



FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS AGROPECUARIAS

PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE POWER OIL EN LA
ESTACIÓN SHUSHUQUI

Trabajo de Titulación presentado en conformidad con los requisitos
establecidos para optar por el título de Ingeniero en Producción Industrial

Profesor Guía

Ing. Diego Albuja Sánchez MSc.

Autor

Andrés Albán Morales

Año

2014

DECLARACIÓN DEL PROFESOR GUÍA

“Declaro haber dirigido este trabajo a través de reuniones periódicas con el estudiante, orientando sus conocimientos y competencias para un eficiente desarrollo del tema escogido y dando cumplimiento a todas las disposiciones vigentes que regulan los Trabajos de Titulación”

Diego Albuja Sánchez

Magíster en Docencia en Instituciones de Educación Superior

CI. 171097805-5

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DEL ESTUDIANTE

Declaro que este trabajo es original, de mi autoría, que se han citado las fuentes correspondientes y que en su ejecución se respetaron las disposiciones legales que protegen los derechos de autor vigentes.

Andrés Albán Morales

CI. 171802310-2

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primero a Dios y a La Lolita por siempre estar a mi lado; a mi familia entera, por apoyarme en absolutamente todo lo que me he propuesto; a mis profesores, por todo lo que me han inculcado y a todas las personas que han estado a mi lado a lo largo de este camino.

DEDICATORIA

A mis tres padres, Patricia, Nelson y Pablo, que con tanto cariño, amor, dedicación y paciencia han sabido formar y llevarme por el camino del bien.

A mi familia entera, mis tíos, y a mi abuelita adorada.

RESUMEN

El proyecto tiene como objetivo el análisis del sistema de Power Oil en la estación Shushuqui, ubicado al noroccidente del Ecuador; con el fin de disminuir las pérdidas por ineficiencia de las instalaciones actuales, además de determinar si la capacidad que provee el sistema es suficiente para los planes de producción del campo en el futuro. Se describe los parámetros de operación del sistema, además de las facilidades de superficie que posee, mencionando los problemas encontrados tanto de capacidad como de operación; con esto se presentan dos propuestas para la optimización del sistema, en donde en el primer caso se hace uso de los equipos actuales y se adquiere equipos extra para ampliarlo; mientras en la segunda propuesta se reemplaza el sistema actual por equipos nuevos. Al realizar el análisis económico de las dos situaciones se llega a la conclusión que la primera propuesta es la más atractiva económicamente, pero al analizar los beneficios que conlleva operar con equipos nuevos, se recomienda se opte por la segunda opción, en la cual se cuenta con mayores beneficios a lo largo del tiempo.

ABSTRACT

The project aims to analyze Power Oil system in Shushuqui station, located in the northwest of Ecuador, in order to reduce losses due to inefficiency of existing facilities, in addition to determining if the capacity provided by the system is enough for the production plans of the field in the future. Operating parameters of the system are described, besides its surface facilities, mentioning capacity and operational problems. Based on this, two proposals are given to optimize the system. The first case uses existing equipment and acquires additional one to enlarge the system; whereas in the second proposal, the current system is replaced by new equipment. Performing an economic analysis of both scenarios leads to conclude that the first proposal is economically the most attractive one. However, after analyzing the benefits of operating with new equipment, it is recommended to choose the second option which has greater benefits over time.

Índice de Contenido

Introducción	1
1 Conceptos o Fundamentos del Sistema de Power Oil...	5
1.1 Generalidades del Petróleo	5
1.2 Sistemas de Levantamiento Artificial	6
1.2.1 Bombeo Mecánico.....	6
1.2.2 Bombeo Electrosumergible	8
1.2.3 Bombeo de Cavidades Progresivas	9
1.2.4 Plunger Lift	10
1.2.5 Gas Lift.....	11
1.2.6 Bombeo Hidráulico	13
1.2.6.1 Tipos de Instalaciones	14
1.2.6.2 Bombeo Tipo Pistón.....	15
1.2.6.3 Bombeo Tipo Jet.....	17
1.2.6.4 Tipos de Sistemas de Bombeo Hidráulico	19
1.2.6.4.1 Sistemas Abiertos	19
1.2.6.4.2 Sistemas Cerrados.....	20
1.2.6.4.3 Selección del tipo de Fluido de Potencia	21
1.2.6.5 Ventajas y Desventajas del uso del Sistema de Power Oil	22
1.2.6.5.1 Ventajas	23
1.2.6.5.2 Desventajas	23
1.2.6.5.3 Comparación con otros sistemas	24
2 Descripción de la situación actual	27
2.1 Generalidades del Área Libertador – Atacapi	27

2.1.1	Complejo Libertador	28
2.1.2	Campo Atacapi.....	28
2.2	Ubicación	29
2.3	Parámetros de Operación del Campo Libertador – Atacapi .	30
2.4	Facilidades de Producción en la estación Shushuqui.....	31
2.4.1	Sistema de Power Oil.....	32
2.4.1.1	Sistema de almacenamiento.....	32
2.4.1.2	Bombas de booster	33
2.4.1.3	Bombas principales.....	33
2.4.1.4	Equipos de Superficie	35
2.4.1.4.1	Válvula reguladora de flujo.....	35
2.4.1.4.2	Turbina.....	35
2.4.2	Facilidades de Superficie Adicionales	37
2.4.2.1	Manifold	37
2.4.2.2	Separadores	38
2.4.2.3	Bombas de transferencia e unidades LACT.....	39
2.4.2.4	Sistema contra incendios	40
2.4.3	Descripción de procesos de la Estación Shushuqui.....	42
2.4.3.1	Diagrama de Procesos del Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui.....	44
2.4.4	Parámetros de Operación de las Facilidades de Producción de la estación Shushuqui	46
2.5	Parámetros de Operación actual de los pozos conectados a la estación Shushuqui	46
2.6	Problemas encontrados en las facilidades de la Estación Shushuqui.....	48

2.6.1	Circuito de Fluido Motriz.....	48
2.6.2	Mantenimiento.....	50
2.6.3	Seguridad.....	50
2.6.4	Capacidad de bombeo en superficie	52
2.6.5	Costos de Operación y Mantenimiento	52
2.6.5.1	Costos de Operación	54
2.6.5.2	Costos de mantenimiento	54
2.6.5.2.1	Mano de Obra	54
2.6.5.2.2	Materiales	55
2.6.6	Análisis de Pérdidas de Producción	56
3	Propuesta de Optimización del Sistema de Power Oil.	59
3.1	Análisis FODA	59
3.1.1	Fortalezas.....	59
3.1.2	Oportunidades.....	59
3.1.3	Debilidades.....	59
3.1.4	Amenazas	60
3.2	Consideraciones Operativas y de Diseño	60
3.3	Propuesta 1	61
3.3.1	Filosofía de operación	62
3.3.2	Condiciones actuales y futuras.....	62
3.3.2.1	Filtros	63
3.3.2.2	Tren 1.....	63
3.3.2.3	Tren 2.....	64
3.3.2.3.1	Bombas Booster B-5001/5002	64
3.3.2.3.2	Bombas Multietapa P-5001/02/03	65

3.3.3	Diagrama de procesos	65
3.3.4	Filosofía de mantenimiento	67
3.3.4.1	Análisis de Criticidad.....	67
3.3.4.2	Modelo de Mantenimiento.....	68
3.4	Propuesta 2: Equipos Nuevos	70
3.4.1	Filosofía de operación	70
3.4.2	Condiciones Actuales y Futuras	70
3.4.2.1	Filtros	71
3.4.2.2	Tren Principal.....	71
3.4.2.2.1	Bombas Booster B-100/101/102	72
3.4.2.2.2	Bombas Multietapa P-6001/02/03/04	72
3.4.3	Diagrama de procesos	72
3.4.4	Filosofía de Mantenimiento	74
3.4.4.1	Análisis de Criticidad.....	74
3.4.4.2	Modelo de Mantenimiento.....	74
3.5	Seguridad.....	75
3.5.1	Criterios de seguridad	75
3.5.2	Identificación de peligros y condiciones peligrosas	76
3.6	Telemetría.....	78
3.6.1	Sistema de comunicación.....	79
3.6.2	Ventajas del Monitoreo en tiempo real	79
3.6.3	Factibilidad de implementación	79
3.7	Otros	80
4	Ingeniería Económica del proceso de optimización del sistema de Power Oil	81

4.1	Criterios de Funcionamiento	81
4.2	Ingresos Brutos	82
4.3	Propuesta 1	82
4.3.1	Esquema de funcionamiento	82
4.3.2	Inversiones	83
4.3.3	Pérdidas	84
4.3.4	Costos	84
4.3.4.1	Costos Petref S.A	85
4.3.4.2	Costos PAM	85
4.3.4.2.1	Costos Operativos.....	85
4.3.4.2.2	Costos de Mantenimiento	86
4.3.5	Financiamiento	88
4.3.6	Análisis de Flujos y Rentabilidad.....	89
4.3.6.1	Resultado Neto	89
4.3.6.2	Flujo Neto.....	90
4.3.6.3	Flujo Libre del Proyecto	90
4.3.6.4	Flujo Libre del Inversionista	91
4.4	Propuesta 2	92
4.4.1	Esquema de funcionamiento	92
4.4.2	Inversiones	92
4.4.3	Pérdidas	93
4.4.4	Costos	94
4.4.4.1	Costos Petref S.A	94
4.4.4.2	Costos PAM	94
4.4.4.2.1	Costos Operativos.....	94
4.4.4.2.2	Costos de Mantenimiento	95

4.4.5	Financiamiento	97
4.4.6	Análisis de Flujos y Rentabilidad	98
4.4.6.1	Resultado Neto	98
4.4.6.2	Flujo Neto.....	99
4.4.6.3	Flujo Libre del Proyecto	99
4.4.6.4	Flujo Libre del Inversionista	100
4.5	Punto de vista de PAM	101
4.6	Resumen de Propuestas.....	102
4.6.1	Indicadores Operativos	104
5	Conclusiones y Recomendaciones.....	107
5.1	Conclusiones.....	107
5.2	Recomendaciones	109
	Referencias.....	111
	Anexos	113

Índice de Figuras

<i>Figura 1.</i> Esquema de los componentes del bombeo mecánico.	7
<i>Figura 2.</i> Configuración del Sistema de Bombeo Electrosumergible.....	9
<i>Figura 3.</i> Configuración Típica de bombeo de cavidades progresivas.	10
<i>Figura 4.</i> Funcionamiento del sistema de extracción por Gas Lift.	12
<i>Figura 5.</i> Instalación típica de un sistema de Bombeo Hidráulico.	14
<i>Figura 6.</i> Variaciones de instalaciones de bombas libres y fijas.....	15
<i>Figura 7.</i> Esquema de bomba hidráulica de pistón de doble efecto.	16
<i>Figura 8.</i> Funcionamiento de una bomba Jet	17
<i>Figura 9.</i> Esquema de bomba tipo Jet.....	18
<i>Figura 10.</i> Facilidades de Superficie para un sistema de fluido de potencia abierto (OPF).....	20
<i>Figura 11.</i> Facilidades de Superficie para un sistema de fluido de potencia Cerrado (CPF).....	21
<i>Figura 12.</i> Distribución de sistemas de levantamiento artificial en el campo Libertador- Atacapi.	25
<i>Figura 13.</i> Distribución de Profundidades de Bombas vs. Caudales.....	26
<i>Figura 14.</i> Estaciones distribuidas en el área de participación.....	27
<i>Figura 15.</i> Ubicación de los campos Libertador-Atacapi	29
<i>Figura 16.</i> Estado de extracción actual de los pozos.	31
<i>Figura 17.</i> Tanque de reposo de la estación Shushuqui	32
<i>Figura 18.</i> Bombas de refuerzo del sistema de Power Oil	33

<i>Figura 19.</i> Bombas principales del sistema de Power Oil	34
<i>Figura 20.</i> Válvula reguladora de flujo.....	35
<i>Figura 21.</i> Caudalímetros de turbina NUFLO™	36
<i>Figura 22.</i> Turbina y VRF instaladas en un pozo del campo Libertador.....	36
<i>Figura 23.</i> Manifold de Producción de la Estación Shushuqui	37
<i>Figura 24.</i> Separadores de prueba y producción de la Estación Shushuqui. ...	38
<i>Figura 25.</i> Unidad Lact de la Estación Shushuqui.....	39
<i>Figura 26.</i> Tanque de almacenamiento de agua del sistema contra incendios.	41
<i>Figura 27.</i> Bombas del Sistema contra incendios de la Estación	42
<i>Figura 28.</i> Diagrama de procesos de la Estación Shushuqui.....	43
<i>Figura 29.</i> Diagrama de Procesos del Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui	45
<i>Figura 30.</i> Distribución geográfica de los pozos conectados a la Estación Shushuqui.	48
<i>Figura 31.</i> Sólidos encontrados en el circuito de fluido motriz del sistema.	49
<i>Figura 32.</i> Gráfico de intervenciones correctivas y preventivas del Sistema de PO en el año 2011.....	50
<i>Figura 33.</i> Liqueo en juntas flojas debido a la vibración del sistema.....	51
<i>Figura 34.</i> Mantenimiento correctivo de la unidad principal de bombeo.....	53
<i>Figura 35.</i> Diagrama Pareto de pérdidas de producción clasificadas por causas.	57
<i>Figura 36.</i> Diagrama de Procesos de la Propuesta 1 para el Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui.....	66
<i>Figura 37.</i> Modelos de mantenimiento	69

<i>Figura 38.</i> Esquema de Procesos de la Propuesta 2 para el Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui.....	73
<i>Figura 39.</i> Porcentaje de uso de fluido de inyección con respecto a la capacidad de bombeo instalada.....	104
<i>Figura 40.</i> Producción diaria de petróleo de la Estación Shushuqui.	105
<i>Figura 41.</i> Comparación de los Costos operativos y de mantenimiento, frente a la producción anual de la estación.	106

Índice de Tablas

Tabla 1. Parámetros de Operación actual	30
Tabla 2. Descripción del Sistema de Almacenamiento de la Estación	32
Tabla 3. Descripción de los equipos del Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui.	34
Tabla 4. Descripción de los separadores de la Estación Shushuqui	38
Tabla 5. Descripción de las bombas de transferencia de la Estación Shushuqui.	39
Tabla 6. Descripción de Tanques del sistema contra incendios.....	40
Tabla 7. Descripción de Bombas del sistema contra incendios.....	41
Tabla 8. Parámetros de Operación actual de los pozos conectados a la estación.	47
Tabla 9. Detalle de Costos de Mano de obra por tipo de mantenimiento.	55
Tabla 10. Detalle de Costos de Materiales por tipo de mantenimiento.	56
Tabla 11. Pérdidas de producción clasificadas por causas.	57
Tabla 12. Capacidad máxima de bombeo Power Oil (BPPD)	63
Tabla 13. Método de Operación	63
Tabla 14. Valoración de criticidad de los equipos del sistema Power Oil.	68
Tabla 15. Capacidad máxima de bombeo Power Oil (BPPD)	71
Tabla 16. Método de Operación	71
Tabla 17. Señalética de seguridad a verificar o instalarse dentro de la estación.	77

Tabla 18. Cronograma de Ingreso de Pozos al sistema.....	81
Tabla 19. Uso de Capacidad	82
Tabla 20. Ingresos calculados por venta de crudo incremental.....	82
Tabla 21. Esquema de funcionamiento propuesta 1.	83
Tabla 22. Costo individual de una bomba centrífuga multietapa.....	83
Tabla 23. Costo individual de una bomba booster.	84
Tabla 24. Pérdidas aproximadas por operación del sistema.	84
Tabla 25. Gastos de gestión del proyecto	85
Tabla 26. Costos Operativos por tipo de bomba	85
Tabla 27. Costos Operativos completos del Sistema de Power Oil.....	86
Tabla 28. Costos de Mantenimiento completos del Sistema de Power Oil.	87
Tabla 29. Cuadro de Amortización Propuesta 1	88
Tabla 30. Variables de Salida de Capital Propuesta 1	88
Tabla 31. Resultados Flujo Libre del Proyecto	91
Tabla 32. Resultados Flujo Libre del Inversionista	91
Tabla 33. Esquema de funcionamiento propuesta 2.	92
Tabla 34. Costo individual de una bomba centrífuga multietapa.....	93
Tabla 35. Costo individual de una bomba booster.	93
Tabla 36. Pérdidas aproximadas por operación del sistema.	93
Tabla 37. Gastos de gestión del proyecto	94
Tabla 38. Costos Operativos por tipo de bomba	95
Tabla 39. Costos Operativos completos del Sistema de Power Oil.....	95

Tabla 40. Costos de Mantenimiento completos del Sistema de Power Oil.	96
Tabla 41. Cuadro de Amortización Propuesta 2.....	97
Tabla 42. Variables de Salida de Capital Propuesta 2	97
Tabla 43. Resultados Flujo Libre del Proyecto	100
Tabla 44. Resultados Flujo Libre del Inversionista	100
Tabla 45. Costos de las propuestas totales	101
Tabla 46. Costos de las Propuestas para Petref S.A.	101
Tabla 47. Costos de las Propuestas para PAM.....	102
Tabla 48. Comparación de Resultados Flujo Libre de Proyecto.....	102
Tabla 49. Comparación de Resultados Flujo Libre del Inversionista.....	103
Tabla 50. Comparación de Resultados Flujo Libre de Proyecto a tasa de descuento 0%.....	103

Introducción

Antecedentes

En febrero del 2012, Petref S.A. (2013) firma un contrato con el estado ecuatoriano, en el que se compromete por un lapso de 5 años, prolongable a 15 años, a encargarse de la optimización de la producción de petróleo en el complejo Libertador – Atacapi, ubicado en la Provincia de Sucumbíos, al nororiente del Ecuador.

El contrato que suscribe Petref S.A. es de financiación a Petroamazonas, este facturará por el incremental de barriles que realice por su gestión de optimización e inversión en el complejo, basado en una curva base establecida con anterioridad, con la cual se calculará la producción por encima de la curva base mensual.

La estación de bombeo hidráulico Shushuqui, desde hace mucho tiempo se ha convertido en un sistema de producción inestable con un bajo grado de confiabilidad; los costos generados para asegurar su operación son demasiado altos (combustible, mantenimiento). Las pérdidas de producción reportadas en el último año ascendieron a 18,700 barriles de crudo aproximadamente. Existen frecuentes operaciones de mantenimiento y/o paros de producción.

Planteamiento del Problema

Los problemas que se presentan actualmente en el sistema son:

- Baja eficiencia (mantenimiento de presión)
- Deficiente control de pozos productores.
- Presencia de sólidos en el sistema
- Costos operativos altos

Esto puede generar varios inconvenientes, atascamiento de las bombas, alto consumo de combustible, mantenimientos correctivos frecuentes, etc.

Alcance

En la estación Shushuqui se dispone de un sistema centralizado de Power Oil que actualmente alimenta los siguientes pozos:

- SSQ-06
- SSQ-10
- SSQ-11
- SSQ-12
- SSQ-13
- SSQ-14
- SSQ-15
- SSQ-18
- SSQ-20
- SSQ-21
- SSQ-22D
- PCY-01
- PCY-03
- PCY-05

El alcance de este proyecto de titulación conforma el estudio que permitirá minimizar los costos de inversión y/o mantenimiento, aprovechando al máximo las instalaciones existentes, y de ser necesario se propondrá un cambio en las mismas, minimizando el impacto ambiental.

Este estudio se realizará en el campo mismo donde tiene incidencia, donde se tendrá la colaboración de los operadores y de las prestadoras de servicios. La estación Shushuqui forma parte del Complejo Libertador del Distrito Amazónico de Petroamazonas y es objeto de inversión de Petref S.A.

Para llegar a cumplir lo mencionado anteriormente se estudiará las instalaciones actuales y las posibles mejoras en el sistema. Para alcanzar

estos objetivos se utilizarán los conocimientos aprendidos durante la carrera, específicamente la materia de Mejora Continua, Ingeniería Económica, Hidráulica y Mecanismos.

