

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL CAMPO FANNY 18-B”

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

EDGAR JAVIER DE LA CUEVA MORALES

DIRECTOR: ING. MIGUEL ORTEGA L., Msc.

QUITO, JUNIO DEL 2006

DECLARACIÓN

Yo, Edgar Javier De la Cueva Morales, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido en la Ley de propiedad intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

EDGAR JAVIER DE LA CUEVA MORALES.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edgar Javier De la Cueva Morales bajo mi supervisión.

Ing. Miguel Ortega L; Msc.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios quien hace posible todo en esta vida y siempre está a nuestro lado.

Agradezco de manera especial a mis padres, que me brindaron todo su apoyo incondicional.

A la Escuela Politécnica Nacional, en especial a la Carrera de Ingeniería Mecánica, la mejor facultad del mundo.

A Alberta Energy Company (A.E.C) Ecuador, en especial al departamento de Ingeniería, Producción, Planeación Estratégica, Mantenimiento.

De igual manera quiero agradecer al Señor Ingeniero Miguel Ortega L, por todo su apoyo sincero y acertada dirección para la realización de este proyecto.

A todos mis compañeros de la promoción "Ishpapuros".

Y a todos, los que de una u otra manera estuvieron involucrados y me ayudaron para la culminación exitosa de este proyecto.

Edgar Javier

DEDICATORIA

Con mucho cariño y respeto a los seres que más amo y respeto sobre este mundo, mis padres Edgar Ramiro y Sonia Soledad, por estar siempre a mi lado brindándome su apoyo y comprensión.

A mis hermanos Efrén y Daniela por confiar en mí y darme su respaldo incondicional.

A toda mi familia por creer en mí.

Edgar Javier

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	Pag II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN.....	X
PRESENTACIÓN.....	XI

CAPITULO I

GENERALIDADES DEL CAMPO FANNY 18B Y TECNOLOGÍA DEL SISTEMA DE BOMBEO

1.1 UBICACIÓN E HISTORIA.....	1
1.2 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO.....	4
1.2.1 Propiedades petrofísicas del yacimiento.....	4
1.2.2 Características de los fluidos.....	4
1.2.2.1 Características del petróleo de campo.....	4
1.2.2.2 Características del agua de formación del campo.....	6
1.2.3 Proceso de separación.....	8
1.3 SISTEMAS DE BOMBEO.....	10
1.3.1 Tipos de bombas.....	10
1.3.1.1 Bombas de rotor múltiple.....	11
1.3.1.2 Bombas reciprocantes.....	13
1.3.1.3 Bombas centrífugas.....	13
1.3.1.4 Clasificación según el tipo de succión.....	14
1.3.1.5 Clasificación según del número de impulsores empleados.....	15
1.3.1.6 Clasificación según la trayectoria del líquido en el impulsor.....	15
1.3.1.6.1 Bombas de flujo radial.....	15
1.3.1.6.2 Bombas de flujo axial.....	16
1.3.1.6.3 Bombas de flujo mixto.....	16
1.3.2 Selección de bombas.....	16
1.4 SISTEMAS DE TUBERIA.....	17
1.4.1 Selección del diámetro.....	17
1.4.2 Determinación de material y cálculo de espesor de tuberías.....	18
1.4.3 Pérdidas por fricción.....	20
1.5 PROTECCION DE TUBERIAS.....	22
1.5.1 Sistema de protección externa.....	22
1.5.1.1 Recubrimientos protectores y revestimientos.....	22
1.5.1.2 Protección catódica.....	24
1.5.1.2.1 Ánodo galvánico.....	25

1.5.1.2.2 Corriente impresa.....	26
1.5.1.3 Selección de materiales.....	27
1.5.1.4 Inhibidores de corrosión.....	27
1.5.2 Sistema de protección interna.....	27
1.5.2.1 Protección interna con marraneo.....	27
1.5.2.2 Protección interna con polietileno.....	29
1.6 COMPONENTES.....	30
1.6.1 Tanques.....	30
1.6.1.1 Tanques de desnatado (Skim Water Tank).....	30
1.6.1.2 Tanques de agua tratada (Treated Water Tank).....	31
1.6.2 Líneas de succión y descarga de bombas booster y bombas de inyección.....	31
1.6.3 Bombas booster de agua tratada.....	32
1.6.4 Bombas booster de agua tratada.....	32
1.6.5 Bombas de inyección de agua.....	33
1.6.6 Bombas para tratamiento de agua.....	33
1.6.7 Bombas de reciclaje.....	33
1.6.8 Bombas de desnatado.....	33
1.6.9 Elementos de medición del fluido.....	34
1.6.9.1 Medidores de turbina.....	34
1.6.9.2 Medidores de ultrasónicos.....	34
1.6.10 Sistema de inyección de químicos para control de calidad de agua.....	36

CAPITULO II

ANALISIS COMPARATIVO DEL SISTEMA ACTUAL CON LA PROYECCIÓN A DICIEMBRE DEL 2007

2.1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE AGUA Y PETRÓLEO.....	37
2.2 PROYECCION DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO.....	39
2.3 FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA.....	40
2.3.1 Facilidades de superficie.....	40
2.3.1.1 Separadores.....	40
2.3.1.2 Tanques.....	41
2.3.1.3 Bombas booster; de inyección y reinyección.....	42
2.3.1.4 Elementos de medición.....	43
2.3.1.5 Sistema de inyección de químicos.....	43
2.3.2 Fallas más frecuentes en el sistema de inyección de agua.....	43
2.3.2.1 Tanques.....	45
2.3.2.2 Bombas.....	45
2.3.2.3 Válvulas.....	47
2.3.3 Estados de los pozos.....	48
2.3.3.1 Tucán – 1 (inactivo).....	48

2.3.3.2 Fanny 18B – 40.....	49
2.3.3.3 Isabel 1.....	49
2.3.3.4 Isabel 2.....	50
2.3.3.5 Isabel 3.....	51
2.3.4 Capacidad de Generación.....	52
2.3.4.1 Descripción de los componentes del sistema de distribución.....	54
2.3.4.1.1 Switchgear 100.....	54
2.3.4.1.2 Switchgear 200.....	54
2.3.4.1.3 Switchgear 300.....	54
2.3.4.1.4 Switchgear 400.....	55

CAPITULO III

OPTIMIZACION DE LOS FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE INYECCIÓN

3.1 FACILIDADES EN SUPERFICIE.....	58
3.2 ESTADO DE LOS POZOS.....	58
3.3 GENERACION.....	62
3.4 SIMULACION MATEMATICA.....	62
3.4.1 Pipe Sim, características del programa.....	62
3.4.2 Corridas del Pipe Sim.....	62
3.4.2.1 Ingreso al programa.....	63
3.4.2.2 Hoja principal.....	64
3.4.2.3 Ingreso de datos.....	64
3.4.2.4 Modelo listo.....	69
3.4.2.5 Cambio de variables.....	70
3.5 POSIBLES SOLUCIONES.....	72

CAPITULO IV

ANALISIS ECONOMICO

4.1 RESERVAS DE PETROLEO.....	82
4.2 PROYECCION DE PRODUCCION.....	84
4.3 COSTOS DE IMPLANTACION PARA INCREMENTAR LA CAPACIDAD DEL SISTEMA DE INYECCION.....	85
4.3.1 Costos de producción.....	86
4.3.1.1 Costo operativo.....	86
4.3.1.2 Costos fijos.....	86
4.3.1.3 Costos de mantenimiento.....	86
4.4 BARRILES DE PETRÓLEO QUE NO SE PRODUCEN... 4.4.1 Caso inicial.....	87
4.4.2 Segundo caso.....	89
4.4.3 Tercer caso.....	90
4.5 VARIABLES ECONÓMICAS.....	90
4.5.1 Flujo de caja (N.C.F).....	90

4.5.2 Valor presente neto (V.P.N ó V.AN).....	90
4.5.3 Tasa interna de retorno (T.I.R).....	91
	92
CAPITULO V	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1 CONCLUSIONES.....	94
5.2 RECOMENDACIONES.....	95
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	97
ANEXOS.....	98

RESUMEN

El presente proyecto permite analizar diversas posibilidades para lograr un óptimo manejo del agua de formación en el campo Fanny 18 B, principalmente la factibilidad de colocar una nueva bomba Bingham.

El sistema de inyección de agua de formación del campo Fanny 18 B, consta esencialmente de sus respectivos tanques que es de donde sale el agua hacia las ocho bombas Booster para luego dirigirse hacia las cuatro bombas Bingham, dos Booster por cada bomba Bingham, para finalmente dirigirse hacia los pozos inyectoros, que son el Fanny 18 B-40, Isabel 1, Isabel 2, e Isabel 3.

A dichos pozos se inyecta aproximadamente 115 mil barriles de agua por día, tomando en cuenta que también reciben aproximadamente 25 mil barriles de agua por día provenientes del campo Dorine, ingresó al sistema el pozo Fanny 74, al cuál se inyecta aproximadamente 18 mil barriles de agua por día con lo que se logró un aumento considerable en la capacidad del sistema por lo que no se recomienda la instalación de una nueva bomba Bingham, aunque en el análisis económico se concluye que dicho proyecto es económicamente rentable ya que presenta un 23% de rentabilidad.

PRESENTACIÓN

El objetivo de este proyecto es incrementar la capacidad del sistema de inyección de agua de formación del campo Fanny 18 B, mediante lo cual se incrementará la capacidad de producción, por lo tanto se obtendrán mayores ingresos económicos. Ya que al no poder manejar el volumen de agua de formación que se obtiene, resulta más económico mantener cerrados ciertos pozos productores.

En el primer capítulo se proporcionan los conceptos relacionados con el sistema de inyección de agua y una descripción de los componentes del mismo.

En el segundo capítulo del estudio se presenta un análisis de la situación actual del sistema y de la proyección de producción que se espera obtener. Se toma en cuenta los factores que intervienen en el sistema de inyección de agua de formación y en cuales se realizan la mayoría de trabajos para reducir al mínimo las pérdidas.

En el tercer capítulo se brindan algunas alternativas para la optimización del sistema, en lo relacionado a los pozos, al sistema de generación, y en cuanto a las facilidades de superficie se refiere se presenta un análisis de ciertas alternativas mediante simulación matemática en el programa Pipe Sim, facilitado por la empresa.

En el cuarto capítulo se presenta el análisis económico del proyecto, tomando en cuenta tres ambientes: el inicial, independizando el campo Fanny 18 B de Dorine, e instalando una nueva bomba en el sistema. La tercera alternativa resulta económicamente rentable pero no se la recomienda debido a que el ambiente varía considerablemente al entrar en funcionamiento en el sistema el pozo Fanny 74 que brinda gran ayuda para el incremento en la capacidad de manejo del volumen de agua de formación.

Finalmente en el quinto capítulo se presenta un conjunto de conclusiones y recomendaciones.

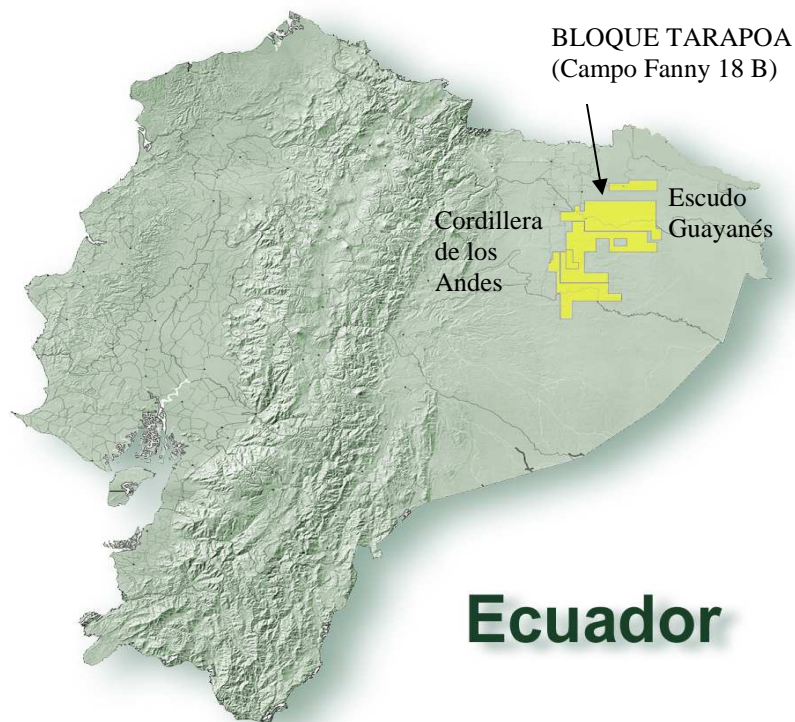
CAPÍTULO 1

GENERALIDADES DEL CAMPO FANNY 18 B Y TECNOLOGÍA DEL SISTEMA DE BOMBEO

1.1 UBICACIÓN E HISTORIA

El campo Fanny 18 B se encuentra ubicado en el flanco Este de la Cuenca Oriente del Ecuador, localizado a 240 Km. al Este de la ciudad de Quito en el Cantón Tarapoa de la provincia de Sucumbíos Fig. 1.1, y 1.2, su edad corresponde a la era Mesozoica – Cenozoica, limitada al Este por el Escudo Guayanés y al Oeste por la Cordillera de los Andes. Esta cuenca se ha rellenado con depósitos cíclicos provenientes en su mayor parte del Este.

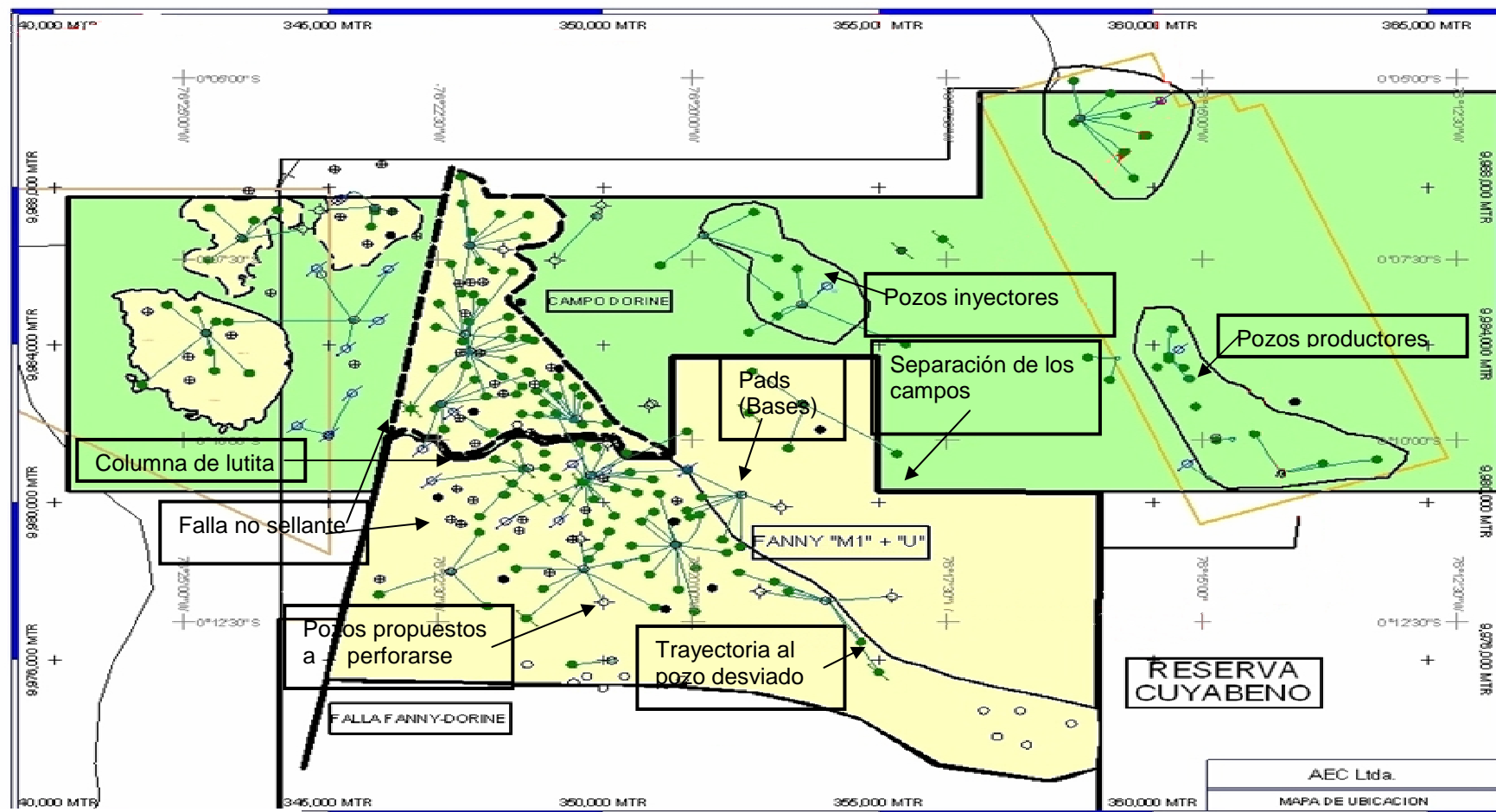
Figura 1.1. Ubicación del campo Fanny 18 B



Fuente: Alberta Energy Company (AEC)

En la siguiente ampliación del Bloque Tarapoa Fig.1.2, se puede observar los detalles más relevantes relacionados al campo Fanny 18 B.

Figura 1.2 Campo Fanny 18B



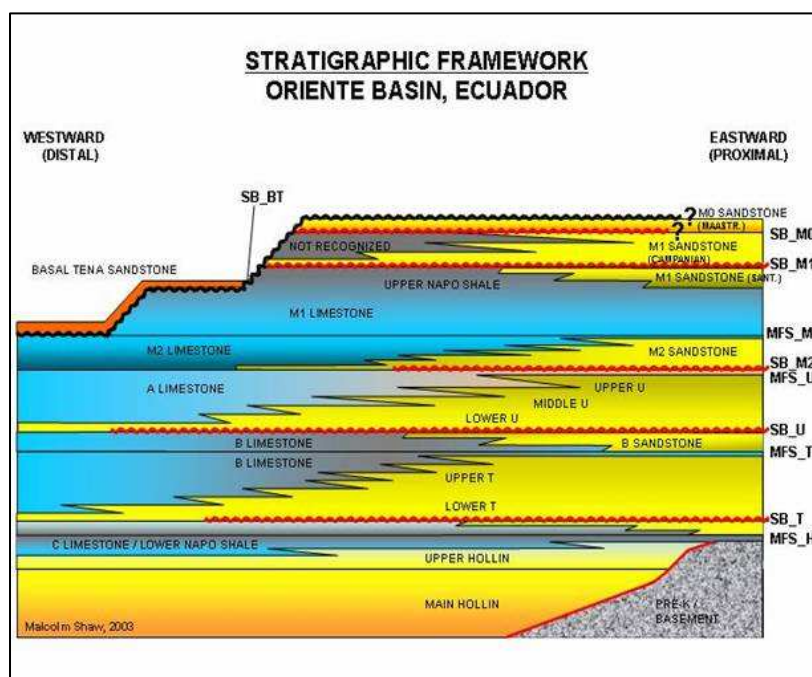
Escala: 1:35000

El Campo está localizado dentro de la concesión que se adjudicó a Cayman Corporation con sus respectivos socios como City Investing Company y Southern Union Production Company en el año 1970. Más tarde, en 1975 Cayman Corporation se retira de operación y en 1976 Southern Union Production, quedando como única operadora City Investing Company.

En 1972 se perforó Fanny 1, que es un pozo productivo en la arenisca M-1 de la formación Cretácica Napo; luego se perfora Fanny 2 el cual produce de la arena U inferior por lo que se lo cambia de nombre a Tarapoa 1. Posteriormente se continuó perforando Fanny 3, Fanny 4, Fanny 5 y Fanny 6 que resultaron ser pozos productivos en la arena M-1.

En el siguiente gráfico se presenta los diferentes tipos de arena de la Cuenca Oriente.

Figura 1.3 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente



Fuente: Alberta Energy Company (AEC)

CEPE empezó a perforar en 1974 el pozo Fanny 18 B – 1 y más tarde los pozos 18 B - 2 y 18 B – 3 los cuales fueron productivos en la arena M – 1 por lo que se le consideró campo unificado.

Actualmente en el campo Fanny 18 B existen 76 pozos en total, y en todo el Bloque Tarapoa existen 163 pozos.

1.2 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

1.2.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO

Las propiedades petrofísicas de interés en la arenisca M -1 del Campo Fanny 18 B son porosidad (Φ), permeabilidad del petróleo (k_o) y saturación de agua (S_w), propiedades inherentes en la determinación del volumen de petróleo original en sitio (POES).

De los estudios realizados a los núcleos en la arenisca M – 1 se obtiene la tabla 1.1.

TABLA 1.1

Promedio de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

Arena	Esp. Efectivo (pies)	Porosidad (%)	K (md)	Sw (%)
M1	31.74	24.5	1646	26

Fuente: Alberta Energy Company (AEC)

En la tabla A-1 del Anexo se presenta la tabla detallada pozo por pozo.

1.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

1.2.2.1 Características del petróleo del campo

Las características de los fluidos que se analizarán en el Campo son: densidad del petróleo, la viscosidad del petróleo, contenido de azufre.

De los registros eléctricos y el análisis PVT (Presión – Volumen – Temperatura) se obtienen las características de los fluidos.

De acuerdo a la ecuación 1.1 se puede obtener el ° API que posee el petróleo, emitida por el API (American Petroleum Institute), denota la relación correspondiente gravedad específica y de fluidez de los crudos con respecto al agua.

$${}^{\circ} API = \frac{141.5}{\partial} - 131.5 \quad (1.1)$$

Donde:

∂ = Densidad en $\frac{gr}{cm^3}$

Existen crudos livianos y crudos pesados de acuerdo al grado API que poseen, mientras más elevado es el grado API el crudo es más liviano y viceversa.

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica, tabla 1.2. La viscosidad indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa de acuerdo a unidades de medición. El centipoise (0,01 poise) se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo.

La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede tener desde 0,2 hasta más de 1.000 centipoise. Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente concerniente a crudos pesados y extrapesados.

