INDEPENDIENTES SECCION 67		
POZO	CAPAC (STB)	Factor
TIG0039	205	1.88 STB/plg
ANC0668	71	0,7459 STB/plg
ANC0702	68	0.72 STB/plg
ANC1945	31	0,43 STB/plg
ANC1277		
ANC1890	618	4.2334 STB/plg
ANC1236		
ANC1232		
ANC0492		
ANC1949		
ANC1911	68	0.72 STB/plg
ANC0706	104	0.95 STB/plg
ANC0588	94	1 STB/plg
ANC0606		
ANC1934	93	1 STB/plg
ANC1894	256	2.75 STB/plg
ANC1896		
ANC0604	97	1 STB/plg
ANC1905	205	1.88 STB/plg
ANC2015	96	1 STB/plg
TIG0013	68	0,72 STB/plg
TIG0021	107	1.6 STB/plg
ANC0708	123	1.1684 STB/plg
ANC0584	206	1.89 STB/plg
ANC0703		
ANC0661		
TIG0054	87	0.95 STB/plg
TIG0041		
TIG0007		
ANC1968	90	0.73 STB/plg
ANC1962		
ANC0788	184	1,88 STB/plg
ANC0552	52	0.73 STB/plg
TIG0055	69	0.72 STB/plg
TIG0013	104	0.95 STB/plg
TIG0011	252	2.74 STB/plg
TIG0018		
TIG0020		

Tabla 2

POZOS BM A CARRETAS PORTATILES	
POZO	CAPACIDAD(STB)
ANC0662	50
ANC0384	50
ANC0507	50
ANC0551	50
ANC0602	50
ANC0603	50
ANC0705	50
ANC1259	50
ANC1793	50
ANC1838	50
ANC1915	50
ANC3005	50
ANC1912	50
ANC1946	50
TIG004S	50
TIG0027	50
TIG0032	50
TIG0043	50
TIG0046	50
TIG054S	50
TIG0058	50

APENDICE C

CALCULO DE DENSIDAD DE MEZCLA PETRÓLEO-AGUA

POZO	$\rho_{Petroleo}$ (Kg / m ³)	ρ_{Agua} (Kg / m ³)	$q_{Petroleo}$ (BPD)	q_{Agua} (BPD)	f Fracción Petróleo.	f Fracción Agua	ρ_{Mezcla} (Kg / m ³)
ANC.0552	847,3	1036	7	2	0,78	0,22	889,23
ANC.0604	847,3	1036	8	10	0,44	0,56	952,13
ANC.0661	847,3	1036	6	5	0,55	0,45	933,07
ANC.1232	847,3	1036	12	0,5	0,96	0,04	854,85
ANC.1236	847,3	1036	6	3	0,67	0,33	910,20
ANC.1905	847,3	1036	38	15	0,72	0,28	900,71
ANC.1934	847,3	1036	14	2	0,875	0,125	870,89
TIG. 0011	847,3	1036	7	5	0,58	0,42	925,93
TIG. 0013	847,3	1036	7	1	0,875	0,125	870,89
TIG. 0021	847,3	1036	7	5	0,58	0,42	925,93
TIG. 0023	847,3	1036	4	1,5	0,73	0,27	898,76
TIG. 055S	847,3	1036	6	0,6	0,91	0,09	864,45
ANC.0384	847,3	1036	10	1	0,909	0,091	864,47
ANC.0602	847,3	1036	12	4	0,75	0,25	894,48
ANC.0603	847,3	1036	12	2	0,86	0,14	874,26
ANC.0606	847,3	1036	8	7	0,53	0,47	935,36
ANC.0657	847,3	1036	11	0,25	0,98	0,02	851,49
ANC.0705	847,3	1036	13	1	0,92	0,08	862,40
ANC.1277	847,3	1036	7	1,4	0,83	0,17	879,38
ANC.1838	847,3	1036	6	0,5	0,92	0,08	862,40
ANC.1909	847,3	1036	6	0,5	0,92	0,08	862,40
ANC.1949	847,3	1036	12	1	0,92	0,08	861,82
ANC.3005	847,3	1036	10	3	0,76	0,24	892,59
ANC.1968	847,3	1036	13	2	0,86	0,14	873,72
TIG.007	847	1036	8	0,5	0,94	0,06	858,40
TIG.032	847,3	1036	14	12	0,54	0,46	934,39
TIG.042	847,3	1036	10	0,2	0,98	0,02	851,00
TIG.046	847,3	1036	12	0,4	0,96	0,04	854,85
TIG.058	847,3	1036	9	4	0,69	0,31	905,80
TIG.1001	847,3	1036	4	0,5	0,89	0,11	868,06
TIG.1005	847,3	1036	9	3	0,75	0,25	894,48

APÉNDICE D

CALCULO DE SOLUCION GAS PETRÓLEO EN RESERVORIO.

1. DETERMINACION DE LOS FACTORES PARA EL CÁLCULO DE SOLUCION GAS PETRÓLEO.

En esta sección se determina la solución de gas/petróleo (R_s) en el yacimiento, esto se lo hace para determinar si el crudo que se extrae y que es conducido por las líneas de transferencia es flujo monofásico o multifásico. El criterio para determinar si el flujo es monofásico o multifásico depende R_s . Si R_s es mayor a 100 el flujo es multifásico y si es menor será monofásico.

La solubilidad de gas natural en el crudo depende de la presión, temperatura, la densidad del crudo (grados API) y del peso específico del gas en el reservorio.

La solución gas/ petróleo puede ser determinada por la siguiente ecuación:

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{P}{18x(10)^{\gamma_g}} \right]^{1.204}$$

Donde:

$$Y_g = 0.00091T - 0.0125 \gamma_{o, API}$$

T_R = Temperatura de reservorio.

P = Presión, Psia.

R_s = Solución gas / petróleo, scf / STB.

γ_g = gravedad específica de gas : 0.67

En la ecuación anterior el factor P es la presión estática de fondo del reservorio, el cual se lo determinara a continuación.

1.1 CALCULO DE PRESION ESTATICA DE FONDO

Para el cálculo de la presión estática se e utilizan las siguientes fórmulas:

$$P_{\text{nivel}} = \text{Nivel} * \gamma_{\text{fluido}} * 0.433$$

$$P_{\text{gas}} = P_{\text{wh}} * e^{0.0000347 * \gamma_{\text{gas}} * L}$$

Y finalmente se tiene:

$$P_{\text{WS}} = P_{\text{nivel}} + P_{\text{gas}} + P_{\text{wh}}$$

Donde:

PWS : Presión estática de fondo.

Pnivel: Presión producida por el nivel estático de fluido sobre el asiento de la bomba

Pgas : Presión producida por la columna de gas sobre el nivel de fluido

Pwh : Presión de cabeza de pozo (casing)

γ_{fluido} : Gravedad específica del fluido

γ_{g} : Gravedad específica del gas en el pozo

L : Profundidad del nivel de fluido medida desde superficie

Nivel: Es el nivel sobre el asiento de bomba.

Cabe indicar que el Nivel es la diferencia entre la profundidad de asiento de bomba y la profundidad de fluido medida desde superficie (L).

Para calcular la profundidad del nivel de fluido medido desde la superficie (L) y la profundidad de la bomba se les toma la medida mediante un Ecómetro.

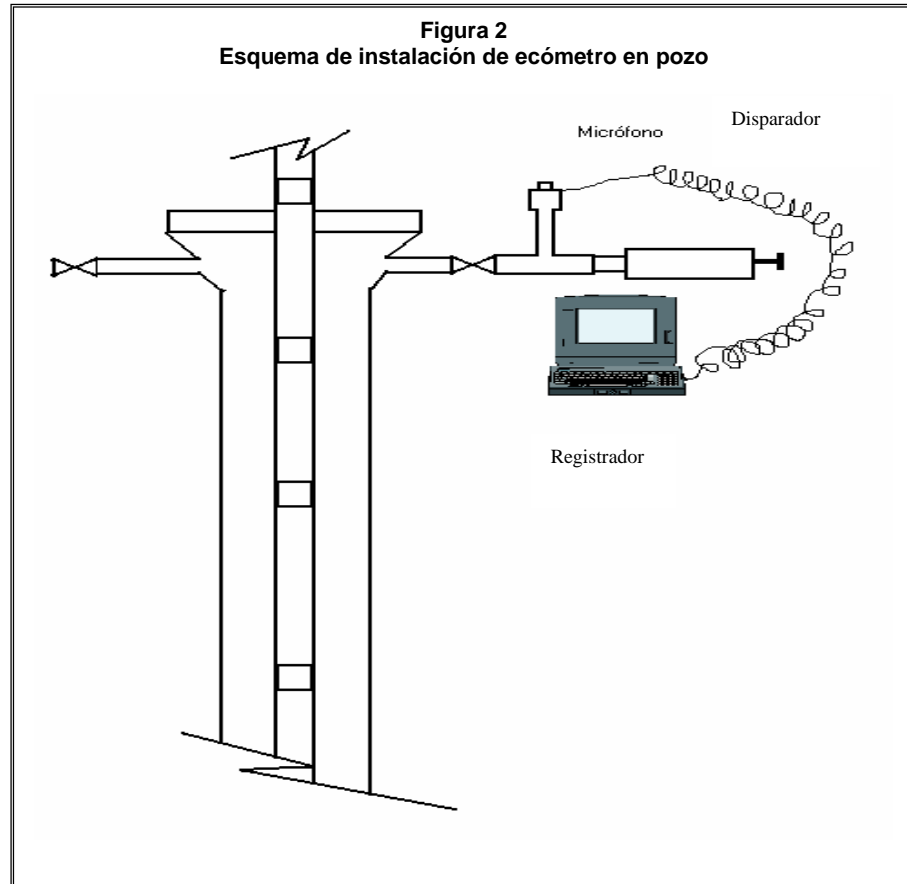
Ecómetro

También llamado sonolog, es un instrumento que aprovechando la propagación del sonido en un medio elástico, permite determinar el nivel de líquido dentro de un pozo.

El principio básico de este aparato consiste en generar dentro del pozo, desde la superficie, una onda sonora de alto nivel acústico inyectando gas carbónico, CO₂, por una válvula en el espacio anular, dicha onda es seguida simultáneamente por un micrófono anexo al equipo. El sonido avanza a través del pozo a una determinada velocidad y cada vez que pasa sobre una unión de tubing ("cupla") se produce una reflexión o eco que es detectada por el micrófono instalado en una salida del casing.

Cuando la onda sonora llega al líquido, se produce un fuerte rebote de la misma, el que también es detectado por el micrófono.

Todo este proceso es grabado en superficie por un registrador (decodificador digital de señales acústicas). Es decir que cuando la onda llega al nivel se produce un eco total de la misma, que producirá una deflexión mayor en un micro amperímetro y señalará el nivel de líquido.



La onda es generada por el disparo de un cartucho de foguero. Además para efectuar la medición es necesario detener el bombeo, ya que este produce ruidos y pueden ser detectados por el micrófono, por lo que la medición en los pozos que tengan rápida recuperación se debe realizar en el menor tiempo posible. La operación de toma de registro se esquematiza en la Figura 2.

Los resultados se presentan en una computadora portátil.

A continuación se presenta una grafica de cómo presenta los resultados de nivel de liquido y profundidad de bomba.

Figura 3
Grafica de toma de nivel en pozos

The software interface displays the following data and controls:

- Production:**
 - Oil: 14 (Current), Potential: STB/D
 - Water: 4 (Current), Potential: STB/D
 - Gas: (Current), Potential: Mscf/D
- IPR Method:** Vogel
- PBHP/SBHP:** (Input field)
- Producing Efficiency:** 0.0 %
- Fluid Densities:**
 - Oil: 40 deg API
 - Water: 1.05 Sp.Gr.H2O
 - Gas Gravity: 0.78 Air = 1
- Acoustic Velocity:** 1224.77 ft/s
- Casing Pressure:** -2.3 psi (g)
- Casing Pressure Buildup:** 0.2 psi
- Gas/Liquid Interface Pres.:** 13.1 psi (a)
- Liquid Level:** MD 2139.68 ft
- Formation Depth:** MD 2620 ft
- Well State:** Static
- Oil Column Height:** MD 527 ft
- Water Column Height:** MD 151 ft
- Reservoir Pressure (SBHP):** 176.011 psi (g)
- Comment:** (Text area)

A continuación se presenta los resultados de las ecuaciones antes descritas, como son P_{nivel} , P_{gas} y P_{WS} .

POZO	Prof. Bomba (ft)	Nivel (ft)	Temp. (F)	L (ft)	P nivel (psig)	Pgas (psig)	PWS (psig)
ANC.552	2748	357	75	2391	130,66	3,17	136,83
ANC.584	3950	439	75	3511	160,67	7,81	175,69
ANC.588	2556	672	75	1884	245,95	2,19	250,25
ANC.604	3660	651	75	3009	238,27	2,36	242,83
ANC.661	2738	362	75	2376	132,49	3,06	138,46
ANC.662	2683	264	75	2419	96,62	7,62	111,44
ANC.668	2842	260	75	2582	95,16	7,65	110,01
ANC.702	3070	468	75	2602	171,29	7,44	185,72
ANC.703	3800	178	75	3622	65,15	3,15	71,20
ANC.706	4020	674	75	3346	246,68	2,27	251,05
ANC.708	2656	205	75	2451	75,03	3,07	81,00
ANC.1232	2205	685	75	1520	250,71	3,21	257,02
ANC.1236	3560	345	75	3215	126,27	5,71	137,28
ANC.1253	2713	287	75	2426	105,04	7,94	120,48
ANC.2015	2495	384	75	2111	140,54	2,63	145,67
ANC.1905	2072	815	75	1257	298,29	2,68	303,57
ANC.1894	1788	307	75	1481	112,36	2,79	117,86
ANC.1896	1961	342	75	1619	125,17	7,48	139,85
ANC.1911	1100	312	75	788	114,19	7,33	128,73
ANC.1934	3800	686	75	3114	251,08	2,58	256,06
ANC.788	3202	597	75	2605	218,50	7,65	233,35
ANC.1913	1751	362	75	1389	132,49	5,89	144,08
TIG.11	4159	485	80	3674	177,51	7,62	192,13
TIG.13	1364	369	75	995	135,05	2,35	139,71
TIG.14	4296	410	80	3886	150,06	7,88	165,14
TIG.18	2017	289	75	1728	105,77	9,16	123,73
TIG. 19	2444	272	75	2172	99,55	6,10	111,45
TIG.21	3500	819	75	2681	299,75	3,19	305,95
TIG.22	2670	170	85	2500	62,22	7,74	77,26
TIG.23	4392	276	80	4116	101,02	8,80	117,82
TIG.28	3810	345	75	3465	126,27	7,59	140,86
TIG.39	4162	298	75	3864	109,07	2,30	113,47
TIG.55	3600	236	75	3364	86,38	2,38	90,95
TIG.55 S	2784	259	75	2525	94,79	4,67	103,86
TIG. 59	4192	192	80	4000	70,27	4,61	79,08
ANC.384	800	422	75	378	154,45	2,32	159,07
ANC.492	1536	275	75	1261	100,65	11,33	122,98
ANC.507	2687	486	75	2201	177,88	7,58	192,65
ANC.551	1800	502	75	1298	183,73	2,89	189,42
ANC.602	3199	706	75	2493	258,40	2,23	262,72
ANC.603	2127	727	75	1400	266,08	2,27	270,55
ANC.606	2081	265	75	1816	96,99	3,76	104,35
ANC.657	1812	374	75	1438	136,88	5,17	147,05
ANC.663	2630	262	75	2368	95,89	2,75	101,24
ANC.705	2000	508	75	1492	185,93	2,59	191,02
ANC.1259	2800	487	75	2313	178,24	2,22	182,56

POZO	Prof. Bomba (ft)	Nivel (ft)	Temp. (F)	L (ft)	P nivel (psig)	Pgas (psig)	PWS (psig)
ANC.1277	2200	251	75	1949	91,87	3,35	98,41
ANC.1793	1250	263	75	987	96,26	3,07	102,33
ANC.1838	866	252	75	614	92,23	2,23	96,66
ANC.1890	1297	364	75	933	133,22	3,07	139,29
ANC.1915	2653	286	75	2367	104,68	2,43	109,41
ANC.1909	1400	290	75	1110	106,14	6,67	119,31
ANC.1945	2368	296	75	2072	108,34	3,15	114,48
ANC.1949	3541	452	75	3089	165,43	4,30	173,73
ANC.3005	2848	341	75	2507	124,81	2,44	129,54
ANC.1555	876	178	75	698	65,15	5,08	75,23
ANC.1717	1095	264	80	831	96,62	6,12	108,74
ANC.1912	1914	307	75	1607	112,36	2,08	116,44
ANC.1946	3250	283	75	2967	103,58	6,54	116,21
ANC.1962	2769	356	75	2413	130,30	4,02	138,12
ANC.1968	2860	462	75	2398	169,09	8,46	185,55
TIG.4S	526	394	75	132	144,20	3,81	151,82
TIG.7S	1364	327	75	1037	119,68	4,10	127,78
TIG.20	3690	365	75	3325	133,59	7,56	148,15
TIG.27	2191	396	75	1795	144,94	3,02	150,86
TIG.32	2133	506	75	1627	185,20	3,22	191,52
TIG.37	1322	332	75	990	121,51	4,30	130,01
TIG.39 S	1618	394	75	1224	144,20	6,69	157,39
TIG.40	3838	358	75	3480	131,03	9,43	149,16
TIG.40S	1725	280	75	1445	102,48	7,34	116,92
TIG.41S	1593	187	75	1406	68,44	4,34	76,98
TIG.42	3792	312	75	3480	114,19	4,55	122,95
TIG.43	3950	318	75	3632	116,39	4,90	125,78
TIG.44 S	1420	161	75	1259	58,93	4,12	67,04
TIG.45 S	1425	247	75	1178	90,40	6,17	102,57
TIG.46	3497	375	75	3122	137,25	4,84	146,59
TIG.51	3064	334	75	2730	122,24	7,25	136,29
TIG.54	1541	416	75	1125	152,26	2,57	157,32
TIG.54 S	2061	291	75	1770	106,51	2,19	110,79
TIG.57	1425	316	75	1109	115,66	6,16	127,81
TIG.58	4311	268	75	4043	98,09	2,20	102,29
TIG.59 S	1262	263	75	999	96,26	4,50	105,16
TIG.64	2130	169	75	1961	61,85	5,02	71,68
TIG.1001	1144	165	75	979	60,39	3,68	67,67
TIG.1002	1432	322	75	1110	117,85	3,90	125,55
TIG.1004	1260	331	75	929	121,15	6,64	134,29
TIG.1005	2314	308	75	2006	112,73	2,20	117,03

Obtenidos los resultados de la presión estática de fondo (PWS), pero como estos datos de presión son manométricos, se los deberá convertir en valores atmosféricos, dado que la ecuación 1 requiere valores atmosféricos de presión.

A continuación se escoge un valor de presión de fondo promedio de la lista anterior y se procede a calcular la solución gas / petróleo (Rs) en el pozo.

El valor de presión de fondo escogido es 257 Psig, que corresponde al pozo ANC.1232.

$$Rs = \gamma_g \left[\frac{P}{18x(10)^{\gamma_g}} \right]^{1.204}$$

Datos:

$$\gamma_g = 0.67$$

$$P = 257 + 14.7 = 271.7, \text{ Psia}$$

$$\gamma_{o, API} = 35.5$$

$$Y_g = 0.00091T(F) - 0.0125 \gamma_{o, API} = 0.00091(75) - 0.0125(35.5) = -0.3755$$

$$Rs = 0.67 \left[\frac{271.7}{18x(10)^{-0.3755}} \right]^{1.204} = 49.82 \text{ scf / STB}$$

Como se observa la solución gas petróleo (Rs), es menor que 100, entonces para los cálculos de pérdida de energía en las líneas de transferencia se puede asumir como flujo monofásico.

APENDICE E

CAIDA DE PRESION EN NUEVAS LINEAS DE TRANSFERENCIA

DATOS DE TUBERIA		
Dnominal	Dint (m)	Ks/D
2"	0.0525	0.0009

DATOS DE MANIFOLD	
Dnominal	Dint (m)
4"	0.092

DATOS DEL FLUIDO	
Densidad (Kg/m^3)	Viscosidad Cinemática (m^2/s)
847.3	5.5 E-6

ESTACION CENTRAL

POZO A MANIFOLD

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
ANC.657 - MFD	5	0.64	1.7	352	0.1790	1725	0.03709	0.4064	0.0273	3.19

CAIDA DE PRESION EN MANIFOLD

Pozos	Pent. MFD (Psig)	Longitud (m)	Q (m^3 / seg)	\dot{m} (Kg/seg)	Vel (m/seg)	Psal. MFD (Psig)
ANC.657	3.18	1.4	0.00038	0.3235	0.1756	3.18

MANIFOLD A TANQUE

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Q (m^3 / seg)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
MFD – TK1	3.18	0.9	2.8	0.00038	32	0.1755	1691	0,0378	0.0362	0.00848	0.82

CAIDA DE PRESION DESDE POZO A TANQUE

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
ANC. 663 – TK 1	21.6	0.66	2.80	163	0.2976	2868	0.02230	0.3130	0.0813	18.67
ANC.1253 – TK 2	7.5	0.72	2.75	182	0.1986	1914	0.03343	0.2332	0.036	4.91
ANC.1909 – TK2	6.5	0.6	2.75	110	0.2617	2522	0.0253	0.1857	0.0580	3.74

ESTACION 50

POZO A MANIFOLD

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
Tig 23 - MFD	8	0.6	1.3	195	0.1663	1602	0.0399	0.2092	0.0234	6.81
Tig 28 - MFD	7	0.6	1.3	125	0.1763	1699	0.0376	0.1433	0.0211	5.95
Tig22 – Nodo A	7.3	0.55	00	69	0.1963	1874	0.0345	0.0882	0.0326	7.81
Tig 40S - NodoA	7.1	0.65	00	14	0.2494	2381	0.0268	0.02274	0.05270	7.79
NodoA - MFD	7.79	00	1.3	208	0.4457	4255	0.0385	1.5464	0.1054	4.23
Tig 40 – Nodo B	8.7	0.65	00	304	0.2386	2300	0.0278	0.4680	0.03865	8.87
Tig 39S – Nodo B	6.5	0.72	00	8	0.2309	2225	0.0287	0.01192	0.0304	7.31
Nodo B – Nodo C	8.09	00	00	20	0.4696	4482	0.0390	0.1671	0.011	7.89
Tig 51 – Nodo C	6.8	0.6	00	148	0.1847	1780	0.0359	0.1764	0.02891	7.27
NodoC – MFD	7.27	00	1.3	62	0.6544	6243	0.034	0.8773	0.2272	4.79

CAIDA DE PRESION EN MANIFOLD

Pozos	Pent. MFD (Psig)	Longitud (m)	Q (m^3/seg)	\dot{m} (Kg/seg)	Vel (m/seg)	Psal MFD (Psig)
Tig. 23	6.81	1.3	0.00036	0.3239	0.054	4.98
Tig. 28	5.95	1	0.00038	0.3219	0.057	
Tig.22 Tig.40S	4.23	0.7	0.00096	0.8134	0.145	
Tig.39S Tig.40 Tig.51	4.79	0.4	0.00141	1.1946	0.213	

MANIFOLD A TANQUE

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Q (m^3/seg)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal. TK (Psig)
MFD – TK 3	4.98	1.3	2.4	0.00311	20	1.43	13713	0,028	0,12	0,0906	1.05