Justificación

En las condiciones actuales de la red hidráulica y sistema de inyección, es imposible asegurar la confiabilidad del sistema y la rata de producción diaria de crudo ya que la estación de bombeo ya cumplió su ciclo de vida útil, su eficiencia es baja y los costos de operación generados son demasiado altos para mantener la energía necesaria en la red para la inyección óptima de fluido motriz y el consiguiente levantamiento del petróleo desde el yacimiento a la superficie.

Existen frecuentes paros de producción y operaciones de mantenimiento en el sistema de power oil, que elevan los costos en los que incurre la estación. El presente proyecto de titulación buscará minimizar las pérdidas de producción, además de los costos de operación y mantenimiento. Con el estudio se busca aprovechar al máximo las instalaciones existentes o proponer un cambio de las mismas, además de minimizar el impacto ambiental.

Objetivo General

Proponer la optimización del sistema de Power Oil de la estación Shushuqui, con el fin de que disminuyan las pérdidas por ineficiencia en las instalaciones actuales.

Objetivos Específicos

- Determinar si las bombas que se están utilizando actualmente son las adecuadas para la carga de trabajo que se realiza en la estación de bombeo, analizando su eficiencia.
- Evaluar necesidades, problemas de operaciones y mantenimiento.
- Analizar el circuito del fluido motriz.
- Proponer mejoras en el circuito de fluido motriz (válvulas, separadores, filtros, etc.)
- Proponer la automatización y control de las bombas mediante controles en superficie.
- Determinar la factibilidad de la implementación de telemetría en los pozos de esta estación para tener más parámetros de control.

1 Conceptos o Fundamentos del Sistema de Power Oil

1.1 Generalidades del Petróleo

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos (combinación de carbono e hidrógeno) de propiedades químicas homogéneas, aunque poseen características físicas muy variables.

Es un líquido aceitoso, el cual, mientras más liviano es, puede ser de un color transparente amarillo; hasta el negro, que es el petróleo más pesado. Posee una menor densidad que el agua, por lo tanto flota en ella.

Se considera al petróleo como la mayor industria extractiva, ya que implica la remoción de elementos no renovables a amplia escala; siendo un negocio de alto riesgo al poseer fuertes y continuas inversiones, que pueden llegar a rendir frutos luego de varios y costosos intentos.

“En el mundo, el petróleo, el gas natural y sus derivados, en estado gaseoso o líquido, contribuyen con el 55% de la energía utilizada en transporte, industrias, comercios y establecimientos residenciales” (Kaindl, 2009, p. 11)

A la industria del petróleo se la puede dividir en dos áreas:

Upstream, está relacionado con la Exploración y Producción de Petróleo y Gas, abarca las fases en las que se extrae el producto hasta su llegada al proceso industrial, es decir, comprende los trabajos de exploración, perforación, producción (sistemas de levantamiento artificial) hasta la entrega en las refinerías, plantas de procesos o de fraccionamiento.

La segunda área la conocemos como Downstream, donde ésta abarca la refinación, química, elaboración de diferentes lubricantes, transporte, distribución y comercialización de derivados (Petref, 2013).

1.2 Sistemas de Levantamiento Artificial

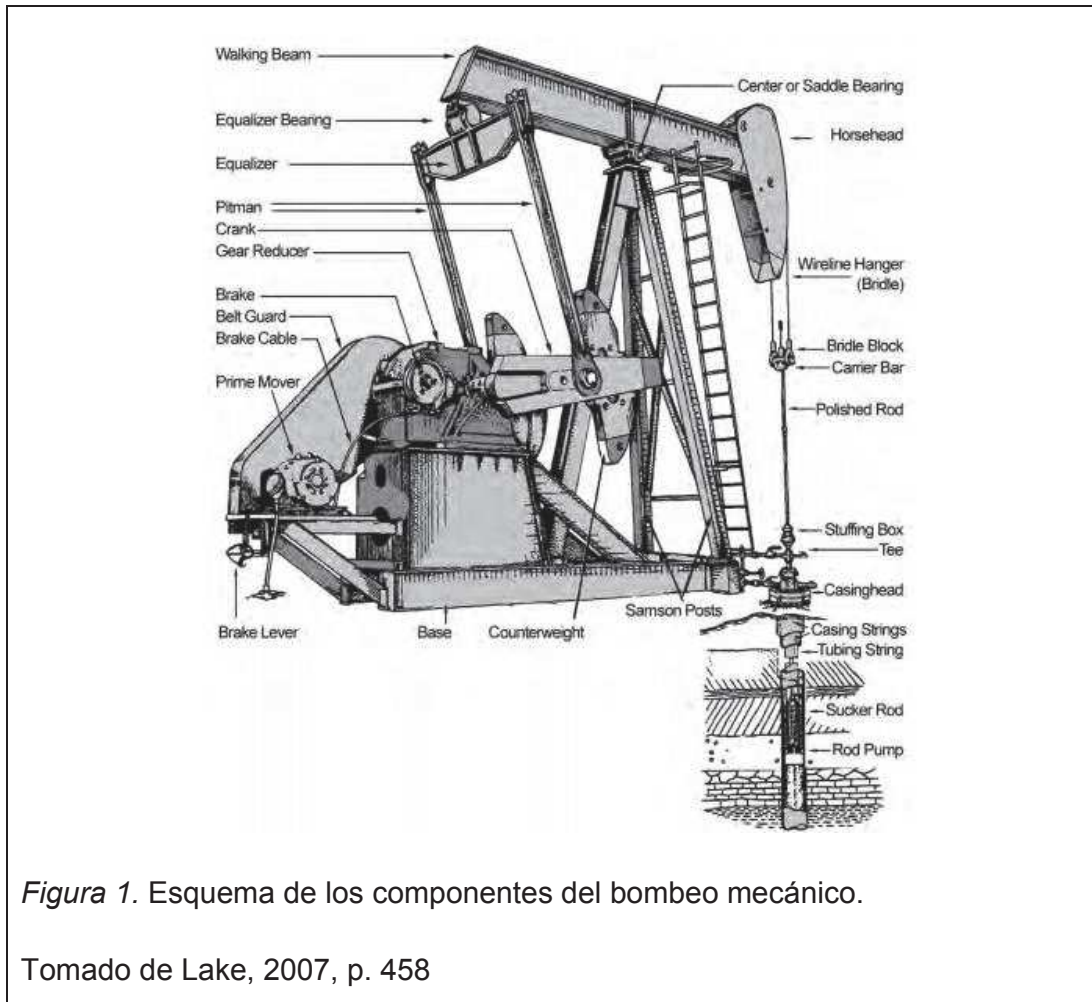
Cada vez más pozos en el mundo son los que usan un sistema de levantamiento artificial, y este número continuará creciendo. La selección del mejor sistema para un pozo, o para un grupo de pozos puede ser fácil o difícil, dependiendo de las condiciones a las que se le tenga que someter (Brown, 1980, p. 1)

Una vez que el pozo ya fue perforado, entubado y terminado, está listo para comenzar a producir. Puede comenzar a hacerlo por surgencia natural, cuando posee la suficiente presión en el reservorio como para fluir a superficie sin ayuda; y la segunda forma requiere de un método de levantamiento artificial para llevar el hidrocarburo a la superficie. Cuantas más dificultades encuentre el fluido para llegar a la superficie, mayor es la probabilidad de que un sistema de levantamiento artificial tenga que ser usado. (Kaindl, 2009, p. 104)

Los sistemas actuales que se usan en el complejo Libertador - Atacapi, comprenden en su mayoría a bombeo electrosumergible (54 pozos), bombeo hidráulico (21 pozos) y en tercer lugar el bombeo mecánico (6 pozos).

1.2.1 Bombeo Mecánico

El bombeo Mecánico, es el más antiguo y usado sistema de levantamiento artificial en la mayoría de pozos. En la Figura 1 podemos observar las partes de las que está compuesto el sistema, principalmente podemos destacar al aparato individual de bombeo (AIB), el arreglo de varillas y la bomba de fondo.



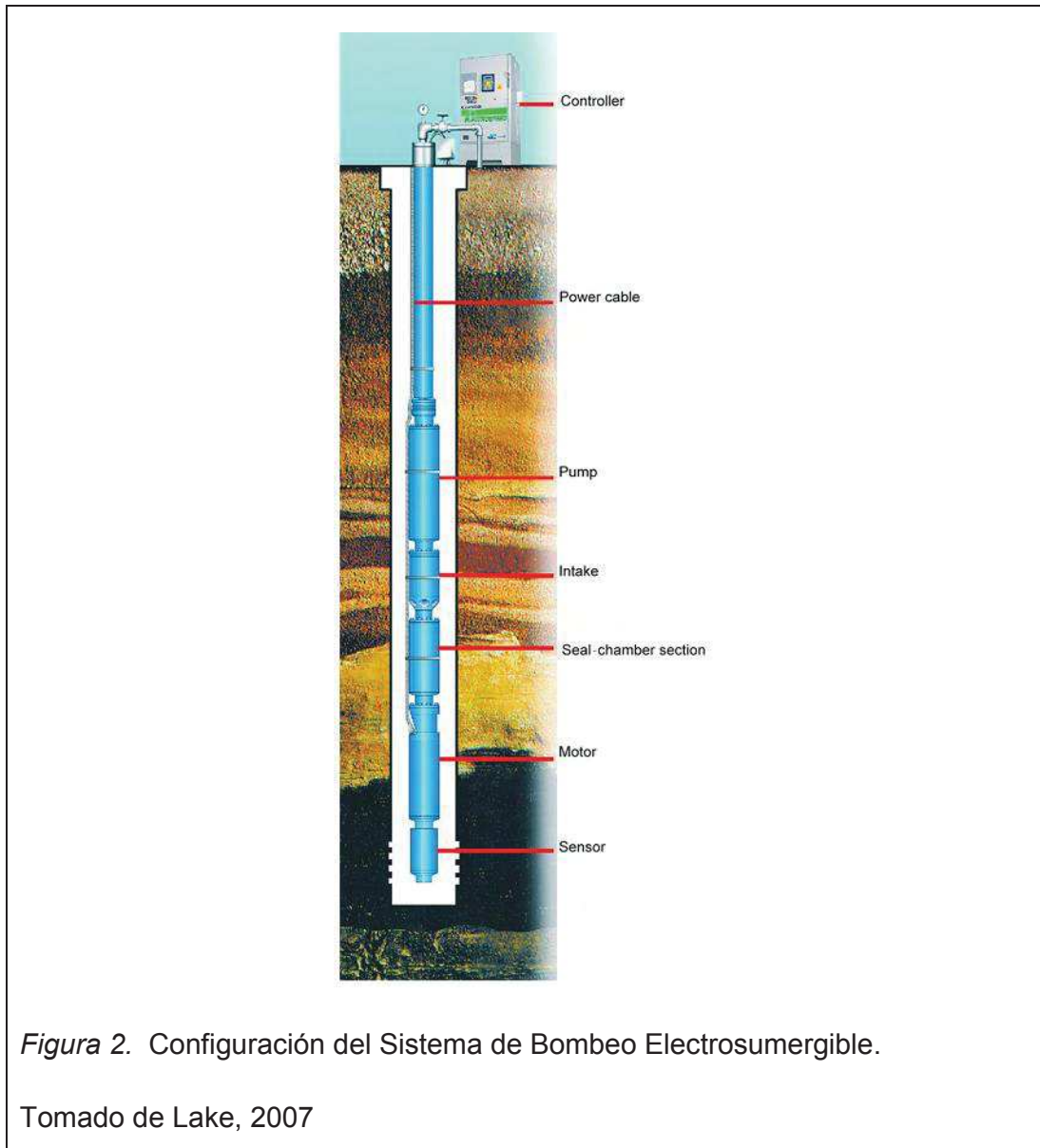
El sistema hace uso de un motor y una caja reductora que brinda el movimiento giratorio a la manivela, para luego convertirlo en un movimiento de vaivén vertical, el cual por medio de varillas se conectan a una bomba de desplazamiento positivo ubicada en el fondo. La bomba de fondo está constituida por un barril, un pistón y un arreglo de válvulas que permiten que el fluido ascienda a superficie mediante los movimientos del AIB.

Con este método de levantamiento, el rango en condiciones favorables de trabajo se ubica entre los 150 a 3,500 BFPD, dependiendo de la geometría del pozo y de su profundidad (Lake, 2007, p. 459)

1.2.2 Bombeo Electrosurgible

El bombeo electrosurgible, o típicamente llamado BES, es un sistema de levantamiento artificial eficiente y rentable, cuyo rango de operación puede variar desde los 150 bbl/d hasta los 150,000 bbl/d. Al poseer controladores que pueden hacer variar su velocidad, estos rangos se pueden mover entre su punto más alto y más bajo de operación. Los componentes principales del bombeo electrosurgible incluyen: una bomba centrífuga multi-etapa, un motor de inducción trifásico, una sección de protectores, un cable de poder que va desde la superficie hasta el motor, y los controladores de superficie; estos componentes están generalmente colgados del tubing, salvo aplicaciones especiales (Lake, 2007, p. 625).

El requerimiento de este tipo de extracción artificial llama a la máxima optimización del levantamiento por parte de la bomba y la salida de poder del motor; de acuerdo a la longitud y el diámetro de la unidad, típicamente el equipo se vuelve esbelto y largo, con todos sus componentes conectados en serie como podemos ver en la Figura 2.



1.2.3 Bombeo de Cavidades Progresivas

El bombeo de cavidades progresivas es un sistema en el que el fluido del pozo es elevado por la acción de una bomba de desplazamiento positivo, compuesto principalmente por un elemento rotativo de geometría helicoidal (rotor), conectado a un arreglo de varillas que gira dentro de un alojamiento estático llamado elastómero, de igual geometría (estator); adicionalmente el sistema

requiere equipos de control en superficie. El efecto resultante de la rotación es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre rotor y estator (Kaindl, 2009, p. 106).

Se estima que alrededor de 50,000 pozos en el mundo usan este sistema de levantamiento artificial (Lake, 2007, p. 757).

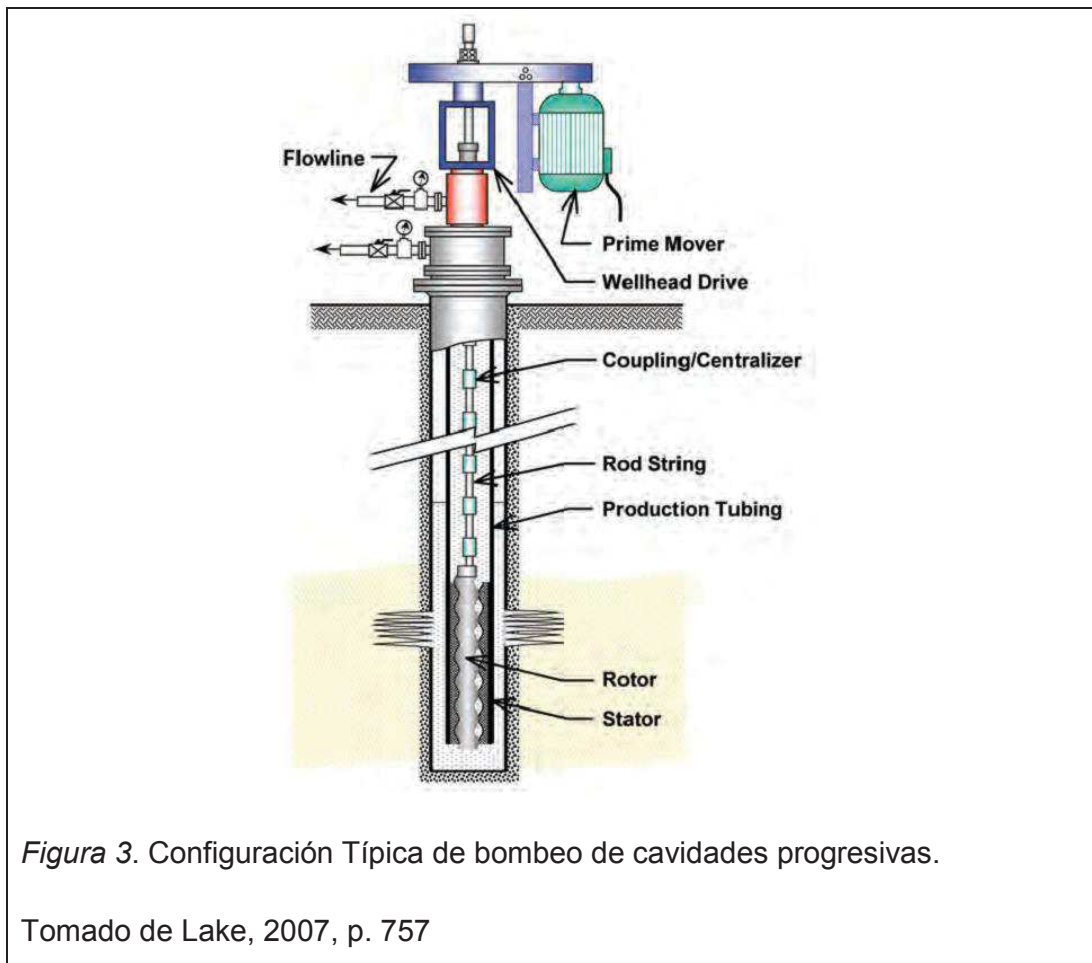


Figura 3. Configuración Típica de bombeo de cavidades progresivas.

Tomado de Lake, 2007, p. 757

1.2.4 Plunger Lift

Es un pistón viajero que es empujado por gas propio del pozo y trae a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón. Es un método destinado a pozos de poca productividad (Kaindl, 2009, p. 106).

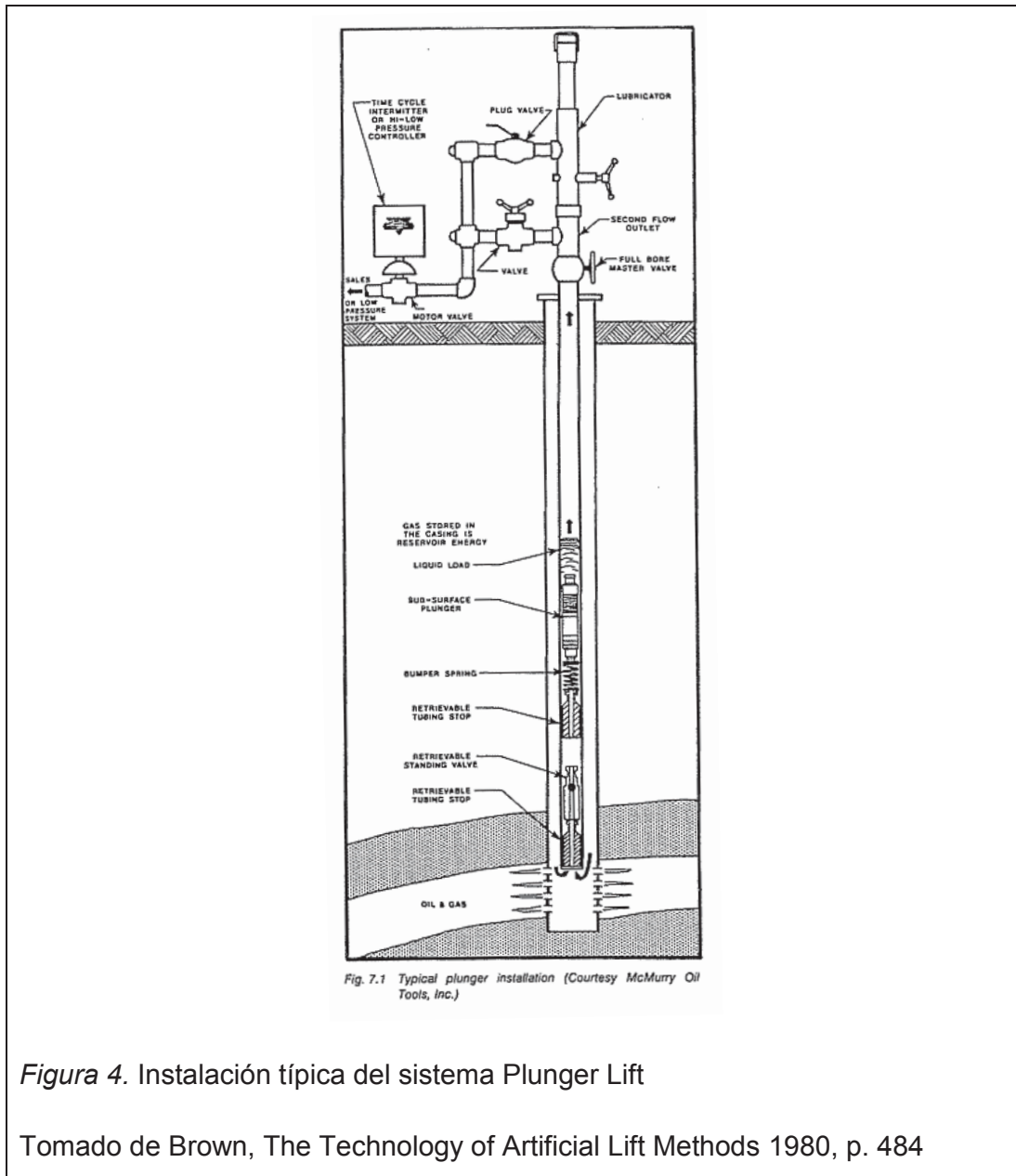


Figura 4. Instalación típica del sistema Plunger Lift

Tomado de Brown, The Technology of Artificial Lift Methods 1980, p. 484

1.2.5 Gas Lift

Se trata de un método de extracción artificial basado en la inyección de un gas al interior del pozo con el objeto de forzar a los fluidos a elevarse a la

superficie. Es una suerte de imitar la surgencia natural (pozo fluye sin sistema de levantamiento artificial).