La viscosidad de un fluido disminuye con la reducción de densidad que tiene lugar al aumentar la temperatura, figura 1.4.

En un fluido menos denso hay menos moléculas por unidad de volumen que puedan transferir impulso desde la capa en movimiento hasta la capa estacionaria. Esto, a su vez, afecta a la velocidad de las distintas capas. El momento se transfiere con más dificultad entre las capas, y la viscosidad disminuye.

Figura 1.4 Temperatura vs. Densidad

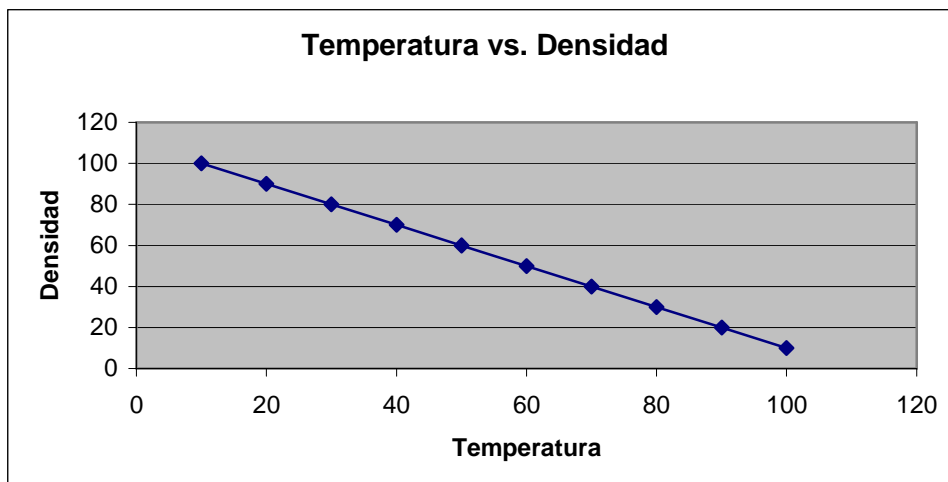


TABLA 1.2

Principales características del petróleo del campo

Densidad $\rho_0(\text{gr/cm}^3)$	0.920
°API	22.3
Viscosidad $\mu_0(\text{CTS})$	211.8
Azufre (%)	1.84

Fuente: Alberta Energy Company (AEC)

1.2.2.2 Características del agua de formación del Campo

El agua de formación es inyectada desde los medios de producción principales MPF (Main Production Facilities) al pozo Fanny 18 B-40 localizado a 1650 metros al sur oeste del pozo productor Fanny 1, y hasta el manifold de inyección instalado en el campo Isabel ubicado a 2096 metros al este del pozo productor Dorine 43 y a 3087 metros al sur este del pozo productor Fanny 54.

A continuación en la tabla 1.3, se presentan las características del agua de formación del Campo, en las que se puede notar un alto grado de salinidad, propiedad que lo convierte en un fluido altamente corrosivo.

TABLA 1.3

Reporte de análisis físico químico de inyectores

PARÁMETROS	UNIDADES	VALORES
Aceite Residual	ppm	76
H2S disuelto	ppm	1.3
Oxígeno disuelto	ppb	23
CO2 disuelto	ppm	180
SST(sólidos totales)	ppm	90
Fe	ppm	2
Salinidad	ppm NaCl	13100
MPY(desgaste por año)		1.2
Pitting(medida de desgaste interna)		0.3
Resid. Fosfonato		12

Fuente: Alberta Energy Company (AEC)

Los datos presentados en el reporte de análisis físico químico de inyectores, permiten realizar los procedimientos más adecuados para cumplir los valores estándar de los diferentes parámetros ya mencionados.

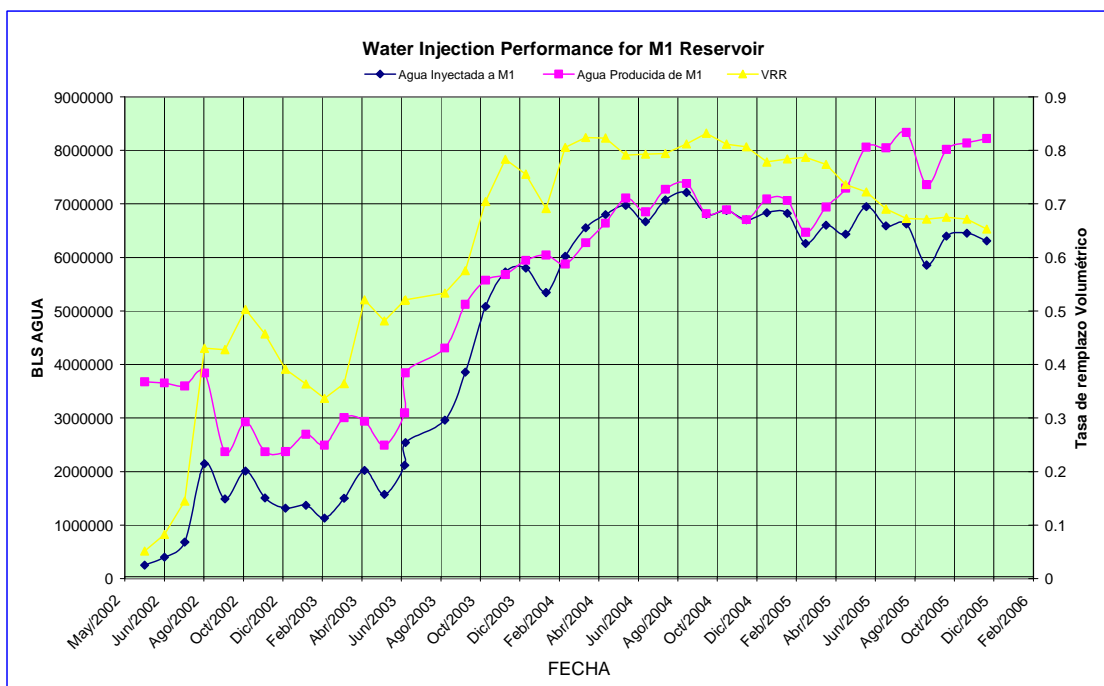
TABLA 1.4

Características actuales del sistema de inyección de agua de formación del campo Fanny 18 B

PARAMETROS	FANNY 18B
Reinyeccion (Tiyuyacu-Orteguaza) bbls	554
Inyeccion (M1) bbls	98,671
Aceite residual (ppm)	90.0
Salinidad (CINa, mg/l)	14,530
Temperatura (°F)	177 °F
PRODUCCIÓN DE AGUA	
TOTAL bbls	99,225

Fuente: Alberta Energy Company (AEC)

Figura 1.5 Tasa de reemplazo volumétrico para el yacimiento M1



Fuente: Alberta Energy Company (AEC)

La producción actual de agua en el Campo Fanny 18 B es de alrededor de 19 MBAPD (miles de barriles de agua por día) inyectados en formaciones Orteguzaza, Tiyuyacu, mientras que la inyección hacia la formación M1 es de alrededor de 90 MBAPD aproximadamente por medio de 4 pozos completados como inyectoras en el yacimiento M1, Estos pozos son: Isabel 1, Isabel 2, Isabel 3, Fanny 18B-40.

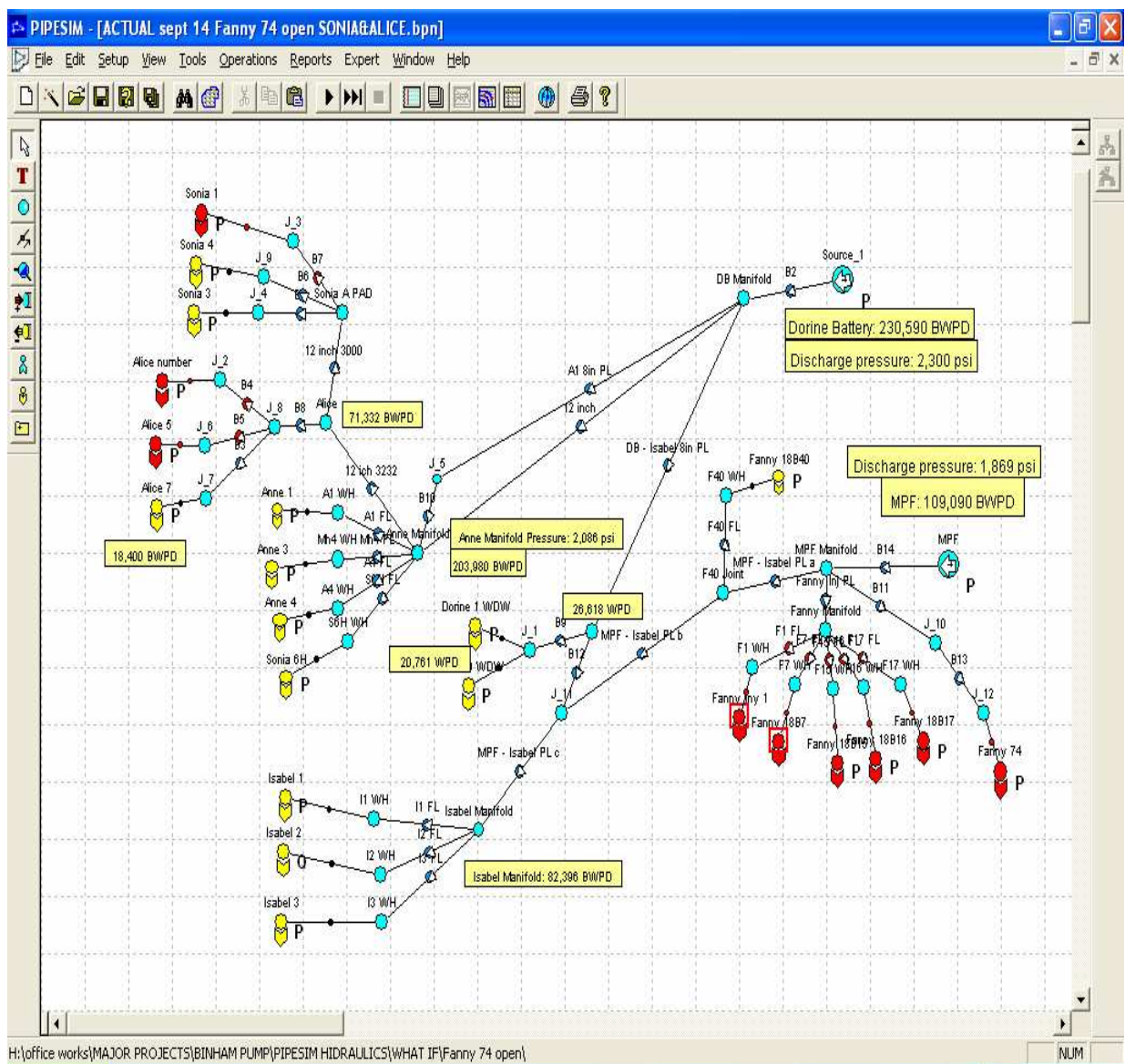
El excedente de aproximadamente 25 MBAPD en Dorine también es enviada hacia la formación M1. En la figura 1.5 se observa la tasa de reemplazo volumétrico en el yacimiento M1.

1.2.3 PROCESO DE SEPARACIÓN.

El petróleo una vez extraído del pozo, es conducido a través de líneas de flujo desde el cabezal hacia el manifold, este fluido luego de un trayecto va a un tren de separadores que son unos recipientes donde por medio del principio de la densidad el fluido es separado en gas que se ubica en la parte superior, el petróleo en la parte media y el agua se deposita al fondo.

En el campo Fanny 18 B, en el año 2003, se instalaron las facilidades necesarias para el proyecto de mantenimiento de la presión del yacimiento M1. Durante el desarrollo del proyecto de inyección de agua a M1 se realizó la instalación de un sistema para inyección de agua mediante líneas de 12" así: MPF / Fanny -1, Dorine 3/ Isabel. También se realizó la instalación de la línea de inyección de agua de 12 "entre la batería Dorine y Anne -1, (figura 1.6). Todas las líneas del sistema cuentan con un sistema de protección catódica.

Figura 1.6 Esquema del sistema de inyección de agua

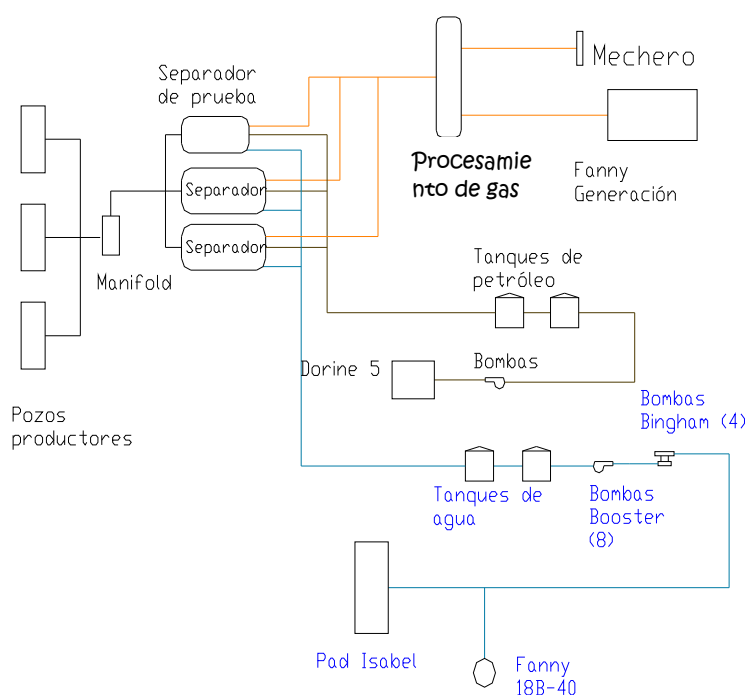


Toda el agua de producción proveniente de los FWKO (Free Water Knock-Out), y de los tanques de lavado se dirige primero hacia el tanque de desnatado T-430, en este se acumula en la superficie del agua las partículas de crudo, formando una nata, la cual es evacuada a través de dos bombas de desplazamiento positivo P-50 A/B las que envían este producto hacia los FWKO. El agua de producción del T-430, por nivel se dirige al tanque T-440. A este tanque se conectan las bombas booster P-640 A/B/C/D/E/F/G/H, las mismas que envían el agua hacia las bombas de inyección P-670 A/B/C/D y finalmente hacia los respectivos pozos de inyección de agua. El agua inyectada es medida a través de un medidor de turbina en la estación. Todo este proceso se observa en la figura 1.7.

Existen dos bombas de recirculación (P-620 A/B) conectadas a todos los tanques, las cuales se utilizan para recircular ya sea crudo o agua hacia los FWKO.

Para poder iniciar el bombeo del petróleo éste debe tener un porcentaje de agua menor al 0.5%.

Figura 1.7 Esquema del sistema de inyección de agua de formación



1.3 SISTEMA DE BOMBEO

1.3.1 TIPOS DE BOMBAS

Un equipo de bombeo es un transformador de energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, etc. La convierte en energía, que un fluido adquiere en forma de presión, de posición y de velocidad.

Las bombas son de gran importancia en el movimiento de fluidos, debido a su capacidad de producir vacío en el lado de succión, con lo cual se puede empujar el fluido por el lado de la descarga hacia donde se desee transportar. Existe una infinidad de bombas las cuales tienen distintas funciones, todo depende del tipo de fluido de la temperatura a la cual se va a transportar y la presión que soportará.

1.3.1.1 Bombas de rotor múltiple:

Muchos tipos de estas bombas tendrán funcionamiento inadecuado cuando bombean una mezcla de líquido y gas; la descarga neta de líquido se reducirá mucho si una parte del caudal, dentro de la bomba, es una mezcla de gas y líquido o de aire y líquido. Por ello siempre es necesario asegurar una presión o carga adecuada de succión para que la bomba se llene por completo con líquido y funcione sin cavitación.

Dentro de esta clase de bombas se encuentran las siguientes:

- Tornillo
- Lóbulo
- Bloque de Vaivén

Las *bombas de tornillo* son un tipo especial de bombas rotatorias de desplazamiento positivo, en el cual el flujo a través de los elementos de bombeo es verdaderamente axial. El líquido se transporta entre las cuerdas de tornillo de uno o más rotores y se desplaza axialmente a medida que giran.

La bomba de tornillo puede manejar líquidos en una gama de viscosidad como la melaza hasta la gasolina, así como los líquidos sintéticos en una gama de presiones de 50 a 5.000 psi. (lb. /pulg²) y los flujos hasta de 5.000 galones por minuto.(gpm).

Debido a la relativamente baja inercia de sus partes en rotación, las bombas de tornillo son capaces de operar a mayores velocidades que otras bombas rotatorias o alternativas de desplazamiento comparable. Algunas bombas de lubricación de aceite de turbina adjunta operan a 10.000 rpm y aún mayores. Las bombas de tornillo, como otras bombas rotatorias de desplazamiento positivo son de autocebado y tienen una característica de flujo que es esencialmente independiente de la presión.

La bomba de tornillo simple existe sólo en número limitado de configuraciones. La rosca es excéntrica con respecto al eje de rotación y engrana con las roscas internas del estator (alojamiento del rotor o cuerpo).

Alternativamente el estator está hecho para balancearse a lo largo de la línea de centros de la bomba. Las bombas de tornillos múltiples se encuentran en una gran variedad de configuraciones y diseños. Todos emplean un rotor conducido engranado con uno o más rotores de sellado. Varios fabricantes cuentan con dos configuraciones básicas disponibles, la construcción de extremo simple o doble, de las cuales la última es la más conocida.

Como cualquier otra bomba, hay ciertas ventajas y desventajas en las características del diseño de tornillo. Estos deben reconocerse al seleccionar la mejor bomba para una aplicación particular.

Entre algunas ventajas de este tipo tenemos:

1. Amplia gama de líquidos y viscosidad.
2. Posibilidad de altas velocidades, permitiendo la libertad de seleccionar la unidad motriz.
3. Velocidades bajas internas.
4. Vibración mecánica baja, flujo libre de pulsaciones y operaciones suaves.
5. Diseño sólido y compacto, fácil de instalar y mantener.

6. Tolerancia a la contaminación alta en comparación con otras bombas rotatorias.

Entre algunas desventajas de este tipo tenemos:

1. Costo relativamente alto debido a las cerradas tolerancias.
2. Características de comportamiento sensibles a los cambios de viscosidad.
3. La capacidad para las altas presiones requiere de una gran longitud de los elementos de bombeo.

1.3.1.2 Bombas Reciprocantes

Existen básicamente dos tipos: de acción directa, movidas por vapor y las bombas de potencia. Existen muchas modificaciones de los diseños básicos, construidas para servicios específicos en diferentes campos.

La clasificación de estas es:

- Pistón
- Diafragma

1.3.1.3 Bombas Centrífugas

Fundamentalmente son máquinas de gran velocidad en comparación con las de movimiento alternativo, rotativas o de desplazamiento. Funciona a velocidades altas, acopladas directamente al motor de accionamiento, con lo que consigue que las pérdidas por transmisión sean mínimas.

Una bomba centrífuga consta esencialmente de uno o más rodets provistos de álabes, montados sobre un árbol giratorio y cerrado en el interior de una cámara de presión denominada cubierta.

Las bombas centrífugas se fabrican en dos tipos: el horizontal y el vertical. El agua entra por el centro u ojo del rodete y es arrastrada por los álabes y lanzada en dirección radial.

Esta aceleración produce un apreciable aumento de energía cinética y de presión. A la salida, el movimiento del fluido tiene componentes radial y transversal. Para que no haya una pérdida notable de energía, y por tanto de rendimiento, es esencial transformar la mayor cantidad de energía cinemática en presión. Normalmente, esto se consigue construyendo la carcasa en forma de espiral, con lo que la sección del flujo en la periferia del rodete va en aumento gradualmente.

Para caudales grandes se usa el rodete de doble aspiración, que es equivalente a dos rodetes de simple aspiración ensamblados dorso con dorso; esta disposición permite doblar la capacidad sin aumentar el diámetro del rodete.

La bomba centrífuga horizontal (figura 1.7) es la más usada, cuesta menos, es fácil de instalar y es más accesible para su inspección y mantenimiento, sin embargo, requiere mayor espacio que la bomba de tipo vertical.

Figura 1.7 Bomba centrífuga horizontal



1.3.1.4 Clasificación según el tipo de succión:

Los cuales pueden ser:

- Simple succión
- Doble succión

Las bombas de simple succión admiten agua solo por un lado del impulsor, mientras que las de doble succión lo hacen por ambos lados.

Las bombas de doble succión funcionan como si existieran dos impulsores, uno en contra posición del otro y esto elimina el problema de empuje axial. Otra ventaja es la seguridad con la que trabajan frente a la cavitación, ya que el área de admisión del agua es superior a las de las bombas de simple succión.

1.3.1.5 Clasificación según del número de impulsores empleados:

- Bombas de una fase
- Bombas de múltiples fases

Las bombas de una sola fase son las que la carga o altura manométrica total es proporcionada por un único impulsor. Ahora la bomba de múltiples fases alcanza su altura manométrica o carga con decenas de etapas, actuando en serie en una misma carcasa y un único eje, es por esto que las bombas de múltiples fases son utilizadas en cargas manométricas muy altas.

Este tipo de bomba se rige exactamente por el mismo principio de la centrífuga y las proporciones del rodete son muy semejantes.

Consta de un cierto número de rodetes montados en serie, de modo que el agua entra paralelamente al eje y sale en dirección radial.

La energía cinética del agua a la salida del rodete se convierte en energía de presión por medio de una corona difusora formada por alabes directores divergentes. Un conducto en forma de S conduce el agua en sentido centrípeto hacia el ojo del rodete siguiente.

El proceso se repite en cada escalonamiento hasta llegar a la salida. Si se aplica un número suficiente de escalonamientos, puede obtenerse una alta cota de profundidad. De hecho, la cota máxima vendrá probablemente dictada por el costo de reforzamiento de la tubería más que por cualquier limitación de la bomba.

1.3.1.6 Clasificación según la trayectoria del líquido en el impulsor:

1.3.1.6.1 Bombas de flujo Radial.

En este tipo de bomba el líquido penetra al impulsor en dirección paralela al eje de la bomba y sale en dirección perpendicular al eje del impulsor. Las cargas manométricas a manejar son las altas.

