

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO

FACILIDADES DE RECOLECCION  
Y TRANSPORTE DE PETROLEO EN  
EL CAMPO DE PACAYA

Tesis para optar el Titulo Profesional de  
INGENIERIA DE PETROLEO

Bertha Margarita Plasencia Robles  
Percy Manuel Valenzuela Pelayo

PROMOCION 85-2-1989

LIMA-PERU

1989

FACILIDADES DE RECOLECCION Y TRANSPORTE DE  
PETROLEO EN EL CAMPO PACAYA - SELVA CENTRAL

1. Introducción
2. Conclusiones
3. Estudio del Yacimiento Pacaya
  - 3.1. Ubicación
  - 3.2. Estructura
  - 3.3. Estratigrafía
    - 3.3.1. Secuencia estratigráfica de la estructura Pacaya
  - 3.4. Valores promedios aproximados de las principales características del reservorio Cachiyacu.
  - 3.5. Reservas.
  - 3.6. Sistemas de producción para el Campo Pacaya
4. Diseño de batería de producción para el Campo Pacaya
  - 4.1. Descripción de una batería
  - 4.2. Datos y lineamientos técnicos para el diseño de la batería
  - 4.3. Alternativas de diseño
  - 4.4. Diseño de tanques de almacenamiento
  - 4.5. Transferidor de crudo (Volumeter)
  - 4.6. Diseño de líneas de distribución de múltiple a tanques.
    - a) Tubería de Prueba.
    - b) Tubería de Totales
    - c) Cálculo de la línea que sale de la Tubería de Totales del Múltiple.

- d) Cálculo de la línea que sale de la Tubería de Prueba del Múltiple.
  
- 5. Diseño de oleoducto del Campo Pacaya - Puerto Oriente.
  - 5.1. Perfil del oleoducto.
  - 5.2. Diseño técnico económico del oleoducto.
    - 5.2.1. Análisis de costos
      - 5.2.1.1. Costo de construcción del oleoducto.
      - 5.2.1.2. Costo de operación de bombeo.
      - 5.2.1.3. Costo de mantenimiento
    - 5.2.2. Costo estimativo del oleoducto
      - 5.2.3.1. Cálculo del costo de bombeo.
      - 5.2.3.2. Potencia
      - 5.2.3.3. Costo de bombeo para un período de 15 años
  
- 6. Estimación del diámetro económico y la unidad de bombeo
  
- 7. Facilidades auxiliares.
  - 7.1. Generalidades de construcción del oleoducto.
  - 7.2. Mantenimiento del oleoducto.
  
- 8. Análisis económico.
  
- 9. Anexos.
  - 9.1. Anexo N (1): Análisis teórico del flujo de fluidos en tuberías.
  - 9.2. Anexo N (2): Costo de tuberías.
  - 9.3. Anexo N (3): Costos de tanques.
  - 9.4. Anexo N (4): Costo de campamento.

- 9.5. Anexo N (5): Costo de bombeo
- 9.6. Anexo N (6): estimación de los costos de mantenimiento en el sistema de bombeo.
- 9.7. Anexo N (7): Costo de transporte en dólares por milla.
- 9.8. Anexo N (8): Costo de construcción en dólares por milla
- 9.9. Anexo N (9): Criterios de diseño.
- 9.10. Anexo N (10):Costos de Construcción de Carretera y Cisternas
- 9.11 Anexo N (11):Obtención de los parámetros a condiciones de flujo.
- 9.12. Anexo N (12):Obtención de la tarifa del oleoducto en US\$/Bl.
- 9.13. Anexo N (13):Cálculo de la presión de succión.
- 9.14. Anexo N (14):Fórmulas empleadas en la rentabilidad.
- 9.15. Anexo N (15):Bombas de tranferencia.

## 1.- INTRODUCCION

Pacaya es un campo petrolífero ubicado en Selva central en el Departamento de Loreto, geológicamente se encuentra en lo que antiguamente fue un mar en América, en la época del cretáceo 100 millones de años atrás entre los continentes de Guayana, Brasília y la faja que hoy es ocupada por la Cordillera de los Andes. En aquella época aún no existían los Andes, y muchos ríos que venían de los continentes desaparecidos arrastraban sedimentos hacia el oeste formando capas sedimentarias de gran espesor cerca de la Costa del antiguo mar, más tarde durante el terciario 70 millones de años atrás comenzaron los sedimentos a plegarse en la faja más occidental y el paquete de los pliegues se elevó formando la cordillera de los Andes, fue así como quedó encerrado entre los desaparecidos continentes y los Andes parte del antiguo mar en el que se había acumulado materia que luego daría origen al Petróleo.

Este es el motivo por el que hay grandes campos petrolíferos en la Zona Sub Andina, desde Venezuela hasta Argentina pasando por el Ecuador, Perú, Colombia y Bolivia.

En lo que respecta al Perú gran parte de ésta cuenca se encuentra en su territorio. Según estudios geológicos movimientos tectónicos en épocas recientes plegaron una parte de la Cuenca, al sur del río Marañón, formando subcuencas y pequeñas

estructuras en las que actualmente se encuentran los campos petrolíferos de Aguas Calientes, Aguaytia, Maquia, Pacaya, Inuya Cachiboya, etc.

La producción de la Selva Central a la fecha 06/07/88 es de 2,000 Bls/día, producción que no satisface la demanda de la región, teniendo que llevar petróleo desde la selva Norte a un alto costo. Petro-Perú posee en Selva Central el yacimiento petrolífero de Pacaya con reservas recuperables de 0.84 millones de barriles. Habiéndose perforado 5 pozos de los cuales 3 son productivos, y estando en condiciones de producir, se requiere con urgencia el diseño de las facilidades de recolección y transporte. Este trabajo consiste en el diseño y construcción de una batería de recolección (con los dispositivos necesarios para almacenaje, medición y transferencia) y construcción del oleoducto.

Según el estudio la batería estará ubicada en el pozo 31X de Pacaya desde donde se tenderá la línea de oleoducto hasta Puerto Oriente, aquí se embarcará el petróleo hasta Pucallpa donde se cuenta con una refinería con capacidad de procesamiento de 2500 Bls/día.

## 2.- CONCLUSIONES

- Reservas recuperables de 0.619 MM Bls. estimado para 15 años de producción económica, justifica la construcción de un oleoducto desde el Pozo 31X de Pacaya llegando a Puerto Oriente con una longitud de 33 Kms.
- El diámetro económico estimado del oleoducto es de 4 pulgadas.
- La construcción del oleoducto permitirá el abastecimiento de combustible a la región y se evitará el gasto por transporte en chatas de 27,208 U\$ mensuales desde Selva Norte a Pucallpa, al mismo tiempo se ganará divisas por exportación de ese volumen de petróleo producido; el volumen de producción inicial será de 500 Bls/día.
- El costo total de construcción del oleoducto es de 1829 M U\$.
- Mediante una depreciación volumétrica se obtuvo: Los Sigüientes Parámetros de Rentabilidad.

VAN (15%) : 1.044MM US\$

TIR : 31%

PAY-OUT : 3 años y 9 meses.

- Mediante una Depreciación lineal se obtuvo:

VAN (15%) : 1.376MM US\$

TIR : 35%

PAY-OUT : 3 años y 3 meses

- Estos valores se obtienen de las tablas 1 y 2, los resultados obtenidos aseguran que el proyecto es rentable. El análisis de

costos se realizó desde el punto de vista del usufructuo del recurso, significa que el petróleo existente no tiene valor sino se coloca las facilidades de recolección.

- Para el efecto del diseño de la batería se presentarán tres alternativas las cuales son factibles de llevar cabo, diferenciándose una de la otra por el tipo de equipamiento. Recomendamos la "alternativa C" (descrita más adelante) para que sea considerada inicialmente.

Por las facilidades existentes en la adquisición de los materiales a menor costo, para luego ir incrementando y modificando la capacidad de la batería según la alternativa A ó B de acuerdo con la disponibilidad de los equipos ó facilidad para adquirirlos.

- Los costos de campamento están incluidos en los costos de construcción, estos costos de construcción serán con bienes tangibles (1189 M US\$) e intangibles (640 M US\$) que ascienden 1829 M US\$, se puede ver con mas detalle en el Anexo N(4).
- A pesar del desnivel existente de 70 metros entre los puntos de llegada y salida el petróleo no discurrirá por gravedad, debido a las irregularidades existentes en el terreno y los efectos de fricción, por lo que se hace necesario un sistema de bombeo ( el desnivel abarata el costo de bombeo).
- Como facilidades en equipos se tiene un tanque usado en Puerto Oriente con capacidad de 500 barriles, una carretera entre



Puerto Oriente y Pacaya sólo necesitará de mantenimiento, todo esto abarata los costos de construcción del oleoducto, los cálculos se realizarón en base a precios recientes de equipos nuevos.(Valor de Reposición).

## RECOMENDACIONES

- Utilización de tuberías de fabricación nacional para el ahorro de divisas siempre que cumpla con las especificaciones señaladas en el diseño, caso contrario se comprará del extranjero.
- Aprovechamiento de los derivados del crudo para obras viales ó como insumo de la industria del lugar.
- Rápida ejecución del proyecto por la necesidad urgente de hidrocarburos en la región y por una creciente inflación de los costos.
- Construcción de un campamento que garantice un buen funcionamiento y mantenimiento de operaciones.
- Diseño y construcción del oleoducto con miras futuras de interconectar producciones de campos vecinos.

### 3. ESTUDIO DEL YACIMIENTO PACAYA

#### **3.1.- UBICACION**

La estructura Pacaya se encuentra en el Departamento de Loreto. Está ubicada a 22 Km. al sur de Contamana, a 105 Km. al noroeste de la ciudad de Pucallpa y a 17 Km. sur este del yacimiento Maquía.

La estructura está comprendida dentro del lote 31 región de la Selva Central.

Las coordenadas de la parte central del ápice de la estructura en el sistema Mercator transversal son las siguientes.

Norte : 1'265,765 Mts.

Este : 847,255 Mts.

La altitud del área se estima en 220 Mts. SNM.

#### **3.2.- ESTRUCTURA**

La estructura Pacaya forma parte del alineamiento estructural Huaya, Maquía, Pacaya, Cachiboya, que se encuentran en el borde oriental de la cuenca Ucayali, este alineamiento constituye en cierto modo un pilar tectónico con dirección NO-SE, limitado por fallas inversas hacia los extremos NE y SO. La extensión del alinamiento es de aproximadamente 120 Kmts. de longitud, ver fig (13). El alineamiento se divide en dos bloques separados por una

falla inversa de dirección NNE-SSO, ubicado entre los pozos Inuya 1 y Cachiboya 1/1a.

En los bloques noreste se encuentra la estructura Huaya, Maquía, Pacaya ésta última constituye el anticlinal más profundo del bloque con referencia al tope del cretáceo, el yacimiento Pacaya se encuentra estructuralmente 343 Mts. más abajo del yacimiento Maquía, en el bloque sur este se encuentra la estructura Cachiboya y el área del Callaria.

La estructura Pacaya es un anticlinal asimétrico de forma alargada, la dirección del eje es NO-SE, paralelo al eje del anticlinal de Maquía el limbo occidental de la estructura tiene un buzamiento de 40 grados hacia el suroeste y el oriental 35 grados al NE. La mayor pendiente del borde occidental posiblemente se deba a la falla regional que levanta el alineamiento Huaya, Maquía, Cachiboya, Pacaya. Las dimensiones del anticlinal Pacaya con relación al tope del cretáceo son: 6 kilómetros de largo por 1.6 kilómetros de ancho, el cierre vertical se estima en 50 Mts. y el área en 1767 acres.

### 3.3.- ESTRATIGRAFIA

La columna estratigráfica de la estructura Pacaya, ver fig. (12) se preparó con la información obtenida del pozo 31X de Pacaya que penetró hasta la sección superior de la formación Agua Caliente con los pozos 1 de Maquíá, 1/1A de Cachiboya se han establecido los grupos Oriente y Paleozoico.

#### 3.3.1 SECUENCIA ESTRATIGRAFICA DE LA ESTRUCTURA PACAYA

La secuencia estratigráfica es la siguiente:

##### Basamento cristalino

El basamento no ha sido penetrado por los pozos de Pacaya, ni por los pozos perforados en Maquíá, Inuya, Cachiboya. Está constituida por roca ígnea básica de textura granítica, intensamente alterada cuyos elementos son: Plagioclasas, ortosa, berilio, magnetita y cuarzo. El basamento en la estructura Pacaya se estima encontrarlo a una profundidad de 2300 metros.

##### PALEOZOICO

Se a reconocido en el área el paleozoico inferior y superior. El paleozoico inferior conformado por:

##### FORMACION CONTAYA

La formación Contaya sobre yace al basamento cristalino, su presencia se establece en base a la correlación

efectuado por los pozos 1/1A de Cachiboya que se encuentra a 12 Kilometros del sur este de Pacaya, donde se atravezó una sección de 376 metros de lutita negra con intercalaciones de arenisca gris verdosa de grano fino. El posible espesor de la formación Contaya se estima en 300 metros.