La energía de levantamiento la proporciona el mismo gas inyectado en el fondo del pozo, en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladoras que abren y cierran el gas automáticamente, esto reduce la densidad de la columna de fluido, para de esa manera producir de forma más eficiente. El volumen de gas, al retornar a la superficie arrastra los líquidos aportados por las zonas productivas (Petref, 2013)

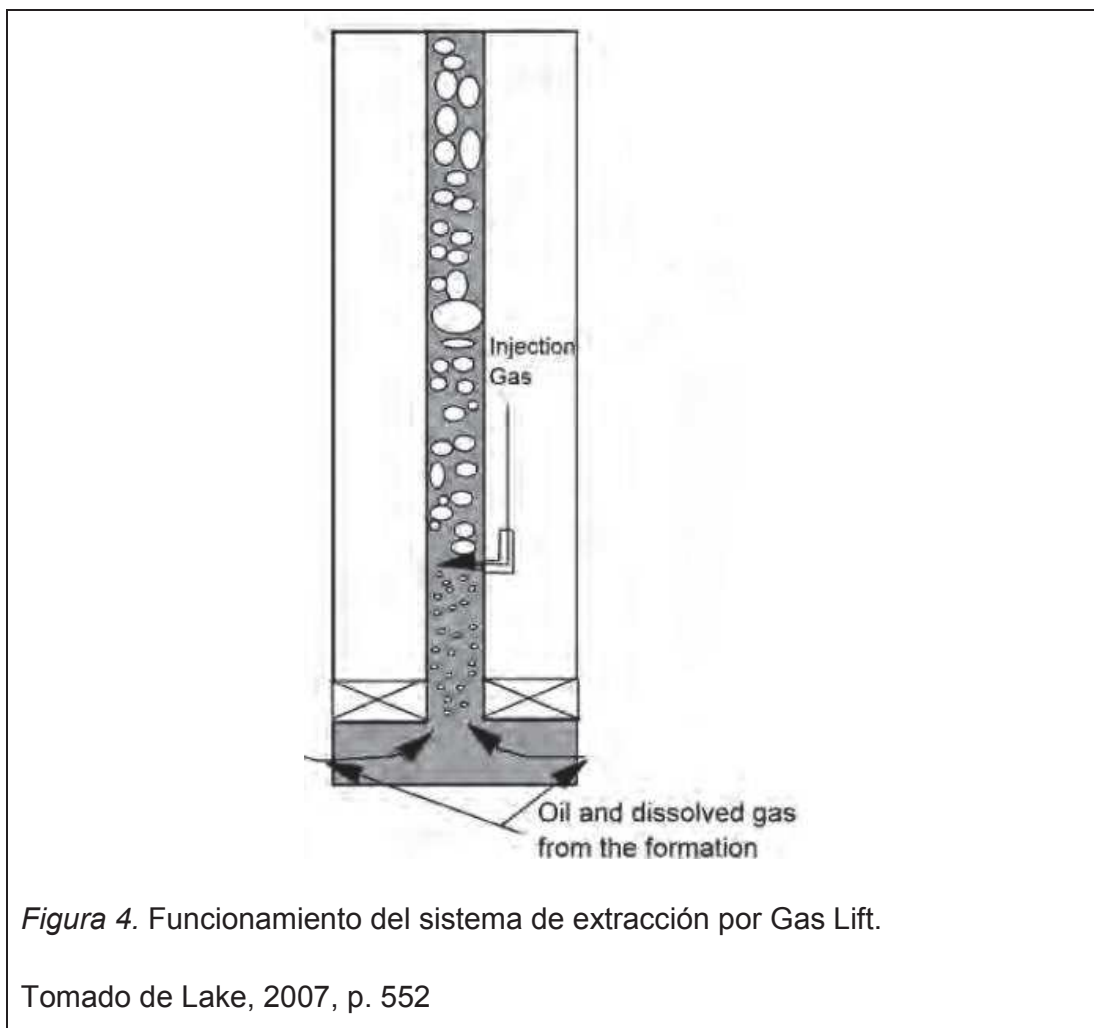


Figura 4. Funcionamiento del sistema de extracción por Gas Lift.

Tomado de Lake, 2007, p. 552

1.2.6 Bombeo Hidráulico

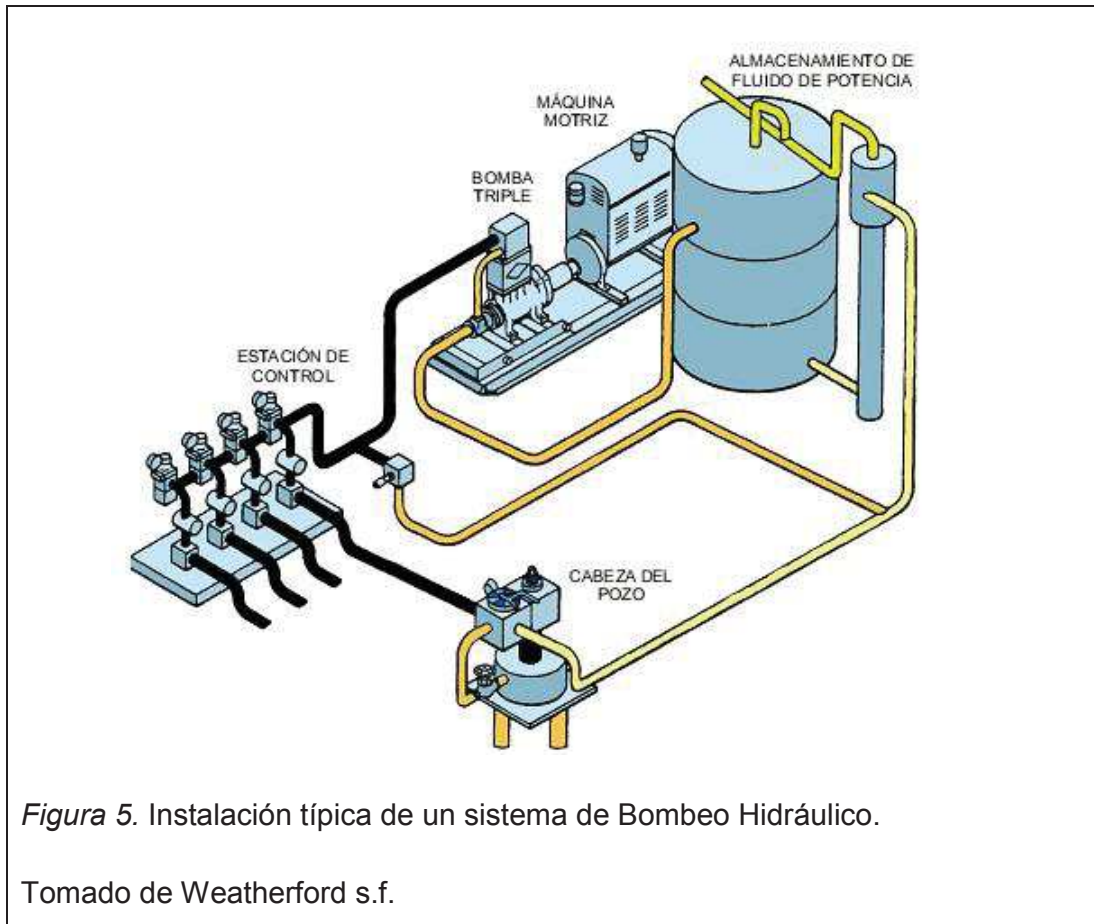
El levantamiento artificial se aplica a un pozo cuya presión de reservorio no sea la suficiente para que fluya naturalmente, o cuando se desea más producción en un pozo fluyente. En cualquier caso, la energía debe ser transmitida en fondo y adicionada al fluido de producción (Brown, 1980, p. 291).

El bombeo hidráulico se ha usado desde 1930. Ofrece diferentes sistemas para variedad de condiciones de pozos. Aplicaciones exitosas incluyen profundidades desde 500 a 19,000 ft. y tasas de producción que varían desde menos de 100 hasta 20.000 bbl/d. Las bombas de superficie varían desde 15 hasta los 625 HP de potencia (Lake, 2007, p. 713).

Este sistema, también llamado **Power Oil**, presenta gran flexibilidad, ya que la tasa de bombeo puede ser regulada en un amplio rango con el control de los fluidos en superficie. Se pueden inyectar químicos para controlar la corrosión. (Lake, 2007, p. 713)

En el sistema de bombeo hidráulico, el crudo (o agua) se toma del tanque de almacenamiento que alimenta a la bomba de superficie, donde el fluido de potencia, ahora con la presión aumentada por la bomba, está controlada por válvulas en la estación de control y distribuida en uno o más pozos. El fluido de potencia pasa a través de las válvulas del cabezal del pozo y es dirigido a la bomba hoyo abajo. El fluido de potencia regresa a la superficie con el crudo producido y es enviado por tubería hacia el tanque de almacenamiento (Weatherford, s.f).

Las presiones de operaciones en el bombeo hidráulico generalmente oscilan entre los 2,000 psi y 4,000 psi de presión de inyección.



1.2.6.1 Tipos de Instalaciones

Existen dos tipos básicos de instalaciones, las de “bomba fija” y las de “bomba libre”. En el diseño de “bomba fija”, la bomba de fondo está adosada al final de un arreglo de tubería, y así es como se baja dentro del pozo. Al contrario de la instalación de “bomba libre”, que está diseñada para permitir que la bomba de fondo se circule dentro y fuera del arreglo tubería con el fluido de potencia, además es factible de realizar la instalación y desinstalación mediante otras operaciones simples (Lake, 2007, p. 714).

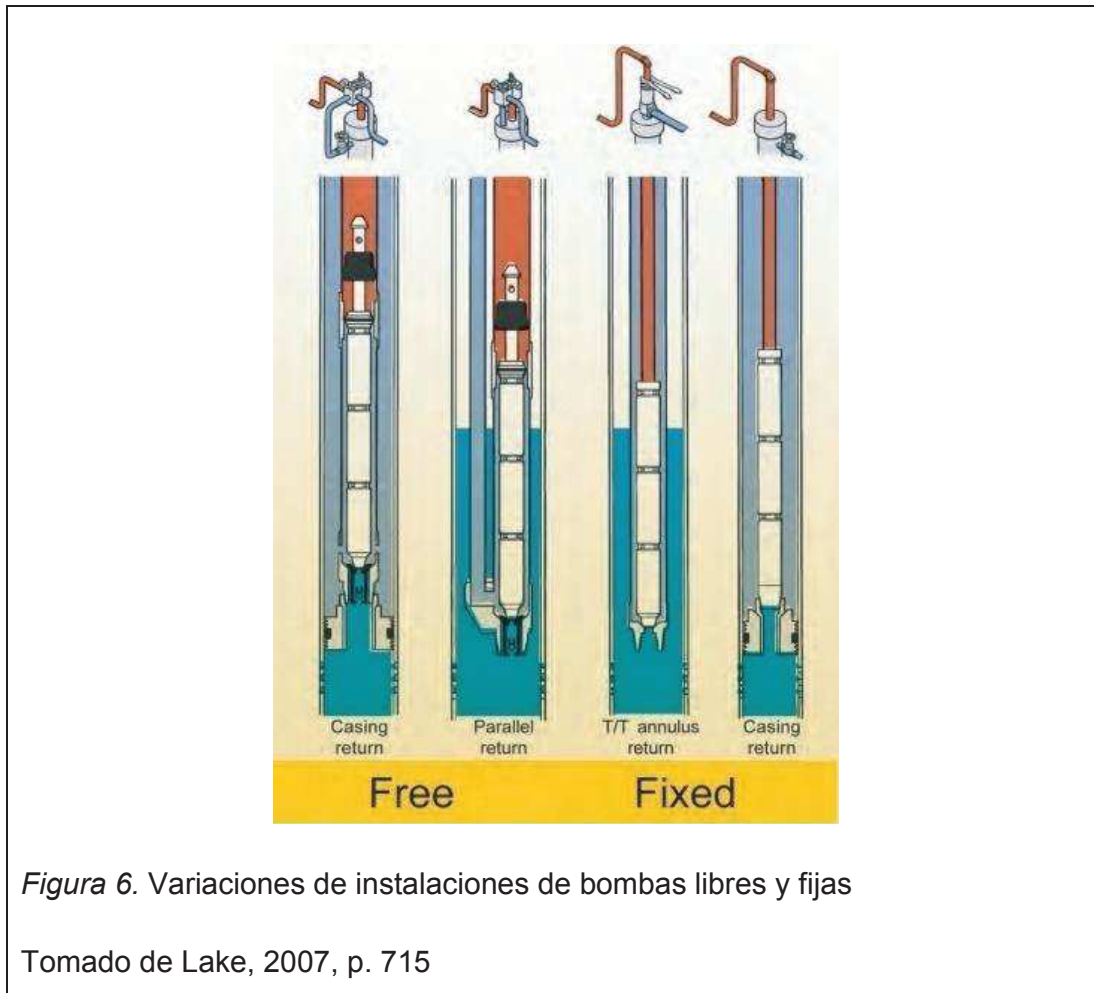


Figura 6. Variaciones de instalaciones de bombas libres y fijas

Tomado de Lake, 2007, p. 715

1.2.6.2 Bombeo Tipo Pistón

El bombeo hidráulico tipo pistón es similar a un bombeo mecánico ya que usa un émbolo que actúa a través de una varilla (también llamado bomba pistón) y dos o más válvulas check. La bomba puede ser de doble efecto o de simple efecto; en el primer caso hace más referencia al bombeo mecánico ya que desplaza fluido en su carrera ascendente o descendente, pero no en las dos. Al contrario de la bomba de doble efecto que posee válvulas de succión y de descarga para ambos lados del émbolo, lo que le permite que desplace fluidos a superficie en la carrera ascendente y descendente al mismo tiempo (Lake, 2007, p. 718)

Con cualquiera de los dos sistemas, el movimiento en el que se aleja el émbolo de la válvula de succión baja la presión que sostiene la válvula cerrada, ésta se abre cuando la presión cae y los fluidos del pozo pueden entrar al barril o al cilindro. Al final de la carrera, el movimiento del pistón se invierte, lo que hace que la válvula de succión se cierre y se abra la válvula de descarga, la misma que contiene la producción del pozo (Bradley, 1987, pág. 299)

En el campo de donde se tiene incidencia, actualmente posee únicamente dos pozos con este sistema de levantamiento.

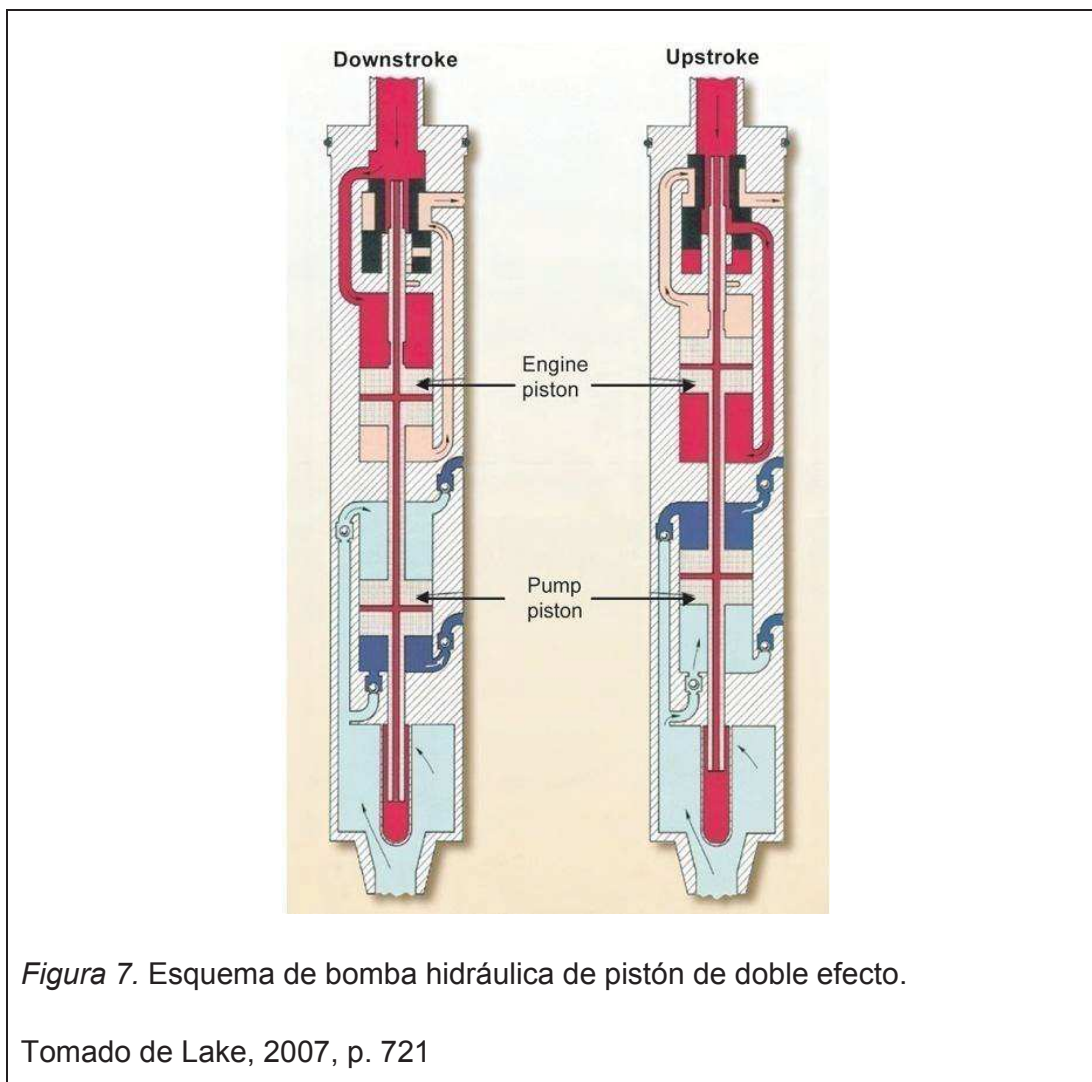


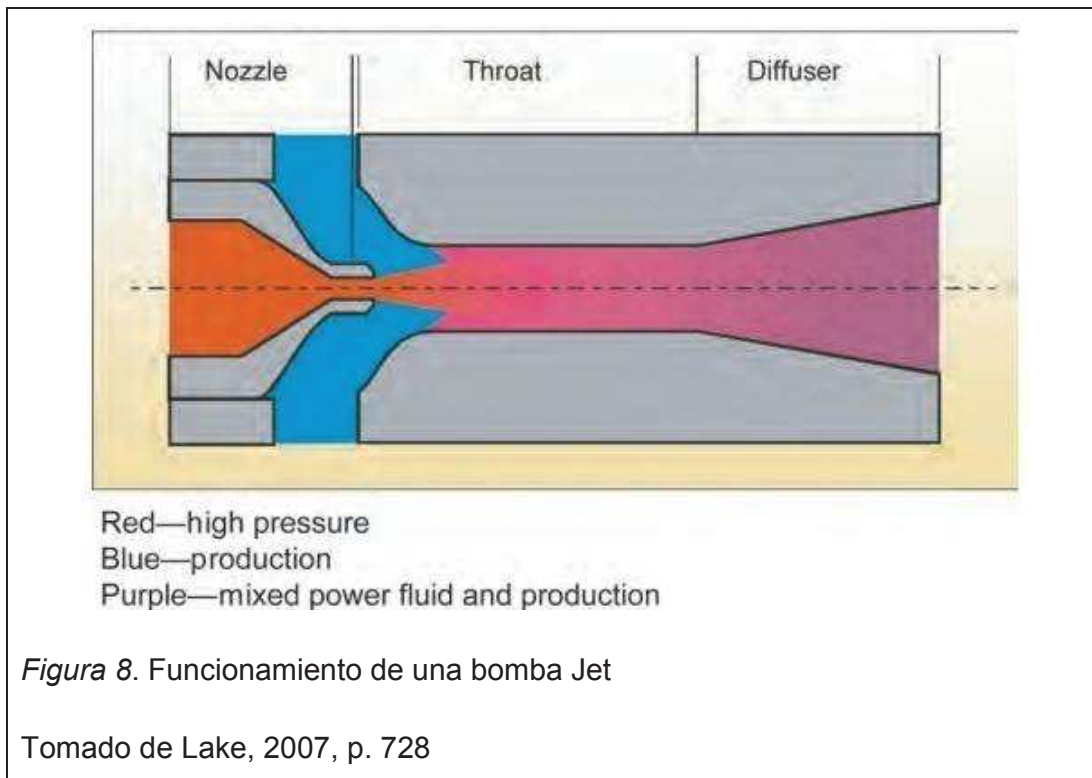
Figura 7. Esquema de bomba hidráulica de pistón de doble efecto.