ESTACION 56**POZO A MANIFOLD**

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
Tig 55 S - MFD	4.4	0.68	1.2	246	0.117	1127	0.0567	0.1857	0.0092	3.51
Tig 59S - MFD	5.3	0.65	1.2	132	0.1421	1369	0.0467	0.1210	0.0137	4.47
Tig 19 – Nodo D	5.8	0.61	00	105	0.1416	1365	0.04687	0.0959	0.0135	6.4
Tig 37S – Nodo D	4.2	0.68	00	7	0.1484	1430	0.04472	0.0067	0.01867	4.98
Nodo D – MFD	5.67	00	1.2	188	0.2901	2769	0.0231	0.3553	0.0446	3.74
Tig 42 – Nodo E	4.2	0.65	00	124	0.1421	1369	0.0467	0.1137	0.01824	4.82
Tig 44S – Nodo E	4	0.64	00	36	0.1732	1668	0.0383	0.0402	0.0254	4.69
Nodo E – MFD	4.74	00	1.2	115	0.3153	3009	0.042	0.4557	0.0527	2.66
Tig 1004 – Nodo F	6.5	0.68	00	318	0.1847	1780	0.0359	0.3790	0.0231	6.83
Tig 64 – Nodo F	4.8	0.67	00	23	0.2251	2170	0.0294	0.0523	0.0344	5.50
Nodo F – MFD	6.09	00	1.2	179	0.4099	3913	0.04	1.169	0.0891	3.13
Anc. 1913 – NodoG	5.7	0.70	00	216	0.2710	2586	0.0247	0.3812	0.0498	6.02
Tig 57 – Nodo G	6	0.61	00	12	0.1478	1424	0.0442	0.0114	0.01850	6.69
Nodo G– Nodo H	6.25	00	00	133	0.4188	3997	0.04	0.9069	0.093	5.04
Tig 1002 – Nodo H	3.8	0.6	00	127	0.1657	1582	0.041	0.1371	0.01864	4.33
Nodo H – MFD	4.83	00	1.2	71	0.5845	5580	0.035	0.8252	0.1813	2.17
Tig 59 – Nodo I	4.2	0.5	00	102	0.1077	1028	0.062	0.0758	0.0098	4.69
Tig 45S – Nodo I	6	0.7	00	48	0.1732	1653	0.0387	0.0541	0.0203	6.65
Nodo I – MFD	5.90	00	1.2	112	0.2810	2682	0.0238	0.2050	0.0419	4.15

CAIDA DE PRESION EN MANIFOLD

Pozos	Pent. MFD (Psig)	Longitud (m)	Q (m^3/seg)	\dot{m} (Kg/seg)	Vel (m/seg)	Psal. MFD (Psig)
Tig.19 Tig. 37S	3.74	2.1	0.00062	0.5253	0.0939	3.10
Tig. 59 S	4.47	1.9	0.00030	0.2541	0.0454	
Tig.42 Tig.44S	2.66	1.6	0.00068	0.5761	0.1030	
Tig.1004 Tig.64	3.13	1.3	0.00088	0.7456	0.1333	
Anc.1913 Tig.57 Tig.1002	2.17	1	0.0012	1.010	0.1818	
Tig.45S Tig.59	4.15	0.7	0.00060	0.508	0.0909	
Tig. 55 S	3.51	0.4	0.00025	0.211	0.0378	

MANIFOLD A TANQUE

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Q (m^3/seg)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
MFD – TK 4	3.10	1.2	2.2	0.0021	18	0.97	9259	0,031	0,5265	0,4801	0.71

CAIDA DE PRESION DESDE POZO A TANQUE INDEPENDIENTES

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Tig.1001 – Nodo J	3.6	0.55	00	144	0.1467	1414	0.0452	0.1363	0.0146	4.09
Anc.1717 –Nodo J	6	0.6	00	12	0.1462	1410	0.0453	0.0113	0.0145	6.69
Nodo J – TK 5	5.38	00	2.3	122	0.2930	2795	0.038	0.3868	0.0144	2.12
Tig 1005 – TK 5	3.2	0.65	2.3	70	0.1494	1440	0.044	0.0674	0.0151	0.99

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Anc 1555 –Nodo K	5	0.55	0.0	125	0.1634	1575	0.040	0.1149	0.0226	5.49
Anc 1946 – Nodo K	6.1	0.68	0.0	7	0.1231	1187	0.0539	0.1104	0.0128	6.77
Nodo K – TK 6	6.10	00	2.1	119	0.2866	2736	0.023	0.2223	0.0138	3.22
Anc 1968 – TK 6	8	0.6	2.1	190	0.2855	2752	0.023	0.350	0.0693	5.61
Anc 1962 – TK 6	3.8	0.64	2.1	165	0.1616	1558	0.041	0.170	0.0250	1.81

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Anc 1232 – TK 7	3.1	0.6	2.1	103	0.2136	2058	0.031	0.1419	0.0386	1.05
Anc 1949 – TK 7	4	0.65	2.1	254	0.2045	1972	0.032	0.3352	0.0377	1.76
Anc 492 – Nodo L	11	0.7	0.0	106	0.4157	4006	0.039	0.6941	0.1172	10.86
Anc 1236 –Nodo L	5.3	0.65	0.0	7	0.2276	2194	0.029	0.01028	0.0351	6.08
Nodo L – TK 7	8.89	00	2.1	199	0.6434	6142	0.035	2.8035	0.0690	2.91
Anc 1890 – TK 7	3	0.62	2.1	17	0.1616	1558	0.041	0.0177	0.0221	1.15

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Anc 584 – TK 8	7.2	0.68	2.2	143	0.2251	2170	0.0294	0.2077	0.0429	5.06
Anc 661 – TK 8	2.9	0.75	2.2	92	0.2910	2804	0.02281	0.1709	0.0717	0.65
Anc 703 – TK 8	2.9	0.69	2.2	156	0.2527	2435	0.02627	0.2543	0.0540	0.70

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Tig 11 – TK 9	7	0.70	2.3	217	0.3618	3487	0.04	1.1040	0.1652	3.22
Tig 18 – TK 9	8.8	0.75	2.3	220	0.2617	2522	0.02536	0.3715	0.0489	6.42
Tig 20 – TK 9	7	0.65	2.3	330	0.2694	2596	0.02464	0.5736	0.0518	4.25

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Tig 7 – TK 10	4	0.63	2.2	146	0.1319	1271	0.0503	0.1243	0.0208	1.90
Tig 41S – TK 10	4.2	0.70	2.2	58	0.1451	1399	0.0543	0.054	0.0247	2.29
Tig 54 – TK 10	2.5	0.6	2.2	12	0.1570	1513	0.04228	0.01215	0.0295	0.52

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
Tig 1896 – TK 11	21.7	0.68	2.3	271	0.411	3970	0.04	1.7865	0.1436	17.42
Tig 1894 – TK 11	22.7	0.66	2.3	16	0.1253	1208	0.05296	0.0129	0.0133	0.69

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
Anc.606 – TK 12	3.6	0.65	2.2	221	0.2173	2095	0.030	0.3099	0.0402	1.07
Anc.588 – TK 12	2.2	0.67	2.2	12	0.2295	2170	0.0294	0.0150	0.044	0.29

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
Tig.14 – TK 13	7.2	0.75	2	217	0.3464	3348	0.041	1.037	0.0813	4.34
Tig.13 – TK 13	2.3	0.58	2	12	0.2771	2671	0.0239	0.0214	0.0655	0.48

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
Anc.1277 – TK 14	3.2	0.65	2.3	150	0.168	1623	0.039	0.1630	0.0240	0.90
Anc.1945 – TK 14	3	0.62	2.3	76	0.173	1669	0.038	0.0849	0.0254	0.84

APENDICE F

CAIDA DE PRESION EN LINEAS ACTUALES DE TRANSFERENCIA

DATOS DE TUBERIA		
Dnominal	Dint (m)	Ks/D
2"	0.0493	0.0009

DATOS DE MANIFOLD	
Dnominal	Dint (m)
4"	0.092

DATOS DEL FLUIDO	
Densidad (Kg / m^3)	Viscosidad Cinemática (m^2 / s)
847.3	5.5 E-6

ESTACION CENTRAL

POZO A MANIFOLD

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
ANC.657 - MFD	5	0.64	1.7	352	0.1990	1725	0.0352	0.5177	0.0335	3.04

CAIDA DE PRESION EN MANIFOLD

Pozos	Pent. MFD (Psig)	Longitud (m)	Q (m^3/seg)	\dot{m} (Kg/seg)	Vel (m/seg)	Psal. MFD (Psig)
ANC.657	3.04	1.4	0.00038	0.3256	0.1756	3.03

MANIFOLD A TANQUE

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Q (m^3/seg)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
MFD – TK1	3.03	0.9	2.8	0.00038	32	0.1994	1784	0,035	0.047	0.0105	0.66

CAIDA DE PRESION DESDE POZO A TANQUE

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
ANC. 663 – TK 1	21.6	0.66	2.80	163	0.335	3004	0.0214	0.302	0.0095	18.54
ANC.1253 – TK 2	7.5	0.72	2.75	178	0.225	2019	0.0316	0.296	0.0426	4.64
ANC.1909 – TK2	6.5	0.60	2.75	110	0.293	2630	0.0243	0.255	0.0724	3.46

ESTACION 50

POZO A MANIFOLD

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
Tig 23 – MFD	8	0.60	1.3	215	0.188	1690	0.0378	0.299	0.0253	6.62
Tig 28 – MFD	7	0.60	1.3	125	0.199	1784	0.0358	0.185	0.0280	5.87
Tig22 – MFD	7.3	0.55	00	288	0.222	1995	0.0320	0.473	0.0354	5.78
Tig 40S – MFD	7.1	0.65	00	232	0.282	2535	0.0252	0.484	0.0571	5.66
Tig 40 – MFD	8.7	0.65	00	381	0.267	2394	0.0267	0.752	0.0564	6.94
Tig 39S – MFD	6.5	0.72	00	88	0.261	2347	0.0272	0.170	0.0492	5.53
Tig 51 – MFD	6.8	0.6	00	176	0.209	1878	0.0340	0.272	0.0316	5.59

CAIDA DE PRESION EN MANIFOLD

Pozos	Pent. MFD (Psig)	Longitud (m)	Q (m^3/seg)	\dot{m} (Kg/seg)	Vel (m/seg)	Psal MFD (Psig)
Tig. 23	6.62	2	0.00036	0.323	0.054	5.81
Tig. 28	5.87	1.7	0.00038	0.3219	0.057	
Tig.22	5.78	1.4	0.00042	0.355	0.0636	
Tig.40S	5.66	1.3	0.00054	0.457	0.0810	
Tig.39S	5.53	1	0.00050	0.423	0.0750	
Tig.40	6.94	0.7	0.00051	0.432	0.0772	
Tig.51	5.59	0.4	0.00040	0.338	0.606	

MANIFOLD A TANQUE

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Q (m^3/seg)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal. TK (Psig)
MFD – TK 3	5.81	1.3	2.4	0.00311	20	1.633	14603	0,029	1.55	1.36	0.96

ESTACION 56**POZO A MANIFOLD**

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
Tig 55 S - MFD	4.4	0.68	1.2	262	0.130	1173	0.0545	0.253	0.0125	3.43
Tig 59S - MFD	5.3	0.65	1.2	132	0.160	1441	0.0443	0.158	0.0190	3.52
Tig 19 – Nodo A	5.8	0.61	00	102	0.161	1436	0.0443	0.120	0.0176	6.36
Tig 37S – Nodo A	4.2	0.68	00	7	0.167	1502	0.0425	0.008	0.0193	3.53
Nodo A – MFD	4.9	00	1.2	188	0.267	2949	0.0216	0.378	0.0446	2.94
Tig 42 – MFD	4.2	0.65	1.2	237	0.161	1442	0.0443	0.281	0.0204	3.18
Tig 44S – MFD	4	0.64	1.2	152	0.196	1760	0.0363	0.220	0.0305	3.02
Tig 1004 – MFD	6.5	0.68	1.2	524	0.209	1878	0.0340	0.811	0.0322	4.85
Tig 64 – MFD	4.8	0.67	1.2	205	0.254	2277	0.0281	0.384	0.0438	3.64
Anc. 1913 – MFD	5.7	0.7	1.2	199	0.303	2723	0.0234	0.446	0.0657	4.47
Tig 57 – MFD	6	0.61	1.2	226	0.167	1502	0.0425	0.279	0.0201	4.92
Tig 1002 – MFD	3.8	0.6	1.2	197	0.187	1681	0.0382	0.272	0.0238	2.71
Tig 59 – MFD	4.2	0.5	1.2	232	0.120	1080	0.0596	0.206	0.0108	309
Tig 45S – MFD	6	0.7	1.2	171	0.251	2253	0.0283	0.317	0.0535	4.85

CAIDA DE PRESION EN MANIFOLD

Pozos	Pent. MFD (Psig)	Longitud (m)	Q (m^3/seg)	\dot{m} (Kg/seg)	Vel (m/seg)	Psal. MFD (Psig)
Tig.19 Tig. 37S	2.94	3.8	0.00062	0.5253	0.0939	3.55
Tig. 59 S	3.52	3.5	0.000307	0.2601	0.0454	
Tig.42	3.18	3.2	0.000307	0.2612	0.0465	
Tig.44S	3.02	2.9	0.000307	0.3135	0.0560	
Tig.1004	4.85	2.6	0.00084	0.3389	0.0606	
Tig.64	3.64	2.3	0.00048	0.4067	0.0727	
Anc.1913	4.47	1.7	0.00058	0.4914	0.0878	
Tig.57	4.92		0.00032	0.2711	0.0484	
Tig.1002	2.71	1.1	0.00035	0.2965	0.0530	
Tig.45S	4.85	0.8	0.00037	0.3177	0.0568	
Tig.59	3.09	0.5	0.00023	0.1948	0.0348	
Tig. 55 S	3.43	0.2	0.00025	0.2118	0.0378	

MANIFOLD A TANQUE

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Q (m^3/seg)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
MFD – TK 4	3.55	1.2	2.2	0.0021	18	1.10	9360	0,030	0,6824	0,6232	0.77

CAIDA DE PRESION DESDE POZO A TANQUE INDEPENDIENTES

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Tig.1001 – TK 5	3.6	0.55	2.3	144	0.167	1502	0.0423	0.177	0.0238	1.20
Anc.1717 – TK 5	6	0.6	2.3	278	0.165	1483	0.0431	0.340	0.0232	3.51
Tig 1005 – TK 5	3.2	0.65	2.3	244	0.169	1521	0.0420	0.306	0.0243	0.68

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Anc 1968 – TK 6	8	0.6	2.1	386	0.323	2901	0.0223	0.9233	0.0887	4.87
Anc 1962 – TK 6	3.8	0.64	2.1	115	0.183	1643	0.0385	0.1558	0.0284	1.81

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Anc 1232 – TK 7	3.1	0.6	2.1	123	0.242	2169	0.029	0.219	0.0496	0.94
Anc 1949 – TK 7	4	0.65	2.1	254	0.196	1760	0.0363	0.368	0.0326	1.73
Anc 0492 – TK 7	11	0.7	2.1	302	0.554	4930	0.042	3.87	0.256	4.33
Anc 1236 – TK 7	5.3	0.65	2.1	238	0.257	2310	0.027	0.453	0.0564	2.76
Anc 1890 – TK 7	3	0.62	2.1	17	0.183	1643	0.0389	0.023	0.0284	1.14

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Anc 584 – TK 8	7.2	0.68	2.2	109	0.306	2746	0.0232	0.2468	0.0795	4.97
Anc 661 – TK 8	2.9	0.75	2.2	139	0.347	3113	0.0205	0.3567	0.1021	0.45
Anc 703 – TK 8	2.9	0.69	2.2	151	0.286	2568	0.0249	0.3197	0.0695	0.61

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Tig 11 – TK 9	7	0.7	2.3	217	0.410	3676	0.039	0.657	0.212	2.60
Tig 18 – TK 9	8.8	0.75	2.3	220	0.296	2657	0.024	0.482	0.062	6.27
Tig 20 – TK 9	7	0.65	2.3	330	0.305	2737	0.023	0.744	0.066	4.03

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal TK (Psig)
Tig 7 – TK 10	4	0.63	2.2	167	0.146	1314	0.0486	0.1810	0.027	1.82
Tig 41S – TK 10	4.2	0.70	2.2	78	0.162	1455	0.0439	0.0935	0.033	2.23
Tig 54 – TK 10	2.5	0.60	2.2	12	0.178	2394	0.0267	0.0157	0.040	0.50

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
Tig 1896 – TK 11	21.7	0.68	2.3	271	0.466	4183	0.042	2.566	0.184	16.43
Tig 1894 – TK 11	2.7	0.66	2.3	16	0.124	1112	0.057	0.014	0.013	0.69

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
Anc.606 – TK 12	3.6	0.65	2.2	353	0.246	2206	0.028	0.6422	0.0513	0.66
Anc.588 – TK 12	2.2	0.67	2.2	12	0.255	2286	0.0279	0.0226	0.0551	0.26

Tramo	Pent (Psig)	Ze (m)	Zs (m)	Longitud (m)	Vel (m/s)	Re	f	Hf	Hm	Psal (Psig)
Anc.1277 – TK 14	3.2	0.65	2.3	206	0.190	1709	0.0374	0.2902	0.0307	0.73
Anc.1945 – TK 14	3	0.62	2.3	20	0.196	1760	0.0363	0.0290	0.0326	0.90

APENDICE G

COEFICIENTE DE PERDIDAS MENORES EN ACCESORIOS

VÁLVULAS DE COMPUERTA

De cuña, de doble obturador o tipo macho (cónico)

Si: $\beta = 1, \theta = 0 \dots \dots \dots K_1 = 8 f_T$
 $\beta < 1$ y $\theta < 45^\circ \dots \dots \dots K_2 = \text{Fórmula 5}$
 $\beta < 1$ y $45^\circ < \theta < 130^\circ \dots \dots K_3 = \text{Fórmula 6}$

VÁLVULAS DE GLOBO Y ANGULARES

Si: $\beta = 1 \quad K_1 = 340 f_T$

Si: $\beta = 1 \dots \dots K_1 = 55 f_T$

Si: $\beta = 1 \dots \dots K_1 = 150 f_T$ Si: $\beta = 1 \dots \dots K_1 = 55 f_T$

Todas las válvulas de globo y angulares con asiento reducido o de mariposa

Si: $\beta < 1 \dots \dots K_2 = \text{Fórmula 7}$

VÁLVULAS DE RETENCIÓN DE DISCO OSCILANTE

$K = 100 f_T$

$K = 50 f_T$

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador

(m/seg) = $45 \sqrt{V}$ = $75 \sqrt{V}$

(pie/seg) = $35 \sqrt{V}$ = $60 \sqrt{V}$

U/L Registradas = $120 \sqrt{V}$ = $100 \sqrt{V}$

VÁLVULAS DE RETENCIÓN DE DISCO OBTURADOR ASCENDENTE

Si: $\beta = 1 \dots \dots K_1 = 600 f_T$

$\beta < 1 \dots \dots K_2 = \text{Fórmula 7}$

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador = $50 \beta^2 \sqrt{V}$ m/seg $40 \beta^2 \sqrt{V}$ pie/seg

Si: $\beta = 1 \dots \dots K_1 = 55 f_T$

$\beta < 1 \dots \dots K_2 = \text{Fórmula 7}$

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador = $170 \beta^2 \sqrt{V}$ m/seg $140 \beta^2 \sqrt{V}$ pie/seg

VÁLVULAS DE RETENCIÓN DE DISCO BASCULANTE

Pasos

$\alpha = 5^\circ$ $\alpha = 15^\circ$

50 mm (2") a 200 mm (8") $K =$

$40 f_T$

$120 f_T$

250 mm (10") a 350 mm (14") $K =$

$30 f_T$

$90 f_T$

400 mm (16") a 1200 mm (48") $K =$

$20 f_T$

$60 f_T$

Velocidad mínima en la tubería para abrir totalmente el obturador = m/seg

$100 \sqrt{V}$

$40 \sqrt{V}$

pie/seg

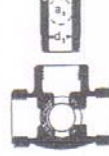
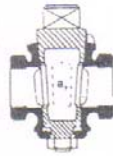
$80 \sqrt{V}$

$30 \sqrt{V}$

VÁLVULAS DE MACHO Y LLAVES

Paso directo

tres entradas



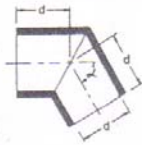
Si: $\beta = 1$,
 $K_1 = 18 f_T$

Si: $\beta = 1$,
 $K_1 = 30 f_T$

Si: $\beta = 1$,
 $K_1 = 90 f_T$

Si: $\beta < 1$ $K_1 = \text{Fórmula 6}$

CURVAS EN ESCUADRA O FALSA ESCUADRA



α	K
0°	$2 f_T$
15°	$4 f_T$
30°	$8 f_T$
45°	$15 f_T$
60°	$25 f_T$
75°	$40 f_T$
90°	$60 f_T$

CURVAS Y CODOS DE 90° CON BRIDAS O CON EXTREMOS PARA SOLDAR A TOPE



r/d	K	r/d	K
1	$20 f_T$	8	$24 f_T$
1.5	$14 f_T$	10	$30 f_T$
2	$12 f_T$	12	$34 f_T$
3	$12 f_T$	14	$38 f_T$
4	$14 f_T$	16	$42 f_T$
6	$17 f_T$	20	$50 f_T$

El coeficiente de resistencia K_{90} , para curvas que no sean de 90° puede determinarse con la fórmula:

$$K_B = (n - 1) \left(0.25 \pi f_T \frac{r}{d} + 0.5 K \right) + K$$

n = número de curvas de 90°

K = coeficiente de resistencia para una curva de 90° (según tabla)

CURVAS DE 180° DE RADIO CORTO



$K = 50 f_T$

CODOS ESTÁNDAR

90°



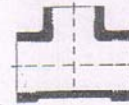
$K = 30 f_T$

45°



$K = 16 f_T$

CONEXIONES ESTÁNDAR EN "T"

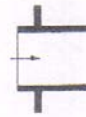


Flujo directo $K = 20 f_T$

Flujo desviado a 90°... $K = 60 f_T$

ENTRADAS DE TUBERÍA

Con resalte hacia el interior



$K = 0.78$

r/d	K
0.00*	0.5
0.02	0.28
0.04	0.24
0.06	0.15
0.10	0.09
0.15 y más	0.04

*de cantos vivos

A tope



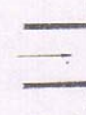
Véanse los valores de K en la tabla

SALIDAS DE TUBERÍA

Con resalte De cantos vivos Redondeada



$K = 1.0$



$K = 1.0$



$K = 1.0$

APENDICE H

PROPIEDADES MECANICAS DE TUBERIA

Tamaño nominal, diámetro externo (in)	Número de lista (Sch.)			Espesor de pared (in)	Diámetro interno (in)	Área de flujo (in ²)	Área de la sección (metal) (in ²)	Superficie externa (pie ² /pie)	Superficie interna (pie ² /pie)	Peso por pie (lb.)	Peso del agua por pie (lb.)	Momento de inercia (in ⁴)
	a	b	c									
1½ 1.900	40	Std	40S	0.145	1.610	2.036	0.799	0.497	0.421	2.718	0.882	0.310
	80	XS	80S	0.200	1.500	1.767	1.068	0.497	0.393	3.631	0.765	0.391
	160	—	—	0.281	1.338	1.406	1.429	0.497	0.350	4.859	0.608	0.483
	—	XXS	—	0.400	1.100	0.950	1.885	0.497	0.288	6.408	0.412	0.568
2 2.375	—	—	5S	0.065	2.245	3.96	0.472	0.622	0.588	1.604	1.716	0.315
	—	—	10S	0.109	2.157	3.65	0.776	0.622	0.565	2.638	1.582	0.499
	40	Std	40S	0.154	2.067	3.36	1.075	0.622	0.541	3.653	1.455	0.606
	80	XS	80S	0.218	1.939	2.953	1.477	0.622	0.508	5.022	1.280	0.868
	160	—	—	0.343	1.689	2.210	2.190	0.622	0.442	7.444	0.971	1.163
	—	XXS	—	0.436	1.503	1.774	2.656	0.622	0.393	9.029	0.769	1.312
2½ 2.875	—	—	5S	0.083	2.709	5.76	0.728	0.753	0.709	2.475	2.499	0.710
	—	—	10S	0.120	2.635	5.45	1.039	0.753	0.690	3.531	2.361	0.988
	40	Std	40S	0.203	2.469	4.79	1.704	0.753	0.646	5.793	2.076	1.530
	80	XS	80S	0.276	2.323	4.24	2.254	0.753	0.608	7.661	1.837	1.925
	160	—	—	0.375	2.125	3.55	2.945	0.753	0.556	10.01	1.535	2.353
	—	XXS	—	0.552	1.771	2.464	4.03	0.753	0.464	13.70	1.067	2.872
3 3.500	—	—	5S	0.083	3.334	8.73	0.891	0.916	0.873	3.03	3.78	1.301
	—	—	10S	0.120	3.260	8.35	1.274	0.916	0.853	4.33	3.61	1.822
	40	Std	40S	0.216	3.068	7.39	2.228	0.916	0.803	7.58	3.20	3.02
	80	XS	80S	0.300	2.900	6.61	3.02	0.916	0.759	10.25	2.864	3.90
	160	—	—	0.437	2.626	5.42	4.21	0.916	0.687	14.32	2.348	5.03
	—	XXS	—	0.600	2.300	4.15	5.47	0.916	0.602	18.58	1.801	5.99
3½ 4.000	—	—	5S	0.083	3.834	11.55	1.021	1.047	1.004	3.47	5.01	1.960
	—	—	10S	0.120	3.760	11.10	1.463	1.047	0.984	4.97	4.81	2.756
	40	Std	40S	0.226	3.548	9.89	2.680	1.047	0.929	9.11	4.28	4.79
	80	XS	80S	0.318	3.364	8.89	3.68	1.047	0.881	12.51	3.85	6.28
4 4.500	—	—	5S	0.083	4.334	14.75	1.152	1.178	1.135	3.92	6.40	2.811
	—	—	10S	0.120	4.260	14.25	1.651	1.178	1.115	5.61	6.17	3.96
	40	Std	40S	0.237	4.026	12.73	3.17	1.178	1.054	10.79	5.51	7.23
	80	XS	80S	0.337	3.826	11.50	4.41	1.178	1.002	14.98	4.98	9.61
	120	—	—	0.437	3.626	10.33	5.58	1.178	0.949	18.96	4.48	11.65
	160	—	—	0.531	3.438	9.28	6.62	1.178	0.900	22.51	4.02	13.27
—	—	XXS	—	0.674	3.152	7.80	8.10	1.178	0.825	27.54	3.38	15.29

APÉNDICE I

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE INSPECCION DE TUBERIAS

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se presentan tablas, imágenes y resultados de los cálculos realizados en la inspección de tuberías siguiendo para ello la metodología descrita en el capítulo 3.