1.3.1.6.2 Bombas de flujo Axial.

Aquí el líquido penetra axialmente en el impulsor y su salida es en la misma dirección, es utilizada para cargas manométricas bajas.

1.3.1.6.3 Bombas de flujo Mixto.

El flujo penetra axialmente en el impulsor y sale en una dirección intermedia entre radial y axial, las cargas manométricas manejadas son medias.

1.3.2 SELECCIÓN DE BOMBAS.

Al seleccionar bombas para una aplicación dada, existen varias bombas entre las que elegir. Se intenta seleccionar una bomba que opere con un rendimiento relativamente alto para las condiciones de funcionamiento dadas.

Los parámetros que se deben investigar incluyen la velocidad específica (N_s), el tamaño (D) del impulsor y la velocidad de operación (n). Otras posibilidades son el uso de bombas multietapa, bombas en serie, bombas en paralelo, etc. Incluso, bajo ciertas condiciones, limitar el flujo en el sistema puede producir ahorros de energía.

El objetivo es seleccionar una bomba y su velocidad de modo que las características de funcionamiento de la bomba en relación al sistema en el cual opera sean tales que el punto de funcionamiento esté cerca del (BEP) punto máximo de rendimiento. Esto tiende a optimizar el rendimiento de la bomba, minimizando el consumo de energía.

El punto de operación puede desplazarse cambiando la curva características de la bomba, cambiando la curva característica del sistema o cambiando ambas curvas.

La curva de la bomba puede modificarse cambiando la velocidad de funcionamiento de una bomba dada o seleccionando una bomba distinta con características de funcionamiento diferentes. En algunos casos puede ser una ayuda ajustar el impulsor, es decir, reducir algo su diámetro, alrededor de un 5%, mediante rectificado.

Este impulsor más reducido se instala en la cubierta original. La curva característica del sistema puede cambiarse modificando el tamaño de la tubería o estrangulando el flujo.

Una complicación que se presenta a menudo es que los niveles de ambos extremos del sistema no se mantienen constantes, como ocurre si los niveles de los depósitos fluctúan. En tal caso es difícil alcanzar un rendimiento alto para todos los modos de funcionamiento.

En casos extremos a veces se utiliza un motor con velocidad variable. En la tabla A.2 del anexo se presenta los factores a tomar en cuenta para seleccionar una bomba.

1.4 SISTEMA DE TUBERÍA

1.4.1 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO

Un primer paso en la determinación del diseño del sistema de tubería es el cálculo del diámetro, el flujo de fluidos a través de una tubería se pueden presentar diferentes tipos de flujo: uniforme, permanente, variado, etc. y diferentes regímenes: laminar, turbulento, de transición.

El régimen de flujo está definido por el número de Reynolds (número adimensional) Según el número de Reynolds, los flujos se definen:

- Re < 2000 → Flujo laminar
 Re 2000 - 4000 → Flujo de transición
 Re > 4000 → Flujo turbulento

Entonces para el cálculo del diámetro se utiliza:

$$\text{Re} = \frac{VD\rho}{\mu} \quad (1.2 \text{ a})$$

como $\frac{\mu}{\rho} = \nu$, entonces :

$$\text{Re} = \frac{VD}{\nu} \quad (1.2 \text{ b})$$

Donde:

V = Velocidad (m/s)

D = Diámetro tubería (m)

ρ = Densidad del líquido (kg/m³)

μ = Viscosidad del fluido (kgf.s/m²)

ν = Viscosidad cinemática (m²/s)

Dependiendo del diámetro óptimo que se obtenga, de acuerdo a la disponibilidad en el mercado, se debe seleccionar el más apropiado.

Por ejemplo si se obtiene un diámetro de 8,51 plg (216,154 mm), se puede elegir entre 8 o 10 plg., (203,2 o 254 mm), debido a que no existe uno de 9 plg, el más apropiado es el diámetro de 8 plg ya que elegir el de 10 plg sería sobredimensionarlo.

1.4.2 DETERMINACIÓN DE MATERIAL Y CÁLCULO DE ESPESOR DE TUBERÍAS

Para la determinación del material que se utilizará en la construcción de la línea, se debe partir del cálculo del espesor de pared mínimo, que se realizará con los datos de los requerimientos del sistema.

Una vez realizado el cálculo una serie de parámetros deben ser analizados, tales como; el costo del material, el costo de transporte, la soldabilidad del mismo, el peso, etc.

La ecuación utilizada para determinar el espesor de pared de operación mínimo requerido para tuberías es la ecuación de Barlow. La presión con la que se deben realizar los cálculos es la de diseño, la presión de diseño se puede asumir igual a la presión en el punto más abajo del perfil.

$$t_{\min} = \frac{P_d * di_{op}}{2S_A} \quad (1.3)$$

Donde:

t_{\min} = espesor de pared mínimo requerido, plg (mm)

P_d = máxima presión de diseño, psi (MPa)

di_{op} = diámetro interno óptimo de la tubería, plg (m)

$$S_A = f_d * SMYS * f_{js} \quad (1.4)$$

Donde:

S_A = Esfuerzo permisible, psi (MPa)

F_d = Factor de diseño (0,72)

SMYS = Tensión a la fluencia mínima especificada, psi (MPa).

f_{js} = Factor de junta soldada (1)

El espesor obtenido es el de operación, a éste espesor se debe incrementar un valor debido a la corrosión que es el que se estima que la tubería perderá por estar expuesta a éste fenómeno.

$$t_D = (t_{\min} + CA) * F_C \quad (1.5)$$

Donde:

t_D = Espesor de diseño, plg (mm)

t_{min} = Espesor mínimo requerido, plg (mm)

CA = Corrosión permisible, plg (mm) (0,005 plg/año)

F_C = Factor de corrección

Se estima que en tuberías que transportan crudos, la corrosión que experimentan por año está en el orden de 0,005 plg. El factor de corrección es establecido por el diseñador de acuerdo a las tolerancias de espesores.

1.4.3 PÉRDIDAS POR FRICCIÓN

Cuando un fluido circula por una tubería, sufre pérdidas en su energía por diferentes causas; siendo las más comunes:

1. Pérdidas de presión estática debidas a los cambios en la elevación.
2. Pérdidas de presión por aceleración, debidos a los cambios en la geometría del tubo y presencia de accesorios.
3. Pérdidas de presión por fricción debidas a la rata de flujo, a las propiedades del fluido y a las características del tubo (rugosidad).

Normalmente las pérdidas más importantes son las debidas al rozamiento y se denominan "pérdidas mayores".

En algunos casos, las pérdidas puntuales debidas a cambios de diámetro o secciones, cambios de dirección de flujo, válvulas, etc., que se denominan "pérdidas menores", pueden ser de importancia.

Las pérdidas por fricción tienen un efecto dominante y se pueden calcular mediante varias fórmulas que requieren la determinación del factor de fricción como una función del número de Reynolds; existe una ecuación llamada de

Hazen-Williams, que relaciona para la fricción un coeficiente C_w , el cual ha sido empíricamente determinado.

Esta ecuación es la que se utiliza generalmente y se presenta de la siguiente manera:

$$Hf = \frac{4,52Q^{1,85}}{C_w^{1,85} d^{4,87}} \quad (1.6)$$

Donde:

Hf = Pérdida por fricción, psi / pie

Q = Rata de flujo, gpm

C_w = Coeficiente de Hazen Williams

d = Diámetro interno del tubo, plg

El coeficiente C_w varía de acuerdo al tipo y a las condiciones internas del tubo, ver tabla 1.7.

TABLA 1.7.

Valores de C_w para la fórmula de Hazen Williams

TUBOS NUEVOS O EN BUENAS CONDICIONES	C_w
Hierro Colado sin revestimiento	120
Hierro colado revestido de cemento	130
Hierro colado revestido de pintura	140
No metálicos	140
De acero	140

Fuente: Piping Handbook 1986

1.5 PROTECCIÓN DE TUBERÍAS

1.5.1 SISTEMA DE PROTECCIÓN EXTERNA

Todo material metálico sin la debida protección y en un medio que propicie el intercambio de electrones es susceptible a corroerse.

Existen cuatro métodos comúnmente utilizados para controlar la corrosión en tuberías, estos son recubrimientos protectores y revestimientos, protección catódica, selección de materiales e inhibidores de corrosión.

1.5.1.1 Recubrimientos protectores y revestimientos.

Estas son las principales herramientas contra la corrosión, a menudo son aplicados en conjunción con sistemas de protección catódica para optimizar el costo de la protección de tuberías.

Evaluar el ambiente en el cual está la tubería o en el sitio donde se ha de colocar, es importante para el control de la corrosión, no importa cual método o combinación de estos se emplee. Modificar el ambiente en las inmediaciones de la tubería, como por ejemplo reducir la humedad o mejorar el drenaje, puede ser una manera simple y efectiva de reducir la potencialidad de la corrosión.

La aplicación de pintura y un programa de limpieza superficial y mantenimiento son suficientes para alargar la vida útil de la tubería. Sin embargo la aplicación del recubrimiento de pintura debe hacerse con especial cuidado, para que cumpla su misión de aislante de agentes externos. A continuación se describe el tratamiento que debe aplicar.

- Eliminar la grasa y depósitos de aceite, depositada en la superficie del metal, mediante el empleo de trapos limpios saturados con un adelgazador o gasolina blanca (libre de plomo).

- Para eliminar el barniz de fábrica, escamas de laminación, herrumbre, salpicaduras de soldadura y humo, tierra, etc. deberá frotarse la tubería con un cepillo de alambre hasta obtener una superficie completamente limpia, de color gris metálico brillante. En caso de existir depósitos fuertes de óxido y escorias de fundición, se removerán, con martillo y cincel y luego se utilizará cepillo de alambre.
- Antes de aplicar el fondo o pintura base, la superficie deberá limpiarse cuidadosamente con un paño humedecido en solvente para eliminar partículas de hierro y alambre producidas al utilizar la limpieza con cepillo metálico.
- Como primera capa de recubrimiento se debe aplicar dos manos de un imprimador de agarre. Como película intermedia se utiliza comúnmente rojo óxido de plomo, igualmente a dos capas. Por último como capa de acabado se utiliza dos manos de un esmalte compatible con el sistema imprimante y película intermedia.
- En aquellos puntos donde la pintura tienda a deslizarse dejando puntos propicios para la corrosión, tales como: soldadura, ángulos, bordes y esquinas se efectuarán retoques de fondo a fin de aumentar el espesor de la película.
- Es recomendable que, como sistema de recubrimiento, se apliquen las películas de imprimante, capa intermedia y capa de acabado de un mismo fabricante de pintura. Igualmente conveniente es cumplir con las recomendaciones del fabricante del recubrimiento en cuanto a la preparación de la superficie, implementos de pintura, mezcla del producto y técnica de aplicación.

El cumplimiento de este proceso y un programa de inspección y mantenimiento de la línea garantizarán la prolongación de la vida útil de la tubería.

Para garantizar la protección contra la corrosión de una tubería enterrada no es suficiente un recubrimiento de pintura. Es necesaria la aplicación de revestimientos que aíslen la tubería del medio en que se encuentra. Estos revestimientos pueden ser: polietileno o polipropileno, resina epóxica, brea epóxica, cinta plástica adhesiva, etc.

El polietileno, polipropileno y resina epóxica son de aplicación industrial y las tuberías deben enviarse a plantas de revestimiento especializadas en aplicar este tipo de protección a los tubos. La brea y cintas adhesivas pueden aplicarse en sitio.

Ningún revestimiento garantiza una protección del 100%. Impurezas en el material o proceso de aplicación de la capa protectora, golpes o ralladuras al momento del transporte o instalación pueden desmejorar el aislamiento. Es por esta razón que para garantizar la prolongación de la vida útil de una tubería revestida se acompaña de un sistema de protección catódica.

1.5.1.2 Protección Catódica.

Es una tecnología que utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la normal corrosión externa del metal del que está constituido la tubería. La protección catódica es utilizada en los casos donde toda la tubería o parte de ella se encuentra enterrada o sumergida bajo el agua.

En tuberías nuevas, la protección catódica ayuda a prevenir la corrosión desde el principio; en tuberías con un período de operación considerable puede ayudar a detener el proceso de corrosión existente y evitar un deterioro mayor.

La corrosión es la interacción de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas. La característica fundamental de este fenómeno, es que sólo ocurre en presencia de un electrolito, ocasionando regiones plenamente identificadas, llamadas *anódicas* y *catódicas*; una reacción de oxidación es una reacción anódica, en la cual los electrones son liberados dirigiéndose a otras regiones catódicas.

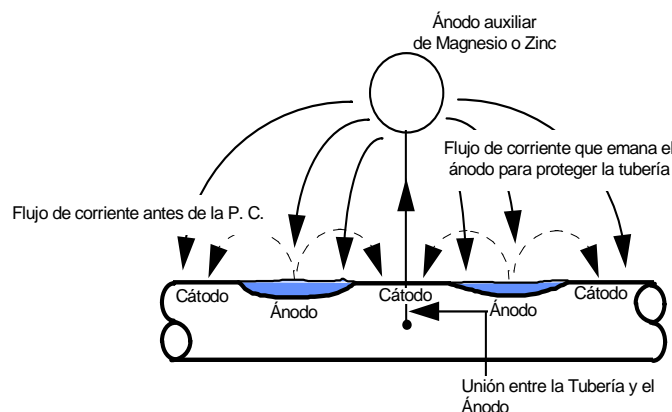
En la región anódica se producirá la disolución del metal (corrosión) y en la región catódica la inmunidad del metal.

La protección catódica no elimina la corrosión, ésta remueve la corrosión de la estructura a ser protegida y la concentra en un punto donde se descarga la corriente.

Para su funcionamiento práctico requiere de un electrodo auxiliar (ánodo), una fuente de corriente continua cuyo terminal positivo se conecta al electrodo auxiliar y el terminal negativo a la estructura a proteger, fluyendo la corriente desde el electrodo a través del electrolito llegando a la estructura (figura 1.8).

Para la protección catódica se dan dos métodos: ánodo galvánico o ánodo de sacrificio y el método de corriente impresa.

Figura 1.8 Funcionamiento del sistema de protección catódica



1.5.1.2.1 Ánodo galvánico.

Se fundamenta en el principio de la corrosión galvánica, en la que un metal más activo es anódico con respecto a otro más noble, corroyéndose el metal anódico.

En la protección catódica con ánodos galvánicos, se utilizan metales fuertemente anódicos conectados a la tubería a proteger, dando origen al sacrificio de dichos metales por corrosión, descargando suficiente corriente, para la protección de la tubería.

Los ánodos galvánicos más utilizados son los de zinc, magnesio y aluminio.

Este sistema se usa para pequeños requerimientos de corriente, pequeñas estructuras y en medios de baja resistividad.

1.5.1.2.2 Corriente impresa

En este sistema se mantiene el mismo principio fundamental, pero tomando en cuenta las limitaciones del material, costo y diferencia de potencial con los ánodos de sacrificio, se ha ideado este sistema mediante el cual el flujo de corriente requerido, se origina en una fuente de corriente generadora continua regulable o, simplemente se hace uso de los rectificadores, que alimentados por corriente alterna ofrecen una corriente eléctrica continua apta para la protección de la estructura.

La corriente externa disponible es impresa en el circuito constituido por la estructura a proteger y la cama anódica. La dispersión de la corriente eléctrica en el electrolito se efectúa mediante la ayuda de ánodos inertes cuyas características y aplicación dependen del electrolito.

El terminal positivo de la fuente debe siempre estar conectado a la cama de ánodo, a fin de forzar la descarga de corriente de protección para la estructura.

Este tipo de sistema trae consigo el beneficio de que los materiales a usar en la cama de ánodos se consumen a velocidades menores, pudiendo descargar mayores cantidades de corriente y mantener una vida más amplia.

En virtud de que todo elemento metálico conectado o en contacto con el terminal positivo de la fuente e inmerso en el electrolito es un punto de drenaje de corriente forzada y por lo tanto de corrosión, es necesario el mayor cuidado en las instalaciones y la exigencia de la mejor calidad en los aislamientos de cables de interconexión.

Los ánodos más utilizados en este método son los de chatarra de hierro, ferrosílicos, grafito y titanio platinado.

1.5.1.3 Selección de Materiales.

Se refiere a la selección y empleo de materiales resistentes a la corrosión, tales como: acero inoxidable, plásticos y aleaciones especiales que alarguen la de vida útil de una estructura, por ejemplo de la tubería. Sin embargo, en la selección de materiales resistentes a la corrosión el criterio fundamental no es, en esencia, la protección de una estructura, sino la protección o conservación del medio donde esta existe.

1.5.1.4 Inhibidores de Corrosión

Son sustancias que aplicadas a un medio particular, reducen el ataque del ambiente sobre el material bien sea metal o acero de refuerzo en concreto. Los inhibidores de corrosión extienden la vida de las tuberías, previniendo fallas y evitando escapes involuntarios.

Además, emplear personal entrenado en el control de la corrosión es crucial para el éxito de cualquier programa de mitigación de corrosión.

Las tuberías expuestas al aire libre, son propensas al depósito o acumulación de agua, polvo, herrumbre, escapes de vapor, salitre, etc. La acumulación de estas sustancias en tuberías aéreas forma pequeñas pilas galvánicas que eventualmente corroen la superficie del metal.

1.5.2 SISTEMA DE PROTECCIÓN INTERNA.

Se tiene dos métodos de protección interna, mediante marraneo y recubrimiento con polietileno o liner interno.

1.5.2.1 Protección interna con marraneo.

Este sistema es utilizado para limpiar cualquier depósito de cera o suciedad que se encuentre en la tubería, para la separación del producto, para inspecciones.

Al considerar cualquiera de las aplicaciones anteriores, debe recordarse que cada tubería es diferente, tienen diámetros diferentes, longitudes, volúmenes, geometría, presiones de operación y temperaturas, los materiales, el espesor de la pared, las situaciones, etc.

Para la selección del pig “chancho” se debe partir de satisfacer la necesidad particular así como las características de la tubería individual y su funcionamiento. Frecuentemente este proceso se realiza en secciones cortas de la tubería. Se debe tener un adecuado control de la presión río abajo para poder frenar el pig, debe recordarse que la presión del diferencial del pig en movimiento puede ser sólo 10%.

La utilización de este método permite saber el estado de la tubería, el área de flujo en la tubería puede restringirse por la formación de un sedimento suave en el fondo de la tubería o puede haber un depósito químico en la pared de la cañería, normalmente de calcio.

Este depósito químico puede variar de ser suave y por consiguiente fácilmente alejado, a ser duro exigiendo un proceso de limpieza completamente diferente y muy agresivo para quitarlo.

Algunos sedimentos suaves pueden retirarse simplemente aumentando la proporción de flujo, cuando el depósito químico es duro requiere un proceso diferente; se realiza el paso del pig durante varias veces cambiando su tamaño y agresividad hasta que la tubería esté limpia.

Para determinar la severidad del depósito se utiliza un pig de espuma que se torcerá y pasará por obstrucciones que otros no podrían pasar, para retirar material también se tiene pigs con cepillos, el ingreso del pig se puede observar en la figura 1.9.

Figura 1.9 Pigs utilizados.



1.5.2.2 Protección interna con polietileno.

Este es un innovador y eficaz sistema para detener la corrosión, la erosión y el deterioro normal o anormal de tuberías que transportan fluidos industriales.

El revestimiento interno "microanular" que se forma al introducir dentro de la tubería de acero un "Liner" o tubería continua. Se trata de un polietileno de alta densidad, de pared gruesa. Las cañerías de acero que están sometidas a este tratamiento, indistintamente pueden ser nuevas de fabricación reciente, como tratarse de líneas antiguas y que mediante este sistema pueden ser recuperadas para un nuevo período de operación.

El revestimiento queda afianzado por interferencia contra la pared interior de la tubería y forma así un sello hermético. Deja apenas un microanulo o sea el minúsculo espacio que queda entre dos tubos concéntricos despegados, de diámetro casi igual.

El sistema de revestimiento microanular se presta a muchas aplicaciones, dada la inmunidad del polietileno al ataque de un gran número de productos químicos. Para la instalación del revestimiento interno HDPE se requiere un mínimo de preparativos en el sitio de trabajo. La experiencia ha demostrado que este sistema protector minimiza los paros, incrementa el flujo y facilita la monitorización del microánulo para determinar si hay fugas en el revestimiento interior y tomar las medidas correctivas del caso.

Dicho proceso puede ser instalado en cañerías de 2" a 48" de diámetro y en largo de secciones individuales de hasta 1600 mts y en sistemas de hasta 5,000 psi de presión interna. El sistema ideado para ser instalado en el sitio de obra, forma una barrera tubular de polietileno, sellada y sin uniones, entre el fluido que se transporta y la tubería de acero que actúa como camisa de protección físico mecánica.

El "Liner" se hace de polietileno comercial de alto peso molecular, el cual es extrusionado a la medida con el fin de lograr el diámetro que se requiera para cada aplicación específica. Aún en tuberías nuevas, en las que se sabe a ciencia cierta que el acero puede resistir altas presiones, el "Liner" microanular las protege eficazmente de la corrosión y la erosión.

Cuando se instala en líneas existentes que se han deteriorado, el revestimiento interno las protege de la corrosión interna y suministra suficiente integridad estructural para sellar fugas de pequeñas picaduras de corrosión. En la tabla A-3 del anexo se presentan los productos que tolera el polietileno.

1.6 COMPONENTES.

Como se describió en la sección 1.2.3 el campo Fanny 18-B utiliza un sistema de reinyección de agua de producción el cual tiene los siguientes equipos:

1.6.1 TANQUES.

1.6.1.1 Tanque para desnatado (Skim Water Tank).

- Identificación: T-430
- Capacidad: 15000 BLS
- Dimensiones: 18288 mm O.D x 9754mm Alto

1.6.1.2 Tanque de Agua tratada (Treated water Tank)

- Identificación: T-440
- Capacidad: 15000 BLLS
- Dimensiones: 18288 mm O.D x 9754 mm Alto

1.6.2 LÍNEAS DE SUCCIÓN Y DESCARGA DE BOMBAS BOOSTER Y BOMBAS DE INYECCIÓN.

El sistema se modifico a través de la instalación de una nueva línea de succión (16”) entre la descarga de las bombas booster y la succión de las bombas principales de inyección. Además de las otras líneas; éstas presentan las características siguientes:

- Diámetro : 16 pulgadas nominales ANSI 300
- Diámetro : 12 pulgadas nominales ANSI 1500
- Espesor : 0.5 pulgadas
- Recubrimiento exterior : Pintura
- Recubrimiento interior : Pintura (Internally coated)
- Temperatura del fluido : 160°F.
- Servicio : Agua de Producción
- Código de Soldadura : API 1104
- Protección : Catódica

Adicionalmente se instalo una nueva línea de recirculación de agua desde la descarga de las bombas principales de inyección hacia los tanques de almacenamiento de agua tratada. El objetivo de esta línea es mantener un control de nivel de agua en los tanques.