Tomado de Lake, 2007, p. 721

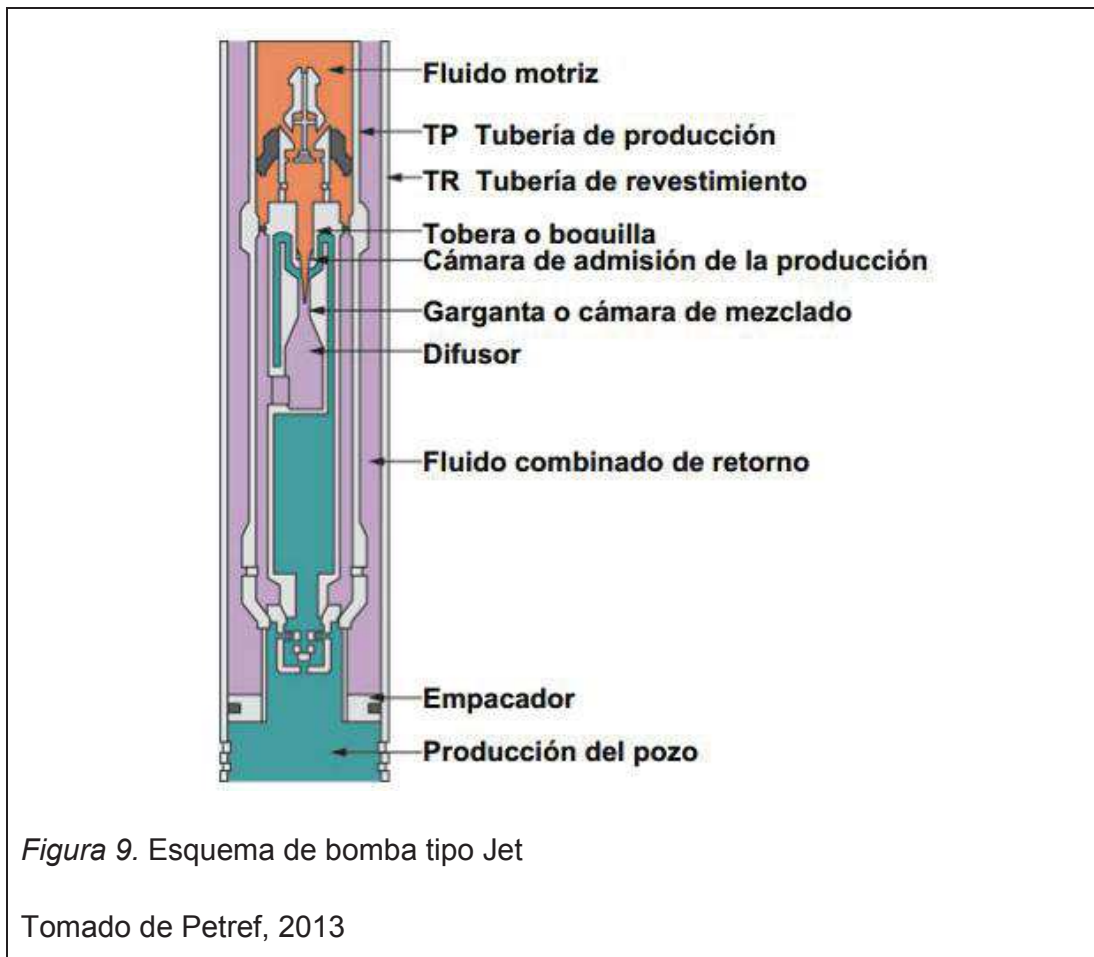
1.2.6.3 Bombeo Tipo Jet

Este tipo de bombeo lo podemos usar en reemplazo del bombeo de pistón, por sus características únicas bajo diferentes condiciones de bombeo se lo puede considerar como una alternativa al bombeo mecánico (Lake, 2007, p. 723).

El funcionamiento del bombeo Jet se basa en el principio de Venturi, al inyectar fluido de potencia, y hacerlo pasar a través de un área reducida donde se produce un cambio de energía potencial a cinética, originado en la salida de la boquilla, provocando una succión del fluido de formación. Estos fluidos entran en un área constante llamada garganta, luego la mezcla de los fluidos sufre un cambio de energía cinética a potencial a la entrada de un área expandida llamada difusor, donde la energía potencial es la responsable de llevar el fluido combinado (inyección y producción) hasta la superficie (Sertecpet, s.f.).



Al no poseer partes móviles, las bombas Jet son resistentes y tolerantes a la corrosión y a la abrasión que producen los fluidos del tanto de inyección como de producción. Con diferentes tamaños de boquillas y gargantas, las bombas Jet están en capacidad de producir desde un rango de 50 bbl/d hasta 15,000 bbl/d; según su uso se pueden hacer arreglos especiales en el ensamble de fondo para llegar a grandes caudales de producción. (Lake, 2007, p. 725).



1.2.6.4 Tipos de Sistemas de Bombeo Hidráulico

La calidad del fluido de potencia, especialmente en el contenido de sólidos y su viscosidad, son factores importantes a considerar para la vida de las bombas y en los costos de reparación que se va incurrir en el futuro. (Brown, 1980, p. 359).

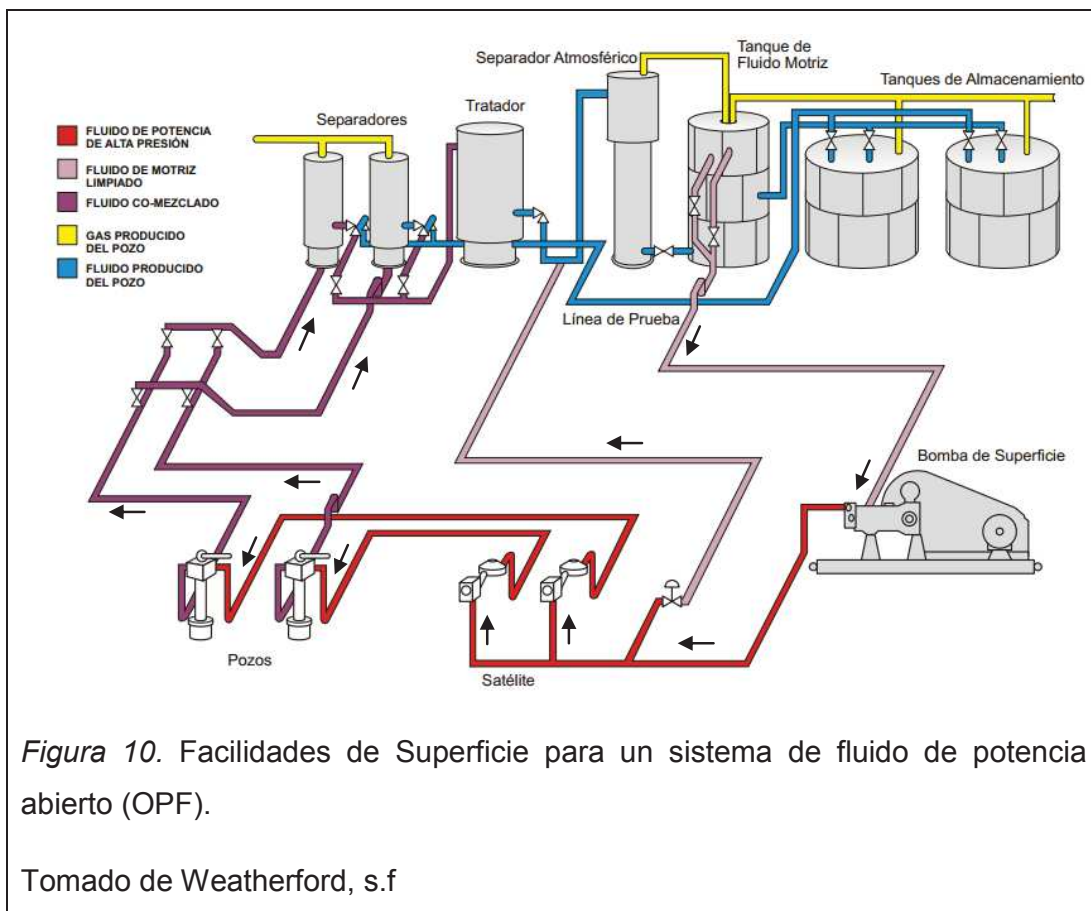
Existen dos sistemas que otorgan fluido de potencia a una instalación de Power Oil, el primero es un circuito cerrado y mientras el otro es en circuito abierto. Ambos sistemas poseen las mismas características al manejar el fluido de potencia desde los tanques de almacenamiento hasta la unidad de bombeo, pero su diferencia radica en la forma en que el fluido motriz retorna a la superficie, luego de haber operado la unidad.

1.2.6.4.1 Sistemas Abiertos

Los sistemas abiertos (OPF – Open Power Fluid), son aquellos en los cuales el fluido de potencia se mezcla con la producción de fondo y regresa a la superficie como una combinación de fluido de inyección y de producción.

Simplicidad y economía son las características más importantes de este sistema, razón por la cual se ha adoptado mayormente; ya que el fluido de potencia al mezclarse con la producción actúa como lubricante y anticorrosivo, pero al mismo tiempo posee la desventaja del incremento de volumen bruto que se debe tratar en superficie para poder obtener petróleo limpio que servirá para continuar con la operación.

La estación Shushuqui hace uso de este sistema, donde utiliza petróleo como fluido de potencia.



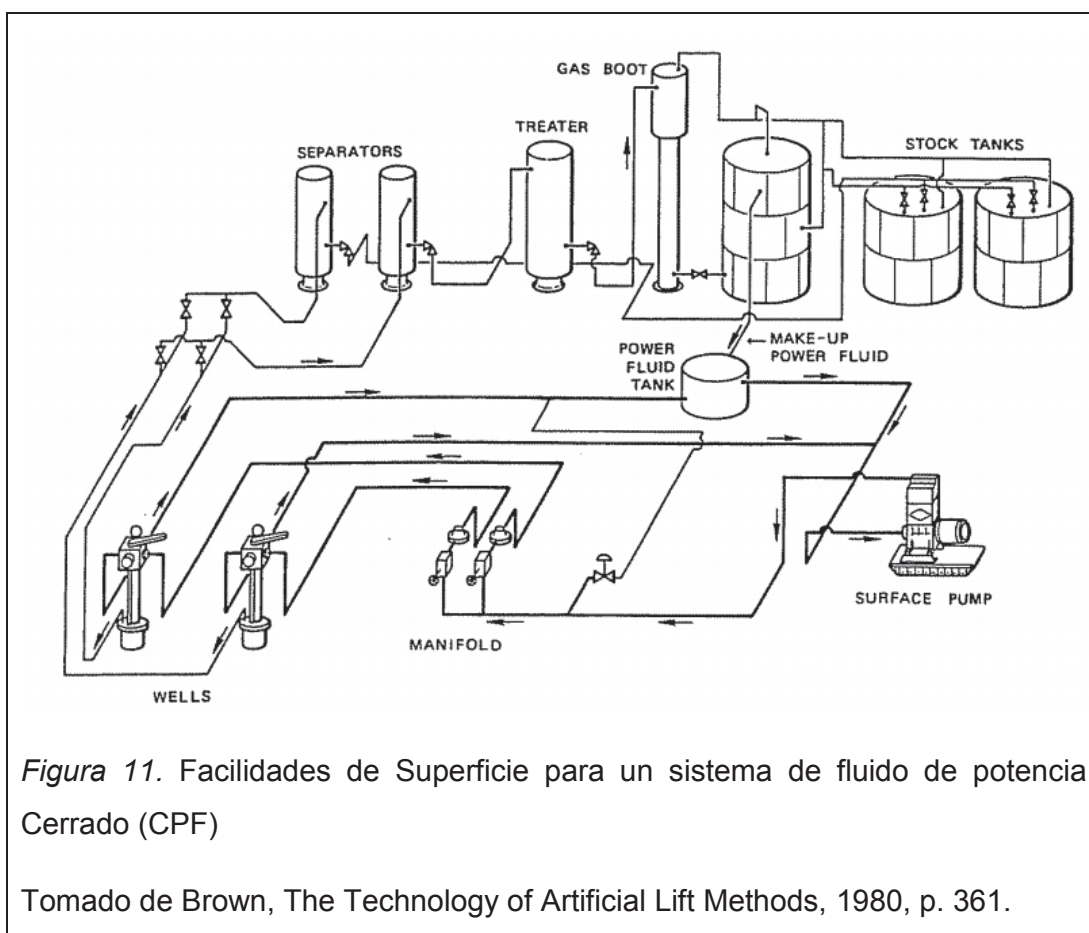
1.2.6.4.2 Sistemas Cerrados

Los sistemas cerrados (CPF – Closed Power Fluid), se caracterizan por mantener el fluido de potencia separado del fluido producido. En este sistema se necesita un conducto en fondo extra por el cual el fluido de potencia usado puede retornar a superficie, fluyendo nuevamente hasta el tanque de almacenamiento, formando así un circuito cerrado.

El sistema hace uso de tanque de fluido de potencia, donde se almacena cuando retorna desde el pozo, para posteriormente ser bombeado de nuevo hacia la instalación de fondo, este mismo remueve partículas abrasivas del fluido de reposición por liqueo y parte del fluido recirculado, por lo tanto

asegura una larga vida útil de la bomba al proporcionar mejor calidad de fluido (Brown, 1980, p. 360).

Una ventaja del sistema es la posibilidad de poder medir exactamente los fluidos que produce el pozo; pero ya que el uso de este sistema requiere costos más elevados que un sistema OPF, su uso no se ha expandido mucho.



1.2.6.4.3 Selección del tipo de Fluido de Potencia

Como (Brown, 1980, p. 359) menciona, la selección de usar petróleo o agua como fluido de potencia se puede basar en varios factores:

- En sistemas cerrados, la adición de químicos para lubricación y corrosión en agua posiblemente no incide mucho en el costo; al contrario de los sistemas abiertos, donde el agua se mezcla con la producción y requiere constante inyección de químicos, lo que lo encarece.
- El agua es preferida por la seguridad y razones medio ambientales.
- Cuando se usa petróleo como fluido de potencia, raramente se necesita agregar químicos para lubricación.
- El uso del petróleo como fluido de potencia disminuye el mantenimiento de las facilidades de superficie, como bombas, tuberías, válvulas, etc.

1.2.6.5 Ventajas y Desventajas del uso del Sistema de Power Oil

No se puede generalizar las bondades o los defectos de un sistema u otro, cuando se tiene que seleccionar el sistema de extracción para un pozo o un grupo de pozos, la mejor solución será la que abarque varios ámbitos a considerar cuando se realice la evaluación, tales como el tipo de pozo (vertical, horizontal, desviado), el caudal que se va a extraer, la profundidad del pozo, la configuración de tubería de revestimiento, el comportamiento futuro del reservorio, el tipo de yacimiento y características del fluido a extraer (Petref, 2013).

Además de estas características tenemos que considerar la ubicación geográfica del mismo, además de la disponibilidad de energía y su costo asociado.

El mantenimiento y la reparación de los equipos de extracción artificial varían significativamente y dicho costo de mantenimiento puede ser crucial al determinar un sistema. Se tiene que generar un equilibrio donde estos costos no perjudiquen la eficiencia del sistema ni viceversa.

1.2.6.5.1 Ventajas

Como Brown (1980, p. 586) menciona, al sistema se le pueden adjudicar algunas ventajas relativas, con las que se puede evaluar si el método de levantamiento es el adecuado para la aplicación que se requiere.

- El sistema no es muy limitado a la profundidad, puede levantar un gran volumen de fluido en profundidades considerables (500 – 15,000 bbl/d).
- Presentan un mínimo problema en pozos desviados.
- Discreto en locaciones urbanas.
- Su fuente de energía pueden estar en una ubicación remota.
- Ofrece flexibilidad y se puede ajustar a los cambios de condiciones del pozo, tales como declinación natural.
- Puede usar gas o electricidad como fuente de energía
- Las bombas de fondo pueden ser circuladas a superficie en sistemas de “bomba libre”, de acuerdo a las condiciones del pozo.
- Puede hacer producir a un pozo de baja presión de fondo.
- Aplicable a completaciones múltiples.
- Aplicable “offshore”.
- En un sistema cerrado se puede evitar la corrosión.
- Mezclando el fluido de potencia con crudos parafínicos o viscosos, pueden reducir su viscosidad.
- Crudos pesados o viscosos son más fáciles de levantar, después de haberse mezclado con el fluido de potencia que se más liviano.