Tuberías

De acuerdo a la metodología empleada para la inspección de las tuberías superficiales de transporte de petróleo que se extrae por bombeo mecánico se obtuvieron los siguientes resultados para los diferentes puntos establecidos en dicha inspección.

INSPECCIÓN MEDIANTE MEDICIÓN DE ESPESORES PARA DETERMINAR LA CONDICIÓN ACTUAL DE LAS TUBERÍAS.

En las tablas siguientes se muestran los datos de espesores tomados a los tramos de tubería desde el pozo al manifold o tanque, del sistema de bombeo mecánico.

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de línea de transferencia desde Pozo Tig. 18 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	Tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,184	0,176	0,196	0,178	0.174	0.1819
		2	0,182	0,192	0,185	0,181		
1		3	0,179	0,174	0,181	0,177		
		4	0,185	0,181	0,178	0,183		
		5	0,176	0,18	0,189	0,179		
	0+050	1	0,175	0,182	0,187	0,176	0.171	0.1813
		2	0,189	0,178	0,191	0,185		
2		3	0,18	0,177	0,188	0,183		
		4	0,171	0,18	0,179	0,175		
		5	0,179	0,187	0,184	0,181		
	0+100	1	0,184	0,186	0,189	0,18	0.173	0.184
		2	0,18	0,183	0,179	0,184		
3		3	0,176	0,182	0,194	0,182		
		4	0,182	0,177	0,186	0,173		
		5	0,187	0,181	0,19	0,185		
	0+150	1	0,177	0,18	0,186	0,176	0.161	0.1798
		2	0,181	0,18	0,195	0,183		
4		3	0,183	0,176	0,183	0,176		
		4	0,175	0,161	0,188	0,18		
		5	0,182	0,176	0,18	0,179		
	0+200	1	0,187	0,178	0,186	0,185	0.175	0.1822
		2	0,176	0,183	0,188	0,175		
5		3	0,177	0,175	0,194	0,177		
		4	0,185	0,19	0,187	0,178		
		5	0,181	0,175	0,184	0,183		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de línea de transferencia desde Pozo Tig. 20 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	Tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,183	0,179	0,186	0,179	0.179	0.1863
		2	0,187	0,181	0,188	0,192		
6		3	0,193	0,19	0,201	0,191		
		4	0,191	0,194	0,183	0,182		
		5	0,185	0,18	0,181	0,179		
	0+050	1	0,175	0,18	0,187	0,191	0.175	0.1846
		2	0,182	0,179	0,185	0,189		
7		3	0,192	0,189	0,178	0,19		
		4	0,179	0,185	0,19	0,186		
		5	0,182	0,178	0,186	0,189		
	0+100	1	0,179	0,177	0,182	0,184	0.172	0.1811
		2	0,188	0,18	0,178	0,183		
8		3	0,182	0,172	0,183	0,185		
		4	0,186	0,181	0,18	0,184		
		5	0,18	0,178	0,183	0,177		
	0+150	1	0,181	0,179	0,183	0,184	0.175	0.1812
		2	0,177	0,191	0,187	0,178		
9		3	0,179	0,181	0,180	0,177		
		4	0,182	0,178	0,192	0,181		
		5	0,175	0,179	0,180	0,181		
	0+200	1	0,176	0,175	0,179	0,177	0.166	0.1776
		2	0,179	0,174	0,182	0,186		
10		3	0,178	0,166	0,172	0,181		
		4	0,181	0,176	0,177	0,179		
		5	0,179	0,18	0,183	0,174		
	0+250	1	0,185	0,191	0,194	0,182	0.175	0.1833
		2	0,19	0,175	0,186	0,189		
11		3	0,176	0,180	0,181	0,179		
		4	0,182	0,186	0,187	0,191		
		5	0,177	0,183	0,178	0,175		
	0+300	1	0,177	0,182	0,18	0,183	0.177	0.1825
		2	0,187	0,179	0,19	0,182		
12		3	0,178	0,182	0,184	0,182		
		4	0,182	0,177	0,183	0,191		
		5	0,183	0,178	0,184	0,185		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de d tubería desde Pozo Tig. 11 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,182	0,179	0,185	0,189	0.175	0.1826
		2	0,175	0,18	0,182	0,176		
13		3	0,179	0,183	0,195	0,178		
		4	0,177	0,184	0,179	0,187		
		5	0,181	0,185	0,196	0,18		
	0+050	1	0,178	0,186	0,193	0,189	0.176	0.1828
		2	0,18	0,176	0,177	0,179		
14		3	0,184	0,176	0,182	0,183		
		4	0,18	0,181	0,189	0,195		
		5	0,184	0,181	0,181	0,182		
	0+100	1	0,175	0,177	0,186	0,18	0.171	0.1814
		2	0,174	0,172	0,181	0,184		
15		3	0,191	0,182	0,18	0,188		
		4	0,18	0,171	0,179	0,176		
		5	0,186	0,185	0,19	0,191		
	0+150	1	0,18	0,175	0,177	0,19	0.175	0.1830
		2	0,176	0,184	0,177	0,186		
16		3	0,18	0,192	0,186	0,178		
		4	0,191	0,179	0,184	0,18		
		5	0,178	0,193	0,194	0,181		
	0+200	1	0,184	0,18	0,176	0,178	0.176	0.1811
		2	0,190	0,183	0,176	0,188		
17		3	0,186	0,183	0,189	0,181		
		4	0,179	0,181	0,18	0,176		
		5	0,178	0,179	0,179	0,177		

<p>Tabla 1</p> <p>Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig. 7 a Tanque</p>								
MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
18	0+000	1	0,183	0,189	0,191	0,186	0.176	0.1847
		2	0,176	0,18	0,18	0,178		
		3	0,192	0,189	0,187	0,185		
		4	0,181	0,185	0,177	0,183		
		5	0,187	0,181	0,189	0,196		
19	0+050	1	0,179	0,182	0,182	0,189	0.172	0.1824
		2	0,189	0,180	0,182	0,186		
		3	0,176	0,172	0,179	0,182		
		4	0,183	0,187	0,188	0,189		
		5	0,178	0,179	0,185	0,181		
20	0+100	1	0,178	0,176	0,185	0,187	0.175	0.1829
		2	0,186	0,197	0,183	0,18		
		3	0,183	0,182	0,187	0,178		
		4	0,19	0,175	0,186	0,177		
		5	0,178	0,181	0,189	0,18		
21	0+150	1	0,181	0,185	0,186	0,182	0.171	0.1824
		2	0,178	0,177	0,171	0,181		
		3	0,192	0,186	0,184	0,187		
		4	0,185	0,187	0,182	0,181		
		5	0,183	0,181	0,18	0,179		

<p>Tabla 1</p> <p>Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig. 54 a Tanque</p>								
MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
22	0+000	1	0,181	0,183	0,187	0,183	0.174	0.1818
		2	0,176	0,179	0,181	0,174		
		3	0,178	0,181	0,18	0,184		
		4	0,192	0,178	0,191	0,182		
		5	0,182	0,18	0,184	0,18		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de línea de transferencia desde Pozo Tig. 41S a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,181	0,179	0,182	0,179	0.178	0.1829
		2	0,179	0,18	0,178	0,183		
23		3	0,192	0,178	0,182	0,184		
		4	0,182	0,183	0,184	0,192		
		5	0,194	0,18	0,185	0,182		
	0+050	1	0,187	0,181	0,195	0,176	0.176	0.1822
		2	0,181	0,186	0,194	0,18		
24		3	0,183	0,18	0,185	0,176		
		4	0,178	0,179	0,179	0,181		
		5	0,18	0,179	0,186	0,178		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig. 51 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,185	0,178	0,186	0,172	0.172	0.1819
		2	0,193	0,187	0,184	0,185		
25		3	0,178	0,175	0,181	0,177		
		4	0,186	0,181	0,192	0,182		
		5	0,176	0,179	0,183	0,179		
	0+050	1	0,191	0,185	0,189	0,182	0.177	0.1834
		2	0,179	0,189	0,186	0,177		
26		3	0,188	0,182	0,185	0,189		
		4	0,177	0,18	0,189	0,179		
		5	0,183	0,18	0,178	0,18		
	0+100	1	0,182	0,178	0,191	0,175	0.175	0.1838
		2	0,178	0,186	0,183	0,19		
27		3	0,186	0,177	0,19	0,194		
		4	0,176	0,187	0,191	0,183		
		5	0,18	0,179	0,185	0,186		
	0+150	1	0,177	0,186	0,191	0,185	0.177	0.1837
		2	0,192	0,183	0,186	0,187		
28		3	0,188	0,18	0,193	0,178		
		4	0,184	0,178	0,185	0,181		
		5	0,179	0,182	0,181	0,179		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de desde Pozo Tig. 40 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,180	0,189	0,192	0,181	0.176	0.183
		2	0,189	0,176	0,197	0,185		
29		3	0,178	0,180	0,181	0,181		
		4	0,184	0,179	0,177	0,182		
		5	0,186	0,181	0,179	0,183		
	0+050	1	0,184	0,181	0,186	0,188	0.179	0.1843
		2	0,179	0,18	0,18	0,195		
30		3	0,196	0,179	0,185	0,181		
		4	0,18	0,182	0,186	0,192		
		5	0,193	0,179	0,181	0,179		
	0+100	1	0,179	0,18	0,184	0,181	0.176	0.1825
		2	0,176	0,192	0,181	0,176		
31		3	0,189	0,177	0,182	0,19		
		4	0,182	0,192	0,187	0,18		
		5	0,183	0,178	0,185	0,177		
	0+150	1	0,185	0,183	0,187	0,177	0.172	0.1824
		2	0,186	0,172	0,180	0,182		
32		3	0,190	0,181	0,179	0,183		
		4	0,181	0,184	0,189	0,174		
		5	0,176	0,186	0,184	0,189		
	0+200	1	0,179	0,176	0,179	0,183	0.161	0.1783
		2	0,181	0,183	0,185	0,179		
33		3	0,175	0,164	0,161	0,177		
		4	0,185	0,18	0,186	0,176		
		5	0,179	0,176	0,18	0,182		
	0+250	1	0,182	0,182	0,19	0,178	0.170	0.18
		2	0,191	0,176	0,18	0,182		
34		3	0,189	0,181	0,184	0,179		
		4	0,171	0,179	0,17	0,175		
		5	0,179	0,176	0,182	0,174		
	0+300	1	0,18	0,175	0,182	0,191	0.175	0.1813
		2	0,186	0,181	0,186	0,181		
35		3	0,178	0,182	0,18	0,177		
		4	0,182	0,18	0,185	0,181		
		5	0,179	0,176	0,181	0,183		
	0+350	1	0,184	0,188	0,184	0,178	0.176	0.1823
		2	0,180	0,181	0,188	0,177		
36		3	0,177	0,18	0,185	0,187		
		4	0,186	0,187	0,184	0,191		
		5	0,179	0,176	0,176	0,178		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig. 39S a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,186	0,178	0,183	0,185	0.177	0.1832
		2	0,183	0,177	0,192	0,184		
37		3	0,179	0,181	0,182	0,179		
		4	0,19	0,177	0,185	0,192		
		5	0,184	0,182	0,186	0,18		
	0+050	1	0,178	0,181	0,193	0,179	0.173	0.1825
		2	0,195	0,181	0,178	0,186		
38		3	0,186	0,182	0,185	0,183		
		4	0,179	0,173	0,18	0,176		
		5	0,184	0,18	0,187	0,184		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig. 28 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,185	0,182	0,189	0,180	0.175	0.1846
		2	0,178	0,181	0,194	0,183		
39		3	0,183	0,187	0,185	0,184		
		4	0,18	0,175	0,186	0,191		
		5	0,191	0,183	0,189	0,186		
	0+050	1	0,179	0,177	0,188	0,182	0.177	0.1836
		2	0,186	0,178	0,177	0,181		
40		3	0,183	0,191	0,194	0,182		
		4	0,185	0,179	0,187	0,184		
		5	0,181	0,189	0,19	0,179		
	0+100	1	0,181	0,182	0,192	0,183	0.176	0.1823
		2	0,187	0,182	0,184	0,185		
41		3	0,178	0,176	0,18	0,178		
		4	0,182	0,187	0,183	0,180		
		5	0,177	0,184	0,189	0,176		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig. 14 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
42	0+000	1	0,181	0,185	0,187	0,179	0.179	0.1838
		2	0,187	0,179	0,192	0,183		
		3	0,179	0,181	0,186	0,182		
		4	0,185	0,18	0,179	0,189		
		5	0,179	0,184	0,19	0,183		
43	0+050	1	0,176	0,18	0,185	0,175	0.175	0.1828
		2	0,192	0,183	0,187	0,186		
		3	0,177	0,188	0,186	0,179		
		4	0,184	0,182	0,194	0,185		
		5	0,176	0,181	0,179	0,181		
44	0+100	1	0,184	0,178	0,194	0,186	0.171	0.1825
		2	0,187	0,172	0,178	0,181		
		3	0,175	0,184	0,188	0,177		
		4	0,193	0,178	0,184	0,171		
		5	0,186	0,185	0,181	0,183		
45	0+150	1	0,179	0,184	0,191	0,183	0.176	0.1837
		2	0,193	0,182	0,188	0,176		
		3	0,184	0,178	0,18	0,191		
		4	0,187	0,176	0,189	0,177		
		5	0,176	0,194	0,186	0,181		
46	0+200	1	0,181	0,175	0,189	0,18	0.160	0.1789
		2	0,165	0,16	0,173	0,178		
		3	0,177	0,181	0,189	0,174		
		4	0,184	0,175	0,18	0,183		
		5	0,182	0,178	0,187	0,185		
47	0+250	1	0,191	0,175	0,188	0,184	0.175	0.1833
		2	0,178	0,187	0,19	0,18		
		3	0,185	0,175	0,187	0,181		
		4	0,179	0,181	0,185	0,181		
		5	0,184	0,176	0,186	0,193		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de línea de transferencia desde Pozo Tig. 14 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+300	1	0,178	0,175	0,192	0,181	0.175	0.1821
		2	0,187	0,178	0,183	0,177		
48		3	0,181	0,176	0,187	0,18		
		4	0,175	0,185	0,182	0,183		
		5	0,184	0,177	0,194	0,188		
	0+350	1	0,182	0,196	0,178	0,187	0.171	0.1824
		2	0,176	0,182	0,179	0,171		
		3	0,187	0,181	0,194	0,178		
49		4	0,179	0,187	0,191	0,182		
		5	0,175	0,182	0,188	0,173		
	0+400	1	0,18	0,176	0,187	0,179	0.176	0.1826
		2	0,177	0,186	0,192	0,177		
50		3	0,179	0,182	0,189	0,18		
		4	0,186	0,178	0,182	0,189		
		5	0,192	0,179	0,187	0,176		
	0+450	1	0,184	0,176	0,185	0,191	0.157	0.1818
		2	0,175	0,185	0,197	0,181		
51		3	0,179	0,181	0,188	0,194		
		4	0,169	0,157	0,178	0,185		
		5	0,182	0,183	0,188	0,177		
	0+500	1	0,18	0,192	0,185	0,182	0.177	0.1833
		2	0,184	0,179	0,186	0,1788		
52		3	0,178	0,181	0,181	0,177		
		4	0,193	0,184	0,187	0,182		
		5	0,177	0,179	0,187	0,195		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de línea de transferencia desde Pozo Tig. 22 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+00	1	0,197	0,178	0,181	0,186	0.178	0.1833
		2	0,185	0,179	0,194	0,183		
53		3	0,181	0,187	0,18	0,179		
		4	0,179	0,18	0,195	0,178		
		5	0,184	0,178	0,182	0,181		
	0+50	1	0,194	0,187	0,18	0,191	0.173	0.1820
		2	0,175	0,179	0,181	0,182		
54		3	0,179	0,186	0,184	0,173		
		4	0,181	0,174	0,181	0,176		
		5	0,186	0,18	0,189	0,183		
	0+100	1	0,181	0,195	0,192	0,179	0.177	0.1827
		2	0,188	0,183	0,184	0,181		
55		3	0,178	0,179	0,183	0,178		
		4	0,184	0,178	0,181	0,179		
		5	0,177	0,188	0,182	0,185		
	0+150	1	0,181	0,195	0,192	0,179	0.174	0.1825
		2	0,188	0,183	0,184	0,18		
56		3	0,174	0,179	0,185	0,178		
		4	0,184	0,176	0,189	0,175		
		5	0,177	0,188	0,179	0,185		
	0+200	1	0,182	0,188	0,191	0,183	0.171	0.1824
		2	0,184	0,172	0,189	0,182		
57		3	0,179	0,181	0,187	0,171		
		4	0,19	0,183	0,18	0,194		
		5	0,185	0,171	0,179	0,177		
	0+250	1	0,181	0,177	0,197	0,185	0.177	0.1851
		2	0,179	0,184	0,182	0,181		
58		3	0,177	0,186	0,19	0,184		
		4	0,185	0,178	0,196	0,189		
		5	0,186	0,192	0,19	0,183		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig. 23 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+00	1	0,196	0,185	0,191	0,187	0.181	0.1901
		2	0,186	0,192	0,205	0,181		
59		3	0,193	0,181	0,189	0,196		
		4	0,185	0,197	0,187	0,201		
		5	0,189	0,184	0,196	0,182		
	0+50	1	0,185	0,19	0,178	0,186	0.176	0.1837
		2	0,18	0,182	0,182	0,191		
60		3	0,182	0,181	0,187	0,184		
		4	0,193	0,177	0,185	0,182		
		5	0,179	0,186	0,189	0,176		
	0+100	1	0,187	0,19	0,185	0,181	0.176	0.1834
		2	0,184	0,185	0,191	0,18		
61		3	0,177	0,176	0,18	0,182		
		4	0,188	0,182	0,186	0,183		
		5	0,185	0,179	0,189	0,178		
	0+150	1	0,179	0,188	0,184	0,192	0.164	0.1815
		2	0,18	0,175	0,186	0,177		
62		3	0,187	0,182	0,188	0,18		
		4	0,171	0,164	0,187	0,181		
		5	0,181	0,186	0,179	0,183		
	0+200	1	0,183	0,179	0,186	0,182	0.175	0.1843
		2	0,177	0,175	0,191	0,18		
63		3	0,189	0,184	0,184	0,186		
		4	0,186	0,182	0,194	0,181		
		5	0,192	0,181	0,189	0,185		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de línea de transferencia desde Pozo Tig. 40S a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+00	1	0,203	0,182	0,194	0,185	0.174	0.1877
		2	0,187	0,189	0,179	0,174		
64		3	0,198	0,201	0,198	0,187		
		4	0,189	0,178	0,186	0,191		
		5	0,189	0,181	0,180	0,184		
	0+50	1	0,187	0,182	0,189	0,181	0.175	0.1835
		2	0,183	0,192	0,18	0,182		
65		3	0,190	0,18	0,183	0,187		
		4	0,184	0,186	0,178	0,191		
		5	0,176	0,179	0,186	0,175		
	0+100	1	0,183	0,188	0,186	0,18	0.176	0.1841
		2	0,176	0,176	0,189	0,179		
66		3	0,18	0,189	0,187	0,182		
		4	0,192	0,178	0,195	0,184		
		5	0,187	0,181	0,193	0,177		
	0+150	1	0,179	0,175	0,193	0,181	0.175	0.1844
		2	0,19	0,181	0,186	0,179		
67		3	0,188	0,178	0,191	0,195		
		4	0,187	0,189	0,196	0,178		
		5	0,181	0,178	0,18	0,183		
	0+200	1	0,175	0,182	0,189	0,178	0.165	0.1819
		2	0,192	0,181	0,191	0,184		
68		3	0,172	0,168	0,182	0,165		
		4	0,184	0,19	0,185	0,179		
		5	0,178	0,187	0,192	0,184		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1913 Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,187	0,173	0,181	0,179	0.173	0.1834
		2	0,196	0,18	0,189	0,192		
69		3	0,177	0,177	0,178	0,18		
		4	0,185	0,194	0,192	0,182		
		5	0,183	0,179	0,186	0,178		
	0+050	1	0,176	0,189	0,192	0,193	0.176	0.1835
		2	0,185	0,189	0,189	0,177		
70		3	0,182	0,178	0,177	0,186		
		4	0,189	0,176	0,181	0,184		
		5	0,179	0,177	0,185	0,187		
	0+100	1	0,188	0,177	0,195	0,18	0.177	0.1858
		2	0,183	0,194	0,179	0,182		
71		3	0,192	0,181	0,184	0,197		
		4	0,18	0,192	0,196	0,183		
		5	0,178	0,184	0,181	0,19		
	0+150	1	0,181	0,181	0,186	0,189	0.175	0.1850
		2	0,186	0,184	0,196	0,181		
72		3	0,175	0,186	0,179	0,177		
		4	0,193	0,178	0,183	0,197		
		5	0,182	0,19	0,193	0,184		
	0+200	1	0,184	0,18	0,185	0,189	0.156	0.1795
		2	0,179	0,175	0,187	0,181		
73		3	0,186	0,18	0,189	0,193		
		4	0,179	0,185	0,177	0,178		
		5	0,178	0,164	0,166	0,156		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig.57 a Manifold

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,191	0,18	0,187	0,184	0.176	0.1847
		2	0,185	0,184	0,193	0,191		
74		3	0,194	0,176	0,179	0,182		
		4	0,179	0,187	0,184	0,178		
		5	0,188	0,177	0,192	0,183		
	0+050	1	0,183	0,189	0,186	0,19	0.175	0.1864
		2	0,195	0,182	0,198	0,18		
75		3	0,181	0,196	0,192	0,191		
		4	0,184	0,186	0,184	0,179		
		5	0,175	0,186	0,188	0,184		
	0+100	1	0,185	0,172	0,184	0,186	0.172	0.1827
		2	0,181	0,182	0,192	0,185		
76		3	0,195	0,187	0,185	0,175		
		4	0,174	0,176	0,187	0,18		
		5	0,181	0,184	0,186	0,178		
	0+150	1	0,177	0,189	0,189	0,181	0.166	0.1806
		2	0,184	0,186	0,191	0,175		
77		3	0,179	0,184	0,188	0,182		
		4	0,176	0,169	0,167	0,166		
		5	0,18	0,178	0,187	0,185		
	0+200	1	0,184	0,194	0,185	0,181	0.177	0.1852
		2	0,177	0,188	0,181	0,179		
78		3	0,191	0,179	0,192	0,184		
		4	0,177	0,178	0,188	0,183		
		5	0,193	0,184	0,197	0,189		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig. 1002 a Manifold