#### PALEOZOICO SUPERIOR

Está formado por:

#### GRUPO TARMA Y COPACABANA

Este grupo tampoco fue atravezado por los pozos en Pacaya, sin embargo se considera su presencia por correlaciones con el pozo 1 de Maquia que penetró 54 metros en éste grupo.

Está constituido éste grupo por calizas grises y calizas dolomíticas, con intercalaciones de arenisca grises.

#### CRETACEO

Está formado por :

#### GRUPO ORIENTE

Este grupo está constituido en base al tope, por las formaciones Cushabatay, Agua Caliente.

En Pacaya el pozo 31XZ penetró 35 metros en el tope del grupo Oriente.

La litología del grupo Oriente consiste en una secuencia de areniscas blancas y grises de grano fino o conglomerádico,

con intercalaciones esporádicas de capas delgadas de lutitas grises. El espesor del grupo Oriente se estima en 500 metros.

#### **FORMACION CHONTA.**

La formación Chonta sobreyace al grupo Oriente, litológicamente consiste de lutitas grises oscuras y grises con intercalaciones delgadas de areniscas blancas, cuarzosa de grano fino, el espesor de la formación Chonta es de 300 metros.

#### **FORMACION VIVIAN**

Se encuentra sobreyaciendo a la formación Chonta, consiste en areniscas blancas, cuarzosas, de grano conglomerádico a fino, con escasas intercalaciones de lutitas y limotita gris.

#### **FORMACION HUSHPAYACU**

Es una unidad delgada que sobreyace a la formación Vivian. Litológicamente consiste en lutitas y limotitas grises oscuras y negras.

#### **FORMACION CACHIYACU**

La formación Hushpayacu se superpone transicionalmente a la formación Cachiyacu, tiene una amplia distribución en el área de Maquía, Pacaya, Inuya, Cashiboya, manteniendo características litoestratigráficas similares. La correlación de ésta unidad entre los yacimientos Maquía,

Pacaya es buena, se puede apreciar la correlación de las areniscas Beta, Gamma, Delta y Epsilon, de esta formación, se efectúa entre los pozos 26 de Maquía, 31X de Pacaya, de acuerdo a esta correlación, las areniscas son igual a las de Pacaya.

La formación Cachiyacu consiste de areniscas con intercalaciones de lutitas de estratos delgados, y limolitas grises en la base. Hacia el tope la lutita grada a lodolita y arcilla roja abigarrada, características que corresponden a un ambiente marítimo.

La litología de los Horizontes petrolíferos de la formación Cachiyacu es la siguiente:

#### **ARENISCAS BETA**

Constituye la base de la formación Hushpayacu, consiste de areniscas grises y cuarzosas, de grano fino y medio subangular, regular a buena selección, friable, pirítica y en parte carbonosa, intercaladas con Lutitas grises.

El espesor es de 3.5 metros.

#### **ARENISCAS GAMMA.**

Se encuentra encima de las areniscas Beta, separados de ésta por una capa lutítica de 2 metros de espesor, la arenisca es de color gris, cuarzosas y grano fino, subangular, regular selección, muy friable, no calcárea,



arcillosa en la base, carbonosa con intercalaciones delgadas de lutitas grises.

El espesor es de 8.3 metros.

#### **ARENISCAS DELTA.**

Sobreyace a las areniscas Gamma, pero está separada por un cuerpo de lutitas grises y marrones de 7.1 metros de espesor. La arenisca es marrón clara, cuarzosa de grano fino y medio, subangular a redondeada, regular selección, poco friables calcárea y glauconítica, con intercalaciones de lutitas grises claras y oscuras.

El espesor es de 4.5 metros.

#### **FORMACION CASABLANCA.**

La formación Casa blanca descansa sobre la formación Hushpayacu, su litología consiste en areniscas blancas, cuarzosa de grano fino, grueso a conglomerádico, subangular y redondeado, con escasas intercalaciones de limolita gris y clara.

El espesor de la formación es de 62 metros.

#### **TERCIARIO.**

La secuencia terciaria está formada por las formaciones Yahuarango, Pozo y Chambira.

La formación Yahaurango sobreyace a la formación Casa Blanca y consiste de lodolitas rojo ladrillo. Hacia la base

lodolita verde olivo con intercalaciones de limolita rojo ladrillo.

El espesor es de 55 metros.

#### **FORMACION POZO**

Se superpone a la formación Yahuarango. Su lodolita consiste de lodolita purpura, intercalada con arcilla abigarrada (marrón rojisa, verde clara y marrón) con escasas intercalaciones de areniscas blancas, marga y caliza marrón.

El espesor es de 760 metros.

Ver fig. (2).

3.4.-VALORES PROMEDIOS APROXIMADOS DE LAS PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO CACHIYACU

RESERVORIO	POROSIDAD (% $\phi$ )	SATURACION (% SW)	PERMEABILIDAD (MD)
Beta	18.1	27	240 - 290
Gamma	21.9	26	240 - 290
Delta	10.4	28	240 - 290

El espesor neto de la arena petrolífera en el ápice de la estructura es de 8 metros.

3.5.- RESERVAS

El Petróleo insitu estimado volumétricamente en 31013,500 barriles de Petróleo a condiciones de reservorio como volumen bruto, aplicando el factor de recuperación de 28% (utilizado en la arena Cachiyacu del yacimiento Maquila) y el factor de volumen de formación (Bo) igual a 1.0045. Se obtuvo una reserva probada recuperable de petróleo de 840,000 barriles a condiciones de superficie (1 atmósfera y 60 F de temperatura). Para los cálculos de Rentabilidad se ha aplicado una última recuperación de 619,000 Bls. Resultante de la proyección de la producción, bajo el método Exponencial de curvas de declinación con un límite económico de 13 Bls/día cuyos valores se ajusta aprox. a la Fórmula:

$$Q = 10^{-0.0568T + 1.9836}$$

En los cuadros de rentabilidad (Tabla 1 y 2) se muestra la distribución de la producción en toda la vida del proyecto.

El pronóstico de producción del yacimiento Pacaya se basa en el yacimiento de Maquía, este pronóstico se toma a partir del décimo año de producción (Maquía viene produciendo 32 años) sólo de los pozos que producen por bombeo mecánico, de la misma manera se espera que produzcan los Pozos de Pacaya.

Este pronóstico determina 15 años de producción rentable, llegando al límite económico de 13 barriles por día, por medio del cual se estimará la rentabilidad del proyecto.

Ver Fig. (4).

### 3.6.-SISTEMA DE PRODUCCION DEL CAMPO PACAYA

Para determinar el sistema de producción de los pozos de Pacaya se verá en una forma resumida cuadros comparativos que nos permitirá la elección más adecuada del sistema de bombeo.

#### **BOMBEO HIDRAULICO A PISTON**

##### **VENTAJAS**

Se puede instalar en pozos desviados y en locaciones urbanas sin problemas.

Es flexible, se puede regular el régimen de desplazamientos a medida que el pozo declina.

Se puede usar gas o electricidad como combustible.

- La fuente de potencia puede estar localizada lejos.

- Es aplicable en completaciones múltiples y a pozos en el mar.

- Puede bombear fácilmente en ciclos exactos de tiempo.
- Puede bombear un pozo con una presión regularmente baja.
- Es posible secar el pozo.
- El sistema se puede centralizar y automatizar.  
Las bombas pueden ser cambiadas sin requerir unidad de servicio de pozos.
- La longitud de la carrera no varía.  
Se puede conocer el comportamiento del equipo por simple lectura de manómetros.
- La eficiencia en el bombeo es alta.

#### **DESVENTAJAS**

- Alto costo inicial.  
Alto costo operativo.
- Baja eficiencia en pozos de alto GOR.
- Susceptible a la formación de gas libre.
- Problemas con arenas y sedimentos.
- Problemas con el tratamiento de aceite motriz producido.
- Altos costos de reparación.
- Demanda personal especializado.

#### **BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.**

##### **VENTAJAS.**

- Puede repararse sin cambiar el tubing.
- Puede usarse en pozos desviados y pozos en el mar sin problemas.

- Puede usarse agua como líquido motriz.
- El líquido motriz no tiene que ser tan limpio como el caso del bombeo hidráulico tipo pistón.
- Se puede aplicar fácilmente tratamientos para emulsión y corrosión para incrustaciones.
- La fuente de potencia puede estar localizada lejos y puede ma ha 30 Bl

#### **DESVENTAJAS**

- Es de baja eficiencia.  
Se requiere de altas presiones de fluido motriz en superficie.
- El diseño del sistema es complicado.
- Es muy sensible a cambios de presiones de fondo.

#### **BOMBEO ELECTRO CENTRIFUGO**

##### **VENTAJAS**

- Puede manejar grandes volúmenes de fluido hasta de 60,000 Bls/día.  
Son fáciles de instalar y operar.
- Accesibles a las locaciones urbanas.
- Se puede instalar en pozos desviados sin mayores dificultades.
- Se puede instalar un censor de presión en el fondo del pozo.

- Permite standarizar por grupos de pozos similares.
- Disponible en diferentes diámetros según su capacidad
- El costo de levantamiento para altos volúmenes generalmente es baja.

#### **DESVENTAJAS**

Se requiere unidad de servicio para su instalación y retiro.

- No es aplicable en completaciones múltiples.
- Requiere específicamente de una fuente de energía eléctrica.

## BOMBEO NEUMATICO

### VENTAJAS

- Se aprovecha ventajosamente la energía del pozo.
- El sistema se puede centralizar.
- Altos volúmenes de extracción.
- Es bastante flexible, se puede convertir en continuo o intermitente.
- Es accesible en locaciones urbanas. Pero poco recomendable
- La fuente de potencia puede estar localizada lejos.
- Tiene gran rendimiento en pozos de alto GOR.
- Se puede usar en Pozos Desviados.

### DESVENTAJAS

- El levantamiento de fluidos viscosos es dificultoso.
- Se debe contar con una fuente de gas, que no siempre se dispone.



## BOMBEO MECANICO

### VENTAJAS

- Bajo costo y disponibilidad de unidades de superficie y subsuelo por la empresa.
- Maneja bajos volúmenes de fluidos a bajo costo.
- Fácil de operar para pozos poco profundos.

### DESVENTAJAS

- No es recomendable para pozos ubicados en zonas pantanosas por su alto costo de instalación y mantenimiento.
- Problemas en pozos de gran profundidad ó desviados.
  - Es incapaz de manejar grandes volúmenes de fluido.

por lo expuesto anteriormente el sistema de levantamiento artificial que mejor se adecúa técnica y económicamente, de acuerdo a la producción y a las condiciones de los pozos de Pacaya es el bombeo mecánico .

#### 4.DISEÑO DE BATERIA DE PRODUCCION PARA CAMPO PACAYA

Después de haber completado la perforación de los pozos de Pacaya en Diciembre de 1985, corresponde como segunda etapa la extracción del petróleo, para lo cual se requiere la construcción de una batería que permite recolectar, lavar, medir y transferir el petróleo producido.

##### 4.1.- DESCRIPCION DE UNA BATERIA.

###### ELEMENTOS PRINCIPALES

- Múltiple de recolección.
- Separadores.
- Medidores de Líquidos y Gas.
- Tanques.
- Bombas de transferencia.

###### ELEMENTOS SECUNDARIOS.

- Controles de presión.
- Controles de nivel.
- Controles de arranque y parada de motores.
- Válvulas de seguridad.

###### FUNCIONES QUE REALIZA CADA PARTE.

###### MÚLTIPLES DE RECOLECCION

Son elementos constituidos por una serie de válvulas a través de las cuales pasa todo el crudo proveniente de los pozos, de tal manera que se pueda aislar la producción de un pozo de la producción total.

## **SEPARADORES**

Son dispositivos que sirven para separar el gas de los líquidos que llega a los separadores.

Existen varios tipos de separadores como:

- Separadores gas petróleo.
- Deshidratador
- Depurador de gas
- Tanque de Asentamiento.
- De dos fases
- De tres fases

## **FUNCIONES DEL SEPARADOR**

Los separadores tienen por función principal:

- Completar la separación gas líquido.
- Distribución de los fluidos

## **TRANSFERIDOR.**

Son dispositivos calibrados para transferir de un lugar a otro volúmenes de líquidos producidos por un pozo ó conjunto de pozos.

## **TANQUES**

Son los dispositivos donde se acumula y deposita la producción de petróleo para ser medida y transferida a otros sitios de almacenaje o de embarque.

## **BOMBAS DE TRANSFERENCIA.**

Mecanismos dispuestos para transmitir la energía motriz que recibe un líquido que debe ser desplazado de un lugar a otro por medio

de tuberías de producción, esa energía motriz se transforma en velocidad y presión.

Ver anexo N. (15).

#### CLASIFICACION DE LAS BATERIAS

Las baterías se clasifican del siguiente modo:

##### POR LA PRESION DE OPERACION

- De presión.
- De vacío.

