

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

ANÁLISIS Y REDISEÑO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO PARA EL CAMPO CUYABENO Y SANSAHUARI PERTENECIENTES AL ÁREA CUYABENO

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

JOSÉ ROBERTO CARRIÓN CASTRO

GABRIEL ALEXANDER JAYA MALDONADO

DIRECTOR: ING. ERNESTO SORIA

CODIRECTOR: ING. PATRICIO RIOFRÍO

Sangolquí, 2011-03-16

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto “ANÁLISIS Y REDISEÑO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO PARA EL CAMPO CUYABENO Y SANSAHUARI PERTENECIENTES AL ÁREA CUYABENO” fue realizado en su totalidad por José Roberto Carrión Castro y Gabriel Alexander Jaya Maldonado, como requerimiento parcial para la obtención del título de Ingeniero Mecánico.

Ing. Ernesto Soria

DIRECTOR

Ing. Patricio Riofrío

CODIRECTOR

Sangolquí, 2011-03-16

LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO

**“ANÁLISIS Y REDISEÑO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO
PARA EL CAMPO CUYABENO Y SANSAHUARI PERTENECIENTES AL
ÁREA CUYABENO”**

ELABORADO POR:

José Roberto Carrión Castro

(Ejecutor 1)

Gabriel Alexander Jaya Maldonado

(Ejecutor 2)

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

EL DIRECTOR

Sangolquí, 2011-03-16

DEDICATORIA

Con todo mi corazón, dedico esta tesis,
a mi querida y amada Madre Rosy,
quien es la responsable de toda mi formación
e inculcarme buenos valores, para ser
la persona que soy ahora, con su ejemplo
de lucha, tenacidad, paciencia y bondad.

JOSÉ CARRIÓN

A mi Esposa Fernanda y mi hijo Marco Patricio.

A mi familia Amada, Omar y Cristina
De manera muy especial a mi padre Patricio y
a todos los que han constituido la base para
llegar a cristalizar uno de los logros más
importantes en mi vida.

GABRIEL JAYA

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, a mi Padre, Familia, en especial a mi Madre
por ser el apoyo incondicional de toda mi vida.

A mis amigos, con los cuales he pasado estos 6 años
de estudio, penas, alegrías y arduo trabajo.

A todos los profesores, que me formaron durante todos estos
años e impartieron sus conocimientos, para llegar
a la culminación de esta linda carrera.

A los Ingenieros Guillermo Ferreira, Raquel Salas, quienes me iniciaron,
con sus enseñanzas y orientación en el mundo laboral,

Y por último a mis nuevos amigos y compañeros, con los cuales he compartido
y seguiré compartiendo en todos los ámbitos de mi vida profesional.

JOSÉ CARRIÓN

A Dios; mis amigos y mi familia en especial mi padre,
mi esposa Fernanda, mis hermanos por el apoyo
y cariño demostrado en todos estos años.

A mis maestros por su enseñanza y su empeño en sacar día a día mejores
profesionales.

De manera muy especial a Raquel Salas y Guillermo Ferreira, por la gentileza y
apoyo brindado.

GABRIEL JAYA

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO.....	ii
LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
ÍNDICE DE CONTENIDOS	vi
RESUMEN	xviii

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	2
1.3 OBJETIVO.....	3
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	3
1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	3
1.4 ALCANCE	4
1.5 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	5

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTO TEÓRICO	7
2.1 ASPECTOS TEÓRICOS GENERALES	7
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO	8
2.2.1 ELEMENTOS DEL SISTEMA DENTRO DEL ALCANCE.....	9
2.3 BOMBAS RECIPROCANTES.....	11
2.3.1 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	11
2.3.2 CLASIFICACIÓN DE BOMBAS RECIPROCANTES.....	13
2.4 BOMBAS CENTRÍFUGAS	13
2.4.1 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	13
2.4.2 CLASIFICACIÓN DE BOMBAS CENTRIFUGAS.....	16
2.5 VARIABLES PARA SELECCIÓN DE BOMBAS	16
2.5.1. ALTURA NETA POSITIVA (NPSH).....	16
2.5.2 PÉRDIDAS DE PRESIÓN.....	18
2.5.3 POTENCIA DE LA BOMBA.....	22

2.6 SISTEMA DE TUBERÍAS.....	23
2.6.1 GENERALIDADES.....	23
2.6.2 TUBERÍAS DE ALTA Y BAJA PRESIÓN.....	24
CAPÍTULO 3	
INFORMACIÓN TÉCNICA Y DATOS DEL CAMPO	25
3.1 ANTECEDENTES DEL SISTEMA	25
3.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	26
3.3 INSPECCIÓN DE LAS BOMBAS RECIPROCANTES EN EL ÁREA DE CUYABENO	27
3.3.1 VISIÓN GENERAL DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO CUYABENO	27
3.3.2 ESTADO TÉCNICO DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO CUYABENO....	30
3.3.3 VISIÓN GENERAL DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO SANSAHUARI ..	30
3.3.4 ESTADO TÉCNICO DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO SANSAHUARI.	33
3.4 INSPECCIÓN DEL ESPACIO FÍSICO EN EL ÁREA CUYABENO	33
3.4.1 ESTADO Y DISPONIBILIDAD DEL ESPACIO FÍSICO EN EL CAMPO CUYABENO.....	33
3.4.2 ESTADO Y DISPONIBILIDAD DEL ESPACIO FÍSICO EN EL CAMPO SANSAHUARI	34
3.5 INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO EN LOS CAMPOS CUYABENO Y SANSAHUARI	34
3.6 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS PARA EL DISEÑO.....	37
3.7 FACTORES QUE SE DEBEN CONSIDERAR PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA POWER OIL.	37
3.8 INFRAESTRUCTURA EXISTENTE Y FUTURA DE LOS CAMPOS CUYABENO Y SANSAHUARI.....	38
CAPÍTULO 4	
ESTUDIO Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD	39
4.1 CONSIDERACIONES GENERALES Y DATOS DE OPERACIÓN.....	39
4.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN CRÍTICAS Y FUTURAS.....	40

4.3 ANÁLISIS DE CONDICIONES TÉCNICAS DE LAS BOMBAS RECIPROCANTES ACTUALES EN AMBOS CAMPOS.	42
4.4 ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE BOMBAS RECIPROCANTES Y BOMBAS CENTRIFUGAS MULTITETAPA.....	43
4.4.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS.	43
4.5 SELECCIÓN DE POSIBLES FABRICANTES Y/O DISTRIBUIDORES FAMILIARIZADOS CON LOS EQUIPOS NECESARIOS PARA EL SISTEMA DE REINYECCIÓN.	44
4.6 ESTUDIO DEL TERRENO Y POSIBLE UBICACIÓN DEL SISTEMA.	44
CAPÍTULO 5	
REDISEÑO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO.....	49
5.1 PROPIEDADES REQUERIDAS DEL FLUIDO MOTRIZ EN LAS MEJORES CONDICIONES.....	50
5.2 PRESIONES Y PÉRDIDAS DE CARGA QUE AFECTAN AL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO	51
5.3 POTENCIAS REQUERIDAS EN LAS BOMBAS	60
5.3.1 POTENCIA HIDRÁULICA.....	60
5.3.2 POTENCIA AL FRENO	60
5.4 HOJA DE DATOS PARA SELECCIÓN DE BOMBAS.....	61
5.5 SELECCIÓN DE BOMBAS REQUERIDAS	62
5.5.1 TIPO DE BOMBA BOOSTER.....	65
5.5.2 TIPO DE BOMBA PARA LA REINYECCIÓN DE CRUDO	65
5.6 SELECCIÓN DE LAS TUBERÍAS DEL SISTEMA.	66
5.6.1 ESPECIFICACIONES DE TUBERÍA.....	66
5.6.2 CÁLCULOS DE ESPESORES PARA LA TUBERÍA.	73
5.7 COMPARACIÓN DE VARIABLES DEL SISTEMA REDISEÑADO CONTRA UN SIMULADOR DE PROCESOS.	77
5.7.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.	78
5.7.2 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS.....	81
5.8 PLANOS DE IMPLANTACIÓN DEL REDISEÑO DEL SISTEMA.....	82

CAPÍTULO 6	
ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO.....	83
6.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN	83
6.1.1 ANÁLISIS DE PRECIOS DE LOS EQUIPOS.....	83
6.1.2 COSTO DE LOS MATERIALES	84
6.2 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	87
6.3 TASAS DE PRODUCCIÓN ESPERADO EN EL CAMPO	88
6.4 VAN Y TIR	90
6.4.1 INTRODUCCIÓN.....	90
6.4.2 METODOLOGÍA PARA SU CÁLCULO	90
6.4.3 CÁLCULO DEL VAN Y TIR	91
6.5 BENEFICIO – COSTO.....	93
6.5.1 INTRODUCCIÓN	93
6.5.2 METODOLOGÍA PARA SU CÁLCULO	93
6.5.3 CÁLCULO DEL BENEFICIO – COSTO	93
6.6 RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO.....	94
CAPÍTULO 7	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	95
7.1 CONCLUSIONES	95
7.2 RECOMENDACIONES.....	96
BIBLIOGRAFÍA	97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Distribución del Método de Extracción	25
Tabla 3.2 Datos actuales de las Bombas.....	30
Tabla 3.3 Datos Técnicos de las Bombas.....	33
Tabla 4.1 Condiciones actuales de Operación.....	39
Tabla 4.2 Condiciones ambientales para equipos eléctricos	39
Tabla 4.3 Condiciones actuales de Operación.....	40
Tabla 4.4 Condiciones ambientales para equipos eléctricos	40
Tabla 4.5 Pronóstico de producción para los años 2010, 2011 y 2021	41
Tabla 4.6 Parámetros de rediseño en el Campo Cuyabeno	41
Tabla 4.7 Pronóstico de producción para los años 2010, 2011 y 2021	42
Tabla 4.8 Parámetros para el rediseño del campo Sansahuari.....	42
Tabla 4.9 Distancias mínimas entre Equipos	45
Tabla 5.1: Características del fluido motriz.	50
Tabla 5.2 Posibles diámetros y Longitudes de tubería en el Sistema PowerOil propuesto de los campos Cuyabeno y Sansahuari	52
Tabla 5.3. Posible cantidad de accesorios en el Sistema Power Oil propuesto del Campo Cuyabeno	53
Tabla 5.4. Posible cantidad de accesorios en el Sistema Power Oil propuesto del Campo Sansahuari.....	53
Tabla 5.5 Pérdidas por fricción para el Sistema Power Oil propuesto para el campo Cuyabeno	55
Tabla 5.6 Pérdidas por fricción para el Sistema Power Oil propuesto para el campo Sansahuari	56
Tabla 5.7 Longitudes equivalentes para cada accesorio para distintos diámetros de tubería.....	57
Tabla 5.8 Pérdidas Totales de los Sistemas Power Oil propuestos de los campos Cuyabeno y Sansahuari.	58
Tabla 5.9. Presiones Totales en el Sistema Power Oil propuesto para los Campo Cuyabeno y Sansahuari	59
Tabla 5.10 Potencia Hidráulica de las Bombas en el Sistema PowerOil propuesto en los Campos Cuyabeno y Sansahuari.	60

Tabla 5.11 Posibles potencias en las bombas para el Sistema de PowerOil propuesto de los Campos Cuyabeno y Sansahuari.	61
Tabla 5.12. Cantidades requeridas para las Bombas del Sistema de Power Oil propuestos.	61
Tabla 5.13. Resumen de datos para la selección de Bombas para el Sistema de Power Oil propuestos.	62
Tabla 5.14 Datos para la requisición de Bombas Booster para los campos Cuyabeno y Sansahuari.....	65
Tabla 5.15 Datos para la requisición de Bombas Power Oil para los campos Cuyabeno y Sansahuari.....	66
Tabla 5.16 Valores de sobre espesores por corrosión y tolerancias mecánicas de fabricación para SCH-STD.....	67
Tabla 5.17 Cálculo de Espesores de Tuberías del Sistema de Succión Bombas Booster.....	75
Tabla 5.18 Cálculo de Espesores de Tuberías del Sistema de Descarga Bombas Booster y Succión Sistema Bombas de Reinyección.....	76
Tabla 5.19 Cálculo de Espesores de Tuberías del Sistema de Descarga Bombas de Reinyección	77
Tabla 5.20 Parámetros a ingresar a la simulación.	78
Tabla 5.21 Resumen de resultados de la Simulación para el Sistema de Reinyección de Crudo Propuesto.....	80
Tabla 5.22 Resumen de resultados de los Cálculos para el Sistema de Reinyección de Crudo Propuesto.....	81
Tabla 5.23 Resultados de errores relativos para Presión y Flujo.....	81
Tabla 6.1 Costos aproximados de bombas centrífugas y bombas horizontales de diferentes capacidades.	84
Tabla 6.2 Costo de tuberías en Campo Cuyabeno	85
Tabla 6.3 Costo de tuberías en Campo Sansahuari	86
Tabla 6.4 Cantidad de Válvulas a utilizar en los Campos Cuyabeno y Sansahuari.....	87
Tabla 6.5 Estimación de producción con el sistema de Power Oil propuesto..	89
Tabla 6.6. Variables económicas actualizadas para el campo Cuyabeno.	92
Tabla 6.7. Variables económicas actualizadas para el campo Sansahuari.....	92

Tabla 6.8 Beneficio Costo del Sistema de Power Oil propuesto para los Campos Cuyabeno y Sansahuari.....	94
---	----

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 2.1 Clasificación de Bombas Reciprocantes	13
Cuadro 2.2 Clasificación de Bombas Centrifugas.....	16
Cuadro 4.1 Ventajas y Desventajas de Bombas Reciprocantes y Centrifugas Multietapa.....	43

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema del Sistema de Reinyección de Crudo	9
Figura 2.2 Desplazamiento del pistón en la bomba reciprocante.....	11
Figura 2.3 Bomba centrífuga, disposición, esquema y perspectiva	15
Figura 3.1 Mapa de Ubicación Campos Cuyabeno y Sansahuari.....	26
Figura 3.2 Sistemas Bombas Booster - Cuyabeno	28
Figura 3.3 Sistema de Power Oil - Cuyabeno	29
Figura 3.4 Sistemas Bombas Booster - Sansahuari.....	31
Figura 3.5 Sistema de Power Oil – Sansahuari.....	32
Figura 3.6 Foto de conexiones improvisadas.....	35
Figura 3.7 Foto de válvulas en malas condiciones.....	36
Figura 4.1 Ubicación del Sistema de Inyección campo Cuyabeno.....	46
Figura 4.2 Ubicación del Sistema de Inyección campo Sansahuari.....	47
Figura 5.1 Proceso del Sistema de Reinyección de Crudo propuesto	49
Figura 5.2 Diagrama del Proceso de Selección de Equipos	64
Figura 5.3 Carátula del programa Aspen Hysys 2010.....	77
Figura 5.4 Pantallas de la simulación del área Cuyabeno	79
Figura 5.5 Pantallas de la simulación del área Sansahuari.....	80

NOMENCLATURA

BES	Bombas electro sumergible
BH	Bombas hidráulicas
BM	Bombas mecánicas
API	Instituto Americano de Petróleo
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
ASTM	Sociedad Americana de Prueba de Materiales
BPD	Barriles petróleo por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles producidos por día
BAPD	Barriles de agua por día
MPCGD	Millones de pies cúbicos de gas por día
BIPD	Barriles inyectados por día
BSW	Sedimentos Básicos y Agua
NPSH	Cabeza Neta de Succión Positiva
PSI	Medida de presión sistema inglés
GPM	Galones por minuto
RPM	Revoluciones por minuto
HP	Caballos Fuerza
CUY	Pozos Cuyabeno
CCY	Campo Cuyabeno
SSH	Pozos Sansahuari
CSG	Campo Sansahuari
VAN	Valor actual neto
TIR	Tasa interna de retorno
B/C	Beneficio – costo
FNC	Flujo neto de caja
WTI	Barril Petróleo Crudo USA
cP	Centipoise
δ	Densidad
ϕ	Diámetro
Qdesign	Caudal de diseño

V	Velocidad
μ	Viscosidad
Re	Reynolds
E	Factor de rugosidad
f	Factor de fricción
Pf	Perdida por fricción
g	gravedad
L	Longitud
Le	Longitud equivalente
Pt	Pérdida total
Ht	Presión total de succión
C	Cabeza estática
Ps	Presión de succión
ΔP	Diferencial de presión
Preal	Potencia al freno
Pb	Potencia de la bomba
η	Eficiencia
Dn	Diámetro nominal
Pdiseño	Presión de diseño
S	Esfuerzo permisible
Y	Factor de diseño, respecto al tipo de material
t	espesor de diseño por presión
c	suma de tolerancias mecánicas
tm	espesor de tubería

ANEXOS

ANEXO 1	
PLANO DE INFRAESTRUCTURA.....	98
ANEXO 2	
PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN.....	100
ANEXO 3	
TABLA DE AVERIAS MÁS COMUNES	103
ANEXO 4	
CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO	109
ANEXO 5	
CONDICIONES DE OPERACIÓN	111
ANEXO 6	
FACTOR DE RUGOSIDAD.....	114
ANEXO 7	
FACTOR DE FRICCIÓN – DIAGRAMA DE MOODY.....	116
ANEXO 8	
NOMOGRAMA DE PÉRDIDA DE CARGA EN ACCESORIOS DE TUBERÍA	118
ANEXO 9	
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y DE MATERIALES DE LA BOMBA CENTRÍFUGA.....	120
ANEXO 10	
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y DE MATERIALES DE LA BOMBA POWER OIL	122
ANEXO 11	
VALORES DE ESFUERZO PERMISIBLE DE MATERIALES.....	124
ANEXO 12	
FACTORES DE SOLDADURA	126
ANEXO 13	
VALORES DE COEFICIENTE PARA CADA TIPO DE MATERIAL	128
ANEXO 14	
DIMENSIONES DE TUBERÍA.....	130
ANEXO 15	
RATINGS PRESIÓN – TEMPERATURA.....	132

ANEXO 16	
ESQUEMAS DE SIMULACIÓN DEL AREA CUYABENO	134
ANEXO 17	
DIAGRAMA DE TUBERÍAS DEL SISTEMA POWER OIL	137
ANEXO 18	
DIAGRAMA DE PLANTA DEL SISTEMA POWER OIL	140
ANEXO 19	
CURVAS CARACTERÍSTICAS DE BOMBAS	143
ANEXO 20	
SUMINISTRO E INSTALACIÓN BOMBA BOOSTER DE 10918 BPD.....	150
ANEXO 21	
SUMINISTRO E INSTALACIÓN BOMBA BOOSTER DE 11772 BPD.....	152
ANEXO 22.....	154
SUMINISTRO E INSTALACIÓN BOMBA HORIZONTAL DE 9055 BPD	154
ANEXO 23	
DETALLES DE LOS EGRESOS E INGRESOS PARA EL SISTEMA NUEVO DE POWER OIL PARA EL CAMPO CUYABENO.....	156
ANEXO 24	
DETALLES DE LOS EGRESOS E INGRESOS PARA EL SISTEMA NUEVO DE POWER OIL PARA EL CAMPO SANSAHUARI	159
ANEXO 25	
CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO	162
ANEXO 26	
DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS SEGÚN NORMA PETROECUADOR SI - 006.....	164
ANEXO 27	
PÁGINAS DEL CÓDIGO ASME B 16.5	167
ANEXO 28	
PÁGINAS DEL CÓDIGO ASME B 31.3	176
ANEXO 29	
PÁGINAS DEL CÓDIGO API 610	181
ANEXO 30	
CÁLCULOS DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN TUBERÍA	183

ANEXO 31	
CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ACCESORIOS Y PÉRDIDAS TOTALES EN EL SISTEMA	188
ANEXO 32	
CARTA DE AUSPICIO Y SATISFACCIÓN	191

RESUMEN

Para la extracción y explotación de algunos pozos se utiliza como fluido motriz el crudo por lo cual se necesita de un sistema de reinyección que aumente la presión para la correcta recirculación del crudo explotado. En el Área Cuyabeno comprendida por los Campos Cuyabeno, Sansahuari, manejan este sistema de reinyección desde hace 30 años y su vida útil finalizó, por lo que esto es motivo de análisis y rediseño.

El campo Cuyabeno tiene una estación de producción donde se procesa todo el crudo, agua y gas que se producen de los 22 pozos productores activos, de los cuales 13 pozos producen por bombeo hidráulicos (Power Oil) y 9 por bombeo electro sumergibles (BES). Este campo maneja una producción de 8.597 BPD de petróleo de 25,8. API y 24.911 barriles de agua de formación.

De igual forma el campo Sansahuari tiene una estación de producción donde se procesa todo el crudo, agua y gas que se producen de los 8 pozos productores activos, de los cuales 7 pozos producen por bombeo hidráulicos (Power Oil) y 1 por bombeo electro sumergibles (BES). Este campo maneja una producción de 1965 BPD de petróleo de 25,3. API y 4.804 barriles de agua de formación.

Las facilidades de producción instaladas en los campos fueron construidas hace 30 años y el sistema de reinyección además maneja equipos obsoletos que ya cumplieron su vida útil y además su mantenimiento es continuo y costoso. EL ruteo de tuberías ha sido manipulado conforme a las exigencias del momento y no es unificado. Los equipos según la norma NFPA, no se encuentran en una ubicación segura con respecto a otros equipos.

El rediseño del sistema debe estar de acuerdo a todas las normas de seguridad, y de construcción según aplique. Lo que se busca con el rediseño es mejorar la cantidad de crudo extraído de los pozos que usan petróleo como fluido motriz.

Para el nuevo sistema se debe seleccionar bombas, tuberías y equipos mecánicos como cabezales, válvulas, codos, etc., de acuerdo a los normas y condiciones de cada campo. Para la selección de bombas se tomó en cuenta las pérdidas que existen en la tubería, en accesorios y posibles pérdidas desde

el campo a los pozos. Para la selección de tuberías, válvulas y accesorios se siguió todas las normas para la transportación de crudo según API y ASME.

Todos los resultados obtenidos fueron comparados con un programa de simulación de procesos HYSYS para verificar la confiabilidad del sistema rediseñado.

El sistema propuesto pretende subir la producción de los pozos y así aumentar la producción anual total de los campos y así tener una mayor remuneración financiera con equipos modernos de bajo mantenimiento.

Las variables resultantes para la selección de bombas están sujetas a cambios por las condiciones de operación del año en que se instalen es por eso que un reajuste en los cálculos es necesario antes de la compra.

La recuperación financiera para este nuevo sistema es de 7 y 10 meses para el campo Cuyabeno y Sansahuari respectivamente. Sin embargo se debe recalcular los egresos y egresos por los valores del momento

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

ANÁLISIS Y REDISEÑO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO PARA EL CAMPO CUYABENO Y SANSAHUARI PERTENECIENTES AL ÁREA CUYABENO

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

JOSÉ ROBERTO CARRIÓN CASTRO

GABRIEL ALEXANDER JAYA MALDONADO

DIRECTOR: ING. ERNESTO SORIA

CODIRECTOR: ING. PATRICIO RIOFRÍO

Sangolquí, 2011-03-16

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto “ANÁLISIS Y REDISEÑO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO PARA EL CAMPO CUYABENO Y SANSAHUARI PERTENECIENTES AL ÁREA CUYABENO” fue realizado en su totalidad por José Roberto Carrión Castro y Gabriel Alexander Jaya Maldonado, como requerimiento parcial para la obtención del título de Ingeniero Mecánico.

Ing. Ernesto Soria

DIRECTOR

Ing. Patricio Riofrío

CODIRECTOR

Sangolquí, 2011-03-16

LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO

**“ANÁLISIS Y REDISEÑO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO
PARA EL CAMPO CUYABENO Y SANSAHUARI PERTENECIENTES AL
ÁREA CUYABENO”**

ELABORADO POR:

José Roberto Carrión Castro

(Ejecutor 1)

Gabriel Alexander Jaya Maldonado

(Ejecutor 2)

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

EL DIRECTOR

Sangolquí, 2011-03-16

DEDICATORIA

Con todo mi corazón, dedico esta tesis,
a mi querida y amada Madre Rosy,
quien es la responsable de toda mi formación
e inculcarme buenos valores, para ser
la persona que soy ahora, con su ejemplo
de lucha, tenacidad, paciencia y bondad.

JOSÉ CARRIÓN

A mi Esposa Fernanda y mi hijo Marco Patricio.

A mi familia Amada, Omar y Cristina
De manera muy especial a mi padre Patricio y
a todos los que han constituido la base para
llegar a cristalizar uno de los logros más
importantes en mi vida.

GABRIEL JAYA

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, a mi Padre, Familia, en especial a mi Madre
por ser el apoyo incondicional de toda mi vida.

A mis amigos, con los cuales he pasado estos 6 años
de estudio, penas, alegrías y arduo trabajo.

A todos los profesores, que me formaron durante todos estos
años e impartieron sus conocimientos, para llegar
a la culminación de esta linda carrera.

A los Ingenieros Guillermo Ferreira, Raquel Salas, quienes me iniciaron,
con sus enseñanzas y orientación en el mundo laboral,

Y por último a mis nuevos amigos y compañeros, con los cuales he compartido
y seguiré compartiendo en todos los ámbitos de mi vida profesional.

JOSÉ CARRIÓN

A Dios; mis amigos y mi familia en especial mi padre,
mi esposa Fernanda, mis hermanos por el apoyo
y cariño demostrado en todos estos años.

A mis maestros por su enseñanza y su empeño en sacar día a día mejores
profesionales.

De manera muy especial a Raquel Salas y Guillermo Ferreira, por la gentileza y
apoyo brindado.