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,175	0,192	0,195	0,186	0.173	0.1843
		2	0,184	0,18	0,187	0,177		
79		3	0,181	0,182	0,19	0,173		
		4	0,195	0,178	0,188	0,18		
		5	0,174	0,189	0,196	0,184		
	0+050	1	0,179	0,185	0,192	0,176	0.170	0.1834
		2	0,181	0,174	0,186	0,17		
80		3	0,185	0,189	0,198	0,181		
		4	0,183	0,182	0,179	0,186		
		5	0,197	0,182	0,184	0,179		
	0+100	1	0,186	0,177	0,188	0,178	0.175	0.1841
		2	0,179	0,18	0,191	0,195		
81		3	0,185	0,175	0,193	0,179		
		4	0,19	0,182	0,188	0,193		
		5	0,181	0,184	0,178	0,18		
	0+150	1	0,183	0,188	0,19	0,181	0.178	0.1861
		2	0,196	0,187	0,194	0,188		
82		3	0,186	0,195	0,181	0,192		
		4	0,179	0,184	0,186	0,183		
		5	0,185	0,179	0,188	0,178		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig.59 Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,178	0,196	0,195	0,185	0.175	0.1854
		2	0,188	0,18	0,184	0,19		
83		3	0,181	0,175	0,179	0,185		
		4	0,180	0,192	0,194	0,179		
		5	0,192	0,184	0,188	0,184		
	0+050	1	0,185	0,175	0,188	0,181	0.173	0.1818
		2	0,177	0,174	0,194	0,186		
84		3	0,181	0,184	0,188	0,173		
		4	0,179	0,182	0,185	0,176		
		5	0,188	0,181	0,183	0,177		
	0+100	1	0,196	0,181	0,189	0,183	0.172	0.1853
		2	0,18	0,192	0,194	0,178		
85		3	0,174	0,172	0,186	0,19		
		4	0,185	0,178	0,188	0,181		
		5	0,182	0,195	0,197	0,186		
	0+150	1	0,175	0,184	0,191	0,179	0.175	0.1861
		2	0,194	0,186	0,192	0,184		
86		3	0,178	0,194	0,195	0,180		
		4	0,192	0,177	0,185	0,189		
		5	0,178	0,193	0,188	0,189		
	0+200	1	0,181	0,182	0,193	0,188	0.176	0.1852
		2	0,184	0,189	0,176	0,177		
87		3	0,192	0,179	0,186	0,189		
		4	0,182	0,185	0,19	0,195		
		5	0,185	0,182	0,183	0,186		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig. 45 S a Manifold

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,178	0,196	0,189	0,179	0.172	0.1844
		2	0,191	0,182	0,198	0,176		
88		3	0,188	0,172	0,187	0,181		
		4	0,180	0,194	0,182	0,193		
		5	0,176	0,185	0,179	0,182		
	0+050	1	0,182	0,175	0,179	0,187	0.175	0.1867
		2	0,181	0,189	0,196	0,192		
89		3	0,179	0,197	0,197	0,175		
		4	0,186	0,19	0,198	0,181		
		5	0,193	0,182	0,186	0,190		
	0+100	1	0,187	0,194	0,189	0,181	0.175	0.1872
		2	0,194	0,175	0,195	0,192		
90		3	0,178	0,178	0,186	0,18		
		4	0,193	0,188	0,198	0,179		
		5	0,189	0,192	0,193	0,184		
	0+150	1	0,183	0,188	0,19	0,187	0.171	0.1831
		2	0,179	0,177	0,194	0,185		
91		3	0,186	0,189	0,181	0,174		
		4	0,179	0,171	0,186	0,183		
		5	0,185	0,179	0,188	0,178		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig.55 S a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,183	0,175	0,191	0,186	0.175	0.1831
		2	0,178	0,184	0,187	0,181		
92		3	0,192	0,186	0,188	0,179		
		4	0,185	0,18	0,175	0,182		
		5	0,177	0,183	0,185	0,186		
	0+050	1	0,181	0,196	0,188	0,183	0.178	0.1844
		2	0,186	0,181	0,197	0,18		
93		3	0,179	0,183	0,185	0,182		
		4	0,194	0,184	0,182	0,178		
		5	0,184	0,178	0,18	0,188		
	0+100	1	0,185	0,194	0,196	0,186	0.176	0.1846
		2	0,182	0,179	0,185	0,18		
94		3	0,187	0,183	0,179	0,184		
		4	0,176	0,179	0,181	0,184		
		5	0,191	0,185	0,185	0,192		
	0+150	1	0,192	0,178	0,188	0,184	0.170	0.1825
		2	0,177	0,17	0,192	0,18		
95		3	0,184	0,187	0,183	0,174		
		4	0,188	0,179	0,196	0,185		
		5	0,172	0,175	0,185	0,181		
	0+200	1	0,182	0,186	0,191	0,185	0.176	0.1848
		2	0,188	0,181	0,186	0,182		
96		3	0,176	0,187	0,198	0,179		
		4	0,185	0,177	0,189	0,18		
		5	0,183	0,185	0,185	0,191		
	0+250	1	0,185	0,181	0,186	0,177	0.172	0.1824
		2	0,176	0,18	0,185	0,182		
97		3	0,185	0,172	0,189	0,178		
		4	0,179	0,186	0,192	0,178		
		5	0,182	0,179	0,197	0,18		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig.19 a Tig. 37S

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,186	0,197	0,191	0,189	0.171	0.1856
		2	0,175	0,193	0,175	0,197		
98		3	0,190	0,174	0,185	0,171		
		4	0,183	0,18	0,177	0,187		
		5	0,194	0,19	0,189	0,19		
	0+050	1	0,184	0,195	0,181	0,189	0.175	0.1847
		2	0,178	0,179	0,18	0,186		
99		3	0,189	0,177	0,192	0,179		
		4	0,195	0,184	0,177	0,183		
		5	0,186	0,194	0,175	0,192		
	0+100	1	0,176	0,184	0,192	0,180	0.176	0.1837
		2	0,182	0,18	0,178	0,192		
100		3	0,188	0,186	0,184	0,179		
		4	0,187	0,187	0,19	0,182		
		5	0,184	0,182	0,183	0,179		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig.37 S Manifold

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,180	0,185	0,185	0,192	0.175	0.1838
		2	0,186	0,182	0,179	0,179		
101		3	0,176	0,184	0,186	0,175		
		4	0,194	0,186	0,187	0,18		
		5	0,190	0,183	0,184	0,182		
	0+050	1	0,178	0,187	0,181	0,176	0.172	0.1841
		2	0,193	0,178	0,180	0,189		
102		3	0,177	0,184	0,186	0,194		
		4	0,197	0,179	0,176	0,172		
		5	0,186	0,192	0,185	0,193		
	0+100	1	0,184	0,19	0,186	0,182	0.178	0.1859
		2	0,188	0,178	0,192	0,193		
103		3	0,178	0,182	0,18	0,179		
		4	0,196	0,178	0,187	0,188		
		5	0,185	0,193	0,194	0,186		
	0+150	1	0,189	0,176	0,179	0,191	0.158	0.1799
		2	0,172	0,158	0,169	0,185		
104		3	0,192	0,18	0,186	0,178		
		4	0,181	0,171	0,187	0,173		
		5	0,186	0,178	0,182	0,185		
	0+200	1	0,185	0,188	0,193	0,181	0.176	0.1847
		2	0,176	0,183	0,188	0,178		
105		3	0,195	0,178	0,191	0,184		
		4	0,187	0,181	0,196	0,183		
		5	0,178	0,184	0,185	0,181		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig.59 S a Manifold

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,197	0,185	0,199	0,184	0.175	0.1844
		2	0,182	0,178	0,195	0,176		
106		3	0,178	0,194	0,196	0,182		
		4	0,186	0,175	0,187	0,178		
		5	0,187	0,182	0,196	0,184		
	0+050	1	0,183	0,182	0,188	0,19	0.173	0.1832
		2	0,174	0,191	0,196	0,183		
107		3	0,177	0,179	0,185	0,178		
		4	0,193	0,189	0,179	0,173		
		5	0,176	0,185	0,189	0,174		
	0+100	1	0,177	0,185	0,194	0,183	0.176	0.1851
		2	0,184	0,177	0,188	0,179		
108		3	0,186	0,179	0,191	0,183		
		4	0,194	0,197	0,197	0,185		
		5	0,18	0,183	0,184	0,176		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig.42 a Manifold

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,184	0,18	0,191	0,186	0.177	0.1851
		2	0,181	0,192	0,194	0,187		
109		3	0,177	0,178	0,184	0,192		
		4	0,185	0,177	0,189	0,181		
		5	0,18	0,191	0,19	0,184		
	0+050	1	0,179	0,181	0,193	0,186	0.173	0.1836
		2	0,184	0,174	0,185	0,187		
110		3	0,18	0,177	0,194	0,173		
		4	0,183	0,193	0,188	0,182		
		5	0,186	0,181	0,176	0,191		
	0+100	1	0,175	0,18	0,186	0,185	0.175	0.1839
		2	0,183	0,189	0,184	0,178		
111		3	0,178	0,186	0,179	0,182		
		4	0,179	0,177	0,194	0,192		
		5	0,188	0,187	0,191	0,186		
	0+150	1	0,188	0,19	0,187	0,176	0.171	0.1838
		2	0,178	0,184	0,195	0,186		
112		3	0,171	0,177	0,188	0,182		
		4	0,185	0,189	0,192	0,173		
		5	0,191	0,182	0,183	0,177		
	0+200	1	0,181	0,178	0,19	0,184	0.176	0.1836
		2	0,183	0,182	0,195	0,197		
113		3	0,187	0,191	0,194	0,184		
		4	0,176	0,179	0,193	0,188		
		5	0,18	0,188	0,189	0,184		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig.44 S a Manifold

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,185	0,176	0,194	0,182	0.172	0.1837
		2	0,182	0,19	0,193	0,176		
114		3	0,175	0,172	0,186	0,181		
		4	0,187	0,176	0,198	0,183		
		5	0,192	0,184	0,177	0,185		
	0+050	1	0,189	0,19	0,195	0,178	0.177	0.1866
		2	0,177	0,181	0,187	0,184		
115		3	0,188	0,185	0,186	0,192		
		4	0,193	0,182	0,191	0,187		
		5	0,184	0,186	0,187	0,191		
	0+100	1	0,173	0,179	0,186	0,185	0.173	0.1858
		2	0,188	0,191	0,198	0,183		
116		3	0,195	0,175	0,185	0,191		
		4	0,179	0,183	0,189	0,177		
		5	0,186	0,193	0,199	0,181		
	0+150	1	0,183	0,185	0,187	0,182	0.176	0.1854
		2	0,189	0,176	0,192	0,186		
117		3	0,193	0,185	0,196	0,179		
		4	0,178	0,182	0,187	0,184		
		5	0,184	0,178	0,195	0,188		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig. 1004 a Manifold

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
118	0+000	1	0,191	0,185	0,187	0,18	0.177	0.1844
		2	0,184	0,185	0,181	0,183		
		3	0,177	0,192	0,184	0,179		
		4	0,185	0,18	0,179	0,191		
		5	0,192	0,183	0,185	0,186		
119	0+050	1	0,177	0,189	0,191	0,186	0.167	0.1808
		2	0,190	0,181	0,184	0,179		
		3	0,175	0,169	0,174	0,167		
		4	0,18	0,186	0,189	0,184		
		5	0,183	0,176	0,181	0,175		
120	0+100	1	0,183	0,178	0,186	0,186	0.176	0.1842
		2	0,18	0,179	0,179	0,177		
		3	0,187	0,185	0,196	0,194		
		4	0,182	0,187	0,189	0,181		
		5	0,179	0,184	0,196	0,176		
121	0+150	1	0,18	0,192	0,194	0,182	0.171	0.1826
		2	0,186	0,185	0,179	0,191		
		3	0,179	0,172	0,19	0,180		
		4	0,176	0,185	0,183	0,187		
		5	0,18	0,177	0,184	0,171		
122	0+200	1	0,185	0,181	0,183	0,176	0.175	0.1828
		2	0,179	0,182	0,182	0,181		
		3	0,185	0,186	0,179	0,19		
		4	0,186	0,177	0,193	0,182		
		5	0,184	0,182	0,188	0,175		
123	0+250	1	0,18	0,178	0,195	0,185	0.176	0.1854
		2	0,186	0,182	0,189	0,181		
		3	0,18	0,181	0,176	0,185		
		4	0,192	0,185	0,196	0,19		
		5	0,179	0,192	0,189	0,187		
124	0+300	1	0,195	0,181	0,18	0,186	0.173	0.1834
		2	0,178	0,173	0,197	0,181		
		3	0,19	0,182	0,183	0,178		
		4	0,184	0,189	0,188	0,186		
		5	0,183	0,179	0,178	0,178		
125	0+350	1	0,187	0,184	0,193	0,188	0.176	0.1828
		2	0,184	0,179	0,186	0,18		
		3	0,177	0,188	0,18	0,184		
		4	0,192	0,183	0,195	0,185		
		5	0,176	0,189	0,196	0,177		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería Pozo Tig.1004 a Manifold

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+400	1	0,179	0,194	0,189	0,185	0.176	0.1847
		2	0,182	0,185	0,193	0,188		
126		3	0,187	0,189	0,188	0,177		
		4	0,176	0,181	0,179	0,188		
		5	0,184	0,176	0,19	0,184		
	0+450	1	0,189	0,178	0,194	0,186	0.172	0.1848
		2	0,192	0,18	0,189	0,174		
127		3	0,181	0,192	0,197	0,185		
		4	0,172	0,183	0,188	0,182		
		5	0,185	0,181	0,176	0,193		
	0+500	1	0,18	0,185	0,179	0,181	0.175	0.1847
		2	0,176	0,185	0,194	0,187		
128		3	0,188	0,19	0,192	0,187		
		4	0,179	0,175	0,188	0,18		
		5	0,186	0,184	0,193	0,185		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig.64 a Manifold

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,194	0,182	0,201	0,179	0.175	0.1856
		2	0,175	0,181	0,189	0,176		
129		3	0,188	0,187	0,192	0,182		
		4	0,180	0,194	0,197	0,183		
		5	0,186	0,178	0,187	0,181		
	0+050	1	0,186	0,177	0,192	0,184	0.172	0.1832
		2	0,189	0,184	0,188	0,175		
130		3	0,176	0,185	0,183	0,173		
		4	0,172	0,182	0,19	0,184		
		5	0,182	0,194	0,195	0,173		
	0+100	1	0,175	0,182	0,187	0,196	0.165	0.1826
		2	0,173	0,165	0,184	0,176		
131		3	0,182	0,187	0,194	0,179		
		4	0,186	0,175	0,181	0,188		
		5	0,181	0,184	0,196	0,182		
	0+150	1	0,181	0,184	0,188	0,177	0.175	0.1846
		2	0,183	0,175	0,195	0,179		
132		3	0,194	0,181	0,189	0,183		
		4	0,176	0,179	0,180	0,185		
		5	0,192	0,188	0,198	0,185		
	0+200	1	0,195	0,181	0,192	0,186	0.176	0.1853
		2	0,177	0,188	0,189	0,184		
133		3	0,186	0,198	0,194	0,179		
		4	0,191	0,182	0,186	0,182		
		5	0,176	0,18	0,182	0,178		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Tig. 1001 a Pozo Anc.1717

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,186	0,191	0,179	0,183	0.177	0.1847
		2	0,179	0,192	0,184	0,181		
134		3	0,191	0,18	0,182	0,196		
		4	0,180	0,177	0,188	0,178		
		5	0,188	0,181	0,195	0,183		
	0+050	1	0,191	0,185	0,194	0,181	0.171	0.183
		2	0,187	0,175	0,181	0,184		
135		3	0,196	0,188	0,182	0,186		
		4	0,171	0,186	0,181	0,178		
		5	0,18	0,176	0,186	0,172		
	0+100	1	0,188	0,178	0,18	0,179	0.174	0.1829
		2	0,174	0,192	0,186	0,183		
136		3	0,184	0,178	0,182	0,176		
		4	0,177	0,188	0,194	0,184		
		5	0,192	0,187	0,179	0,178		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1717 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,184	0,19	0,189	0,177	0.176	0.1840
		2	0,183	0,18	0,182	0,181		
137		3	0,178	0,185	0,193	0,179		
		4	0,192	0,181	0,189	0,193		
		5	0,176	0,179	0,187	0,183		
	0+050	1	0,181	0,177	0,196	0,189	0.171	0.1827
		2	0,18	0,188	0,191	0,182		
138		3	0,181	0,187	0,184	0,168		
		4	0,177	0,183	0,187	0,18		
		5	0,181	0,182	0,185	0,175		
	0+100	1	0,179	0,191	0,187	0,176	0.175	0.1843
		2	0,195	0,175	0,186	0,183		
139		3	0,178	0,193	0,191	0,184		
		4	0,175	0,179	0,186	0,183		
		5	0,185	0,189	0,189	0,182		
	0+150	1	0,193	0,181	0,182	0,185	0.171	0.1830
		2	0,179	0,181	0,178	0,188		
140		3	0,187	0,18	0,182	0,191		
		4	0,178	0,174	0,183	0,171		
		5	0,189	0,182	0,193	0,184		
	0+200	1	0,184	0,179	0,186	0,182	0.173	0.1835
		2	0,177	0,175	0,191	0,18		
141		3	0,189	0,173	0,184	0,186		
		4	0,186	0,182	0,194	0,176		
		5	0,192	0,181	0,189	0,185		
	0+250	1	0,176	0,19	0,192	0,184	0.174	0.183
		2	0,189	0,174	0,19	0,185		
142		3	0,184	0,18	0,181	0,179		
		4	0,182	0,179	0,188	0,182		
		5	0,18	0,178	0,187	0,179		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1555 Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,183	0,188	0,191	0,177	0.175	0.1835
		2	0,186	0,178	0,190	0,180		
143		3	0,194	0,175	0,181	0,186		
		4	0,180	0,185	0,188	0,178		
		5	0,178	0,182	0,187	0,184		
	0+050	1	0,177	0,186	0,184	0,190	0.177	0.1843
		2	0,189	0,183	0,183	0,191		
144		3	0,179	0,178	0,185	0,182		
		4	0,194	0,177	0,183	0,179		
		5	0,188	0,181	0,197	0,179		
	0+100	1	0,195	0,181	0,180	0,17	0.168	0.1808
		2	0,178	0,176	0,197	0,181		
145		3	0,19	0,173	0,183	0,168		
		4	0,172	0,189	0,179	0,186		
		5	0,183	0,179	0,178	0,178		
	0+150	1	0,176	0,193	0,18	0,183	0.171	0.1822
		2	0,178	0,189	0,185	0,177		
146		3	0,188	0,18	0,184	0,179		
		4	0,179	0,171	0,192	0,180		
		5	0,186	0,179	0,188	0,178		
	0+200	1	0,182	0,176	0,187	0,181	0.173	0.1819
		2	0,186	0,18	0,19	0,176		
147		3	0,179	0,187	0,186	0,180		
		4	0,192	0,174	0,182	0,173		
		5	0,178	0,181	0,175	0,194		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1968 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,193	0,182	0,188	0,175	0.175	0.1847
		2	0,181	0,178	0,187	0,195		
148		3	0,190	0,187	0,189	0,182		
		4	0,178	0,177	0,186	0,182		
		5	0,181	0,186	0,193	0,184		
	0+050	1	0,179	0,18	0,193	0,182	0.177	0.1838
		2	0,189	0,177	0,188	0,183		
149		3	0,185	0,178	0,181	0,177		
		4	0,187	0,182	0,186	0,183		
		5	0,184	0,195	0,188	0,180		
	0+100	1	0,176	0,197	0,201	0,184	0.171	0.1835
		2	0,191	0,179	0,183	0,178		
150		3	0,184	0,18	0,183	0,192		
		4	0,182	0,171	0,188	0,180		
		5	0,179	0,183	0,186	0,174		
	0+150	1	0,184	0,182	0,18	0,178	0.173	0.1834
		2	0,197	0,176	0,183	0,185		
151		3	0,185	0,18	0,185	0,197		
		4	0,173	0,189	0,193	0,179		
		5	0,18	0,174	0,178	0,191		
	0+200	1	0,191	0,182	0,182	0,189	0.162	0.1817
		2	0,182	0,162	0,175	0,167		
152		3	0,176	0,184	0,181	0,187		
		4	0,188	0,178	0,191	0,184		
		5	0,184	0,189	0,187	0,176		
	0+250	1	0,175	0,19	0,184	0,179	0.175	0.1841
		2	0,178	0,192	0,181	0,176		
153		3	0,194	0,182	0,197	0,179		
		4	0,18	0,178	0,184	0,181		
		5	0,178	0,192	0,195	0,187		

Tabla 1 Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1968 a Tanque								
MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
154	0+300	1	0,180	0,194	0,202	0,187	0.176	0.1839
		2	0,189	0,177	0,18	0,182		
		3	0,178	0,176	0,184	0,181		
		4	0,196	0,182	0,190	0,177		
		5	0,177	0,179	0,183	0,185		
155	0+350	1	0,177	0,175	0,191	0,182	0.173	0.1818
		2	0,181	0,183	0,189	0,185		
		3	0,188	0,179	0,182	0,176		
		4	0,179	0,176	0,185	0,173		
		5	0,184	0,18	0,188	0,183		

Tabla 1 Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1962 a Tanque								
MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
156	0+000	1	0,178	0,181	0,189	0,184	0.176	0.1834
		2	0,192	0,187	0,184	0,176		
		3	0,184	0,198	0,193	0,181		
		4	0,180	0,177	0,182	0,176		
		5	0,185	0,179	0,186	0,177		
157	0+050	1	0,191	0,182	0,186	0,197	0.177	0.1846
		2	0,188	0,177	0,186	0,178		
		3	0,178	0,181	0,193	0,186		
		4	0,193	0,178	0,181	0,187		
		5	0,178	0,186	0,182	0,184		
158	0+100	1	0,186	0,176	0,191	0,182	0.175	0.1827
		2	0,177	0,196	0,195	0,183		
		3	0,182	0,175	0,175	0,184		
		4	0,18	0,179	0,181	0,176		
		5	0,183	0,177	0,186	0,191		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.584 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
159	0+000	1	0,188	0,179	0,181	0,184	0.176	0.1839
		2	0,196	0,185	0,201	0,19		
		3	0,182	0,177	0,186	0,181		
		4	0,187	0,182	0,18	0,178		
		5	0,183	0,179	0,184	0,176		
160	0+050	1	0,175	0,178	0,186	0,178	0.175	0.1852
		2	0,182	0,18	0,187	0,181		
		3	0,190	0,185	0,194	0,19		
		4	0,198	0,186	0,190	0,182		
		5	0,184	0,187	0,188	0,183		
161	0+100	1	0,182	0,187	0,179	0,184	0.178	0.1855
		2	0,198	0,181	0,188	0,179		
		3	0,179	0,192	0,195	0,187		
		4	0,181	0,184	0,186	0,178		
		5	0,188	0,179	0,203	0,181		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.661 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
162	0+000	1	0,181	0,187	0,194	0,182	0.179	0.1856
		2	0,184	0,188	0,197	0,180		
		3	0,179	0,181	0,182	0,191		
		4	0,196	0,183	0,187	0,179		
		5	0,187	0,18	0,192	0,182		
163	0+050	1	0,186	0,175	0,179	0,191	0.175	0.1858
		2	0,192	0,184	0,192	0,188		
		3	0,183	0,193	0,19	0,181		
		4	0,179	0,182	0,189	0,175		
		5	0,18	0,187	0,202	0,188		
164	0+100	1	0,175	0,194	0,195	0,181	0.175	0.1845
		2	0,187	0,177	0,189	0,178		
		3	0,184	0,175	0,193	0,186		
		4	0,185	0,181	0,187	0,179		
		5	0,191	0,183	0,183	0,187		

<p>Tabla 1</p> <p>Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc. 703 a Tanque</p>								
MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
165	0+000	1	0,186	0,177	0,185	0,176	0.176	0.1862
		2	0,178	0,181	0,201	0,197		
		3	0,188	0,180	0,195	0,184		
		4	0,197	0,184	0,198	0,186		
		5	0,179	0,181	0,188	0,184		
166	0+050	1	0,191	0,182	0,177	0,186	0.177	0.1838
		2	0,182	0,181	0,196	0,184		
		3	0,186	0,179	0,182	0,18		
		4	0,179	0,186	0,18	0,177		
		5	0,189	0,18	0,187	0,192		
167	0+100	1	0,177	0,185	0,189	0,180	0.175	0.1857
		2	0,186	0,178	0,178	0,189		
		3	0,183	0,196	0,199	0,187		
		4	0,201	0,188	0,194	0,182		
		5	0,188	0,179	0,181	0,175		