Las características de las líneas de carga y descarga en resumen se observan en la tabla 1.8.

TABLA 1.8

Características de las líneas de carga y descarga.

BOOSTER				BOMBAS DE INYECCION						Line to wells.				
Línea desde T-440	Línea de Succión / bomba	Boosters	Línea de Descarga	Línea de Succión	Bombas de Inyección	Descarga		Línea de Descarga						
16"	6"	25 HP - Dean-17500 BWPD	4"	10"	16"	12"	8"	1500 HP - Bingham-30,000 BWPD	8"	12"	PCV	6"	10"	12"
	6"	25 HP - Dean-17500 BWPD	4"											
	6"	25 HP - Dean-17500 BWPD	4"											
	6"	25 HP - Dean-17500 BWPD	4"											
	6"	30 HP -Goulds-22000 BWPD	4"	16"	12"	8"	1500 HP - Bingham-30,000 BWPD	8"	12"	PCV	6"	10"	12"	
	6"	30 HP 22000 BWPD	4"											
	6"	30 HP 22000 BWPD	4"											
	6"	30 HP 22000 BWPD	4"											

Fuente: Alberta Energy Company (AEC)

1.6.3 BOMBAS BOOSTER DE AGUA TRATADA.

- Cantidad: 4
- Identificación: P-640 A/B/C/D
- Fabricante: DEAN
- Modelo: 3x4x11-1/2 R434
- Capacidad: 438 GPM
- Presión de descarga: 50 psi
- Motor HP: 25

1.6.4 BOMBAS BOOSTER DE AGUA TRATADA.

- Cantidad: 4
- Identificación: P-640 E/F/G/H
- Fabricante: GOULDS
- Modelo: 3x4x13
- Capacidad: 433 GPM
- Presión de descarga: 50 psi
- Motor HP: 30

1.6.5 BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA

- Cantidad: 4
- Identificación: P-670 A/B/C/D
- Fabricante : SULZER BINGHAM
- Tamaño: 4X6X10C
- Tipo: MSD 13 stages
- Capacidad: 917 GPM (31440 BPD)
- Presión de descarga: 4416 ft (1912 psi)
- Motor HP: 1500

1.6.6 BOMBAS PARA TRATAMIENTO DE AGUA (WATER TREATMENT UNIT BOOSTER PUMPS)

- Identificación: P-630 A/B
- Tipo: Centrífuga
- Modelo: Dean R454 – 4x6x15.5
- Capacidad: 11,150 BPD (325 GPM @ 780 psi)
- Potencia: 250 HP

1.6.7 BOMBAS DE RECICLAJE (SLOP OIL RECYCLE PUMPS).

- Identificación: P-620 A/B
- Tipo: Desplazamiento positivo
- Capacidad: 5,142 BPD (150 GPM) @ 140 psi
- Potencia: 30 HP

1.6.8 BOMBAS DE DESNATADO (SKIM PUMPS).

- Identificación: P-650 A/B
- Tipo: Desplazamiento positivo
- Capacidad: 685 BPD (20 GPM) @ 140 psi
- Potencia: 5 HP

1.6.9 ELEMENTOS DE MEDICIÓN DE FLUIDO.

1.6.9.1 Medidores de turbina

Los medidores para gas y para líquido funcionan bajo el mismo principio, constan de una longitud de tubería en el centro en la cual hay un rotor de paletas múltiple, montado sobre cojinetes, para que pueda girar con facilidad, y soportado aguas arriba y aguas abajo por un dispositivo de centrado tipo cruceta que, habitualmente, incorpora un enderezador de la vena fluida.

La energía cinética del fluido hace girar el rotor con una velocidad angular que, en el margen lineal del medidor, es proporcional a la velocidad media axial del fluido y, por tanto, al caudal volumétrico.

Los medidores de turbina para gas o líquido difieren fundamentalmente en el diseño del rotor.

Una salida mediante impulsos eléctricos se produce cuando se detecta el paso de cada paleta alrededor de uno o más sensores situados en el campo del medidor.

El punto más débil en un medidor de turbina para líquidos son los cojinetes, ya que tienen que soportar el peso del rotor.

Para predecir la característica de comportamiento de un medidor de turbina es necesario que sea calibrado, de modo que la relación entre el número de impulsos emitidos y el volumen de fluido que ha pasado pueda determinarse experimentalmente. Esto da como resultado una curva de calibración.

1.6.9.2 Medidores Ultrasónicos.

Dos tipos de medidores ultrasónicos son utilizados, el primero (tiempo de tránsito o de propagación) utiliza la transmisión por impulsos, mientras que el segundo (efecto Doppler) usa la transmisión continua de ondas.

Los medidores ultrasónicos modulados por impulsos son los más precisos y se utilizan, preferentemente, con líquidos limpios, aunque algunos tipos permiten

medidas de líquidos con cierto contenido de partículas y gas. El método diferencial de medida por tiempo de tránsito, se basa en un sencillo hecho físico, se tiene dos canoas atravesando un río sobre una misma línea diagonal, una en el sentido del flujo y la otra en contra del flujo, la canoa que se desplaza en el sentido del flujo necesitará menos tiempo en alcanzar su objetivo.

Las ondas ultrasonoras se comportan exactamente de la misma forma

Las ecuaciones básicas son las mismas para ambos métodos de diferencia de frecuencia y tiempo de propagación.

El efecto Doppler puede entenderse fácilmente si se considera el cambio que se produce en la frecuencia cuando un tren se mueve hacia un observador con su bocina sonando. Cuando el tren se acerca, la bocina es percibida por el observador con una graduación de tono más alta, ya que la velocidad del tren da lugar a que las ondas sonoras sean más próximas que si el tren estuviera parado. De igual manera, si el tren se aleja aumenta el espaciamiento, dando como resultado una graduación de tono o frecuencia más baja. Este aparente cambio en la frecuencia se denomina efecto Doppler y es directamente proporcional a la velocidad relativa entre el objeto móvil, el tren, y el observador.

Los medidores ultrasónicos de tipo Doppler utilizan el concepto de que si se deja pasar el ultrasonido en un fluido en movimiento con partículas, el sonido será reflejado de nuevo desde las partículas. La variación de frecuencia del sonido reflejado será proporcional a la velocidad de las partículas.

Al igual que en el caso de los medidores magnéticos, los medidores de caudal por ultrasonidos no presentan obstrucciones al flujo, no dan lugar a pérdidas de carga, por lo que son adecuados para su instalación en grandes tuberías de suministro de agua, donde es esencial que la pérdida de carga sea pequeña. Los transductores son incorporados en el cuerpo del medidor, sin necesidad de juntas en contacto con el fluido. No se necesita tubería en derivación ni válvulas de aislamiento, ya que todos los elementos activos pueden reemplazarse sin contacto alguno con el líquido.

Respecto a la precisión, los medidores de tipo magnético pueden llegar hasta un $\pm 0,25\%$ del caudal real, mientras que los de tipo de ultrasonidos hasta un $\pm 0,5\%$.

Su fácil instalación reduce los costos de mantenimiento, y además la medición, sin apenas pérdida de carga, reduce los costos energéticos.

1.6.10 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS PARA CONTROL DE CALIDAD DEL AGUA.

- Identificación: P-500 A
- Tanques de químicos T-710 A/B
- Dimensiones del skid: 4,000 x 2,500 mm
- Identificación: P-500 A/B/C
- Bomba: Texteam
- Modelo: 4333-2
- Capacidad: 9.2 GPD a 92 GPD
- Tanques de químicos T-110A/B/C/D

Básicamente este sistema incluye diferentes tipos de productos para el mejoramiento de la calidad de agua; el biocida se agrega para que elimine bacterias sulfato reductoras que se forman debido al ambiente salobre del agua de formación con contenidos altos de azufre, además se inyecta clarificante, que es un reductor químico que reduce la cantidad de petróleo (ppm) que se queda en el agua. Además se inyectan inhibidores de corrosión para proteger las tuberías.

La dosis y la periodicidad del uso de los agentes químicos se incluyen de acuerdo a las especificaciones del proveedor y tomando en cuenta las muestras y los análisis físico químicos que se realizan diariamente.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL SISTEMA ACTUAL CON LA PROYECCIÓN A DICIEMBRE DEL 2007.

2.1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE AGUA Y PETRÓLEO.

Hasta el momento se tienen perforados 76 pozos y se iniciaron nuevas perforaciones a finales del 2005, tienen una producción mensual, de la arena M1, de 284000 barriles,

El histórico de la presión del Campo Fanny se muestra en la Figura 2.1. La presión del yacimiento había experimentado una importante declinación desde su valor inicial estimado de 3,250 psi hasta llegar a valores cercanos a las 1,700 psi a mediados del año 2002.

El Proyecto Piloto de Inyección de Agua para Mantenimiento de Presión al yacimiento M1 fue aprobado por la Dirección Nacional De Hidrocarburos (DNH) en Mayo del 2002 y desde entonces este parámetro ha experimentado un importante incremento hasta llegar a cerca de las 2,000 psi en promedio, aproximadamente. A medida que el corte de agua del campo aumenta con el tiempo, el agua producida aumentará en relación con la producción de petróleo. En el futuro, se van a necesitar pozos de inyección de agua adicionales para manejar toda el agua producida.

Se experimentó un incremento en la producción luego de la implementación del proyecto de inyección de agua, como se muestra en la figura 2.2.

Figura 2.1 Variación de la Presión durante el tiempo del Campo Fanny, yacimiento M-1

Las curvas indican la presión de cada uno de los pozos del campo.
 Los nombres de cada pozo se omiten por ser información restringida de la empresa.

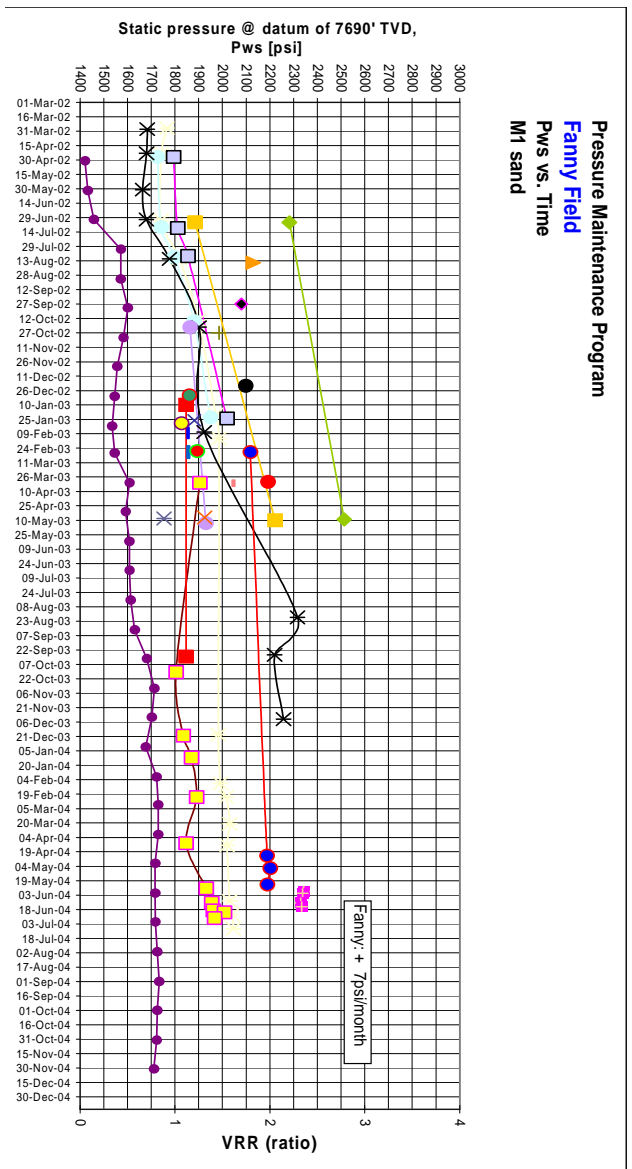
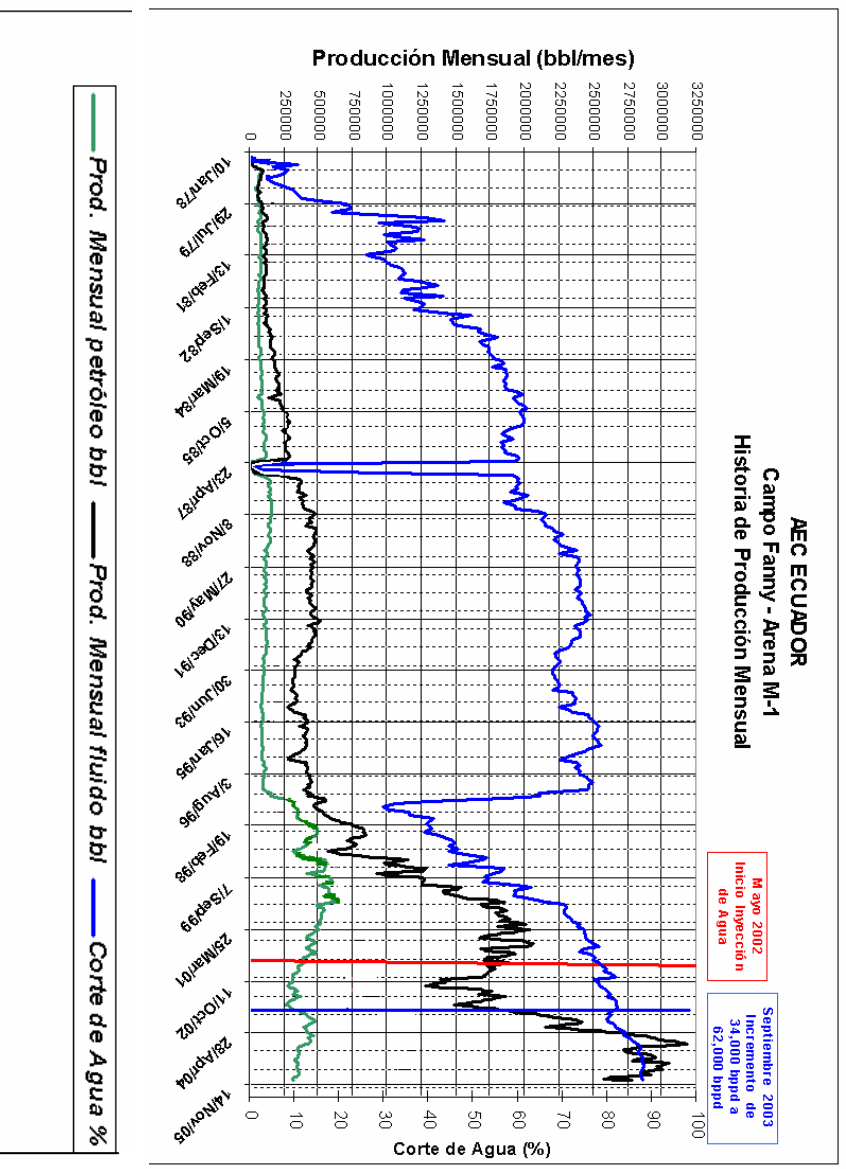


Figura 2.2 Historia de producción mensual.



2.2 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO.

Se requerirán por lo menos 15 pozos adicionales de desarrollo para recuperar las reservas probadas y probables. A medida que los cortes de agua del campo aumentan, se necesitarán pozos adicionales de inyección de agua para manejar el agua producida.

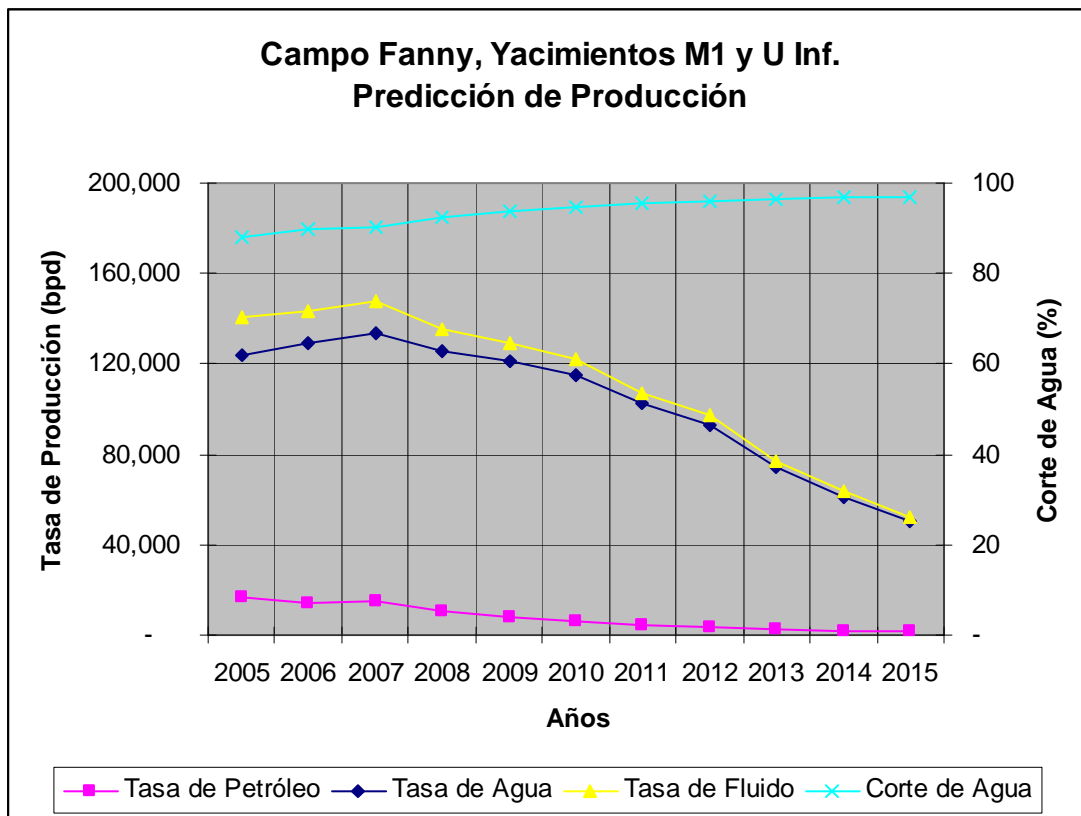
El desarrollo de las reservas relativamente pequeñas en las zonas secundarias es un reto económico. Se evaluarán futuras ubicaciones de pozos de desarrollo en la arena M1 que permitan desarrollar la arena U Inferior si existen acumulaciones que permitan su explotación económica.

Las predicciones de producción de petróleo y agua para el caso de “reservas probadas” del Campo Fanny se muestran en la tabla 2.1 y en la Figura 2.3.

Tabla 2.1 Predicción de Producción, Campo Fanny, Arenas M1 y U Inferior

Campo Fanny, Yacimientos M1 y U Inferior				
Predicción de Producción				
Reservas Totales Probadas				
	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
2005	16,453	123,847	140,300	88.27
2006	14,571	129,112	143,683	89.86
2007	14,678	133,416	148,094	90.09
2008	10,404	125,416	135,820	92.34
2009	8,193	120,914	129,107	93.65
2010	6,240	115,468	121,708	94.87
2011	4,748	102,273	107,021	95.56
2012	3,724	93,219	96,943	96.16
2013	2,668	74,173	76,841	96.53
2014	2,035	61,459	63,494	96.79
2015	1,634	50,727	52,361	96.88

Figura 2.3 Predicción de Producción de petróleo y agua – Campo Fanny, Yacimientos M1 y U Inferior



2.3 FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN.

2.3.1 FACILIDADES DE SUPERFICIE.

2.3.1.1 Separadores.

La producción de los pozos se dirige al separador (figura 2.4), que es donde el petróleo es separado del gas y el agua, la producción de un pozo se dirige al separador de prueba ya que es necesario realizar los análisis del fluido que se produce.

Figura 2.4 Separador.



2.3.1.2 Tanques.

En los tanques (figura2.5), es donde se inicia el proceso de inyección, primero pasa por un tanque de desnatado, ya que el agua siempre sale acompañada de una cantidad de petróleo, luego pasa al tanque desde donde se envía el agua hacia las bombas Booster.

Figura 2.5 Tanque.



2.3.1.3 Bombas Booster, de inyección y reinyección.

Las bombas Booster (figura 2.6), son las que reciben el agua desde los tanques y se encargan de elevar la presión para entregar a las bombas de inyección Bingham (figura 2.7), las cuales elevan aún más la presión y descargan el agua hacia los pozos inyectoros.

Figura 2.6 Bomba Booster.



Figura 2.7 Bomba Bingham.



2.3.1.4 Elementos de medición de fluido.

Tanto a la salida de las bombas de inyección como a la llegada a los pozos inyectoros se tiene medidores (figura 2.8), para llevar un control de cuanta agua se está inyectando en los pozos, además de la presión con la que se encuentra.

Figura 2.8 Elementos de medición.



2.3.1.5 Sistema de Inyección de Químicos.

Este sistema ayuda a mantener controlado los agentes corrosivos que posee el agua de formación.