GABRIEL JAYA

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO.....	ii
LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
ÍNDICE DE CONTENIDOS	vi
RESUMEN	xviii

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	2
1.3 OBJETIVO.....	3
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	3
1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	3
1.4 ALCANCE	4
1.5 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	5

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTO TEÓRICO	7
2.1 ASPECTOS TEÓRICOS GENERALES	7
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO	8
2.2.1 ELEMENTOS DEL SISTEMA DENTRO DEL ALCANCE.....	9
2.3 BOMBAS RECIPROCANTES.....	11
2.3.1 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	11
2.3.2 CLASIFICACIÓN DE BOMBAS RECIPROCANTES.....	13
2.4 BOMBAS CENTRÍFUGAS	13
2.4.1 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	13
2.4.2 CLASIFICACIÓN DE BOMBAS CENTRIFUGAS.....	16
2.5 VARIABLES PARA SELECCIÓN DE BOMBAS	16
2.5.1. ALTURA NETA POSITIVA (NPSH).....	16
2.5.2 PÉRDIDAS DE PRESIÓN.....	18
2.5.3 POTENCIA DE LA BOMBA.....	22

2.6 SISTEMA DE TUBERÍAS.....	23
2.6.1 GENERALIDADES.....	23
2.6.2 TUBERÍAS DE ALTA Y BAJA PRESIÓN.....	24

CAPÍTULO 3

INFORMACIÓN TÉCNICA Y DATOS DEL CAMPO	25
3.1 ANTECEDENTES DEL SISTEMA	25
3.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	26
3.3 INSPECCIÓN DE LAS BOMBAS RECIPROCANTES EN EL ÁREA DE CUYABENO	27
3.3.1 VISIÓN GENERAL DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO CUYABENO	27
3.3.2 ESTADO TÉCNICO DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO CUYABENO....	30
3.3.3 VISIÓN GENERAL DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO SANSAHUARI ..	30
3.3.4 ESTADO TÉCNICO DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO SANSAHUARI.	33
3.4 INSPECCIÓN DEL ESPACIO FÍSICO EN EL ÁREA CUYABENO	33
3.4.1 ESTADO Y DISPONIBILIDAD DEL ESPACIO FÍSICO EN EL CAMPO CUYABENO.....	33
3.4.2 ESTADO Y DISPONIBILIDAD DEL ESPACIO FÍSICO EN EL CAMPO SANSAHUARI	34
3.5 INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO EN LOS CAMPOS CUYABENO Y SANSAHUARI	34
3.6 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS PARA EL DISEÑO.....	37
3.7 FACTORES QUE SE DEBEN CONSIDERAR PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA POWER OIL.	37
3.8 INFRAESTRUCTURA EXISTENTE Y FUTURA DE LOS CAMPOS CUYABENO Y SANSAHUARI.	38

CAPÍTULO 4

ESTUDIO Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD	39
4.1 CONSIDERACIONES GENERALES Y DATOS DE OPERACIÓN.....	39
4.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN CRÍTICAS Y FUTURAS.....	40

4.3 ANÁLISIS DE CONDICIONES TÉCNICAS DE LAS BOMBAS RECIPROCANTES ACTUALES EN AMBOS CAMPOS.	42
4.4 ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE BOMBAS RECIPROCANTES Y BOMBAS CENTRIFUGAS MULTITETAPA.	43
4.4.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS.	43
4.5 SELECCIÓN DE POSIBLES FABRICANTES Y/O DISTRIBUIDORES FAMILIARIZADOS CON LOS EQUIPOS NECESARIOS PARA EL SISTEMA DE REINYECCIÓN.	44
4.6 ESTUDIO DEL TERRENO Y POSIBLE UBICACIÓN DEL SISTEMA.	44
CAPÍTULO 5	
REDISEÑO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO.	49
5.1 PROPIEDADES REQUERIDAS DEL FLUIDO MOTRIZ EN LAS MEJORES CONDICIONES.	50
5.2 PRESIONES Y PÉRDIDAS DE CARGA QUE AFECTAN AL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO	51
5.3 POTENCIAS REQUERIDAS EN LAS BOMBAS	60
5.3.1 POTENCIA HIDRÁULICA	60
5.3.2 POTENCIA AL FRENO	60
5.4 HOJA DE DATOS PARA SELECCIÓN DE BOMBAS.	61
5.5 SELECCIÓN DE BOMBAS REQUERIDAS	62
5.5.1 TIPO DE BOMBA BOOSTER	65
5.5.2 TIPO DE BOMBA PARA LA REINYECCIÓN DE CRUDO	65
5.6 SELECCIÓN DE LAS TUBERÍAS DEL SISTEMA.	66
5.6.1 ESPECIFICACIONES DE TUBERÍA.	66
5.6.2 CÁLCULOS DE ESPESORES PARA LA TUBERÍA.	73
5.7 COMPARACIÓN DE VARIABLES DEL SISTEMA REDISEÑADO CONTRA UN SIMULADOR DE PROCESOS.	77
5.7.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.	78
5.7.2 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS.	81
5.8 PLANOS DE IMPLANTACIÓN DEL REDISEÑO DEL SISTEMA.	82

CAPÍTULO 6	
ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO.....	83
6.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN	83
6.1.1 ANÁLISIS DE PRECIOS DE LOS EQUIPOS.....	83
6.1.2 COSTO DE LOS MATERIALES	84
6.2 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	87
6.3 TASAS DE PRODUCCIÓN ESPERADO EN EL CAMPO	88
6.4 VAN Y TIR	90
6.4.1 INTRODUCCIÓN.....	90
6.4.2 METODOLOGÍA PARA SU CÁLCULO	90
6.4.3 CÁLCULO DEL VAN Y TIR	91
6.5 BENEFICIO – COSTO.....	93
6.5.1 INTRODUCCIÓN	93
6.5.2 METODOLOGÍA PARA SU CÁLCULO	93
6.5.3 CÁLCULO DEL BENEFICIO – COSTO	93
6.6 RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO.....	94
CAPÍTULO 7	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	95
7.1 CONCLUSIONES	95
7.2 RECOMENDACIONES.....	96
BIBLIOGRAFÍA	97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Distribución del Método de Extracción	25
Tabla 3.2 Datos actuales de las Bombas.....	30
Tabla 3.3 Datos Técnicos de las Bombas.....	33
Tabla 4.1 Condiciones actuales de Operación.....	39
Tabla 4.2 Condiciones ambientales para equipos eléctricos	39
Tabla 4.3 Condiciones actuales de Operación.....	40
Tabla 4.4 Condiciones ambientales para equipos eléctricos	40
Tabla 4.5 Pronóstico de producción para los años 2010, 2011 y 2021	41
Tabla 4.6 Parámetros de rediseño en el Campo Cuyabeno	41
Tabla 4.7 Pronóstico de producción para los años 2010, 2011 y 2021	42
Tabla 4.8 Parámetros para el rediseño del campo Sansahuari.....	42
Tabla 4.9 Distancias mínimas entre Equipos	45
Tabla 5.1: Características del fluido motriz.	50
Tabla 5.2 Posibles diámetros y Longitudes de tubería en el Sistema PowerOil propuesto de los campos Cuyabeno y Sansahuari	52
Tabla 5.3. Posible cantidad de accesorios en el Sistema Power Oil propuesto del Campo Cuyabeno	53
Tabla 5.4. Posible cantidad de accesorios en el Sistema Power Oil propuesto del Campo Sansahuari.....	53
Tabla 5.5 Pérdidas por fricción para el Sistema Power Oil propuesto para el campo Cuyabeno	55
Tabla 5.6 Pérdidas por fricción para el Sistema Power Oil propuesto para el campo Sansahuari	56
Tabla 5.7 Longitudes equivalentes para cada accesorio para distintos diámetros de tubería.....	57
Tabla 5.8 Pérdidas Totales de los Sistemas Power Oil propuestos de los campos Cuyabeno y Sansahuari.	58
Tabla 5.9. Presiones Totales en el Sistema Power Oil propuesto para los Campo Cuyabeno y Sansahuari	59
Tabla 5.10 Potencia Hidráulica de las Bombas en el Sistema PowerOil propuesto en los Campos Cuyabeno y Sansahuari.	60

Tabla 5.11 Posibles potencias en las bombas para el Sistema de PowerOil propuesto de los Campos Cuyabeno y Sansahuari.	61
Tabla 5.12. Cantidades requeridas para las Bombas del Sistema de Power Oil propuestos.	61
Tabla 5.13. Resumen de datos para la selección de Bombas para el Sistema de Power Oil propuestos.	62
Tabla 5.14 Datos para la requisición de Bombas Booster para los campos Cuyabeno y Sansahuari.....	65
Tabla 5.15 Datos para la requisición de Bombas Power Oil para los campos Cuyabeno y Sansahuari.....	66
Tabla 5.16 Valores de sobre espesores por corrosión y tolerancias mecánicas de fabricación para SCH-STD.....	67
Tabla 5.17 Cálculo de Espesores de Tuberías del Sistema de Succión Bombas Booster.....	75
Tabla 5.18 Cálculo de Espesores de Tuberías del Sistema de Descarga Bombas Booster y Succión Sistema Bombas de Reinyección.....	76
Tabla 5.19 Cálculo de Espesores de Tuberías del Sistema de Descarga Bombas de Reinyección	77
Tabla 5.20 Parámetros a ingresar a la simulación.	78
Tabla 5.21 Resumen de resultados de la Simulación para el Sistema de Reinyección de Crudo Propuesto.....	80
Tabla 5.22 Resumen de resultados de los Cálculos para el Sistema de Reinyección de Crudo Propuesto.....	81
Tabla 5.23 Resultados de errores relativos para Presión y Flujo.....	81
Tabla 6.1 Costos aproximados de bombas centrífugas y bombas horizontales de diferentes capacidades.	84
Tabla 6.2 Costo de tuberías en Campo Cuyabeno	85
Tabla 6.3 Costo de tuberías en Campo Sansahuari	86
Tabla 6.4 Cantidad de Válvulas a utilizar en los Campos Cuyabeno y Sansahuari.....	87
Tabla 6.5 Estimación de producción con el sistema de Power Oil propuesto..	89
Tabla 6.6. Variables económicas actualizadas para el campo Cuyabeno.	92
Tabla 6.7. Variables económicas actualizadas para el campo Sansahuari.....	92

Tabla 6.8 Beneficio Costo del Sistema de Power Oil propuesto para los Campos Cuyabeno y Sansahuari.....	94
---	----

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 2.1 Clasificación de Bombas Reciprocantes	13
Cuadro 2.2 Clasificación de Bombas Centrifugas.....	16
Cuadro 4.1 Ventajas y Desventajas de Bombas Reciprocantes y Centrifugas Multietapa.....	43

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema del Sistema de Reinyección de Crudo	9
Figura 2.2 Desplazamiento del pistón en la bomba reciprocante.....	11
Figura 2.3 Bomba centrífuga, disposición, esquema y perspectiva	15
Figura 3.1 Mapa de Ubicación Campos Cuyabeno y Sansahuari.....	26
Figura 3.2 Sistemas Bombas Booster - Cuyabeno	28
Figura 3.3 Sistema de Power Oil - Cuyabeno	29
Figura 3.4 Sistemas Bombas Booster - Sansahuari.....	31
Figura 3.5 Sistema de Power Oil – Sansahuari.....	32
Figura 3.6 Foto de conexiones improvisadas.....	35
Figura 3.7 Foto de válvulas en malas condiciones.....	36
Figura 4.1 Ubicación del Sistema de Inyección campo Cuyabeno.....	46
Figura 4.2 Ubicación del Sistema de Inyección campo Sansahuari.....	47
Figura 5.1 Proceso del Sistema de Reinyección de Crudo propuesto	49
Figura 5.2 Diagrama del Proceso de Selección de Equipos	64
Figura 5.3 Carátula del programa Aspen Hysys 2010.....	77
Figura 5.4 Pantallas de la simulación del área Cuyabeno	79
Figura 5.5 Pantallas de la simulación del área Sansahuari.....	80

NOMENCLATURA

BES	Bombas electro sumergible
BH	Bombas hidráulicas
BM	Bombas mecánicas
API	Instituto Americano de Petróleo
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
ASTM	Sociedad Americana de Prueba de Materiales
BPD	Barriles petróleo por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles producidos por día
BAPD	Barriles de agua por día
MPCGD	Millones de pies cúbicos de gas por día
BIPD	Barriles inyectados por día
BSW	Sedimentos Básicos y Agua
NPSH	Cabeza Neta de Succión Positiva
PSI	Medida de presión sistema inglés
GPM	Galones por minuto
RPM	Revoluciones por minuto
HP	Caballos Fuerza
CUY	Pozos Cuyabeno
CCY	Campo Cuyabeno
SSH	Pozos Sansahuari
CSG	Campo Sansahuari
VAN	Valor actual neto
TIR	Tasa interna de retorno
B/C	Beneficio – costo
FNC	Flujo neto de caja
WTI	Barril Petróleo Crudo USA
cP	Centipoise
δ	Densidad
ϕ	Diámetro
Qdesign	Caudal de diseño

V	Velocidad
μ	Viscosidad
Re	Reynolds
E	Factor de rugosidad
f	Factor de fricción
Pf	Perdida por fricción
g	gravedad
L	Longitud
Le	Longitud equivalente
Pt	Pérdida total
Ht	Presión total de succión
C	Cabeza estática
Ps	Presión de succión
ΔP	Diferencial de presión
Preal	Potencia al freno
Pb	Potencia de la bomba
η	Eficiencia
Dn	Diámetro nominal
Pdiseño	Presión de diseño
S	Esfuerzo permisible
Y	Factor de diseño, respecto al tipo de material
t	espesor de diseño por presión
c	suma de tolerancias mecánicas
tm	espesor de tubería

ANEXOS

ANEXO 1	
PLANO DE INFRAESTRUCTURA.....	98
ANEXO 2	
PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN.....	100
ANEXO 3	
TABLA DE AVERIAS MÁS COMUNES	103
ANEXO 4	
CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO	109
ANEXO 5	
CONDICIONES DE OPERACIÓN	111
ANEXO 6	
FACTOR DE RUGOSIDAD.....	114
ANEXO 7	
FACTOR DE FRICCIÓN – DIAGRAMA DE MOODY.....	116
ANEXO 8	
NOMOGRAMA DE PÉRDIDA DE CARGA EN ACCESORIOS DE TUBERÍA	118
ANEXO 9	
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y DE MATERIALES DE LA BOMBA CENTRÍFUGA.....	120
ANEXO 10	
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y DE MATERIALES DE LA BOMBA POWER OIL	122
ANEXO 11	
VALORES DE ESFUERZO PERMISIBLE DE MATERIALES.....	124
ANEXO 12	
FACTORES DE SOLDADURA	126
ANEXO 13	
VALORES DE COEFICIENTE PARA CADA TIPO DE MATERIAL	128
ANEXO 14	
DIMENSIONES DE TUBERÍA.....	130
ANEXO 15	
RATINGS PRESIÓN – TEMPERATURA.....	132

ANEXO 16	
ESQUEMAS DE SIMULACIÓN DEL AREA CUYABENO	134
ANEXO 17	
DIAGRAMA DE TUBERÍAS DEL SISTEMA POWER OIL	137
ANEXO 18	
DIAGRAMA DE PLANTA DEL SISTEMA POWER OIL	140
ANEXO 19	
CURVAS CARACTERÍSTICAS DE BOMBAS	143
ANEXO 20	
SUMINISTRO E INSTALACIÓN BOMBA BOOSTER DE 10918 BPD.....	150
ANEXO 21	
SUMINISTRO E INSTALACIÓN BOMBA BOOSTER DE 11772 BPD.....	152
ANEXO 22.....	154
SUMINISTRO E INSTALACIÓN BOMBA HORIZONTAL DE 9055 BPD	154
ANEXO 23	
DETALLES DE LOS EGRESOS E INGRESOS PARA EL SISTEMA NUEVO DE POWER OIL PARA EL CAMPO CUYABENO.....	156
ANEXO 24	
DETALLES DE LOS EGRESOS E INGRESOS PARA EL SISTEMA NUEVO DE POWER OIL PARA EL CAMPO SANSAHUARI	159
ANEXO 25	
CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO	162
ANEXO 26	
DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS SEGÚN NORMA PETROECUADOR SI - 006.....	164
ANEXO 27	
PÁGINAS DEL CÓDIGO ASME B 16.5	167
ANEXO 28	
PÁGINAS DEL CÓDIGO ASME B 31.3	176
ANEXO 29	
PÁGINAS DEL CÓDIGO API 610	181
ANEXO 30	
CÁLCULOS DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN TUBERÍA	183

ANEXO 31	
CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ACCESORIOS Y PÉRDIDAS TOTALES EN EL SISTEMA	188
ANEXO 32	
CARTA DE AUSPICIO Y SATISFACCIÓN	191

RESUMEN

Para la extracción y explotación de algunos pozos se utiliza como fluido motriz el crudo por lo cual se necesita de un sistema de reinyección que aumente la presión para la correcta recirculación del crudo explotado. En el Área Cuyabeno comprendida por los Campos Cuyabeno, Sansahuari, manejan este sistema de reinyección desde hace 30 años y su vida útil finalizó, por lo que esto es motivo de análisis y rediseño.

El campo Cuyabeno tiene una estación de producción donde se procesa todo el crudo, agua y gas que se producen de los 22 pozos productores activos, de los cuales 13 pozos producen por bombeo hidráulicos (Power Oil) y 9 por bombeo electro sumergibles (BES). Este campo maneja una producción de 8.597 BPD de petróleo de 25,8. API y 24.911 barriles de agua de formación.

De igual forma el campo Sansahuari tiene una estación de producción donde se procesa todo el crudo, agua y gas que se producen de los 8 pozos productores activos, de los cuales 7 pozos producen por bombeo hidráulicos (Power Oil) y 1 por bombeo electro sumergibles (BES). Este campo maneja una producción de 1965 BPD de petróleo de 25,3. API y 4.804 barriles de agua de formación.

Las facilidades de producción instaladas en los campos fueron construidas hace 30 años y el sistema de reinyección además maneja equipos obsoletos que ya cumplieron su vida útil y además su mantenimiento es continuo y costoso. EL ruteo de tuberías ha sido manipulado conforme a las exigencias del momento y no es unificado. Los equipos según la norma NFPA, no se encuentran en una ubicación segura con respecto a otros equipos.

El rediseño del sistema debe estar de acuerdo a todas las normas de seguridad, y de construcción según aplique. Lo que se busca con el rediseño es mejorar la cantidad de crudo extraído de los pozos que usan petróleo como fluido motriz.

Para el nuevo sistema se debe seleccionar bombas, tuberías y equipos mecánicos como cabezales, válvulas, codos, etc., de acuerdo a los normas y condiciones de cada campo. Para la selección de bombas se tomó en cuenta las pérdidas que existen en la tubería, en accesorios y posibles pérdidas desde

el campo a los pozos. Para la selección de tuberías, válvulas y accesorios se siguió todas las normas para la transportación de crudo según API y ASME.

Todos los resultados obtenidos fueron comparados con un programa de simulación de procesos HYSYS para verificar la confiabilidad del sistema rediseñado.

El sistema propuesto pretende subir la producción de los pozos y así aumentar la producción anual total de los campos y así tener una mayor remuneración financiera con equipos modernos de bajo mantenimiento.

Las variables resultantes para la selección de bombas están sujetas a cambios por las condiciones de operación del año en que se instalen es por eso que un reajuste en los cálculos es necesario antes de la compra.

La recuperación financiera para este nuevo sistema es de 7 y 10 meses para el campo Cuyabeno y Sansahuari respectivamente. Sin embargo se debe recalcular los egresos y egresos por los valores del momento

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 ANTECEDENTES

El campo Cuyabeno tiene una estación de producción donde se procesa todo el crudo, agua y gas que se producen de los 22 pozos productores activos, de los cuales 13 pozos producen por bombeo hidráulicos (Power Oil) y 9 por bombeo electro sumergibles (BES). Toda la producción de crudo es fiscalizada y enviada hacia la Terminal en Lago Agrio. Este campo maneja una producción de 8.597 BPD de petróleo de 25,8. API y 24.911 barriles de agua de formación. De igual forma el campo Sansahuari tiene una estación de producción donde se procesa todo el crudo, agua y gas que se producen de los 8 pozos productores activos, de los cuales 7 pozos producen por bombeo hidráulicos (Power Oil) y 1 por bombeo electro sumergibles (BES). Este campo maneja una producción de 1965 BPD de petróleo de 25,3. API y 4.804 barriles de agua de formación. El agua de formación es reinyectada en los pozos. Esta agua se recolecta del colchón de agua del tanque de lavado y enviada a los sistemas de reinyección de agua.

Las facilidades de producción típicas en el área son los siguientes: Líneas de flujo para pozos, Múltiples de producción, Sistemas de tratamiento químico, Separadores, Tanques de almacenamiento, Botas de gas, Bombas de transferencia de crudo, Unidades de medición, Generación eléctrica, Sistema de reinyección de crudo (Power Oil), Obras civiles, Sistemas de comunicación, Sistemas de contra incendio, Sistemas de Automatización (SCADA), Sistema de reinyección de agua de formación.

El sistema actual de reinyección de crudo consta de elementos, como por ejemplo, bombas de desplazamiento positivo que fueron instalados cuando la planta comenzó su funcionamiento, por lo tanto son elementos que han cumplido con una vida útil de 30 años aproximadamente.

1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Las facilidades de producción en su mayoría fueron desarrolladas en la década del 70 y parte de la década del 80, por lo que en la actualidad las mismas han cumplido entre 25 y 36 años de servicio, una gran cantidad de estas están deterioradas y han llegado a la obsolescencia técnica y logística, por lo que requieren de una modernización u optimización para poder extraer adecuadamente las reservas de petróleo remanentes por aproximadamente 30 años más y cumplir con las normativas vigentes.

Según el diagnóstico operacional realizado por PETROPRODUCCION, es necesario desarrollar una planificación estratégica para modernizar y/u optimizar las facilidades de producción. A los campos del área Cuyabeno se los ha clasificado en Campos en Desarrollo, es decir campos en los cuales hay expectativas para incrementar la producción dado que su estructura geológica aun no está totalmente delimitada. La modernización de las facilidades de producción tendrá como orientación permitir continuar la extracción eficiente de las reservas, mencionadas anteriormente, considerando que las facilidades actuales se encuentran en mal estado mecánico. Adicionalmente, se deben modernizar sus facilidades de producción a fin de bajar el costo de producción e incrementar el nivel productivo de estos campos. Entre estas facilidades de producción están las de reinyección de crudo para el bombeo hidráulico de los pozos.

EL sistema de reinyección de crudo siendo uno de los sistemas que se implanto hace 20 años cumplió ya con las expectativas hasta la actualidad y tiene que ser optimizada y/o modernizada para el funcionamiento en los próximos 30 años más de expectativas de producción de la planta.

1.3 OBJETIVO

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar las variables y parámetros para el rediseño del Sistema de Reinyección de Crudo (Power Oil), de los campos Cuyabeno y Sansahuari, tomando en cuenta las mejoras que se presentó en el Proyecto ESPE-PETROPRODUCCION cuyo tema fue “Modernización y/u optimización de las facilidades de producción en los campos Cuyabeno y Sansahuari del área Cuyabeno”, para mejorar la producción de dichos campos, tomando en consideración condiciones actuales, condiciones críticas y condiciones futuras del yacimiento, que pudieren afectar a dicho sistema.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Inspeccionar el espacio físico y realizar el levantamiento técnico para el estudio de mejoramiento de las capacidades, además de cuantificar las variables de funcionamiento actual.
- Realizar un estudio técnico enfocado al aumento de la capacidad del sistema y al mejoramiento de la producción.
- Analizar y cuantificar las condiciones críticas y condiciones futuras del sistema.
- Rediseñar y cuantificar las variables que debe tener el sistema de Reinyección de Crudo propuesto en los campos Cuyabeno y Sansahuari.
- Seleccionar los elementos definitivos como son bombas, tubería, ubicación geográfica, etc. que se pueden utilizar para la optimización en los campos Cuyabeno y Sansahuari.
- Verificar los resultados obtenidos del rediseño con un simulador de procesos llamado HYSYS.

- Desarrollar el estudio económico para la conveniencia representada en las diferentes variables financieras.
- Detallar los costos totales de inversión y retorno de los equipos seleccionados.

1.4 ALCANCE

Tanto en el campo Cuyabeno como el campo Sansahuari el alcance cubre algunos aspectos importantes en el rediseño, los cuales se detallan a continuación:

- Las bombas de booster de baja presión.
- Las bombas power oil de alta presión.
- Las tuberías dentro del sistema.
- Las válvulas necesarias en el sistema para el funcionamiento.
- Las facilidades para las conexiones de instrumentación y válvulas de control pertenecientes al área de instrumentación del proyecto de Modernización y Optimización de los campos Cuyabeno y Sansahuari.
- La entrada y salida de tubería del sistema se rige al espacio físico escogido para el rediseño.
- Las condiciones de operación para el rediseño se tomarán de los cambios recomendados por el proyecto de Modernización y Optimización de los Campos Cuyabeno y Sansahuari.

1.5 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

Al rediseñar el sistema de reinyección de crudo, lo que se pretende es optimizar la confiabilidad del sistema, además de mejorar la producción y aumentar la capacidad, de acuerdo al espacio físico de cada campo.

Los campos Cuyabeno y Sansahuari localizados en el Área de Cuyabeno tienen diferentes condiciones operacionales tanto de entrada como de salida del sistema, teniendo así una seria complicación en el diferente tipo de condiciones que requiere cada una.

Por lo antes expuesto, es necesario que se investigue, analice y rediseñe esta línea de producción en los campos de Cuyabeno y Sansahuari para garantizar el rendimiento del sistema a largo plazo operacional y útil en los campos de PETROPRODUCCION.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 ASPECTOS TEÓRICOS GENERALES

Para la realización de este proyecto se toma en cuenta las siguientes normas y/o estándares aplicables a la industria petrolífera.

A nivel internacional:

AMERICAN SOCIETY MECHANICAL ENGINEERS

- ASME B16.5** “Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings NPS 1/2 through NPS 24 metric / inch standard”.
- ASME B16.34** “Valve – Flanged, Threaded, and Welding End”.
- ASME B31.3** “Process Piping”.
- ASME B31.4** “Pipe line Transportation Systems for Liquid” “Hydrocarbons and Other Liquids”.

AMERICAN SOCIETY TESTING MATERIALS

- ASTM A53** “Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless”.
- ASTM A193** “Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High-Temperature Service”.
- ASTM A194** “Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both”.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

- API 6D** “Pipeline Valves, end closures, connectors and Swivels”.
- API 14E** “Flanged Steel Pressure- Relief Valve”.
- API 526** “Flanged Steel Pressure- Relief Valve”.
- API 594** “Wafer and Wafer - Lug Check Valves”.