##### POR EL TIPO DE MEDICION.

- Manuales.
- Automáticas.
- Semiautomáticas.

Después de esta breve descripción se diseñará la batería más adecuada inclusive alternativas que se puedan ir implementando poco a poco.

#### 4.2.- DATOS Y LINEAMIENTOS TECNICOS PARA EL DISEÑO DE LA BATERIA

Se basan en las características del fluido producido como:

- El GOR es igual a cero ( por no tener producción de gas).
- La gravedad del petróleo de 30 grados API.
- Volumen de fluido a manejar en la batería de 500 Bls/día.
- Efectos de presión y temperatura de fluido, de 700 PSI y 80 F.

- Componentes adicionales existentes en el petróleo.
- Corte de agua Inicial . 10%
- Contenido de sal: despreciable
- Contenido de azufre no presenta.

#### 4.3.- ALTERNATIVAS DE DISEÑO

Como un análisis del equipamiento y facilidades existentes tanto en el mercado como en las operaciones se dan tres, alternativas de diseño, en todas las cuales se considera un Tanque de asentamiento de 500 barriles y un tanque de 5,000 barriles (como emergencia en que por algún motivo no se pueda transferir). A continuación una breve explicación de la operación de cada alternativa.

##### ALTERNATIVA A

Esta alternativa considera el uso de un compresor de aire para accionar los transferidores permitiendo una mejor operatividad de la batería, en el diagrama de la figura (1) se muestra los equipos a ser considerados siendo el desplazamiento de fluido como a continuación se describe:

- La producción total sale del multiple, entra al degasificador del Tanque de asentamiento luego pasa a la parte inferior de este donde se separa el agua pasando el crudo limpio a un transferidor para ser medido y transferido a un tanque donde será almacenado para luego ser bombeado a Puerto Oriente.

- La producción de petróleo del pozo en prueba sale de un multiple y entra a un transferidor donde se mide (agua y petróleo), luego es transferido al gun barrel.
- Debe obtenerse una muestra del volumeter de prueba para determinar los porcentajes de petróleo y agua.
- A la medida en el transferidor del total debe descontarse la cantidad de petróleo medido en el transferidor de prueba.

#### ALTERNATIVA B

En este caso en vez de transferidor se está considerando medidores de desplazamientos positivo los equipos e instalación se muestran en la figura 2, deben observarse las siguientes recomendaciones para la operación de la batería.

El Tanque de Asentamiento debe instalarse 3 pies más alto que el nivel de los demás tanques, para asegurar el mayor volumen en los tanques operativos de 500 barriles.

La producción total sale del multiple y entra al tanque de asentamiento, en donde se separa el crudo limpio, el que por gravedad pasa a otro tanque (500 barriles), para luego ser transferido a Puerto Oriente.

La medición se efectuará en un medidor de desplazamiento positivo instalado después de la bomba.

- La producción del pozo en prueba sale del multiple y pasa por un medidor de desplazamiento positivo provisto de un

muestreador, ingresando luego al Tanque de Asentamiento

La muestra obtenida en el medidor nos servirá para determinar los porcentajes de petróleo y agua.

- A la medida total debe descontarse la cantidad de petróleo del pozo en prueba.

### ALTERNATIVA C

El diseño se muestra en la figura 3, en este diseño no se a considerado el uso del Transferidor ni medidores de desplazamiento positivos por lo tanto la medición se hará manualmente con cintas métricas metálicas (winchas), la producción de la batería será como se describe a continuación.

- La producción total del día pasará del multiple a un Tanque de Asentamiento, de donde por gravedad se envíe a un tanque de 500 barriles, al siguiente día para recibir la producción se utilizaría otro tanque mientras la producción del día anterior será bombeada a Puerto Oriente.

La producción del pozo en prueba será recibido en un tanque más pequeño de 200 barriles, y se procederá de un modo similar que los totales.

La Producción del pozo en prueba no podrá pasar el Tanque de Asentamiento, por lo tanto los tanques se desaguaran manualmente antes de transferir el petróleo. Para mejor aprovechamiento de la capacidad total de los tanques de 500 barriles, es preferible que el Tanque de Asentamiento se instale a un nivel de 3 pies más alto que el nivel de los demás tanques.

#### 4.4.- DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

El diseño se hará bajo el criterio de normas cuyo alcance cubre el material, diseño y fabricación, erección y requerimiento de prueba para tanques cilíndricos verticales de los siguientes tipos:

- Techo cónico soportado.
- Techo cónico auto soportado.
- Techo flotante.
- Abierto.

#### REFERENCIAS

Se usará las siguientes normas:

- Normas Petro-Perú:

GS - 1700 trabajos de ingeniería civil y estructura de acero.

GS - 2300 pintura.

Normas ASTM.

A 53 tubería de acero sin costura.

A 105 elementos forjados.

A 106 tubería de acero sin costura para alta temperatura

A 333 tubería de acero sin costura para servicio de baja temperatura.

Normas API.

STD 650 tanques de acero soldado para almacenar petróleo.

STD 620 recomendaciones para el diseño de grandes tanques



de almacenamiento.

### **CIMENTACIONES**

De acuerdo al API-650 apendice B y al Gs 1700 es obligatorio el uso del anillo de cimentación.

Para este diseño no se entrará en detalles estructurales por no corresponder al presente estudio.

### **RESTRICCIÓN DE JUNTA**

El mínimo tamaño de soldadura de filete será:

PL = 3/16'' ----- para filete completo.

2" en juntas soldadas por ambos lados.

1" en juntas soldadas por un solo lado.

### **DISEÑO DEL FONDO**

- Las planchas del fondo tienen un espesor nominal de 3/8 pulgadas incluyendo el factor de corrosión de 1/8 pulgadas.
- El alero exterior del fondo sobre sale una pulgada (1") después del filo extremo de la soldadura.
- El cilindro se soldará en fondo con un filete continuo a ambos lados de la plancha del cilindro, el tamaño de cada soldadura no deberá ser mayor que 1/2 pulgada menor que el espesor nominal de la plancha más delgada a unir.

Espesor del cilindro	Minimo tamaño del filete
3/16 (pulgadas)	3/16 (pulgadas)

## ESFUERZOS DE TRABAJO

El máximo esfuerzo de trabajo antes de aplicar el factor de junta será : 21,000 PSI, de acuerdo a la norma API 650.

### - CARGAS

Los esfuerzos serán calculados asumiendo que el tanque está lleno de agua a 60 F, ó un líquido más pesado que el agua, si va a ser almacenado.

- El esfuerzo a cada anillo debe ser calculado 12 pies por encima de la junta horizontal inferior del anillo en cuestión.

- Para calcular los esfuerzos se deberá tomar el diámetro nominal, es el diámetro de la línea del centro de la plancha del cilindro.

## DISEÑO DEL TECHO

Generalmente: Todos los techos deberán ser diseñados para soportar una carga viva de 35 MPSI de área proyectada más una carga muerta.

Las planchas deberán tener un espesor nominal no menor de 3/16 pulgadas ( sin considerar el factor de corrosión).

- Las planchas de techo deberán ser sujetadas al ángulo superior de refuerzo, con un filete continuo ( solo en el ángulo superior).

- Si el filete continuo entre el ángulo de refuerzo y la

plancha de techos no excede de 3/16 pulgadas y la pendiente del techo no excede de 2 pulgadas en 1 pulgada y cuando el área efectiva de la sección recta es igual o menor que:

$$A_i = \frac{0.156 W}{308000 Tg \theta}$$

Donde:

- W: Peso total del cilindro, más cualquier carga soportada por el cilindro y techo (en libras).
  - Angulo del techo con la horizontal (Tg  $\theta$ =Pendiente).
- La junta se considera frágil en caso de una excesiva presión interna, la rotura se producirá por falla del filete de 3/16 pulgadas.
- Si el filete excede de 3/16 pulgadas ó si la pendiente del techo es mayor de 2 pulgadas en 1 pie ó el área de sección recta efectiva excede el valor calculado  $A_i$ , la junta ya no es frágil y se deberá preveer un sistema de ventilación de emergencia (API-2000).
  - Esfuerzos admisibles ( estructura de acero), todas las partes de la estructura deberán ser proporcionadas tal que la suma de los esfuerzos estáticos máximo no excedan de:

TRACCION

Elementos laminados (en la sección recta) 20 M PSI

Soldadura de canal, penetración completa 18 M PSI

#### COMPRESION

Elementos laminados cuando sea prevenido la deflexión lateral.

- Soldadura de canal, penetración completa 20 M PSI

Columnas (en la sección recta) menor < 120 M PSI

#### TAMAÑO Y ESPESOR DEL CILINDRO

$$T = \frac{2.6 D (H-1) G}{(0.85) (21,000)}$$

Donde:

MPSI= Miles de libras por pulgada cuadrada M Lbs./Pul<sup>2</sup>

T - Espesor mínimo, se deberá añadir cualquier espesor adicional indicado por corrosión (Pulgadas).

D - Diámetro nominal de tanque (pies)

H = Altura desde el anillo de rigidez del tanque al fondo del anillo en consideración (pies) si hay algún dren que limite el sobre llenado del tanque, la altura se deberá tomar desde este punto.

G = Gravedad específica del líquido almacenado, pero en ningún caso menor que 1.

- El factor de junta considerado con inspección radiográ-

fica es 0.85, sino se considera inspección se podrá usar el factor 0.7.

- En ningún caso el espesor nominal de las planchas del cilindro será menor que:

Diámetro del tanque (pies)	Espesor nominal (Pulgadas)
50	3/16

Para el caso nuestro:

$$T = \frac{2.6 \times 15 \times (58.2 - 1)}{0.85 \times 21000}$$

$$T = 0.12 = 3/16 \text{ pulgadas}$$

Es deseable que el ancho de las Planchas no sea de 72 Pulgadas de acuerdo a norma API 650.

#### TECHOS CONICOS SOPORTADOS

Las Planchas del Techo deberán ser soldadas en el lado superior con filetes continuos en todas las costuras.

- La pendiente del techo deberá ser por lo menos 3/4 pulgadas en un pie.
- Los elementos principales podrán ser perfiles laminados o secciones fabricadas.
- Los apoyos exteriores de las viguetas no estarán más apartadas de 2 TT pies (medidos en la circunferencia del tanque).

## MATERIALES

- Planchas	Espesor Máximo
Norma ASTM	(pulgadas)
A 283-C	1
A 285-C	1
A - 36	1.5

### Acero Nacional

PG - E21 (A 283-C) Aproximadamente = 0.5

PG - E24 (A 36) Aproximadamente 1.5

### APLICACION API 650

Básico  $T < 1/2$  (pulgadas)

Donde:

$T$  = Espesor del cilindro en pulgadas.

#### 4.5.- TRANSFERIDOR

El Transferidor es un medio exacto de medición para líquidos por el ciclo de acumulación, aislamiento y descarga de volúmenes iguales. Cada ciclo representa un volumen de líquido conocido, el líquido llena el Transferidor y luego es desplazado registrándose estos desplazamientos en un contómetro.

#### PARTES DE UN TRANSFERIDOR

Las partes son:

- 1 Piloto

- Dos válvulas de diafragma para aceite
  - Dos válvulas de diafragma para gas
  - Una boya con eje.
  - 1 Impulsor
  - 1 Contómetro
  - Vasos de nivel de media pulgada con sus respectivas válvulas.
  - Un manómetro de 0 a 100 PSI
- Ver fig (8)

#### 4.6.- DISEÑO DE LA LINEA DE DISTRIBUCION DE MULTIPLE A TANQUE

Según Datos Experimentales del Campo Maquina de Pozos con bombeo mecánico se encontró presiones de llegada al Multiple de (10-20) PSI.

##### a).-MULTIPLE DE PRUEBA

Es la tubería que recepciona todo el petróleo que llega de un pozo, luego pasa al separador de prueba.

Los cálculos siguientes permiten elegir la tubería adecuada.

##### Datos:

Longitud (L) : 13.0 pies.

Viscosidad (K):  $2.22 \times 10^{-4}$  pies<sup>2</sup>/seg.