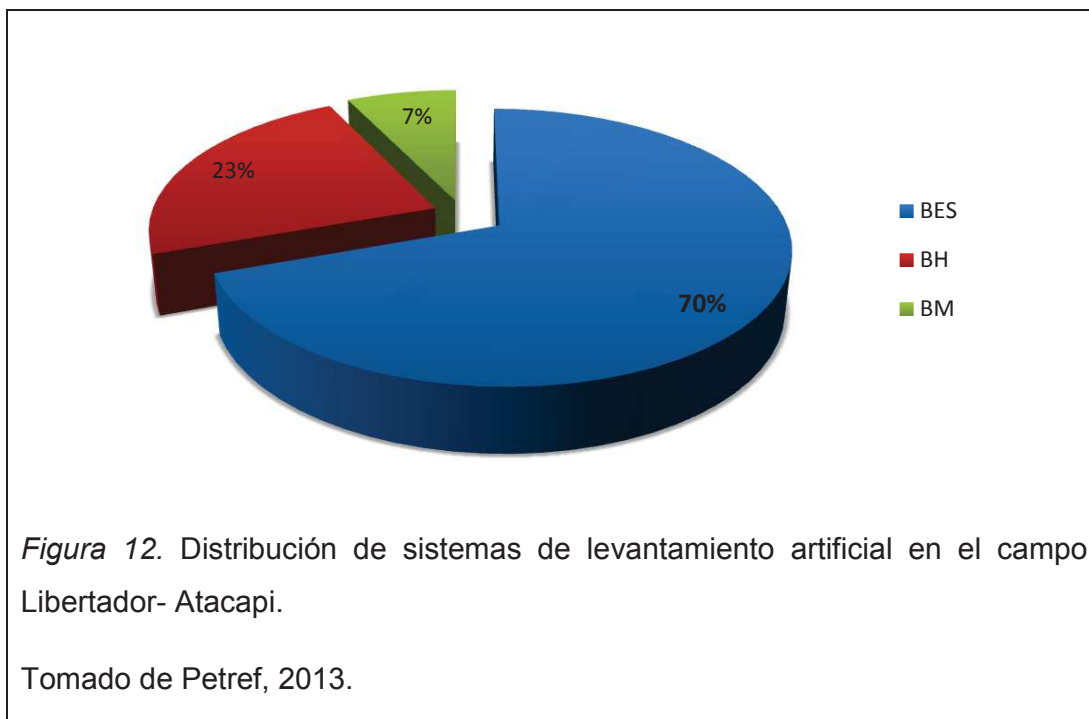
1.2.6.5.2 Desventajas

Cada sistema poseerá desventajas relativas, ya que en cada aplicación pueden variar y esa decisión y evaluación de posibilidades dependerá exclusivamente del uso que se le haga a cada sistema; Brown (1980, p. 584) menciona algunas debilidades:

- El capital inicial es alto, requiere equipo de alta presión, líneas del fluido de potencia, y los cabezales de pozo adaptados. Las facilidades de producción deben estar adaptadas para filtrar, tratar y limpiar el fluido de potencia.
- La corrosión y los fluidos abrasivos pueden reducir la vida operativa de los equipos de superficie y de fondo.
- Para los sistemas de Power Oil el volumen de petróleo requerido se vuelve costoso, más aun cuando existen pérdidas.
- Al ser esta una operación de alta presión, los costos de mantenimiento de superficie pueden ser altos.
- Se necesita de gente capacitada para operar eficientemente el sistema.
- Los sistemas de Power Oil corren peligro de incendio, además de comprometer la seguridad en las instalaciones de superficie.
- Pueden existir pérdidas de fluido de potencia en superficie por problemas de equipos.
- Las pruebas de pozos se vuelven inexactas cuando éstos producen agua. Para contar con exactitud se tienen que realizar estas pruebas de a un pozo a la vez, con equipos de superficie adicionales, lo que encarece los costos.

1.2.6.5.3 Comparación con otros sistemas

En el complejo Atacapi-Libertador, los sistemas de levantamiento artificiales presentes son el Bombeo Electrosumergible, el bombeo Hidráulico y en tercer lugar el bombeo mecánico, cada uno adaptado a las condiciones y restricciones de uso de cada pozo.



El bombeo Electrosurgible destaca por el levantamiento de altos caudales, su simplicidad de operación, facilidad en el monitoreo de variables, y su costo de operación es generalmente bajo, además brinda la posibilidad de poder tratar la corrosión e incrustaciones; por otro lado posee desventajas como la necesidad de energía eléctrica para operar, es impráctico en pozos de bajo caudal, el uso de un cable de potencia dificulta la maniobra con tubos, su operación se complica en pozos con producción de gas y sólidos, posee un mayor tiempo de parada cuando presenta problemas ya que los componentes principales del sistema se encuentran dentro del pozo.

El bombeo mecánico es un sistema relativamente simple, las unidades son fácilmente intercambiables entre pozos a un mínimo costo, fácilmente operable por la gente de campo, puede trabajar con pozos de baja presión (depende de la profundidad y caudal), es flexible a la declinación del pozo, puede levantar crudo viscoso así como en altas temperaturas.

Posee algunas desventajas como su aplicación en pozos desviados, por la fricción que presenta; existen problemas cuando hay alta producción de sólidos

y gas; su aplicación puede ser limitada en pozos muy profundos o de muy alto caudal.

En la Figura 13. se puede apreciar el caudal al cual están operando los diferentes sistemas de levantamiento artificial en el campo, encontrándose que para cada rango de caudales se está haciendo uso de un sistema de levantamiento diferente.

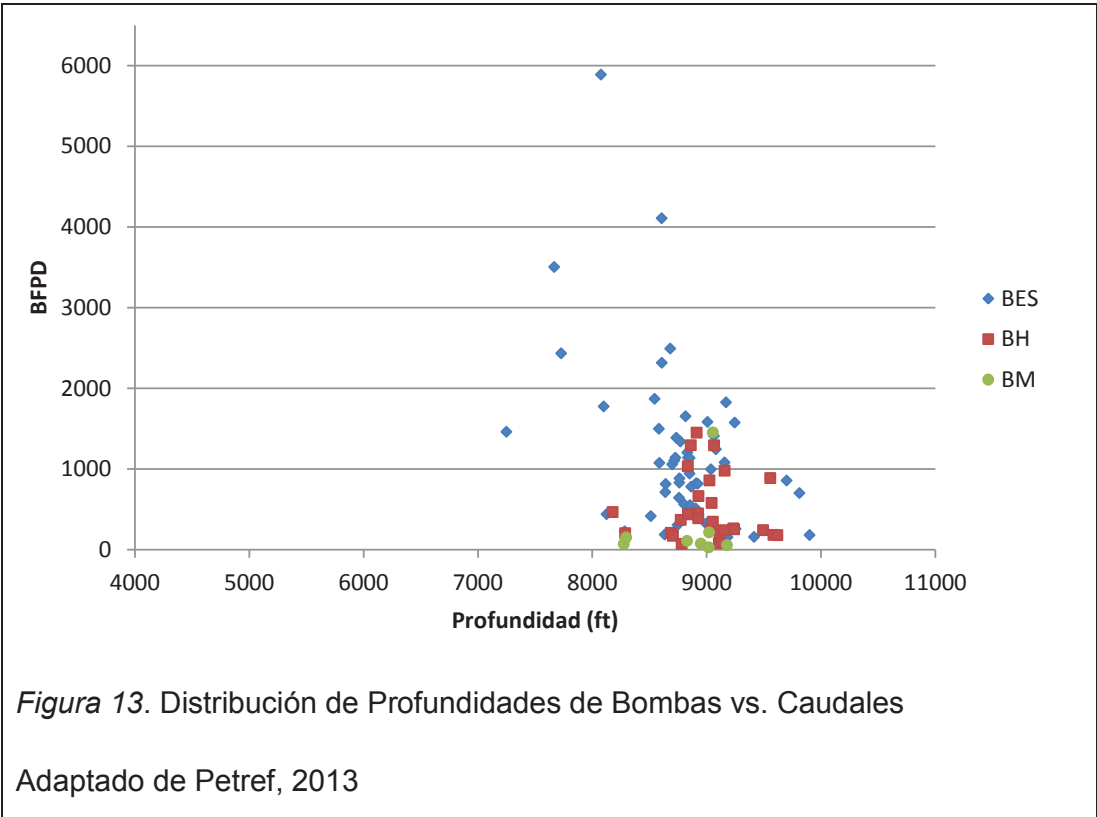


Figura 13. Distribución de Profundidades de Bombas vs. Caudales

Adaptado de Petref, 2013

2 Descripción de la situación actual

2.1 Generalidades del Área Libertador – Atacapi

Dentro del contrato que suscribió Petref S.A. con la compañía estatal de Petróleos ecuatoriana, le corresponde el campo Atacapi, y el complejo Libertador que comprende: Pichincha, Pacayacu, Secoya, Shuara y Shushuqui.

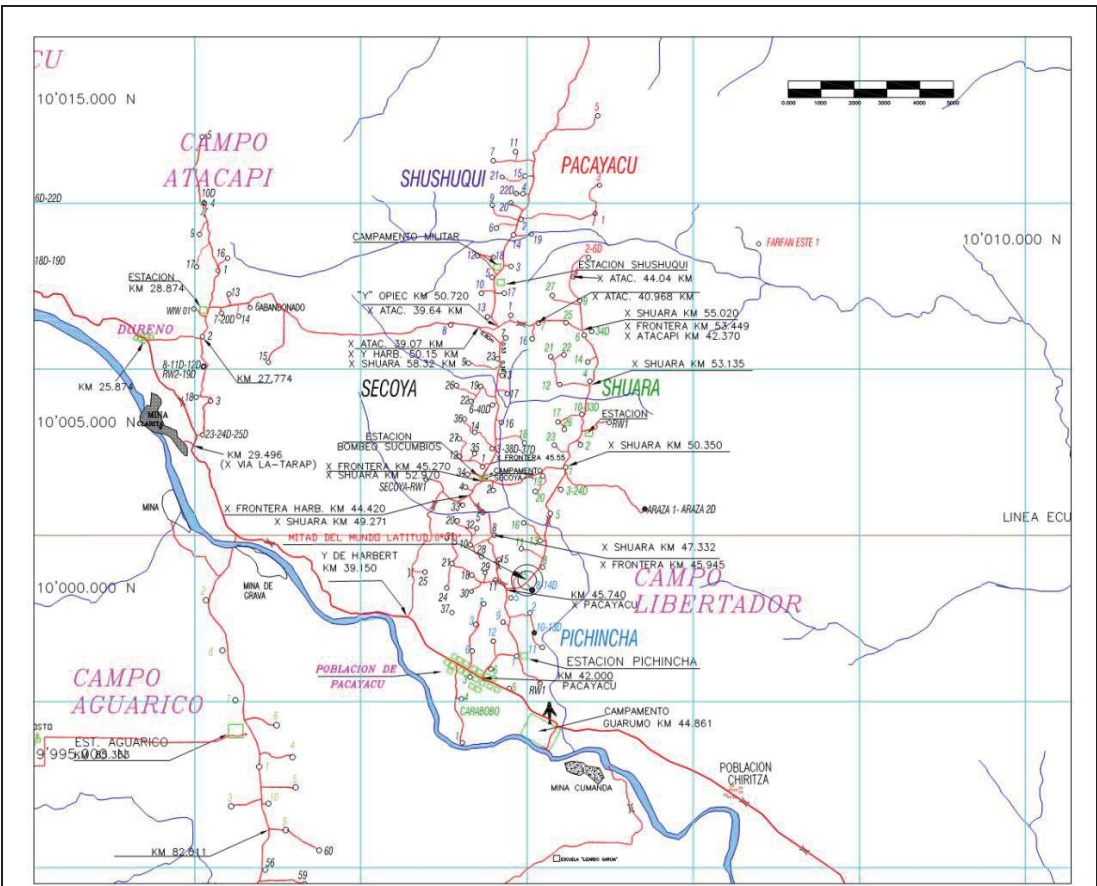


Figura 14. Estaciones distribuidas en el área de participación.

Tomado de Petref, 2013

El contrato al que está sujeto Petref S.A. tiene como fin la provisión de financiamiento de la contratista, para la ejecución de actividades de optimización de la producción en los campos Libertador y Atacapi de la región Amazónica Ecuatoriana; por lo tanto, al invertir en facilidades de producción para la ampliación u optimización del Sistema de Power Oil en la estación Shushuqui, la compañía se beneficiará con la producción incremental que se calcula a partir de una línea base anteriormente establecida durante la duración del acuerdo. Petref S.A. por esta producción generada, percibe \$ 38.54 USD por cada barril de petróleo.

2.1.1 Complejo Libertador

- Fecha de Descubrimiento:1980
- Operador: Petroamazonas (PAM)
- Superficie Aproximada: 100 km²
- TD promedio: 9500 ft
- Reservorios principales: Arena T inferior - Arena U inferior - Basal Tena
- Reservorios Secundarios: Arena T Superior y Arena U Superior
- Total de pozos: 104 + 12 re-inyectores
- Activos: 69
- Producción a 05/2013: 65.885 BFPD, 11.339 BPPD, BSW 82.80%

2.1.2 Campo Atacapi

- Fecha de Descubrimiento:1980
- Operador: Petroamazonas (PAM)
- Superficie Aproximada: 66 km²
- TD promedio: 9500 ft
- Reservorios principales: Arena T inferior - Arena U inferior
- Reservorios Secundarios: Arena T Superior - Arena U Superior
- Total de pozos: 23 + 4 re-inyectores

- Total de pozos activos: 19
- Producción a 05/2013: 7.210 BFPD, 4.392 BPPD, BSW 39.08%

2.2 Ubicación

El complejo Libertador - Atacapi está ubicado en la Provincia de Sucumbíos, Cantón Lago Agrio. Según el último mapa catastral del Ecuador, la zona de interés del proyecto se centra en el Bloque 57.

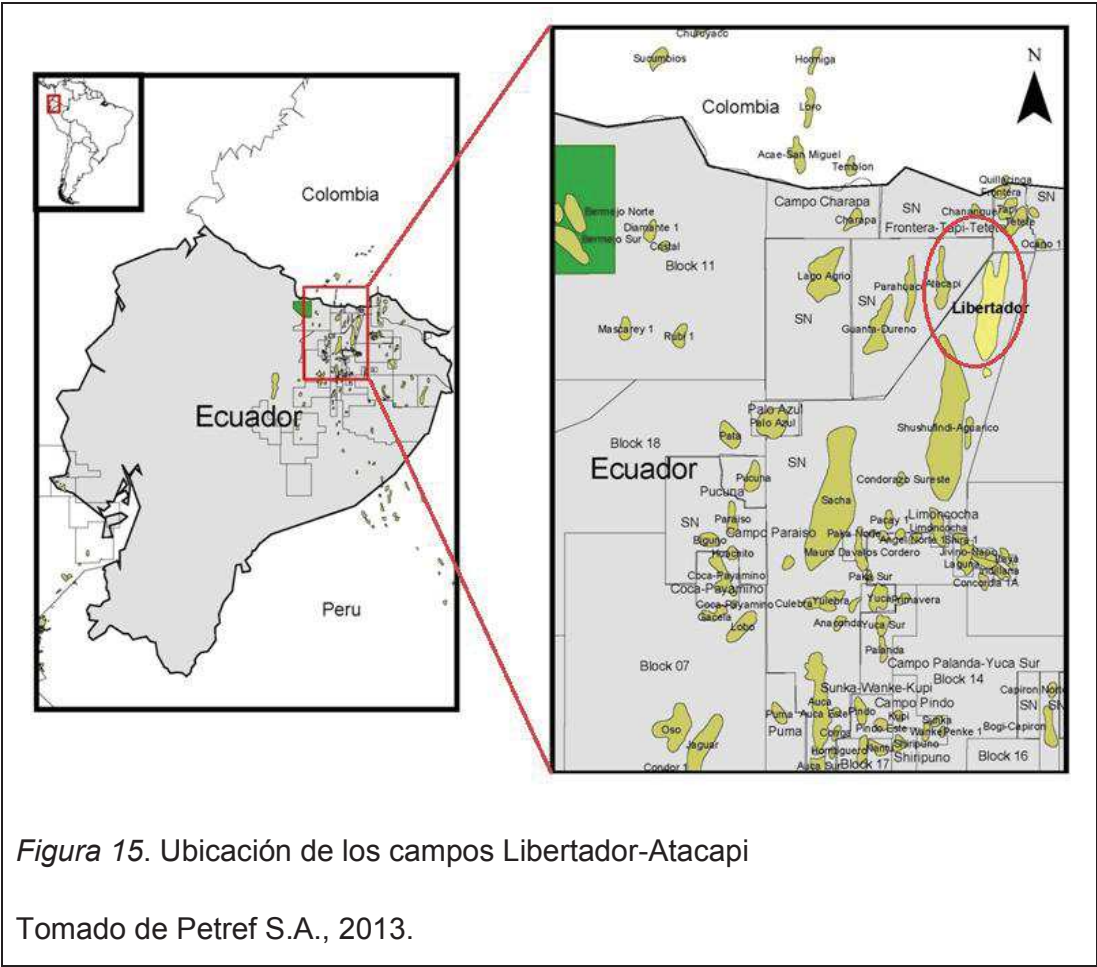


Figura 15. Ubicación de los campos Libertador-Atacapi

Tomado de Petref S.A., 2013.

2.3 Parámetros de Operación del Campo Libertador – Atacapi

Según la Secretaría de Hidrocarburos, la actividad de extracción de petróleo crudo durante el primer semestre 2012, se realizó contando con una media de 3.047 pozos. A fines de diciembre, los pozos registrados sumaron 3.053, correspondiéndole a las empresas estatales 1.130 y a las empresas privadas 1.923. La producción promedio por día calendario se ubicó en **501.048 BPPD**. (SHE, 2012)

Como se puede observar en la Tabla 1. la producción actual del Campo Libertador-Atacapi, asciende a 16,025 BPPD (aprox.), lo que representa el 3.20% del total producido al día por todos las empresas encargadas de la producción de crudo nacional.

Tabla 1. Parámetros de Operación actual

Estación	Producción Actual (BPPD)	Producción Actual (BAPD)	Fluido Producido	BSW	GOR de Estación	Total Pozos	Tipo de Levantamiento		
							BES	BH	BM
Atacapi	3,525	3,137	6,665	47	324	15	9	5	1
Pichincha	2,412	15,910	18,322	87	436	15	13	1	1
Shuara	1,719	8,257	9,976	83	322	14	11	0	3
Shushuqui	2,350	6,416	8,766	73	146	14	1	10	3
Secoya	6,194	19,668	25,862	76	527	23	20	3	0
Total	16,201	53,386	69,591	73.2	433.5	81	54	21	8

Nota: Se describen los valores de operación de los campos involucrados en el contrato. Datos recolectados al 05 de Abril del 2013. Tomado de Petref S.A., 2013.

A los pozos del campo lo podemos clasificar en algunas categorías, donde aproximadamente el 50% de la totalidad del complejo está en producción. Existen pozos que están parados en el momento y esperando para ser

intervenidos por algún trabajo pendiente o por alguna falla en el sistema de levantamiento (P/WO). Una porción importante del campo son los pozos cerrados, aproximadamente el 25%, que los sacaron de operación por baja producción o alguna falla importante.

El agua de formación, luego de haber sido separada del petróleo en las estaciones, tiene que ser inyectada a una formación receptora como desecho, ya que no puede ser vertido en un cuerpo hídrico receptor, que sería un río, lago o mar; en el campo existen aproximadamente 12 pozos re-inyectores.



2.4 Facilidades de Producción en la estación Shushuqui

La estación Shushuqui está compuesta por dos áreas fundamentales, la primera es la estación general de separación, que es la que dispone del crudo para ser bombeado en condiciones adecuadas hacia Secoya, para posteriormente ser enviado al oleoducto; la segunda parte corresponde a una

derivación del crudo separado, el cual es empleado para ser fluido motriz en los pozos de bombeo hidráulico.

2.4.1 Sistema de Power Oil

2.4.1.1 Sistema de almacenamiento

La planta opera con un tanque de reposo en el cual el petróleo en especificación es almacenado hasta tanto sea despachado para la venta. El sistema de Power Oil funciona como segundo usuario del mencionado sistema de tanque.