- API 599** “Metal Plug Valves-Flanged and Welding Ends”.
- API 600** “Steel gate valves -Flanged and Butt-Welded Ends.
- API 602** “Compact Carbon Steel Gate Valves”
- API 603** “Class 150, Cast, Corrosion–Resistant, Flanged End Gate Valve”.
- API 608** “Metal Ball Valves - Flanged, Threaded, and Welding End”.
- API 609** “Lug and Wafer – Type Butterfly Valves”.
- API 610** “Centrifugal Pumps”.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO

Una vez obtenido el crudo después de los procesos necesarios, es reinyectado a los pozos por medio del sistema centralizado “Power Oil”, el mismo que consta de bombas Booster para relevamiento de presión desde el tanque de surgencia o almacenamiento de crudo y bombas de inyección de alta presión, con sus motores, tubería, válvulas, uniones y accesorios.

Bombas Booster: Tipo centrifugas, las cuales se encargan de alimentar a las bombas principales de inyección para enviar el crudo y ser inyectado a los pozos que producen bajo el método de levantamiento artificial por bombeo hidráulico.

Bombas de Inyección: El sistema de bombas de alta presión está constituido por bombas quintuplex, encargadas de llevar el fluido motriz a los pozos que producen por bombeo hidráulico.

El sistema de control se lo realiza por intermedio de un PLC, con sus respectivos transmisores de presión y temperatura. El encendido se lo puede realizar local o remoto, la estabilización del sistema se lo realiza por intermedio de una válvula de control neumático a 3800 psi.

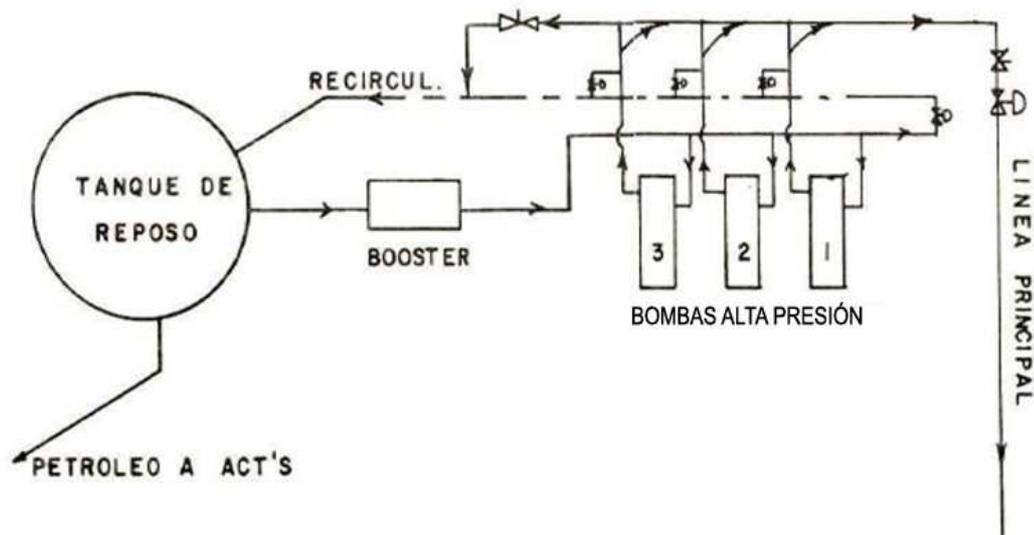


Figura 2.1 Esquema del Sistema de Reinyección de Crudo

2.2.1 ELEMENTOS DEL SISTEMA DENTRO DEL ALCANCE

- Tubería de baja presión para ingreso de crudo
- Bombas Booster para baja presión
- Bombas de reinyección para alta presión
- Tubería de alta presión para salida de crudo
- Válvulas aplicables desde la entrada hasta la salida del sistema
- Facilidades para la Instrumentación desde la entrada hasta la salida del sistema

2.2.2 FLUJO MOTRIZ

El fluido motriz que se va a manejar es crudo, a continuación se presenta una breve descripción para la etapa de procesamiento de petróleo considerada en este proyecto:

La corriente de entrada ingresa a los separadores de producción, donde se separan el gas, el petróleo y el agua libre. Una parte del gas de alta presión es empleado, previa depuración, como combustible, en el calentamiento del agua de recirculación al tanque de lavado, el resto es quemado en la tea de alta presión. La emulsión de salida y el agua se llevan a una bota de gas, donde se separa a menor presión el gas residual contenido en el petróleo. Este es quemado en la tea de baja presión. Las fases líquidas son llevadas al tanque

de lavado, donde a través de la inyección de químicos y calor, mediante el aumento de la temperatura del agua de recirculación, se rompe la emulsión y es separada el agua del petróleo. El petróleo tratado es llevado al tanque de surgencia y luego al sistema de oleoductos o la reinyección a los pozos de producción. El agua residual es reinyectada a los pozos de producción.

Gravedad API, de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en ésta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y por lo tanto su gravedad API es mayor. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades. Sin embargo siempre al número se le coloca la denominación grado API.

El Petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extra pesado, de acuerdo con su medición de gravedad API. Crudo liviano es definido como el que tiene gravedades API mayores a 31,1 °API. Crudo mediano es aquel que tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API. Crudo Pesado es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API. Crudos extra pesados son aquellos que tienen gravedades API menores a 10 °API.

2.3 BOMBAS RECIPROCANTES

2.3.1 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Son unidades de desplazamiento positivo que descargan una cantidad definida de líquido durante el movimiento del pistón o émbolo a través de la distancia de carrera. Sin embargo, no todo el líquido llega necesariamente al tubo de descarga debido a escapes o arreglo de pasos de alivio que puedan evitarlo. Despreciando éstos, el volumen del líquido desplazado en una carrera del pistón o émbolo es igual al producto del área del pistón por la longitud de la carrera. En la figura 2.2 se muestra la secuencia de como se produce el bombeo, el movimiento de las válvulas de entrada y salida con el movimiento del pistón.

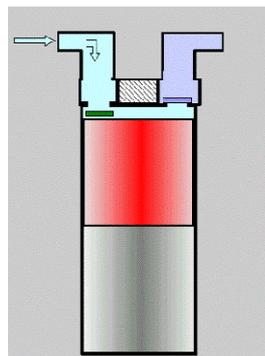


Figura 1A

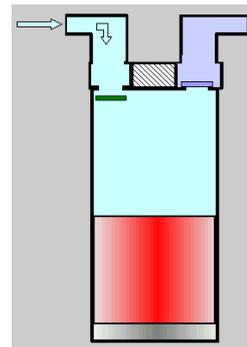


Figura 1B

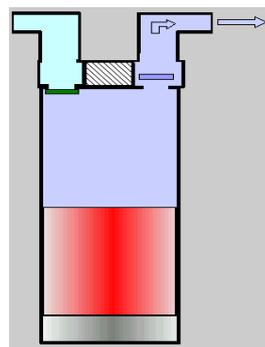


Figura 1C

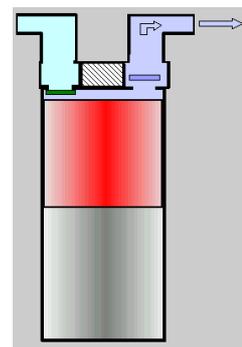


Figura 1D

Figura 2.2 Desplazamiento del pistón en la bomba recíprocante

Durante la carrera de descenso del pistón, se abre la válvula de admisión accionada por el vacío creado por el propio pistón (figura 1A, 1B), mientras la de descarga se aprieta contra su asiento, de esta forma se llena de líquido el espacio sobre él. Luego, cuando el pistón sube, el incremento de presión cierra la válvula de admisión y empuja la de escape, abriéndola (figura 1C, 1D), con lo que se produce la descarga. La repetición de este ciclo de trabajo produce un bombeo pulsante a presiones que pueden ser muy grandes.

El accionamiento del pistón en las bombas reales se fuerza a través de diferentes mecanismos, los más comunes son:

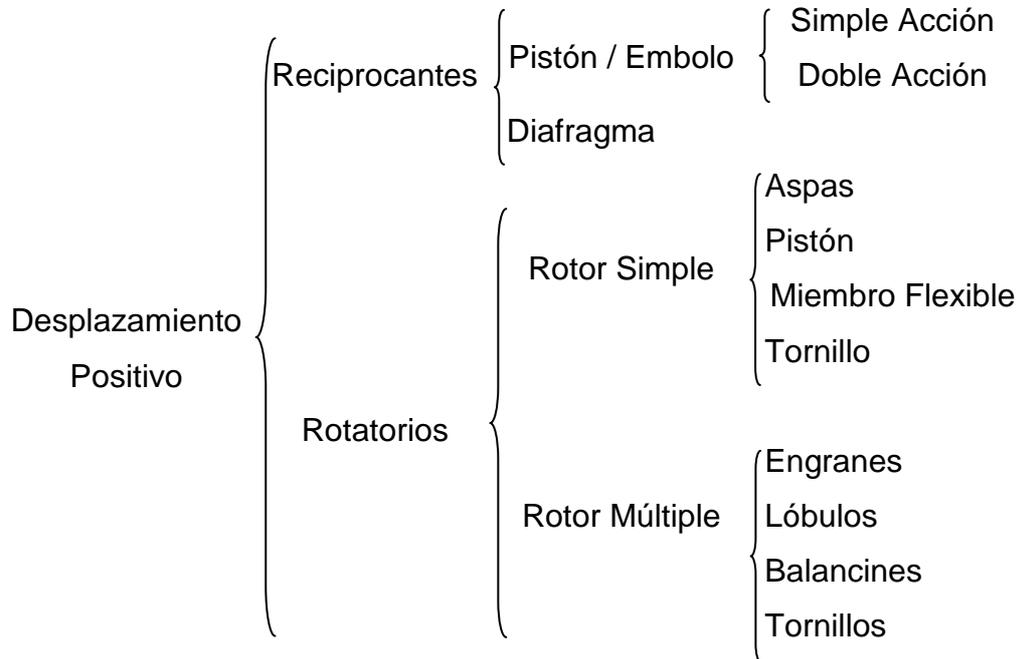
1. Mecanismo pistón-biela-manivela
2. Usando una leva que empuja el pistón en la carrera de impulsión y un resorte de retorno para la carrera de succión como en la bomba de inyección Diesel.

Estas bombas de pistones son de desplazamiento positivo, y dada la incompresibilidad de los líquidos no pueden funcionar con el conducto de salida cerrado, en tal caso se produciría o bien la rotura de la bomba, o se detiene completamente la fuente de movimiento, por ejemplo, el motor eléctrico de accionamiento.

Como durante el trabajo se produce rozamiento entre el pistón y el cilindro, necesitan de sistemas de lubricación especiales para poder ser utilizadas en la impulsión de líquidos poco lubricantes tales como el agua. Tampoco pueden ser usadas con líquidos contaminados con partículas que resultarían abrasivas para el conjunto.

2.3.2 CLASIFICACIÓN DE BOMBAS RECIPROCANTES.

Cuadro 2.1 Clasificación de Bombas Reciprocantes



2.4 BOMBAS CENTRÍFUGAS

2.4.1 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Las bombas centrífugas mueven un cierto volumen de líquido entre dos niveles; son pues, máquinas hidráulicas que transforman un trabajo mecánico en otro de tipo hidráulico. Los elementos constructivos de que constan son:

- Una tubería de aspiración, que concluye prácticamente en la brida de aspiración.
- El impulsor o rodete, formado por una serie de álabes de diversas formas que giran dentro de una carcasa circular. El rodete va unido solidariamente al eje y es la parte móvil de la bomba. El líquido penetra axialmente por la tubería de aspiración hasta el centro del rodete, que es accionado por un motor, experimentando un cambio de dirección más o menos brusco, pasando a radial, (en las centrífugas), o permaneciendo axial, (en las axiales), adquiriendo una aceleración y absorbiendo un trabajo.

Los álabes del rodete someten a las partículas de líquido a un movimiento de rotación muy rápido, siendo proyectadas hacia el exterior por la fuerza centrífuga, de forma que abandonan el rodete hacia la voluta a gran velocidad, aumentando su presión en el impulsor según la distancia al eje. La elevación del líquido se produce por la reacción entre éste y el rodete sometido al movimiento de rotación; en la voluta se transforma parte de la energía dinámica adquirida en el rodete, en energía de presión, siendo lanzados los filetes líquidos contra las paredes del cuerpo de bomba y evacuados por la tubería de impulsión.

La carcasa, (voluta), está dispuesta en forma de caracol, de tal manera, que la separación entre ella y el rodete es mínima en la parte superior; la separación va aumentando hasta que las partículas líquidas se encuentran frente a la abertura de impulsión; en algunas bombas existe, a la salida del rodete, una directriz de álabes que guía el líquido a la salida del impulsor antes de introducirlo en la voluta.

c) Una tubería de impulsión.- La finalidad de la voluta es la de recoger el líquido a gran velocidad, cambiar la dirección de su movimiento y encaminarle hacia la brida de impulsión de la bomba como se muestra en la figura 2.3.

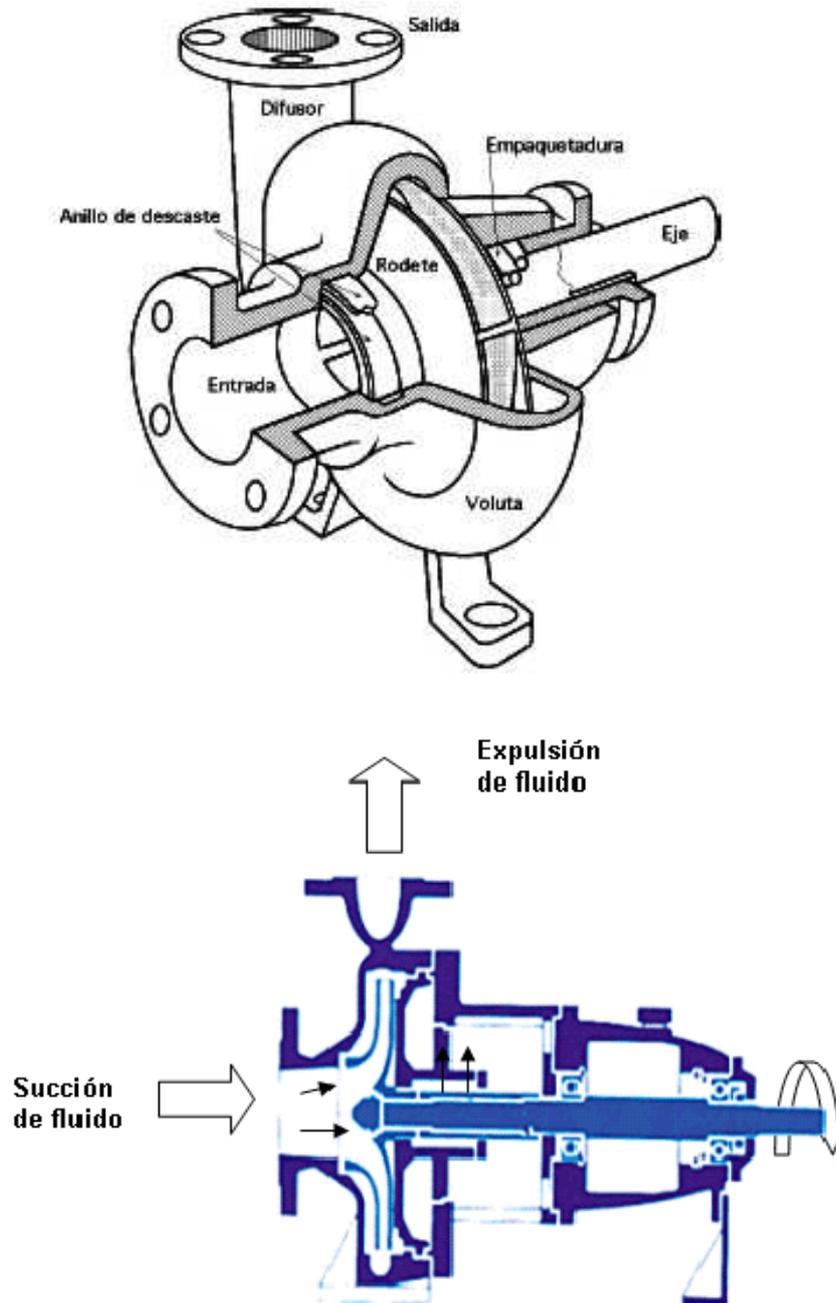


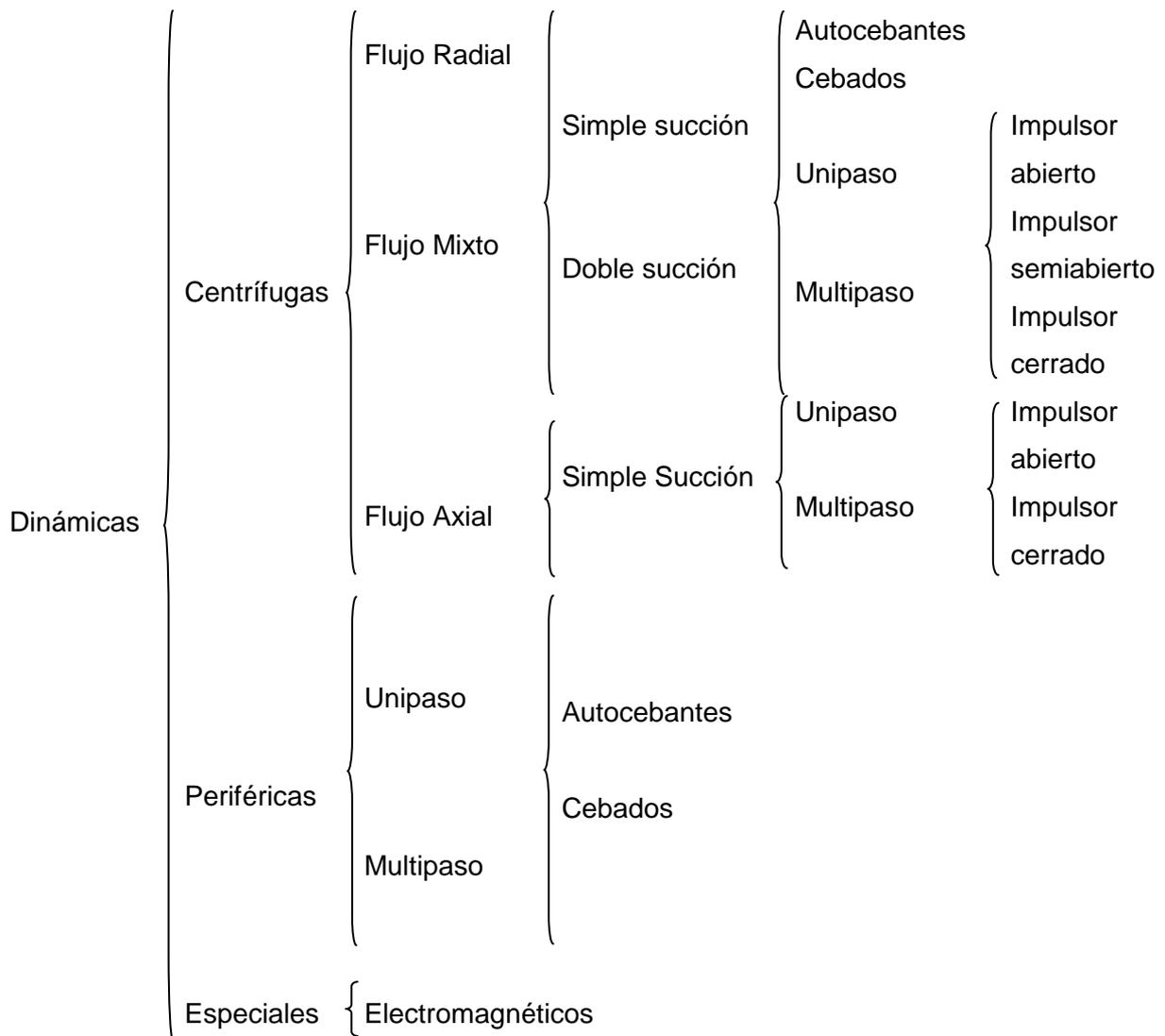
Figura 2.3 Bomba centrífuga, disposición, esquema y perspectiva

La voluta es también un transformador de energía, ya que disminuye la velocidad (transforma parte de la energía dinámica creada en el rodete en energía de presión), aumentando la presión del líquido a medida que el espacio entre el rodete y la carcasa aumenta.

Este es, en general, el funcionamiento de una bomba centrífuga aunque existen distintos tipos y variantes.

2.4.2 CLASIFICACIÓN DE BOMBAS CENTRIFUGAS.

Cuadro 2.2 Clasificación de Bombas Centrifugas



2.5 VARIABLES PARA SELECCIÓN DE BOMBAS

2.5.1. ALTURA NETA POSITIVA (NPSH)

Es un acrónimo de Net Positive Suction Head, también conocido como ANPA (Altura Neta Positiva en la Aspiración) y CNPA (Carga Neta Positiva en Aspiración). Es la diferencia, en cualquier punto de un circuito hidráulico, entre la presión en ese punto y la presión de vapor del líquido en ese punto.

La NPSH es un parámetro importante en el diseño de un circuito: si la presión en el circuito es menor que la presión de vapor del líquido, éste entrará en algo

parecido a la ebullición: se vaporiza, produciéndose el fenómeno de cavitación, que puede dificultar o impedir la circulación de líquido, y causar daños en los elementos del circuito.

En las instalaciones de bombeo se debe tener en cuenta la NPSH referida a la aspiración de la bomba, distinguiéndose dos tipos de NPSH:

NPSH requerida: es la NPSH mínima que se necesita para evitar la cavitación. Depende de las características de la bomba, por lo que es un dato que debe proporcionar el fabricante en sus curvas de operación.

$$NPSHr = Hz + \frac{Va^2}{2g}$$

(ec. 2.1)¹

Donde:

Hz es la presión mínima necesaria a la entrada del rodete.

$\frac{Va^2}{2g}$ es la presión cinética correspondiente a la velocidad de entrada del líquido en la boca de aspiración, en m.c.a. (para Va en m/s).

NPSH disponible: depende de las características de la instalación y del líquido a bombear.

$$NPSHd = \frac{Pa}{\gamma} - Ha - Pca - \frac{Pv}{\gamma}$$

(ec. 2.2)

Donde:

γ es la gravedad específica del líquido (adimensional).

Pa es la presión en el nivel de aspiración, en m.c.a.

Ha es la altura geométrica de aspiración en metros.

¹ Todas las fórmulas comprendidas en este capítulo son obtenidas del mismo libro pertenecientes a Mataix C., Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas

Pca es la pérdida de carga en la línea de aspiración, en metros.

Pv es la presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo, en m.c.a.

La NPSH disponible debe ser mayor que la NPSH requerida para evitar la cavitación. Las causas más frecuentes de que esta condición no se cumpla son dos:

- Aumento de la pérdida de carga en la línea de aspiración, bien por obstrucción de la tubería o filtro de aspiración, bien por funcionamiento de la bomba con la válvula de aspiración semicerrada.
- Aumento de la presión de vapor del líquido al aumentar su temperatura, por ejemplo si el líquido a bombear se refrigera previamente, y esta refrigeración falla.

El NPSH, la presión de succión, la presión de descarga y la potencia hidráulica de cada bomba, serán calculadas para garantizar los flujos esperados.

Se debe mantener una diferencia mínima de 3 pies entre el NPSH requerido y el NPSH disponible. La máxima presión de descarga para bombas centrífugas corresponderá a la presión de shut-off.

Se establece una pérdida de presión de 1 psi para filtros instalados en la succión.

Se deberá cumplir la norma API 610 10th para bombas centrífugas.

2.5.2 PÉRDIDAS DE PRESIÓN

Las pérdidas de presión dependen de la fricción hidráulica, caudales de operación, accesorios y curvatura en la tubería y para su cálculo se utiliza factores como el número de Reynolds, factor de fricción, velocidad, densidad y viscosidad.

Presión de succión aparente:

Para la presión de succión aparente se toma en consideración la diferencia de altura que existe entre el eje de entrada de la bomba y la altura máxima de

operación del tanque, desde donde se succiona el crudo, a esta presión producida por dicha altura se le suma la presión atmosférica, teniendo una Presión de succión aparente representada por:

$$P_s = P_a + \frac{\delta \cdot H}{144}$$

Donde:

(ec. 2.3)

Ps: Presión de succión (psi)

Pa: Presión atmosférica (psi)

δ : densidad (lb / pie³)

H: diferencial de altura desde el eje de la bomba hasta la altura máxima de operación del tanque. (pies)

Presión de diseño:

La presión de diseño es la presión de succión aparente más alguna presión de contingencia por razones de seguridad o por situaciones de operación crítica como pueden ser: contingencia en los tanques de lavado o de reposo, presión adicional en la bota desgacificadora, etc.

Esta presión es la que usamos para determinar los valores necesarios para la selección de la bomba.

Definición y uso de Reynolds (Re)

El número de Reynolds relaciona la densidad, viscosidad, velocidad y dimensión típica de un flujo en una expresión adimensional, que interviene en numerosos problemas de dinámica de fluidos. Dicho número o combinación adimensional aparece en muchos casos relacionado con el hecho de que el flujo pueda considerarse laminar (número de Reynolds pequeño) o turbulento (número de Reynolds grande). Desde un punto de vista matemático el número de Reynolds de un problema o situación concreta se define por medio de la siguiente fórmula:

$$Re = \frac{V \cdot \delta \cdot \phi}{\mu}$$

(ec. 2.4)

Donde:

V: velocidad característica del fluido (pies/seg)

ϕ : Diámetro de la tubería (pies).

μ : viscosidad dinámica del fluido

La velocidad se la obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Velocidad} = \frac{4 * Q_{\text{design}}}{\pi * \phi^2} \quad (\text{ec. 2.5})$$

Donde:

Qdesign: Caudal de diseño (pies³/seg)

Factor de fricción (f):

Puede deducirse matemáticamente en el caso de régimen laminar, mas en el caso de flujo turbulento no se dispone de relaciones matemáticas sencillas para obtener la variación de f con el número de Reynolds. Muchos investigadores han encontrado que sobre el valor de f también influye la rugosidad relativa en la tubería.

a.- Para flujo Laminar la ecuación de fricción puede ordenarse como sigue.

$$f = \frac{64}{\text{Re}} \quad (\text{ec. 2.6})$$

b.- Para flujo Turbulento hay diferentes ecuaciones para cada caso sin embargo para todas las tuberías, se considera la ecuación de Colebrook como la más aceptable para calcular f, la ecuación es:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{E}{3.7D} + \frac{2.51}{\text{Re}\sqrt{f}} \right) \quad (\text{ec. 2.7})$$

Aunque la ecuación anterior es muy engorrosa, se dispone de diagramas que dan las relaciones existentes entre el coeficiente de fricción f, el Re y la rugosidad relativa E/d. Uno de estos diagramas se incluye el diagrama de Moody, que se utiliza normalmente cuando se conoce el caudal. (Ver anexo 6).