Caudal (Q) : 200 barriles/día (BPD)

Densidad (&): 53.73 Libras /pies.<sup>3</sup> (asumido en base a

Cálculos:

- Asumiendo un diámetro de 4" (pulgadas)

$$V : Q/A : 200 \times 5.615 \times 4^3 \text{ (Pies}^3/\text{seg)} / (0.333)(24)(3600)(3.1416) \text{ pies}^2$$

$$V : 0.15 \text{ Pies/seg.}$$

- Número de Reynolds (NR).

$$NR : V \times D/K : 0.15 \text{ (Pies/seg)} \times 0.333 \text{ (Pies)} / 2.22 \times 10^{-4} \text{ (Pies}^2/\text{seg)} = 225$$

- Cálculo del factor de fricción. (f).

$$f : 0.04 / (NR)^{0.172} : 0.04 / (225)^{0.171}$$

$$f : 0.0158$$

- Cálculo de la caída de presión por fricción (AP):

$$AP_f : \frac{2fLV^2}{gD^5} \dots \text{ lbs/pie}^2$$

$$AP_f : 2(0.00158)(13.0)(0.15)^2(53.73) / (32.2)(0.333)^5$$

$$AP_f = 0.0463 \text{ lbs/Pie}^2 = AP_f = 3.21 \times 10^{-4} \dots \text{ PSI}$$

- Cálculo de caída de presión por expansión brusca en el Manifold y codos (AP) :

$$E$$

, Según gráfico equivalente a 29 pies de tubería de 4



pulgadas de diámetro.

$$: AP_E = 7.172 \times 10^{-4} \text{ PSI}$$

- Caída de presión Total:  $AP_T$

$$AP_T = AP_f + AP_E = (3.21 + 7.172) \times 10^{-4} = 10.392 \times 10^{-4} \text{ PSI}$$

Se dispone de una presión de ingreso de (10-20) PSI la presión de salida será  $P_s = (10 - 10.392 \times 10^{-4}) \text{ PSI} = 9.99 \text{ PSI}$

Se tomará una tubería cuyas características son:

- Diámetro nominal : 4 pulgadas
- Diámetro externo : 4.5 Pulgadas
- Espesor : 0.237 pulgadas
- Especificaciones : API STD 5L GRB
- Diámetro interior : 4.026 pulgadas
- Peso/pie : 10.79 Lbrs/pie
- Presión de trabajo : 1305 PSI.

#### b) Tubería de Totales

Es la tubería que recibe todo el petróleo que llega a la batería para luego transferirlo al separador de totales.

En base a los datos que se tiene se calcula la tubería más adecuada.

- Longitud (L) : 16 pies

- Viscosidad (K) :  $2.22 \times 10^{-4}$  pies<sup>2</sup>/seg.

- Caudal : 500 barriles/día (BPD)

- Densidad : 53.73 Lbrs/pie<sup>3</sup>

- Asumiendo un diámetro de 6 pulgadas.

$$V = Q/A = 500 \times 5.615 \times 4 / (3600 \times 24) (3.1416) (0.5)^2$$

$$V = 0.165 \text{ pies/seg.}$$

- Cálculo del número de Reynolds (NR)

$$NR = V \times D / K = 0.165 \times 0.5 / 2.22 \times 10^{-4}$$

$$NR = 372$$

- Cálculo del factor de fricción (f)

$$f = 0.04 / (NR)^{0.172} = 0.04 / (372)^{0.172}$$

$$f = 0.0145$$

- Cálculo de la Caída de presión por Fricción (APF):

$$AP_f = \frac{2 \text{ FLV}^2 \times \text{LBS/PIES}}{DG} = \frac{2 \times 0.045 \times 16 \times (0.165)^2 \times 53.73}{(0.5) (32.2)}$$

$$AP_f = 0.04215 \text{ lb/pies}^2 = 2.92 \times 10^{-4} \text{ PSI}$$

- Caída de presión por codos y expansión brusca (APexp) :

Según gráfico (VIII) es equivalente a 40 pies de tubería de 6".

$$AP_E = 0.1053 \text{ Lbs/pie}^2 = 7.32 \times 10^{-4} \text{ PSI}$$

- Caída de presión total (APT) :

$$AP_T = AP_f \times AP_E = (2.92 + 7.32) \times 10^{-4} \text{ PSI} = 10.24 \times 10^{-4} \text{ PSI}$$

Se dispone de presiones al ingreso de (10-20) PSI. La presión mínima de descarga será:

$$PD = (10 - 10.24 \times 10^{-4}) \text{ PSI} = 9.998 \text{ PSI}$$

Suficiente para llegar a Tanques

La Tubería escogida será :

- Diámetro nominal : 6 pulgadas.
- Diámetro externo : 6.625 pulgadas
- Espesor : 0.118 pulgadas.
- Peso/pie : 14.9 lbs/ pie
- Especificaciones : API 5L STD GRB.
- GRADO : 40

CALCULO DE LA LINEA QUE SALE DE LA TUBERIA DE TOTALES

Para este cálculo se tiene los siguientes datos:

- Longitud (L) : 65. pies
- Viscosidad (K) :  $2.22 \times 10^{-4}$  pies<sup>2</sup>/seg.
- Caudal (Q) : 500 barriles/día (BPD)
- Densidad (&) : 53.73 Lbs/pie<sup>3</sup>
- Asumiendo un diámetro igual a 4 pulgadas.

$$V = Q/A = 500 \times 5.615 \times 4 / 24 \times 3600 \times (0.333)^2 = 3.1416$$

$$V = 0.373 \text{ pies/seg.}$$

Cálculo del número de Reynolds (NR).

$$NR : V \times D / K : 0.333 \times 0.373 / 2.22 \times 10^{-4}$$

$$NR : 560$$

Basándose en la fórmula de factor de fricción obtenidos:

$$f : 0.04 / (NR)^{0.172}$$

$$f : 0.04 / (560)^{0.172} = 0.135$$

- Cálculo de la Caída de presión por Fricción (AP<sub>f</sub>) :

$$AP_f = \frac{2 \text{ FLU } \&^2}{G D} = \frac{2(0.135)(65)(0.373)(53.73)}{(32.2)(0.333)^2} = 12.23 \text{ Lbs/pies}^2$$

$$AP_f = 0.085 \text{ PSI}$$

- Cálculo de las pérdidas por contracción y codos (AP):  
según gráfico VIII, equivale a 85 pies de tubería de 4 pulg.

$$\frac{AP}{E} = 0.11 \text{ PSI}$$

- Cálculo de la carga estática al ingreso al Tanque de Asentamiento.

$$\frac{(AP)}{G}$$

$$\frac{AP}{G} = 0.052 \text{ gh (PSI)} = 0.052 \left( \frac{53.73}{7.479} \right) (20) \text{ PSI}$$

$$\frac{AP}{G} = 7.47 \text{ PSI}$$

- Cálculo de la caída de presión por fricción en la bota

$$\frac{(AP)}{fb}$$

$$\frac{AP}{fb} = \frac{2FL \sqrt{G}}{GD} = \frac{2(0.135)(20\text{pies})(0.373)(53.73)}{(32.2)(0.330)}$$

$$\frac{AP}{fb} = 3.765 \text{ lbs/pie}^2 = 0.026 \text{ PSI}$$

- Caída de presión total: (AP)<sub>t</sub>

$$AP_t = AP_f + AP_E + AP_G + AP_{fb}$$

$$AP_t = 0.085 + 0.11 + 7.47 + 0.026$$

$$AP_t = 7.691 \text{ PSI}$$

- Presión de llegada al tanque de asentamiento  
(9.994 - 7.691) PSI = 2.373 PSI
- La Caída de presión AP es menor que la presión a la salida  
t  
del Manifold de Totales por lo tanto llegará al Gun Barrel  
con facilidad.
  - La tubería escogida será :
    - Diámetro nominal : 4 pulgadas
    - Diámetro extremo : 4.5 pulgadas
    - Espesor : 0.237 pulgadas
    - Peso/ pie : 12.42 lbs/pie.
    - Especificaciones : API 5L STD GRB
    - Grado : 40

#### D. CALCULO DE LA LINEA QUE SALE DE LA TUBERIA DE PRUEBA DEL MULTIPLE

Para este cálculo se tienen los siguientes datos:

- Longitud : 40 pies.
- Viscosidad (K) :  $2.22 \times 10^{-4}$  pies<sup>2</sup>/seg.
- Caudal (Q) : 200 barriles/día (BPD)
- Asumiendo un diámetro de 2" pulgadas

$$V = \frac{200 \times 5.615 \text{ pies}}{24 \times 3600 (3.1416) \left( \frac{0.167}{4} \right)^2 \text{ seg}} = 0.593 \text{ pies}$$

$$NR = V D/K = 0.5930 \times 0.1667 / 2.22 \times 10^{-4}$$

$$NR = 445$$

- Basandose en la fórmula del factor para tuberías comerciales.

$$f = 0.04 / (NR)^{0.172} = 0.04 / (448)^{0.172}$$

$$f = 0.014$$

- Cálculo de la Caída de Presión por Fricción: ( $AP_f$ )

$$AP_f = \frac{2 f L V^2}{g D} \left( \frac{\text{lbs}}{\text{pies}} \right)^2$$

$$AP_f = \frac{2(0.014)(40)(0.593)(53.73)^2}{(32.2)(0.1667)}$$

$$AP_f = \frac{3.942 \text{ lbs}}{\text{pies}} = 0.027 \text{ PSI}$$

- Caída de presión y válvulas es equivalente a 55 pies de tubería de 2 pulgadas.

$$AP = 0.037 \text{ PSI}$$

E

- Caída de Presión Total:

$$AP_t = AP_f + AP_E$$

$$AP_t = (0.027 + 0.037) \text{ PSI} = 0.064 \text{ PSI}$$

- Presión a la llegada a tanque:

$$P_t = (9.99 - 0.064) \text{ PSI} = 9.93 \text{ PSI}$$

Presión suficiente para llegar a Tanque.

- Para las alternativas B y C las Dimensiones de las Tuberías serán iguales a las de la Alternativa A.

- La Tubería escogida será:

- Diámetro Nominal : 2 pulgadas
- Diámetro Externo : 2.375 pulgadas
- Espesor : 0.154 pulgadas
- Grado : 40
- Peso/pie : 4.2 lbs/pie
- Especificación : API STD 5L GRB



## 5. OLEODUCTO PACAYA - PUERTO ORIENTE

### **ALTERNATIVAS DE DISEÑO**

#### . ALTERNATIVA A.

Esta alternativa se considera siguiendo la carretera Pacaya Puerto Oriente, hasta el punto B señalado en el mapa; y conectar con la carretera en el Punto A (Mapa) para luego seguir por la carretera hasta Puerto Oriente.

#### ALTERNATIVA B.

En esta alternativa se considera el tendido del oleoducto desde Pacaya hasta la batería de Maquía, razones de capacidad de almacenaje transporte, incrementos de producción de éste yacimiento no posibilita esta construcción.

#### ALTERNATIVA C

En esta alternativa se considera el tendido de la línea a lo largo de toda la carretera desde Pacaya hasta Puerto Oriente, razones imprevisibles de lluvias, avenidas y crecidas de vegetación deteriorarán totalmente la carretera en el tramo A-B.

De estas tres alternativas se considera la alternativa A para la ejecución del proyecto por razones técnicas y económicas.

## 5.- DISEÑO DE OLEODUCTO DE PACAYA PUERTO ORIENTE

Para el diseño del oleoducto Pacaya Puerto Oriente se tendrá en cuenta los siguientes aspectos:

- Derechos de pasos, si el oleoducto atravieza propiedades.
- Gradientes o irregularidades del terreno.

Métodos para prevenir daños en las tuberías (manejo adecuado y soldadura que brinde seguridad).

- Una elección adecuada del material y diámetro de tubería que permita la seguridad en la resistencia a las presiones internas.

La construcción del oleoducto se llevará a cabo teniendo en cuenta:

- Un mercado asegurado (zona de Pucallpa).
- Volumen de reservas probadas que justifiquen económicamente (0.619 MM Bls).

Producción que permita recuperar el capital invertido, en el menor tiempo posible.

### 5.1.- PERFIL DEL OLEODUCTO

Con las cotas obtenidas del mapa topográfico, los trazos del perfil nos permitiran hacer un diseño adecuado del oleoducto.

COTA PUNTOS DE REF. -----	DISTANCIA	ALTURA	DEPARTAMENTO
	HORIZONTAL	SOBRE NIVEL DEL MAR (METROS)	
A. PTO.ORIENTE (METROS) -----			
1 Pacaya	13600	230	Loreto
2 Puente No 1	10700	190	
3	8900	200	
4 Puente No 2	8300	200	
5	7800	190	
6	7400	200	
7	7300	180	
8	6900	175	
9	6500	160	
10	6200	140	
11	5900	170	
12	5600	180	
13	4800	200	
14	2500	160	
15	1800	180	

### VENTAJAS DEL PERFIL

El perfil nos da la ventaja de una mejor visualización de la topografía del terreno, obteniéndose los puntos extremos que permitirá un mejor diseño de la hidráulica y obtención de una tubería adecuada ver Fig.(11).

### TRAZO DEL OLEODUCTO

El oleoducto Pacaya-Puerto Oriente se iniciará en la batería que se ubicará en el pozo 31X ver fig (11); las coordenadas de la batería en el sistema mercator son:

N : 12656830 M.

E : 847030 M.

Elevación aproximada 230 metros sobre el nivel del mar y concluirá en el patio de tanques de Puerto Oriente, ubicado a 33 kilómetros de Pacaya, siguiendo la carretera que une. Ver Fig (15).

## 5.2.- DISEÑO TECNICO ECONOMICO DEL OLEODUCTO

Antes de iniciar la construcción de un oleoducto se debe hacer un estudio técnico y económico que justifique la factibilidad de ese proyecto.