Tabla 2. Descripción del Sistema de Almacenamiento de la Estación

Tanques de Lavado y de Reposo				
Tanque	Altura (ft)	Capacidad Nominal (bls)	bls, pie	Estado
Lavado	36	24,680.00	685.56	Operando
Reposo	36	32,230.00	895.28	Operando

Adaptado de Maroto y Vinlasaca, 2012, p. 69.



Figura 17. Tanque de reposo de la estación Shushuqui

2.4.1.2 Bombas de booster

El sistema cuenta con dos bombas a pistón, Mark III 2Kx4x3-13 con motores de 35 HP a 1750 RPM, en esquema una operando, una respaldo (100%); éstas reciben el petróleo del tanque de reposo e incrementan su presión para alimentar adecuadamente las bombas principales del sistema. La presión de descarga reportada a la fecha es de 50 psi.



Figura 18. Bombas de refuerzo del sistema de Power Oil

2.4.1.3 Bombas principales

Se cuenta con cuatro bombas Triplex Gardner Denver CPI 1800 AWS de 700HP con motor a explosión en esquema tres operando y una de respaldo. Entre los tres equipos pueden manejar nominalmente 19.200 BPPD a 3.850 psi de presión de descarga. Estas bombas necesitan de una presión mínima de succión de 40 psi, que son otorgadas por las bombas booster. En la Tabla 3. Tenemos una descripción más detallada de las bombas principales, además de las booster.

Tabla 3. Descripción de los equipos del Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui.

TAG	Función	Marca	Modelo	Presión Descarga (psi)	Caudal Max. (bbl/d)	RPM	Potencia (HP)	Estado
B-100	Booster	Durco	Mark III	55	27,429	1,750	35	Operando
B-101	Booster	Durco	Mark III	55	27,429	1,750	35	Respaldo
P-102	Principal	Gardner Denver	CPI 1800 AWS	3,850	6,400	1,050	700	Operando
P-103	Principal	Gardner Denver	CPI 1800 AWS	3,850	6,400	1,050	700	Operando
P-104	Principal	Gardner Denver	CPI 1800 AWS	3,850	6,400	1,050	700	Operando
P-105	Principal	Gardner Denver	CPI 1800 AWS	3,850	6,400	1,050	700	Respaldo

Adaptado de Petref, Documento de relevamiento y Check List, 2013, p. 1



Figura 19. Bombas principales del sistema de Power Oil

2.4.1.4 Equipos de Superficie

2.4.1.4.1 Válvula reguladora de flujo

La válvula reguladora o de control de flujo (VRF) sirve específicamente para regular el paso del fluido a ser inyectado al pozo y consecuentemente a la bomba. Esta válvula se instala antes de la turbina y el cabezal del pozo, las válvula reguladora de flujo Oilmaster y Kobe puede regular hasta 3,000 bbl/d y 5,000 bbl/d respectivamente (Ortiz, 2009, p. 53).

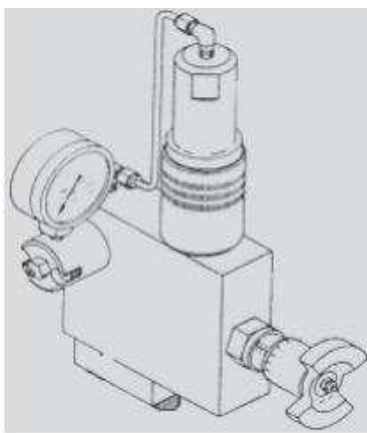


Figura 20. Válvula reguladora de flujo.

Tomado de Ortiz, 2009, p. 54

2.4.1.4.2 Turbina

Los caudalímetros de turbina que se usa en el campo son de NUFLO™, éstos indican el caudal y miden el rendimiento total de la línea de fluido. Como el líquido fluye a través del medidor y sobre el rotor, el rotor gira a una velocidad que es directamente proporcional a la velocidad de flujo. Sensores de captación magnética sensan las palas del rotor a medida que pasan y generan

una señal eléctrica (onda sinusoidal). Estos impulsos eléctricos se transmiten al equipo de lectura de medición de flujo (Cameron, s.f).



2.4.2 Facilidades de Superficie Adicionales

La estación Shushuqui, posee cuatro manifolds que permiten el manejo de 20 pozos a la vez, tiene dos separadores de producción de 20,000 y 30,000 bls de capacidad respectivamente, y dos separadores de prueba con una capacidad de 10,000 y 5,000 bbl; el fluido proveniente de los separadores continua al tanque de lavado que tiene una capacidad de 24,680 bbl, el petróleo es almacenado en un tanque de reposo con una capacidad de 32,230 bbl, para luego ser enviado a la estación Secoya. La línea de transferencia de la estación tiene una longitud aproximada de 7,9 km desde Shushuqui hasta Sucumbíos de 8 5/8" API 5L Gr. B Std (Maroto y Vinlasaca, 2012, p. 69).

2.4.2.1 Manifold

La estación está provista de cuatro manifolds, los cuales sirven para reunir la producción de los pozos y desviarla a diferentes lugares de la estación. Estos manifolds o colectores pueden derivar la producción de un pozo o grupo de pozos a los separadores, tanques de ensayo/control o a los tanques.



Figura 23. Manifold de Producción de la Estación Shushuqui

2.4.2.2 Separadores

Los separadores están constituidos por un cuerpo cilíndrico, con conexiones de entrada de fluido, salidas de fluido y gas, accesorios para el control automático de nivel de fluido y además cuentan con elementos de seguridad.

Tabla 4. Descripción de los separadores de la Estación Shushuqui

Estación			
Equipo	Función	Capacidad (bls)	Estado
Separador	Prueba	10,000.00	Operando
Separador	Prueba	5,000.00	Operando
Separador	Producción	20,000.00	Operando
Separador	Producción	30,000.00	Operando

Adaptado de Maroto y Vinlasaca, 2012, p. 69



Figura 24. Separadores de prueba y producción de la Estación Shushuqui.

2.4.2.3 Bombas de transferencia e unidades LACT

Las bombas de transferencia de la estación brindan presión desde el tanque de despacho de crudo, hacia la unidad LACT (Lease Automatic Custody Transfer), Unidades de Medición Automática para Transferencia de Custodia, es un contador acumulativo de crudo, que sirve para realizar el control del fluido que sale desde Shushuqui hasta la estación Secoya, para efecto de la fiscalización por parte de la Secretaría de Hidrocarburos.

Tabla 5. Descripción de las bombas de transferencia de la Estación Shushuqui.

Equipo	Descripción	Función	Fabricante	Modelo
EBCPMD0304	Bomba centrífuga 3X2-10	Bomba de transferencia de crudo LACT.	DURCO	MARK III
EBCPMD0305	Bomba centrífuga 3X2-10	Bomba de transferencia de crudo LACT.	DURCO	MARK III

Adaptado de Maroto y Vinlasaca, 2012, p. 69



Figura 25. Unidad Lact de la Estación Shushuqui

2.4.2.4 Sistema contra incendios

El sistema contra incendios que presenta la estación, se basa en la activación de una alarma tipo sirena para alertar a los trabajadores que estén dentro de la estación y en las inmediaciones de la misma; posteriormente se procede a evaluar si el tipo de incendio fue por causa eléctrica o por combustible, para interrumpir el suministro eléctrico o de combustible al área afectada.

Si el tamaño del incendio es controlable se procede a usar extintores portátiles provistos en la misma estación; si el incendio es de grandes proporciones se debe activar el sistema contra incendios, donde las mangueras y las bombas se activan para bombear agua desde el tanque de almacenamiento hacia el fuego.

Tabla 6. Descripción de Tanques del sistema contra incendios

Descripción	Tipo	Capacidad (bls)	Dimensiones		
			Diámetro		Altura
			in	ft	ft
Tanque almacenamiento agua contra incendios	Tanque empernado techo cónico fijo	2800		29	24
Tanque de espuma	Tanque horizontal	-	-	-	-

Tomado de Petref S.A., 2013.



Figura 26. Tanque de almacenamiento de agua del sistema contra incendios.

Tabla 7. Descripción de Bombas del sistema contra incendios

Descripción	Tipo	Marca	RPM Motor	Datos del Fabricante	
				Diseño Flujo (gpm)	Potencia Motor (HP)
Bomba de agua	Centrífuga 8X6	AURORA	1,760	2,000	288
Bomba de agua	Centrífuga 8X6	AURORA	1,760	2,000	288

Tomado de Petref S.A., 2013.



Figura 27. Bombas del Sistema contra incendios de la Estación

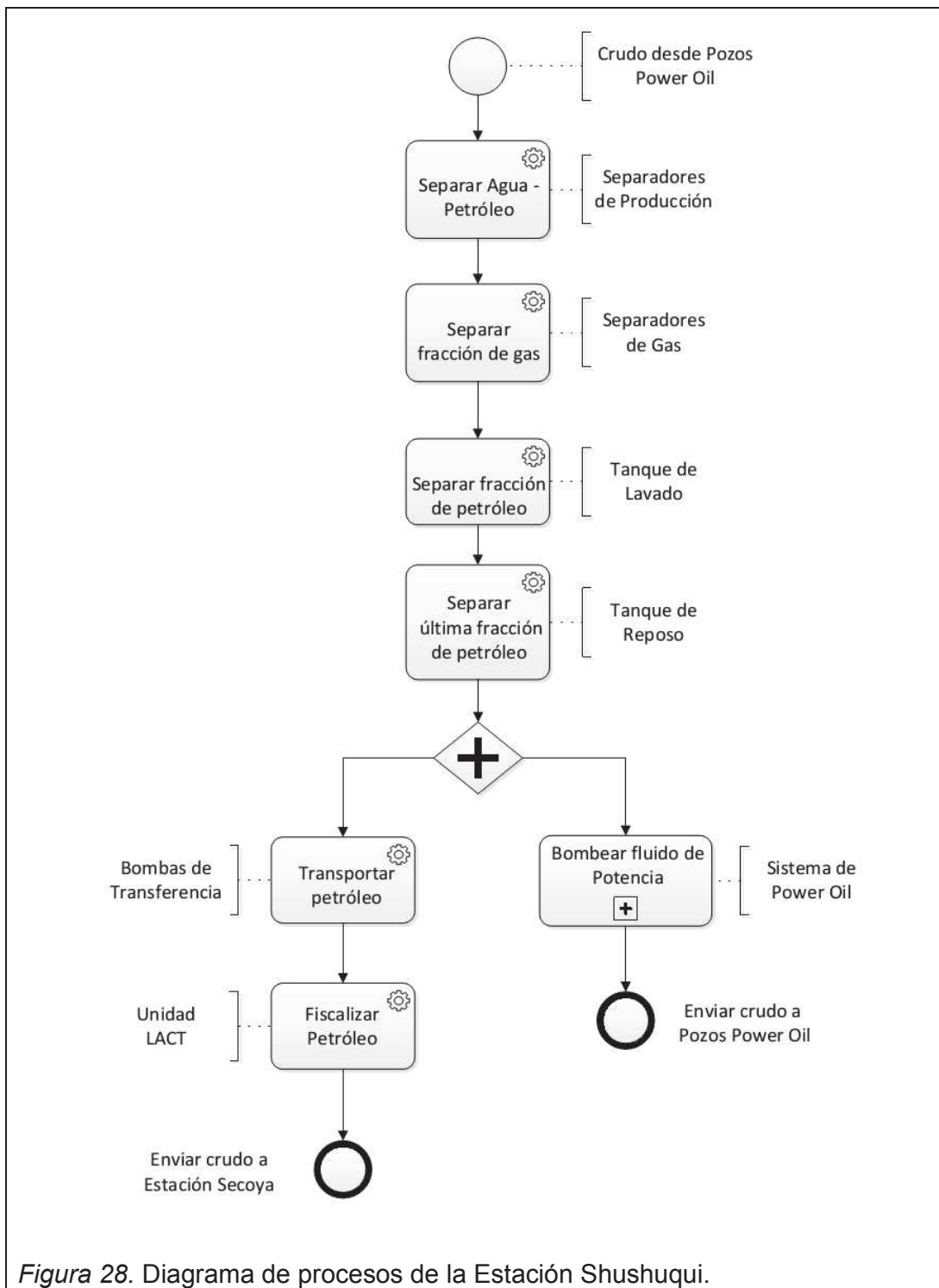
2.4.3 Descripción de procesos de la Estación Shushuqui

La estación de tratamiento de crudo Shushuqui, está compuesta por varios procesos, en los cuales, en un principio llega el fluido de potencia mezclado con el de producción de los pozos hasta un manifold, para luego pasar a los separadores de producción respectivamente o de prueba según sea la necesidad.

Luego de que el petróleo salió de los separadores, pasa por un tanque bota, el cual se encarga de separar el gas del crudo; después de este proceso el crudo se almacena en el tanque de lavado, en el que por el tiempo de resiliencia se separa el petróleo del agua.

Al poseer crudo con un porcentaje de agua ya muy bajo, pasa hacia el tanque de reposo, donde es almacenado, hasta que por medio de las bombas de transferencia y a través de la unidad LACT es enviado hacia la estación Secoya para un posterior despacho.

Dentro de la estación, el segundo usuario del crudo proveniente del tanque de reposo es el Sistema de Power Oil, que alimenta a los pozos con fluido motriz para el Bombeo Hidráulico del campo.

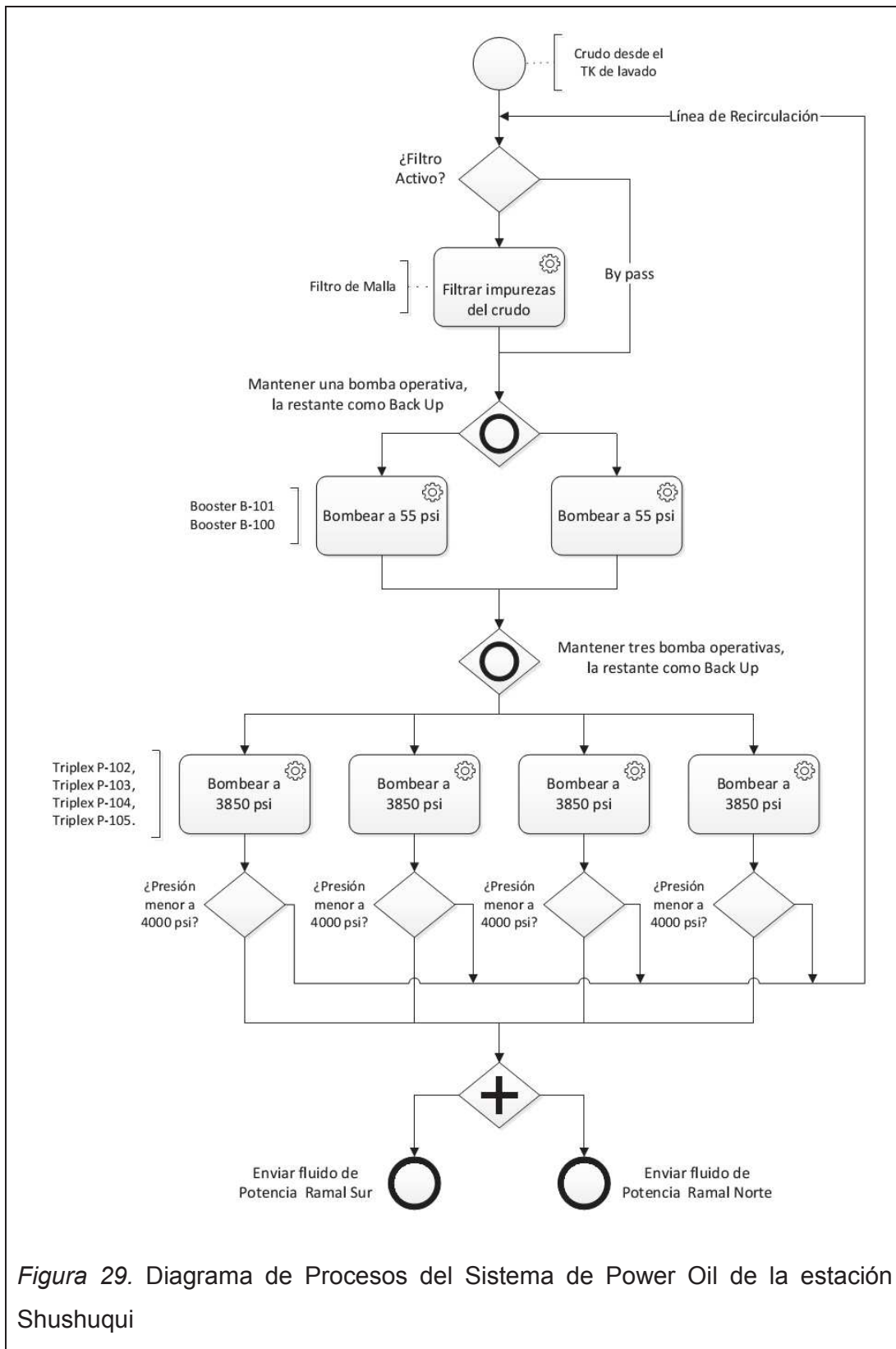


2.4.3.1 Diagrama de Procesos del Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui

El proceso del Sistema de Power Oil de la Estación Shushuqui comienza desde el tanque de reposo, al cual llega el crudo del tanque de lavado, posteriormente pasa por un filtro de malla hasta las bombas booster, éstas se encargan de incrementar la presión para alimentar adecuadamente las bombas principales del sistema, las cuales envían el crudo a presión hacia los ramales Norte y Sur del sistema.

El sistema de power oil al ser controlado con válvulas reguladoras de presión, al detectar un exceso de presión a la salida de las bombas principales, corrige la sobrepresión enviando el fluido al tanque de reposo para que el proceso comience de nuevo, a esto le llamamos recirculación.

En el Anexo 2. se puede encontrar un esquema hidráulico del estado actual del Sistema de Power Oil en la estación Shushuqui.



2.4.4 Parámetros de Operación de las Facilidades de Producción de la estación Shushuqui

Caudales operativos actuales:

- **Gas:** 0.9 MMSCFD
- **Petróleo:** 2,500 – 3,000 BPPD
- **Agua:** 5,000 – 6,000 BAPD
- **Power Oil:** 17,000 – 21, 000 BPPD

El sistema de Power Oil actualmente requiere un caudal de entre 17,000 y 21,000 BPPD. Para manejar este caudal el sistema cuenta con cuatro bombas alternativas con motores a diesel. El sistema tiene una presión de descarga de alrededor de 3.850 psi y alimenta a 10 pozos a través de dos ramales principales (Norte y sur). Este sistema utiliza el crudo existente en el tanque de reposo y desde el cual se alimentan las bombas de Power Oil a través de un colector principal.

2.5 Parámetros de Operación actual de los pozos conectados a la estación Shushuqui

Actualmente a la estación están conectados 14 pozos productores, 10 con BH, 3 con BM y 1 pozo con BES.

Los pozos con bombeo hidráulico poseen parámetros diferentes de presión y caudal de inyección, para satisfacer las necesidades de levantamiento previstas específicas para cada pozo.

Tabla 8. Parámetros de Operación actual de los pozos conectados a la estación.

Pozo	Arena	Presión Inyección (psi)	BFPD	BPPD	BSW (%)	API	Caudal Inyección (BPPD)	Método de extracción
PCY-05	UI	-	773	93	88	28	-	ESP
SSQ-06	UI	3,620	660	249	62	26	1,520	Hidráulico Jet
SSQ-10	UI	3,700	1,015	229	77	28	1,450	Hidráulico Jet
SSQ-12	UI	3,620	396	167	58	24	1,540	Hidráulico Jet
SSQ-13	BT	3,700	206	123	40	26	1,570	Hidráulico Jet
SSQ-14	UI	3,760	1,028	78	92	30	1,560	Hidráulico Jet
SSQ-15	UI	3,600	359	159	56	27	1,680	Hidráulico Jet
SSQ-18	UI	3,600	423	136	68	38	2,240	Hidráulico Jet
SSQ-20	UI	3,750	1,408	169	88	27	2,230	Hidráulico Jet
SSQ-21	UI	3,600	580	228	61	25	1,410	Hidráulico Jet
SSQ-22D	BT	3,600	209	193	8	26	1,800	Hidráulico Jet
PCY-01	BT	-	66	55	16	31	-	Mecánico
PCY-03	T	-	62	59	5	31	-	Mecánico
SSQ-11	UI	-	235	66	72	21	-	Mecánico

Nota: Datos recolectados al 05 de Abril del 2013.