Perdidas En la tubería:

Para las pérdidas en la tubería se toma la ecuación de Darcy-Weisbah, es la fórmula básica para el cálculo de las pérdidas de carga en las tuberías y conductos. La ecuación es la siguiente:

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

(ec. 2.8)

La ecuación de Darcy es válida tanto para flujo laminar como para flujo turbulento de cualquier líquido en una tubería. Sin embargo, puede suceder que debido a velocidades extremas, la presión corriente abajo disminuya de tal manera que llegue a igualar, la presión de vapor del líquido, apareciendo el fenómeno conocido como cavitación y los caudales. Con el debido razonamiento se puede aplicar a tubería de diámetro constante o de diferentes diámetros por la que pasa un fluido donde la densidad permanece razonablemente constante a través de una tubería recta, ya sea horizontal, vertical o inclinada.

Longitud equivalente:

La longitud equivalente es para determinar la longitud de un trozo de tubería del mismo diámetro que produciría las mismas pérdidas de carga que los accesorios en cuestión. Así cada codo, medidor de caudal, etc., se sustituirán por la longitud de tubería equivalente, L_e . (Ver Anexo 8).

Pérdidas Totales:

Se consideran como pérdidas totales a la suma de todas las pérdidas en la tubería, accesorios y otras pérdidas considerables.

$$P_t = (L_e(\text{accesorios}) + L(\text{tubería})) \cdot P_f + \text{Otras pérdidas}$$

(ec. 2.9)

Cabeza Estática (C):

Es la altura necesaria que debe superar la bomba, se obtiene restando la cabeza de succión y la cabeza de descarga, se hace negativo si está levantando.

Presión Total:

Es la presión real que tenemos después de calcular pérdidas y se la calcula de la siguiente manera:

$$H_t = P_s - P_t + \frac{C \cdot \delta}{144} \quad (\text{ec. 2.10})$$

Diferencial de presión:

Es la presión que la bomba debe aportar al sistema para llegar a obtener la presión de descarga.

$$\Delta P = P_{\text{descarga}} - P_{\text{succión}} \quad (\text{ec. 2.11})$$

2.5.3 POTENCIA DE LA BOMBA

La potencia teórica de una bomba hidráulica es:

$$P_b = \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_b = \gamma \cdot Q \cdot h_b \quad (\text{ec. 2.12})$$

En donde:

- γ es el peso específico del fluido
- Q es el caudal
- h_b es la ganancia de carga en la bomba

La siguiente expresión se utilizará por la facilidad tener la potencia en HP.

$$Ph = \Delta P_{\text{presión}} * \frac{Q}{1714.29} \quad (\text{ec. 2.13})$$

La potencia de entrada al eje de una bomba se conoce como potencia al freno por lo tanto tenemos lo siguiente:

$$P_{real_b} = \frac{P_b}{\eta}$$

(ec. 2.14)

En donde:

- η es el rendimiento de la bomba
- P_b es la potencia teórica o potencia al freno de la bomba

2.6 SISTEMA DE TUBERÍAS

2.6.1 GENERALIDADES

La tubería es un conducto que cumple la función de transportar fluidos, hay tres métodos de fabricación de tubería.

- Sin costura (sin soldadura). La tubería se forma a partir de un lingote cilíndrico el cual es calentado en un horno antes de la extrusión. En la extrusión deforma con rodillos y posteriormente se hace el agujero mediante un penetrador. La tubería sin costura es la mejor para la contención de la presión gracias a su homogeneidad en todas sus direcciones. Además es la forma más común de fabricación y por tanto la más comercial.
- Con costura longitudinal. Se parte de una lámina de chapa la cual se dobla dándole la forma a la tubería. La soldadura que une los extremos de la chapa doblada cierra el cilindro. Por tanto es una soldadura recta que sigue toda una generatriz. Variando la separación entre los rodillos se obtienen diferentes curvas y con ello diferentes diámetros de tubería. Esta soldadura será la parte más débil de la tubería y marcará la tensión máxima admisible.
- Con soldadura helicoidal (o en espiral). La metodología es la misma que el punto anterior con la salvedad de que la soldadura no es recta sino que recorre la tubería siguiendo la tubería como si fuese roscada.

Las tuberías se construyen en diversos materiales en función de consideraciones técnicas y económicas. Suele usarse el hierro fundido, acero, latón, cobre, plomo, hormigón, polipropileno, PVC,[1] polietileno de alta densidad (PEAD), etc.

2.6.2 TUBERÍAS DE ALTA Y BAJA PRESIÓN

Para la selección de la tubería de alta o baja presión se rige de acuerdo al tipo de fluido, presión, temperatura, materiales y espesores, por lo tanto se deberá tomar en cuenta los siguientes códigos:

ASME “AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS”

ASME B31.3 “Piping Material Specification 1CS1S01 Class 150, Carbon Steel, 0.063” C.A. Process”.

ASME B16.5 “Pipe Flanges and Flanged Fittings”.

Se utiliza el Apéndice G del ASME B31.3 como una guía para seleccionar el sistema de seguridad apropiado, como el uso de aislamiento térmico en tuberías para protección personal, sistema de detección de fuego, sistemas contra incendio, diques de contención en caso de derrames, cunetas perimetrales, etc.

Todas las soldaduras de las tuberías y sus componentes, ya sea en taller o en campo, son realizadas por soldadores calificados, de acuerdo con lo establecido en la Sección IX del Código ASME (part QW, articles I, II, III).

En caso de existir conflicto entre las normas citadas, se adoptará aquella que resulte más restrictiva.

CAPÍTULO 3

INFORMACIÓN TÉCNICA Y DATOS DEL CAMPO

3.1 ANTECEDENTES DEL SISTEMA

El área Cuyabeno está integrada para este proyecto dos campos: Cuyabeno y Sansahuari tiene una extensión aproximada de 112.275 Hectáreas, se han perforado 54 pozos de los cuales están operando 30 para una producción promedio de crudo de 10000 BPPD, cuya distribución por campo se encuentra en la siguiente tabla:

Tabla 3.1 Distribución del Método de Extracción

CAMPO	POZO-MÉTODO DE EXTRACCIÓN	
	BES	BH
CUYABENO	9	13
SANSAHUARI	1	7
SUB TOTAL	10	20

BES: Por bombas electro sumergibles;

BH: Bomba hidráulicas.

En esta área se inició la explotación petrolera de las reservas probadas en el año 1972 por lo que al 2008 han pasado 36 años. PETROPRODUCCION declara que cuenta con reservas probadas para alrededor de 30 años más.

Las facilidades de producción en su mayoría fueron desarrolladas en la década del 70 y parte de la década del 80, por lo que en la actualidad las mismas han cumplido entre 25 y 36 años de servicio, una gran cantidad de estas están deterioradas y han llegado a cumplir su vida útil, por lo que requieren de una modernización u optimización para poder extraer adecuadamente las reservas de petróleo remanentes por aproximadamente 30 años más y cumplir con las normativas vigentes.

A los campos del área Cuyabeno se los ha clasificado en Campos en Desarrollo, es decir campos en los cuales hay expectativas para incrementar la producción dado que su estructura geológica aun no está totalmente delimitada.

El campo Cuyabeno maneja una producción de 8.597 BPD de petróleo de 25,8° API y 24.911 barriles de agua de formación y el campo Sansahuari maneja una producción de 1965 BPD de petróleo de 25,3° API y 4.804 barriles de agua de formación.

3.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El área Cuyabeno se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos integrada para este proyecto dos campos: Cuyabeno y Sansahuari, tiene una extensión aproximada de 112.275 Hectáreas, con las coordenadas siguientes:

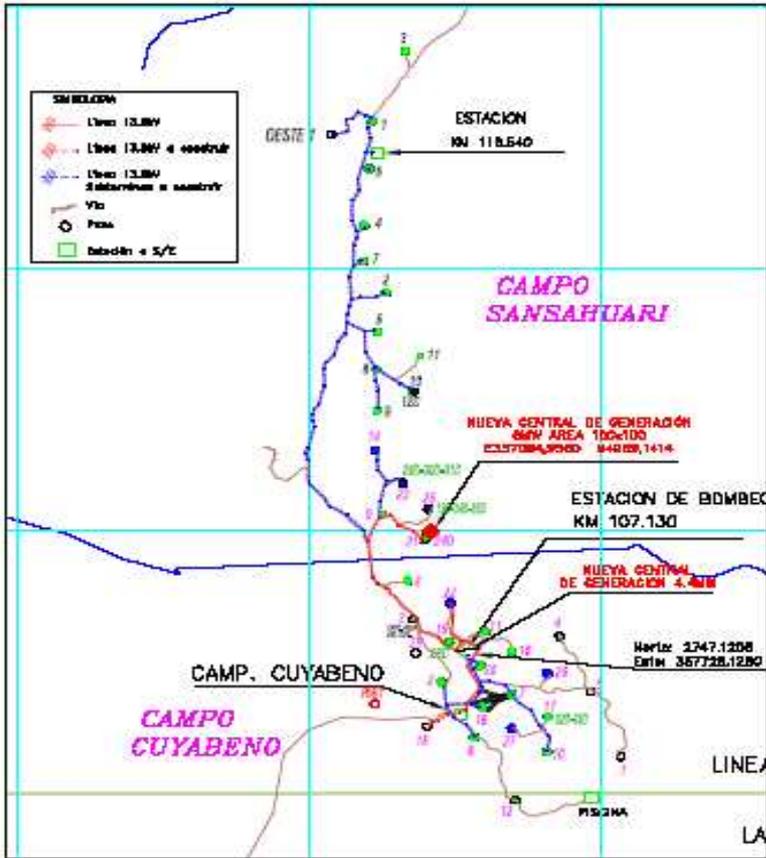


Figura 3.1 Mapa de Ubicación Campos Cuyabeno y Sansahuari

Campo Cuyabeno: N 10'002700 E 367700 con una elevación promedio de 252 metros sobre el nivel del mar.

Campo Sansahuari: N 12475 E 356473 con una elevación promedio de 298 metros sobre el nivel del mar.

3.3 INSPECCIÓN DE LAS BOMBAS RECIPROCANTES EN EL ÁREA DE CUYABENO

3.3.1 VISIÓN GENERAL DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO CUYABENO

Bombas Booster: Son 2, tipo centrifugas marca INGERSOLL RAND modelo 6x8x18A las cuales se encargan de alimentar a las bombas principales de inyección para enviar el petróleo para ser inyectado a los pozos que producen bajo el método de levantamiento artificial por bombeo hidráulico. De acuerdo a la marca y modelo instalado ya mencionado y a las condiciones de operación (presiones de succión y descarga), se trató de indagar vía Internet la página web del fabricante (Durco-Flowserve), sin embargo no se logro ubicar la capacidad teórica de este modelo de bombas. Las bombas cumplen sin problemas los caudales de inyección actual, que es 14970 BPPD, por lo cual se estima que la capacidad de estas bombas está en el orden de 15000 a 17000 BPPD. En la figura 3.2 se observa la bomba booster actual del campo Cuyabeno.



Figura 3.2 Sistemas Bombas Booster - Cuyabeno

Bombas de Inyección: El sistema de bombas de alta presión está constituido por cuatro (4) bombas quintuplex, marca INGERSOLL RAND modelos (3.12x7V5 y 3.5x7V5), con una presión máxima de 4500 psi y 340 GPM (11657 BPPD), encargadas de llevar el fluido motriz a los 13 pozos que producen por bombeo hidráulico (CUI-02, CUI-03, CUI-06, CUI-07, CUI-08, CUI-09, CUI-10, CUI-11, CUI-15, CUI-16, CUI-19, CUI-20 y CUI-21). La capacidad disponible es de aproximadamente de 46628 BPPD (34971 BPPD asumiendo una de respaldo), que al compararla con la inyección actual de 14970 BPPD, se concluye que existe capacidad suficiente para el cumplimiento de objetivos de inyección de petróleo (Power Oil). En la figura 3.3 se muestra una vista externa de las bombas de alta presión del campo Cuyabeno.



Figura 3.3 Sistema de Power Oil - Cuyabeno

3.3.2 ESTADO TÉCNICO DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO CUYABENO

Tabla 3.2 Datos actuales de las Bombas

Descripción	BOMBAS QUINTUPLEX	BOMBAS BOOSTER
Caudal(GPM)	340	340
Pot.Max.Entrada(HP)	992	357,3
Pot.Max.Salida(HP)	N/E	321,6
Pres.Trab.Max.(PSI)	3750	1259,8
Pres.Suc.Max.(PSI)	100	28,5
Pres.Desc.Max.(PSI)	4500	101,6
Veloc.Entrada(rpm)	305	3570
Veloc.Salida(rpm)	305	3570
Cap.Lubricante(Gl)	75	N/E
Lubricante(°SAE)	N/E	320
Stroke(IN)	N/E	N/E
DiametroEmbolo(IN)	3.02	N/E
DiametroSuccion(IN)	8	N/E
DiametroDescarga(IN)	6	N/E

N/E: No Especifica

FUENTE: Datos obtenidos del Departamento de Mantenimiento de Equipo Pesado de PETROPRODUCCION

En el ANEXO 19 se observa el punto de operación de las bombas booster cerca del mínimo recomendado, esto se debe a los años de vida del equipo. Además se observa que la presión entregada por las bombas de alta presión es menor que la requerida cuando se manejan con una frecuencia normal de 60 Hz sin embargo cuando se trabaja con la máxima de 65 Hz puede llegar a cumplir con lo requerido, pero esto conlleva a un sobre esfuerzo de la bomba.

3.3.3 VISIÓN GENERAL DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO SANSAHUARI

Consta de una (1) bomba centrífuga marca DURCO MARK III modelo 4x3-10, la cual de acuerdo a condiciones de operación tiene como capacidad estimada de 300 GPM (10.300 BPPD) que comparado con la inyección actual de 7.280 BPPD, y transfiere el petróleo motriz al sistema Power Oil centralizado.



Figura 3.4 Sistemas Bombas Booster - Sansahuari

El sistema Power Oil es un sistema centralizado de bombeo y consta de dos bombas de quintuplex 120 GPM de capacidad de 4115 BIPD, marca NATIONAL OIL WELL, Modelo 300Q-5H, los cuales manejan una presión de inyección de 3855 psi, y envían el fluido motriz (petróleo) a los siete (7) pozos que producen por levantamiento artificial por bombeo hidráulico (SSH-02,04,06,08,09,10,11 Y 12D). La inyección actual asciende a 7280 Bls/día.



Figura 3.5 Sistema de Power Oil – Sansahuari

3.3.4 ESTADO TÉCNICO DE LAS BOMBAS EN EL CAMPO SANSAHUARI

Tabla 3.3 Datos Técnicos de las Bombas

Descripción	BOMBAS QUINTUPLEX	BOMBAS BOOSTER
Caudal(GPM)	120	120
Pot.Max.Entrada(HP)	300	83
Pot.Max.Salida(HP)	270	46
Pres.Trab.Max.(PSI)	5000	205
Pres.Suc.Max.(PSI)	145	15,7
Pres.Desc.Max.(PSI)	3855	216
Veloc.Entrada(rpm)	400	3550
Veloc.Salida(rpm)	400	3550
Cap.Lubricante(Gl)	12	N/E
Lubricante(°SAE)	320	320
Stroke(IN)	5	N/E
DiametroEmbolo(IN)	3.02	N/E
DiametroSuccion(IN)	8	N/E
DiametroDescarga(IN)	4	N/E

N/E: No Especifica

FUENTE: Datos obtenidos del Departamento de Mantenimiento de Equipo Pesado de PETROPRODUCCION

En el ANEXO 19 se observa las curvas características actuales en donde los puntos de operación de cada bomba están cerca del mínimo recomendado y esto se debe al trabajo continuo durante todo este tiempo.

3.4 INSPECCIÓN DEL ESPACIO FÍSICO EN EL ÁREA CUYABENO

3.4.1 ESTADO Y DISPONIBILIDAD DEL ESPACIO FÍSICO EN EL CAMPO CUYABENO

El espacio físico como tal en el campo Cuyabeno goza de una extensión grande y se puede mirar un gran terreno donde se podría ubicar otra caceta para las bombas de power oil.

Sin embargo para la ubicación del sistema se debe tomar en cuenta las distancias mínimas entre equipos y los riesgos de seguridad que estos pueden tener, además de las facilidades de mantenimiento para los operadores.

El estado actual presenta una edificación de estructura metálica y suelo de cemento donde se cubre por completo a las bombas power oil pero no a la tubería, lo cual no trae ningún riesgo.

La distancia de esta edificación con alguna zona de riego de agua o espuma del sistema contra incendios es crítica puesto que está un poco lejos de la zona de seguridad que brindan estos accesorios. En el ANEXO 1 se muestra la infraestructura a escala del campo.

3.4.2 ESTADO Y DISPONIBILIDAD DEL ESPACIO FÍSICO EN EL CAMPO SANSAHUARI

En el campo Sansahuari el espacio físico es un problema puesto que no presenta un área grande además hay que tener cuidado la distancia mínima con los otros equipos. Sin embargo como punto a favor la posición de los equipos está distribuida para no tener problemas de mantenimiento ni de contingencia.

Al sistema lo cubre una edificación de estructura metálica y suelo de cemento donde se cubre por completo a las bombas power oil y a tubería, lo cual no trae ningún riesgo. Se presenta hidrantes de agua y espuma del sistema contra incendios muy cerca del sistema y se mira que no ha ocasionado problemas. En el ANEXO 1 se muestra la infraestructura a escala del campo.

3.5 INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO EN LOS CAMPOS CUYABENO Y SANSAHUARI

En los campos de Cuyabeno y Sansahuari se han identificado las mismas irregularidades que se indican a continuación:

- Las tuberías presentan un estado no unificado en el diseño, puesto que presentan varias conexiones improvisadas y varias de estas sin ninguna identificación (figura 3.6).



Figura 3.6 Foto de conexiones improvisadas

- Varias válvulas en las tuberías presentan conexiones no apropiadas y condiciones no adecuadas (figura 3.7).



Figura 3.7 Foto de válvulas en malas condiciones

Según lo observado, las tuberías no presentan ningún tipo de señal de desconfianza por lo cual podrían seguir trabajando pero por la desorganización y su vida útil es recomendable cambiarla.

3.6 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS PARA EL DISEÑO

En los campos Cuyabeno y Sansahuari se ha visto que las bombas se consideran obsoletas aunque su eficiencia se mantiene estable por los mantenimientos continuos y además los equipos ya no presentan garantía por el fabricante, entonces se decide cambiarlas para que el sistema cumpla con los años pronosticados de producción del campo que son otros treinta años.

El rediseño del sistema y los cambios de las bombas conlleva a un cambio obligatorio de tuberías y válvulas según normas internacionales que los respalden.

Así tenemos que las características del espacio y tubería se verán obligadas a cambiar según las características de las bombas.

Los parámetros para la selección de las bombas de superficie son los siguientes:

- Presión requerida de entrada y salida del sistema.
- Caudal de fluido a manejar.
- Propiedades del fluido motriz.
- Especificaciones de la bomba
- Presión de Operación
- Potencia de la bomba
- Pronóstico de producción.

3.7 FACTORES QUE SE DEBEN CONSIDERAR PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA POWER OIL.

Cuando se diseña una estación de Bombeo hidráulico se deben de tomar las siguientes decisiones:

- Características del fluido motriz.
- Elegir una bomba adecuada para el sistema y para las condiciones del campo.
- Elegir la disposición / distribución de la tubería del sistema.

3.8 INFRAESTRUCTURA EXISTENTE Y FUTURA DE LOS CAMPOS CUYABENO Y SANSAHUARI.

Otras de las circunstancias a decidir, es la infraestructura futura que podrían tener los campos Cuyabeno y Sansahuari y que se están desarrollando por PETROPRODUCCION.

Para la toma de decisiones se toma en cuenta los cambios sugeridos en el proyecto “MODERNIZACIÓN Y/U OPTIMIZACIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA CUYABENO”, en el cual se basa esta tesis para su elaboración, así tenemos una infraestructura presentada en los planos CCY-001 y CSG-001 del ANEXO 1.

CAPÍTULO 4

ESTUDIO Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD

4.1 CONSIDERACIONES GENERALES Y DATOS DE OPERACIÓN

A continuación se presentan los datos de cada campo:

Cuyabeno:

Tiene un total de 22 pozos de los cuales 13 producen en bombeo hidráulico y 9 en bombeo eléctrico, la producción asociada del campo es de 8597 barriles de petróleo, 24911 barriles de agua de formación, 2322 MPCGD con una gravedad API de 25.8. Un resumen de las condiciones de operación actuales, se muestra en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Condiciones actuales de Operación

AREA CUYABENO	No. Pozos	No. POZO - MÉTODO LEV.			VOLUMENES DE PRODUCCION				FLUIDO MOTRIZ	API
		BES	BH	BM	BFPD	BAPD	BPPD	% BSW	BPPD	
CAMPO										
CUYABENO	22	9	13	0	33508	24911	8597	74.3%	14970	25.8

Los equipos eléctricos serán seleccionados para que operen en un ambiente climático de las siguientes características:

Tabla 4.2 Condiciones ambientales para equipos eléctricos

Elevación promedio sobre el nivel del mar	980.97ft	299 m.
Temperatura (min. /Máx.)	78.80/82.40 °F	26 – 28 °C.
Velocidad del viento	1.82 – 3.65 ft/s	0.56 – 1.11 m/s
Nivel hidrométrico	118.11 in/año	3,099 mm/año
Humedad relativa	80 %	80 %

Sansahuari:

Tiene un total de 8 pozos de los cuales 7 producen en bombeo hidráulico y 1 en bombeo eléctrico, la producción asociada del campo es de 1965 barriles de petróleo, 4804 barriles de agua de formación, 480 MPCGD con una gravedad

API de 25.3. Un resumen de las condiciones de operación actuales, se muestra en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Condiciones actuales de Operación

AREA CUYABENO	No. Pozos	No. POZO - MÉTODO LEV			VOLUMENES DE PRODUCCION				FLUIDO MOTRIZ	API
		BES	BH	BM	BFPD	BAPD	BPPD	% BSW	BPPD	
CAMPOS										
SANSAHUARI	8	1	7	0	6769	4804	1965	71.0%	7280	25.3

Los equipos eléctricos serán seleccionados para que operen en un ambiente climático de las siguientes características:

Tabla 4.4 Condiciones ambientales para equipos eléctricos

Elevación promedio sobre el nivel del mar	980.97ft	299 m.
Temperatura (min. /Máx.)	78.80/82.40 °F	26 – 28 °C.
Velocidad del viento	1.82 – 3.65 ft/s	0.56 – 1.11 m/s
Nivel hidrométrico	118.11 in/año	3,099 mm/año
Humedad relativa	80 %	80 %

4.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN CRÍTICAS Y FUTURAS

Cuyabeno:

Para el proceso de tratamiento de crudo, se evaluaron dos casos considerados como los más desfavorables desde el punto de vista del Pronóstico de Producción 2009 - 2021 del Área Cuyabeno y de la Estación Cuyabeno aprobados por PETROPRODUCCION. Para los años 2010, 2011 y 2021 existen las condiciones de máxima producción de crudo, gas y agua en la estación. La Tabla 4.5 es un resumen del ANEXO 2, donde se observa los datos del pronóstico de producción para los tres casos evaluados por parte de PETROPRODUCCION.

Tabla 4.5 Pronóstico de producción para los años 2010, 2011 y 2021

Nº	Caso	Año	BFPD	BPPD	BAPD	MPCGD	BIPD	%BSW
1	Max crudo	2010	36583	10691	25892	2138	12671	71
2	Max Gas	2011	39209	10999	28211	2200	11657	72
3	Max Agua	2021	39193	6290	32903	1258	5064	84

En forma resumida en la Tabla 4.6 se presentan los parámetros utilizados para el rediseño del proceso.

Tabla 4.6 Parámetros de rediseño en el Campo Cuyabeno

Parámetros	Caso 1 – Max. Crudo
Contenido aproximado de agua en el crudo a la salida del tanque de lavado (% V/V)	1
Presión de bombeo del crudo inyectado (Power oil) (psig)	3700
Temperatura del agua de calentamiento (°F)	130

FUENTE: Documento PPR-ES-CSG-P-BDC-C-002 del proyecto ESPE-PETROPRODUCCION, 2009.

Sansahuari:

Para el proceso de tratamiento de crudo, se evaluaron dos casos considerados como los más desfavorables desde el punto de vista del Pronóstico de Producción 2009 - 2021 del Área Cuyabeno y de la Estación Sansahuari aprobados por PETROPRODUCCION. Para los años 2010, 2011 y 2021 existen las condiciones de máxima producción de crudo, agua y gas en la estación.

La Tabla 4.7 es un resumen del ANEXO 2 donde se observa los datos del pronóstico de producción para los tres casos evaluados por parte de PETROPRODUCCION.

Tabla 4.7 Pronóstico de producción para los años 2010, 2011 y 2021

Nº	Caso	Año	BFPD	BPPD	BAPD	MPCGD	BIPD	%BSW
1	Max Crudo	2010	8581	2508	6073	502	3618	71
2	Max Gas	2011	9197	2580	6617	516	3328	72
3	Max Agua	2021	9193	1475	7718	295	1446	84

En forma resumida en la Tabla 4.8 se presentan los parámetros utilizados para el rediseño del proceso.

Tabla 4.8 Parámetros para el rediseño del campo Sansahuari

Parámetros	Caso 1 – Max. Crudo
Contenido aproximado de agua en el crudo a la salida del tanque de lavado (% V/V)	1
Presión de bombeo del crudo inyectado (Power oil) (psig)	3800
Temperatura del agua de calentamiento (°F)	130

FUENTE: Documentos PPR-ES-CSG-P-BDC-C-002 del proyecto ESPE-PETROPRODUCCION, 2009.