2.3.2 FALLAS MÁS FRECUENTES EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA.

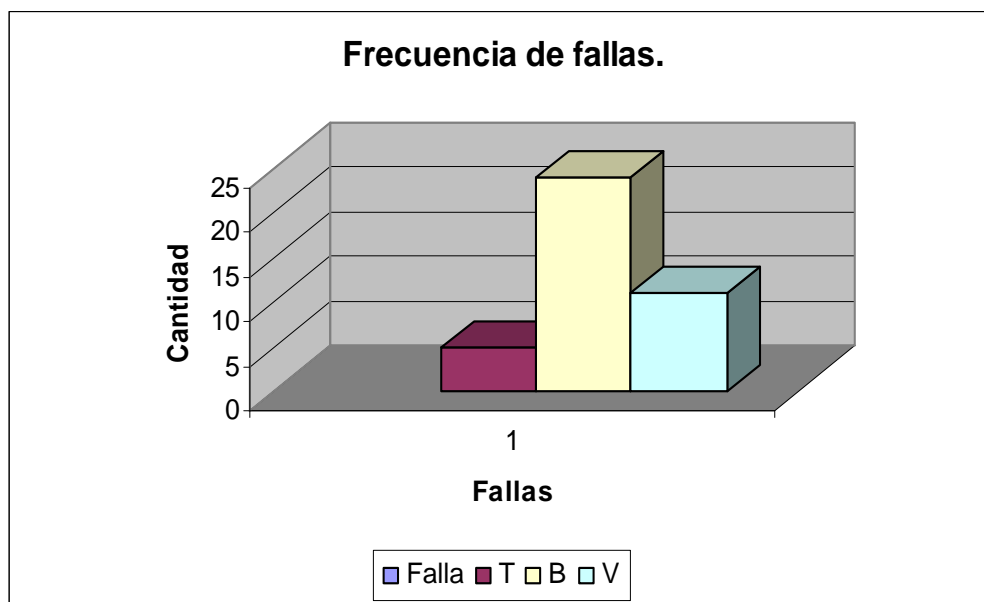
El sistema posee un programa de mantenimiento, para reducir al mínimo las posibles fallas que puedan causar que el sistema se detenga, se controla periódicamente los equipos, en el caso de las bombas la debida lubricación se realiza luego de las 2,500 horas de funcionamiento y en caso de encontrar alguna

eventualidad se procede a realizar el cambio del, o los elementos defectuosos en el equipo.

Una gran cantidad de trabajos, que se realizan para mantener al sistema funcionando óptimamente, no necesitan la parada total del sistema, de ser necesario, independientemente se puede cambiar el sello mecánico de una bomba sin que esto afecte el proceso en general.

En la figura 2.9 se presenta la cantidad de trabajos realizados en diferentes equipos del sistema de inyección de agua, desde el año 2003 hasta la presente fecha, con lo cual se puede observar que la mayoría de trabajos se refieren a calibración de elementos de protección y medición, reemplazo de elementos en su mayoría sellos y cambio de válvulas, alineación de motores y bombas para corregir la vibración, estos como los trabajos que se realizan en un número mayor de ocasiones.

Figura 2.9 Fallas más frecuentes en el sistema de inyección de agua.



Nomenclatura:

- **T.-** Tanques.
- **B.-** Bombas.
- **V.-** Válvulas.

Las fallas más relevantes que se han presentado desde el año 2003 hasta la fecha, luego de realizada la debida inspección, se describen a continuación:

2.3.2.1 Tanques:

- Todo el sistema se detuvo por falla en la calibración del switch de alto nivel del tanque T-440, por lo que se calibró el switch, además del de bajo nivel.
- Al realizar la inspección se detectó fuga en válvula de presión y vacío del tanque de agua T-440, por lo que se procedió a cambiarla.
- Al detectar la falla de la válvula de presión y vacío del tanque T-440, se realizó una revisión de la válvula en el tanque T-430.
- Para evitar fallas debidas a la corrosión es necesario realizar el aislamiento del T-440 para una adecuada limpieza interior.
- Para disminuir el desgaste del tanque debido a la corrosión se incluye un sistema de protección catódica que es revisado regularmente, ya que es necesario evaluar el cambio del ánodo de sacrificio.

2.3.2.2 Bombas:

- El motor puede sufrir severos daños si se encuentra sin un adecuado balance, o presenta vibraciones por lo que se convierte en necesario controlar estos factores, como en el motor eléctrico de la bomba P-670 B, donde fue necesario realizar el desmontaje del mismo para enviar el rotor a realizar el balanceo dinámico.
- Los motores eléctricos de las bombas P-670 A/B/C/D, P-640 E/F/G/H, presentan alta vibración por lo que es necesario chequear la alineación.

- Los motores poseen alarmas de alta temperatura (Rtd) que apagan el motor cuando llegan al valor programado, por lo que se hace necesario revisar dicha programación y cuando es necesario se procede a cambiar el aceite refrigerante de los rodamientos, esto se realiza con mayor regularidad en las bombas P-670 A/B/C/D.
- Se reemplaza los cojinetes del motor eléctrico de la bomba P-670 B con cojinetes modificados.
- Se realizó el cambio de rodamientos del motor eléctrico de la bomba P – 670 D.
- Es necesario realizar periódicamente la limpieza del sistema de enfriamiento de las bombas P-670 A/B/C/D, para evitar problemas por recalentamiento y que por esta causa las alarmas de temperatura apaguen el equipo.
- El problema más frecuente que se presenta en las bombas P-670 A/B/C/D, P-640 A/B/F es el cambio de sello mecánico, luego de una adecuada inspección se verifica si existe fuga y dependiendo de la magnitud de la misma se procede al cambio del sello mecánico.

A continuación en la tabla 2.2 se presenta la cantidad de horas que faltan para realizar el mantenimiento de lubricación de cada una de las bombas.

Tabla 2.2 Cronograma para lubricación en las bombas.

Lubricación						
Número de Etiqueta	Descripción	Horas Totales	Horas Actuales	Horas del último servicio	Horas del siguiente servicio	Horas que faltan
P-670A	Bomba Bingham	369	18,461	18,092	20,592	2,131
P-670B	Bomba Bingham	1,483	17,707	16,224	18,724	1,017
P-670C	Bomba Bingham	1,654	19,831	18,177	20,677	846
P-670D	Bomba Bingham	952	11,543	10,591	13,091	1,548

Fuente: Alberta Energy Company (AEC)

2.3.2.3 Válvulas:

- Al no estar operando correctamente las PCV (válvulas de control de presión) las bombas se apagan a cada instante por baja presión de descarga por lo que se hace necesario realizar un chequeo periódico de dichas válvulas para evitar este problema.
- Luego de los chequeos de rutina se observa que la válvula PCV-674 presenta liqueo entonces se procede a cambiarla.
- Se observa que la válvula PCV-673 necesita reparación.
- Se cambia válvula de bola de la línea de inyección de agua al Fanny 74 (pozo reinjector), ya que dicha válvula no esta haciendo sello.
- Las válvulas de descarga de las bombas Bingham no están controlando normalmente por lo que es necesario realizar una revisión.

- La válvula check de la bomba P-640 D, presenta retorno, por lo cual se requiere el cambio de la válvula.

En la figura 2.10 se puede observar una válvula del sistema de inyección de agua.

Figura 2.10 Válvula.



2.3.3 ESTADO DE LOS POZOS.

Los pozos que intervienen en el sistema de inyección de agua de formación son aquellos que inyectan el agua a la arena M1 y se detallan a continuación; también se posee pozos reinyectores y estos envían el agua hacia las arenas Tiyuyacu y Orteguaza

2.3.3.1 Tucán-1 (inactivo).

En base a los resultados obtenidos en las pruebas de producción de agua en el yacimiento M-1 con bombeo hidráulico (400 bapd) y de inyección (8,800 bapd con 2,800 psi de presión de inyección en superficie), y considerando su limitada comunicación con el yacimiento principal M1, así como los altos costos de su implementación, alrededor de 3 millones de dólares, se decidió suspender temporalmente el proyecto de inyección de agua en este pozo, en Octubre del 2002.

2.3.3.2 Fanny 18B-40.

El pozo Fanny 18B-40 se perfora como un pozo de avanzada para definir la continuidad del yacimiento M1 al oeste del Campo Fanny, localizado a 1650 metros al sur oeste del pozo productor Fanny 1, este pozo alcanzo una profundidad total de 9876ft (MD) o (7910ft TVD) con una desviación máxima de 41.43° @ 8885ft MD (7118ft TVD), el intervalo de perforaciones esta comprendido entre los 9678ft a 9735ft (TVD).

Las pruebas iniciales de producción de agua en Oct-02 mostraron un volumen discreto de producción de agua con bombeo hidráulico (1,056 bapd con 2,800 psi de presión de inyección). Entre Febrero y Marzo del 2003 se realizan diferentes pruebas de inyectividad, incluida una prueba de “caída de presión” (fall-off test),

El 11 de Marzo del 2003 se re-inicia la prueba de inyectividad con una tasa de inyección que va de los 3,500 a cerca de 23,500 bapd, con una presión máxima de inyección en superficie de 2,500 psi. Actualmente este pozo se encuentra con una tasa de inyección de 32,750 bapd y una presión de cabeza de 1,700 psi

2.3.3.3 Isabel 1.

Este pozo exploratorio se perfora con la finalidad de definir la continuidad del yacimiento M1 en el lado hundido de la falla no sellante Fanny-Dorine al oeste del Bloque Tarapoa y analizar su comercialidad, este pozo alcanzó una profundidad total de 9,253 ft (MD) o (9248 ft TVD) con una desviación máxima de 7.6° @ 7082ft MD (7078 ft TVD), el intervalo de perforaciones esta comprendido entre los 7910 a 7950 ft (TVD).

Se encuentra localizado a 2096 metros al este del pozo productor Dorine 43 y a 3,087metros al sur este del pozo productor Fanny 54.

Los registros eléctricos muestran un desarrollo excelente de la arena M1 (95 ft), sin embargo solo se tiene apenas 5 ft de arena neta saturada de hidrocarburo, por lo que se decide convertirlo en pozo inyector de agua, a fin de continuar con el frente de inyección iniciado en los pozos del Campo Anne al norte de esta estructura.

En Julio del 2003 se inicia la inyección de agua a un promedio de 5,000 bapd (WHP = 320 psi). En Agosto-03 se realiza una prueba de inyektividad y se llega a una tasa máxima de 18,634 bapd con 2,150 psi de WHP. Actualmente se observa una tasa de inyección promedio de 25,000 bapd con una presión de inyección en superficie de 1,650 psi.

2.3.3.4 Isabel 2.

El pozo Isabel 2 fue perforado como un pozo de avanzada a fin de probar la estructura M1 hacia el oeste del campo Dorine y hacia el sur de la plataforma Anne, este pozo alcanzo una profundidad total de 8962 ft (MD) o (8055 ft TVD) con una desviación máxima de 31.15° @ 7312 ft MD (6591 ft TVD), el intervalo de perforaciones esta comprendido entre los 8750 a 8800 ft (TVD), y se encuentra localizado a 1610 metros al noreste del pozo productor Dorine 4 y a 1146 metros al sureste de pozo productor Dorine 12.

El yacimiento M1 mostró una zona muy delgada de petróleo (no rentable) en la parte alta de la estructura como (20ft), por lo que se decidió convertirlo en pozo inyector de agua, a fin de extender la línea de inyección de agua hacia el sur de la estructura Anne par re-presurizar el yacimiento M1 e incrementar la capacidad de inyección como parte del proceso de recuperación mejorada indica en campos Dorine y Fanny.

Este pozo inicia la inyección de agua en M1 en Mayo del 2003 a un promedio de 12,000 bapd (WHP = 650 psi). Actualmente las tasas promedio de inyección son de 30,000 BAPD a partir de Septiembre-03

2.3.3.5 Isabel 3.

Este pozo se perfora como pozo inyector de agua a fin de incrementar el volumen de inyección, alcanzando una profundidad total de 8449 ft (MD) o (819.85 ft TVD) con una desviación máxima de 19.82° @ 3208 ft MD (3126.33 ft TVD), el intervalo de perforaciones esta comprendido entre los 8212 a 8294 ft (TVD), se encuentra localizado a 1030 metros al este del pozo productor Dorine 8 y a 1169 metros al este del pozo Dorine 2.

El pozo comienza la inyección en Julio del 2003 con un promedio de 15,000 bapd (WHP = 770 psi). A partir de Septiembre-03 se incrementa la presión de inyección a 1,250 psi y se obtiene una tasa estabilizada de inyección de alrededor de 18,000 bapd. A la fecha se continúa inyectando con una tasa promedio de 34,000 bapd con una presión de inyección en superficie de 1,675 psi.

En la figura 2.11 se observa los pozos Isabel 1, Isabel 2, e Isabel 3, ubicado en el campo Fanny 18-B.

Figura 2.11 Pad Isabel.



2.3.4 CAPACIDAD DE GENERACIÓN.

La planta de Fanny Generación fue construida en el año 1999. El sistema de generación de AEC se encuentra ubicado en la estación Fanny a 11 Km. de Tarapoa, en esta planta se realizan todas las operaciones para producir la energía requerida y suplir la demanda en las operaciones de AEC Ecuador dentro del Bloque Tarapoa.

Modificaciones posteriores han venido incrementando la capacidad de generación mediante la incorporación de nuevas unidades.

Para la distribución de la energía producida en la planta hasta los centros de carga de los pad, se usa línea aérea de 34.5 KV, a través de la cual se suministra energía eléctrica a las estaciones de producción y demás facilidades de la compañía.

La planta cuenta actualmente con los siguientes equipos principales, presentados en la tabla 2.3:

- Siete turbogeneradores Allison.
- Dos turbina generadores Solar.
- Un turbogenerador Avon.
- Una subestación de distribución.
- Sistema de control, monitoreo y protección.

Tabla 2.3 Datos técnicos, turbogeneradores de la planta.

TURBOGENERADOR MARCA	CAPACIDAD (MW)	VOLTAJE (KV)	RPM	FACTOR POTENCIA	COMBUSTIBLE
7 Allison	3.1	13.8	1800	0.8	Gas, Diesel
2 Solar	4.4	4.16	1800	0.8	LPG, Gas, Diesel
1 Avon	13.5	13.8	1800	0.8	Gas, Diesel

El principal combustible de los turbogeneradores es el gas, el cual ingresa a la planta desde las facilidades de Dorine battery y MPF.

El gas pasa a través de una planta de gas, de allí se lo filtra y envía a las líneas principales de distribución de gas.

Para la producción de LPG, se dispone de una planta de fraccionamiento de gas, la cual produce y almacena el combustible en tanques (salchichas) y con la ayuda de bombas transporta el LPG hasta las líneas de distribución.

El diesel se lo almacena en tanques de 2,000 barriles de capacidad, al igual que el LPG, se disponen de bombas para el transporte y distribución del mismo.

Finalmente, se tiene la subestación de distribución, la cual eleva el voltaje de los turbogeneradores hasta 34.5 kV y envía esa energía a las estaciones y facilidades a través de sus dos alimentadores principales.

Cada alimentador tiene una capacidad máxima de transmisión de potencia de 28 MVA. La capacidad máxima de la subestación es de 56 MVA.

La potencia nominal total instalada de la planta es de 44 MW, la potencia real máxima de operación es de 37 MW, siempre que todas las unidades estén funcionando.

Se incrementaron cuatro unidades de generación de 1.6 MW, y dos nuevas unidades Wartsilas de 7.7 MW aumentando la potencia nominal a 65.8 MW.

2.3.4.1 Descripción de los componentes del sistema de distribución.

2.3.4.1.1 Switchgear 100

El SWG-100 es un panel de distribución, control y protección de 14 secciones, 15 kV Metalclad, de 3000 amperios y 1000 MVA de capacidad. Tiene dos barras; 101 y 102 actualmente unidas físicamente, pero que se las puede separar con la inclusión de un breaker de 3000 amperios en la sección Tie Breaker.

Cada sección está provista de equipos de seccionamiento, control y protección del equipo asociado.

2.3.4.1.2 Switchgear 200

Este gabinete de distribución es un “Low Voltage Switchgear” Modan 600, 7 secciones (en cada sección se puede instalar dos breakers y un panel de control) marca Moeller, 480 voltios, doble barra cada una de 4000 amperios de capacidad, 65 KA de capacidad de ruptura. Al momento están instalados 10 breakers.

2.3.4.1.3 Switchgear 300.

El SWG-300 tiene básicamente dos componentes que son: el panel de control localizado en el cuarto de control y el juego de barras a nivel de 35 kV localizadas en la subestación.

El panel de control dispone de tres interruptores y cuatro medidores. Los interruptores controlan remotamente la apertura y cierre de los tres breakers localizados en la subestación el CB-301, CB-302 y CB-3BT.

Cada interruptor dispone de 3 luces indicadoras del estatus del breaker: cerrado (rojo), abierto (verde) y falla (amarillo).

Cada interruptor tiene asociado un medidor electrónico de medición de parámetros eléctricos, excepto el interruptor del CB-3BT que tiene dos medidores (mide los parámetros eléctricos a cada lado de la barra).

El segundo componente del SWG-300 es la subestación, tiene los siguientes componentes principales:

- 13 Desconectores trifásicos bajo carga, 38 kV, 900 amperios, 40 kA capacidad de interrupción.
- Breakers Metal Enclosed, outdoor, con medio de extinción del arco eléctrico en vacío, 1,250 amperios, 200 kV, 40 KA de capacidad de interrupción.
- La capacidad máxima del juego de barras, 301 y 302, es de 900 amperios.

2.3.4.1.4 Switchgear 400.

Es un panel de distribución, control y protección de tres secciones (CB-401, CB-402 y CB-403), tipo interior, Metal Clad, 5 Kv, 2000 Amperios, 250 MVA, trifásico.

Las secciones se definen a continuación:

- CB-401 conecta el panel con la turbina Solar G-401, el breaker es de 1200 amperios.
- CB-402 conecta el panel con la turbina Solar G-402, el breaker es de 1200 amperios.
- CB-403 conecta el panel con el transformador T-006, el breaker es de 2000 amperios.

La Planta de Generación tiene básicamente tres niveles de voltaje de distribución que son 4.16 kV, 13.8 kV y 35 kV.

Los turbogeneradores Allison suministran potencia a 13.8 kV y están conectados al SWG-100.

Los turbogeneradores Solar generan a 4.16 kV y están conectados al SWG-400. El turbogenerador Avon suministra potencia a 13.8 kV y está conectado al SWG-500.

Los transformadores T-001 y T-005 elevan el voltaje de la barra 101(SWG-100) a 35 kV y se conectan a la barra 301(SWG-300) en la subestación.

El transformador T-006 eleva el voltaje de la barra 401(SWG-400) a 35 kV y se conecta a la barra 301(SWG-300) en la subestación.

El transformador T-002 eleva el voltaje de la barra 102(SWG-100) a 35 kV y se conecta a la barra 302(SWG-300) de la subestación.

El transformador T-008 eleva el voltaje del turbogenerador Avon (SWG-500) a 35 kV y se conecta a la barra 302(SWG-300) de la subestación.

Los transformadores T-003 y T-004 están conectados en el lado de alta tensión al SWG-100. En el lado de baja tensión, 480 voltios, suministran energía eléctrica al SWG-200.

El SWG-200 es el principal panel de distribución de 480 voltios, de este panel se alimentan los MCC-3, MCC-4, MCC-5 y los dos MCC de MPF.

El MCC-3 suministra energía eléctrica a todos los equipos de la planta de gas, servicios auxiliares de la planta, servicios auxiliares de las turbinas Allison y a los equipos de la planta de fraccionamiento.

El MCC-4 suministra energía eléctrica a los chillers (enfriador de agua).

El MCC-5 suministra energía eléctrica a los equipos y servicios auxiliares de las turbinas Solar y Avon.

En la figura 2.12 se puede observar un centro de control de motores (MCC), y en la figura 2.13 se presenta un panel de control.

Figura 2.12. Centro de control de motores (MCC).



Figura 2.13. Panel de control.



CAPÍTULO 3

OPTIMIZACIÓN DE LOS FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE INYECCIÓN.

3.1 FACILIDADES DE SUPERFICIE.

Como se indicó en el capítulo anterior en la sección 2.3.1, intervienen algunos elementos en el sistema pero los más relevantes son las bombas booster, de inyección y reinyección.

Se pueden presentar algunas posibilidades para optimizar el sistema de inyección, tales como incrementar la capacidad de inyección instalando un nuevo equipo adicional, ampliar las dimensiones de la tubería, ya que esto ayudaría a reducir las pérdidas por fricción, cerrar el loop de inyección, ya que esto permitiría manejar un mayor volumen de fluido.

Todas estas posibilidades se presentan en las corridas de Pipe Sim.

3.2 ESTADO DE LOS POZOS.

En este sentido para mejorar el sistema lo más adecuado es realizar trabajos de reacondicionamiento en los pozos; añadir pozos inyectoros.

Existen diferentes trabajos de reacondicionamiento que se le puede realizar a un pozo:

El proceso de tratamiento con enzimas permite limpiar el contenido de crudo en el pozo, limpiar las perforaciones e incrementar la capacidad de inyección de agua en el pozo.

Para el trabajo realizado en el pozo Isabel 1 se utilizó un rotojet, (figura 3.1) acoplado a la unidad del coiled tubing, (figura 3.2) con el fin de realizar una limpieza del pozo. Este fue bajado a una profundidad de 7550 pies y se bombeo 117 barriles de agua mas 8 barriles de enzimas a una presión promedio de 3862 psi y una rata promedio de 1.21 BPM

Después se realiza una limpieza con 22 bbls de agua potable mas 16 bbls de enzimas reciprocando con rotojet en el intervalo 7550 - 9150 ft con una presión promedio de 4000 psi sobre rotojet a una rata promedio de 1.26 BPM y una velocidad promedio de 42.5 ft/min.

Después se inicia la fase de recirculación con 240 bbls, con una rata promedio de 1.33 BPM, 4100 psi, sobre el rotojet. Para finalizar el trabajo se realizo un squeeze con un volumen de 12 bbls de enzimas diluidas al 2% de KCl con una presión de 4100 psi en el rotojet, a 1.3 BPM.