<p>Tabla 1</p> <p>Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc. 663 a Tanque</p>								
MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
168	0+000	1	0,185	0,176	0,192	0,18	0.175	0.1839
		2	0,183	0,18	0,181	0,192		
		3	0,178	0,184	0,18	0,179		
		4	0,187	0,193	0,197	0,18		
		5	0,177	0,175	0,185	0,194		
169	0+050	1	0,178	0,186	0,197	0,177	0.177	0.1865
		2	0,192	0,181	0,187	0,19		
		3	0,186	0,178	0,189	0,195		
		4	0,181	0,193	0,189	0,188		
		5	0,184	0,182	0,193	0,184		
170	0+100	1	0,182	0,185	0,183	0,192	0.176	0.1844
		2	0,177	0,192	0,190	0,184		
		3	0,185	0,176	0,184	0,181		
		4	0,179	0,176	0,197	0,187		
		5	0,19	0,181	0,188	0,179		

Tabla 1 Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc. 1909 a Tanque								
MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,181	0,18	0,189	0,178	0.173	0.1824
		2	0,190	0,185	0,179	0,19		
171		3	0,179	0,177	0,185	0,188		
		4	0,186	0,179	0,188	0,175		
		5	0,181	0,173	0,182	0,183		
	0+050	1	0,18	0,192	0,189	0,184	0.173	0.1839
		2	0,182	0,185	0,192	0,186		
172		3	0,181	0,173	0,186	0,18		
		4	0,177	0,188	0,180	0,175		
		5	0,192	0,186	0,193	0,179		
	0+100	1	0,178	0,183	0,195	0,185	0.172	0.1825
		2	0,182	0,177	0,188	0,172		
173		3	0,175	0,176	0,187	0,181		
		4	0,189	0,187	0,191	0,179		
		5	0,178	0,182	0,189	0,176		

Tabla 1 Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1253 Tanque								
MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,191	0,187	0,188	0,181	0.176	0.1834
		2	0,176	0,181	0,187	0,176		
174		3	0,181	0,179	0,18	0,177		
		4	0,187	0,178	0,185	0,182		
		5	0,188	0,186	0,193	0,185		
	0+050	1	0,188	0,185	0,179	0,172	0.171	0.182
		2	0,184	0,191	0,194	0,182		
175		3	0,179	0,174	0,186	0,181		
		4	0,189	0,183	0,186	0,178		
		5	0,18	0,175	0,184	0,171		
	0+100	1	0,184	0,186	0,197	0,188	0.173	0.1832
		2	0,189	0,173	0,186	0,174		
176		3	0,185	0,176	0,188	0,186		
		4	0,178	0,173	0,19	0,175		
		5	0,185	0,181	0,191	0,180		
	0+150	1	0,188	0,181	0,191	0,185	0.174	0.1840
		2	0,193	0,176	0,197	0,178		
177		3	0,179	0,188	0,188	0,182		
		4	0,193	0,178	0,187	0,179		
		5	0,177	0,174	0,185	0,182		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de línea de transferencia desde Pozo Anc. 657 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,179	0,174	0,184	0,176	0.174	0.1830
		2	0,192	0,186	0,189	0,175		
178		3	0,188	0,179	0,192	0,178		
		4	0,177	0,181	0,187	0,184		
		5	0,183	0,191	0,192	0,174		
	0+050	1	0,185	0,176	0,189	0,186	0.173	0.1815
		2	0,184	0,184	0,178	0,173		
179		3	0,175	0,180	0,186	0,179		
		4	0,189	0,178	0,192	0,176		
		5	0,18	0,177	0,188	0,175		
	0+100	1	0,189	0,185	0,188	0,179	0.177	0.1843
		2	0,180	0,177	0,187	0,183		
180		3	0,187	0,19	0,191	0,188		
		4	0,177	0,183	0,185	0,178		
		5	0,191	0,186	0,182	0,181		
	0+150	1	0,190	0,185	0,191	0,181	0.172	0.1838
		2	0,186	0,194	0,195	0,185		
181		3	0,182	0,174	0,187	0,178		
		4	0,188	0,183	0,189	0,172		
		5	0,183	0,172	0,184	0,177		
	0+200	1	0,172	0,189	0,189	0,171	0.164	0.1803
		2	0,180	0,183	0,186	0,174		
182		3	0,173	0,187	0,193	0,18		
		4	0,189	0,164	0,181	0,169		
		5	0,177	0,185	0,191	0,173		
	0+250	1	0,185	0,189	0,195	0,186	0.174	0.1827
		2	0,174	0,180	0,186	0,175		
183		3	0,182	0,187	0,188	0,179		
		4	0,186	0,178	0,187	0,181		
		5	0,189	0,175	0,175	0,178		
	0+300	1	0,179	0,181	0,187	0,175	0.171	0.1838
		2	0,191	0,187	0,192	0,182		
184		3	0,186	0,172	0,189	0,191		
		4	0,173	0,175	0,188	0,171		
		5	0,196	0,178	0,195	0,189		
	350	1	0,193	0,174	0,187	0,182	0.173	0.1836
		2	0,189	0,182	0,185	0,183		
185		3	0,191	0,184	0,179	0,178		
		4	0,180	0,173	0,190	0,176		
		5	0,186	0,182	0,195	0,184		

<p>Tabla 1</p> <p>Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1232 Tanque</p>								
MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
186	0+000	1	0,187	0,177	0,185	0,178	0.177	0.18.8
		2	0,197	0,181	0,189	0,191		
		3	0,187	0,183	0,19	0,179		
		4	0,178	0,182	0,177	0,180		
		5	0,184	0,179	0,189	0,183		
187	0+050	1	0,174	0,187	0,197	0,183	0.171	0.1826
		2	0,186	0,188	0,19	0,187		
		3	0,180	0,171	0,187	0,175		
		4	0,184	0,182	0,179	0,172		
		5	0,189	0,173	0,188	0,181		
188	0+100	1	0,195	0,181	0,188	0,176	0.174	0.1842
		2	0,186	0,174	0,192	0,181		
		3	0,188	0,182	0,188	0,174		
		4	0,182	0,191	0,194	0,185		
		5	0,189	0,178	0,185	0,175		

<p>Tabla 1</p> <p>Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1890 Tanque</p>								
MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
189	0+000	1	0,184	0,178	0,187	0,181	0.176	0.1846
		2	0,189	0,176	0,194	0,179		
		3	0,184	0,186	0,190	0,183		
		4	0,195	0,181	0,189	0,178		
		5	0,181	0,177	0,187	0,194		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc. 492 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,181	0,194	0,189	0,178	0.175	0.1849
		2	0,195	0,175	0,185	0,182		
190		3	0,177	0,189	0,194	0,186		
		4	0,186	0,177	0,181	0,195		
		5	0,182	0,180	0,184	0,189		
	0+050	1	0,176	0,188	0,186	0,177	0.176	0.1838
		2	0,189	0,180	0,197	0,180		
191		3	0,197	0,185	0,194	0,183		
		4	0,181	0,179	0,178	0,184		
		5	0,178	0,181	0,184	0,180		
	0+100	1	0,180	0,179	0,184	0,188	0.171	0.1829
		2	0,183	0,182	0,177	0,194		
192		3	0,179	0,171	0,196	0,182		
		4	0,188	0,18	0,191	0,175		
		5	0,178	0,184	0,189	0,179		
	0+150	1	0,183	0,18	0,176	0,178	0.161	0.1802
		2	0,168	0,172	0,161	0,182		
193		3	0,177	0,181	0,195	0,188		
		4	0,184	0,174	0,192	0,170		
		5	0,188	0,182	0,180	0,193		
	0+200	1	0,191	0,183	0,187	0,181	0.175	0.1834
		2	0,19	0,175	0,184	0,178		
194		3	0,178	0,182	0,182	0,185		
		4	0,184	0,178	0,188	0,18		
		5	0,182	0,191	0,192	0,178		
	0+250	1	0,184	0,18	0,178	0,186	0.176	0.1849
		2	0,178	0,192	0,197	0,187		
195		3	0,176	0,186	0,179	0,182		
		4	0,183	0,187	0,194	0,18		
		5	0,186	0,18	0,187	0,191		
	0+300	1	0,182	0,178	0,197	0,186	0.178	0.1845
		2	0,187	0,182	0,183	0,189		
196		3	0,19	0,177	0,179	0,181		
		4	0,178	0,187	0,193	0,184		
		5	0,188	0,182	0,187	0,181		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1236 Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,175	0,183	0,194	0,180	0.172	0.1838
		2	0,183	0,178	0,182	0,187		
197		3	0,179	0,197	0,194	0,183		
		4	0,182	0,172	0,188	0,183		
		5	0,186	0,18	0,191	0,179		
	0+050	1	0,186	0,175	0,187	0,184	0.175	0.1859
		2	0,193	0,185	0,179	0,187		
198		3	0,179	0,194	0,196	0,184		
		4	0,176	0,186	0,182	0,189		
		5	0,192	0,188	0,194	0,182		
	0+100	1	0,176	0,173	0,187	0,181	0.170	0.1812
		2	0,194	0,182	0,188	0,187		
199		3	0,170	0,178	0,185	0,172		
		4	0,179	0,184	0,183	0,176		
		5	0,186	0,181	0,178	0,184		
	0+150	1	0,188	0,183	0,184	0,196	0.176	0.1839
		2	0,183	0,188	0,195	0,179		
200		3	0,192	0,182	0,179	0,185		
		4	0,176	0,178	0,18	0,183		
		5	0,184	0,181	0,186	0,177		
	0+200	1	0,191	0,183	0,189	0,181	0.174	0.1841
		2	0,19	0,174	0,184	0,178		
201		3	0,174	0,182	0,182	0,193		
		4	0,186	0,178	0,195	0,180		
		5	0,182	0,191	0,192	0,178		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1949 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,191	0,175	0,187	0,182	0.175	0.1841
		2	0,179	0,182	0,193	0,194		
202		3	0,185	0,180	0,184	0,179		
		4	0,190	0,182	0,187	0,183		
		5	0,178	0,175	0,186	0,191		
	0+050	1	0,178	0,192	0,190	0,176	0.176	0.1858
		2	0,193	0,183	0,195	0,186		
203		3	0,187	0,177	0,184	0,182		
		4	0,196	0,185	0,179	0,18		
		5	0,188	0,182	0,186	0,198		
	0+100	1	0,181	0,185	0,192	0,183	0.172	0.1831
		2	0,186	0,177	0,186	0,179		
204		3	0,172	0,181	0,195	0,183		
		4	0,189	0,173	0,182	0,178		
		5	0,187	0,184	0,18	0,189		
	0+150	1	0,179	0,177	0,184	0,177	0.176	0.1837
		2	0,196	0,182	0,188	0,187		
205		3	0,182	0,184	0,178	0,191		
		4	0,188	0,176	0,182	0,189		
		5	0,185	0,18	0,192	0,178		
	0+200	1	0,187	0,18	0,191	0,188	0.169	0.1842
		2	0,177	0,17	0,184	0,19		
206		3	0,18	0,171	0,186	0,169		
		4	0,172	0,188	0,181	0,189		
		5	0,184	0,195	0,196	0,184		
	0+250	1	0,175	0,197	0,195	0,191	0.175	0.1854
		2	0,189	0,179	0,182	0,186		
207		3	0,178	0,183	0,188	0,18		
		4	0,193	0,181	0,187	0,185		
		5	0,179	0,192	0,19	0,178		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1896 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,192	0,18	0,184	0,178	0.175	0.1845
		2	0,179	0,177	0,188	0,181		
208		3	0,184	0,191	0,199	0,182		
		4	0,175	0,187	0,187	0,179		
		5	0,183	0,192	0,191	0,181		
	0+050	1	0,178	0,182	0,188	0,194	0.177	0.1851
		2	0,186	0,195	0,200	0,183		
209		3	0,179	0,18	0,178	0,185		
		4	0,183	0,177	0,185	0,178		
		5	0,191	0,179	0,198	0,184		
	0+100	1	0,181	0,187	0,189	0,179	0.174	0.1849
		2	0,182	0,178	0,186	0,194		
210		3	0,174	0,179	0,187	0,175		
		4	0,186	0,190	0,198	0,185		
		5	0,176	0,195	0,195	0,183		
	0+150	1	0,175	0,189	0,181	0,178	0.172	0.1815
		2	0,186	0,188	0,186	0,182		
211		3	0,193	0,183	0,187	0,180		
		4	0,172	0,167	0,175	0,184		
		5	0,182	0,188	0,179	0,182		
	0+200	1	0,185	0,185	0,177	0,181	0.171	0.1827
		2	0,193	0,184	0,197	0,187		
212		3	0,186	0,178	0,182	0,174		
		4	0,171	0,177	0,194	0,182		
		5	0,188	0,173	0,178	0,182		
	0+250	1	0,186	0,177	0,194	0,180	0.177	0.1850
		2	0,175	0,196	0,192	0,184		
213		3	0,181	0,178	0,182	0,178		
		4	0,191	0,18	0,189	0,195		
		5	0,176	0,184	0,193	0,190		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1894 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,184	0,182	0,194	0,178	0.176	0.1852
		2	0,179	0,184	0,188	0,176		
214		3	0,180	0,176	0,191	0,183		
		4	0,197	0,184	0,188	0,180		
		5	0,195	0,187	0,198	0,181		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de línea de transferencia desde Pozo Anc. 606 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,182	0,185	0,185	0,178	0.173	0.1828
		2	0,18	0,187	0,196	0,187		
215		3	0,175	0,18	0,189	0,183		
		4	0,181	0,186	0,18	0,174		
		5	0,186	0,173	0,188	0,181		
	0+050	1	0,179	0,175	0,188	0,181	0.175	0.1825
		2	0,176	0,194	0,19	0,175		
216		3	0,184	0,181	0,187	0,18		
		4	0,185	0,176	0,179	0,182		
		5	0,175	0,183	0,195	0,186		
	0+100	1	0,19	0,183	0,189	0,184	0.174	0.1838
		2	0,176	0,192	0,186	0,174		
217		3	0,188	0,179	0,19	0,182		
		4	0,179	0,184	0,187	0,18		
		5	0,184	0,181	0,194	0,175		
	0+150	1	0,171	0,178	0,184	0,173	0.171	0.1827
		2	0,191	0,186	0,196	0,182		
218		3	0,176	0,179	0,188	0,192		
		4	0,18	0,184	0,191	0,172		
		5	0,175	0,185	0,187	0,184		
	0+200	1	0,186	0,177	0,194	0,182	0.173	0.1832
		2	0,178	0,179	0,182	0,173		
219		3	0,196	0,182	0,176	0,182		
		4	0,173	0,191	0,193	0,175		
		5	0,183	0,187	0,196	0,18		
	0+250	1	0,188	0,185	0,179	0,181	0.176	0.1853
		2	0,183	0,19	0,197	0,182		
220		3	0,192	0,177	0,198	0,179		
		4	0,178	0,191	0,197	0,186		
		5	0,176	0,181	0,182	0,184		
	0+300	1	0,172	0,187	0,187	0,173	0.172	0.1819
		2	0,173	0,186	0,189	0,184		
221		3	0,19	0,172	0,197	0,18		
		4	0,187	0,173	0,185	0,196		
		5	0,174	0,179	0,183	0,172		
	350	1	0,176	0,181	0,196	0,181	0.174	0.185
		2	0,193	0,177	0,196	0,174		
222		3	0,178	0,187	0,191	0,181		
		4	0,186	0,181	0,187	0,188		
		5	0,182	0,185	0,188	0,192		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.588 a Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,185	0,174	0,187	0,186	0.174	0.1848
		2	0,176	0,192	0,184	0,182		
223		3	0,193	0,182	0,195	0,175		
		4	0,182	0,179	0,179	0,196		
		5	0,187	0,185	0,194	0,184		

Tabla 1
Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1277 Tanque

MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,176	0,185	0,191	0,175	0.175	0.1834
		2	0,184	0,189	0,196	0,181		
224		3	0,183	0,175	0,188	0,178		
		4	0,192	0,179	0,187	0,176		
		5	0,188	0,18	0,186	0,179		
	0+050	1	0,184	0,192	0,19	0,181	0.171	0.1836
		2	0,171	0,178	0,193	0,174		
225		3	0,192	0,183	0,194	0,186		
		4	0,182	0,174	0,187	0,179		
		5	0,179	0,183	0,189	0,182		
	0+100	1	0,193	0,182	0,184	0,179	0.177	0.1846
		2	0,177	0,19	0,186	0,185		
226		3	0,184	0,178	0,191	0,182		
		4	0,189	0,185	0,187	0,177		
		5	0,185	0,181	0,194	0,184		
	0+150	1	0,178	0,18	0,186	0,183	0.174	0.1842
		2	0,182	0,184	0,192	0,187		
227		3	0,174	0,177	0,187	0,181		
		4	0,181	0,194	0,19	0,174		
		5	0,186	0,189	0,189	0,191		
	0+200	1	0,181	0,172	0,18	0,177	0.172	0.1829
		2	0,182	0,186	0,188	0,18		
228		3	0,193	0,188	0,199	0,182		
		4	0,187	0,181	0,19	0,174		
		5	0,175	0,179	0,187	0,178		

Tabla 1 Espesores tomados a secciones de tubería desde Pozo Anc.1945 a Tanque								
MUESTRA	TRAMO	PUNT.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
	0+000	1	0,173	0,177	0,186	0,175	0.173	0.1849
		2	0,187	0,185	0,194	0,179		
229		3	0,183	0,194	0,187	0,182		
		4	0,195	0,19	0,196	0,176		
		5	0,187	0,174	0,191	0,188		

Las tablas anteriores se observan los espesores tomados y los resultados obtenidos luego de haber realizados los respectivos cálculos descritos en la metodología de inspección para tuberías.

En el Apéndice N se muestran los resultados de los criterios de validación así como también la tasa de corrosión, vida restante y máxima presión de trabajo que pueden soportar las tuberías en la actualidad.

En la presente tabla 2 se indican los tramos de tubería que no aprobaron los criterios de validación, sus figuras se muestran en el Apéndice O.

Tabla 2
Tuberías que no aprobaron los criterios de validación.

Muestra	Criterio1	Criterio 2	Conclusión	Figura
4	valido	No valido	Cambiar Tub.	1
10	valido	No valido	Cambiar Tub.	2
33	valido	No valido	Cambiar Tub.	3
34	valido	No valido	Cambiar Tub.	4
46	valido	No valido	Cambiar Tub.	5
51	valido	No valido	Cambiar Tub.	6
62	valido	No valido	Cambiar Tub.	7
68	valido	No valido	Cambiar Tub.	8
73	valido	No valido	Cambiar Tub.	9
77	valido	No valido	Cambiar Tub.	10
104	valido	No valido	Cambiar Tub.	11
119	valido	No valido	Cambiar Tub.	12
131	valido	No valido	Cambiar Tub.	13
145	valido	No valido	Cambiar Tub.	14
152	valido	No valido	Cambiar Tub.	15
182	valido	No valido	Cambiar Tub.	16
193	valido	No valido	Cambiar Tub.	17
199	valido	No valido	Cambiar Tub.	18
206	valido	No valido	Cambiar Tub.	19

INSPECCION VISUAL

Por medio de la inspección visual se encontró que hay tuberías que deben ser cambiadas, dado que estas sufren corrosión externa localizada, tienen sumidura y fuga. Estas figuras se las observara junto con las figuras de tubería que no aprobaron los criterios de validación como se muestra en Apéndice O. A continuación en la tabla 3 se presentan los tramos de tubería que sufren corrosión externa, tienen sumidura, fugas.

<p>Tabla 3</p> <p>Tuberías que sufren corrosión externa, sumidura, fuga</p>				
POZO	TRAMO	TIPO	ACCION	FIGURA
TIG.018	145	Corrosion Ext.erna	Cambiar tub.	20
TIG.020	268	Fuga en brida	Reparar	21
TIG.028	74	Sumidura	Cambiar Tub.	22
TIG.1002	342	Sumidura	Cambiar Tub.	23
TIG.55S	138	Fuga	Cambio Urgente	24
TIG.042	92	Sumidura	Cambiar Tub.	25
TIG.44S	38	Corrosion Ext.erna	Cambiar tub.	26
TIG.064	46	Sumidura	Cambiar Tub.	27
ANC.1253	78	Sumidura	Cambiar Tub.	28

ANALISIS DE RESULTADOS

Luego de realizar la inspección se llega a las siguientes conclusiones acerca de los resultados obtenidos:

Tuberías de Transporte de crudo:

Las tuberías de transferencia de crudo no todas en su totalidad satisfacen todos los criterios de seguridad dados en el código de inspección para tuberías a presión API 579 (Fitness For Service).

La tasa de corrosión promedio encontrado es de 0.0022 pulg. / año, para las tuberías que pueden seguir operando, y la tasa de corrosión promedio para las tuberías que deben ser cambiadas es de 0.0029 pulg / año,

La vida de servicio útil de las tuberías que pueden seguir operando está en un promedio de 11 años de acuerdo a la tasa de corrosión encontrada.

Mediante la inspección visual se encontró que ciertas tuberías sufren corrosión externa, tienen sumidura, fugas.

CONCLUSIÓN ACERCA DE LA INSPECCIÓN REALIZADA Y DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Después de analizar los resultados obtenidos en la inspección de las líneas de transferencia y basados en la norma API 579, 19 tramos de tuberías que se indican en la tabla 3 de cedula 80 con espesor de 0.218" original deben ser desechados, teniendo como un espesor mínimo de pared de 0.156" (caso de mayor pérdida de metal), con una pérdida de metal de 0.062".

Este criterio de la norma no debe ser tomado en consideración debido a que si se cambia las tuberías y según el análisis realizado con la ecuación de energía al cambiar todas las tuberías, estas pueden operar con el mismo diámetro nominal de 2", pero con cedula 40 que da un espesor de 0.154"

A continuación se presenta una comparación con tuberías de cedula 80 y 40, esta comparación se hace para analizar el cambio de tubería puesto que si se cambia las tuberías de cedula 80 a cedula 40 se estaría realizando un cambio de tubería con un espesor menor que el que tiene actualmente.

Tubería cedula 80

Espesor de pared original = 0.218 “

Espesor requerido por DNH = 0.174”

Mayor pérdida de metal = 0.062”

$$\text{Porcentaje de pérdida de metal} = \frac{0.062}{0.218} \times 100 = 28\%$$

Esto indica que la tubería tiene un espesor restante de 0.156”, que es mayor al espesor de cedula 40 que es 0.154”.

Si se tuviese tuberías de cedula 40, con una pérdida de metal igual que para tubería de cedula 80 se tendría lo siguiente.

Tubería cedula 40

Espesor de pared original = 0.154 “

Espesor requerido por DNH = 0.123”

Mayor pérdida de metal = 0.062”

Espesor de restante 0.092”,

$$\text{Porcentaje de pérdida de metal} = \frac{0.062}{0.154} \times 100 = 40\%$$

Como se observa la tubería de cedula 40 tiene un espesor de pared restante de 0.092” y por lo tanto debe ser desechada, puesto que por el criterio de la DNH, las tuberías con menos del 20% de su espesor (0.123”), deben ser desechadas.

Como sugerencia para las tuberías de cedula 80 de transporte de crudo por bombeo mecánico, se deben cambiar cuando estas tengan un espesor de pared menor que el requerido por la DNH = 0.123" para tubería de cedula 40.