4.3 ANÁLISIS DE CONDICIONES TÉCNICAS DE LAS BOMBAS RECIPROCANTES ACTUALES EN AMBOS CAMPOS.

El tipo de bombas del sistema Power Oil utilizado, es obsoleto, ya que por su vida útil se deposita con más frecuencia materiales como parafina, agua pesada o barro.

El estado del recubrimiento externo se presenta en condiciones no apropiadas, muchas partes de la carcasa de las bombas presentan oxidación.

El nivel de operación y mantenimiento de estas bombas es dificultoso y complicado ya que éstas se pueden ahogar por el aumento repentino de presión además el eje tiende a cabecear pasado un cierto número de horas de trabajo y conlleva que el operador este en contacto permanente con la bomba.

En el ANEXO 3 se especifica con detalle la tabla de averías que nos facilitó el personal de mantenimiento de PETROPRODUCCION.

4.4 ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE BOMBAS RECIPROCANTES Y BOMBAS CENTRIFUGAS MULTIETAPA.

4.4.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

Cuadro 4.1 Ventajas y Desventajas de Bombas Reciprocantes y Centrífugas Multietapa

Bombas Reciprocantes	Bombas Centrífugas Multietapa
VENTAJAS	
Alta presión disponible	Bajas velocidades internas.
Autocebantes (dentro de ciertos límites)	Batido o espumado mínimo.
Flujo constante para cargas a presión variable	Amplia gama de fluidos, presiones y viscosidades
Adaptabilidad a ser movidas manualmente o por motor.	Auto-cebantes, con buenas características de succión.
	Gran tolerancia para aire y gases atrapados.
	Posibilidad de alta velocidad, permitiendo la libertad de selección de unidad motriz.
	Baja vibración mecánica, flujo libre de pulsaciones y operación suave.
	Diseño sólido y compacto, fácil de instalar y mantener.
	Alta tolerancia a la contaminación en comparación con otras bombas rotatorias.
DESVENTAJAS	
Requieren mantenimiento a intervalos frecuente	Costo relativamente alto, debido a las cerradas tolerancias y claros de operación.
Baja eficiencia comparada con las bombas centrifugas	Características de comportamiento sensibles a los cambios de viscosidad.
Costo relativamente alto para la cantidad de agua suministrada	La capacidad para las altas presiones requiere de una gran longitud de los elementos de bombeo.
Requieren un torque considerable para llevarlas a su velocidad	
Succión limitada	
Muchas partes móviles	
Baja descarga	
Flujo pulsante en la descarga	

4.5 SELECCIÓN DE POSIBLES FABRICANTES Y/O DISTRIBUIDORES FAMILIARIZADOS CON LOS EQUIPOS NECESARIOS PARA EL SISTEMA DE REINYECCIÓN.

A continuación se presentan los fabricantes y/o distribuidores autorizados de bombas reciprocantes y bombas centrifugas multietapa, cuyo servicio sea bombeo de crudo, éstos son los siguientes:

- SULZER PUMPS
- FLOWSERVE Y GOULDS PUMPS / WOOD GROUP
- SCHLUMBERGER
- CENTRI LIFT

4.6 ESTUDIO DEL TERRENO Y POSIBLE UBICACIÓN DEL SISTEMA.

Para la ubicación del sistema se debe considerar el espaciamiento entre equipos dentro de plantas de procesos como se muestra a continuación en la Tabla 4.9. En el Anexo 26 tenemos la Norma SI – 006 en donde observamos las distancias entre equipos que manejan los campos nuevos de PETROPRODUCCION.

Tabla 4.9 Distancias mínimas entre Equipos

CLAVES	
<p>A: Tanques atmosféricos que contengan productos inflamables.</p> <p>B: Tanques atmosféricos que contengan productos combustibles.</p> <p>C: Tanques presurizados esféricos y horizontales.</p> <p>D: Tanques refrigerados</p> <p>E: Plantas de proceso de riesgo moderado.</p> <p>F: Plantas de proceso de riesgo intermedio.</p> <p>G: Plantas de proceso de riesgo alto.</p> <p>H: Quemadores de campo de piso o fosa.</p>	<p>I: Surtidores y autotanques de destilados.</p> <p>J: Descargaderos de autotanques de destilados.</p> <p>K: Llenaderas y descargaderos de gas L. P.</p> <p>L: Llenaderas y descargaderos de carrostanques de destilados.</p> <p>M: Casas de bombas de productos inflamables.</p> <p>N: Edificios de compresoras.</p> <p>O: Racks de tuberías de productos inflamables.</p> <p>P: Cobertizo de bombas contraincendios.</p>

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
A	10	10	15	15	15	15	15	30	30	10	10	10	15	15	15	30
B	10	1,5	1,5	3	3	3	3	30	15	5	3	3	15	15	15	30
C	15	1,5	1,5	5	5	5	5	30	15	5	5	5	15	15	15	30
D	15	3	5	7,5	7,5	7,5	15	30	15	7,5	7,5	7,5	30	30	15	30
E	15	3	5	7,5	5	5	7,5	30	15	5	5	5	15	15	15	30
F	15	3	5	7,5	5	5	7,5	30	15	5	3	3	15	15	15	30
G	15	3	5	15	7,5	7,5	5	30	15	5	3	3	15	15	15	30
H	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	60
I	30	15	15	15	15	15	15	30	7,5	15	15	15	15	15	15	30
J	10	5	5	7,5	5	5	5	30	15	(sr)	5	(sr)	15	15	15	30
K	10	3	5	7,5	5	3	3	30	15	5	1,5	3	15	15	15	30
L	10	3	5	7,5	5	3	3	30	15	(sr)	3	(sr)	15	15	15	10
M	15	15	15	30	15	15	15	30	15	15	15	15	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)
N	15	15	15	30	15	15	15	30	15	15	15	15	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)
O	15	15	15	15	15	15	15	30	15	15	15	15	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)
P	30	30	30	30	30	30	30	60	30	30	30	10	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)

(sr) Sin requerimiento específico de distancia.

FUENTE: NORMA PETROECUADOR SI – 006. Ver Anexo 26.

De acuerdo con los datos anteriormente expuestos la ubicación seleccionada se muestra en la figura 4.1 y 4.2 para los campos Cuyabeno y Sansahuari respectivamente.

Cuyabeno:

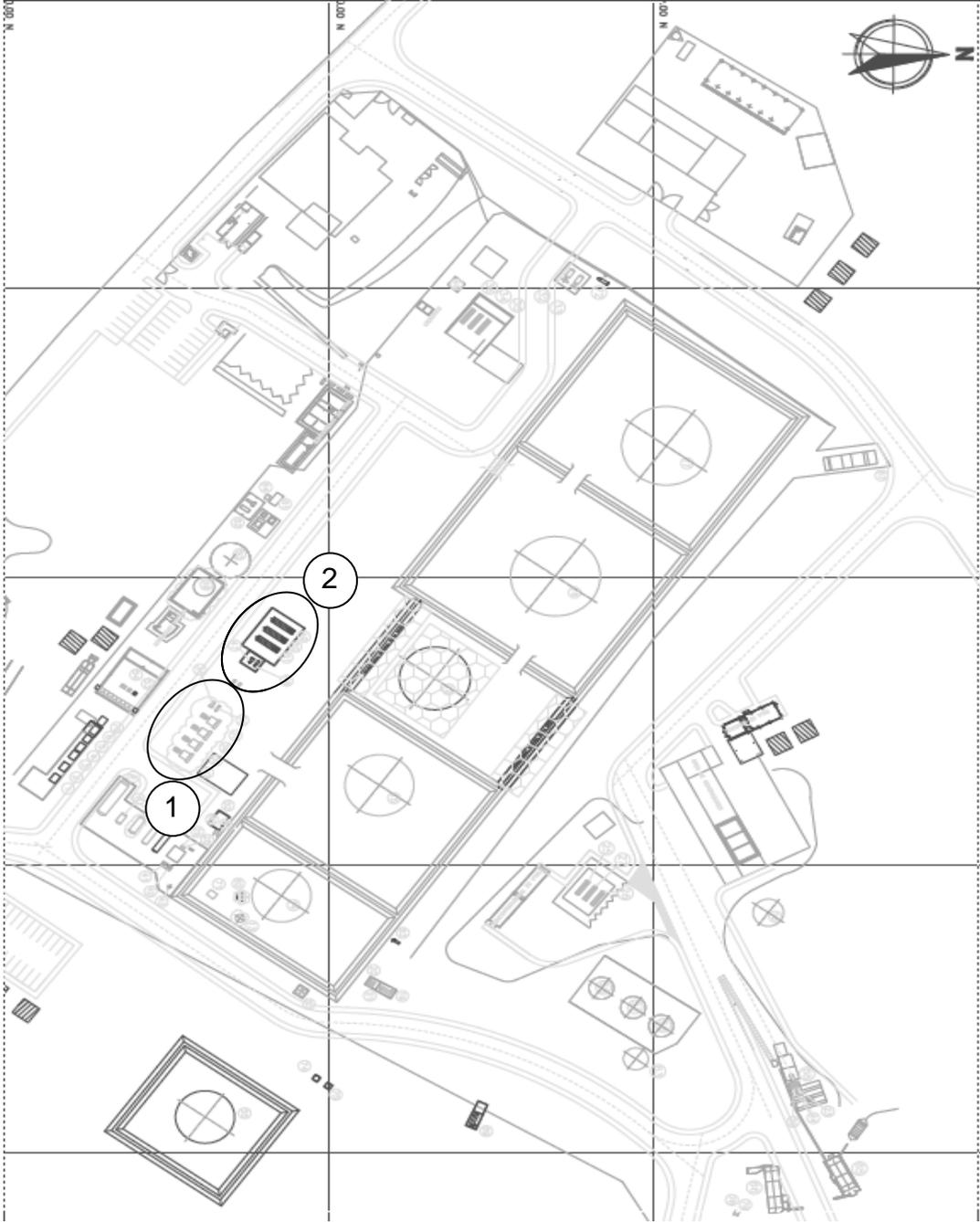


Figura 4.1 Ubicación del Sistema de Inyección campo Cuyabeno

- 1: Ubicación del Sistema de Inyección actual
- 2: Ubicación del Sistema de Inyección nuevo

Sansahuari:

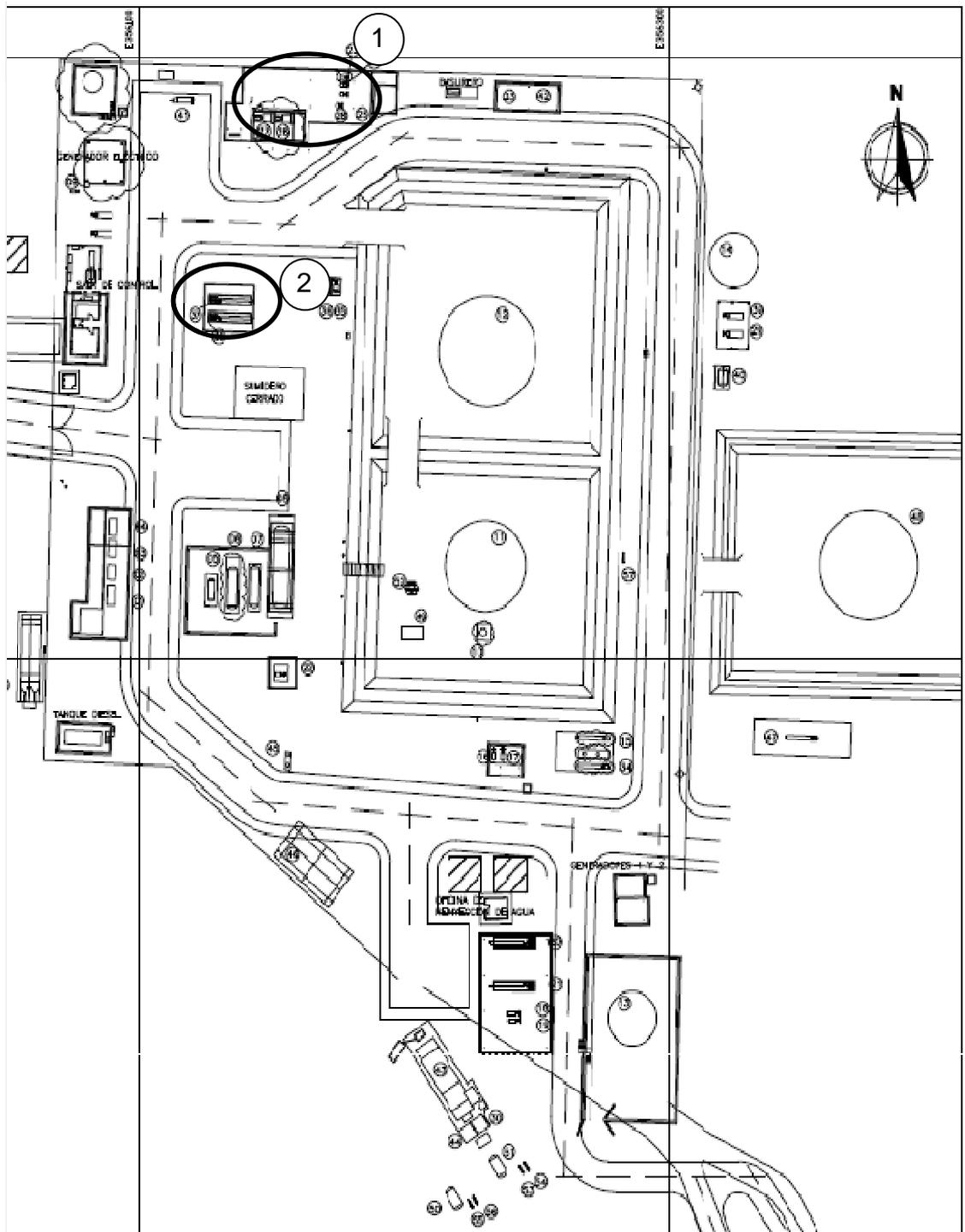


Figura 4.2 Ubicación del Sistema de Inyección campo Sansahuari

- 1: Ubicación del Sistema de Inyección actual
- 2: Ubicación del Sistema de Inyección nuevo

CAPÍTULO 5

REDISEÑO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE CRUDO

El sistema de reinyección de crudo debe cumplir con los requerimientos de presión necesarios además de cumplir con todas las normas recomendadas para la instalación, operación y mantenimiento.

En la figura 5.1 se muestra un esquema del proceso del sistema propuesto. En el anexo 17 observamos el Diagrama de tuberías completo de los campos Cuyabeno y Sansahuari.

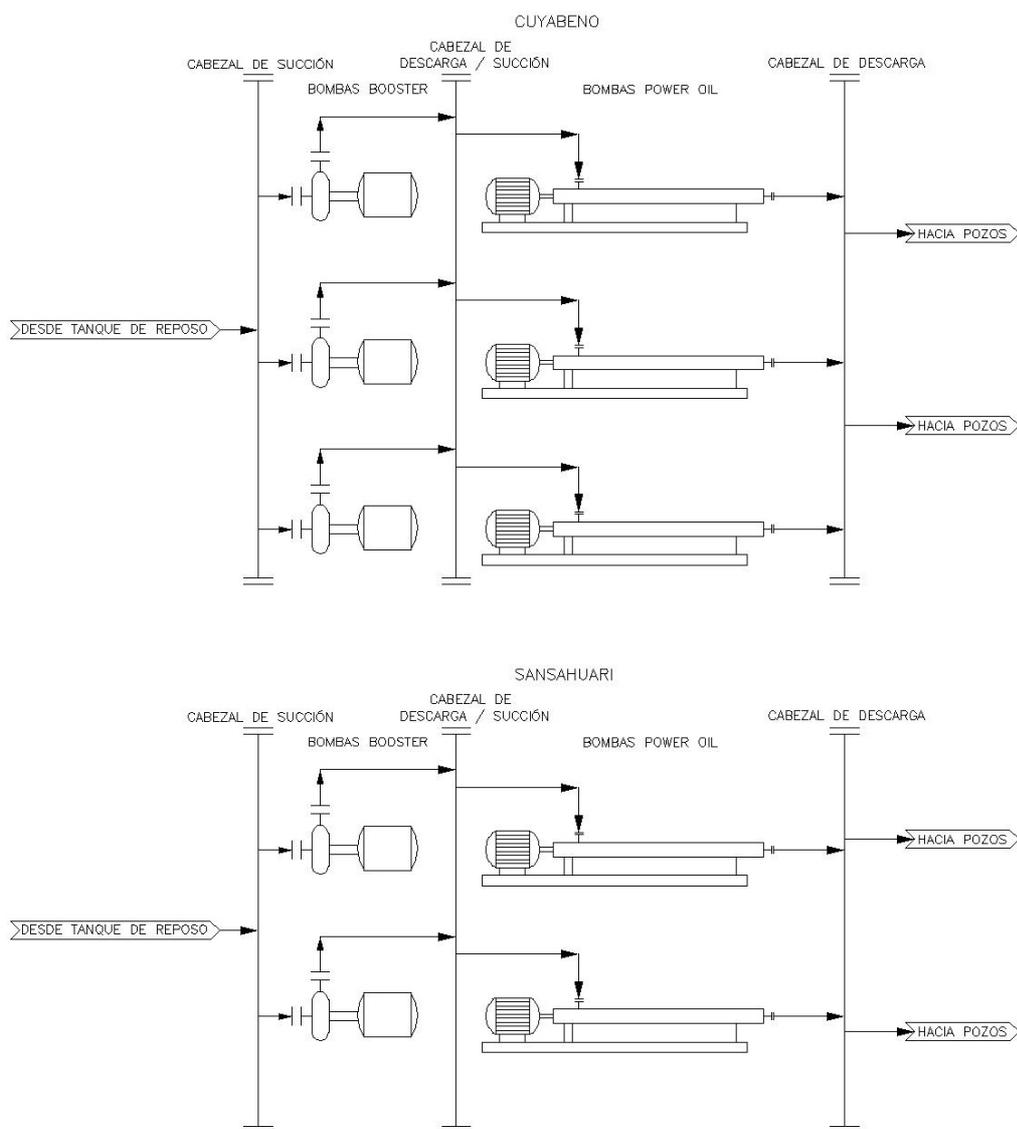


Figura 5.1 Proceso del Sistema de Reinyección de Crudo propuesto

La tubería que sale desde el tanque de reposo hasta el primer cabezal de succión será conocida como cabeza de succión, la tubería que sale del cabezal de succión hasta la bomba será conocida como ramal de succión.

En la figura 5.1 podemos ver que el cabezal de descarga de las bombas Booster es el mismo cabezal de succión de las bombas power oil.

El crudo sale del tanque de reposo y viaja a través de la cabeza de succión hasta el cabezal de succión en donde el caudal es repartido hacia las bombas Booster en funcionamiento por el ramal de succión, salen de las bombas Booster por el ramal de descarga hasta el cabezal de descarga de las bombas Booster que es el mismo cabezal de succión de las bombas power oil. Desde ahí se reparte el caudal hacia las bombas power oil en funcionamiento donde sale el crudo a alta presión hasta el cabezal de descarga en donde se reparte para los pozos correspondientes a cada campo.

5.1 PROPIEDADES REQUERIDAS DEL FLUIDO MOTRIZ EN LAS MEJORES CONDICIONES.

En los pozos el crudo, los cuales extraen bajo el método de levantamiento artificial por bombeo hidráulico, a una presión normal de 3800 psig, y según la planificación de producción para los próximos 10 años se requiere un máximo 12671 BPPD para Cuyabeno y de 3618 BPPD para Sansahuari, con una subida de presión de 3900 psig.

Para que el sistema "Power Oil" adquiera un funcionamiento eficiente, se debe considerar un fluido motriz con las siguientes características que se muestran en la Tabla 5.1 la cual es el resumen del ANEXO 4 y ANEXO 5:

Tabla 5.1: Características del fluido motriz.

	CUYABENO	SANSAHUARI
Temperatura Operacional (°F)	111,5	110,3
Viscosidad (cp)	21	24,2
Presión de vapor (PSIA)	15,2	15,2
Densidad (lb/ft ³)	54,8	54,8

FUENTE: Documento PPR-ES-CCY-M-CAL-D-001 REV 0 del proyecto ESPE-PETROPRODUCCION, 2009.

Para proteger el sistema de los diversos problemas que se presentan en la producción de hidrocarburos tales como: corrosión, precipitación de sólidos, escala, emulsiones, etc., se acondiciona el fluido motriz con una serie de aditivos que eviten que estos fenómenos deterioren partes del sistema y por ende disminuya la producción. El Departamento Químico del Campo Cuyabeno acondiciona el fluido motriz de la siguiente manera:

1. Se Inyecta el inhibidor de corrosión (aprox. 10mts De la descarga de la bomba con una concentración de 20ppm).
2. Luego procedemos a inyectar un Dispersante de sólidos (Aprox. 5 mt de la descarga de la bomba con unos 20 ppm).
3. Por último procedemos con la inyección de Antiescala en la succión del tanque de reposo con una concentración de 20 ppm.

Estos aditivos inyectados al fluido motriz actúan de la siguiente manera. El inhibidor de Corrosión y el Dispersante se mezclan y reaccionan, formando una superficie tenso activa (especie de espuma de jabón), esta espuma circula por todo el sistema Power Oil (tubería de inyección, producción, bombas de superficie, subsuelo, etc.) protegiéndolo de la corrosión y evitando que los sólidos que lleva el fluido de retorno (inyección + producción) se precipiten y obstruyan la tubería y en la bomba de subsuelo. El Antiescala forma una especie de películas a largo de la tubería evitando que el carbonato de calcio (escala) se pegue a las paredes de las misma y reduzca el diámetro de la tubería de producción (retorno), además, este químico es el que desplaza la fase espumosa que forman los dos primeros.

La inyección de demulsificantes en los dos campos se lo hace de manera directa a los pozos con problemas de emulsión, inyectando el químico desde la locación a la línea de flujo.

5.2 PRESIONES Y PÉRDIDAS DE CARGA QUE AFECTAN AL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

Los caudales iniciales son los caudales máximos que se podrían llegar a tener, 12671 BPPD (370 GPM) para Cuyabeno y de 3618 BPPD (106 GPM) para Sansahuari.

Tanto para el campo Cuyabeno como el campo Sansahuari tenemos la presión de succión igual a la presión atmosférica (14,7 psi) sin embargo se suma 30 psi más por la altura que puede llegar a tener el crudo en el tanque de reposo y por cuestiones de contingencia a la entrada de la bomba.

Así tenemos según la ecuación 2.3:

$$P_s = 14,7 + 30 = 44,7 \text{ psi.}$$

Con esta presión se ven los parámetros necesarios para las pérdidas en la tubería.

Se inicia con los posibles diámetros de las tuberías, además de las longitudes del ramal de succión y descarga, así como también las cantidades de accesorios a utilizar. Estos datos están resumidos en las tablas 5.2, 5.3 y 5.4.

Tabla 5.2 Posibles diámetros y Longitudes de tubería en el Sistema PowerOil propuesto de los campos Cuyabeno y Sansahuari

	Cuyabeno		Sansahuari	
	Bombas Booster	Bombas Power Oil	Bombas Booster	Bombas Power Oil
Diámetro del Cabezal de Succión (plg)	10.0	6	8	6
Longitud del Cabezal de succión (pie)	238.2	12.3	220.4	12.3
Diámetro del ramal de succión (plg)	6.0	6	4	6
Longitud del ramal de succión (pie)	10.4	17.3	11	17.3
Diámetro del Cabezal de Descarga (plg)	6	6	6	6
Longitud del Cabezal de Descarga (pie)	27.88	7.25	12.3	7.25
Diámetro del ramal de Descarga (plg)	4	4	3	4
Longitud del ramal de Descarga (pie)	11.48	7.38	4.75	7.38

**Tabla 5.3. Posible cantidad de accesorios en el Sistema Power Oil
propuesto del Campo Cuyabeno**

Accesorios área Cuyabeno	Bombas Booster				Bombas Power Oil			
	Cabezal de Succión	Ramal de Succión	Cabezal de Descarga	Ramal de Descarga	Cabezal de Succión	Ramal de Succión	Cabezal de Descarga	Ramal de Descarga
# Codos	4	6	0	2	0	3	2	1
# Te flujo directo	1	2	0	1	0	1	0	0
# Te flujo ramal	0	1	0	0	0	0	0	0
# Válvula Control	1	0	0	0	0	1	0	1
# Válvula de Compuerta	1	0	0	2	0	2	0	1

**Tabla 5.4. Posible cantidad de accesorios en el Sistema Power Oil
propuesto del Campo Sansahuari**

Accesorios área Sansahuari	Bombas Booster				Bombas Power Oil			
	Cabezal de Succión	Ramal de Succión	Cabezal de Descarga	Ramal de Descarga	Cabezal de Succión	Ramal de Succión	Cabezal de Descarga	Ramal de Descarga
# Codos	5	4	0	2	0	3	2	1
# Te flujo directo	1	2	0	1	0	1	0	0
# Te flujo ramal	0	1	0	0	0	0	0	0
# Válvula Control	0	0	0	1	0	1	0	1
# Válvula de Compuerta	1	0	0	1	0	2	0	1

Para las pérdidas por fricción en la tubería es necesario seguir el procedimiento siguiente:

- Se calcula la velocidad del fluido con la ecuación 2.5, y teniendo en cuenta que el caudal tiene que estar en pies/seg.
- El número de Reynolds con la ecuación 2.4, y considerando que la viscosidad tiene que estar en lb/pies.seg y el diámetro en pies.

- Determinamos el factor de fricción según la ecuación 2.7, para facilidad se puede ver con el diagrama de Moody estos valores. Ver Anexo 7. Para esto se debe tener el factor de rugosidad. Ver Anexo 6.
- Seguimos con las pérdidas con la ecuación 2.8. Consideramos la longitud de 100 pies para después calcular la pérdida total según longitudes equivalentes.

En el anexo 30 se puede ver los cálculos completos para las pérdidas por fricción de las bombas Booster de Cuyabeno, y este procedimiento se repite para las Bombas Power Oil.