Tomado de Petref S.A., 2013.

En la Figura 30. se puede observar la distribución geográfica de los pozos conectados a la estación Shushuqui, así como la ubicación de la misma dentro del mapa.



Figura 30. Distribución geográfica de los pozos conectados a la Estación Shushuqui.

2.6 Problemas encontrados en las facilidades de la Estación Shushuqui

2.6.1 Circuito de Fluido Motriz

El fluido motriz es petróleo crudo producido o agua tratada, cualquiera de estos han sido sometidos a un proceso natural de separación de gas, agua y sedimentos y han pasado un período de asentamiento y limpieza mediante

almacenamiento, productos químicos, filtros, etc. La calidad del fluido motriz, especialmente el contenido de sólidos es un factor de gran importancia en la vida y costos de reparación del sistema (Araya, 2009, p. 41).

En el sistema de Power Oil de Shushuqui existe presencia de sólidos disueltos (arena) provenientes de los mismos pozos y agravada por las recirculaciones del mismo sistema al tanque de reposo, esto genera problemas en los pozos, bombas (taconamientos), filtros, etc.

Las bombas alternativas del sistema de Power Oil, al usar las mínimas revoluciones necesarias para su funcionamiento (950 RPM), entrega un caudal aproximadamente de 18,000 BPPD; mientras que el consumo que demandan los pozos conectados a la estación asciende a 17,000 BPPD solamente, lo que causa la recirculación hacia el tanque de reposo.

Existe solamente un filtro de canasta instalada a la succión de las bombas booster, el cual por saturación y al no disponer de un back up se desvía el fluido por la línea de bypass permitiendo el ingreso de sólidos al sistema. Siendo la calidad del petróleo motriz y la intermitencia algunos de los factores que pueden afectar el comportamiento de las bombas.

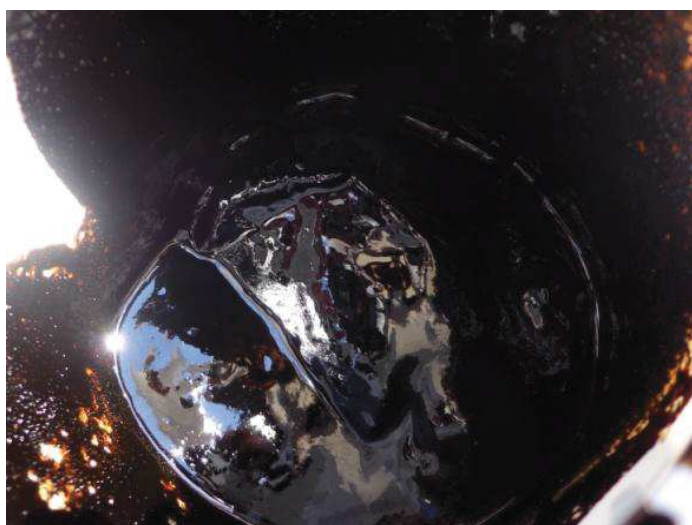


Figura 31. Sólidos encontrados en el circuito de fluido motriz del sistema.

2.6.2 Mantenimiento

Se puede apreciar en el historial de mantenimientos del año 2011, que se realizaron 432 intervenciones correctivas y 250 mantenimientos preventivos, claro indicador de la degradación de los equipos y del sistema; en donde aproximadamente cada 3 meses, la tendencia indica que el número de mantenimientos correctivos que se realiza al mes aumenta.

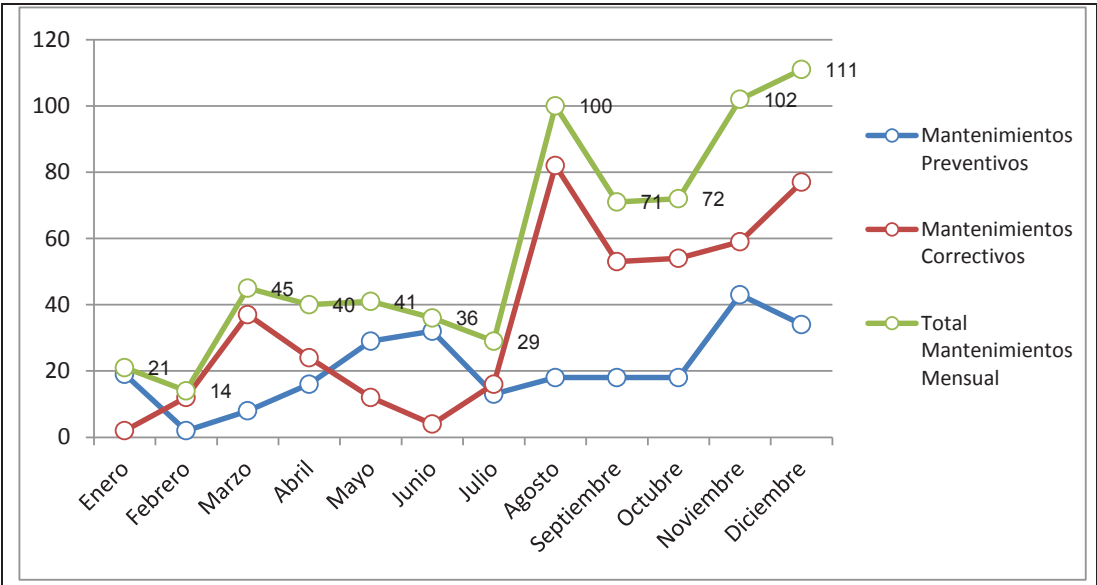


Figura 32. Gráfico de intervenciones correctivas y preventivas del Sistema de PO en el año 2011.

Adaptad de Petref S.A., 2013.

2.6.3 Seguridad

Los riesgos asociados a la operación en las condiciones actuales del sistema de inyección (bombas de triplex con motores diesel) son altos. Como históricos, se tiene varios conatos de incendio y derrames.

Las bombas de desplazamiento positivo generan altas presiones. En el año 2008 por un error operativo se produjo un derrame de gran magnitud por la rotura de la línea principal (se inició el bombeo sin abrir las válvulas de salida de la estación). El sistema no tiene válvulas de alivio, la seguridad del sistema depende de la condición de la válvula de control, lo cual va contra todo estándar de seguridad.

Al tener instalado instrumentación neumática, la velocidad, puesto que el aire es comprimido, a diferencia de los sistemas electrónicos, puede ser difícil de controlar. Cuando se requiere velocidades muy específicas y de posicionamiento, es necesario construir y colocar sistemas adicionales para ofrecer un control eficaz.

Un factor importante a considerar es, que al ser bombeo intermitente, los niveles de vibración son elevados, lo que afectan a los equipos y conexiones; por esta razón continuamente se presentan liqueos por las uniones empernadas y roscadas.



Figura 33. Liqueo en juntas flojas debido a la vibración del sistema.

2.6.4 Capacidad de bombeo en superficie

Este sistema está formado de cuatro unidades de bombeo de desplazamiento positivo cada una con un caudal máximo de 6,400 BPPD accionadas con motores diesel Caterpillar de la serie 3508-D11A (capacidad teórica total instalada de 25,600 BPPD a 3,850 psi), dos bombas booster cada una de 27,000 BPPD a 55 psi, además de dos compresores de aire utilizados para la instrumentación.

Al usar simplemente tres bombas principales, y una de respaldo para poder compensar algún paro por falla o mantenimiento del equipo, el caudal nominal desciende a 19,200 BPPD, y a un máximo de **21,600** BPPD haciéndolas trabajar a sus RPMs máximas (1150).

El cronograma de intervenciones durante lo que resta del año, tiene previsto agregar un pozo más al sistema, y para los años siguientes prevé los trabajos para 7 pozos que potencialmente serían completados con bombeo hidráulico; lo que a un promedio de 1,900 BPPD de inyección por pozo, haría ascender la capacidad instalada necesaria a aproximadamente a **34,000** BPPD; para poder cubrir la demanda de fluido de potencia a futuro se tiene que adaptar las instalaciones adicionando un aumento de capacidad aproximada de **14,000** BPPD.

2.6.5 Costos de Operación y Mantenimiento

Los equipos fueron instalados en el año de 1980, por lo tanto la vida operacional ubica a todo el sistema en la etapa de desgaste, donde la tasa de errores va en aumento. Las fallas se producen por desgaste natural del equipo debido al tiempo o por el periodo de vida útil del mismo.

En las condiciones actuales el sistema es ineficiente, existen grandes pérdidas de caudal; originadas por falta de presión en el sistema, consecuencia de los

procesos de paros y arranques de las bombas (operación manual), además de paradas a pozos a efectos de hacer mantenimientos de los medidores (algunos no poseen bypass). En el 2012 estas pérdidas ascendieron a 18,700 BO aproximadamente.

La frecuencia de los mantenimientos preventivos y correctivos, ocasionan elevados costos de operación y/o paros de producción; además, la probabilidad de falla (instrumentación neumática, compresores, motores, bombas, secadores de aire) es alta, por lo tanto los riesgos operativos debido a la integridad del sistema es algo que se debe considerar.

Los costos de operación y mantenimiento del sistema, al año aproximadamente se estiman en **2'460,000 USD**.



Figura 34. Mantenimiento correctivo de la unidad principal de bombeo.

2.6.5.1 Costos de Operación

El sistema opera con tres unidades en línea (bombas principales), esto significa tres motores diesel 3508-D11A con un consumo de 30 galones por hora cada uno; al día se quema 2160 galones, en promedio a 1 USD por galón, al año se gastan **788,000 USD** por consumo de combustible para dichos motores.

Además se genera un costo por el consumo de energía eléctrica en las bombas booster del sistema.

2.6.5.2 Costos de mantenimiento

Los costos por mantenimiento generalmente son gastos recurrentes (reparaciones mayores), al ser equipos de modelos fuera de serie, las partes requeridas para reparar o repotenciar tienen un tiempo de entrega e importación mínimo de 8 meses; además al necesitar de mano de obra calificada y repuestos, estos costos crecen en mayor medida.

En el año 2011 los costos de mantenimiento, en lo que respecta a mano de obra y materiales, ascienden aproximadamente a **1'690,000 USD**

2.6.5.2.1 Mano de Obra

Para calcular el costo que se genera al disponer de empleados para realizar el mantenimiento, debemos considerar que hacen falta dos operarios para efectuar un reacondicionamiento al equipo.

Según datos del departamento de mantenimiento, el sueldo mensual de un empleado, trabajando un turno de 14 días al mes, 10 horas efectivas al día y percibiendo un sueldo de 1,900 USD; el costo hora-hombre es aproximadamente de **14 USD**.

El tiempo de intervención promedio es de 5 horas por cada mantenimiento.

Tabla 9. Detalle de Costos de Mano de obra por tipo de mantenimiento.

Costo Mano de Obra					
Tipo de Mantenimiento	Costo hora/hombre	Empleados	Horas Usadas	No. Mantenimientos	Costo Total
Mantenimiento Preventivos	\$ 14.00	2	5	250	\$ 35,000.00
Mantenimiento Correctivos	\$ 14.00	2	5	432	\$ 60,480.00
Costo Total					\$ 95,480.00

Los costos aproximados por mano de obra en lo que concierne a mantenimientos correctivos y preventivos, fueron aproximadamente de **95,000 USD** en el año 2011.

2.6.5.2.2 Materiales

Son los costos asociados a materiales que intervienen por cambios de partes, compra de repuestos o acondicionamientos de equipos.

Según el departamento de mantenimiento los costos promedio por un mantenimiento preventivo se aproximan a los 1,200 USD por cada trabajo, así como para mantenimientos correctivos estos ascienden a 3,000 USD.

Tabla 10. Detalle de Costos de Materiales por tipo de mantenimiento.

Costo Materiales			
Tipo de Mantenimiento	Costo Promedio	No. Mantenimientos	Costo de Mantenimiento
Mantenimientos Preventivos	\$ 1,200.00	250	\$ 300,000.00
Mantenimientos Correctivos	\$ 3,000.00	432	\$ 1,296,000.00
Costo Total			\$ 1,596,000.00

2.6.6 Análisis de Pérdidas de Producción

Las reparaciones que se llevan a cabo en el sistema de Power Oil, además de los costos de materiales, los costos por mano de obra, conllevan pérdidas de producción que se asocian al paro del sistema.

Mensualmente se cuantifican las pérdidas asociadas a diferentes causas, donde agrupando las fallas que se puede atribuir al Sistema de PO, ascienden a aproximadamente un 40% de las pérdidas que se generan en el campo, ya sea por paros de producción, mantenimiento correctivo o preventivo, cambio de bombas por taponamiento, o mantenimientos a las turbinas o contadores de flujo por suciedad e imprecisión de las mediciones.

Tabla 11. Pérdidas de producción clasificadas por causas.

Mes	Causa						Total Mes (BO)
	Eléctrico	Mant. General	C/Cond.	Sistema PO / BH / Mant. Turbina	BM	BES	
may-12	1,592	148	1,540	2,773	128	236	6,417
jun-12	561	123	146	2,235	5	1,286	4,356
jul-12	248	102	167	944	65	179	1,705
ago-12	1,473	138	138	1,098	58	712	3,617
sep-12	178	134	184	1,600	15	1,022	3,133
oct-12	599	139	625	850	88	714	3,015
nov-12	661	182	394	962	0	768	2,967
dic-12	2,990	75	327	1,388	86	276	5,142
ene-13	394	22	313	1,400	472	799	3,400
feb-13	188	16	156	983	150	455	1,948
mar-13	925	73	189	1,791	485	297	3,760
abr-13	0	99	220	2,688	35	498	3,540
Total Causa	9,809	1,251	4,399	18,712	1,587	7,242	43,000

Adaptado de Petref S.A., 2013.

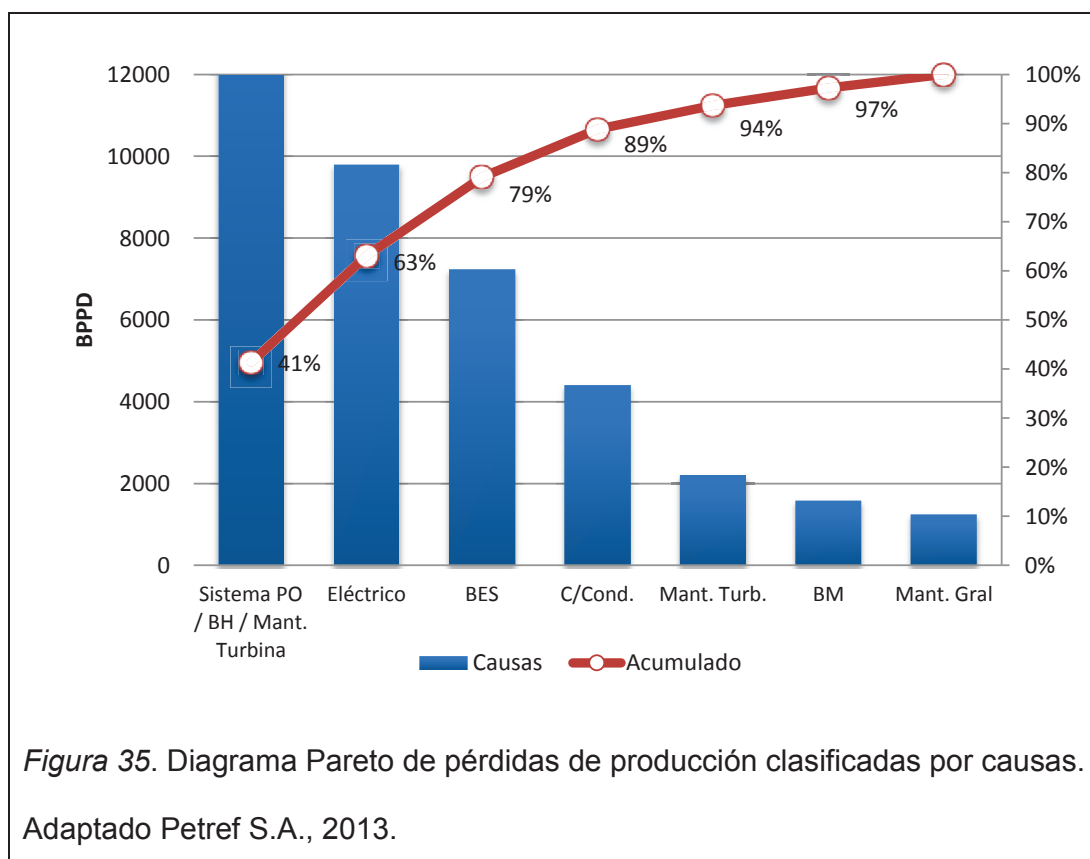


Figura 35. Diagrama Pareto de pérdidas de producción clasificadas por causas.

Adaptado Petref S.A., 2013.

A las 10:42 horas del 13 de Septiembre de 2013 el petróleo WTI ha operado a 107,20 dólares el barril, por lo tanto al haber tenido una pérdida aproximada de 18,700 barriles de petróleo en el último año, el estado dejó de percibir una cantidad cercana a **2'000,000 USD** por la venta bruta de crudo.

3 Propuesta de Optimización del Sistema de Power Oil

3.1 Análisis FODA

Para realizar una propuesta se debe analizar la situación actual del Sistema de Power Oil.

3.1.1 Fortalezas

- El sistema de bombeo hidráulico es aceptado en el campo, y por su flexibilidad y versatilidad en el tiempo se lo mantiene como una opción viable a seguir utilizando.

3.1.2 Oportunidades

- El contrato que suscribió Petref S.A. con el estado Ecuatoriano menciona que se debe realizar inversión en las facilidades de las estaciones, para con ello optimizar la producción y brindar una mejora integral al campo.

3.1.3 Debilidades

- Las pérdidas de producción asociadas a paros por falla o mantenimiento representan un gasto importante dentro de los costos de operación en la estación.

- Los costos de mantenimiento por materiales y mano de obra pueden ir incrementando por las fallas recurrentes que se pueden presentar en equipos en etapa de desgaste.
- El circuito de fluido motriz no garantiza la calidad necesaria para el correcto funcionamiento de los equipos en el Sistema de Power Oil.
- La capacidad instalada del sistema no está prevista para alcanzar los requerimientos a futuro, ya que existe un cronograma de ingreso de pozos que van a hacer uso de este método de extracción.
- Los riesgos asociados a la operación en las condiciones actuales del sistema de inyección (bombas de triplex con motores diesel) son altos.

3.1.4 Amenazas

- Por términos de requerimientos de operación y conveniencia de los socios de la compañía en mención se podría considerar el cambio de sistema de levantamiento para estos pozos, ya sea en el uso de bombeo electrosumergible o bombeo mecánico.

3.2 Consideraciones Operativas y de Diseño

- El sistema de Power Oil de la Estación Shushuqui debe estar en capacidad de manejar **34,000 BIs** de fluido de potencia para alimentar al bombeo hidráulico del campo.
- La presión de succión de las bombas principales a instalarse será mínimo de 50 psi y su presión de descarga de 4,000 psi, para cumplir

con la demanda de fluido de potencia de los pozos conectados al sistema.