Figura 3.1 Rotojet

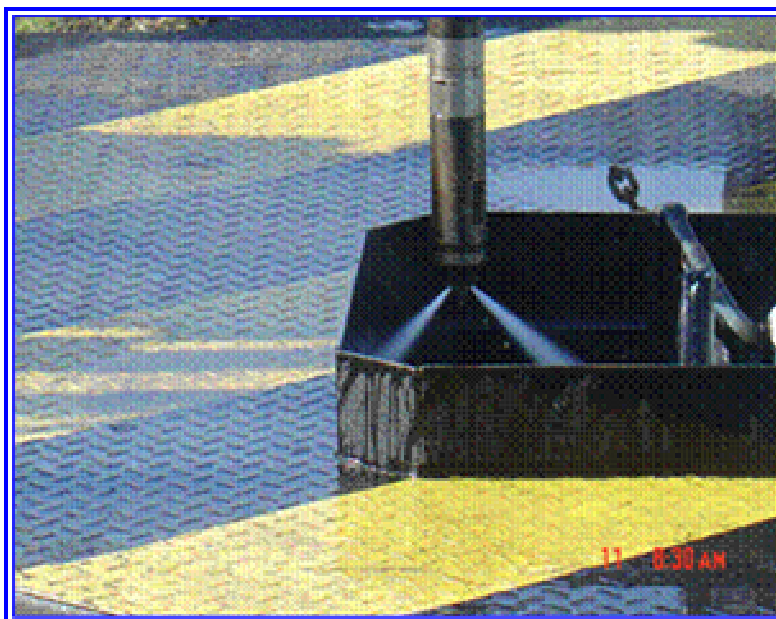


Figura 3.2 Unidad del coiled tubing.



En la tabla 3.1, se presenta los resultados de la prueba de inyectividad realizada al pozo Isabel 1, que permite observar la cantidad de barriles de agua que se están inyectando al pozo.

También se puede realizar una limpieza o acidificación que consiste en un proceso similar al tratamiento con enzimas pero en este caso se introduce ácido que se lo mezcla con hidróxido de sodio (NaOH), ó con agua.

El trabajo más agresivo que se realiza al pozo es el recañoneo, las perforaciones que se realizan al pozo, con el paso del tiempo se cierran, este trabajo lo que consigue es abrir unos nuevos orificios por donde pueda salir el fluido.

TABLA 3.1
Resultados de la prueba de inyectividad



AEC Ecuador Ltd
INJECTIVITY TEST

POZO
ARENA:
INTERVALO:

Isabel 1 WDW
U-1
7910' - 7950' MD

DIA	HORA	BOPAS			FLUJO				Observaciones
		ACUM.	MANIFOLD (PSI)	WHP (PSI)	BWPD	RATA	SALINIDAD (PPM ClNa)	BARRILES TOT. INYECTADOS	
11-Sep-05	22:00	0	1,230	1,650	0	47,598		0	4 PUMPS ON
	23:00	1	1,260	1,740	29,520	30,660		1,230	
12-Sep-05	00:00	2	1,260	1,750	31,512	30,660		2,543	
	01:00	3	1,260	1,750	31,536	30,660		3,857	
	02:00	4	1,260	1,750	32,016	30,368	15,686	5,191	
	03:00	5	1,260	1,750	30,912	30,368		6,479	
	04:00	6	1,260	1,750	32,208	30,368		7,821	
	05:00	7	1,260	1,750	30,264	30,076		9,082	
	06:00	8	1,260	1,750	29,280	30,076		10,302	
07:00	9	1,260	1,750	29,928	30,076		11,549	4 PUMPS ON	
08:00	10	1,260	1,750	30,576	30,340		12,823		
09:00	11	1,260	1,750	29,928	30,340		14,070		
10:00	12	1,260	1,750	29,928	30,340		15,317		
11:00	13	1,260	1,750	29,544	30,340		16,548		
12:00	14	1,260	1,740	29,928	30,660		17,795		
13:00	15	1,260	1,740	29,160	30,660		19,010		
14:00	16	1,260	1,740	29,928	30,660		20,257		
15:00	17	1,260	1,740	29,928	30,660		21,500		
16:00	18	1,260	1,740	29,928	30,076	14850	22,747		
17:00	19	1,260	1,740	29,582	30,076		23,980		
18:00	20	1,260	1,740	29,928	30,076		25,227		
19:00	21	1,260	1,740	29,928	30,076		26,474		
20:00	22	1,260	1,740	32,064	30,076		27,710		
21:00	23	1,260	1,740	30,072	30,076		28,963		
22:00	24	1,260	1,740	30,072	30,076		30,216		
23:00	25	1,260	1,740	29,376	30,076		31,540		
13-Sep-05	00:00	26	1,270	1,730	30,072	30,640		32,793	
	01:00	27	1,270	1,730	29,688	30,640		34,030	
	02:00	28	1,270	1,730	30,072	30,640		35,283	
	03:00	29	1,270	1,730	29,688	30,640		36,520	
	04:00	30	1,270	1,730	31,152	30,076		37,718	

	FECHA	INI	MANIFOLD	WHP	BWPD	RATA	SALINIDAD
RESUMEN	12-Sep-05	7	1,260	1,736	31,198	32,595	15,686
	13-Sep-05	30	1,262	1,740	29,985	30,322	14,850

Fuente: Alberta Energy Company (AEC)

3.3 GENERACIÓN.

La planta tiene una potencia nominal total instalada de 44 MW, la potencia real máxima de operación es de 37 MW, cuando todas las unidades están funcionando.

Al momento se incrementó la potencia nominal a 65.8 MW de generación, con la inclusión de unidades de generación de 1.6 MW, y dos nuevas unidades Wartsilas de 7.7 MW, se espera perforar diez nuevos pozos; para cada nuevo pozo se necesita aproximadamente 0.5 MW.

Al incrementar una nueva bomba para aumentar la capacidad de inyección se necesitaría aproximadamente 1.2 MW adicionales, que con el incremento de la capacidad de generación no representarían mayor inconveniente.

3.4 SIMULACIÓN MATEMÁTICA.

3.4.1 PIPE SIM, CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA.

Este programa permite realizar simulaciones en ambientes diferentes de acuerdo a las necesidades que se presenten, y a los de datos que se proporcione, logrando la optimización de sistemas para el transporte de fluido, ya que brinda la posibilidad de analizar la mejor alternativa.

Se lo utiliza en el diseño de líneas para el transporte de diferentes fluidos como petróleo, gas, agua, en cuanto a facilidades no permite la inclusión de accesorios, aún así es una herramienta bastante útil para la planeación de proyectos.

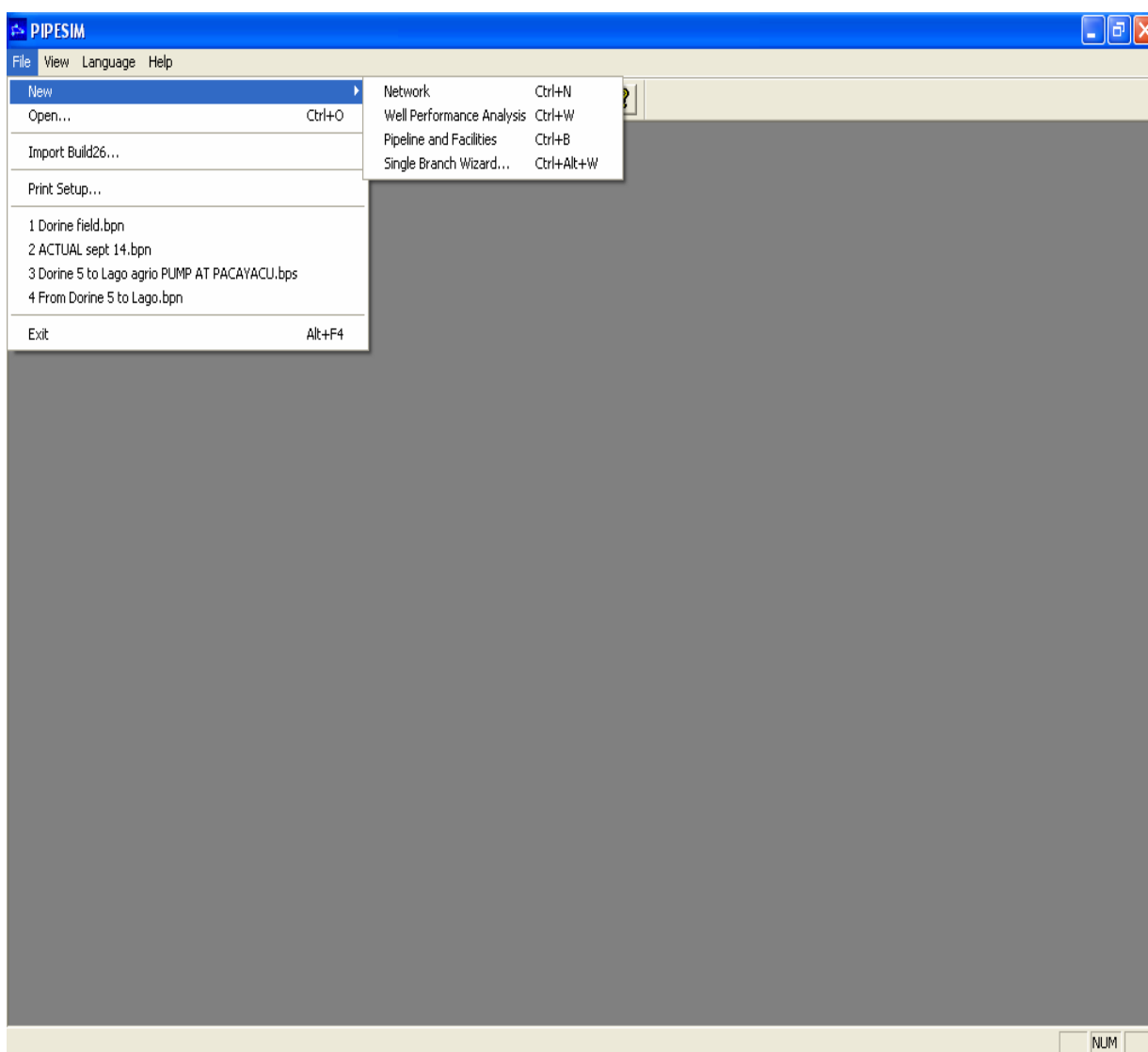
3.4.2 CORRIDAS EN PIPE SIM.

A continuación se presenta una secuencia de la creación de un modelo para realizar las corridas en Pipe Sim:

3.4.2.1 Ingreso al programa.

Luego de entrar en el programa se abre una hoja network del programa, como se muestra en la figura 3.3, que es la que abarca los elementos necesarios para la creación de los casos que conciernen en este proyecto.

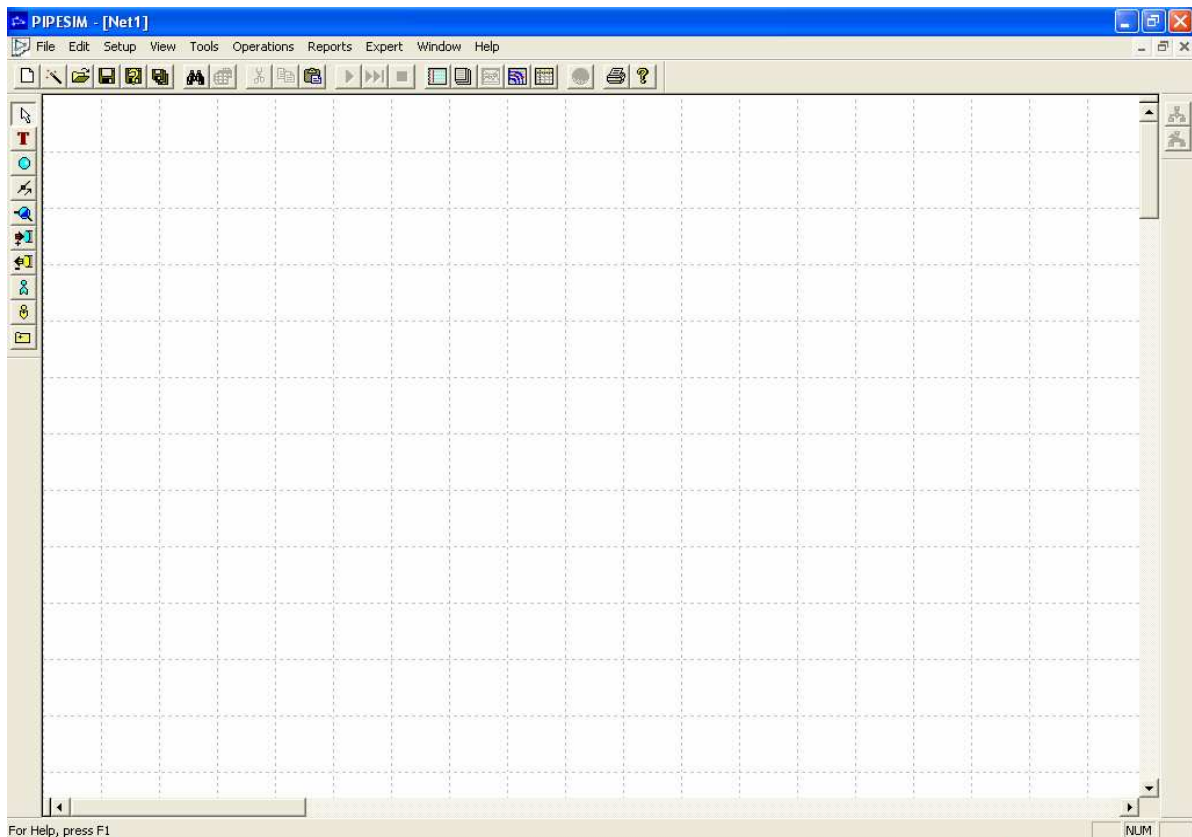
Figura 3.3 Ingreso al programa y creación de nuevo proyecto.



3.4.2.2 Hoja Principal.

Luego de tener lista la hoja para iniciar el proyecto (figura 3.4) se ingresa el modelo del sistema con sus diferentes elementos.

Figura 3.4 Pagina donde se ubican los diferentes elementos del sistema.



3.4.2.3 Ingreso de datos.

Al tener el sistema, se procede a ingresar los diferentes datos del fluido que interviene como se indica en la figura 3.5.

Se introduce las características de la línea (figura 3.6), que al no poder incluir facilidades es necesario adaptar el sistema de alguna manera para que los datos que éste proporcione en un inicio se aproximen a los que se obtiene en el campo, es decir que el sistema actúe lo mas cercano a la realidad.

Se incluye también todos los datos de presión, temperatura y topografía de las líneas, involucrados en el sistema como se indica en las figuras 3.7 y 3.8.

Figura 3.5 Ingreso de las características del fluido.

DEFAULT - Black Oil Properties [?] [X]

Black Oil Properties | Viscosity Data (Optional) | Advanced Calibration Data (Optional) | Contaminants (Optional)

Import...
Export

Fluid Name: Optional Comment:

Stock Tank Properties

WCut: %
GOR: scf/STB
Gas S.G.: 0.64
Water S.G.: 1.02
API: 30

Calibration Data at Bubble Point
(Optional but Recommended)

Pressure: psia
Temperature: F
Sat. Gas: scf/STB

Solution Gas Correlation

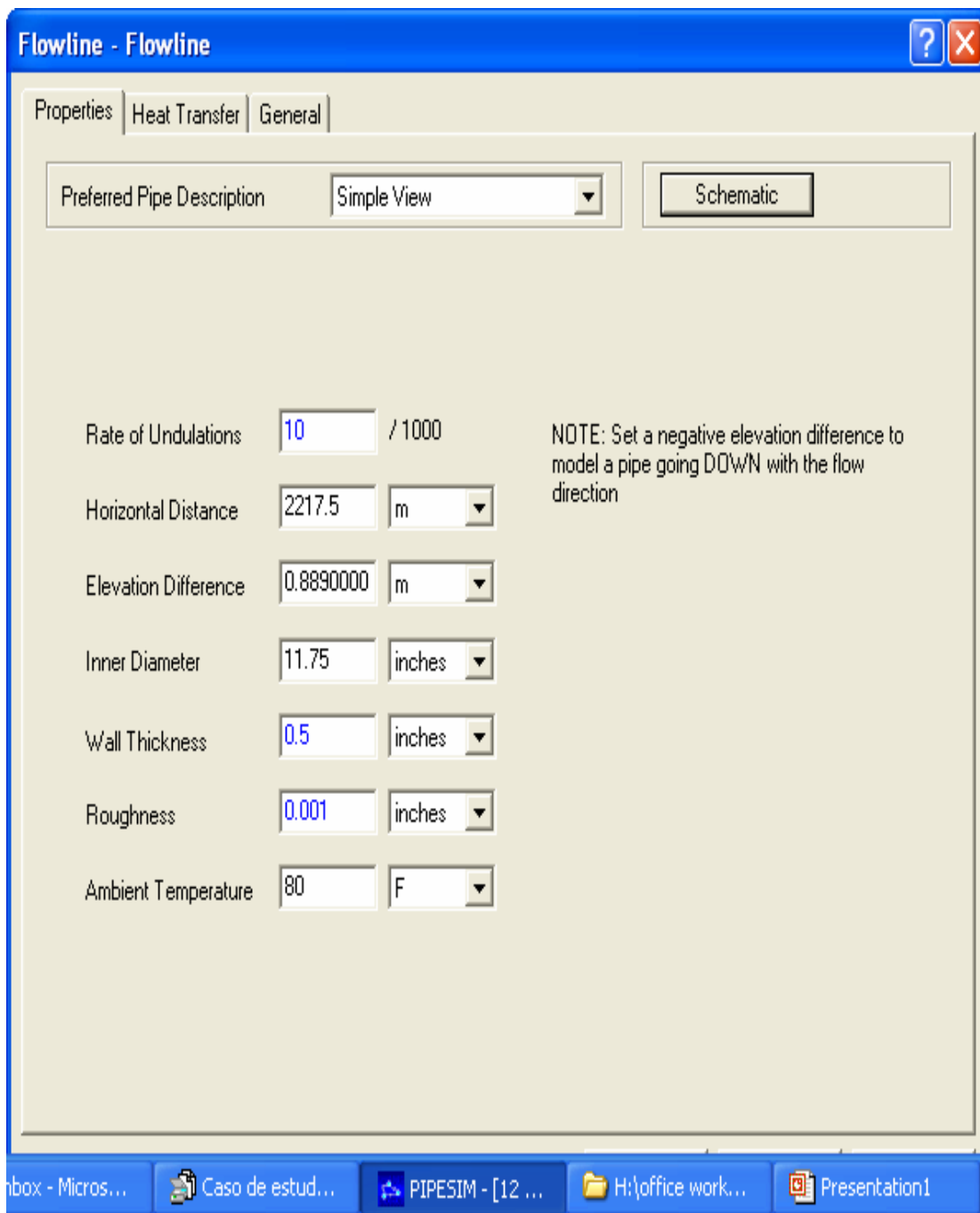
Rs and Pb: Lasater

Coning

Enable Coning

OK Cancel Help

Figura 3.6 Ingreso de las Características de las líneas.



The screenshot shows the 'Flowline - Flowline' software window. The window has a blue title bar with a question mark icon and a close button. Below the title bar, there are three tabs: 'Properties', 'Heat Transfer', and 'General'. The 'Properties' tab is selected. In the 'Properties' tab, there is a 'Preferred Pipe Description' dropdown menu set to 'Simple View' and a 'Schematic' button. Below these, there are several input fields for pipe characteristics:

Parameter	Value	Unit
Rate of Undulations	10	/ 1000
Horizontal Distance	2217.5	m
Elevation Difference	0.8890000	m
Inner Diameter	11.75	inches
Wall Thickness	0.5	inches
Roughness	0.001	inches
Ambient Temperature	80	F

NOTE: Set a negative elevation difference to model a pipe going DOWN with the flow direction

The Windows taskbar at the bottom shows several open applications: 'box - Micros...', 'Caso de estud...', 'PIPESIM - [12 ...', 'H:\office work...', and 'Presentation1'.

Figura 3.7 Ingreso de datos de presión y temperatura de los pozos.

Vertical Completion - Completion

Properties | General

Reservoir Data

Static Pressure: 2050 psig

Temperature: 182.8 F

Completion Model

Model Type: Well PI

Liq.PI: 12.5 STB/d/psi

Use Vogel below bubble point

Calculate/Graph...

OK Cancel Help

Figura 3.8 Ingreso de datos de profundidad de los pozos.