### 5.2.1.- ANALISIS DE COSTOS

Para este análisis se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Costos de construcción del oleoducto.
- Costo de bombeo
- Costo de mantenimiento.

#### 5.2.1.1- COSTO DE CONSTRUCCION DEL OLEODUCTO

En los cálculos de construcción del oleoducto se ha considerado lo siguiente:

- Costo del material y construcción del oleoducto.
- Costo del material y construcción de la estación de bombeo.
- Costo del material y construcción de la batería.
- Gasto de Ingeniería.
- Fletes.
- Misceláneos.

#### 5.2.1.2 COSTO DE OPERACION DE BOMBEO

Para el análisis económico se a considerado:

- Costo de combustible y lubricantes.
- Costo de personal y servicios.
- Estos costos se ven con detalle en el anexo No (5)

### 5.2.1.3 COSTO DE MANTENIMIENTO

En los costos de mantenimiento se toman en consideración los siguientes aspectos:

- Mantenimiento del oleoducto.
- Mantenimiento de la estación recolectora, (Batería)
- Mantenimiento de la estación de bombeo.

Estos costos se estiman en un 20% del costo de construcción del oleoducto.

### 5.2.2.- COSTO ESTIMATIVO DEL OLEODUCTO

Estos costos han sido determinados en base los costos reales de construcción de oleoducto en Selva central, información obtenida en Petroperú ( Departamentos de diseño y construcción, departamento de ingeniería, proyecto de gas, departamento de contratos, departamento de logística, transporte, archivo de datos computarizados de cada departamento) sintetizando estos costos para diferentes diámetros ver sus dolares por milla ( D US US\$/milla) es como sigue:

D ( diámetro)/ pulgadas	<u>COSTO (US\$/milla)</u>
4	65,904
6	94,300
8	116,143
10	141,223

Para mejor información de la obtención de estos costos ver anexos.

Con los valores mostrados se obtiene el siguiente gráfico logarítmico. Ver gráfico ( II) del cual obtendremos la siguiente ecuación matemática:

$$C = a \times D^b \text{ ----- (I)}$$

Tomando logaritmos.

$$\text{Log } ( C ) = \text{Log } (a) + b \text{ Log } (D) \text{ ---- (II)}$$

Del gráfico No ( II) se puede obtener:

Para D= 1 pulgada a= 20,200 US\$/milla

Para D= 4 pulgadas Cc=65,904 US\$/milla

Remplazando valores en la ecuación (II)

$$\text{Log } (65904) = \text{Log } (20200) + b \text{log } (4)$$

$$4.819 = 4.305 + b (0.60206)$$

$$b = 0.853 *$$

Remplazando este valor en la ecuación (I)

$$C_c = 20200 \times D^{0.853} \text{ U\$/MILLA } D(\text{pulgadas})$$

$$C_c = 168225.9 D^{0.853} \text{ U\$/MILLA } D(\text{pies})$$

$$C_c = 3450314.1 D^{0.853} \text{ U\$ } D(\text{pies})$$

Donde :

$C_c$  : Costo de construcción

a : Término independiente

b : Pendiente de la recta

D : Diámetro interno de la tubería en pulgadas.

Más adelante indicaremos los criterios que se deben tener en cuenta para el diseño de un oleoducto y breves conceptos sobre el comportamiento del fluido y sus principales propiedades que influyen en el desplazamiento del mismo.



## DATOS PARA EL OLEODUCTO PACAYA - PUERTO ORIENTE

En base a los conceptos mostrados en los anexos No (1,10,14), desarrollaremos los cálculos a partir de los siguientes datos:

Características del crudo de Pacaya.

- . Peso específico ----- 0.816 a 80 F
- . Viscosidad -----  $2.2176 \times 10^{-4}$  pies<sup>2</sup>/seg a 80 F
- . Caudal ----- 1500 Bls./día a 80 F.

Características del oleoducto.

- . Longitud ----- 33 Kilómetros = 20.51 Milla
- . Temperatura promedio de transporte ----- 80° F

A continuación se muestran las fórmulas que permiten realizar los cálculos de costo de bombeo, construcción, mantenimiento del oleoducto para la obtención del diámetro económico.

### 5.2.3.1 CALCULO DEL COSTO DE BOMBEO (Cb)

Para este cálculo estamos asumiendo un flujo turbulento y el valor de la caída de presión por fricción es :

$$AP_f = \frac{32 f Q^2 \rho L}{(3.1416)^2 d^5 g} \quad \text{LB/PIE}^2 \quad (I)$$

### 5.2.3.2 POTENCIA.

$$Pot = \frac{AP_f \times Q}{550 \times E} \quad \text{HP} \quad (II)$$

Donde :

Q : Caudal en pies cúbicos por segundo pies<sup>3</sup>/Seg

f : Factor de fricción

&rho : Densidad del fluido en Lbs/pies<sup>3</sup>

L : Longitud de tubería en pies.

AP<sub>f</sub> : Caída de presión por fricción LB/Pie<sup>2</sup>

E : Factor de eficiencia (0.80)

Pot : Potencia de la bomba en HP

D : Diámetro interno de la tubería en pies.

Reemplazando (I) en (II) se obtiene :

$$Pot = \frac{2.3 \times 10^{-4} f \rho L Q^3}{D^5} \quad \text{(HP)} \quad \dots (I)$$

Como el terreno es irregular la potencia calculada no sólo debe vencer la fricción sino también la carga estática existente por el de nivel entre los puntos extremos, en este caso la inclinación favorece el transporte de petróleo.

$$Pot = \frac{(2.30 \times 10^{-4} f \& Q L)^3}{D^5} \dots \text{(HP)}$$

Basandonos en la teoría del Dr. JHON CAMPHELI sobre tuberías Comerciales se tiene:

$$F = 0.04 / \sqrt[0.172]{NR} = 0.04 / \sqrt[0.172]{VD/K} = 0.04 / \sqrt[0.172]{4Q/TTDK}$$

$$F = 2.3 \times 10^{-3} / \sqrt[0.172]{Q/D}$$

L : Pies

$$L : 108267.7 \text{ Pies} \quad f = 2.3 \times 10^{-3} / \sqrt[0.172]{Q/D} \dots \text{(III)}$$

### 5.2.3.3. CALCULO DEL COSTO DE BOMBEO PARA UN PERIODO DE 15 AÑOS DE PRODUCCION (C<sub>b</sub>)

$$Cb = (2.46 \times 10^{-4} \text{ US\$/Kj}) (0.7456 \times Pot) \times 15 \text{ años.}$$

Donde:

& : 53.73 Lbs/Pie<sup>3</sup>

Kj : Kilo Joule

US\$: Dolares

0.7456 Factor de conversión de Kj/seg a HP

$$Cb = \frac{(2.46 \times 10^4 \text{ Kj}) \cdot 0.7456 \times 2.30 \times 10^3 \text{ f}(\&o)QL \text{ (Kj/Seg)} (15 \times 365 \times 24 \times 360 \text{ Seg})}{10^5}$$

Reemplazando (III) en la fórmula de Cb:

$$Cb = 1105413.20 \cdot 10^{-4.828} \cdot 10^{2.828}$$

**COSTO DE MANTENIMIENTO (CM) (US\$/M illa) PARA EL PROYECTO**

El costo se estimó como 20% del costo total de construcción del oleoducto .

$$L = 20.51 \text{ Milla}$$

$$CM = 0.200 \times 20,200 \times D^{0.853} \text{ US\$ / milla} \dots D(\text{pulg})$$

$$CM = 4040 D^{0.853} \text{ US\$/milla} \times L \text{ (Millas)} \text{ <--- D (Pulg)}$$

$$CM = 33645.2 D^{0.853} \times L \text{ US\$/Milla} \dots \text{ <---- D (Pies)}$$

$$CM = 690062.8 D^{0.853} \text{ US\$} \dots \text{ <---- D (Pies)}$$

**6. ESTIMACION DEL DIAMETRO ECONOMICO**

Para el estimado del diámetro económico, nos basaremos en el análisis de costos del oleoducto que están representados por:

- Costo de construcción
- Costo de bombeo
- Costo de operación o mantenimiento.

Si llamamos  $C_t$  al costo total de construcción en u\$, entonces:

$$C_t = C_b + L \times C_m + L \times C_c$$

Esta ecuación representa la suma de los costos para un período de producción de 15 años.

Como el tendido del oleoducto no es horizontal consideramos

pérdidas por desalineamientos, codos, válvulas, otros tipos de accesorios; según nuestros estimados representan aproximadamente el 10% de la longitud total.

ver más detalle anexo No (XII) . y Fig.(VIII)

$$C_t = C_b + 1.1 LC_c + 1.1 LC_m$$

$$CT = 1105413.2 D^{-4.828} Q^{2.828} + 1.1 (3450314.1 + 690062.8) D^{0.853}$$

$$CT = 1105413.2 D^{-4.828} Q^{2.828} + 4554414.6 D^{0.853}$$

De la ecuación se puede ver que el costo total esta en función del diámetro, podemos derivar y obtener el diámetro más económico, mediante el criterio de la primera derivada y segunda derivada.

$$\frac{dC_t}{dD} = 5336934.9 D^{-5.828} Q^{2.828} + 3884915.6 D^{-0.147} = 0$$

$$D = 1.37 Q^{0.497}$$

$$D = 1.05 Q \dots (1)$$

Tomando la segunda derivada.

$$\frac{d^2 C_t}{dD^2} = 31103657 D^{-6.828} Q^{2.828} - 571082.6 D^{-1.147} = 0$$

$$D = \frac{5.681}{54.5} Q^{2.828}$$

$$D = 0.104 Q^{2.828} \quad (2)$$

De la ecuación (2) se deduce que el diámetro es positivo debido a que el caudal es positivo por consiguiente el diámetro mínimo.

De la ecuación (1).

$$D = 1.05 Q^{0.497} \quad (3)$$

De la Ecuación (1)

Asumiendo un caudal cualquiera obtenemos un diámetro económico correspondiente como:

Q (pies./seg)	Q BPD	D (pulgadas)	D (pies)
0.032	500	2.30	0.19
0.068	1000	3.30	0.27
0.0975	1500	3.96	0.33
0.129	2000	4.50	0.38
0.162	2500	5.10	0.42
0.195	3000	5.59	0.46

Graficando en un papel logarítmico se obtendrá una generalización de diámetro económico Vs caudal. Ver fig (1).

De acuerdo a los cálculos realizados, el diámetro económico para

el caudal de 1500 bls/día es de 4" pulgadas.

Por lo tanto con este diámetro realizaremos los cálculos de la potencia necesaria para transferir el petróleo de Pacaya a Puerto Oriente. Teniendo en cuenta una temperatura media de ambiente en la zona de 80 F.

#### CALCULOS

#### DATOS :

$$L = 108273 \text{ Pies}$$

$$Q'' = 1500 \text{ Bls/día a } 80 \text{ F}$$

$$K = 2.2176 \times 10^{-4} \text{ pies}^2 / \text{seg. a } 80 \text{ F}$$

$$\rho = 53.73 \text{ lbs/pie}^3 \text{ a } 80 \text{ F}$$



Calculando la velocidad del fluido en una tubería de 4 pulgadas de diámetro.

$$V = Q/A = (1500 \times 5.615) / (11(0.333/4)^2 \times 24 \times 3600)$$

$$V = 1.120 \text{ pies/seg.}$$

Calculando el número de Reynold.

$$NR = VD/\mu = \frac{(1.120 \text{ pies/seg})(0.333)\text{pies}}{2.2176 \times 10^{-4} \text{ pies/seg}}$$

$$NR = 1681$$

Según las condiciones fijadas el flujo para este valor del número de Reynold es turbulento, por consiguiente para calcular la caída de presión por fricción, se tiene la fórmula siguiente:

$$AP = \frac{2 \cdot f \cdot L \cdot V^2}{g \cdot D}$$

Cálculo del factor de fricción, Segun Campbell:

$$f = 0.04/NR^{0.172} = 0.04 / 1681^{0.172}$$

$$f = 0.0111$$

$$AP = \frac{2 \times 53.73 \times 0.0111 \times 108273 \times (1.120)^2 \text{ LBS}}{(32.2) (0.333 \times 144)\text{pulg}^2}$$

$$AP = 106.00 \text{ PSI}$$

Se debe tener en consideración pérdidas, como, por válvulas, piezas especiales, desalineamientos que representan aproximadamen-

te el 10% de la caída de presión por fricción:

$$AP_p = 0.1 \times 106.00 = 10.6 \text{ PSI} = 11 \text{ PSI}$$

La caída de presión total (AP)

$$AP_t = (AP_f + AP_p) \text{ PSI}$$

$$AP_t = 106.00 + 11 = 117 \text{ PSI} = 16848 \text{ Lb/pie}^2$$

El valor obtenido representa la presión necesaria a vencer para que el fluido se desplace entre los extremos del oleoducto.

Con ésta información se escogerá la siguiente unidad de Bombeo.