A continuación se realiza el cálculo de vida útil (ec. 3.43) para una tubería de cedula 40 con un espesor de pared nominal de 0.154", se toma como referencia un mínimo valor medido de 0.127" .

$$t_{\min} = 0.0531''$$

$$t_{\text{nom}} = 0.154''$$

$$t_{\text{mm}} = 0.127''$$

$$R_{\text{life}}(\text{años}) = \frac{((0.9 * 0.0566) - (0.154 - 0.127))}{\frac{(0.154 - 0.127)}{20}} = 17.7 \text{ años}$$

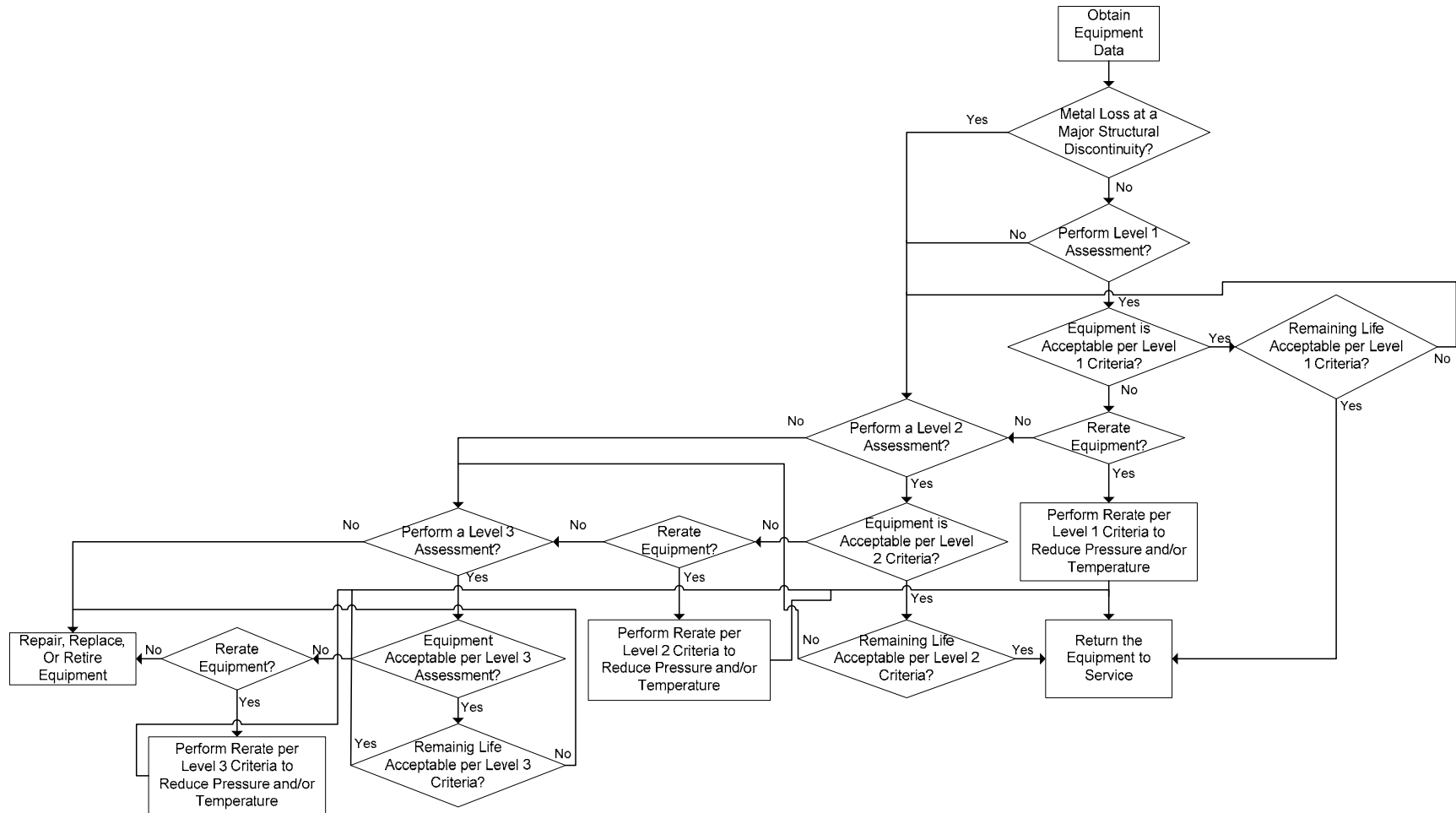
Es decir que las tuberías de cedula 80 cuando tengan un espesor de pared de 0.123" se deben desechar, esto aproximadamente ocurrirá cuando hayan transcurrido 17.7 años, para el caso mas critico de perdida de metal.

Por lo tanto se elige no cambiar los 19 tramos de tubería, que por norma deben ser desechados, cabe indicar que a estas tuberías deben realizarse una inspección cuando estas cumplan su tiempo de vida útil.

Por medio de la inspección visual se determina que 8 tramos de tubería que se indican en la tabla 4 deben ser cambiados, debido a que estos sufren corrosión externa, tienen sumidura, fuga.

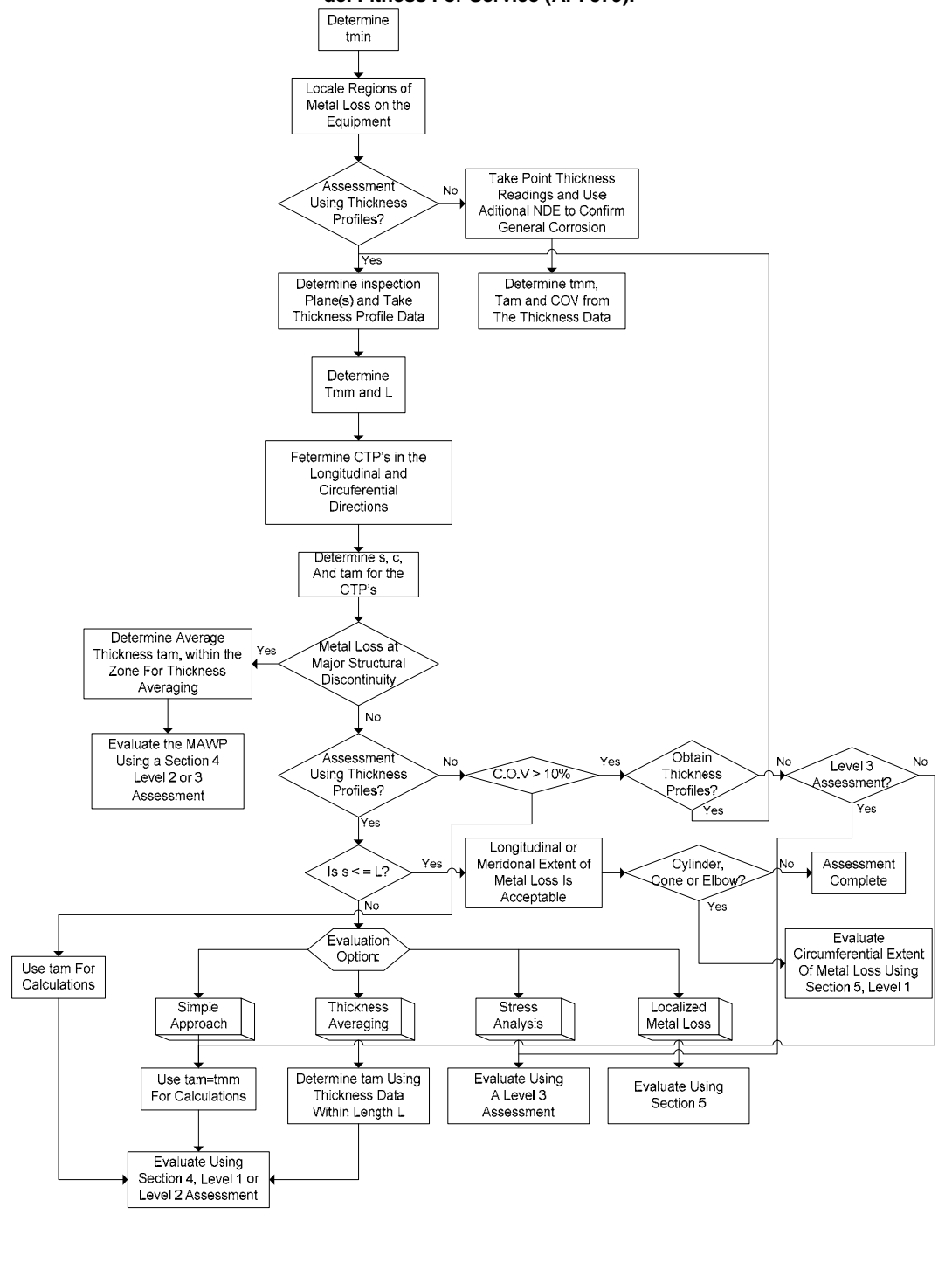
APÉNDICE J

Descripción de los procedimientos de cálculos para evaluar un componente con pérdida general de metal.



APÉNDICE K

Procedimiento de cálculo para evaluar un componente con pérdida de metal usando secciones 4 y 5 del Fitness For Service (API 579).



APÉNDICE L

Modelo de una plantilla para cómputo del COV para mediciones puntuales de espesores.

Location	Thickness Reading (t)	(t-FCA)	(t-FCA) ²
1			
2			
3			
...			
...			
...			
...			
...			
13			
14			
15			
...			
...			
...			
...			
...			
N			
		$S_1 = \sum_{i=1}^N (t_i - FCA) =$	$S_2 = \sum_{i=1}^N (t_i - FCA)^2 =$

Notes:

1. N is the total number of thickness readings, the number of thickness readings should be greater than or equal to 15.
2. The equation for the Coefficient Of Variation (COV) is:

$$COV = \frac{t_{SD}}{t_{am} - FCA}$$

$$t_{SD} = \left(\left\{ \frac{S_2}{N} - (t_{am} - FCA)^2 \right\} \left\{ \frac{N}{N-1} \right\} \right)^{0.5}$$

$$t_{am} - FCA = \frac{S_1}{N}$$

APÉNDICE M

Parámetros para computar la longitud para promedios de espesores.

Parameters To Compute The Length For Thickness Averaging

RSF_s	0.90	0.85	0.80	0.75	0.70
R_t	Q	Q	Q	Q	Q
0.900	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
0.895	21.19	50.00	50.00	50.00	50.00
0.875	4.93	50.00	50.00	50.00	50.00
0.850	2.82	50.00	50.00	50.00	50.00
0.845	2.62	29.57	50.00	50.00	50.00
0.825	2.07	6.59	50.00	50.00	50.00
0.800	1.68	3.65	50.00	50.00	50.00
0.795	1.62	3.38	36.82	50.00	50.00
0.775	1.43	2.63	8.01	50.00	50.00
0.750	1.26	2.11	4.35	50.00	50.00
0.745	1.23	2.03	4.01	42.94	50.00
0.725	1.12	1.77	3.10	9.20	50.00
0.700	1.02	1.54	2.45	4.93	50.00
0.695	1.00	1.51	2.36	4.53	47.94
0.675	0.93	1.37	2.05	3.47	10.16
0.650	0.86	1.24	1.77	2.73	5.39
0.625	0.80	1.13	1.56	2.26	3.77
0.600	0.74	1.04	1.40	1.95	2.94
0.575	0.70	0.96	1.27	1.71	2.43
0.550	0.65	0.89	1.16	1.53	2.07
0.525	0.61	0.83	1.07	1.38	1.81
0.500	0.58	0.77	0.99	1.26	1.61
0.475	0.55	0.72	0.92	1.15	1.45
0.450	0.51	0.68	0.86	1.06	1.32
0.425	0.49	0.64	0.80	0.98	1.20
0.400	0.46	0.60	0.74	0.91	1.10
0.375	0.43	0.56	0.70	0.84	1.01
0.350	0.41	0.53	0.65	0.78	0.93
0.325	0.38	0.50	0.61	0.73	0.86
0.300	0.36	0.46	0.57	0.67	0.79
0.275	0.34	0.43	0.53	0.63	0.73
0.250	0.31	0.40	0.49	0.58	0.67
0.200	0.27	0.35	0.42	0.49	0.57

Notes:

1. The equation for Q is:

$$Q = 1.123 \left[\left(\frac{1 - R_t}{1 - R_t / RSF_s} \right)^2 - 1 \right]^{0.5} \quad \text{for } R_t < RSF_s \quad (4.15)$$

$$Q = 50.0 \quad \text{for } R_t \geq RSF_s \quad (4.16)$$

2. The length for thickness averaging is given by Equation (4.3)

APENDICE N

Cálculos y Resultados obtenidos en inspección de líneas de transferencia de la Sección 67 utilizando código API 579 (Fitness For Service)

Datos	
Material	Acero
Tipo	API 5L
Clase	STD
Grado	B
Diámetro Nominal	2 pulg
Diámetro Externo	2,375 pulg.
Diámetro Interno	1,939 pulg
Espesor Nominal	0,218 pulg
Esfuerzo de Fluencia	35000 psi
Peso de la Tubería	5,03 lb/pie
Tiempo de uso de tubería	20 años

CÁLCULO DEL MÍNIMO ESPESOR REQUERIDO											
Muestra #	Presión (P) (Psi)	Diám.Ext. (De) (in)	Diám.Inter. (Di) (in)	F.C.A (in)	Rc (in)	S (Psi)	E	t.min.circ (in)	t-min.long (in)	Tmin (in)	Tmin. (mm)
1	1850	2,375	1.939	0,0724	1,0139	25200	1	0,0785	0,0384	0,0785	1,993

Cálculos y Resultados obtenidos en inspección de líneas de transferencia de la Sección 67 utilizando código API 579 (Fitness For Service)

Muestra	Tmm (in)	Tam (in)	Tmin (in)	FCA (in)	COV %	Proceso	Criterio # 1	Criterio # 2	Tasa Corrosión (in/año)	R life (años)	MWPP (Psi)	Conclusión
1	0.174	0.1819	0.0779	0.0724	5.07	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
2	0.171	0.1813	0.0783	0.0721	4.90	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
3	0.173	0.184	0.078	0.0723	4.50	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
4	0.161	0.1798	0.0799	0.0709	6.02	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0029	5.2	485	Cambiar tubería
5	0.175	0.1822	0.0777	0.0725	5.12	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
6	0.179	0.1863	0.0771	0.0729	5.63	Ir a paso 6	valido	valido	0.0020	15.6	808	Tubería sigue operando
7	0.175	0.1846	0.0777	0.0725	4.57	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.2	737	Tubería sigue operando
8	0.172	0.1811	0.0774	0.0722	3.39	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
9	0.175	0.1812	0.0777	0.0725	4.06	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
10	0.166	0.1776	0.0791	0.0715	4.10	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0026	7.4	575	Cambiar tubería
11	0.175	0.1833	0.0777	0.0725	5.23	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	647	Tubería sigue operando
12	0.177	0.1825	0.0774	0.0727	3.59	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
13	0.175	0.1826	0.0777	0.0725	5.18	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
14	0.176	0.1828	0.0776	0.0726	4.81	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	8.4	755	Tubería sigue operando
15	0.171	0.1814	0.0783	0.0721	5.62	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
16	0.175	0.1830	0.0777	0.0725	5.56	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
17	0.176	0.1811	0.0776	0.0726	3.97	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
18	0.176	0.1847	0.0776	0.0726	4.78	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
19	0.172	0.1824	0.0782	0.0722	4.24	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
20	0.175	0.1829	0.0777	0.0725	5.01	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
21	0.171	0.1824	0.0774	0.0721	4.06	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	772	Tubería sigue operando
22	0.175	0.1818	0.0779	0.0724	4.04	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
23	0.178	0.1829	0.0772	0.0729	4.23	Ir a paso 6	valido	valido	0.0020	14.8	790	Tubería sigue operando
24	0.176	0.1822	0.0776	0.0726	4.8	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
25	0.172	0.1819	0.0776	0.0782	4.96	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
26	0.177	0.1834	0.0774	0.0727	4.17	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando

Cálculos y Resultados obtenidos en inspección de líneas de transferencia de la Sección 67 utilizando código API 579 (Fitness For Service)

Muestra	Tmm (in)	Tam (in)	Tmin (in)	FCA (in)	COV %	Proceso	Criterio # 1	Criterio # 2	Tasa Corrosión (in/año)	R life (años)	MWPP (Psi)	Conclusión
27	0.175	0.1838	0.0777	0.0725	5.07	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
28	0.177	0.1837	0.0774	0.0727	4.32	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
29	0.176	0.183	0.0776	0.0776	4.83	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
30	0.179	0.1843	0.0771	0.073	5.10	Ir a paso 6	valido	valido	0.0020	15.6	808	Tubería sigue operando
31	0.176	0.1825	0.0776	0.0726	4.68	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
32	0.172	0.1824	0.0782	0.0722	4.54	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
33	0.161	0.1783	0.0799	0.0709	5.87	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0029	5.2	485	Cambiar tubería
34	0.170	0.180	0.0785	0.0719	5.27	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0024	9.4	647	Cambiar tubería
35	0.175	0.1813	0.0777	0.0725	3.43	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
36	0.176	0.1823	0.0776	0.0726	4.24	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
37	0.177	0.1832	0.0774	0.0727	4.06	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
38	0.176	0.1825	0.078	0.0723	4.82	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	701	Tubería sigue operando
39	0.175	0.1846	0.0777	0.0725	4.22	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
40	0.177	0.1836	0.0774	0.0727	4.50	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
41	0.176	0.1823	0.0726	0.0726	3.94	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
42	0.179	0.1832	0.0771	0.073	3.70	Ir a paso 6	valido	valido	0.0020	15.6	808	Tubería sigue operando
43	0.175	0.1828	0.0777	0.0725	4.73	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
44	0.171	0.1825	0.0792	0.0714	6.20	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
45	0.176	0.1837	0.0776	0.0726	5.32	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
46	0.160	0.1839	0.0800	0.0708	6.77	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0029	4.8	467	Cambiar tubería
47	0.175	0.1833	0.0777	0.0725	4.75	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
48	0.175	0.1821	0.0777	0.0725	4.98	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
49	0.171	0.1824	0.0783	0.0777	6.12	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
50	0.176	0.1826	0.0776	0.0776	4.87	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
51	0.157	0.1818	0.0805	0.0704	7.92	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0031	3.7	413	Cambiar tubería
52	0.177	0.1833	0.0774	0.0727	4.79	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando

Cálculos y Resultados obtenidos en inspección de líneas de transferencia de la Sección 67 utilizando código API 579 (Fitness For Service)

Muestra	Tmm (in)	Tam (in)	Tmin (in)	FCA (in)	COV %	Proceso	Criterio # 1	Criterio # 2	Tasa Corrosión (in/año)	R life (años)	MWPP (Psi)	Conclusión
53	0.178	0.1834	0.0772	0.0729	5.26	Ir a paso 6	valido	valido	0.0020	14.8	790	Tubería sigue operando
54	0.173	0.1820	0.0780	0.0723	5.10	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
55	0.177	0.1827	0.0774	0.0727	4.43	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
56	0.174	0.1825	0.0779	0.0724	5.24	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
57	0.171	0.1824	0.0783	0.0721	5.88	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
58	0.177	0.1851	0.0774	0.0727	5.17	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
59	0.181	0.1901	0.0768	0.0732	5.77	Ir a paso 6	valido	valido	0.0019	17.4	844	Tubería sigue operando
60	0.176	0.1837	0.0776	0.0726	4.25	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
61	0.176	0.1834	0.0776	0.0726	3.92	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
62	0.164	0.1815	0.0794	0.0713	5.89	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0027	6.5	539	Cambiar tubería
63	0.175	0.1843	0.0777	0.0725	4.46	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
64	0.174	0.1877	0.0779	0.0724	6.88	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
65	0.175	0.1835	0.0777	0.0725	4.40	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
66	0.176	0.1841	0.0776	0.0726	5.20	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	775	Tubería sigue operando
67	0.175	0.1844	0.0777	0.0725	5.67	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
68	0.165	0.1819	0.0792	0.0714	6.93	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0027	6.9	557	Cambiar tubería
69	0.173	0.1834	0.078	0.0723	5.81	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
70	0.176	0.1835	0.0776	0.0726	5.09	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
71	0.177	0.1858	0.0774	0.0727	5.8	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
72	0.175	0.1850	0.0772	0.0725	5.58	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
73	0.156	0.1795	0.0806	0.0703	8.27	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0031	3.4	395	Cambiar tubería
74	0.176	0.1847	0.0776	0.0726	4.96	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
75	0.175	0.1864	0.0777	0.0725	5.25	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
76	0.172	0.1827	0.0782	0.0722	5.27	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
77	0.166	0.1806	0.0791	0.0715	6.73	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0026	7.4	575	Cambiar tubería
78	0.177	0.1852	0.0774	0.0727	5.38	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando

Cálculos y Resultados obtenidos en inspección de líneas de transferencia de la Sección 67 utilizando código API 579 (Fitness For Service)

Muestra	Tmm (in)	Tam (in)	Tmin (in)	FCA (in)	COV %	Proceso	Criterio # 1	Criterio # 2	Tasa Corrosión (in/año)	R life (años)	MWPP (Psi)	Conclusión
79	0.173	0.1843	0.078	0.0723	6.38	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
80	0.170	0.1834	0.0785	0.0719	6.24	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	9.4	647	Tubería sigue operando
81	0.175	0.1841	0.0777	0.0725	5.45	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
82	0.178	0.1861	0.0772	0.0729	4.73	Ir a paso 6	valido	valido	0.0020	14.8	790	Tubería sigue operando
83	0.175	0.1854	0.0777	0.0725	5.48	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	737	Tubería sigue operando
84	0.173	0.1818	0.078	0.0723	5.05	Ir a paso 6	valido	valido	0.0025	8.9	701	Tubería sigue operando
85	0.172	0.1853	0.0782	0.0722	6.42	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
86	0.175	0.1861	0.0777	0.0725	5.71	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
87	0.176	0.1852	0.0776	0.0726	4.60	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
88	0.172	0.1844	0.0782	0.0722	6.51	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
89	0.175	0.1867	0.0777	0.0725	6.43	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	8.9	737	Tubería sigue operando
90	0.175	0.1872	0.0777	0.0725	5.92	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	8.9	737	Tubería sigue operando
91	0.171	0.1831	0.0783	0.0721	5.21	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
92	0.175	0.1831	0.0777	0.0725	4.35	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
93	0.178	0.1844	0.0772	0.0729	5.05	Ir a paso 6	valido	valido	0.0020	14.8	790	Tubería sigue operando
94	0.176	0.1846	0.0776	0.0726	4.74	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
95	0.170	0.1825	0.0785	0.0719	6.32	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	9.4	647	Tubería sigue operando
96	0.176	0.1848	0.0774	0.0726	4.64	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
97	0.172	0.1824	0.0782	0.0722	5.30	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
98	0.171	0.1856	0.0783	0.0721	6.95	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
99	0.175	0.1847	0.0777	0.0725	5.81	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
100	0.176	0.1837	0.0776	0.0726	4.14	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
101	0.175	0.1838	0.0777	0.0725	4.41	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
102	0.172	0.1841	0.0782	0.0722	6.42	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
103	0.178	0.1859	0.0772	0.0729	5.12	Ir a paso 6	valido	valido	0.0020	14.8	790	Tubería sigue operando
104	0.158	0.1799	0.0803	0.0706	7.70	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0030	4.1	431	Cambiar tubería

Cálculos y Resultados obtenidos en inspección de líneas de transferencia de la Sección 67 utilizando código API 579 (Fitness For Service)

Muestra	Tmm (in)	Tam (in)	Tmin (in)	FCA (in)	COV %	Proceso	Criterio # 1	Criterio # 2	Tasa Corrosión (in/año)	R life (años)	MWPP (Psi)	Conclusión
105	0.176	0.1847	0.0776	0.0726	5.13	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
106	0.175	0.1860	0.0777	0.0725	6.72	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
107	0.173	0.1832	0.078	0.0723	6.17	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
108	0.176	0.1851	0.0776	0.0726	5.83	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
109	0.177	0.1851	0.0774	0.0727	4.82	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
110	0.173	0.1836	0.078	0.0723	5.61	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
111	0.175	0.1839	0.0777	0.0725	4.81	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
112	0.171	0.1838	0.0785	0.0719	6.03	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
113	0.176	0.1836	0.0776	0.0726	5.29	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
114	0.172	0.1837	0.0782	0.0722	6.42	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
115	0.177	0.1866	0.0774	0.0727	4.20	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
116	0.173	0.1858	0.078	0.0723	6.45	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
117	0.176	0.1854	0.0776	0.0726	4.99	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
118	0.177	0.1844	0.0774	0.0727	4.01	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
119	0.167	0.1808	0.0789	0.0716	6.26	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0026	8.9	593	Cambiar tubería
120	0.176	0.1842	0.0776	0.0726	5.42	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
121	0.171	0.1826	0.0783	0.0721	5.71	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
122	0.175	0.1828	0.0777	0.0725	4.13	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
123	0.176	0.1854	0.0776	0.0725	5.16	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	13.2	755	Tubería sigue operando
124	0.173	0.1834	0.078	0.0723	5.46	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
125	0.176	0.1851	0.0776	0.0726	5.30	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
126	0.176	0.1847	0.0776	0.0726	4.83	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
127	0.172	0.1848	0.0782	0.0722	6.17	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
128	0.175	0.1847	0.0777	0.0725	4.86	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
129	0.175	0.1856	0.0777	0.0725	6.36	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
130	0.172	0.1832	0.0782	0.0722	6.35	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando

Cálculos y Resultados obtenidos en inspección de líneas de transferencia de la Sección 67 utilizando código API 579 (Fitness For Service)