Tubing - Tubing [?] [X]

Properties | General

Preferred Tubing Model: Detailed Model [v] [Summary Table]

Deviation Survey | Geothermal Survey | Tubing Configurations | Downhole Equipment

	MD	TVD	Angle
-	m	m	(Deg)
1	6.7056	6.7056	0.4356128
2	112.17	112.16	0
3	134.42	134.41	2.657266
4	162.76	162.73	5.70036
5	190.5	190.33	8.462999
6	217.93	217.46	11.19001
7	245.67	244.67	13.81691
8	274.32	272.49	16.51942
9	302.97	299.96	19.38702
10	331.62	326.99	22.29193
11	360.58	353.78	25.00783
12	389.84	380.3	27.73538
13	418.49	405.66	28.98615
14	447.45	430.99	29.17695
15	475.79	455.74	29.84574
16	504.75	480.85	30.20732
17	533.7	505.88	30.56502

NOTE : Enter the Datum depth in the first row

Dependent Parameter

TVD

MD

Angle

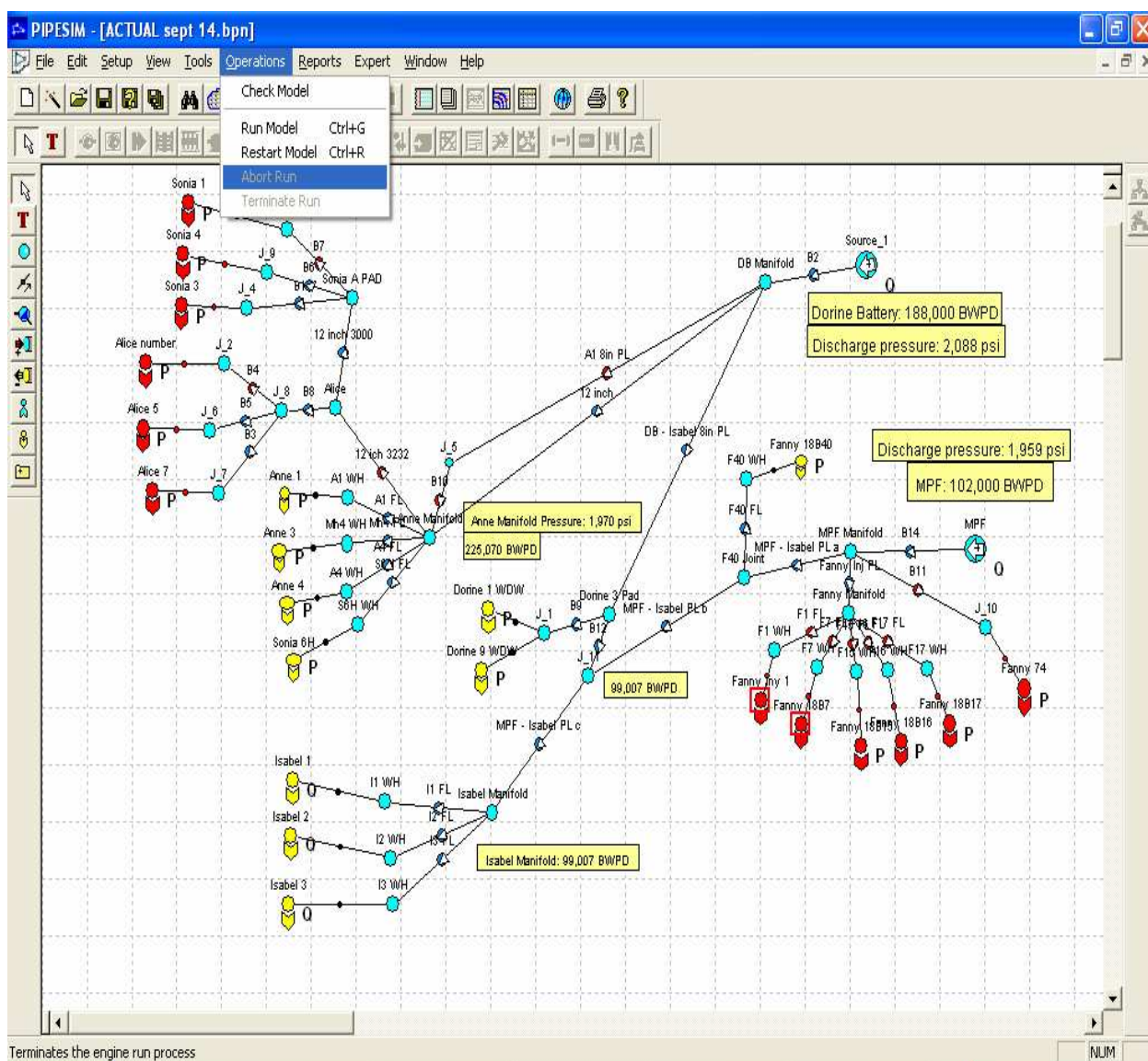
[Calculate]

[OK] [Cancel] [Help]

3.4.2.4 Modelo Listo.

Al tener completamente ensamblado el sistema como se muestra en la figura 3.9, se realiza la primera corrida del modelo para verificar que no exista ningún error.

Figura 3.9 Modelo completo.



3.4.2.5 Cambio de variables.

Luego de verificar que no existe ningún error en el modelo se puede realizar diferentes análisis como por ejemplo consultar que presión de salida presenta el sistema al tener determinada presión de entrada y determinada cantidad de fluido como se indica en la figura 3.10, además el programa permite graficar dichos valores (figura 3.11), para tener una mejor apreciación del comportamiento del sistema.

Figura 3.10 Tabla donde se cambian las variables.

Pressure/Temperature Profiles

Calculated Variable

Inlet Pressure 1960 psig

Outlet Pressure

Liquid Rate STB/d @

Default Profile Plot

Elevation vs Pressure

Elevation vs Temperature

Pressure vs Total Distance

Temperature vs Total Distance

Sensitivity Data

Object System Data

Variable Inlet Pressure

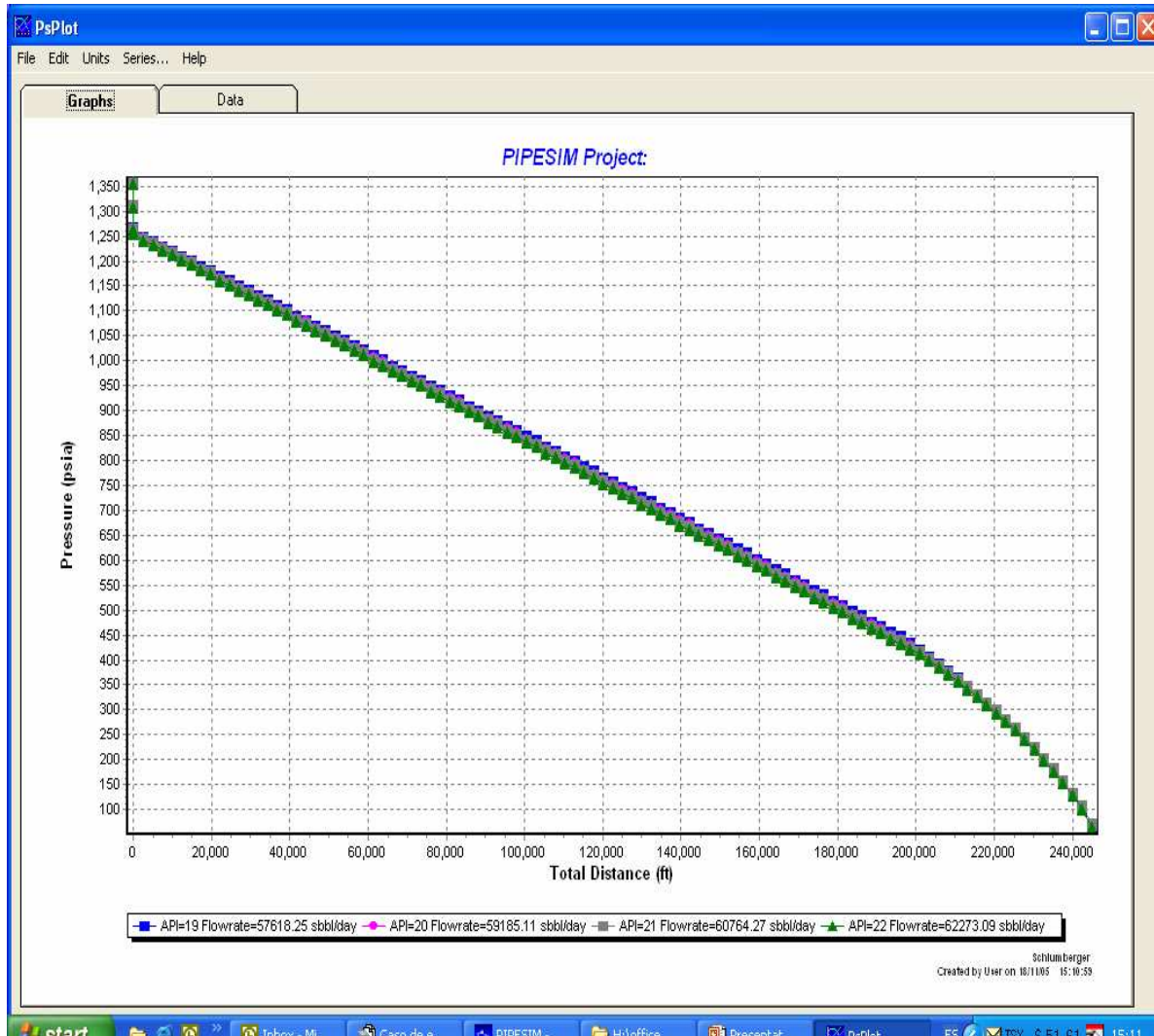
	Values
	Range...
-	psig
1	22000
2	22500
3	23000
4	23500
5	24000
6	24500
7	25000

Measured Data... Run Model

Profile Plot... Summary File... Output File...

OK Cancel Help

Figura 3.11 Presentación gráfica del comportamiento del sistema.



Para realizar los diferentes cálculos e iteraciones el programa maneja un sistema de correlaciones que permiten al mismo acercar al modelo en estudio a un comportamiento ajustado a la realidad.

Estas correlaciones fueron obtenidas experimentalmente, y se las utiliza de acuerdo al tipo de fluido que se este manejando y el tipo de pozo que intervenga en el modelo, normalmente la elección depende del diseñador, de acuerdo a su experiencia, dichas correlaciones se presentan en la tabla 3.2.

TABLA 3.2

Correlaciones

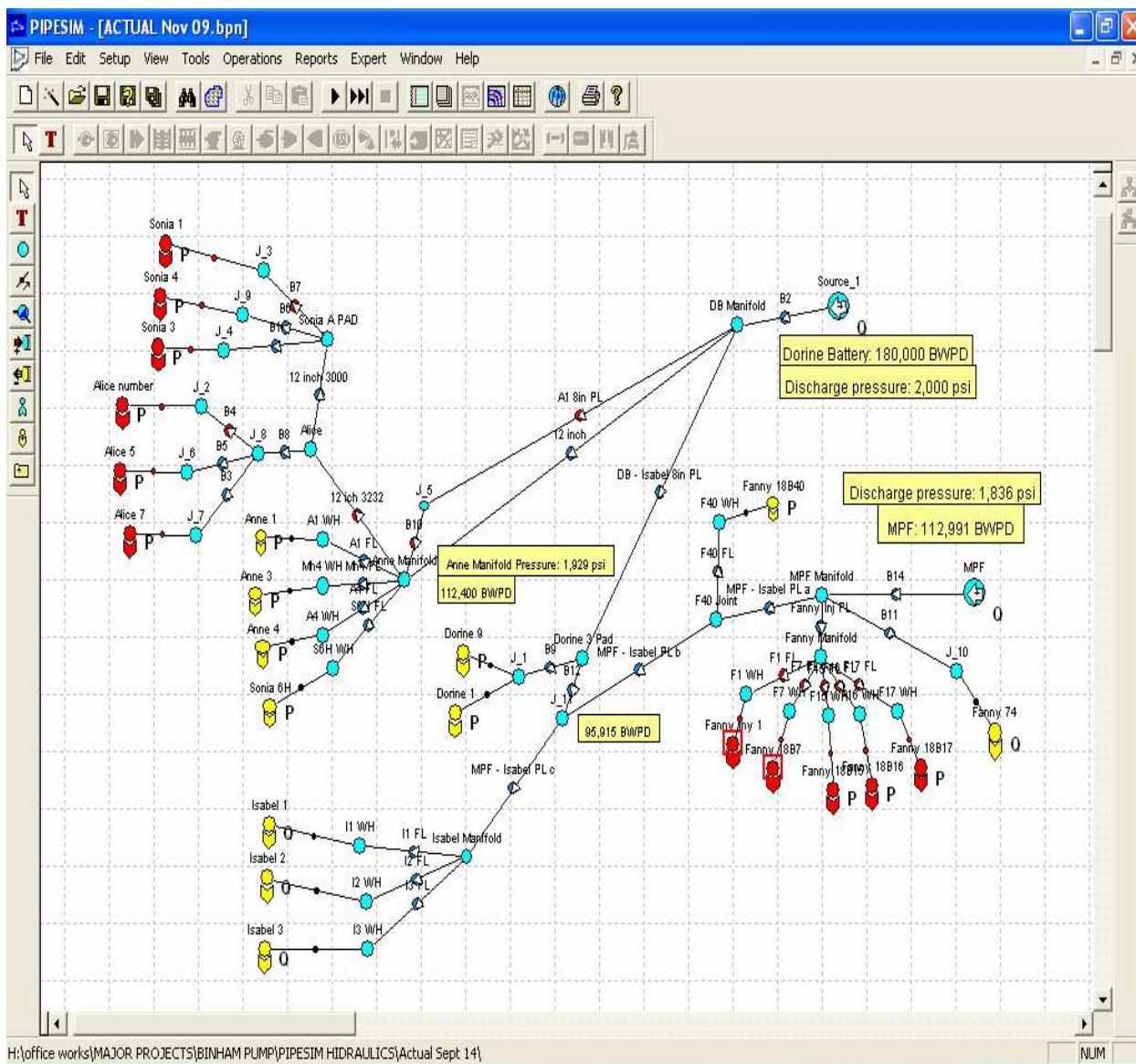
Correlaciones	Pozos Verticales	Pozos de petróleo desviados.	Pozos verticales Gas/Condensado	Líneas de petróleo	Líneas de Gas/Condensado
Duns & Ros	✓	✓	✓	✓	✓
Orkiszewski	✓	x	✓	x	x
Hagedorn & Brown	✓	x	✓	x	x
Beggs & Brill Revised	✓	✓	✓	✓	✓
Beggs & Brill Original	✓	✓	✓	✓	✓
Mukherjee & Brill	✓	✓	✓	✓	✓
Govier, Aziz & Forgasi	✓	✓	✓	✓	✓
NoSlip	✓	✓	✓	✓	✓
Olgas	✓	✓	✓	✓	✓
Ansari	✓	x	✓	x	x
BJA para Condensados	x	x	✓	x	✓
AGA & Flanigan	x	x	x	x	✓
Oliemans	x	x	x	✓	✓
Gray	x	x	✓	x	x
Gray Modified	x	x	✓	x	x
Xiao	x	x	x	✓	✓

3.5 POSIBLES SOLUCIONES.

De acuerdo a lo planteado anteriormente, se presentan diferentes posibilidades para la optimización del sistema de inyección de agua de formación:

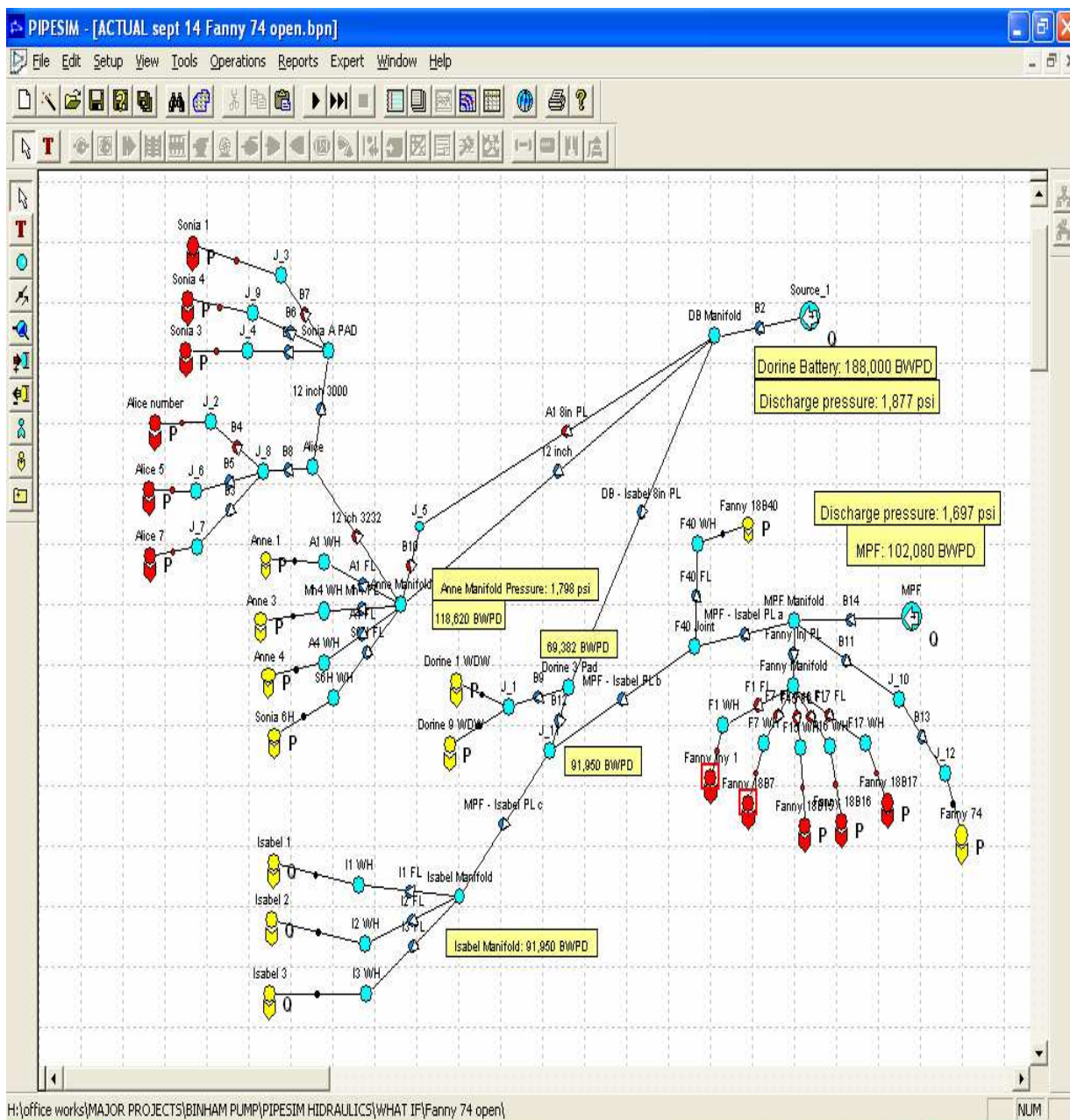
- **CASO 1.-** Caso actual, Noviembre 09 del 2005 como se puede apreciar en la figura 3.12, el volumen de agua es de aproximadamente 112,000 bapd, con una presión de 1,836 psi; esto se debe a que el pozo Fanny 74 se encuentra abierto, además el Loop se encuentra abierto.

Figura 3.12 Caso actual.



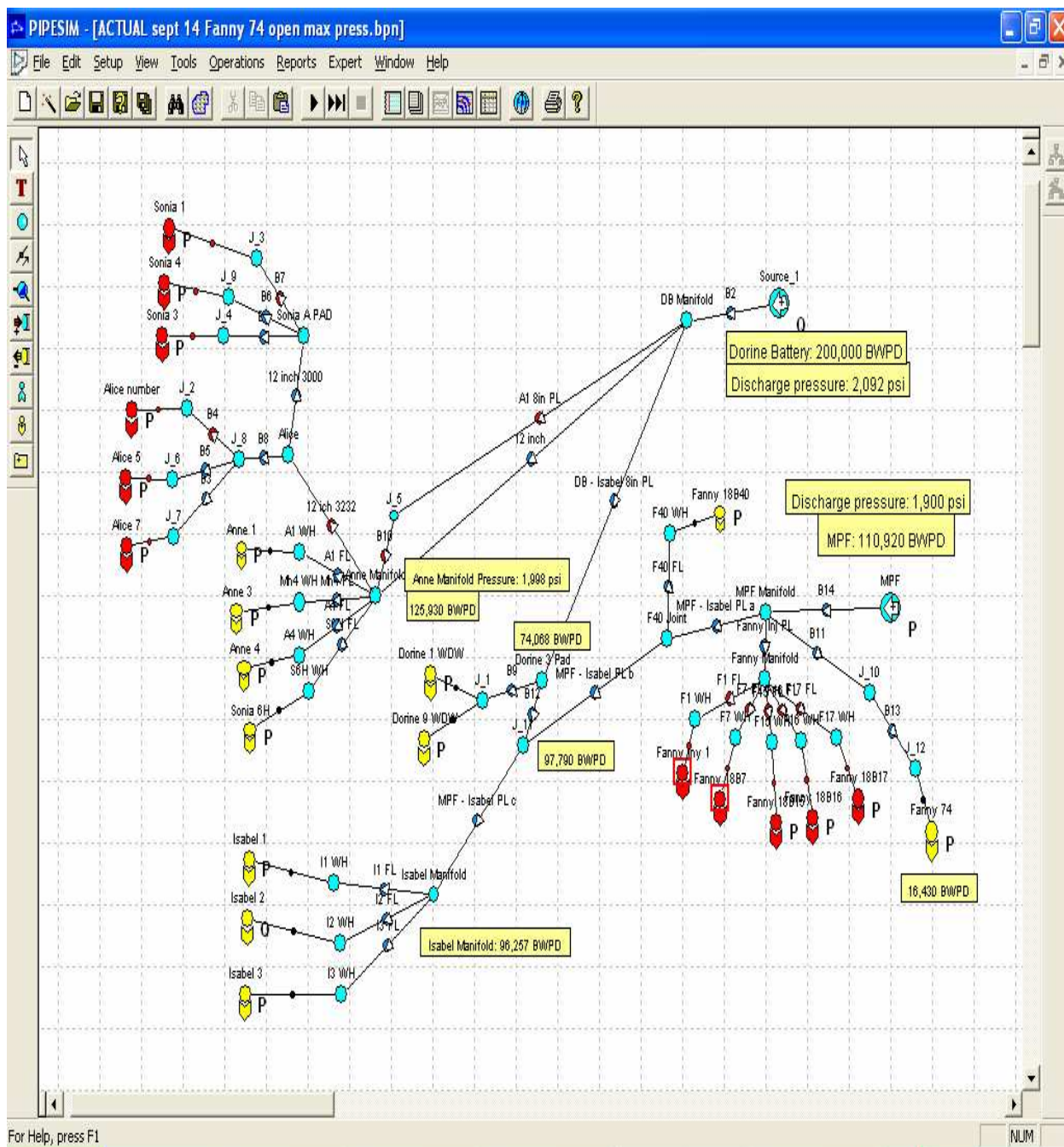
- **CASO 2.-** Con el volumen del caso anterior en Dorine y Fanny 74 abierto, la presión disminuye, figura 3.13.