EJEMPLO DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN PARA EL RAMAL DE SUCCIÓN EN BOMBAS BOOSTER DEL CAMPO CUYABENO

$$\text{flujo} = 370 \text{ GPM} = 0.82 \frac{\text{pie}^3}{\text{seg}}$$

$$\text{Velocidad} = \frac{4 * Q_{\text{design}}}{\pi * \phi^2} \quad (\text{ec. 2.5})$$

$$V = \frac{4 * 0.82}{3.1416 * \left(\frac{6}{12}\right)^2} = 4.198 \frac{\text{pie}}{\text{seg}}$$

$$\mu = 21\text{cP} = 0.014111349 \frac{\text{lb}}{\text{pie} * \text{seg}}$$

$$\text{Re} = \frac{V * \delta * \phi}{\mu} \quad (\text{ec. 2.4})$$

$$\text{Reynold} = \frac{4.198 * 54.8 * 0.5}{0.01411349} = 8152.1$$

$$E = 18 \times 10^{-4} \quad \frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{E}{3.7D} + \frac{2.51}{\text{Re} \sqrt{f}} \right) \quad (\text{ec. 2.7})$$

$$f = 0,0326276086523967$$

$$\text{Pf} = \frac{L * f * V^2}{D * 2g} \quad (\text{ec. 2.8})$$

$$\frac{\text{Pf}}{100 \text{pies}} = \frac{100 * 0,03263 * 4.198^2}{6 * 2 * 32.2} * \frac{54.8}{12} = 0.68 \frac{\text{psi}}{100 \text{pies}}$$

En las tablas 5.5 y 5.6 damos los resultados de este procedimiento en las tuberías del sistema de Power Oil propuesto para ambos campos.

Tabla 5.5 Pérdidas por fricción para el Sistema Power Oil propuesto para el campo Cuyabeno

Bombas Booster Cuyabeno					
Parámetros Hidráulicos por sección	Flujo (GPM)	Velocidad (ft/s)	Reynolds	Factor de fricción	Pérdidas (psi/100 ft)
Cabezal de succión	740	3.023	9782.551	0.0313	0.203
Ramal de succión	370	4.198	8152.125	0.0326	0.680
Cabezal de descarga	740	8.397	16304.251	0.0278	2.317
Ramal de descarga	370	9.447	12228.188	0.0296	4.681
Parámetros NPSHd					
Cabezal de succión	740	3.023	9782.551	0.0313	0.203
Ramal de succión	370	4.198	8152.125	0.0330	0.688
Operación de Bombas en paralelo :	2				
Bombas Power Oil Cuyabeno					
Cabezal de succión	640	7.262	14100.974	0.031	1.953
Ramal de succión	320	3.631	7050.487	0.033	0.508
Cabezal de descarga	640	7.262	14100.974	0.028	1.733
Ramal de descarga	320	8.170	10575.730	0.030	3.501
Parámetros NPSHd					
Parámetros Hidráulicos por sección	Flujo (GPM)	Velocidad (ft/s)	Reynolds	Factor de fricción	Pérdidas (psi/100 ft)
Cabezal de succión	640	7.262	14100.974	0.031	1.953
Ramal de succión	320	3.631	7050.487	0.033	0.515
Operación de Bombas en paralelo :	2				

Tabla 5.6 Pérdidas por fricción para el Sistema Power Oil propuesto para el campo Sansahuari

Bombas Booster Sansahuari					
Parámetros Hidráulicos por sección	Flujo (GPM)	Velocidad (ft/s)	Reynolds	Factor de fricción	Pérdidas (psi/100 ft)
Cabezal de succión	212	1.353	3052.590	0.031	0.051
Ramal de succión	106	2.706	3052.590	0.033	0.424
Cabezal de descarga	212	2.406	4070.120	0.028	0.190
Ramal de descarga	106	4.811	4070.120	0.030	1.619
<i>Parámetros NPSHd</i>					
Cabezal de succión	212	1.353	3052.590	0.031	0.051
Ramal de succión	106	2.706	3052.590	0.033	0.429
Operación de Bombas en paralelo :	1				
Bombas Power Oil Sansahuari					
Cabezal de succión	192	2.179	3686.147	0.031	0.176
Ramal de succión	96	1.089	1843.073	0.033	0.046
Cabezal de descarga	192	2.179	3686.147	0.028	0.156
Ramal de descarga	96	2.451	2764.610	0.030	0.315
<i>Parámetros NPSHd</i>					
Cabezal de succión	192	2.179	3686.147	0.031	0.176
Ramal de succión	96	1.089	1843.073	0.033	0.046
Operación de Bombas en paralelo :	1				

En cada tramo de tubería existen accesorios por los cuales existen pérdidas de presión en cada uno de ellos, para calcular las pérdidas por accesorios se va a definir por el método de Longitud equivalente determinando estas longitudes por el Monograma de pérdida de carga en accesorios de tubería. Ver Anexo 8. Así tenemos en la tabla 5.7 las pérdidas de carga de cada accesorio especificado.

Tabla 5.7 Longitudes equivalentes para cada accesorio para distintos diámetros de tubería

Diámetro de tubería (plg)	Longitudes equivalentes para cada accesorio (pies)					
	12	10	8	6	4	2
Codos	30	25	20	15	10	5
Te flujo directo	20	16.67	13.33	10.00	6.67	3.33
Te flujo ramal	60	50.00	40.00	30.00	20.00	10.00
Válvula Control	340	283.33	226.67	170.00	113.33	56.67
Válvula de Compuerta	8	6.67	5.33	4.00	2.67	1.33

FUENTE: Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas fig.11-15

Con las longitudes equivalentes, las longitudes de cabezal de succión y descarga se obtienen las pérdidas totales que podemos tener en el sistema de Power Oil de cada campo, según la ecuación 2.9. En la tabla 5.8 podemos ver las pérdidas totales para los campos Cuyabeno y Sansahuari. Los cálculos de las pérdidas por accesorios y los resultados se observan en el anexo 31.

EJEMPLO DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ACCESORIOS Y PÉRDIDAS TOTALES EN LAS BOMBAS BOOSTER DEL CAMPO CUYABENO.

$$Le1(\text{accesorios}) = (4 * 30 + 1 * 20 + 1 * 340 + 1 * 8) * \frac{10}{12} = 406.67\text{pies}$$

$$Le2(\text{accesorios}) = (2 * 30 + 1 * 20 + 1 * 8) * \frac{6}{12} = 44\text{pies}$$

$$Pt1 = (Le1 + L(\text{cabezal succion}) * Pf(\text{Cabezal Succion})) \quad (\text{ec. 2.9})$$

$$Pt1 = (406.67 + 238.2) * \frac{0.203}{100} = 1.31\text{psi}$$

$$Pt2 = (44 + 10.4) * \frac{0.68}{100} = 0.37\text{psi}$$

$$Pt = Pt1 + Pt2 + \text{Otras Perdidas}$$

$$Pt = 1.31 + 0.37 + 2 = 3.68\text{psi}$$

Tabla 5.8 Pérdidas Totales de los Sistemas Power Oil propuestos de los campos Cuyabeno y Sansahuari.

	Cuyabeno		Sansahuari	
	Bombas Booster	Bombas Power Oil	Bombas Booster	Bombas Power Oil
Pérdida en la Succión (psi)	3.679	6.513	2.343	5.136
Pérdidas en la Descarga (psi)	2.681	5.316	1.833	0.478

Fuente: Tabla resumen del Anexo 31.

Ya con las pérdidas podemos definir la presión de succión total que estará en las entradas de las bombas. Para esto definimos la Cabeza Estática en las bombas Booster, esta cabeza estática está definida por la cantidad presión que requiere superar la bomba para poder cumplir con lo especificado, así tenemos que la Cabeza en la succión es equivalente a la altura que podrá tener el crudo por encima del nivel del eje de la bomba, este valor es de 14 psi.

Para la Cabeza en la descarga consideramos que es casi cero puesto que la diferencia de altura entre el eje de descarga de la bomba Booster con el eje en la succión de la Bomba Horizontal es menor a 1 pie.

Para las Bombas Horizontales se recomienda que la presión de Succión sea por encima de 180 psi para aumentar a 3900 psi. Así definimos que la presión de descarga de las Bombas Booster debe tener un mínimo de 185 psi, y la presión de descarga de las Bombas Horizontales debe tener un mínimo de 3900 psi.

Así tenemos que según la ecuación 2.10, la ecuación 2.11 y la ecuación 2.2 definimos las presiones de succión y descarga de las bombas. Con una pérdida adicional de carga de 2 psi por cuestiones de filtros y otras pérdidas menores. Estos resultados podemos encontrar en la tabla 5.9.

A continuación se presenta el ejemplo de cálculo de las presiones totales en la succión y descarga de las Bombas Booster del Campo Cuyabeno. Este procedimiento se repite para la succión y descarga de las Bombas Booster del campo Sansahuari y las Bombas Power Oil de los dos campos.

EJEMPLO DE CÁLCULO DE LAS PRESIONES TOTALES EN LA SUCCIÓN Y DESCARGA, DIFERENCIAL DE PRESIÓN Y NPSH DISPONIBLE PARA LAS BOMBAS BOOSTER DEL CAMPO CUYABENO

$$H_t = P_s - P_t + \frac{C \cdot \delta}{144} \quad (\text{ec. 2.10})$$

$$H_t = 44.7 - 3.7 + \frac{14 \cdot 54.8}{144} = 46.349 \text{ psi}$$

$$H_{td} = 200 + 2.681 = 202.681 \text{ psi}$$

$$\Delta P = P_{\text{descarga}} - P_{\text{succión}} \quad (\text{ec. 2.11})$$

$$\Delta P = 202.681 - 46.349 = 156.332 \text{ psi}$$

Tabla 5.9. Presiones Totales en el Sistema Power Oil propuesto para los Campo Cuyabeno y Sansahuari

	Cuyabeno		Sansahuari	
	Bombas Booster	Bombas Power Oil	Bombas Booster	Bombas Power Oil
Presión de succión (psi)	44.7	201	44.7	201
Cabeza Estática (pie)	14	0	14	0
Presión de succión al eje de la Bomba (psi)	46.349	194.520	47.684	195.896
Presión de descarga requerida (psi)	200	3904	200	3904
Presión de descarga al eje de la Bomba (psi)	202.681	3914.316	47.682	3909.478
Diferencial de Presión (psi)	156.332	3719.796	154.148	3713.582

5.3 POTENCIAS REQUERIDAS EN LAS BOMBAS

5.3.1 POTENCIA HIDRÁULICA

Se determina la energía aportada por la bomba según la ecuación 2.13, según el diferencial de presión y el flujo de diseño. Estos resultados están en la tabla 5.10.

EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA POTENCIA HIDRÁULICA PARA LA BOMBA BOOSTER DEL CAMPO CUYABENO

$$Ph = \Delta Presión * \frac{Q}{1714.29} \quad (\text{ec. 2.13})$$

$$Ph(\text{potencia hidraulica}) = 156.332 * \frac{370}{1714.29} = 33.742HP$$

Tabla 5.10 Potencia Hidráulica de las Bombas en el Sistema PowerOil propuesto en los Campos Cuyabeno y Sansahuari.

	Cuyabeno		Sansahuari	
	Bombas Booster	Bombas Power Oil	Bombas Booster	Bombas Power Oil
Potencia Hidráulica (HP)	33.742	694.360	9.531	207.960

5.3.2 POTENCIA AL FRENO

Para la potencia del motor y la potencia al freno se tiene que escoger las eficiencias de la bomba y la eficiencia del Motor.

Se escogerán eficiencias que pueden ser las que más se acerquen a las condiciones de fabricación de las bombas y las más reales posibles, así tenemos que la eficiencia del motor 85% y la eficiencia de la bomba 56%.²

Según la ecuación 2.14 tenemos la potencia al freno y la potencia del motor. Estos datos están resumidos en la tabla 5.11

² Los valores de eficiencia fueron tomadas de Mataix C., Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas, pag. 493, 494.

EJEMPLO DE CÁLCULO PARA LA POTENCIA AL FRENO DE LA BOMBA BOOSTER DEL CAMPO CUYABENO

$$P_{freno} = \frac{P_b}{\eta} \quad (\text{ec. 2.14})$$

$$P_{freno} = \frac{33.742}{0.56} = 59.72HP$$

Tabla 5.11 Posibles potencias en las bombas para el Sistema de PowerOil propuesto de los Campos Cuyabeno y Sansahuari.

	Cuyabeno		Sansahuari	
	Bombas Booster	Bombas Power Oil	Bombas Booster	Bombas Power Oil
Potencia al Freno (HP)	59.720	1228.956	16.870	368.071
Potencia del Motor (HP)	70.259	1445.831	19.847	433.025

5.4 HOJA DE DATOS PARA SELECCIÓN DE BOMBAS

Estas bombas trabajarán de manera intermitente es decir que mientras una trabaja otra funciona de respaldo, lista para entrar a trabajar y remplazar a la anterior cuando necesite mantenimiento. Estos datos podemos verlos en la tabla 5.12. Los valores del NPSH requerido deben ser de al menos 1 metro menor al NPSH disponible, además los valores de Potencia y diferencial deben ser corregidos por el fabricante de la bomba. En la tabla 5.13 podemos ver el resumen con datos de diseño que necesitamos para poder seleccionar las bombas adecuadas que cumplan con requerimientos.

Tabla 5.12. Cantidades requeridas para las Bombas del Sistema de Power Oil propuestos.

	Cuyabeno		Sansahuari	
	Bombas Booster	Bombas Power Oil	Bombas Booster	Bombas Power Oil
Código	BC-15/16/17	BH-07/08/09	BC-10/11	BH-03/04
Tipo	Centrífuga	Centrífuga	Centrífuga	Centrífuga
Cantidad Requerida	3	3	2	2
Normal	2	2	1	1
Respaldo	1	1	1	1

Tabla 5.13. Resumen de datos para la selección de Bombas para el Sistema de Power Oil propuestos.

PROPIEDADES DEL FLUIDO				
	Cuyabeno		Sansahuari	
	Bombas Booster	Bombas Power Oil	Bombas Booster	Bombas Power Oil
Caudal (GPM)	370	320	106	96
Densidad (lb/pies3)	54.8	54.8	54.8	54.8
Presión de Vapor (psia)	15.2	15.2	15.2	15.2
Viscosidad (cP)	21	21	24.1	24.1
DATOS DE OPERACIÓN				
Presión de succión (psi)	46.349	194.520	47.684	195.896
Temperatura de succión (°F)	111.500	111.500	110.300	110.300
Npsh disponible (psi)	31.144	179.304	32.482	180.695
Presión de descarga (psi)	202.681	3914.316	201.833	3909.478
Diferencial de presión (psi)	156.333	3719.796	154.148	3713.582
Cabeza (pies)	410.801	9774.646	405.061	9758.318
Presión de cierre estimado (psi)	232.299	4664.788	229.678	4657.331
DATOS DE POTENCIA				
Eficiencia estimada de la Bomba	0.565	0.565	0.565	0.565
Eficiencia estimada del Motor	0.850	0.850	0.850	0.850
Potencia al Freno estimada (HP)	59.720	1228.956	16.870	368.071
Potencia estimada del Motor (HP)	70.259	1445.831	19.847	433.025

5.5 SELECCIÓN DE BOMBAS REQUERIDAS

Todo tipo de bomba depende del fabricante, sin embargo se pueden mencionar algunas recomendaciones para el tipo de bomba que se escoja para este tipo de trabajo.

Para la selección de bombas ponemos las recomendaciones y los tipos de normas que deben cumplir así como los parámetros necesarios que deben tener las bombas.

Entre las marcas y proveedores que trabajan directamente con PETROPRODUCCION tenemos las siguientes: SULZER PUMPS, FLOWSERVE Y GOULDS PUMPS / WOOD GROUP, SCHLUMBERGER Y CENTRI LIFT.

El tipo de sello será especificado por el fabricante. En cada bomba se debe poner una placa de identificación para sellos mecánicos con todos sus datos.

La tubería deberá ser diseñada para satisfacer los requerimientos del proyecto, y seguir los códigos y normas mencionados en la sección 5.6 de este mismo capítulo de este documento.

Para conexiones NPS 1-1/2 y mayores se debe usar conexiones bridadas, para NPS 3 o menores se usará bridas "Socket weld" de acuerdo con la norma ASME 16.1 ó 16.5, este párrafo lo vemos en el anexo 27. La brida de entrada será de 6", de acero SS 316L, clase 900 y configuración RF. La brida de descarga será de 4", de acero inoxidable, clase 2500. El rango de potencia para los motores debe estar acorde al párrafo 3.1.4 del código API 610, como lo muestra el anexo 29. Tanto las placas base para bombas horizontales como las guías para ejes en las bombas verticales y demás accesorios deben estar correctamente asegurados y sellados. Los soportes para bombas horizontales deben ser lubricados constantemente por dispositivos que así lo permitan.

El equipo debe contar con un "skid" con accesorios para levantamiento y soportes para ductos que cumplan con los requerimientos específicos del proyecto y las normas establecidas. El conjunto "skid" debe contener todas sus partes e instrumentos dentro sus bordes; debe ser diseñado para servicio continuo en regiones húmedas y abiertas.

La garantía mínima del equipo debe ser de 2 años, en los cuales se asegura que el equipo cumplirá con todas las funciones para los que fue implantado. El Equipo será construido cumpliendo con todos los reglamentos y normas aplicadas a este equipo, así se hará mantenimiento al equipo siguiendo todas las normativas del proceso escritas en dichas normas. Al finalizar los dos años, el proveedor deberá garantizar la disponibilidad de repuestos para el mantenimiento del equipo.

En la figura 5.2 observamos un diagrama guía para el proceso de selección de bombas.

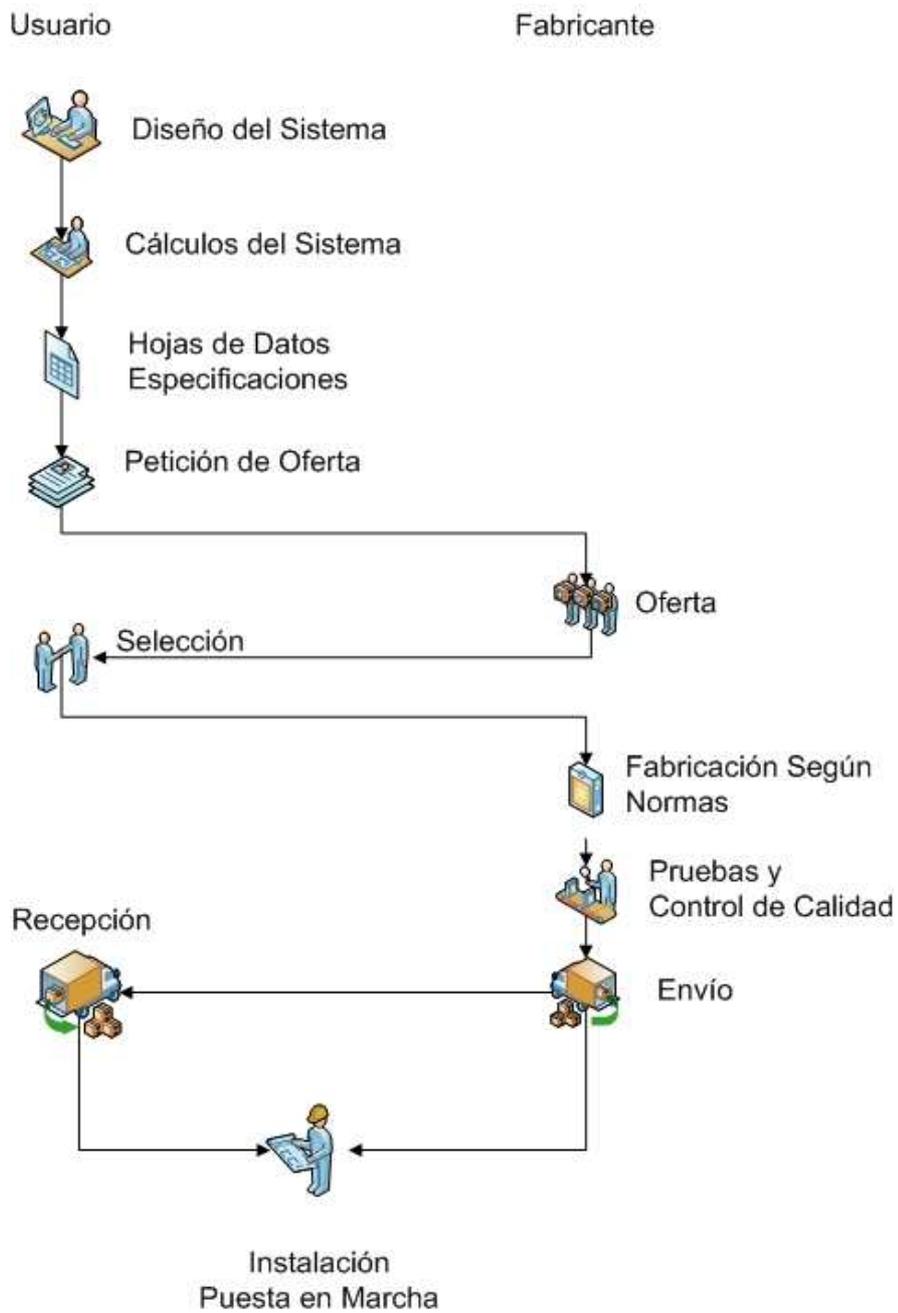


Figura 5.2 Diagrama del Proceso de Selección de Equipos

5.5.1 TIPO DE BOMBA BOOSTER

Las bombas booster de power oil son de tipo centrífuga API 610, funcionan con un motor eléctrico, trabajan para aumentar la presión del crudo antes de su ingreso a las bombas de power oil. La bomba consta de un cuerpo de aspiración con boca superior de succión y descarga, soporte de cojinetes, soporte de aspiración, eje en acero inoxidable totalmente protegido y sistema de cierre mecánico. Para saber las partes que debe tener una bomba centrífuga ver ANEXO 9. En la tabla 5.14 encontramos los requerimientos para las bombas Booster.

Tabla 5.14 Datos para la requisición de Bombas Booster para los campos Cuyabeno y Sansahuari

	Bombas Booster	
	Cuyabeno	Sansahuari
Cantidad Requerida	3	2
Conjunto	Bomba - Motor	
Bomba	Tipo Centrífuga Horizontal	
Caudal (GPM)	370	106
Diámetro de succión (plg)	6" - Clase 150	4" - Clase 150
Diferencial de Presión (psi)	156.333	154.148
Cabeza (pies)	410.801	405.061
NPSH Disponible (psi)	31.144	32.482

5.5.2 TIPO DE BOMBA PARA LA REINYECCIÓN DE CRUDO

Las bombas centrífugas horizontales multietapa "power oil" permiten aumentar la presión del crudo a aproximadamente 3900 psig; para esto las bombas se ubican a continuación de las bombas "booster" en las cuales se da un aumento previo de presión. Los materiales para la construcción de bombas deberán seguir el código API Standard 610 y constar en la hoja de datos del equipo, las partes sometidas a presión deberán contar con su respectiva especificación ASTM del material. La bomba consta de un cuerpo de aspiración con boca transversal; etapa intermedia constituida por un cuerpo de etapa y relativo

difusor equipados con anillos de desgaste, asientos impulsores sustituibles, cuerpo de descarga con boca de impulsión hacia arriba con posibilidad de rotación de 90° en ambos sentidos, soporte de cojinetes, soporte de aspiración de tipo de arrastre lubricado por el líquido bombeado, eje en acero inoxidable totalmente protegido, cierre mecánico. En el ANEXO 10 se describen las características técnicas de la Bomba Power Oil. En la tabla 5.15 podemos ver los requerimientos que se tienen para las Bombas Power Oil.

Tabla 5.15 Datos para la requisición de Bombas Power Oil para los campos Cuyabeno y Sansahuari.

	Bombas Power Oil	
	Cuyabeno	Sansahuari
Cantidad Requerida	3	2
Conjunto	Bomba – Motor. / Variador y transformador de frecuencia.	
Bomba	Tipo Centrifuga Horizontal multietapa soportada sobre el eje central de la bomba	
Caudal (GPM)	320	96
Diámetro de succión (plg)	4" - Clase 150	3" - Clase 2500
Diferencial de Presión (psi)	3719.796	3713.582
Cabeza (pies)	9774.646	9758.318
NPSH Disponible (psi)	179.304	180.695

5.6 SELECCIÓN DE LAS TUBERÍAS DEL SISTEMA.

5.6.1 ESPECIFICACIONES DE TUBERÍA.

GENERAL

- Se usará el Apéndice G del ASME B31.3 como una guía para seleccionar el sistema de seguridad apropiado, como el uso de aislamiento térmico en tuberías para protección personal, sistema de detección de fuego, sistemas contra incendio, diques de contención en caso de derrames, cunetas perimetrales, etc.

CÓDIGOS Y NORMATIVAS GENERALES

- Las tuberías serán diseñadas, fabricadas, inspeccionadas y aprobadas de acuerdo con los Códigos ASME B31.3 "Process Piping" y en el caso de válvulas se aplicarán las normas API.
- Todas las soldaduras de las tuberías y sus componentes, ya sea en taller o en campo, serán efectuadas por soldadores calificados, de acuerdo con lo establecido en la Sección IX del Código ASME (part QW, articles I, II, III).
- En caso de existir conflicto entre las normas citadas, se adoptará aquella que resulte más restrictiva.

SOBRE ESPESOR POR CORROSIÓN

El sobre espesor normal por tolerancia mecánica para tuberías de acero al carbono no debe exceder el 20% del espesor estándar. Ver anexo 28.

TUBERÍAS

- El espesor de las tuberías se calculará de acuerdo a lo especificado en la sección aplicable del Código ASME B31.3 para tuberías a presión. Las tablas usadas en este proyecto las podemos ver en los anexos 11, 12 y 13.
- Para resistir la presión y temperatura de trabajo, al espesor calculado se debe sumar los valores de la tabla 5.16 como espesores de tolerancia mecánica. Estos valores deberán incrementarse para tener en cuenta los sobre espesores por corrosión y tolerancias de fabricación.

Tabla 5.16 Valores de sobre espesores por corrosión y tolerancias mecánicas de fabricación para SCH-STD

Diámetro de tuberías (pulg)	2	3-4	6-8	10-12
Espesor corroído mín. (pulg)	0,02	0,03	0,04	0,05

Fuente: Norma ANSI B36.10, ver anexo 14.

- Las tuberías y accesorios de diámetro 1/8", 3/8", 1 1/4", 2 1/2", 3 1/2", 4 1/2" y 5" no serán usadas en el diseño. Cuando estos tamaños sean requeridos para

las conexiones de los equipos, deberá adoptarse el diámetro comercial superior inmediato.