La bomba que se debe emplear será:

MEDIDA	D de la línea	Desplazamiento	Presión	Peso máximo
CARRERA	(pulgada)	(GPM)	Max. (PSI)	Pistón Lbs
FC-FXX	4	113	640	8036
(230 mm) 8"				

- Máxima revoluciones por minuto de la bomba (RPM) 330
- Potencia Máxima de la bomba 60 HP
- Eficiencia de flujo 70%.

Con los datos de la Bomba se procede a realizar los cálculos para obtener el espesor requerido de tubería hemos, considerado un incremento de presión por golpe de ariete; que se considera el 10% de la presión máxima a que puede ser sometido la tubería.

$$P = \frac{640 \times 0.1}{2} = 64 \text{ PSI}$$

$$P = 64 + 640 = 704 \text{ PSI}$$

Este porcentaje del 10% es un valor obtenido de experiencia de trabajos de este tipo, ó recurriendo a cálculos experimentales como se muestra en la Fig (VIII)

- LA TUBERIA SELECCIONADA SERA

- Diámetro nominal 4 pulgadas.
- Diámetro externo 4.5 pulgadas.
- Dimensión del espesor 0.237 pulgadas
- Peso/ pie 10.79 Lbs/pie
- Especificaciones API 5L ( 3/8)
- Epaisseur W.T STD
- Grado No 40
- Diámetro interno 4.026 pulgadas
- Presión de trabajo 1305 PSI para el grado A

Estas especificaciones son según las normas ANSI B36-10- Y en aplicación de la fórmula de Barlow, la tensión de trabajo del material será:

$$T_{mx} = P_{mx} \times D / 2 \times W \text{ (PSI)}$$

$$T_{mx} = 704 \times 4 / 2 \times 0.5 = 2816 \text{ (PSI)}$$

Verificando:

$$36,000 / 2816 = 8.87$$

El valor encontrado satisface ampliamente la seguridad impuesta, según las normas de seguridad de la AMERICAN STANDARD ASSOCIATIONS (ASA B 31) que establece un coeficiente de seguridad de 1.39.

### 5.2.3.5 LA POTENCIA NECESARIA PARA EL BOMBEO

Como la bomba requerida es reciprocante, se usará un factor de eficiencia del 70%, entonces:

$$P_{ot} = (P_{mx} - P_{suc}) Q / 2450 \times 0.7 \text{ HP}$$

$$P_{ot} = (704 - 40) \times 105.21 / 2450 \times 0.7 \text{ HP}$$

$$P_{ot} = 41 \text{ HP}$$

NOTA: Sobre la presión de succión ver en el anexo (13)  $P_{mx}$  es la presión máxima que puede soportar la tubería durante el bombeo.

La bomba seleccionada cumple con los requisitos con un buen margen de seguridad, para garantizar el flujo normal.

Este proyecto requiere dos bombas a fin de tener una operando y la otra en disponibilidad.

- Demostrando los efectos de gravedad en el desplazamiento del petróleo.

$$P_h = 0.433 \times (SP-GR) \times AH$$

$$P_h = 0.433 \times (0.816) \times 176.8 = 62.4 \text{ PSI.}$$

Pérdidas de presión por válvulas, accesorios desalineamientos etc, representan el 10% de la caída de presión total por fricción basado en la Fig. (10)

$$AP_c = 0.1 \times 117 = 12$$

Caída de presión por fricción.

$$AP_f = 117 \text{ PSI}$$

Caída de presión final.

$$P_t = 62.4 - (117 + 12) = - 67 \text{ PSI}$$

Esto demuestra que los efectos por diferencia de altura no superan los efectos de caída de presión por fricción y pérdidas por accesorios, el desplazamiento de fluidos no será por gravedad. (cota inicial: 220 MSMM, cota llegada : 160 SMM).

COSTO DEL OLEODUCTO PACAYA-PUERTO ORIENTE PARA UN DIAMETRO DE 4 PULGADAS

El oleoducto se a programado para una capacidad de transferencia de 1500 Bls/día, con una longitud de 33 kilómetros ( 20.51 milla) desde el pozo 31X de Pacaya hasta Puerto Oriente, los costos serán:

- COSTOS DE CONSTRUCCION DEL OLEODUCTO

Del gráfico No (1) y Del Análisis anterior

$$C_c = 3450314.1 D^{0.853} \text{ para } D = 0.333 \text{ pies}$$

$$C_c = 1351565.7 \text{ US\$} = 1.36 \text{ MM US\$}$$

- COSTOS DE MANTENIMIENTO DEL OLEODUCTO.

Representan el 20% del costo de construcción del oleoducto.

$$C = (1.36 \text{ MM US\$}) (0.2) = 0.3 \text{ MM US\$}$$

M

- COSTOS DE BOMBEO POR EFECTOS DE FRICCIÓN

El costo de bombeo se obtiene de la siguiente ecuación del análisis anterior.

$$C = 1105413.2 D^{-4.828} Q^{2.828} \text{ para } D = 0.333 \text{ PIES.}$$

b

$$Q = 0.0975 \text{ pie/seg}$$

$$C = 307600 \text{ US\$} = 0.31 \text{ MM US\$}$$

b

COSTO DEL OLEODUCTO PACAYA - PUERTO ORIENTE

PARA UN DIAMETRO DE 4 PULGADAS

(15 AÑOS)

<u>R U B R O</u>	<u>COSTO MM</u>	<u>\$</u>
! Construcción de líneas	1.36	
Batería (tanques, líneas, instalación)	0.064	
Instalación de Bombas	0.105	
! Campamento	0.3	
! Costo Bombeo (15 años)	0.31	!
Costo Mantenimiento	0.3	
<u>COSTO TOTAL</u>	<u>2.44</u>	<u>!</u>

Se está considerando Dólares Constantes.



INVERSION EN EL AÑO 0

- La inversión Total se hará en el Año cero, esta conformado por lo siguiente:

RUBRO DE LA INVERSION	MONTO MM S
Construcción de Líneas	1.36
Baterías (tanques, líneas instalaciones)	0.064
Instalación de Bombas	0.105
Campamento	0.3
Inversión Total	1.829
Inversión Tangible	1.189
Inversión Intangible	0.64

## 7. FACILIDADES AUXILIARES

### 7.1.- GENERALIDADES DE CONSTRUCCION DE OLEODUCTO

La construcción del oleoducto involucra una serie de operaciones, de las cuales se puede indicar como:

#### OPERACIONES PRELIMINARES

Los trabajos de ejecución de obra, con respecto a la instalación de un batería y oleoducto obligan a realizar un exámen minucioso de los mapas topográficos señalando los puntos mas importantes en el trazo del perfil topográfico. Asimismo haciendo un estudio geológico del terreno que atravesará la línea se incluye mapa topográfico levantado a una escala de 1/40,000 sobre el cual se planificó la ruta del proyecto.

#### TENDIDO DE LA TUBERIA

La tubería se puede colocar de dos maneras:

Enterrándolos ó en superficie, para el estudio que nos ocupa se decidió la instalación en superficie y la ruta escogida es la alternativa A.

Para el tendido de tubería en cruces de quebradas desniveles de terreno prominentes se necesitará colocar pilotes ó soportes de madera o cemento para evitar un pandeo excesivo que pueda producir la rotura por sobre carga.

## SOLDADURA Y RECUBRIMIENTO EXTERNO

Una vez tendida la tubería a lo largo de la ruta se procede a una limpieza del terreno circundante para evitar la corrosión

Los tubos vienen con los extremos viselados y acondicionados para proceder a la soldadura de las tuberías, como seguridad en la soldadura se examinará con Rayos X para detectar mala soldadura, en caso de que no tengan protección anticorrosiva desde fábrica se procederá a proteger con pinturas especiales anticorrosivas.

## 7.2.- MANTENIMIENTO DEL OLEODUCTO

El control de corrosión nos permite minimizar los costos al evitar el frecuente cambio de tuberías corroídas internamente ó externamente.

En el tendido de líneas de oleoductos y gasoductos existen zonas donde la tubería está en contacto directo con el suelo, ó en el caso más extremo, está enterrado por razones no previsibles, estos son los casos donde se presentan los problemas serios de corrosión; debido a las características del suelo con el que están en contacto. En Pacaya los suelos son húmedos, ácidos donde las tuberías suelen comportarse como ánodos, se puede comprobar viendo las tuberías expuestas en esta zona a esas condiciones de

trabajo; se encuentran corroídas en las partes que generalmente están en contacto con el suelo.

A este problema se le puede añadir la corrosión interna por acción de los fluidos en contacto con la tubería.

Frente a este problema de corrosión existen los siguientes métodos de prevención.

- Recubrimiento con pinturas inhibidoras y acabado, ó recubrimiento especial (envolventes).

Protección catódica, puede ser galvánica.

Mediante el uso de sustancias químicas que se añaden en el punto inicial de bombeo, se evitará la corrosión interna de la tubería.

En el caso específico del oleoducto de Pacaya, éste estará apoyado en puntales que evitará poner en contacto la tubería con el suelo. Para evitar la corrosión por intemperismo se cubrirá la tubería con pintura inhibidora y una capa adicional de pintura de acabado, complementaria se toma un espesor adicional por corrosión en el diseño de la tubería, como un factor de seguridad, así mismo en los estimados de la inversión del proyecto, se ha tenido en consideración los costos que demanda ésta protección.

## 8 .- ANALISIS ECONOMICO

### FACTIBILIDAD DEL OLEODUCTO PACAYA PUERTO ORIENTE

Antes de llevar a cabo un proyecto debe hacerse una evaluación económica para ver su rentabilidad. Existen varios métodos para hallar la rentabilidad de un proyecto. En nuestro caso consideramos el valor de la inversión única de 1'829 MM\$, y aplicando el método del valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y el PAY-OUT ó tiempo en que se recupera la inversión analizaremos si el margen de ganancia que se obtiene justifica la inversión.

Este proyecto se considera como de riesgo mínimo, por lo que tiene marcada influencia en la tasa de actualización, ésta tasa sería para calcular el valor neto (VAN) La tasa de actualización que emplea PETROPERU es de 15% después de impuestos para el flujo en dólares constantes.

#### CONCEPTOS BASICOS

##### TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa a la cual el VAN de un proyecto es igual a cero se define tasa interna de retorno del proyecto.

El Tir debe ser superior a la tasa de actualización de la empresa. La tasa interna de retorno adopta situaciones que le son impuestas por el monto relativo de inversión, la oportunidad ú origen de los fondos de éste monto.Las inver-

siones en relación al TIR pueden agruparse del siguiente modo:

#### INVERSION CON TIR UNICO

Cuando la inversión se efectúa en una única vez durante toda la etapa de implementación.

#### INVERSION CON TIR MULTIPLE

Se produce cuando la inversión recibe inversiones adicionales que son significativos respecto a la inversión inicial.

#### INVERSION SIN TIR

Cuando la inversión es pequeña respecto al flujo de fondos generandos.

#### TASA DE RENTABILIDAD MARGINAL

Cuando el capital aumenta de manera continua con la dimensión del proyecto, se llama tasa de rentabilidad marginal del proyecto a la tasa de actualización que anula el suplemento del valor actual neto, obtenido por un pequeño aumento de la inversión.

### VALOR ACTUAL NETO VAN

El beneficio actualizado de un proyecto, es igual a la suma de ingresos y gastos (inversión y gastos operativos) actualizados del flujo de caja, para este proyecto el VAN.

$$VAN = -I + \frac{Fn1}{(1+i)} + \frac{Fn2}{(1+i)^2} + \frac{Fn3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{Fnn}{(1+i)^n}$$

Donde :

I = Inversión neta en el año cero. ó inversión inicial

F<sub>n</sub> = Flujo de fondos (ingresos y egresos durante la operación)

i = Tasa de actualización.

n = Último año de vida del proyecto.

### TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION (PAY-OUT)

Tiempo de recuperación de inversión de un proyecto es el número de años al cabo del cual se logra recuperar la inversión inicial y remunerar al capital a una tasa correspondiente a la tasa de actualización.

Para que el proyecto sea rentable debe cumplirse:

- VAN Positivo
- TIR Mayor que la tasa de actualización
- PAY-OUT Corto

ECONOMIA DIFERENCIAL.

Para este caso se hará una comparación de costos de transporte de petróleo por el oleoducto y cisternas.

RENTABILIDAD COMO OLEODUCTO

Para este caso se tiene la inversión calculada anteriormente.

Inversión ----- 1.829 MM US\$ ----- (II)    A  
- Costo de operación.---- 0.6809 MM US\$ ----- (II)    f

RENTABILIDAD CON USO DE CISTERNAS

- Inversión ----- 150 MM US\$  
- Costo de operación ----- 0.3 MM US\$

Diferenciando la alternativa (II) (I)

- A Inversión ----- (150 - 1.829) MM US\$ = 148.17 MM\$  
- A costo de operación ----- (0.3 - 0.6809) MM\$ = -0.3809 MM\$

Ahorro total = 148.17 - (0.381) MM\$ = 147.8 MM \$

La última cifra representa el ingreso que se tiene como ahorro al utilizar como medio de transporte el oleoducto.