Muestra	Tmm (in)	Tam (in)	Tmin (in)	FCA (in)	COV %	Proceso	Criterio # 1	Criterio # 2	Tasa Corrosión (in/año)	R life (años)	MWPP (Psi)	Conclusión
131	0.165	0.1826	0.0792	0.0714	7.01	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0027	6.9	557	Cambiar tubería
132	0.175	0.1846	0.0777	0.0725	5.84	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
133	0.176	0.1853	0.0776	0.0726	5.61	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
134	0.177	0.1847	0.0774	0.0727	5.20	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
135	0.171	0.183	0.0783	0.0721	6.04	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
136	0.174	0.1829	0.0779	0.0724	5.26	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
137	0.176	0.1840	0.0776	0.0726	4.88	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
138	0.171	0.1827	0.0788	0.0717	5.55	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
139	0.175	0.1843	0.0777	0.0725	5.37	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
140	0.171	0.1830	0.0783	0.0721	5.30	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
141	0.173	0.1835	0.078	0.0723	5.24	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
142	0.174	0.183	0.0779	0.0724	4.59	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
143	0.175	0.1835	0.0777	0.0725	4.69	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
144	0.177	0.1843	0.0774	0.0727	5.14	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
145	0.168	0.1808	0.0788	0.0717	7.05	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0025	8.4	611	Cambiar tubería
146	0.171	0.1822	0.0783	0.0721	5.20	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
147	0.173	0.1819	0.078	0.0723	5.50	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
148	0.175	0.1847	0.0777	0.0725	5.04	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
149	0.177	0.1838	0.0774	0.0727	4.54	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
150	0.171	0.1835	0.0783	0.0721	6.65	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
151	0.173	0.1834	0.078	0.0723	6.28	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
152	0.162	0.1817	0.0797	0.071	6.93	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0028	5.6	503	Cambiar tubería
153	0.175	0.1841	0.0777	0.0725	6.18	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
154	0.176	0.1839	0.0776	0.0726	6.39	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
155	0.173	0.1818	0.078	0.0723	4.57	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
156	0.176	0.1834	0.0776	0.0726	5.47	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	9.5	755	Tubería sigue operando

Cálculos y Resultados obtenidos en inspección de líneas de transferencia de la Sección 67 utilizando código API 579 (Fitness For Service)

Muestra	Tmm (in)	Tam (in)	Tmin (in)	FCA (in)	COV %	Proceso	Criterio # 1	Criterio # 2	Tasa Corrosión (in/año)	R life (años)	MWPP (Psi)	Conclusión
157	0.177	0.1846	0.0774	0.0727	5.16	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	10..2	772	Tubería sigue operando
158	0.175	0.1827	0.0777	0.0725	5.84	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	8.9	737	Tubería sigue operando
159	0.176	0.1839	0.0776	0.0726	5.61	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	9.5	755	Tubería sigue operando
160	0.175	0.1852	0.0777	0.0725	5.02	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	8.9	737	Tubería sigue operando
161	0.178	0.1855	0.0772	0.0729	6.16	Ir a paso 6	valido	valido	0.0020	10.9	790	Tubería sigue operando
162	0.179	0.1856	0.0771	0.073	5.92	Ir a paso 6	valido	valido	0.0020	11.6	808	Tubería sigue operando
163	0.175	0.1858	0.0777	0.0725	5.96	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	8.9	737	Tubería sigue operando
164	0.175	0.1845	0.0777	0.0725	5.40	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	8.9	737	Tubería sigue operando
165	0.176	0.1862	0.0776	0.0726	6.67	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	9.5	755	Tubería sigue operando
166	0.177	0.1838	0.0774	0.0727	4.71	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	10.2	772	Tubería sigue operando
167	0.175	0.1857	0.0777	0.0725	6.56	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	8.9	737	Tubería sigue operando
168	0.175	0.839	0.0777	0.0777	5.89	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	8.9	737	Tubería sigue operando
169	0.177	0.1865	0.0774	0.0727	5.15	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	10.2	772	Tubería sigue operando
170	0.176	0.1844	0.0776	0.0726	5.20	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	9.5	755	Tubería sigue operando
171	0.173	0.1824	0.078	0.0723	4.59	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
172	0.173	0.1839	0.078	0.0723	5.23	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
173	0.172	0.1825	0.0782	0.0722	5.61	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
174	0.176	0.1834	0.0776	0.0726	4.50	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
175	0.171	0.182	0.0783	0.0721	5.65	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
176	0.173	0.1832	0.078	0.0723	6.07	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
177	0.174	0.1840	0.0779	0.0724	5.78	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
178	0.174	0.1830	0.0779	0.0724	5.74	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
179	0.173	0.1815	0.078	0.0723	5.16	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
180	0.177	0.1843	0.0774	0.0727	4.12	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
181	0.172	0.1838	0.0782	0.0727	5.99	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
182	0.164	0.1803	0.0794	0.0713	7.63	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0027	6.5	539	Cambiar tubería

Cálculos y Resultados obtenidos en inspección de líneas de transferencia de la Sección 67 utilizando código API 579 (Fitness For Service)

Muestra	Tmm (in)	Tam (in)	Tmin (in)	FCA (in)	COV %	Proceso	Criterio # 1	Criterio # 2	Tasa Corrosión (in/año)	R life (años)	MWPP (Psi)	Conclusión
183	0.174	0.1827	0.0779	0.0724	5.32	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
184	0.171	0.1828	0.0781	0.0724	7.06	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	772	Tubería sigue operando
185	0.173	0.1836	0.078	0.0723	5.44	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
186	0.177	0.18.8	0.0774	0.0727	4.95	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
187	0.171	0.1826	0.0783	0.0721	6.31	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
188	0.174	0.1842	0.0779	0.0721	5.87	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
189	0.176	0.1846	0.0776	0.0726	5.26	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
190	0.175	0.1849	0.0777	0.0725	5.24	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
191	0.176	0.1838	0.0776	0.0726	5.69	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
192	0.171	0.1829	0.0783	0.0721	5.77	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
193	0.161	0.1802	0.0799	0.0709	7.95	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0029	5.2	485	Cambiar tubería
194	0.175	0.1834	0.0777	0.0725	4.54	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
195	0.176	0.1849	0.0776	0.0726	4.94	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
196	0.178	0.1845	0.0774	0.0727	4.72	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14.8	772	Tubería sigue operando
197	0.172	0.1838	0.0782	0.0722	5.82	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
198	0.175	0.1859	0.0777	0.0725	5.31	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
199	0.170	0.1812	0.0785	0.0719	5.52	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0024	9.4	647	Cambiar tubería
200	0.176	0.1839	0.0776	0.0726	5.04	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
201	0.174	0.1841	0.0779	0.0724	5.71	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
202	0.175	0.1841	0.0777	0.0725	5.09	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
203	0.176	0.1858	0.0776	0.0726	5.75	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
204	0.172	0.1831	0.07782	0.0722	5.28	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
205	0.176	0.1837	0.0776	0.0726	5.10	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
206	0.169	0.1842	0.0786	0.0718	7.2	Ir a paso 6	valido	No valido	0.0025	8.9	629	Cambiar tubería
207	0.175	0.1854	0.0777	0.0725	5.64	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
208	0.175	0.1845	0.0777	0.0725	5.55	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.3	737	Tubería sigue operando

Cálculos y Resultados obtenidos en inspección de líneas de transferencia de la Sección 67 utilizando código API 579 (Fitness For Service)

Muestra	Tmm (in)	Tam (in)	Tmin (in)	FCA (in)	COV %	Proceso	Criterio # 1	Criterio # 2	Tasa Corrosión (in/año)	R life (años)	MWPP (Psi)	Conclusión
209	0.177	0.1851	0.0774	0.0727	6.28	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
210	0.174	0.1849	0.0779	0.0724	6.29	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
211	0.172	0.1815	0.0803	0.0706	8.19	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
212	0.171	0.1827	0.0783	0.0721	6.32	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
213	0.177	0.1850	0.0777	0.0725	6.16	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	14	737	Tubería sigue operando
214	0.176	0.1852	0.0776	0.0726	6.04	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
215	0.173	0.1828	0.078	0.0723	5.06	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
216	0.175	0.1825	0.0777	0.0725	5.54	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
217	0.174	0.1838	0.0779	0.0724	5.10	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
218	0.171	0.1827	0.0783	0.0721	6.43	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
219	0.173	0.1832	0.078	0.0723	6.70	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
220	0.176	0.1853	0.076	0.0726	6.10	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	13.2	755	Tubería sigue operando
221	0.172	0.1819	0.0782	0.0722	7.42	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	10.6	683	Tubería sigue operando
222	0.174	0.1850	0.0779	0.0724	5.78	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
223	0.174	0.1847	0.0779	0.0724	5.87	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
224	0.175	0.1829	0.0777	0.0725	5.56	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	12.5	737	Tubería sigue operando
225	0.171	0.1836	0.0783	0.0721	6.01	Ir a paso 6	valido	valido	0.0024	10	665	Tubería sigue operando
226	0.177	0.1846	0.0774	0.0727	4.47	Ir a paso 6	valido	valido	0.0021	14	772	Tubería sigue operando
227	0.174	0.1842	0.0779	0.0724	5.22	Ir a paso 6	valido	valido	0.0022	11.9	719	Tubería sigue operando
228	0.172	0.1829	0.0782	0.0722	6.10	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	11.2	701	Tubería sigue operando
229	0.173	0.1849	0.078	0.0723	6.52	Ir a paso 6	valido	valido	0.0023	13.2	755	Tubería sigue operando

APENDICE O

FOTOS DE LA INSPECCION

Figura 1
Pozo Tig. 18 muestra 4 - tramo 150



Figura 2
Pozo Tig. 20 muestra 10 - tramo 200



Figura 3
Pozo Tig. 40 muestra 33 - tramo 200



Figura 4
Pozo Tig. 40 muestra 34 - tramo 250



Figura 5
Pozo Tig. 14 muestra 46 - tramo 200

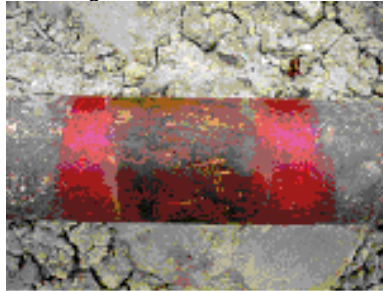


Figura 6
Pozo Tig. 14 muestra 51 - tramo 450



Figura 7
Pozo Tig. 23 muestra 62 - tramo 150



Figura 8
Pozo Tig. 40S muestra 68 - tramo 200



Figura 9
Pozo Anc. 1913 muestra 73 - tramo 200



Figura 10
Pozo Tig 57 muestra 77 - tramo 150



Figura 11
Pozo Tig. 37S muestra 104 - tramo 150



Figura 12
Pozo Tig. 1004 muestra 119 - tramo 50



Figura 13
Pozo Tig. 64 muestra 131 - tramo 100



Figura 14
Pozo Tig. 1555 muestra 145 - tramo 100



Figura 15
Pozo Anc. 1968 muestra 152 - tramo 200



Figura 16
Pozo Anc. 657 muestra 182 - tramo 200



Figura 17
Pozo Anc. 492 muestra 193 - tramo 150



Figura 18
Pozo Anc. 1236 muestra 199 - tramo 100



Figura 19
Pozo Anc. 1949 muestra 206 - tramo 200



Figura 20
Pozo Tig. 18 tramo 145
TIPO: Corrosión externa SECCION: D
Tmm: 0.176" PROFUNDIDAD: 0.021"



Figura 21
Pozo Tig. 20 tramo 268
TIPO: Fuga en brida ACCION: Reparar



Figura 22
Pozo Tig. 28 tramo 74
TIPO: Sumidura SECCION: A
Tmm: 0.158" PROFUNDIDAD: 1.06"



Figura 23
Pozo Tig. 1002 tramo 132
TIPO: Corrosión externa SECCION: B
Tmm: 0.178" PROFUNDIDAD: 0.23"



Figura 24
Pozo Tig. 55S tramo 138
TIPO: Fuga ACCION: Cambio urgente



Figura 25
 Pozo Tig. 42 tramo 92
 TIPO: Sumidura SECCION: B
 Tmm: 0.177" PROFUNDIDAD: 0.35"



Figura 26
 Pozo Tig. 44S tramo 38
 TIPO: Corrosión externa SECCION: D
 Tmm: 0.154" PROFUNDIDAD: 0.021"



Figura 27
 Pozo Tig. 64 tramo 46
 TIPO: Sumidura SECCION: D
 Tmm: 0.179" PROFUNDIDAD: 0.028"



Figura 28

Pozo Tig. 1253 tramo 78

TIPO: Sumidura

SECCION: D

Tmm: 0.175"

PROFUNDIDAD: 0.71"



APENDICE P

PROGRAMA DESARROLLADO EN MATLAB PARA CALCULAR CAIDA DE PRESION EN TUBERIAS

%Para calcular la presión con que llega al tanque, (1 pozo)

%DATOS DE ENTRADA INICIO

L1=92;%desde 1o pozo hasta el tanque

P1=2.9;Presión en la cabeza del pozo 1_psi

P1=P1*(101300/14.7);

Q1=0.00063;%Tasa del pozo 1

Densd1=933.07;Densidad del pozo 1

Z1=0.75;%Altura de la tubería en el cabezal del pozo 1

Z2=1.3;%Altura del tanque o manifold

D=0.052;Diámetro interno de tubería_m

k1=13.3;%

vsccin=0.0000055;viscosidad cinemática

%DATOS DE ENTRADA FIN

g=9.81;%gravedad

A=pi()*D^2/4;%Area interna de tubería

%TRAMO FINAL

w1=Densd1*g;%Peso específico de petróleo pozo 1o

v1=Q1/A;%Velocidad de flujo

Re1=4*Q1/(vsccin*pi()*D);%Numero Reynolds

if Re1<2500

f1=64/Re1;%factor de friccion

else

f1=0.04;

end

P4=P1-w1*((Z2-Z1)+f1*v1^2*L1/(2*g*D))+k1*v1^2/(2*g);%Presión en el manifold

P4=P4*(14.7/101300)

%Para calcular la presión con que llega al manifold desde los pozos (2 o 3)

%DATOS DE ENTRADA INICIO

n=2;%numero de pozos que se unen en 1 linea. n=2 o 3
L1=69;%desde 1o pozo hasta unión
L2=14;%desde 2o pozo hasta unión
LA=208;%desde 1o unión hasta 2o unión o hasta manifold
L3=1;%desde 3o pozo hasta unión
LB=1;%desde 2o unión hasta manifold
P1=7.3;%Presion en la cabeza del pozo 1
P1=P1*(101300/14.7);
P2=7.1;
P2=P2*(101300/14.7);
P3=1;
P3=P3*(101300/14.7);
Q1=0.000425;%Tasa del pozo 1
Q2=0.00054;
Q3=1;
Densd1=847.3;%Densidad del pozo 1
Densd2=847.3;
Densd3=847.3;
Z1=0.55;%Altura de la tubería en el cabezal del pozo 1
Z2=0.65;
Z3=1;
Z4=1.3;%Altura del manifold
D=0.052;%Diametro interno de tubería

k1=16.6;%desde 1o pozo hasta unión
k2=16.6;%desde 2o pozo hasta unión
kA=1;%desde 1o unión hasta 2o unión
k3=1;%desde 3o pozo hasta unión
k4=10.4;%desde 1o unión (o 2o unión) o hasta manifold
vsccin=0.0000055;%viscosidad cinematica

%DATOS DE ENTRADA FIN

g=9.81;%gravedad
A=pi()*D^2/4;%Area interna de tubería

%TRAMO DESDE 1o POZO HASTA 1o UNION
w1=Densd1*g;%Peso específico de petróleo pozo 1o
v1=Q1/A;%Velocidad de flujo
Re1=4*Q1/(vsccin*pi()*D);%Numero Reynolds
if Re1<2500
 f1=64/Re1;%factor de friccion
else
 f1=0.04;

```

end
P1p=P1-w1*(-Z1+f1*v1^2*L1/(2*g*D)+k1*v1^2/(2*g));
P1pp=P1p*(14.7/101300);% psi

% TRAMO DESDE 2o POZO HASTA 1o UNION

w2=Densd2*g;% Peso específico de petróleo pozo 1o
v2=Q2/A;% Velocidad de flujo
Re2=4*Q2/(vsccin*pi()*D);% Numero Reynolds
if Re2<2500
    f2=64/Re2;% factor de friccion
else
    f2=0.04;
end
P2p=P2-w2*(-Z2+f2*v2^2*L2/(2*g*D)+k2*v2^2/(2*g));
P2pp=P2p*(14.7/101300);% psi

% PRIMERA UNION

m1=Densd1*Q1;% flujo másico
m2=Densd2*Q2;
mA=m1+m2;% flujo másico total
QA=Q1+Q2;% flujo total
vA=QA/A;% velocidad total
DensdA=mA/QA;% densidad total
wA=DensdA*g;% Peso específico
ReA=4*QA/(vsccin*pi()*D);
if ReA<2500
    fA=64/ReA;% factor de fricción
else
    fA=0.0385;
end
PA=wA*((m1*(P1p/w1+v1^2/(2*g)))+m2*(P2p/w2+v2^2/(2*g)))/mA-vA^2/(2*g));

if n==2
    % TRAMO FINAL
    P4=PA-wA*(Z4+fA*vA^2*LA/(2*g*D)+k4*vA^2/(2*g));% Presión en el manifold
    P4=P4*(14.7/101300)
else
    if n==3
        % TRAMO HASTA LA 2o UNION
        PAp=PA-wA*(fA*vA^2*LA/(2*g*D)+kA*vA^2/(2*g));

        % TRAMO DESDE 3o POZO HASTA 2o UNION
        w3=Densd3*g;% Peso específico de petróleo pozo 3o
        v3=Q3/A;% Velocidad de flujo
        Re3=4*Q3/(vsccin*pi()*D);% Numero Reynolds
        if Re3<2500
            f3=64/Re3;% factor de fricción

```

```

else
    f3=0.04;
end
P3p=P3-w3*(-Z3+f3*v3^2*L3/(2*g*D)+k3*v3^2/(2*g));
P3pp=P3p*(14.7/101300);%psi

%SEGUNDA UNION
m3=Densd3*Q3;%flujo másico
mB=mA+m3;%flujo másico total
QB=QA+Q3;%flujo total
vB=QB/A;%velocidad total
DensdB=mB/QB;%densidad total
wB=DensdB*g;%Peso específico
ReB=4*QB/(vsccin*pi()*D);
if ReB<2500
    fB=64/ReB;%factor de friccion
else
    fB=0.11;
end
PB=wB*((mA*(PAp/wA+vA^2/(2*g))+m3*(P3p/w3+v3^2/(2*g)))/mB-vB^2/(2*g));

%TRAMO FINAL HASTA MANYFOLD
P4=PB-wB*(Z4+fB*vB^2*LB/(2*g*D)+k4*vB^2/(2*g));%Presion en el manyfold
P4=P4*(14.7/101300)
end
end

```

%Para calcular la presión al tanque desde el manifold

%DATOS DE ENTRADA INICIO

nl=5;% numero de líneas que llegan al manifold 5 o 7

P1=6.81;% psi

P1=P1*(101300/14.7);

P2=5.95;

P2=P2*(101300/14.7);

P3=4.23;

P3=P3*(101300/14.7);

P4=4.79;

P4=P4*(101300/14.7);

P5=2.17;

P5=P5*(101300/14.7);

P6=4.15;

P6=P6*(101300/14.7);

P7=3.51;

P7=P7*(101300/14.7);

Q1=0.00036;

Q2=0.00038;

Q3=0.00096;

Q4=0.00141;

Q5=0.0012;

Q6=0.00060;

Q7=0.00025;

Densd1=898.76;

Densd2=847.3;

Densd3=847.3;

Densd4=847.3;

Densd5=847.3;

Densd6=847.3;

Densd7=847.3;

D=9.2006e-2;Diámetro interno de manifold_pulgadas

D2=0.0525;Diámetro de la tubería hasta el tanque

k=1;

ks=10;

vscin=0.0000055;% m²/s²

ZM=1.3;% Altura del manifold

LH=2.4;% Altura del tanque

ZT=LH;

LD=20;% Distancia desde manifold al tanque

%DATOS DE ENTRADA FIN

l=0.3;% distancia entre las líneas en el manifold

A=pi()*D²/4;% Area interna de tubería manifold

A2=pi()*D²/4;% Area interna de tubería de 2"

```

v1=Q1/A;
v2=Q2/A;
v3=Q3/A;
v4=Q4/A;
v5=Q5/A;
v6=Q6/A;
v7=Q7/A;
g=9.81;
w1=Densd1*g;
w2=Densd2*g;
w3=Densd3*g;
w4=Densd4*g;
w5=Densd5*g;
w6=Densd6*g;
w7=Densd7*g;
m1=Densd1*Q1;
m1=Densd1*Q1;
m1=Densd1*Q1;
m1=Densd1*Q1;
m1=Densd1*Q1;
m1=Densd1*Q1;
m1=Densd1*Q1;
Re1=4*Q1/(vsccin*pi()*D);
    if Re1<2500
        f1=64/Re2;% factor de friccion
    else
        f1=0.11;
    end
Re2=4*Q2/(vsccin*pi()*D);
    if Re2<2500
        f2=64/Re2;% factor de friccion
    else
        f2=0.038;
    end
Re3=4*Q3/(vsccin*pi()*D);
    if Re3<2500
        f3=64/Re3;% factor de friccion
    else
        f3=0.038;
    end
Re4=4*Q4/(vsccin*pi()*D);
    if Re4<2500
        f4=64/Re4;% factor de friccion
    else
        f4=0.038;
    end
Re5=4*Q5/(vsccin*pi()*D);

```

```

    if Re5<2500
        f5=64/Re5;% factor de friccion
    else
        f5=0.038;
    end
    Re6=4*Q6/(vsccin*pi()*D);
    if Re6<2500
        f6=64/Re6;% factor de friccion
    else
        f6=0.038;
    end
    Re7=4*Q7/(vsccin*pi()*D);
    if Re7<2500
        f7=64/Re7;% factor de friccion
    else
        f7=0.038;
    end
    if nl==4
        v8=v1+v2+v3+v4;
        m8=m1+m2+m3+m4;
        Q8=Q1+Q2+Q3+Q4;
        Densd8=m8/Q8;
        w8=Densd8*g;

        P8=w8*((m1*(P1/w1+v1^2/(2*g)) + m2*(P2/w2+v2^2/(2*g))+ m3*(P3/w3+v3^2/(2*g)) +
        m4*(P4/w4+v4^2/(2*g)))/m8-v8^2/(2*g));

    else
        if nl==7
            v8=v1+v2+v3+v4+v5+v6+v7;
            m8=m1+m2+m3+m4+m5+m6+m7;
            Q8=Q1+Q2+Q3+Q4+Q5+Q6+Q7;
            Densd8=m8/Q8;
            w8=Densd8*g;

            P8=w8*((m1*(P1/w1+v1^2/(2*g)) +m2*(P2/w2+v2^2/(2*g))+m3*(P3/w3+v3^2/(2*g)) +
            m4*(P4/w4+v4^2/(2*g)) + m5*(P5/w5+v5^2/(2*g)) +m6*(P6/w6+v6^2/(2*g))
            +m7*(P7/w7+v7^2/(2*g)))/m8-v8^2/(2*g));

        end
    end
    Re8=4*Q8/(vsccin*pi()*D);
    vs8=Q8/A2;

    if Re8<2500
        f8=64/Re8;
    else

```

```
f8=0.027;  
end  
P=P8-w8*((ZT-ZM)+f8*(vs8)^2*(LD)/(2*g*D2)+ks*(vs8)^2/(2*g));  
P=P*(14.7/101300)
```

DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE POR BOMBEO MECANICO PARA LA EXTRACCION DE CRUDO DE LA SECCION 67 DEL CAMPO ANCON

José García Jara¹, Ernesto Martínez²

RESUMEN

El presente tema de tesis se realiza en el campo petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco este campo esta dividido en 4 zonas centro este, centro oeste, norte y sur, dentro de estas zonas hay 2800 pozos petrolíferos que se encuentran produciendo. Actualmente estos pozos tienen muchos años de servicio por lo que estos ya no tienen presión natural y por tal motivo proceden a usar técnicas de levantamiento artificial como son: bombeo mecánico, los llamados achiques de pozo y recuperación de crudo por herramienta local. Los pozos que son explotados por bombeo mecánico enfrentan problemas de corrosión en su superficie debido a sus años de servicio ya que el clima en esta zona es salino, también presenta problemas de ineficiencia en sus redes de distribución de tubería. Para el estudio de realización de esta tesis se escogió la zona centro este, que se encuentra comprendida por la sección 67, ya que esta tiene la mayor cantidad de pozos con extracción por bombeo mecánico y por ende una red de tubería sumamente extensa. Por tal motivo el objetivo de esta tesis apunta a realizar el diseño de las facilidades de superficie de extracción de crudo por bombeo mecánico en la sección 67, para mejorar las condiciones actuales de transferencia de crudo. Para lograr este objetivo se procedió a la toma de datos de todas las facilidades de superficie existentes en la sección 67, que nos servirá para evaluar de manera preliminar la situación actual de la misma. Aplicando las soluciones técnicas planteadas en este trabajo esperamos en primer lugar, optimizar el sistema de distribución de tubería y eliminar las pérdidas que se producen por una ineficiente distribución de tubería y eliminar las pérdidas que se producen por años de servicio de las tuberías al utilizar tuberías nuevas, finalmente se entrega una cartografía básica indicando la nueva distribución de las facilidades de superficie de la sección 67.