Figura 3.13. Caso 2



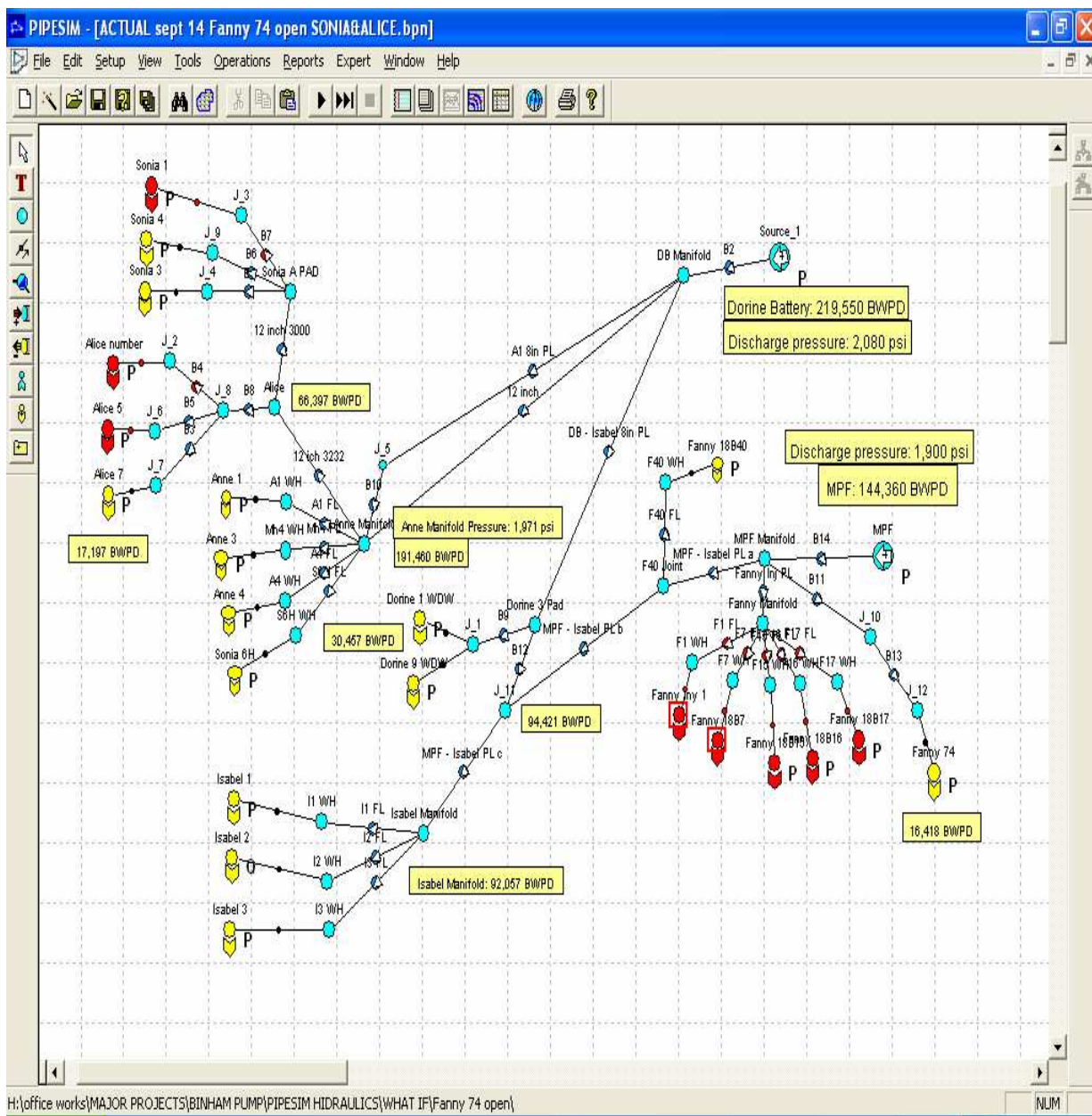
- **CASO 3.-** Fanny 74 abierto. La presión incrementa como en el caso 1. El volumen se incrementa, figura 3.14.

Figura 3.14. Caso 3



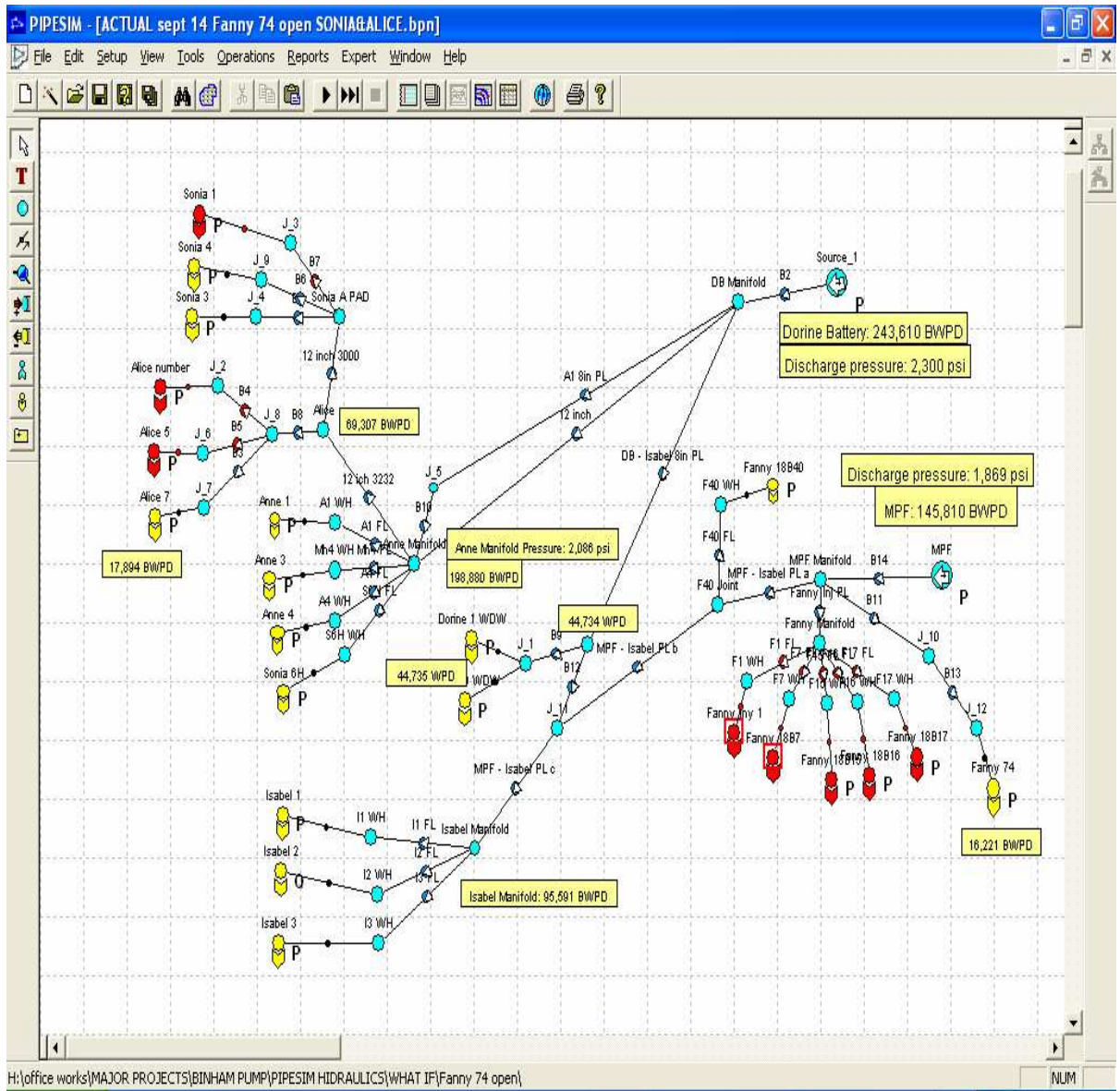
- **CASO 4.-** Fanny 74 abierto. Un pozo de Alice y 2 pozos de Sonia A abiertos. Loop Abierto, figura 3.15.

Figura 3.15. Caso 4



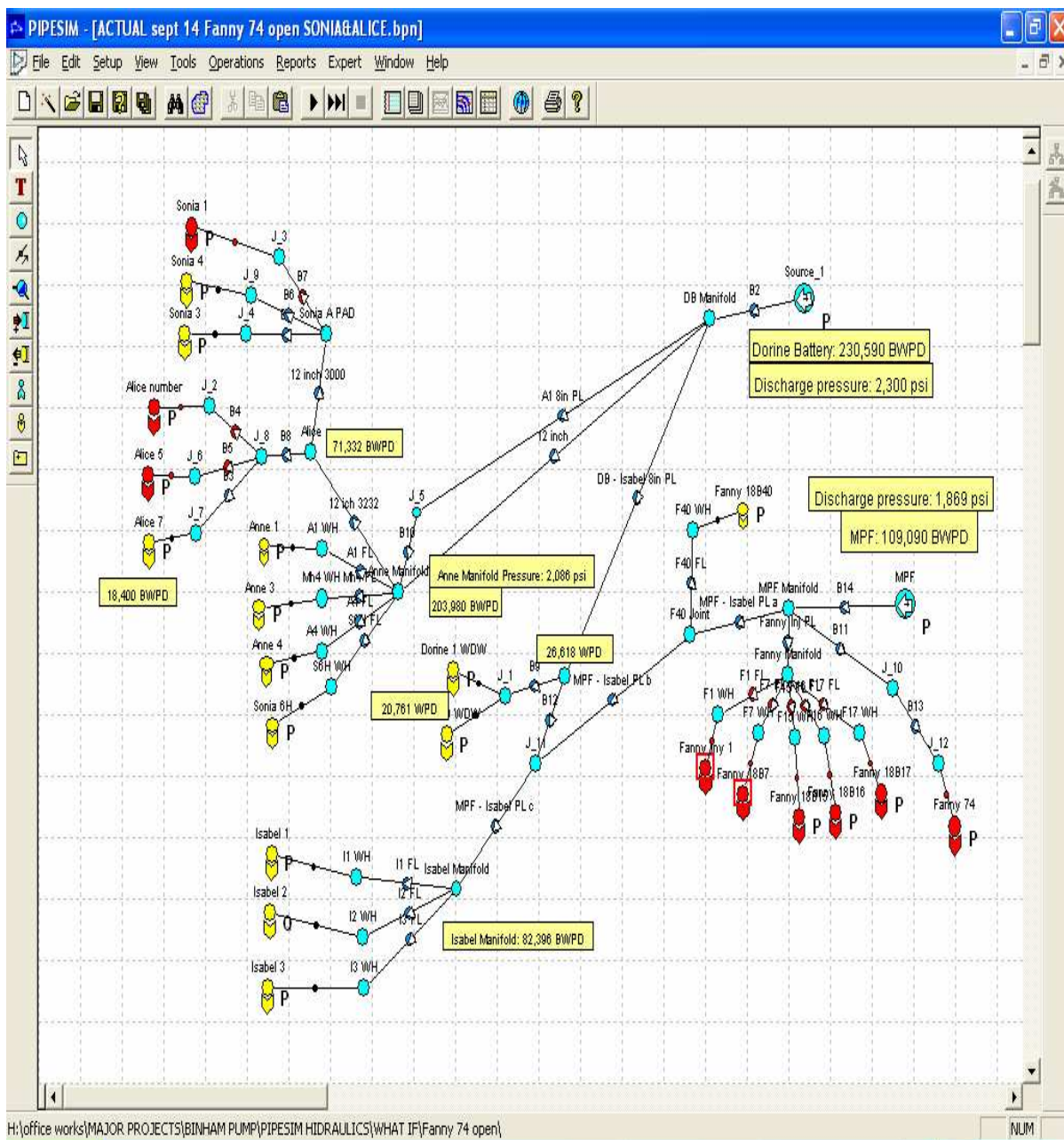
- **CASO 5.-** Igual al Caso 4 pero incrementando la presión de Dorine Bateria. @ 2300 psi, figura 3.16.

Figura 3.16. Caso 5



- **CASO 6.-** Igual al caso 5 pero cerrando Fanny 74 entonces se observa un incremento de la presión, figura 3.17.

Figura 3.17. Caso 6



En los ejemplos anteriores se trabaja con todo el sistema ya que en realidad es todo un conjunto y se observa un aumento del volumen de agua en Dorine y en MPF.

En el caso que se esta analizando se debe independizar el sistema para trabajar solamente con los datos que se generan en MPF, para lo cual es necesario cerrar el Loop de inyección, ya que éste es el que permite el paso del volumen excedente de Dorine.

Este excedente no presenta un mayor inconveniente ya que éste se lo puede manejar con la creación de un nuevo pozo inyector, ya se tiene planificado realizar este trabajo con el pozo Sonia A - 3

Al mantener cerrado el Loop, se puede probar la posibilidad de mantener abierto o cerrado el pozo Fanny 74, para observar el comportamiento del sistema.

Al mantener dicho pozo cerrado se observa un incremento en la presión, además que no sería conveniente realizar esta operación por que se estaría reduciendo la capacidad de manejo de agua del sistema.

Para los dos casos se toma en cuenta que el índice de inyectividad de Isabel disminuye, ya que necesariamente esto ocurre con el pasar del tiempo.

Este factor también se lo puede mejorar, realizando los tratamientos mencionados en la sección 3.2.

Para analizar el rendimiento de las bombas Bingham, se realizó una prueba cuyos resultados se presentan en la tabla 3.3.

Se tuvo que observar diversos factores para la correcta realización de la prueba el más importante fue controlar la posibilidad de que la alarma de baja presión se active y detenga el funcionamiento del sistema para lo que fue necesario controlar las válvulas de control de presión, las bombas trabajaron en un buen nivel de eficiencia ya que la presión en el sistema disminuyó al tener en funcionamiento el pozo Fanny 74.

TABLA 3.3

Resultados de la prueba de rendimiento bombas Bingham

BINGHAM PUMPS PERFORMANCE TEST																													
Time	Booster Pumps P-640								BINGHAM P-670				Outlet press	Meter Flow rate	PCV		Total Isabel		Fanny 40		Fanny 74		TOTAL						
	A	B	C	D	E	F	G	H	SUCC.	DESC.	A	B	C	D	SUCC.	DESC.	psi	BWPD	Set	set	Flow rate	press	Flow rate	press	Flow rate	press Man	press Cab	meter + Fanny 74	
	Loop Open																												
1) 07:15									7.5	58						50	1890	1828	98539	100	100	98112	1650	31996	1820	14452	1880	1130	112,991
2) 07:30									9	58						50	1855	1664	76282	72	22	90520	1570	29200	1700	13837	1700	1060	90,119
3) 07:50									8.5	55						52	1860	1656	77235	72	22	90812	1570	29492	1670	13760	1700	1060	90,995
4) 08:00									8.5	58						52	1853	1655	77409	72	22	90228	1550	28926	1680	13760	1700	1060	91,169
5) 08:10									8.5	55						53	1876	1663	78297	72	22	89936	1550	29492	1690	13760	1700	1060	92,057
Loop closed																													
6) 09:25									8.5	55						49	1835	1518	107000	49	68	76504	1360	26562	1500	12530	1560	1000	119,530

ON
 OFF

- 1) A,B,C,D W/ LOOP OPEN AND Fanny 74 open
 2) A,B,C,
 3) A,B,D
 4) A,C,D
 5) B,C,D
 6) A,B,C,D W/ LOOP Closed and Fanny 74 open

Note: Flow meter is located after the "T" to Fanny 74 well, so the total pumped fluid is the addition of the flow meter at MPF plus the well meter.

Al cerrar el Loop se obtiene un incremento de aproximadamente 12,000 barriles de agua ya que se esta dejando de recibir el volumen de agua que viene desde Dorine.

Al mantener en funcionamiento el pozo Fanny 74, se incrementó la capacidad del sistema con lo que actualmente se está manejando un volumen de agua de aproximadamente 112,000 barriles, lo cual es un incremento significativo en la cantidad de agua.

Además al instalar una nueva bomba se estaría incrementando aún más la capacidad de inyección de agua de formación que se puede manejar.

Actualmente capacidad máxima que las bombas pueden manejar es de 120,000 barriles de agua.

Por consiguiente se podría incrementar el nivel de producción de petróleo ya que se estaría controlando el incremento de agua.

Se debe tomar en cuenta que en la elección definitiva de instalar una nueva bomba para el sistema de inyección de agua de formación, el factor más importante para dicha decisión es el económico.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO.

Luego de realizado el análisis técnico del sistema de inyección de agua de formación y haber presentado diferentes alternativas para su optimización, es necesario verificar que tan rentable es la implementación de la alternativa.

El estudio económico que se va a realizar consiste en analizar que cantidad de petróleo se deja de producir al no poder manejar el incremental de agua que se espera tener de acuerdo a la predicción de producción.

Al dejar de producir petróleo se deja de percibir ingresos económicos, el análisis se basa en verificar si es rentable o no la implementación de una nueva bomba en el sistema de inyección de agua de formación para el campo Fanny 18-B, de acuerdo al costo de implementación y la cantidad de dinero que se está perdiendo, por lo planteado anteriormente.

4.1 RESERVAS DE PETRÓLEO.

Las reservas probadas desarrolladas del Campo Fanny, yacimientos M1 y U Inferior fueron derivadas del análisis de las curvas de declinación de la tasa de producción de petróleo vs. tiempo de los pozos productores existentes, mientras las reservas no desarrolladas, así como las reservas probables fueron estimadas a través del cálculo volumétrico.

Se ha estimado un volumen de reservas totales probadas de 97.94 MMbbl de petróleo y un volumen de reservas probables (2P) de 113.91 MMbbl para las arenas M1 y U Inferior.

La producción acumulada de petróleo al 31 de Diciembre del 2,004 es de 66.79 MMbbl, resultando un volumen de 31.15 MMbbl de reservas remanentes probadas y 47.12 MMbbl para reservas probables. Los valores de reservas han sido estimados por la firma consultora G.L.J.

Las Tablas 4.1 y 4.2 muestran los valores de petróleo original en sitio (POES) y reservas de las arenas M1 y U Inferior.

Tabla 4.1 POES y Reservas del Campo Fanny, yacimiento M1.

		Reservas Probadas					Reservas Probadas + Probables					Reservas Establecidas (COS = 50%)	
Región	Np	POES 1P	FR	EUR 1P	R.Rem 1P	No pozos	POES 2P	FR	EUR 2P	R.Rem	No pozos	EUR	Res.
	MMbbl	MMbbl	%	MMbbl	MMbbl		MMbbl	%	MMbbl	MMbbl		MMbbl	MMbbl
Fanny	62.338	211.327	42.88	90.625	28.287	69	373.295	28.42	106.088	43.750	84	98.357	36.019
TOTAL	62.338	211.327		90.625	28.287		373.295		106.088	43.750		98.357	36.019

Fuente AEC Ecuador

Tabla 4.2 POES y Reservas del Campo Fanny, yacimiento U Inferior.

		Reservas Probadas					Reservas Probadas + Probables					Reservas Establecidas (COS = 50%)	
Región	Np	POES 1P	FR	EUR 1P	R.Rem 1P	No pozos	POES 2P	FR	EUR 2P	R.Rem	No pozos	EUR	Res.
	MMbbl	MMbbl	%	MMbbl	MMbbl		MMbbl	%	MMbbl	MMbbl		MMbbl	MMbbl
Fanny	4.452	40.670	17.99	7.317	2.865	12	53.096	14.73	7.822	3.370	15	7.569	3.117
TOTAL	4.45	40.670		7.317	2.865		53.096		7.822	3.370		7.569	3.117

Fuente AEC Ecuador

Reservas de Zonas Secundarias

No se han detectado reservas comercialmente rentables en otras arenas presentes en el Campo Fanny.

4.2 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN.

Tabla 4.3 Proyección de producción.

FECHA	FANNY 18-B		
	FOPR	FWPR	FFPR
30-Sep-05	14,433	107,817	122,250
31-Oct-05	14,762	109,488	124,250
30-Nov-05	15,129	111,121	126,250
31-Dec-05	16,258	116,692	132,950
31-Jan-06	16,553	118,397	134,950
28-Feb-06	15,777	119,173	134,950
31-Mar-06	15,072	119,878	134,950
30-Apr-06	14,429	120,521	134,950
31-May-06	13,794	120,556	134,350
30-Jun-06	13,192	117,858	131,050
31-Jul-06	13,031	121,719	134,750
31-Aug-06	12,549	122,201	134,750
30-Sep-06	12,109	122,641	135,550
31-Oct-06	11,610	120,440	132,850
30-Nov-06	11,131	117,019	128,950
31-Dec-06	11,395	121,955	133,350
31-Dec-07	7,619	106,831	113,968
31-Dec-08	6,078	104,272	114,000
31-Dec-09	4,723	87,127	91,523
31-Dec-10	3,963	82,287	85,933
31-Dec-11	3,290	73,460	76,439
31-Dec-12	2,650	60,300	62,642
31-Dec-13	2,234	53,216	55,144
31-Dec-14	1,842	44,308	45,845
31-Dec-15	1,432	33,318	36,946

Fuente AEC Ecuador

4.3 COSTOS DE IMPLANTACIÓN PARA INCREMENTAR LA CAPACIDAD DEL SISTEMA DE INYECCIÓN.

La implementación de este equipo requiere una inversión de \$ 2, 590,000 USD de acuerdo a los datos de costos que implica la consecución de dicho proyecto.

Estos costos se detallan a continuación en la tabla 4.4:

Tabla 4.4 Costo estimado de implementación.

Descripción	Costo
Alimentación, alojamiento	10,000
Servicios técnicos	105,000
Supervision	30,000
Traslado de personal	5,000
Ingeniería y diseño	470,000
Trabajos civiles	50,000
Material para obra civil	66,000
Materiales eléctricos	75,000
M.C.C	75,000
Equipo eléctrico y soporte	123,000
Equipo de instrumentación	50,000
Acero estructural	20,000
Instalación mecánica	200,000
Línea, válvulas	500,000
Bombas	326,000
Transporte del equipo	75,000
Transporte con empaque	76,000
Gastos de aduana	117,000
Gastos Imprevistos (10% total estimado)	217,000
TOTAL	2,590,000

Fuente AEC Ecuador

4.3.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN.

Los costos de producción en la industria petrolera se refieren al capital que hay que invertir para la producción de petróleo una vez que se haya ejecutado el proyecto, por ejemplo para producir 1 barril de fluido, se tiene los siguientes costos:

- Costo Operativo.
- Costos Fijos.
- Costo de Mantenimiento

4.3.1.1 Costo Operativo.

Este abarca los costos de producción del campo para producción del fluido como por ejemplo el personal de trabajo, combustibles, seguridad industrial y física.

4.3.1.2 Costos Fijos.

Los costos fijos son el royalty, y representa las obligaciones de la compañía con el estado, aquí se encuentran el pago por el impuesto a la renta, pago del fondo para el ecodesarrollo, municipios y contribución a la superintendencia de compañías.

4.3.1.3 Costos de Mantenimiento.

Este costo se refiere a los gastos que se realizan para mantener en buenas condiciones las instalaciones de superficie como: tanques, bombas de inyección de agua, PLC e instrumentos de control, líneas de flujo etc.

Los valores estimados para estos costos se presentan en la tabla 4.5.