- Por experiencia es recomendable que las tuberías de acero al carbono y acero de baja aleación en el rango de ¾" a 2" de diámetro tengan un espesor de pared mínimo correspondiente al "Schedule" 80.
- Las tuberías de acero inoxidable tendrán como mínimo un espesor de pared correspondiente al "schedule" 10S.
- La tubería de acero al carbono Grado B se especifica debido a su elevado esfuerzo permisible y por ser más económico que el Grado A. Sin embargo, si es necesario doblar o curvar una sección de tubería, el Grado A es mejor debido a su ductilidad. Muchas veces, es necesario el esfuerzo del Grado B y la ductilidad del Grado A, permitiéndose que sean estampados y certificados ambos grados.
- Las tuberías de acero que transportan fluidos altamente corrosivos requieren un monitoreo y control de la corrosión.
- Para el control de la corrosión interna en las tuberías de acero se usarán materiales o revestimientos internos resistentes a la corrosión (metálicos o no metálicos).

BRIDAS Y UNIONES DE TUBERÍAS

- Con excepción de secciones removibles de tuberías, requerimientos de montaje o requerimientos de desmantelamiento para limpieza, el uso de bridas en los sistemas de tuberías estará limitado a las conexiones con equipos o válvulas bridados.
- En las conexiones con equipos con bridas de cara plana o en las conexiones con válvulas de cuerpo de hierro fundido con bridas de cara plana, se utilizarán bridas de cara plana con empacadura de cara completa.
- En servicios corrosivos con bridas de acero inoxidable los pernos y tuercas serán de acero inoxidable.
- Para las bridas orificios se utilizarán bridas con cuello ("Welding Neck") con diámetro interior igual al diámetro interior de la tubería a la cual se conectan. El tamaño y "rating" mínimo a utilizar será de 2" - 300# R.F.

- Se utilizará conexiones tipo Victaulic, siempre que el servicio lo permita dentro de las especificaciones del fabricante de tubería.
- Las bridas deben ser diseñadas de acuerdo con el Código ASME B16.5, última edición, ver anexo 27.

EMPAQUES

- Para cumplir con el ASME B16.5, en orden de no aumentar la carga sobre los espárragos o posibilitar el movimiento de la unión bridada, el ancho del empaque deberá estar de acuerdo con las dimensiones indicadas en el anexo C del mismo código. Ver anexo 27.
- Los empaques planos de fibra sintética de 1/16" de espesor de acuerdo con ASME B16.21 y los empaques espiralados de metal relleno, de acuerdo a la Norma ASME B16.20, cumplen estos requerimientos.

ACCESORIOS

- Por experiencia es recomendable que los cambios de dirección en tuberías hasta de Ø 24", serán hechos con accesorios estándares, a menos que consideraciones sobre el flujo indiquen la conveniencia del uso de tubo curvado ("miter bend").
- Accesorios soldados a tope ("butt-weld") deberán utilizarse para diámetros de 2" y más.
- Accesorios roscados se deben usar en tuberías de diámetros 1 ½" y menores, que manejen fluidos no tóxicos y no inflamables, y en tuberías aguas abajo de la primera válvula de bloqueo en instrumentos, venteos o drenajes.
- Los accesorios soldados tendrán el mismo diámetro interior que las tuberías a las cuales se conectan.
- Para reducir el tamaño de una tubería soldada a tope se utilizarán reducciones soldadas a tope en lugar de brida reductora. El "schedule" del accesorio será el de la tubería de menor diámetro. En tuberías roscadas o soldadas a enchufe se utilizarán "couplings" de reducción o "nipples" tipo "swage".

- Las derivaciones en las tuberías se ajustarán a los requerimientos establecidos en la especificación de materiales aplicable.
- Los accesorios bridados deberán tener los agujeros para pernos centrados con respecto al "center-line" de la tubería.

TORNILLOS Y ESPÁRRAGOS

En las uniones bridadas se usará espárragos con tuercas hexagonales. Los espárragos de acero al carbono no serán de una calidad inferior a ASTM A193 Grado B-7 y las tuercas a ASTM A194 Grado 2-H.

SOPORTES Y ANCLAJES

- Todas las tuberías se soportarán adecuadamente mediante soportes de diseño estructural apropiado y serán provistas de anclajes para prevenir fuerzas de expansión sobre los equipos. Las tuberías con válvulas conectadas a equipos mecánicos, tales como bombas que requieran mantenimiento periódico, se soportarán de forma tal que la remoción del equipo no requiera remover piezas de tuberías.
- Los anclajes proporcionarán suficiente fijación a fin de transmitir todos los efectos de la carga a las fundaciones.
- Se deben instalar soportes de anclaje a la tubería enterrada antes de salir sobre tierra.

GUÍAS

Se instalará guías para restringir el movimiento lateral de tramos rectos de tuberías sin limitar por ello la flexibilidad natural del sistema. Las guías serán instaladas a 40 - 60 diámetros de los lazos de expansión y cambios de dirección. En general, las líneas de 4" de diámetro y menores serán guiadas en cada soporte, y las de 6" y mayores cada tercer soporte.

SISTEMAS DE TUBERÍAS

- Por experiencia es recomendable que las tuberías se rutearán sobre tierra ("aboveground") dentro de los límites de la unidad y se arreglarán de forma que permitan la remoción de equipos sin necesidad de remover las válvulas

adyacentes al equipo o cantidades mayores de equipos o tuberías asociadas. Es recomendable proveer conexiones bridadas para facilitar este fin, o para el desmantelamiento de líneas para mantenimiento o inspección.

- El arreglo de los equipos, estructuras y tuberías deberá permitir el acceso de equipo móvil de maniobra para remoción de los equipos y no deberá presentar interferencias para las tareas de mantenimiento.
- El trazado de las tuberías será el de menor longitud posible y tendrá el menor número de codos y curvas compatible con los requerimientos de expansión y flexibilidad de la línea.
- Dentro de los límites del skid, las tuberías tendrán preferiblemente un recorrido elevado.
- Se seleccionarán elevaciones determinadas para líneas con recorrido Norte-Sur y otras elevaciones para las líneas con recorridos Este-Oeste y estas elevaciones deberán mantenerse a través de toda la unidad.
- El diseño evitará en lo posible la formación de bolsillos; cuando ellos no puedan ser eliminados se instalarán drenajes en los puntos bajos.
- Todos los componentes de tuberías que requieran regular atención operacional o de mantenimiento deberán ser fácilmente accesibles y contar con suficiente espacio en sus alrededores.
- Toda válvula de bloqueo o válvula de retención instalada entre líneas, sistemas, o equipos de diferentes servicios estará de acuerdo a la especificación del servicio de más alto "rating".
- Las tuberías sin aislamiento se apoyarán directamente sobre el soporte estructural o acero.

AISLAMIENTO TÉRMICO

El aislamiento térmico para tuberías estará de acuerdo a los requerimientos de la planta y la recomendación del fabricante.

LIMPIEZA DE TUBERÍAS

No es necesario tomar provisiones especiales durante la fase de diseño, excepto asegurar la existencia de las bridas necesarias para la inserción de los ciegos temporales; estos ciegos temporales no necesitan ser mostrados en los Diagramas de Tubería e Instrumentación.

FABRICACIÓN

La fabricación de tuberías será de acuerdo con especificación aplicable, con las siguientes restricciones:

- No se utilizará tuberías menores a $\frac{3}{4}$ ", excepto para conexiones de instrumentos, conexiones a válvulas de control y conexiones a equipos.
- No se utilizará tubería de diámetro no comercial tales como \varnothing 1 $\frac{1}{4}$ ", 2 $\frac{1}{2}$ ", 3 $\frac{1}{2}$ ", 5", 7", etc.
- Cualquier equipo que tenga boquillas en esos tamaños deberá ajustarse a tamaños inmediatos mediante bridas especiales o reductoras.
- Los procedimientos de fabricación en campo y taller serán realizados según los planes de ingeniería e implantación en campo.

RECUBRIMIENTO

- De igual forma, las tuberías bajo tierra ("underground") serán recubiertas con cinta anticorrosiva, se deberá seguir las especificaciones indicadas por el fabricante.
- La protección anticorrosiva externa de los sistemas de tuberías nuevas para ser instalados bajo tierra, se puede realizar mediante el empleo de dos tipos de revestimientos técnicamente aceptables, los cuales son la resina epoxi en polvo aplicada por fusión electrostática o polietileno de alta densidad aplicado por extrusión. Ambos revestimientos son aplicables en plantas.
- Para tuberías que transportan productos blancos en todos los diámetros serán revestidas solo con resina epoxi en polvo.
- No se debe permitir que componentes de plomo y zinc entren en contacto con tuberías o cualquier componente de acero inoxidable austenítico a cualquier temperatura.

PRUEBA DE TUBERÍAS

- Las tuberías serán hidrostáticamente probadas, de acuerdo con los requerimientos del Código ASME B31.3 ó B31.4 según aplique. Ver anexo 28.
- Sólo se aplicará prueba neumática previa aprobación del cliente. Se debe tomar especiales precauciones para asegurar que el personal no quede expuesto a la prueba, hasta tanto no se haya probado la integridad del sistema. La prueba neumática se realizará según la norma B31.3 párrafo 345.5.

5.6.2 CÁLCULOS DE ESPESORES PARA LA TUBERÍA.

El espesor requerido en secciones rectas de tubería se obtiene siguiendo las fórmulas mencionadas en el código ASME B 31.3.

ESPESORES DE TUBERÍA

De acuerdo con el código ASME B 31.3, punto 304.1.2, ver anexo 28, el espesor mínimo requerido para un tubo recto es:

$$t_m = t + c$$

(ec. 5.1)

Donde:

t: es el espesor de diseño por presión

c: la suma de las tolerancias mecánicas más las tolerancias de corrosión y fabricación que están especificadas en las bases de diseño.

El espesor mínimo de diseño para un tubo recto sometido a presión interna para $t < D/6$:

$$t = \frac{PD}{2(SE + PY)}$$

(ec. 5.2)

Donde:

D: es el diámetro exterior,

P: la presión interna,

S: esfuerzo del material, Ver ANEXO 11

E: factor de soldadura, factor de eficiencia de la junta soldada para tuberías, el cual depende del tipo de soldadura empleada para la confección de las mismas (Ver ANEXO 12).

Y: el factor de diseño, coeficiente respecto al tipo de material utilizado (Ver ANEXO 13).

MATERIALES DE TUBERÍA

El material que se utiliza en la fabricación de la tubería debe estar de acuerdo con el tipo de fluido y condiciones de operación, como se indica en el capítulo II, parte 3 del código ASME B 31.3. Para el tipo de fluido categoría D se puede usar los siguientes materiales:

- API 5L Grado B
- ASTM A 53 tipo F

Para la fabricación de la tubería se va a utilizar API 5L Grado B que satisface los requerimientos del sistema, conforme al ANEXO 11 de la especificación de materiales.

DESARROLLO DE ESPESORES DE TUBERÍA

$D_n = 2''$

$D = 2,375 \text{ plg}$

$P_{\text{diseño}} = 55 \text{ Psig}$

$S = 23300 \text{ Psi}$, (Ver ANEXO 11)

$E = 1$ (Ver ANEXO 12)

$Y = 0,4$ (Ver ANEXO 13)

$$t = \frac{PD}{2(SE + PY)} \quad (\text{ec. 5.2})$$

$$t = 55 * 2,375 / (2 * (23300 * 1 + 55 * 0,4))$$

$$t = 0,00280$$

$$t_m = t + c$$

$$t_m = 0,00280 + 0.0625$$

$$t_m = 0,06530 \text{ plg}$$

$$t_{\text{comercial}} = 0,154 \text{ plg}$$

Cédula = 40 = Std (Ver ANEXO 14)

Rating = 150 (Ver ANEXO 15)

Para la simplificación de los cálculos se realizó una hoja dinámica donde se muestra los datos y resultados de los cálculos de espesores, indicados en la Tabla 5.17 y Tabla 5.18.

**Tabla 5.17 Cálculo de Espesores de Tuberías del Sistema de Succión
Bombas Booster**

D nominal (plg)	Diámetro (plg)	P. diseño (psig)	S (psi)	E	Y	t (plg)	t _m (plg)	t comercial (plg)	SCH	Rating
2	2.375	55	23300	1	0.4	0.00280	0.06530	0.154	std	150
3	3.500	55	23300	1	0.4	0.00413	0.06663	0.216	std	150
4	4.500	55	23300	1	0.4	0.00531	0.06781	0.237	std	150
6	6.625	55	23300	1	0.4	0.00781	0.07031	0.280	std	150
8	8.625	55	23300	1	0.4	0.01017	0.07267	0.322	std	150
10	10.750	55	23300	1	0.4	0.01268	0.10518	0.365	std	150
12	12.750	55	23300	1	0.4	0.01503	0.13003	0.375	std	150

Tabla 5.18 Cálculo de Espesores de Tuberías del Sistema de Descarga Bombas Booster y Succión Sistema Bombas de Reinyección

D nominal (plg)	Diámetro (plg)	P. diseño (psig)	S (psi)	E	Y	t (plg)	tm (plg)	t comercial (plg)	SCH	Rating
2	2.375	215.5	23300	1	0.4	0.01094	0.07344	0.154	std	150
3	3.500	215.5	23300	1	0.4	0.01613	0.07863	0.216	std	150
4	4.500	215.5	23300	1	0.4	0.02073	0.08323	0.237	std	150
6	6.625	215.5	23300	1	0.4	0.03052	0.09302	0.28	std	150
8	8.625	215.5	23300	1	0.4	0.03974	0.10224	0.322	std	150
10	10.750	215.5	23300	1	0.4	0.04953	0.14203	0.365	std	150
12	12.750	215.5	23300	1	0.4	0.05874	0.17374	0.375	std	150

Para alta presión se utiliza la siguiente expresión:

$$t_m = \frac{D - 2 \times c_0}{2} \left[1 - \exp\left(\frac{-1.555 \times P}{S}\right) \right] + (c_1 + c_0)$$

(ec. 5.3)

Donde:

tm = Mínimo Espesor requerido incluyendo Tolerancia de Corrosión, Erosión y Tolerancia Mecánica (pulg).

P = Presión Interna de Diseño (psig).

D = Diámetro Exterior del Tubo (pulg).

S = Esfuerzo Permisible del Material a la temperatura de diseño, Tablas K-1 del ASME B 31.3 "Process Piping". ANEXO 9

c₁ = Suma de Tolerancia Internas (tolerancias por corrosión y erosión).

c₀ = Suma de Tolerancia Externas (tolerancia mecánicas).

Para la simplificación de los cálculos se realizó una hoja dinámica donde se muestra los datos y resultados de los cálculos de espesores para el servicio de alta presión, indicados en la Tabla 5.19.

Tabla 5.19 Cálculo de Espesores de Tuberías del Sistema de Descarga Bombas de Reinyección

D nominal (plg)	Diámetro (plg)	P. diseño (psig)	S (psi)	co	c1	tm (plg)	t comercial (plg)	SCH	Rating
8	8.625	4000	46700	0.02	0.125	0.680	0.812	140	2500
6	6.625	4000	46700	0.02	0.125	0.556	0.625	160	2500
4	4.500	4000	46700	0.02	0.125	0.423	0.531	160	2500
3	3.500	4000	46700	0.02	0.125	0.361	0.438	160	2500
2.5	2.875	4000	46700	0.02	0.125	0.322	0.375	160	2500
2	2.375	4000	46700	0.02	0.125	0.291	0.436	XXS	2500
1	1.315	4000	21300	0.02	0.125	0.306	0.358	XXS	2500

5.7 COMPARACIÓN DE VARIABLES DEL SISTEMA REDISEÑADO CONTRA UN SIMULADOR DE PROCESOS.

Aspen Hysys es una herramienta para la simulación de procesos químicos para el diseño conceptual, optimización, planificación y monitoreo en producción de petróleo y gas, con la ventaja de experimentar cada resultado en cada uno de los equipos o puntos donde se quiera un dato. La experimentación de esta herramienta se ha vuelto fundamental en el desarrollo de procesos por su fácil manejo y la confiabilidad de los resultados. En la figura 5.3 se muestra la carátula del programa Aspen Hysys 2010, el cual fue utilizado para esta simulación.

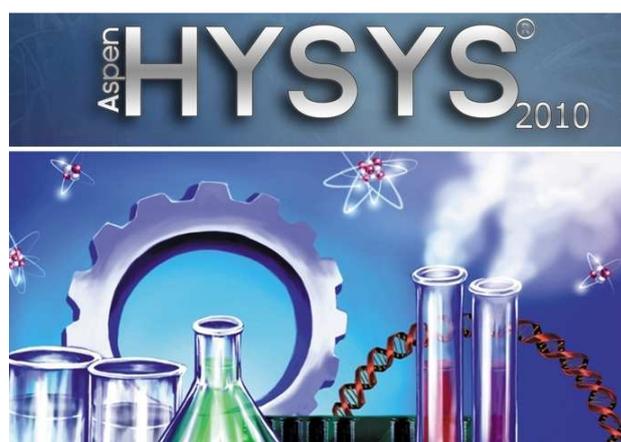


Figura 5.3 Carátula del programa Aspen Hysys 2010

En la presente sección se muestra el balance de masa y energía del proceso de producción y tratamiento de crudo de la estación de Producción del Área Cuyabeno, utilizando el programa de simulación de procesos Aspen Hysys 2010. Dicha simulación fue realizada en el proyecto “Modernizar y/u Optimizar las Facilidades de producción del Área Cuyabeno” y se presenta en los documentos PPR-ES-CCY-P-REP-D-001 REV 0 y PPR-ES-CSG-P-REP-D-001 REV 0 del proyecto ESPE-PETROPRODUCCION, 2009.

5.7.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.

Para la realización de la simulación del proceso, se utilizaron los valores de máxima producción de crudo, gas y agua del pronóstico de producción para el periodo 2009–2021 suministrado por PETROPRODUCCION para el Área Cuyabeno (ver ANEXO 2). La producción de crudo proyectada para el año 2010 corresponde a la máxima producción e incluye al crudo producido y al inyectado; la máxima producción de gas corresponde al año 2011 y la máxima producción de agua es la correspondiente al año 2021.

Tomando en consideración la premisa anterior, se incrementa el 10% sobre los flujos correspondientes a la máxima producción de agua y gas como criterios de diseño, en el caso del crudo se considera la suma entre el máximo de crudo producido y el máximo crudo inyectado.

Tabla 5.20 Parámetros a ingresar a la simulación.

Parámetros	Cuyabeno	Sansahuari
Contenido aproximado de agua en el crudo a la salida del separador trifásico (% V/V)	18	26
Contenido aproximado de agua en el crudo a la salida del tanque de lavado (% V/V)	1	1
Agua de calentamiento (BAPD)	19680	6200
Crudo Sansahuari a tanque de almacenamiento (BPPD)	2508	--
Presión de transferencia del crudo (psig)	1200	150
Presión de bombeo del crudo inyectado (Power oil) (psig)	3901	3900
Presión de bombeo del agua de reinyección (psig)	1855	1200
Presión de bombeo del agua de en CCY-18 (psig)	1943	--
Presión del agua de calentamiento (psig)	20	20
Temperatura del agua de calentamiento (°F)	132.8	130

FUENTE: Documentos PPR-ES-CCY-P-REP-D-001 y PPR-ES-CSG-P-REP-D-001 del proyecto ESPE-PETROPRODUCCION, 2009.

En el caso de Crudo, se toma el valor más alto de la producción y se le suma el valor más alto del crudo inyectado, como dato para la alimentación de la simulación.

En la figura 5.4 y 5.5 se muestran las pantallas del programa de simulación HYSYS de los campos Cuyabeno y Sansahuari respectivamente. En el ANEXO 16 se muestran claramente los resultados de la simulación.

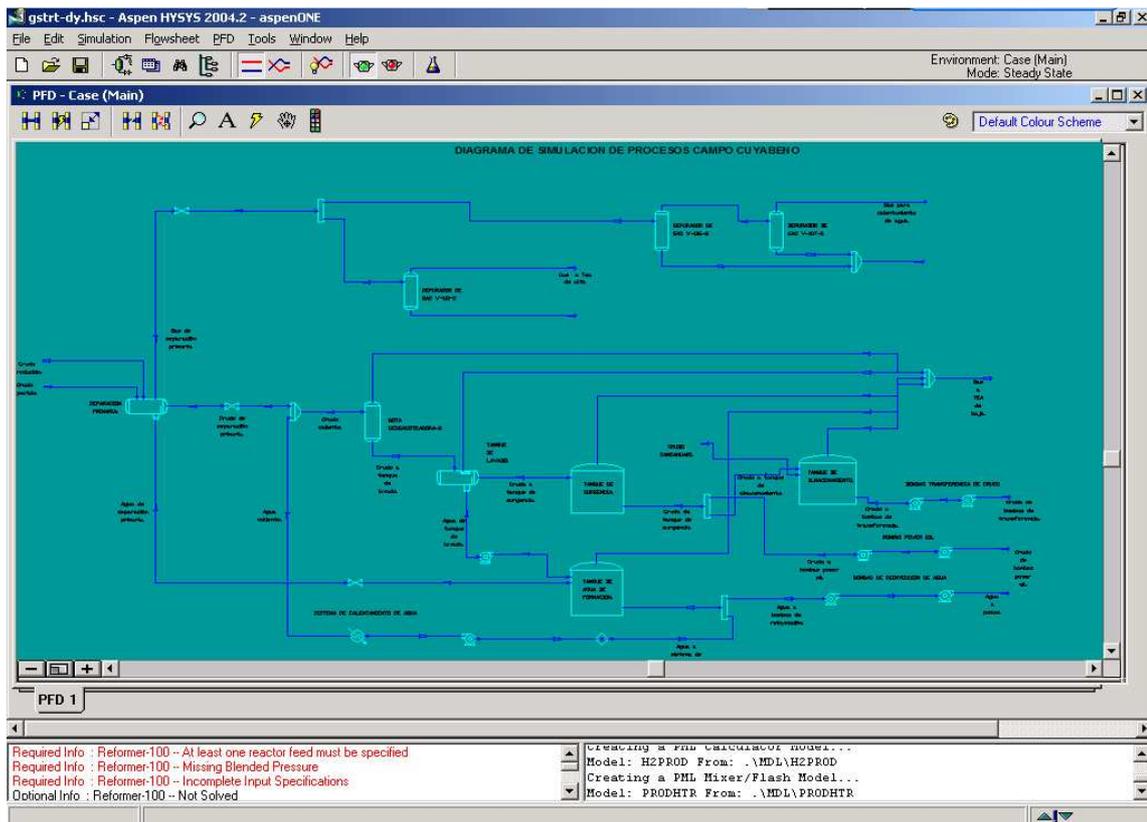


Figura 5.4 Pantallas de la simulación del campo Cuyabeno

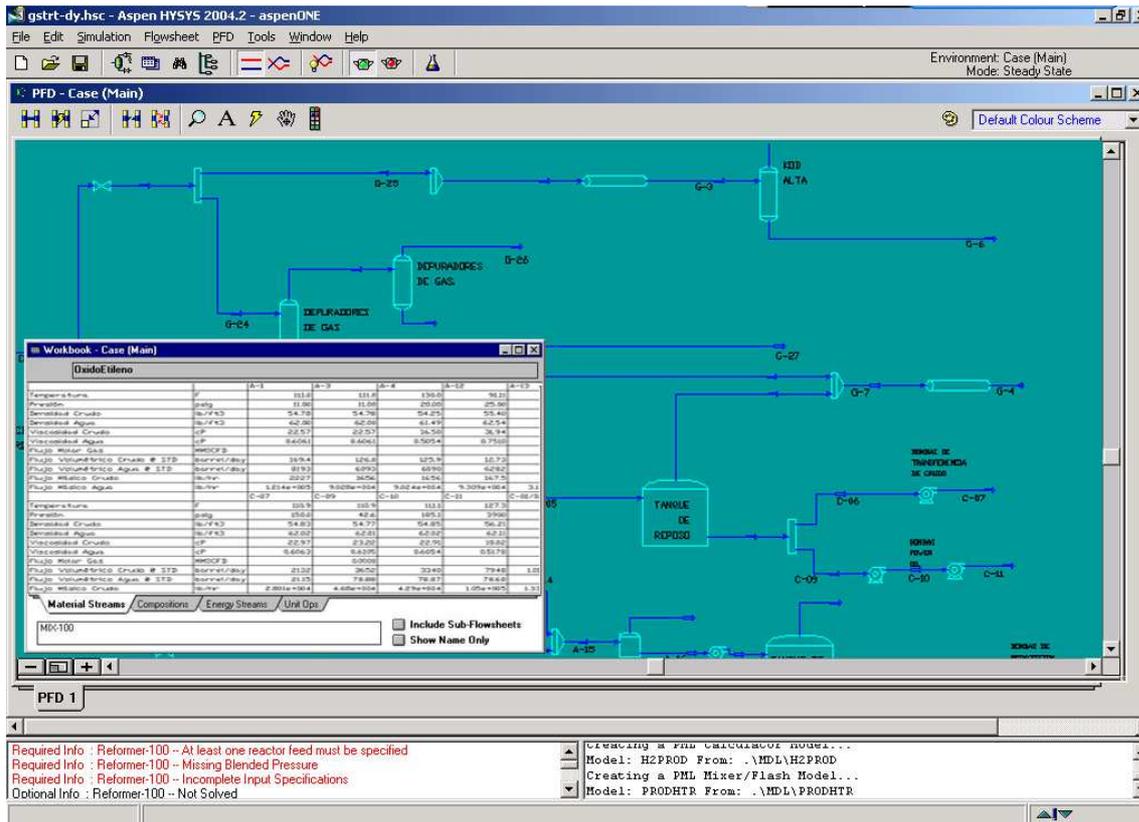


Figura 5.5 Pantallas de la simulación del área Sansahuari

A continuación se presenta en la Tabla 5.21 un resumen de los resultados obtenidos de la simulación para el sistema de reinyección de crudo (Power Oil).