SUMMARY

The present thesis topic is carried out in the Engineer oil field Gustavo Galindo Velasco, this field this divided in 4 areas center east, center west, north and south, inside these areas are 2800 oil wells that are producing oil. At the moment these wells have many years of service for what these no longer have natural pressure and for that a reason they proceed to use technical of artificial rising as they are: I pump mechanic, the calls reduce of well and recovery of raw for local tool. The wells that are exploited by pumping mechanic face problems of corrosion in their surface due to their years of service since the climate in this area is saline, it also presents inefficient problems in their nets of pipe distribution. For the study of realization of this thesis the area center this was chosen that is understood by the section 67, since this has the biggest quantity in wells with extraction for pumping mechanic and for ende a net of extremely extensive pipe. For such a reason the objective of this thesis points to carry out the design of the facilities of extraction surface of raw for pumping mechanic in the section 67, to improve the current conditions of transfer of raw.

1. INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, refiriéndonos a nuestro país, se utilizan varios tipos de levantamiento artificial en campos donde se requiera aumentar la producción. El método más antiguo de levantamiento artificial es el de bombeo

mecánico, en el campos Gustavo Galindo Velasco la producción diaria por este método es del 40 %. Este método es el más utilizado en pozos cuya recuperación es lenta

En el proyecto se procede a la toma de datos de las facilidades de superficie de extracción de crudo por bombeo mecánico, como son presión, caudal, además se realiza el recorrido físico de las líneas de transferencia, para esto se hace uso del sistema de posicionamiento global (GPS), también se analizara el porcentaje de gas disuelto en petróleo, se toman datos de la presión de fondo de pozo, para esto se hace uso del equipo ecómetro, luego se evalúa las tubería

¹Ingeniero Mecánico 2006; (email: lugarcia@espol.edu.ec); ²Director de Tesis, Ingeniero Mecánico, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1983, Profesor, (email: emartine@espol.edu.ec)

mediante una inspección para determinar su condición actual, se presentan dos alternativas una nueva distribución con tubería nueva la misma que tendrá que ejecutarse cuando las tuberías cumplan su ciclo de vida y la otra el cambio de tramos tubería que por resultados de la inspección realizada deben ser cambiados. Finalmente se realiza un análisis económico entre los costos de cambiar todas las tuberías y el costo que se generará con el cambio de tramos de tubería que tienen que ser desechadas.

2. INFORMACION TECNICA Y DATOS DEL CAMPO “ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO”

El campos Gustavo Galindo Velasco se encuentra en la península de Santa ubicado en el sureste de la provincia del Guayas, distante 120Km kilómetros de la ciudad de Guayaquil. El bloque comprende 1200Km² de las cuales el 40% son de costa afuera.

2.1 Historial de producción del campo.

La infraestructura de producción del campo Gustavo Galindo, se encuentra en plena operación con 2800 pozos perforados de los cuales 740 están en producción y la extracción de petróleo se realiza a través de Bombeo Mecánico, pistoneo, y herramienta local.

La producción total del campo Gustavo Galindo Velasco es de 2200bbl/d (petróleo) de 35.5 API (promedio). Para el almacenamiento temporal de petróleo, existen 13 estaciones denominadas 65, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, Santa Paula y Carmela a donde llega el fluido por líneas de transferencia que están conectadas desde los pozos de bombeo mecánico, luego el crudo es evacuado mediante succión con un vacuum, para ser transportado por estos hasta los tanques de almacenamiento.

2.2 Clasificación del crudo

El petróleo es un compuesto químico que en términos generales se lo puede clasifica por su composición química y por sus grados API

Por su composición química se puede clasificar según el tipo de hidrocarburo que predominan en el como son:

Petróleo de base parafínita.

Petróleo de base asfáltica.

Petróleo de base mixta.

La Tabla I muestra una clasificación del crudo en términos de su densidad o grados API.

Tabla I.- Clasificación del crudo de acuerdo a su densidad.

Aceite crudo	Densidad (grados API)
Extrapesado	< 10.0
Pesado	10.1 – 22.3
Mediano	22.4 – 31.1
Ligero	31.2 – 39
Superligero	> 39

2.3 Métodos de extracción del crudo.

Cuando el yacimiento ha perdido su energía natural, es necesario suministrar energía adicional para que el proceso de producción sea factible en el campo Ancón se extrae crudo con los siguientes métodos.

Levantamiento Artificial por bombeo mecánico.

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico es el más antiguo, y más utilizado en el mundo, debido principalmente a los bajos costos operativos, facilidad de producción y bajo riesgo de derrames por ser una operación a baja presión. La figura 1 muestra el balancín de bombeo mecánico.



Figura 1.- Levantamiento Artificial por bombeo mecánico.

Levantamiento Artificial por Pistoneo o Swab

Es un método que consiste en la extracción de fluidos del interior del pozo, desde una profundidad hacia la superficie a través del pistoneo del pozo. Esta operación se realiza debido a que la presión de la formación no es lo suficientemente mayor como para vencer la columna hidrostática que existe y poder expulsar el líquido drenado. El drenaje de estos pozos es muy lento al tiempo. La figura 2 muestra la unidad de servicio para la extracción de crudo por el método de Swab o pistoneo



Figura 2.-. Unidad de servicio bombeo para Swab.

Levantamiento Artificial por Herramienta Local.

Este método no es un tipo de levantamiento específicamente dicho, sin embargo en el campo ha dado buenos resultados, es de bajo costo y recupera la producción con facilidad debido a que los pozos no son profundos, y el crudo es de alta calidad, su forma de extracción es igual que el de Swab. La figura 3 muestra la unidad de servicio de Herramienta Local.



Figura 3.- Unidad de servicio para Herramienta Local.

3. DESCRIPCION DEL EQUIPO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO.

A continuación se describe algunos fundamentos teóricos sobre componentes del equipo de bombeo mecánico.

El equipo de bombeo mecánico mediante varillas se puede clasificar en:

Equipo de subsuelo
Equipo de superficie

3.1 Equipo de subsuelo

El equipo de subsuelo esta restringido en su estructura por el diámetro de la tubería de revestimiento. Sus componentes son:

Tubería de producción
Varillas
Bomba de subsuelo

Ancla de tubería
Ancla de gas

Tubería de producción

Es la tubería que se introduce en el pozo a través de la cual el petróleo es transportado desde el subsuelo hasta la superficie. Al mismo tiempo sirve de guía a la sarta de varillas de succión que está accionando la bomba en el subsuelo.

Tabla II.- Resistencia mínima en libras a la tensión

DIÁMETRO DE TUBERIA DE PRODUCCION	GRADO DE TUBERIA	
	J-55	N-80
2-3/8"	72000	104000
2-7/8"	100000	145000
3-1/2"	142000	207000

Varillas

Las varillas de succión tienen por objeto proporcionar la conexión entre la unidad de bombeo que se encuentra instalada en la superficie y la bomba en la profundidad de la arena productora en el pozo, mediante ésta se transmite el movimiento recíproco vertical a la bomba para el desplazamiento de fluido.

Bomba de Subsuelo

La bomba es un equipo de desplazamiento positivo desde el fondo hasta la superficie, que funciona mediante presiones diferenciales del sistema sobre sus componentes, la función de la bomba de subsuelo es levantar el fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección. La figura 4 muestra las partes de una bomba de subsuelo

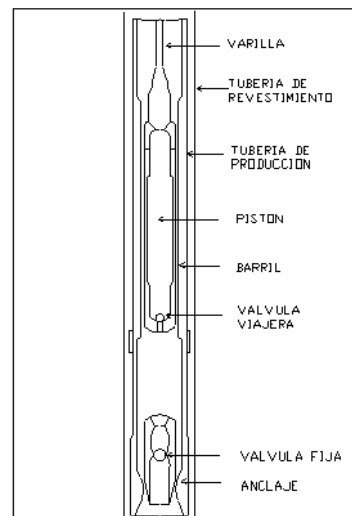


Figura 4.- Partes de bomba de subsuelo

Ancla de Tubería

Equipo que se utiliza para controlar los movimientos de la tubería de producción, absorbe los esfuerzos durante la acción de bombeo y los transfiere a la tubería de revestimiento, manteniendo a la tubería de producción en una posición constante y reduce la fricción varilla / tubería.

Ancla de Gas

La ancla de gas se utiliza en pozos de bombeo para mejorar la separación gas líquido y haciendo mínimo el pasaje de gas a través de la bomba y facilitando la producción; para así obtener una máxima eficiencia volumétrica de ésta.

3.2 Equipo de superficie

El equipo de superficie lo conforman las siguientes partes:

Unidad de bombeo

Motor de la unidad

Cabezal del pozo

Unidad de bombeo

Es una maquina integrada cuyo objetivo es proporcionar un cambio angular a rectilíneo vertical a una velocidad apropiada con el propósito de accionar la sarta de varillas y la bomba de subsuelo. En la figura 1 se muestra la figura de la unidad.

Motor de la unidad

El motor es considerado como una maquina motriz que suministra la fuerza requerida para la operación de la unidad. Los motores son utilizados para suministrar la energía mecánica a las unidades de bombeo para levantar los fluidos del pozo. Dentro de los motores de combustión interna tenemos: Motores de alta velocidad y motores de baja velocidad, los mismos que se aplican de acuerdo a los requerimientos para el bombeo con la unidad.

Cabezal de Pozo

Está constituido por una serie de dispositivos y de válvulas que permiten el paso del fluido del pozo a la tubería. Conjuntamente con la prensa estopa, esto permite el paso del varillón pulido en el ciclo de bombeo.

4. Diseño de las facilidades de superficie.

Se describe las facilidades de superficie actuales que esta constituida la sección 67. Se realiza el diseño de las nuevas líneas de transferencia para lo cual se hace recorrido físico del campo para determinar las trayectorias en las cuales la tuberías pueden instalarse, buscando el diseño más optimo, se determina la metodología de inspección que se utilizará para determinar las condiciones actuales de operación de las líneas de transferencia de crudo existentes.

4.1 Descripción de la sección de producción

La infraestructura existente comprende tres estaciones que son: estación central, estación 50, estación 56, dentro de estas estaciones hay separadores de gas, manifold, líneas de transferencia.

También cuenta con tanques de almacenamiento que se encuentran dentro y fuera de las mismas, debido a que la presión de cabeza de pozo no es la suficiente para que la producción sea almacenada en los tanques de las estaciones mencionadas.

En la actualidad se extrae crudo de 589 pozos, de los cuales 87 pozos se extraen crudo por método de Bombo Mecánico, los 502 restantes su extracción se las realiza por método de Pistoneo o Herramienta Local.

4.2 Rutas de líneas de transmisión

En la toma de datos de las líneas de transferencia existentes se utiliza el sistema de Posicionamiento Global (GPS), figura 5, con el cual se procedió a la toma de datos haciendo el recorrido físico de las mismas. El funcionamiento de este equipo se basa en una señal enviada por satélite.



Figura 5.- Sistema Posicionamiento Global

4.3 Metodología de Inspección para las Tuberías

Inspección mediante medición de espesores para determinar la condición actual de las tuberías.

Cálculo de la tasa de corrosión y vida restante de las tuberías.

Cálculo de la máxima presión de trabajo que puede soportar la tubería en la actualidad.

Inspección visual externa

La figura 6 muestra el equipo utilizado para la toma de datos de espesores.



Figura 6.-Medidor de espesores de ultrasonido.

4.4 Dimensionamiento de Líneas de Transmisión

Muchos factores son considerados en el diseño de tuberías de petróleo. Estos incluyen la naturaleza del crudo a ser transportado, la longitud de la línea, el tipo del terreno que atraviesa la tubería y la máxima elevación de la ruta.

Para el trazado de las nuevas líneas se realizó un estudio preliminar de la ruta, que incluyó un recorrido físico, con el sistema de posicionamiento global, además de la revisión de mapas para identificar los diferentes tipos de terreno, la ubicación de los diferentes cursos de agua, ríos, arroyos, carreteras de acceso y otros posibles obstáculos, a tomar en consideración durante la etapa de diseño.

Se define el trazado más adecuado con criterios técnicos económicos, en base a optimizar el trazado, procurando que la longitud sea la mínima posible, al mismo tiempo que se trata de evitar cambios de direcciones frecuentes.

Longitud de la Líneas de Transmisión

Se establece la capacidad de las nuevas líneas de transmisión, que conforman la sección 67, se debe considerar la producción diaria de cada

pozo, puesto que desde la cabeza de los mismos se conectan las líneas de transferencia que se dirigen hacia los tanques de almacenamiento.

En la tabla siguiente se presenta un ejemplo de 3 pozos, con su longitud desde pozo a manifold o desde pozo a tanque directamente.

Tabla III Líneas de transferencia desde pozo a tanque de almacenamiento.

Tramo	Longitud (m)	Q (m^3 / sg)
Tig 11 – TK 9	217	0.000783
Tig 18 – TK 9	220	0.000566
Tig 20 – TK 9	330	0.000583

Descripción de accesorios utilizados

Planteado el nuevo trazado de las líneas de transferencia se procede a la descripción de los accesorios que se utilizarán en el diseño de las facilidades de superficie.

Manifold

Válvulas de retención

Codos

Uniones

Tuberías

4.5 Cálculo de Líneas de transmisión

Realizado el trazado de las nuevas de líneas de transferencia, se considera al sistema como una red abierta, se realizara el cálculo del diámetro interno de las líneas de transferencia, puesto que las líneas ya existentes tienen diámetro nominal de 2 pulgadas.

El trazado de las nuevas líneas de transferencia esta conformado por tuberías que van desde el pozo al tanque y por tuberías ramificadas que se conectan en el recorrido proveniente de otros pozos que se conectan en sus uniones respectivas.

Para el calculo de las perdidas de carga en las líneas de transferencia que van desde pozo al tanque se hace uso de la ecuación de energía en tubería y para las tuberías ramificadas además del uso de la ecuación de energía en tubería se utiliza la ecuación de conservación de masa en las uniones.

4.6 Cálculo de solución gas petróleo

Se determina la solución de gas/petróleo (R_s) en el yacimiento, esto se lo hace para determinar si el crudo que se extrae y que es conducido por

las líneas de transferencia es flujo monofásico o multifásico. El criterio para decir si el flujo es monofásico o multifásico depende de Rs . Si Rs es mayor a 100 el flujo es multifásico y si es menor será monofásico.

Cálculo de la presión estática de fondo

Para este cálculo se deben conocer:

Presión de nivel.

Presión producida por la columna de gas sobre el nivel de fluido.

Presión de cabeza de pozo.

La presión de nivel depende del nivel sobre asiento de bomba que tiene que ser multiplicado por la gravedad específica del fluido y por un factor que 0.433.

Para calcular la profundidad del nivel de fluido medido desde la superficie y la profundidad de la bomba se les toma la medida mediante un Ecómetro, como se observa en la figura 7, que es un instrumento que aprovechando la propagación del sonido en un medio elástico, permite determinar el nivel de líquido dentro de un pozo.

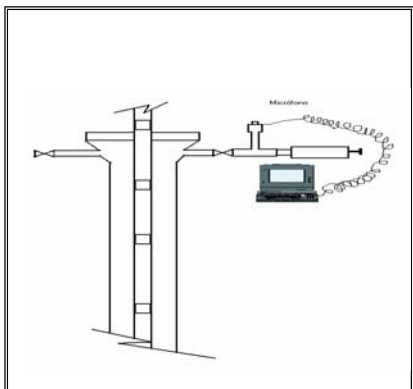


Figura 7.- Esquema de instalación de ecómetro en un pozo.

Metodología para el cálculo de pérdidas de presión

Se indica los pasos a seguir para el cálculo de caída de presión en tuberías que van desde pozo a tanque y para la tubería que van ramificadas.

Tuberías desde pozo a tanque

Tuberías desde pozo ramificadas a tanque

Dentro de esta metodología se deben considerar los diversos factores para el cálculo de flujo de monofásico en tuberías

Viscosidad

Numero de Reynold

Coeficiente de fricción

Perdida de energía en conductos rectilíneos

Consideración para selección del Espesor requerido

Para la selección del espesor de la tubería se deben considerar las presiones del crudo a transportarse, así como también su diámetro exterior, el esfuerzo máximo permisible.

El calculo del espesor de pared bajo presión interna, esta en función de la presión máxima de operación, la clase de acero a usar, la forma en que la tubería ha sido manufacturada, la máxima temperatura de operación y el medio ambiente que rodea la línea.

5. ANAISIS DE RESULTADOS

Inspección mediante medición de espesores para determinar la condición actual de las tuberías.

La tabla IV se indica los datos de una muestra de espesores tomados a cinco secciones de una tubería, en cada sección se medirá el espesor de tubería en los 4 ejes radiales, que son referidos por los puntos A, B, C, D, en tuberías del sistema del transferencia de crudo por bombeo mecánico.

Espesor mínimo medido (tmm), espesor promedio medido (tam).

En las dos tablas siguientes se presentan dos tramos de tuberías escogidos para representar a los tramos de tubería que pueden seguir operando y tramos que deben ser cambiados, según fueron analizados en la inspección de las tuberías.

Tabla IV Espesores tomados a secciones de líneas de transferencia. (muestra 4)

Punto.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	Tmm (in)	Tam (in)
1	0,184	0,176	0,196	0,178	0.174	0.1819
2	0,182	0,192	0,185	0,181		
3	0,179	0,174	0,181	0,177		
4	0,185	0,181	0,178	0,183		
5	0,176	0,18	0,189	0,179		

Tabla V Espesores tomados a secciones de líneas de transferencia (muestra 33)

Punto.	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	tmm (in)	Tam (in)
1	0,179	0,176	0,179	0,183	0.161	0.1783
2	0,181	0,183	0,185	0,179		
3	0,175	0,164	0,161	0,177		
4	0,185	0,18	0,186	0,176		
5	0,179	0,176	0,18	0,182		

Tabla VI se indica los resultados obtenidos de la inspección de 2 muestras.

muestra	RESULTADOS	CONCLUSIÓN
4	Criterio Nivel 1 Válido	Tub. Sigue operando
33	Criterio Nivel 1 No Válido	Cambiar tubería

Cálculo de tasa de corrosión y vida restante de tubería

La tabla VII indica los resultados obtenidos de las muestras 1 y 33 secciones de tuberías inspeccionadas para determinar la tasa de corrosión y vida restante de las líneas de transferencia de crudo.

Tabla VII Tasa corrosión, vida restante, presión de trabajo

Muestra	Tasa Corrosión (pulg/años)	Vida Restante (años)	Presión (Psi)
1	0.0022	11.9	719
33	0.0029	5.2	485

Inspección visual externa

Se realiza inspección visual puesto hay tubería que se encuentran sometidas a corrosión externa y a sumidura, fugas. A continuación se presentan un ejemplo de corrosión externa y otro de sumidura.



Figura 8.- Corrosión externa



Figura 9.- Sumidura

Análisis de resultados

Las tuberías de transferencia de crudo no todas en su totalidad satisfacen todos los criterios de seguridad dados en el código de inspección para tuberías a presión API 579 (Fitness For Service).

Mediante la inspección visual se encontró algunas tuberías que se encuentran sometidas a corrosión externa, tienen sumidura las tuberías que presentan inicios de corrosión localizada, no permite hacer predicciones, su velocidad es impredecible.

Las secciones de tuberías no cuenta con su aislamiento térmico correspondiente, lo cual afecta al sistema debido a las pérdidas generadas en dichas secciones

CONCLUSIONES

Las líneas de transferencia de crudo por bombeo mecánico de la sección 67 del campo Ancón, no ameritan ser redistribuidas, no se obtiene ningún beneficio, puesto no hay un aumento significativo de energía, al cambiar la totalidad de la tubería utilizando el diseño realizado.

Después de haber realizado la inspección al sistema de crudo por bombeo mecánico se concluye que este puede continuar operando realizando los cambios de tuberías propuestos.

El costo debido a la solución alternativa puede ser recuperado sin inconvenientes en un corto tiempo ya que se trata de una cantidad, la cual puede ser cubierta por la institución.

Los mapas de ubicación de las líneas de transferencia ayudaran en las operaciones de mantenimiento y de control en casos emergentes.

Los equipos utilizados como GPS, es de gran ayuda para el rastreo de líneas, carreteras, puentes, ríos, etc., para indicar su lugar de ubicación en mapas, el ecómetro, es importante puesto que sin este no se conocería el nivel de líquido dentro de los pozos y no se podría

programar una calendario de actividades para la extracción de crudo.

Al realizar proyecto de grado en empresas, se adquiere valiosos conocimientos, en el transcurso del tiempo en que se desarrolla la misma, ya que además de realizar el proyecto, se gana experiencia laboral y lo más importante, como desenvolverse en grupos de trabajo.

RECOMENDACIONES

Al momento de realizar el cambio de los tramos de tubería que deban ser desechados o a su vez al ejecutar el proyecto de cambio de líneas de transferencia de crudo, estas se deben proteger, ya sea con pintura epoxica anticorrosiva o con protección catódica.

Se recomienda realizar inspecciones a otras secciones del campo Ancón que extraigan crudo

por el método de bombeo mecánico utilizando para ello la metodología proporcionada en este proyecto con la finalidad de prevenir el mal funcionamiento del sistema o detectar a tiempo posibles fallas.

Todos los cambios que se realicen en las líneas de conducción de crudo deben ser reportados, con el objetivo de mantener actualizado los mapas de las líneas que desde ahora constan en la base de datos de la empresa.

Es importante que la empresa Pacifpetrol siga apoyando a los estudiantes, dando les oportunidad de realizar sus proyectos de grado, dado que así se fomenta el estudio en el área de petróleo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. JUAN G. SILDARRIAGA V. “Hidráulica de tuberías” (Editorial Mc Graw Hill Interamericana S.A., 1998)

2. H. DALE BEGGS, “Producción Optimization”, (Oil & Gas Consultants International. 1991)

3. BRIAN F. TOIWLER, “Fundamental Principles of reservoir engineering”(Editorial Richardson, Texas 2002)

4. CLEMENTE REZA GARCIA “Manual Flujo de fluidos de Crane, “(Editorial Mc Graw Hill Interamericana S.A., 1989)

6. WALTER GOYCOCHEA B.” Curso de diseño de tuberías” (Octubre 2005)

7. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, “Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids”, 1998

8. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, “Specification for Line Pipe”, 2000.

9. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, “Fitness For Service, API 579”, 2000.

BIBLIOGRAFÍA

1. **JUAN G. SILDARRIAGA V**, “Hidráulica de tubería” (Editorial Mc Graw Hill Interamericana S.A,1998)
2. **H. DALE BEGGS**, “Producción Optimización” (Oil & Gas Consultants Internacional,1991)
3. **BRIAN F. TOIWLER**, “Fundamental Principles of reservoir engineering”(Editorial Richardson, Texas 2002).
4. **CLEMENTE REZA GARCIA**, “ Manual de flujo de fluidos de Crane” (Editorial Mc Graw Hill Interamericana S. A. 1989)
5. **WALTER GOYCOCHEA B**, “Curso de diseño de tubería” (Octubre 2005)
6. **AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS**, “Pipeline transportation system for liquid hydrocarbons and other liquids”, 1998.
7. **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE**, “Specification for Line Pipe”, 2000.
8. **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE**, “Piping Inspection Code, API 570”, 2001.
9. **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE**, “Fitness For Service, API 579”, 2000.