

# DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE POR BOMBEO MECANICO PARA LA EXTRACCION DE CRUDO DE LA SECCION 67 DEL CAMPO ANCON

José García Jara<sup>1</sup>, Ernesto Martínez<sup>2</sup>

## 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

---

<sup>1</sup>Ingeniero Mecánico 2006; (email: [lugarcia@espol.edu.ec](mailto:lugarcia@espol.edu.ec)); <sup>2</sup>Director de Tesis, Ingeniero Mecánico, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1983, Profesor, (email: [emartine@espol.edu.ec](mailto: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 campo Gustavo Galindo Velasco se encuentra en la península de Santa ubicada en el sureste de la provincia del Guayas, distante 120Km kilómetros de la ciudad de Guayaquil. El bloque comprende 1200Km<sup>2</sup> 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 vacum, 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 clasificar 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 parafínica.*  
*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

DIAMETRO 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

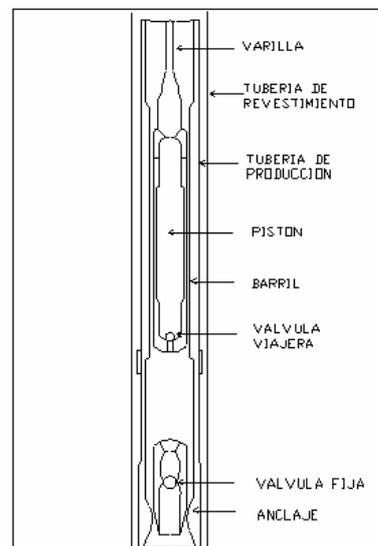


Figura 4.- Partes de bomba de subsuelo

### **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 líneas de transferencia, se considera al sistema como una red abierta, se realizará 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 cálculo de las pérdidas 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  $R_s$ . Si  $R_s$  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.

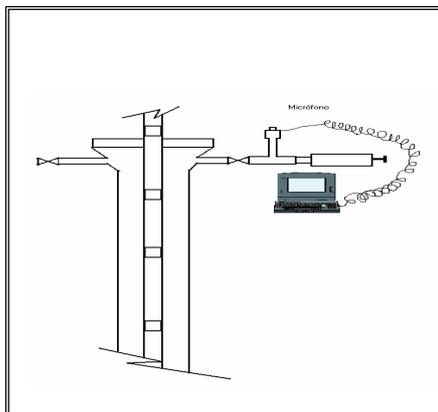


Figura 7.- Esquema de instalación de ecómetro en un pozo.

### 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*

*Coefficiente 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 liquido dentro de los pozos y no se podría

programar un calendario de actividades para la extracción de crudo.

Al realizar un 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. SALDARRIAGA V.** “Hidráulica de tuberías” (Editorial Mc Graw Hill Interamericana S.A., 1998)

**2. H. DALE BEGGS,** “Producción Optimización”, (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.