Tabla 5.21 Resumen de resultados de la Simulación para el Sistema de Reinyección de Crudo Propuesto

		Resultados de la Simulación					
		Cuyabeno			Sansahuari		
		C-12	C-13	C-14	C-9	C-10	C-11
Temperatura	°F	102,2	102,2	95	110,9	111,1	127,3
Presión Absoluta	psi	43,8	204	3920,7	42,6	185	3900
Flujo MAX	BPD	12879,4	11328,79	16472,26	3652	3340	7948
Densidad	lb/ft3	54,91	54,91	56,65	54,77	54,85	56,21
Viscosidad	cP	23,50	23,50	27,88	23,22	22,91	18,02

FUENTE: Documentos PPR-ES-CCY-P-REP-D-001 y PPR-ES-CSG-P-REP-D-001 del proyecto ESPE-PETROPRODUCCION, 2009.

En el ANEXO 16 se muestra los resultados obtenidos de la simulación para todo el campo Cuyabeno y Sansahuari.

5.7.2 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS.

En la Tabla 5.22 se detalla a continuación el resumen de los datos obtenidos de los cálculos realizados tanto para el Campo Cuyabeno como para Sansahuari.

Tabla 5.22 Resumen de resultados de los Cálculos para el Sistema de Reinyección de Crudo Propuesto

		Resultados de los Cálculos					
		Cuyabeno			Sansahuari		
		C-12	C-13	C-14	C-9	C-10	C-11
Temperatura	°F	111,50	111,50	--	110,30	110,30	--
Presión Absoluta	psi	44,70	194,52	3914,32	44,70	195,89	3909,48
Flujo MAX	BPD	12685,70	10971,42	--	3634,28	3291,42	--
Densidad	lb/ft3	54,80	54,80	--	54,80	54,80	--
Viscosidad	cP	21,00	21,00	--	24,20	24,20	--

Comparando las tablas 5.21 y 5.22, podemos observar que los resultados de la simulación no están lejos de los datos obtenidos en los cálculos realizados, en la tabla 5.23 se encuentra los resultados de los errores relativos para los parámetros más importantes que son la presión y el flujo.

Tabla 5.23 Resultados de errores relativos para Presión y Flujo.

		Error relativo					
		Cuyabeno			Sansahuari		
		C-12	C-13	C-14	C-9	C-10	C-11
Presión Absoluta	psi	2,1	4,6	0,2	4,9	5,9	0,2
Flujo MAX	BPD	1,5	3,2	--	0,5	1,5	--

Los resultados de errores relativos no superan el 6%, y esto es aceptable ya que el programa de simulación no considera pérdidas en la tubería, ni pérdidas por accesorios. Además, los parámetros ingresados al principio de la simulación son datos correspondientes al inicio del proceso de tratamiento de crudo.

5.8 PLANOS DE IMPLANTACIÓN DEL REDISEÑO DEL SISTEMA.

En el ANEXO 1 se observa la implantación de los equipos nuevos y existentes, en el ANEXO 17 se presenta el esquema de flujo de proceso en los respectivos diagramas de tuberías y en el ANEXO 18 el plano de implantación y distribución de los equipos y tuberías.

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

6.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN

El presente capítulo se analizará que la factibilidad para la implementación del nuevo sistema de reinyección de crudo (Power Oil) en el Área Cuyabeno, tomando en consideración factores como son los costos de materiales, gastos de operación, etc.

La metodología a utilizar es el análisis de precios unitarios, de acuerdo a los elementos que se necesitarán dismantelar y los elementos a construir para el nuevo sistema de reinyección de crudo. Los rubros económicos deben satisfacer los requerimientos indicados en las bases del concurso y/o licitación, de acuerdo a las leyes y reglamentos de la ley de contratación vigente, así como la ley de obras públicas y servicios.

Además se considera los costos de inversión de las unidades de bombeo, tuberías, costos energía eléctrica, reparación y mantenimiento de las bombas, recuperando esta inversión mediante el incremento de la producción. Los métodos de la evaluación del proyecto a ser utilizados son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

6.1.1 ANÁLISIS DE PRECIOS DE LOS EQUIPOS

Los precios de los materiales y equipos se basan en cotizaciones actualizadas a la fecha suministradas por proveedores del país que se encuentran en la lista única de oferentes de Petroecuador, en la dirección electrónica <http://extranet.petroecuador.com.ec/sucoInternet/consultas/oferentes/listaofertentes.cfm>.

En la tabla 6.1 se representa los costos más aproximados de los equipos de las Bombas Centrífugas y Bombas Horizontales. Estos valores están expuestos a cambios respecto a precios de cada proveedor.

Tabla 6.1 Costos aproximados de bombas centrífugas y bombas horizontales de diferentes capacidades.

Descripción	Capacidad	Total
Bomba Booster	10918 BPD	171,055.12
Bomba Booster	11772 BPD	222,597.60
Bomba de Power Oil	9055 BPD	1,043,824.05

Los costos de las bombas incluyen la mano de obra en la instalación y otros equipos como son grúa, plumas, equipos de instalación eléctrica, herramientas manuales, maquina de empalmar, etc. En los anexos 20, 21 y 22 podemos ver los detalles de los precios de los equipos.

6.1.2 COSTO DE LOS MATERIALES

Es fundamental conocer la ruta por donde va a pasar la tubería de inyección de fluido motriz, de acuerdo a la selección de la ruta, podemos determinar la longitud de tubería que se va a necesitar en el proyecto, y el costo de la misma estará en función de dicha longitud. Se cotiza la tubería estándar de cada espesor requerido puesto que tubería especial implicaría mayores costos. Estos costos los vemos en la tabla 6.2 y 6.3.

Tabla 6.2 Costo de tuberías en Campo Cuyabeno

TUBERÍAS EN CUYABENO				
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Total
Suministro e instalación de Tubería D= 10". API 5L,PSL2, SMLS,Gr. B, SCH 40	Mt	98.19	291.89	28,661.99
Suministro e instalación de Tubería D= 8". API 5L,PSL2, SMLS,Gr. B, SCH 40	Mt	8.47	277.28	2,349.84
Suministro e instalación de Tubería D= 6". API 5L,PSL2, SMLS,Gr. B, SCH 40	Mt	26.37	260.08	6,858.31
Suministro e instalación de Tubería D= 2". API 5L,PSL2, SMLS,Gr. B, SCH 41	Mt	100	238.63	23,863.00
Suministro e instalación de Tubería D= 8". API-5L, GD.X-42, DRL, SCH-140	Mt	8.47	310.13	2,628.23
Suministro e instalación de Tubería D= 6". API-5L, GD.X-42, DRL, SCH-160	Mt	129.88	297.09	38,584.77
Suministro e instalación de Tubería D= 4". API-5L, GD.X-42, DRL, SCH-160	Mt	34.73	283.31	9,839.36
Limpieza y pintura de tuberías superficiales D=10"	Mt	12.34	211.32	2,607.69
Limpieza y pintura de tuberías superficiales D=8"	Mt	16.95	208.93	3,541.20
Limpieza y pintura de tuberías superficiales D=6"	Mt	46.37	206.16	9,559.64
Limpieza y pintura de tuberías superficiales D=4"	Mt	34.73	193.85	6,732.41
Limpieza y pintura de tuberías superficiales D=2"	Mt	100	193.24	19,324.00
Prueba hidrostática de tuberías D=10"	Mt	98.19	145.62	14,299.08
Prueba hidrostática de tuberías D=8"	Mt	16.95	143.52	2,432.55
Prueba hidrostática de tuberías D=6"	Mt	156.25	142.18	22,215.01
Prueba hidrostática de tuberías D=4"	Mt	34.73	128.31	4,456.21
Prueba hidrostática de tuberías D=2"	Mt	100	127.48	12,748.00
Pruebas Radiográficas Tuberías D= 10"	Jta	22.00	585.61	12,883.42
Pruebas Radiográficas Tuberías D= 8"	Jta	8.00	463.72	3,709.76
Pruebas Radiográficas Tuberías D= 6"	Jta	16.00	421.35	6,741.60
Pruebas Radiográficas Tuberías D= 4"	Jta	8.00	421.35	3,370.80
Ejecución de empalmes	UND	4.00	1,214.85	4,859.40
TOTAL				242,266.26

Tabla 6.3 Costo de tuberías en Campo Sansahuari

TUBERÍAS EN SANSAHUARI				
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Total
Suministro e instalación de Tubería D=8". API 5L,PSL2, SMLS,Gr. B, SCH 40	Mt	68.24	277.28	18,921.84
Suministro e instalación de Tubería D=6". API 5L,PSL2, SMLS,Gr. B, SCH 40	Mt	20.51	260.08	5,334.94
Suministro e instalación de Tubería D=4". API 5L,PSL2, SMLS,Gr. B, SCH 40	Mt	3.40	246.87	838.37
Suministro e instalación de Tubería D=2". API 5L,PSL2, SMLS,Gr. B, SCH 41	Mt	100	238.63	23,863.00
Suministro e instalación de Tubería D=4". API-5L, GD.X-42, DRL, SCH-160	Mt	73.21	283.31	20,741.66
Limpieza y pintura de tuberías superficiales D=8"	Mt	22.36	208.93	4,671.67
Limpieza y pintura de tuberías superficiales D=6"	Mt	20.51	206.16	4,228.90
Limpieza y pintura de tuberías superficiales D=4"	Mt	34.73	193.85	6,732.41
Limpieza y pintura de tuberías superficiales D=2"	Mt	100	193.24	19,324.00
Prueba hidrostática de tuberías D=8"	Mt	68.24	143.52	9,793.93
Prueba hidrostática de tuberías D=6"	Mt	20.51	142.18	2,916.50
Prueba hidrostática de tuberías D=4"	Mt	76.61	128.31	9,829.56
Prueba hidrostática de tuberías D=2"	Mt	100	127.48	12,748.00
Pruebas Radiográficas Tuberías D= 8"	Jta	8.00	463.72	3,709.76
Pruebas Radiográficas Tuberías D= 6"	Jta	16.00	421.35	6,741.60
Pruebas Radiográficas Tuberías D= 4"	Jta	8.00	421.35	3,370.80
Ejecución de empalmes	UND	4.00	1,214.85	4,859.40
TOTAL				158,626.35

En todo sistema de transporte de fluidos, ya sea este oleoducto o gasoducto, van instalados una serie de accesorios o válvulas que permiten conducir el fluido al lugar deseado.

El costo de grupo de válvulas fue proporcionado por el departamento de mantenimiento del campo Cuyabeno y se puede ver en las tabla 6.4.

Tabla 6.4 Cantidad de Válvulas a utilizar en los Campos Cuyabeno y Sansahuari

VÁLVULAS A UTILIZAR EN CAMPO CUYABENO				
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Total
Suministro e instalación de Válvula de bola D=4",6" Y 8", Clase 150 Lb	UND	12	3,086.11	37,033.32
Suministro e instalación de Válvula de retención D=4",6" y 8", 150 Lb	UND	3	15,094.69	45,284.07
Suministro e instalación de Válvula de bola 2500 Lb, RTJ. D= 4", 6" y 8"	UND	6	293,822.64	1,762,935.84
Suministro e instalación de Válvula de retención D=4",6" y 8", 2500 Lb	UND	3	313,920.00	941,760.00
TOTAL				2,787,013.23
VÁLVULAS A UTILIZAR EN CAMPO SANSAHUARI				
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Total
Suministro e instalación de Válvula de bola D=4",6" Y 8", Clase 150 Lb	UND	8	3,086.11	24,688.88
Suministro e instalación de Válvula de retención D=4",6" y 8", 150 Lb	UND	3	15,094.69	45,284.07
Suministro e instalación de Válvula de bola 2500 Lb, RTJ. D= 4", 6" y 8"	UND	4	293,822.64	1,175,290.56
Suministro e instalación de Válvula de retención D=4",6" y 8", 2500 Lb	UND	2	313,920.00	627,840.00
TOTAL				1,873,103.51

6.2 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Las bombas de compresión de fluido motriz van a funcionar continuamente, lo cual implica que la tubería que transporta el fluido motriz prestará servicio todo el tiempo, por lo tanto se deben elaborar programas de control y mantenimiento para alargar la vida útil de los equipos que forman parte del sistema, y optimizar el funcionamiento del mismo.

Lógicamente que esto implica egresos económicos que deben ser considerados en la determinación de la rentabilidad del proyecto y poder estimar con mayor exactitud el tiempo de recuperación de la inversión. Ya que los costos de operación varían cada año, se fija un costo alto con respecto al

año 2010 y esto es 54,000.00 \$/año, este costo fue consultado con el servicio de mantenimiento del área de Cuyabeno, cubre 4 operadores y gastos administrativos que demandan las 2 estaciones.

De igual manera se fija con el costo de mantenimiento de 84,000.00 \$/año, y este costo cubren las tres bombas centrífugas y tres bombas horizontales, con sus respectivos operadores y gastos administrativos.

6.3 TASAS DE PRODUCCIÓN ESPERADO EN EL CAMPO

Como justificación para la construcción de estas estaciones centralizadas, se tendrá un incremento de producción en el campo Cuyabeno y Sansahuari aumentando 10 y 8 pozos respectivamente desde el año 2011.

Sin embargo los pozos nuevos serán con sistema de bombeo electro sumergible lo cual implica que la implementación del Power Oil será para pozos existentes y mejorar la producción de dichos pozos, con esta premisa podemos ver en la tabla 6.5 los valores de aportación de cada pozo y su estimada producción en el futuro.

**Tabla 6.5 Estimación de producción con el sistema de Power Oil
propuesto.**

CUYABENO		
Pozo	Caudal Actual (bls/día)	Caudal Estimado (bls/día)
CUY-02	215	250
CUY-03	332	381
CUY-06	327	376
CUY-07	207	249
CUY-08	549	591
CUY-09	202	244
CUY-10	134	176
CUY-11	192	234
CUY-15	293	335
CUY-16	256	298
CUY-19	205	247
CUY-20	181	223
CUY-21	787	829
TOTAL	3880	4433

SANSAHUARI		
Pozo	Caudal Actual (bls/día)	Caudal Estimado (bls/día)
SSH-02	166	210
SSH-04	282	290
SSH-06	188	256
SSH-08	165	184
SSH-09	176	215
SSH-10	287	350
SSH-11	152	176
TOTAL	1416	1681

Fuente: Documento PPR-ES-CCY-P-CAL-C-001 REV 0 del proyecto ESPE-PETROPRODUCCION, 2009.

Estos incrementos son de 553 BPPD y de 265 BPPD en los campos Cuyabeno y Sansahuari respectivamente, dichos incrementos irán decreciendo al 8% por año, que es la tasa de declinación del área Cuyabeno.

6.4 VAN Y TIR

6.4.1 INTRODUCCIÓN

El flujo neto de caja (FNC) representa el movimiento neto de caja o la generación neta de fondos durante un cierto periodo de tiempo. Para la determinación del Flujo Neto de Caja solamente se deben determinar los egresos e ingresos realizados en el proyecto,

El Valor Actual Neto (VAN), es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en valores al día de hoy, que corresponde a la sumatoria de los flujos netos de caja actualizados. El Valor Actual Neto es un calculo que se realiza para conocer si un proyecto de inversión es conveniente o no.

Para su análisis se verifica las siguientes consideraciones:

$VAN > 0 \rightarrow$ el proyecto es rentable.

$VAN = 0 \rightarrow$ el proyecto es rentable también, porque ya está incorporado ganancia de la Tasa de descuento, sin embargo es preferible que esto no se considere como rentable.

$VAN < 0 \rightarrow$ el proyecto no es rentable.

La Tasa Interna de Retorno (TIR), es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada para determinar la rentabilidad de un proyecto.

La TIR es el calculo que permite saber cuál es la tasa que hace que el VAN sea igual a cero.

6.4.2 METODOLOGÍA PARA SU CÁLCULO

El valor actual neto (VAN) es afectado generalmente por los costos de instalación y operación; la tasa de actualización (i) y los precios de venta.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+i)^k}$$

(ec. 6.1)

La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero.

Se determina que un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (VAN) es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.

La rentabilidad de los proyectos en la industria petrolera es muy alta, aún más con la tendencia a la alza del precio del barril de petróleo, razón por la cual las inversiones se las realiza a corto plazo.

6.4.3 CÁLCULO DEL VAN Y TIR

Para este cálculo se necesita definir algunos criterios para el cálculo, estos criterios son:

- La tasa de actualización es 12.21%, la cual se calcula tomando en cuenta un mercado de referencia, un factor para la industria petrolera, el Riesgo País y la tasa de mercado. El valor reposa en el anexo 25.
- También es mejor definir un valor para imprevistos y este valor puede ser 7000 dólares anuales, valor sugerido por el personal del área Cuyabeno.
- El precio de venta se determina haciendo el ajuste por calidad de 1,7 \$/Bl por cada grado de diferencia entre el crudo del Campo y el WTI (WTI tiene una gravedad API de alrededor de 39,6° y peso específico de alrededor de 0,827). Así tenemos un precio de 67.92 \$/Barril.
- El costo de energía es de 0,17 USD KWh, valor estimado en el Distrito Amazónico.
- No se considera impuestos fiscales por ser una empresa del Estado.
- El valor de inflación se toma el valor de cierre del 2010 y este es de 3.33%. Todos los costos y gastos están sometidos a este valor puesto que suben los precios de mantenimiento y operación anualmente.
- La vida útil del proyecto es de 11 años puesto que los pronósticos de producción están hasta el 2021, y no existen datos para la explotación a partir de ese año.

En las tablas 6.6 y 6.7 vemos los resultados de las variables económicas de los campos Cuyabeno y Sansahuari, los detalles de los ingresos y egresos de cada campo podemos ver en los anexos 23, y 24.

Tabla 6.6. Variables económicas actualizadas para el campo Cuyabeno.

Años	Egresos	Ingresos	FNC
0	6,828,544.44		-6,828,544.44
1	3,135,919.43	12,072,780.00	8,936,860.57
2	2,893,165.67	9,916,926.43	7,023,760.76
3	2,669,203.65	8,146,046.71	5,476,843.06
4	2,462,578.69	6,691,395.51	4,228,816.83
5	2,271,948.71	5,496,503.46	3,224,554.74
6	2,096,075.54	4,514,984.98	2,418,909.44
7	1,933,816.83	3,708,737.66	1,774,920.83
8	1,784,118.69	3,046,463.08	1,262,344.39
9	1,646,008.79	2,502,451.82	856,443.03
10	1,518,590.07	2,055,585.42	536,995.35
11	1,401,034.93	1,688,516.60	287,481.66
TOTAL	30,641,005.44	59,840,391.66	29,199,386.23
		VAN	29,199,386.23
		TIR	109%

Tabla 6.7. Variables económicas actualizadas para el campo Sansahuari.

	Egresos	Ingresos	FNC
0	4,461,488.19		-4,461,488.19
1	578,494.14	5,785,328.57	5,206,834.43
2	533,712.50	4,752,234.18	4,218,521.68
3	492,397.43	3,903,620.94	3,411,223.50
4	454,280.60	3,206,545.77	2,752,265.17
5	419,114.41	2,633,948.31	2,214,833.90
6	386,670.46	2,163,600.40	1,776,929.93
7	356,738.03	1,777,243.18	1,420,505.16
8	329,122.68	1,459,878.33	1,130,755.65
9	303,645.06	1,199,185.77	895,540.71
10	280,139.68	985,045.45	704,905.78
11	258,453.87	809,144.48	550,690.61
TOTAL	8,854,257.06	28,675,775.39	19,821,518.33
		VAN	19,821,518.33
		TIR	98%

La Tasa interna de retorno del 109% y 98% son mayores que la tasa de descuento del 12% y eso quiere decir que el proyecto es rentable.

Para el tiempo de recuperación se mira fácilmente que el flujo neto de caja en el primer año en ambos campos es mayor que la inversión inicial y esto facilita el cálculo para el periodo de recuperación. Este tiempo de recuperación es de 9.17 y 10.28 meses para los campos Cuyabeno y Sansahuari respectivamente.

6.5 BENEFICIO – COSTO

6.5.1 INTRODUCCIÓN

La variable económica “Beneficio – Costo” (B/C) enfrenta los ingresos netos obtenidos con los gastos y costos del proyecto.

Cuando el Beneficio-Costo es 1 o menor que uno quiere decir que no existe ganancia económica. Y si el Beneficio-Costo es mayor que uno quiere decir que existe una ganancia económica. Al tomar la cantidad estimada de barriles que podemos tener al implementar este sistema, nos aseguramos que la ganancia sea por el nuevo sistema de Power Oil y no por otros ingresos que consideren en el campo, como por ejemplo nuevos pozos de explotación, mejoramiento del crudo, etc.

6.5.2 METODOLOGÍA PARA SU CÁLCULO

El Beneficio Costo se calcula con la relación entre los ingresos actualizados acumulados y los egresos actualizados acumulados.

Hay que recordar que los ingresos se calcularon con el precio referencial actual de 67.92 \$/Barril, el cual tiende a subir cada mes y cada año, haciendo que el Beneficio Costo calculado no sea definitivo.

6.5.3 CÁLCULO DEL BENEFICIO – COSTO

En la tabla 6.8 vemos el resultado del Beneficio Costo de los campos Cuyabeno y Sansahuari.

Tabla 6.8 Beneficio Costo del Sistema de Power Oil propuesto para los Campos Cuyabeno y Sansahuari.

	Cuyabeno	Sansahuari
Ingresos	59,840,391.66	28,675,775.39
Egresos	30,641,005.44	8,854,257.06
B/C	1.953	3.239

6.6 RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO

Para determinar el tiempo en que se va a recuperar el capital invertido en el proyecto, se debe realizar un balance entre los egresos y los ingresos involucrados en el mismo, Para este proyecto los ingresos se calcularan a partir de el precio fijado en 67.92 \$/barril, este valor fue tomado del mes de enero del 2011.

Los costos de materiales, equipos e instalación constituyen la inversión inicial, estos gastos corresponden a los egresos del año cero o gastos de inversión.

A partir del primer año los gastos que demanda el sistema serán de operación y mantenimiento.

Los cálculos arrojan resultados prometedores dando una TIR de 109% y 98%, en los campos Cuyabeno y Sansahuari respectivamente; igualmente el beneficio costo de 1.953 y 3.239 en los mismos campos.

El tiempo de recuperación de la inversión fue de 9.17 y 10.28 meses en los campos Cuyabeno y Sansahuari respectivamente.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- Al inspeccionar el espacio físico de cada campo se observó que las infraestructuras están deterioradas por la cantidad de años de servicio, por lo cual se procedió al rediseño del sistema.
- De acuerdo a las normas de seguridad se ubicó a los equipos del sistema de reinyección de crudo en el espacio físico más favorable para cada campo.
- El rediseño de los sistemas propuestos para cada campo, cumplen con las condiciones futuras y las expectativas de explotación de cada pozo que utilice como método de extracción la reinyección de crudo.
- Dentro de 10 años se planea tener 31 pozos para la alimentación del área Cuyabeno, de los cuales 13 y 7 pozos de los campos Cuyabeno y Sansahuari respectivamente, pretenden ser de reinyección de crudo, al menos por 30 años más, por lo tanto el sistema rediseñado propuesto cumple con todos los requisitos para la implantación a futuro.
- El caudal de diseño que se planteó en este proyecto, es un flujo de sobrediseño para evitar ciertas pérdidas de presión, daños a la bomba como cavitación y posibles flujos de alto riesgo.
- Una vez rediseñado el sistema y obtenidas todas las variables que intervienen en el mismo, y comparándolas con las variables y resultados del simulador de proceso HYSYS, se verifica la confiabilidad de los resultados obtenidos en este proyecto ya que el simulador se maneja con condiciones y resultados mínimos.
- El estudio económico nos arrojó un resultado favorable para el Área Cuyabeno, puesto que si solo se usa la cantidad de producción mejorada se puede recuperar la inversión en un plazo de 7 a 10 meses para cada campo.

- Las curvas de producción para el Área Cuyabeno dieron a conocer que se necesita un mejoramiento en toda la planta puesto que existe explotación de crudo pesado mínimo para 30 años más.

7.2 RECOMENDACIONES

- Mantener un control de la información de los nuevos sistemas de reinyección de crudo (power oil), para de esta manera contar con una misma base datos tanto en el campo como en las oficinas en Quito.
- Se recomienda hacer un reajuste de los cálculos de la bomba en el momento de su compra para asegurar que cumpla con las condiciones del momento.
- Se recomienda hacer un reajuste de los costos directos e indirectos del sistema puesto que los calculados en este proyecto se basan en precios de Diciembre del 2010.
- Para la compra de los materiales, tuberías, bombas booster y bombas de reinyección se debe seguir las especificaciones mencionadas en este proyecto y así obtener los resultados propuestos.
- Se recomienda estar informado y capacitado para el mantenimiento y puesta en marcha de las bombas propuestas en este proyecto.
- Se recomienda hacer los cálculos de soportería e infraestructura civil para el sistema de tuberías overholding.
- Se recuerda que los cálculos de longitud de tubería son referenciales y dependerán de las dimensiones de las bombas.
- Aplicar todas las normas y pruebas de funcionamiento según se requieran al momento de la construcción y en caso de conflictos con la norma se debe utilizar la más restrictiva.

BIBLIOGRAFÍA

- Mataix, C. Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas. 2da. Ed. El Castillo Madrid. 1986. 345 P.
- Crane, Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. Traducido del inglés por Clemente García. 5ta Ed. McGraw-Hill España. 2008. 215 P.
- Ken, A. y Stewart, M. Surface Produccion Operations. 3ra. Ed. Ed. Elsevier USA. 2008. 376-393.
- Beltran, F. y Fierro, O. Análisis Técnico Económico para Optimizar el Sistema de Fluido Motriz Aplicada en el Campo Lago Agrio operado por PETROPRODUCCION. Tesis Ing. Petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería Minas y Petróleos. 2007. 198 P.
- <http://www.sabelotodo.org/aparatos/bombasimpulsion.html>, Bombas Centrífugas y de Desplazamiento Positivo, Español, 2010.
- <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/20000/146/1/T-UTE-134.pdf>, Optimización de Facilidades de Producción del Campo Cuyabeno, Español, 2010
- <http://fain.uncoma.edu.ar/La.M.Hi/textos/Maquinas%20hidraulicas/BOMBAS.PDF>, BOMBAS CENTRIFUGAS, Español, 2004.
- <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/maquinashidraulicas/seleccionbombascentrifugas/seleccionbombascentrifugas.html>, Selección de Bombas Centrífugas, Español, 2010.
- Disco Duro 320GB, Modernizar y/u Optimizar las Facilidades de Producción Área Cuyabeno pertenecientes a PETROPRODUCCION, ESPE, 2009.