NOTA: Mayores detalles sobre el costo de transporte por cisternas Ver anexo No (10 )



**CALCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) PARA EL METODO LINEAL.**

a) Cálculo del valor actual neto al 15% de interés.

$$\text{VAN (15\%)} : 1.376 \text{ MM\$} \text{-----(I) Ver tabla No (1)}$$

b) Cálculo del valor actual neto al 36% de interés

$$\text{VAN (36\%)} : 0.0038 \text{ MM\$} \text{-----(II)}$$

Diferenciando (II)- (I) se tiene :

$$21\% \text{ -----} 1.37 \text{ MM \$}$$

$$1\% \text{ -----} X$$

$$X = 1.3798 / 21 = 0.0657 \text{ MM \$}$$

Interpolando:

$$i = 1372 / 0.0655 = 20.95 \%$$

La tasa interna de retorno (TIR)

$$b-) \text{ -TIR: } 15\% + 20 = 35$$

c-) Cálculo del PAY- OUT

De la tabla 1:

$$T: 3(\text{años}) \times (80.3/363.3) (12) (\text{m es .}$$

$$T: 3(\text{años}) \times 3(\text{meses}).$$

CALCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (VOLUMETRICO)

Cálculo del valor actual neto al 15% de interés.

a) VAN (15%) : 1.044 MM \$ (Ver tabla N. 02).

Cálculo del valor actual neto a un interés del 31%.

VAN (31%) : -0.0093 MM \$ = 0

Diferenciando (II) - (I) se tiene:

16% ----- 1.0533

1% ----- X

X 0.06583

Interpolando :

$$1.044 / 0.0216 = 15.9 = 16$$

Tasa Interna de retorno (TIR)

b) TIR : 15% + 16% = 31%

c) CALCULO DEL PAY OUT :

De la Tabla : 2

$$T : 3 \text{ (años)} \times 239.5 / 332.5$$

$$T : 3 \text{ (años)} \times 9 \text{ (meses)}.$$

Para mejor Detalle ver Anexo N. 13.

## ANEXO No (1)

### ANALISIS TEORICO DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERIAS

Para este análisis primero aclararemos los conceptos básicos:

#### 1.- TIPOS DE FLUJO

- a) Permanente: No presenta variaciones en sus características hidráulicas en una sección determinada con respecto al tiempo, no varía el gasto, presión, velocidad a lo largo del tiempo.
- b) No permanente: En una sección determinada presenta variaciones en sus características hidráulicas.

#### 2.- DISTRIBUCION DE VELOCIDADES EN UNA TUBERIA

La distribución de velocidades es esencialmente tri-dimensional para cada punto de la línea de corriente, en vector velocidad tiene 3 componentes en las tres dimensiones.

La distribución de velocidades depende del grado de turbulencia, de las asperezas de los contornos y del alineamiento del conducto.

- En el escurrimiento laminar la distribución de velocidades es del tipo parabólico. La gradiente de velocidades es muy grande en toda la sección.

Así como el alineamiento del conducto es importante en la distribución de velocidades, la asimetría de la sección también es importante, produce corrientes secundarias que se llaman así por no seguir la dirección general de la corriente, si el movimiento es a largo del conducto la corriente secundaria producida por una curvatura del alineamiento se desarrolla en un plano normal representa una circulación que al superponerse al flujo principal da lugar a un movimiento en espiral ó tornillo.

- Caso de un codo

La resistencia viscosa disminuye la velocidad en el contorno dando como resultado que allí la energía sea menor que en las capas adyacentes. Debido a la fuerte caída de presión que se produce en el contorno exterior hay un flujo secundario que se dirige hacia el exterior y que debe ser compensado con otro que se dirige hacia el interior.

APLICACION DE LA ECUACION DE ENERGIA (TEOREMA DE BERNOULLI)

El teorema de Bernoulli se aplica a lo largo de una línea de corriente, para un movimiento permanente e irrotacional (flujo ideal), significa que la suma de la energía potencial y cinética es constante.

En el caso de un fluido real existe una pérdida entre un punto y otro, en realidad es una energía transformada en calor debido a la fricción.

$$\frac{V_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + z_1 = \frac{V_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho g} + z_2 + H_{1-2} \quad E = E + H$$

Donde:

V = Velocidad promedio = Q/A

P = Presión.

Z = Elevación con respecto al plano de referencia.

$h_{f-2}$  - Disipación de energía entre 1 y 2

Q - Caudal.

- Peso Específico.

La ecuación de Bernoulli es aplicada a lo largo de la línea de corriente. el interés del ingeniero es aplicar a lo largo de toda la sección transversal. En un flujo paralelo la cota piezométrica es constante, lo que varía es la gradiente de velocidades.

El valor de la energía transversal hay que corregirla por medio de un coeficiente que se denomina con la letra alfa y que recibe el nombre de coeficiente de coriolisis ó coeficiente de energía.

Para calcular el valor de alfa pensemos en un tubo de corriente cuya velocidad es  $V$  que tiene una sección transversal  $dA$  por el que pasa un fluido de cuyo peso específico es  $BETA$ , la energía se expresa por:

ALFA QH : Energía.

$$ALFA : \int \left( \frac{V^3}{h} dA \right) / V^3 A$$

Es una relación de la velocidad real y lo que se obtendría para una distribución de velocidades.

$$1.03 < \text{alfa} < 1.36$$

También se podría hacer el análisis por medio de la cantidad de movimiento en una línea de corriente para obtener en toda sección transversal debemos corregir por medio del coeficiente de Bussines (B) ó coeficiente de cantidad de movimiento.

# B (Q): representa el flujo de la cantidad de movimiento en una sección dada.

#### NOTA

B : se utiliza en los cálculos donde intervienen cantidad de movimiento.

# : Se utiliza en cálculos donde intervienen energía.

El uso de ALFA y BETA dependen de la exactitud con que se quiera trabajar, en muchos casos para Numero de Reynolds altos  $\# = B$ .

Donde :

# - Alfa

B - Beta

En escurrimiento laminares:

$$\# = 2, B = 4/3$$

- Relación de ALFA Y BETA

$$\# = 1+3 (B -1 )$$

## ANALISIS DEL MOVIMIENTO UNIFORME EN TUBERIAS

Este movimiento es el que más se presenta en tuberías.

$$S = (E_1 - E_2) / L = H / L$$

Como la velocidad es constante:

$$S = \frac{(P_1/\gamma + Z_1) - (P_2/\gamma + Z_2)}{L}$$

Donde:

S = Pendiente hidráulica.

Como el fluido ejerce fricción sobre las paredes, se debe establecer una relación entre el esfuerzo de corte y la inclinación de la línea de energía.

$$\tau_h = S (R - h/2)$$

$\tau_o = SR$  En el fondo, para flujo turbulento y laminar.

En este trabajo no será necesario estudiar los conceptos de tuberías hidráulicamente lisas e hidráulicamente rugosas y sus implicancias dentro de la ingeniería de la mecánica de fluidos por tratarse más de estudios minuciosos de laboratorios, que no es el caso nuestro.



ANEXO (2)

COSTO DE TUBERIA

<u>Diámetro</u> (PULG.)	<u>US\$ / PIE</u>	<u>* M US\$</u>
4	8.23	891.1
6	12.23	1302.58
8	14.32	1550.47
10	18.29	1980.31

- COSTOS ADICIONALES A LA TUBERIAS EN LA CONSTRUCCION

Estos costos incluyen:

- Instalación
- Transporte
- Arenado.
- Pintado
- Prueba hidrostática
- No incluye prueba radiográfica.

<u>DIAMETRO (PULG.)</u>	<u>US\$/PIE</u>	<u>M US\$ (MILES DE DOLARES)</u>
4	2.73	460.6
6	5.83	631.23
8	7.68	831.54
10	8.461	916.10

\* Incluye los costos de tuberías y construcción .

ANEXO (3)

COSTOS DE TANQUES

- Costos de los 4 tanques :US\$ 50,000

- Costo adicional:

- . Estos costos incluyen :
- . Cimentación para base de tanques
- . Transporte
- . Materiales
- . Servicios
- . Pruebas
- . Arenado más pintado

Todo esto representan : 63,175.5 dólares.

## ANEXO No 4

### COSTOS DE CAMPAMENTO

#### INTANGIBLES

Estos costos son incrementados a la inversión final de construcción del oleoducto, estan representados por:

- Arreglo de terreno ( para ubicar campamento)
  - Construcción de viviendas de madera (Solo costo de construcción)
  - Tratamiento de aguas para consumo ( No incluye los equipos)
  - Construcción de algunas aceras del campamento
  - Utilización de servicios (maquinaria, personal, etc)
  - Total de costos: intangibles: 100,000 dolares.
- LOS TANGIBLES CONSIDERAN:
- Motobomba para extracción de agua.
  - Grupo electrógeno para alumbrado.
  - Líneas de tuberías para agua y desague.
  - Equipo de radio
  - Viviendas y equipos de tratamiento de agua.
  - Total de costo Tangible : 200,000 US\$
- Costo total : 200,000 + 100,000 = 300,000 Dolares.

ANEXO No (5)

COSTO DE BOMBEO

- Este costo esta representado por :

TANGIBLES

- Bombas : 90,000 dólares

INTANGIBLES

- Transporte

- Base para fijar bomba

- Servicios

. Costo : 15,000 US\$

Total de costos:  $90,000 + 15,000 = 105,000$  dólares

ANEXO N.(06)

ESTIMACION DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO EN EL SISTEMA DE BOMBEO

Estos costos están representado por :

- Combustible
- Cambio de aceite (promedio) más mano de Obra.
- Servicios
- Representan un Costo Total: 28.5 US \$ / DIA
- Como 1KJ

$$\frac{\text{-----}}{\text{Seg}} = 0.7456 \text{ HP}$$

$$\frac{285 \text{ \$}}{24 \times 3600 \text{ seg}} \times \frac{0.7456}{\text{Kj/seg}} = 2.5 \times 10^{-4} \text{ US \$ / K j}$$

$$C_b = (2.46 \times 10^{-4} \text{ US \$ / K j}) (0.7456 \times \text{POTENCIA}) \text{ Kj/seg (Tseg)}$$

Seg ún Analisis Anterior

$$C_b = 1105413.2 D^{-4.828} Q^{2.828} \text{ US\$}$$

$$Q = 1,500 \text{ BL/D} = 0.0975 \text{ pies}^3/\text{seg}$$

D (PIES)	D (PULG)	Cb(MM US\$)
0.167	2	8.65
0.333	4	0.31
0.5	5	0.04

El menor costo de bombeo se obtiene con un Diámetro de 4"

ANEXO N. (07)

COSTO DE TRANSPORTE EN (US\$/MILLA)/BB L

- Pucallpa - Puerto Oriente	-----	0.0236
- Puerto Oriente - Pacaya	-----	0.1
- Pucallpa - Lima	-----	0.22

## ANEXO N. (08)

### COSTO DE CONSTRUCCION EN DOLARES POR MILLA(US\$/MILLA)

Como se tiene el valor total, se especifica que representa estos costos:

- Regado de tubería entre Pacaya y Puerto Oriente.
- Mano de obra (capataz, peones, etc).
- Equipo ( Tecla, camión plataforma, grava, herramientas menores, etc).
- Mantenimiento.

En la instalación de tubería de acero con unidades soldadas se requiere los siguientes materiales:

- Eléctrodos, oxígeno, acetileno, disco esmeril, mano de obra, ( capataz metalmecánico, soldador, tubero, cortador esmerilador, ayudante ).

Equipos.

Esmeril portatil, soldadora, equipo de corte, herramientas menores.

## ANEXO No (9)

### CRITERIOS DE DISEÑO

Para el diseño de un oleoducto se debe tener en cuenta los aspectos:

Ruta y perfil altimétrico.

- Diámetro de la tubería.
- Espesor de la tubería y tipo de material a emplearse.
- Número y ubicación de las estaciones de bombeo.
- Potencia máxima absorbida y potencia instalada en las instalaciones de bombeo.
- Tipo de estación de bombeo.
- Capacidad de los tanques.



## ANEXO (10)

### COSTOS DE CONSTRUCCION DE CARRETERA Y CISTERNAS

#### CARRETERAS

Movimiento de tierras = 300,000 US\$/Km. Está compuesto de:

- . Cortes.
- . Subbase (rellenos).
- . Base.
- . Eliminación , etc.

#### PAVIMENTACION

Costo 100,000 US\$/Km . Esta compuesto de :

- . Imprimación.
- . Carpeta.
- . Sello.
- Señalización, compuesta de :
  - . Cruces
  - . Pistas
  - . Quebradas.
  - . El costo asciende a : 35,000 US\$/Km
- Costo Total = (435,000 US\$/KM) (33 KM)
  - . Total :  $14355000 \text{ US\$} = 14.355 \times 10^6 \text{ US \$}$ .
  - . Costo de cisternas y mantenimiento = 645,000 US\$.
- Costo Total Final =  $(14.355 \times 10^6 + 645 \times 10^3) \$ = 150 \text{MM\$}$

## ANEXO N. (11)

### OBTENCION DE LOS PARAMETROS DE CALCULO A CONDICIONES DE FLUJO

#### CARACTERISTICAS DEL PRODUCTO QUE SE VA A TRANSPORTAR

Se debe especificar:

Gravedad específica que corresponde a la denominación American Specific Gravity, muchas veces se encuentran expresado en grados según una escala convencional denominada " API GRAVITY SCALE", la relación existente está dado por :

$$(SP-Gr) = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

Como la gravedad específica varía con la temperatura, se debe expresar la temperatura en que se realizan las observaciones, para así hacer las eventuales correcciones.

#### PUNTO DE ESCURRIMIENTO

Valor más bajo de la temperatura por el cual el petróleo enfriado a condiciones establecidas empiezan a desplazarse sin haber sufrido perturbaciones en su composición química.

#### VISCOSIDAD

Parámetro importante que se define como la oposición del desplazamiento del fluido. La medición se realiza con diferentes instrumentos ( viscosímetros) que nos da valores

de viscosidad relativa al agua, para los cuales se debe considerar los factores absolutos de la viscosidad ( $\mu$ ), que se define como la fuerza tangencial por unidad del área que se debe aplicar de un modo constante, para que dos estratos paralelos puestos a una distancia unitaria puedan desplazarse sobre el otro, a una velocidad relativa unitaria. La viscosidad absoluta se mide en el sistema CGS en poise que posee las dimensiones dina / seg cm

La viscosidad cinemática está definido por :

$$K = \frac{\mu}{\rho}$$

Donde :

$\mu$  = Viscosidad dinámica en centipoises ó poises

$\rho$  = Densidad del fluido en Gr/Cm<sup>3</sup> ó Lbs/Ft<sup>3</sup>

#### TEMPERATURA DE TRANSPORTE

La temperatura a la que se realiza el transporte, debe conocerse ya que influencia en varios parámetros que son necesarios en el diseño del oleoducto. (T = 80 F).

#### SELECCION DE TUBERIA Y ESPESOR

Es posible determinar las presiones que se verifican en las tuberías en condiciones normales; las presiones así determinadas constituye el esfuerzo principal, pero también

se deben considerar esfuerzos adicionales; el más importante de ellos es el golpe de ariete.

Para determinar el espesor de tuberías debemos considerar:

$$P = 1.1x \frac{P}{t}$$

Donde:

P: Presión total  
t

#### FORMULA DE BARLOW PARA CALCULAR EL ESPESOR

$$e = \frac{P D}{2 W}$$

Donde:

P - Presión de cálculo en PSI

D - Diámetro externo de la tubería en pulgadas

W - Carga de trabajo en PSI

e = Espesor de la tubería en pulgadas

para tubos de alta resistencia las normas adaptadas son aquellas utilizadas en el Petroleum Institute Specification For Hugh - Test Line, API STD 5L, tales normas establecen los siguientes grados, para características mecánicas de la tubería:

API-5L grado A 25 Límite mínimo de deformación 25,000 PSI

API-5L grado A 30 Límite mínimo de deformación 30,000 PSI

API-5L grado A 35 Límite mínimo de deformación 35,000 PSI

CONVERSIONES APROXIMADAS DE VISCOSIDAD DINAMICA A CINEMATICA

- Con el viscosímetro Saybolt Universal

$$K = 0.22T - 195/T \quad \text{SI } 50 < T < 100$$

$$K = 0.22T - 186/T \quad \text{SI } T < 50$$

$$K = 0.22T - 135/T \quad \text{SI } T > 100$$

K : Viscosidad en centistokes

T : Viscosidad en segundos Saybolt Universal (SSU)

$$K : \frac{K'}{100}, \quad K \text{ (Stoke)}$$

- Viscosidad Saybolt Furol

$$100 (0.224 T - 184/T) \quad \text{SI } T > 324 \text{ SSU}$$

$$\text{Ver Fig. (12)} \quad \text{SI } T < 324 \text{ SSU}$$

- Viscosímetro redwood Standar

$$0.204T - 184/T \quad \text{SI } T > 100 \text{ SSU}$$

$$0.247T - 65/T \quad \text{SI } T < 100 \text{ SSU}$$

- Viscosímetro Engler

$$K = 100 (0.00147 T - 347/T)$$

Si deseamos convertir en centipoises a segundos Saybolt Universal (SSU), conociendo su API ó peso específico ó viceversa tenemos el monograma de la fig (16).

### Características suplementarias

Se puede necesitar contenido de cenizas, tensión de vapor, punto de inflamación, contenido de azufre, sal, Etc.

### Volumen de transporte

Está expresado en barriles día (Bls/día) ó barriles por hora (Bls/hora), es necesario para proyectar la capacidad máxima de transporte del oleoducto.

Información adicional básica que se debe tener en consideración

Además de todo lo mencionado se debe tener en consideración lo siguiente :

- . Características del flujo que se va a transportar.
- . Volumen de transporte.
- . Temperatura de transporte.
- . Selección de bombeo.
- . Estaciones de bombeo.

ANEXO (12)

OBTENCION DE LA TARIFA DEL OLEODUCTO EN US\$/BL

La tarifa del oleoducto se obtiene en base a:

- Flete (gasto de transporte) -----	0.25
- Productos de Petróleo consumido -----	0.12
- Varios -----	0.30
- Seguros -----	0.1
- Financieros -----	0.18
Total -----	1.1



ANEXO (13)

CALCULO DE LA PRESION DE SUCCION

$$- AP \text{ (SUCCION)} = P \text{ (ATMOSFERICA)} - H \text{ (FRICCION DE 1-2)} + (Z_1 - Z_2) \text{ psi.}$$

$$\text{Donde : } AP = 14.7 - 117.00 + 62.4 = 40 \text{ PSI}$$

$$Z_1 - Z_2 = 176.8 \text{ pies}$$

AP (SUCCION) : Caída de presión por succión. (psi )

H (FRICCION DE 1-2) : Caída de presión por fricción. (psi)

$(Z_1 - Z_2)$  : Diferencia de Alturas entre nivel del  
2 1  
Líquido en el tanque y Altura de lle  
gada al tanque.

P : Presión Atmosférica. (Psi ).

## ANEXO (14)

### FORMULAS EMPLEADAS EN LAS RENTABILIDAD

- Ingresos = Producción X tarifa (17 US\$/B1)
- Gastos operativos = Producción x costo unitario (1.1US\$/B1).
- Depreciación de la inversión - La depreciación es lineal y se representa por:

$$D_p = (I - U_o) / n$$

$$U_s = I \times S_o$$

- Ingresos antes de impuestos = ingresos - gastos.  
según tabla sería 4 = 1 - (2 + 3).  
Impuestos = ingresos antes de impuestos x tarifa  
Tarifa : 35%  
Ingreso después de impuesto - Ingreso antes de impuesto - impuesto.
- Flujo de caja = Ingresos después de impuestos menos depreciación de la Inversión.

Donde:

Tarifa : 17 Dolares por barril (US\$/B1)

Costo unitario de transporte : 1.1 dolares barril (US\$/B1)

I : Inversión inicial  
o

V<sub>s</sub> : Valor de salvamento.

n : Número de años que dura el proyecto.

D : Depreciación lineal.

- S : Vida útil real (fracción) (0.5)

Tarifa impuesta por la empresa 35%.

NOTA :

Los Números Representan el Orden de las Columnas en las Tablas.

S = Representa el número de años reales utilizados.

En nuestros casos; la vida útil en nuestro proyecto es de 30 años el valor de un Bien tangible utilizado valor de salvamento será:

100% ----- 30 años

X ----- 15 años

$X = (15 \%) \times (100 / 30) = 50 \%$

B = 0.506

En el cuadro de rentabilidad por el método volumetrico; el procedimiento es el mismo siendo la unica diferencia el cálculo de la depreciación, considerando:

$$\begin{array}{l} \text{DEPRECIACION} \\ \text{VOLUMETRICA} \end{array} \quad \text{INV. TANG. x PROD. ANUAL} \\ \hline \text{TP}$$

TP: Total de producción en toda la vida del proyecto

## ANEXO N. (15)

### BOMBAS DE TRANSFERENCIAS

Mecanismos dispuestos para transmitir la energía motriz que recibe, un líquido que debe ser desplazado de un lugar a otro por medio de tuberías de conducción.

Esa energía motriz se transforma en velocidad y presión.

### CLASIFICACION

Para nuestro caso lo podemos clasificar en :

- Reciprocantes.
- Centrífugas.

### BOMBAS RECIPROCANTES

Son aquellos en las que el elemento propulsor del líquido es un pistón que se desplaza dentro de una camisa ó cilindro, en un movimiento de vaiven.

Se puede subdividir en :

- Por su acción : De un sólo efecto y doble efecto.
- Por su disposición: verticales y horizontales.
- Por el Número de cilindros: de un cilindro ó más cilindros.

## BOMBAS CENTRIFUGAS

Las bombas centrífugas son las que utilizan la fuerza centrífuga para efectuar su trabajo, por medio de un impulsor montado en su eje el cual gira sobre rodillos ó chumaceras. El efectos de la fuerza centrífuga es el que se observa en la honda utilizadas para lanzar piedras.

Esta bomba puede tener una ó más impulsores:

### PARTES PRINCIPALES DE LAS BOMBAS CENTRIFUGAS

Éstas parte son :

- Impulsor.
- Caja.
- Eje.

### EL IMPULSOR

Es el elemento que trasmite la energía motriz al líquido para que fluya a la descarga, las paletas empujan al líquido lo hacen girar y adquirir fuerza centrífuga, el impulsor es la parte más importante de la bomba.

### CAJA DE BOMBA

Es la parte de la bomba dentro del cual gira el impulsor y encajona el líquido.

## EL EJE

Es el elemento que soporta el impulsor y gira junto con este, recibiendo directamente la fuerza del motor a la cual está unido por fajas o acoplamiento directo.

Estos ejes están protegidos por bocinas en la parte donde van los empaques.

Las bombas centrífugas normalmente trabajan a altas velocidades de rotación por lo que cualquier desperfecto resulta muy destructor sino se le detecta y subsana prontamente; muchas reparaciones resultan costosas y demandan muchas labor, por ello es necesario observar diariamente su funcionamiento para localizar ruidos anormales ó calentamientos excesivos. Ambas tipos de bombas funcionan con motores de explosión o eléctricos.

Con las características del petróleo que se va transportar, caudal, y costos, se escoge para este proyecto dos bombas reciprocantes de 60 HP., que permita con seguridad bombear el fluido (crudo) desde Pacaya hasta Puerto Oriente.

## ESTACION DE BOMBEO

Instalaciones que proporcionan al fluido las presiones necesarias para seguir desplazandose, la fórmula para determinar la potencia es :

$$P_{tb} = \frac{Q \times AP}{2450 \times E} \quad (\text{HP})$$

Donde :

$P_{tb}$  : Potencia de entrada de freno . en HP

AP: Presión diferencial en PSI (Presión de descarga-presión de succión)

Q : Flujo en barriles por hora (Bls/hora).

E : Factor de eficiencia de la bomba, para diseños preliminares se asume como 85% y para unidades de bombeo recíprocante 70%.

Los sistemas de bombeo pueden ser recíprocantes ó centrífugos, que se usará de acuerdo a las características físicas del crudo y del caudal con que se desea producir.



## INFORMACION BIBLIOGRAFICA

### I) Petroleos del Perú através de los departamentos de:

- Ingeniería.
- Diseño y construcción.
- Transporte.
- Producción.
- Comercialización.
- Proyecto de gas.
- Mantenimiento.

### II) Revistas extranjeras.

- Revistas Interamericano (revisión de publicaciones de 1950 - 1985)
- Oil gas Journal (revisión de las publicaciones de 1950 - 1985).
- Pipe Line Engeniering (revista de las publicaciones de 1950 - 1985.
- Pipe Line Industry (revisión de las publicaciones de 1950 - 1985).
- Gardener denver (publicaciones de 1950 - 1985)

### III) Artículos especializados.

- Pipe Line Hydraulicos manual técnico impreso por : Oil And gas Journal.
- Petróleo Interamericano.

IV) Libros consultados:

- Normas para evaluar y elaborar proyectos de inversión  
(Petróleo del Perú Nov.84)

Petroleum transportation Handbook, Bell

Manual de diseño de tanques (Petro Perú, revisada por  
Fernando Loayza B.)

Mecánica de fluidos por Victor L. Streeter.

Mecánica de fluidos Dr. Arturo Rocha.

V) Tesis consultadas.

Diseño de un oleoducto por Calderón Garcia Renato.

Puesta en Producción de un campo Petróleo en la selva  
Peruana Maquía.

Proyecto de estimación técnico económico del Oleoducto  
por Tevaldi castillo Tulio