- Se tomará una temperatura operacional de 120 °F.
- El grado API del crudo en mención es de 28,1 @ 60°F; viscosidad de 24,07 cP @ 80 °F.
- Las facilidades deberán ser diseñadas con una flexibilidad operacional para evitar una parada total de la estación. En caso de producirse daños de un equipo crítico, la estación deberá estar diseñada para causar el mínimo impacto en la producción.
- La instrumentación del sistema será diseñada para lograr una operación óptima del proceso.
- Toda la instrumentación será compatible con el sistema de supervisión y control a ser instalado.
- Todos los diseños deberán considerar la estandarización de componentes, se maximizará el uso de equipos, elementos y repuestos compatibles con instalaciones existentes para nuevas instalaciones.

3.3 Propuesta 1

La capacidad actual no permite alcanzar las presiones y caudales requeridos, por lo tanto es necesario se realice una ampliación. Adicionalmente la disponibilidad del sistema es baja, lo cual condiciona a no tener un equipo en respaldo efectivo.

3.3.1 Filosofía de operación

Se propone una ampliación del Sistema de Bombeo Hidráulico Power Oil para la Estación Shushuqui, dividiendo el flujo a los ramales norte y sur: uno de ellos será alimentado por las bombas triplex existentes (20,000 BPPD) y el segundo ramal por bombas nuevas (14,000 BPPD), alcanzando una capacidad de bombeo total de 34,000 Bls. Ambos sistemas podrán alinearse a uno u otro ramal.

El **Tren 1**, estará constituido por las bombas triplex que se encuentran en funcionamiento actualmente.

El **Tren 2**, constituirá la ampliación del sistema para alcanzar la capacidad de bombeo deseada

No se considerará la operación de ambos sistemas a un mismo ramal, por posibles problemas de operación.

Se independizarán los pozos cercanos SSQ-12 y SSQ-18 para alinearlos a uno u otro ramal desde la estación dependiendo de las capacidades de bombeo.

3.3.2 Condiciones actuales y futuras

A continuación se describen las condiciones actuales y futuras del proyecto con el fin de exponer las variables asociadas al mismo:

- La bombas a instalarse serán: dos bombas booster con capacidad de 14.000 BPPD (una de ellas será de respaldo) y tres bombas multietapa con capacidad de 7.000 BPPD (dos bombas operando y una de back up).
- La presión de succión de las bombas multietapa será mínimo de 50 psi, siendo su descarga de 4,000 psi.

Tabla 12. Capacidad máxima de bombeo Power Oil (BPPD)

Actual	Diseño	
Tren 1	Tren 1	Tren 2
20,000.00	20,000.00	14,000.00

Tabla 13. Método de Operación

Tipo de Bomba	Actual	Diseño	
	Tren 1	Tren 1	Tren 2
Booster	Operando	Operando	Operando
	Stand by	Stand by	Stand by
Principales	Triplex (Operando)	Triplex (Operando)	Multietapa (Operando)
	Triplex (Operando)	Triplex (Operando)	Multietapa (Operando)
	Triplex (Operando)	Triplex (Operando)	Multietapa (Stand by)
	Triplex (Stand by)	Triplex (Stand by)	

3.3.2.1 Filtros

Se instalará un sistema de filtros en paralelo con manómetros de presión diferencial, vinculado al SCADA (Sistema de Monitoreo PAM), previo a la entrada de las bombas booster, se estará en capacidad de intervenir más de un filtro a la vez sin necesidad de parar el sistema, reduciendo el mallado de los mismos a un mínimo valor, para así reducir el contenido de mugre en el fluido de inyección y evitar de esta manera el deterioro de las bombas booster y principales; dos de ellos se encontrarán funcionando y uno servirá de respaldo. Esto reemplazará al filtro actual.

3.3.2.2 Tren 1

El tren 1 se constituirá con las instalaciones existentes, bombas booster y bombas principales de desplazamiento positivo triplex, para cumplir con el

caudal de 20,000 BPPD de fluido de potencia a 4,000 psi de presión de descarga hacia el ramal norte.

Este sistema trabajará con las bombas existentes en un esquema de tres bombas operando y una bomba de respaldo.

El colector de succión de las bombas existentes se acomodará de forma simétrica para garantizar presiones y caudales similares en las distintas bombas.

Con respecto a la descarga existente, esta se adaptará para segregar el flujo a uno u otro ramal, para prever alguna falla de las bombas multietapas y poder compensarla.

3.3.2.3 Tren 2

Este sistema estará provisto de bombas centrifugas multietapa eléctricas con variador de frecuencia, operará con dos bombas de 7.000 BPPD y una tercera de respaldo.

El nuevo sistema de bombeo tendrá sus propias bombas booster del tipo centrifugas eléctricas de características similares a las actuales, en un esquema una operando y una de respaldo.

3.3.2.3.1 Bombas Booster B-5001/5002

Las bombas booster (B-5001/5002) (Durco Mark III 2K 4x3-13) serán alimentadas por gravedad desde el tanque de reposo T-045.

La función de estas bombas es dar la presión de succión necesaria a las bombas de transferencia P-5001/02/03 para que éstas a su vez inyecten el

fluido motriz a los diferentes pozos de bombero hidráulico conectados a la estación.

Cada bomba booster (B-5001/5002) tendrá una capacidad de bombeo de 14.000 BPPD, la operación se realizará teniendo una bomba trabajando y una bomba de back up.

3.3.2.3.2 Bombas Multietapa P-5001/02/03

La función de estas bombas es inyectar el fluido motriz a los diferentes pozos de bombeo.

Las bombas multietapa (P-5001/02/03) serán alimentadas por las bombas booster (B-5001/02).

Cada bomba multietapa (P-5001/02/03) tendrá una capacidad de bombeo de 7.000 BPPD cada una, la operación se realizará dos bombas trabajando y una bomba de back up.

3.3.3 Diagrama de procesos

Se presenta un diagrama de procesos con los elementos principales de la propuesta 1 de optimización del Sistema de Power Oil.

En el Anexo 3. se puede encontrar un esquema hidráulico de Procesos de la Propuesta 1 para el Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui.

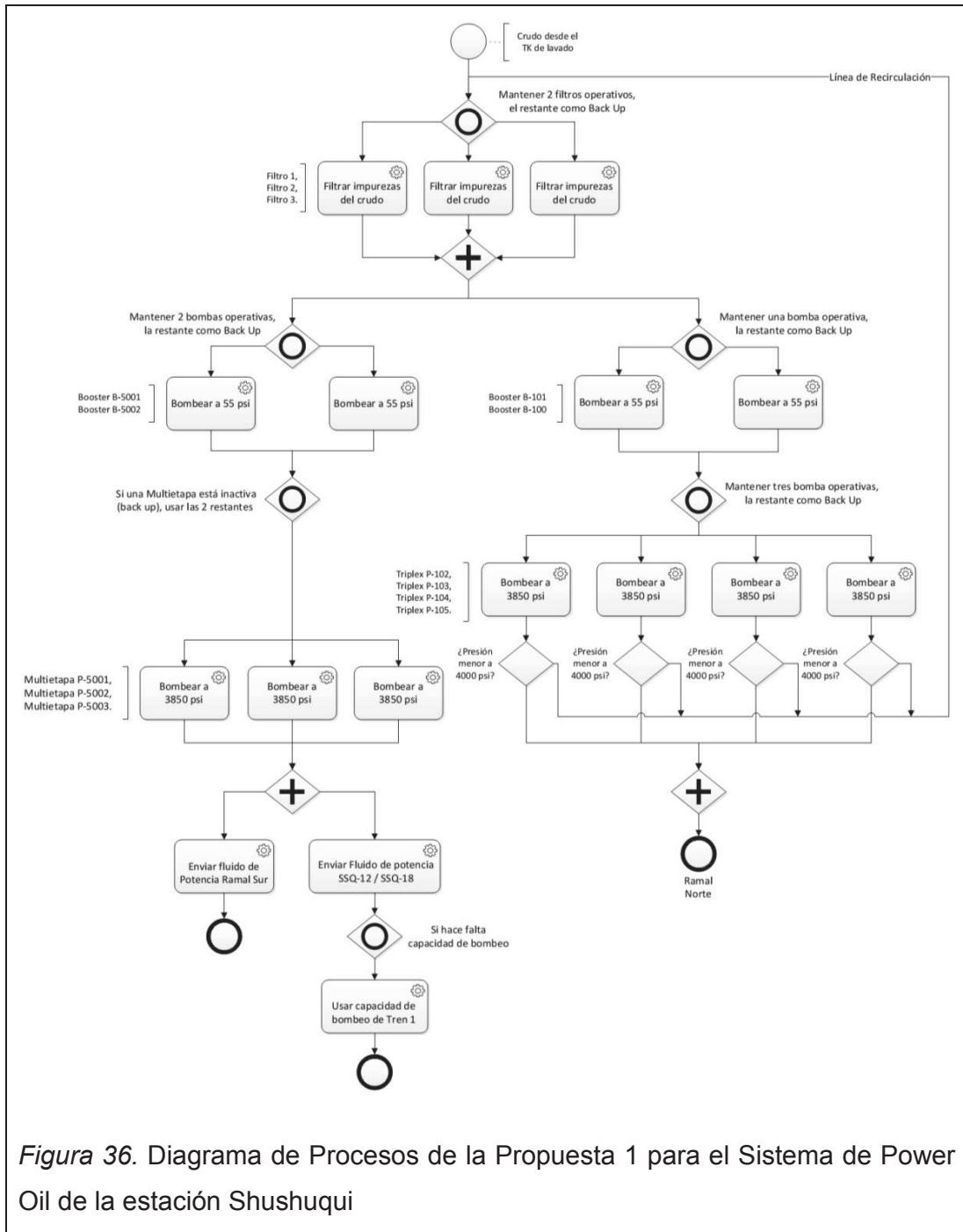


Figura 36. Diagrama de Procesos de la Propuesta 1 para el Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui

3.3.4 Filosofía de mantenimiento

A efectos del mantenimiento, en lo que respecta al bombeo de transferencia (booster) hacia las bombas multietapa P-5001/02/03, la B-5001 cuenta con un back up en stand by (B-5002) que permita mantener la capacidad de bombeo hasta 14.000 BPPD, al igual que las bombas multietapa que cuentan también con su equipo de respaldo.

Las bombas B-5001/5002 y P-5001/02/03, tendrán una rotación periódica de servicio para garantizar un desgaste uniforme.

3.3.4.1 Análisis de Criticidad

En la propuesta 1 se considera que existe una combinación de bombas para inyección, bombas booster, triplex y eléctricas multietapa, por la importancia de ellas, se las debe catalogar según la influencia que tienen sus anomalías (García, 2003, pp. 24-25).

Al ser equipos cuya parada o mal funcionamiento afecta significativamente al proceso de bombeo hidráulico, los podemos catalogar como equipos críticos.

Tabla 14. Valoración de criticidad de los equipos del sistema Power Oil.

Tipo de Equipo	Seguridad y medio Ambiente	Producción	Calidad	Mantenimiento
Crítico	Puede originar accidentes muy graves.	Su parada o avería afecta directamente al bombeo de fluido de potencia	Es clave para la inyección correcta de fluido de potencia	Averías en bombas triplex frecuentes.
	Necesita revisiones periódicas (cada 3 meses)			Alto costo de reparación.
	Han producido accidentes en el pasado			Consume una parte importante de los recursos de mantenimiento.

3.3.4.2 Modelo de Mantenimiento

Tanto a las bombas triplex como las eléctricas multietapas, se les exige un nivel de disponibilidad alto, por encima del 90%. Por esta misma razón se le debe aplicar el modelo más exigente y exhaustivo de todos, el modelo de “Alta Disponibilidad”.

Se les demanda un nivel tan alto de disponibilidad, por su alto costo de producción que representa una avería o fallo en el sistema.

Para mantener estos equipos en funcionamiento es necesario aplicar técnicas de mantenimiento predictivo, que nos permitan conocer el estado del equipo mientras funciona; además de que se debe realizar una revisión completa en dónde se sustituyan o se reparen piezas sometidas a desgaste o con probabilidad de fallo (García, 2003, pp. 21-21).

El objetivo de este modelo es el de “cero averías” en el tiempo.

Al tener bombas triplex que han trabajado durante mucho tiempo, se tiene que hacer especial énfasis en éstas y sus partes, ya que su mantenimiento tiene que ser de carácter más exhaustivo y prolijo.

Las bombas eléctricas multietapa y booster se someterán a un mantenimiento trimestral, por parte de su distribuidor y PAM en conjunto.

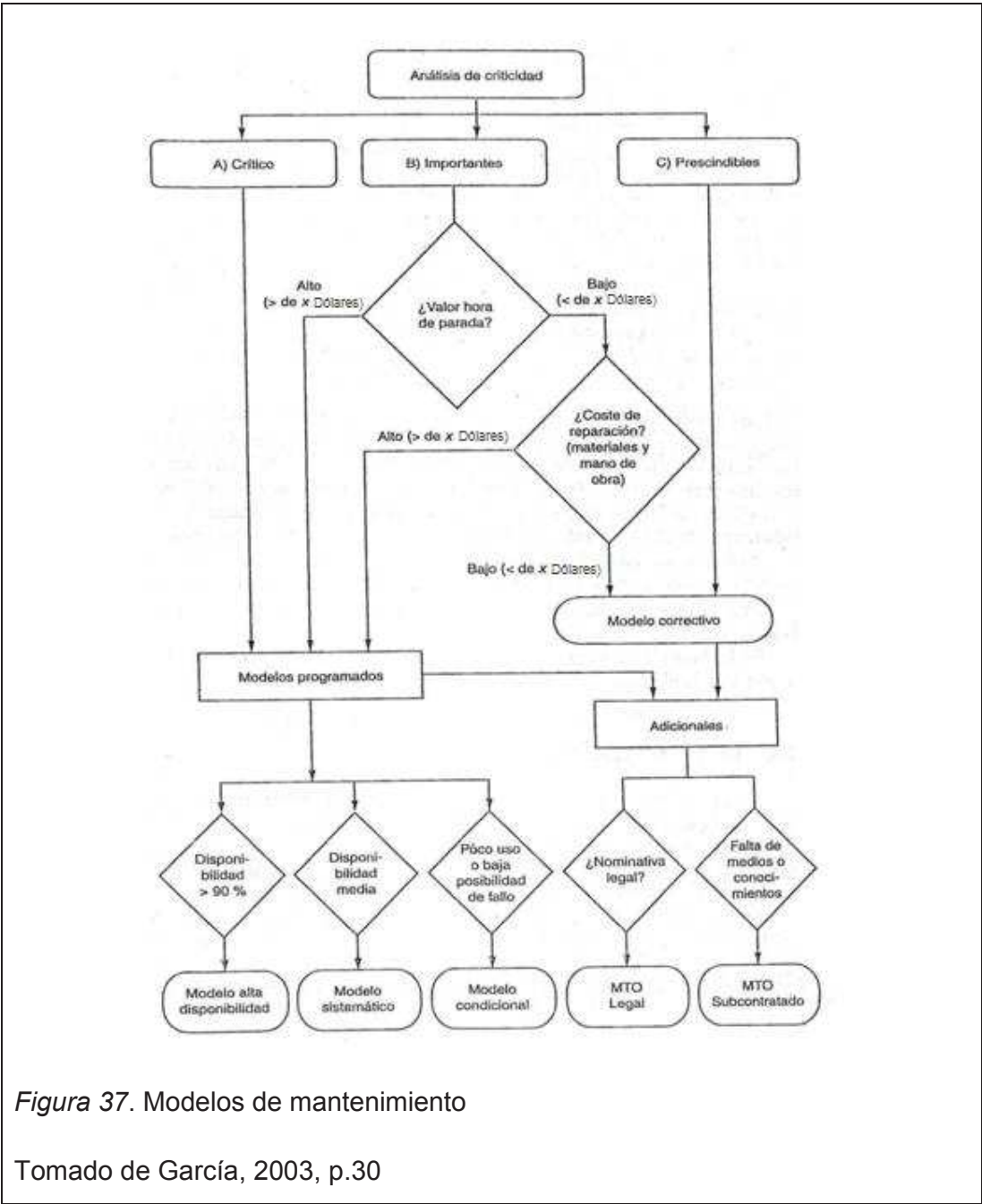


Figura 37. Modelos de mantenimiento

Tomado de García, 2003, p.30

3.4 Propuesta 2: Equipos Nuevos

Para la segunda propuesta de mejora en el Sistema de Power Oil de Shushuqui, se pretende reemplazar las bombas alternativas triplex, por bombas multietapa centrífugas en su totalidad, cubriendo así con la demanda de fluido de potencia de 34,000 BPPD.

3.4.1 Filosofía de operación

Se propone un reemplazo al actual Sistema de Bombeo Hidráulico Power Oil de la Estación Shushuqui, dividiendo el flujo total a los ramales norte y sur, alcanzando una capacidad de bombeo total de 34,000 BPPD,

El **Tren principal**, estará constituido por bombas eléctricas multietapa, que reemplazarán a las que están funcionando actualmente (alternativas triplex)

3.4.2 Condiciones Actuales y Futuras

A continuación se describen las condiciones actuales y futuras del proyecto con el fin de exponer las variables asociadas al mismo:

- Se usarán dos bombas booster existentes con capacidad máxima de bombeo de 27.000 BPPD, además de instalar otra que sirva de respaldo; y cuatro bombas multietapa con capacidad de 12.000 BPPD (tres bombas operando y una de back up).
- La presión de succión de las bombas multietapa será mínimo de 50 psi, siendo su descarga de 4,000 psi.

Tabla 15. Capacidad máxima de bombeo Power Oil (BPPD)

Actual	Diseño
Tren 1	Tren Principal
20,000.00	34,000.00

Tabla 16. Método de Operación

Tipo de Bomba	Actual	Diseño
	Tren 1	Tren Principal
Booster	Operando	Operando
	Stand by	Operando
	-	Stand by
Principales	Triplex (Operando)	Multietapa (Operando)
	Triplex (Operando)	Multietapa (Operando)
	Triplex (Operando)	Multietapa (Operando)
	Triplex (Stand by)	Multietapa (Stand by)

3.4.2.1 Filtros

Se instalará el mismo esquema de filtros que se menciona en la Propuesta 1, a la entrada de las bombas booster que alimentan al sistema de Power Oil.

3.4.2.2 Tren Principal

El tren principal se constituirá por instalaciones nuevas, bombas booster eléctricas y bombas principales centrífugas multietapa, para cumplir con el caudal de 34,000 BIs de fluido de potencia a 4,000 psi de presión de descarga hacia los dos ramales.

Este sistema trabajará en un esquema de tres bombas operando y una bomba de respaldo. El colector de succión de las bombas se acomodará de forma simétrica para garantizar presiones y caudales similares en las distintas bombas.

Con respecto a la descarga, ésta se adaptará para entregar el flujo hacia los dos ramales.

3.4.2.2.1 Bombas Booster B-100/101/102

Se hará uso de las bombas booster (B-100/101/102) (Durco Mark III 2K 4x3-13), las mismas serán alimentadas por gravedad desde el tanque de reposo T-045.

La función de estas bombas es dar la presión de succión necesaria a las bombas Multietapa P-6001/02/03/04 para que éstas a su vez inyecten el fluido motriz a los diferentes pozos de bombero hidráulico conectados a la estación.

Cada bomba booster (B-100/101) tendrá una capacidad de bombeo de 27,000 BPPD, la operación se realizará teniendo dos bomba trabajando y una bomba de para backup (B-102) que se adquirirá adicional a las existentes, con la misma capacidad de bombeo.

3.4.2.2.2 Bombas Multietapa P-6001/02/03/04

La función de estas bombas es inyectar el fluido motriz a los diferentes pozos de bombeo.

Las bombas multietapa (P-6001/02/03/04) serán alimentadas por las bombas booster (B-100/101/102).

Cada bomba multietapa (P-6001/02/03/04) tendrá una capacidad de bombeo de 12.000 BPPD cada una, la operación se realizará tres bombas trabajando y una bomba de back up.

3.4.3 Diagrama de procesos

Se presenta un diagrama de procesos con los elementos principales de la propuesta 2 de optimización del Sistema de Power Oil.

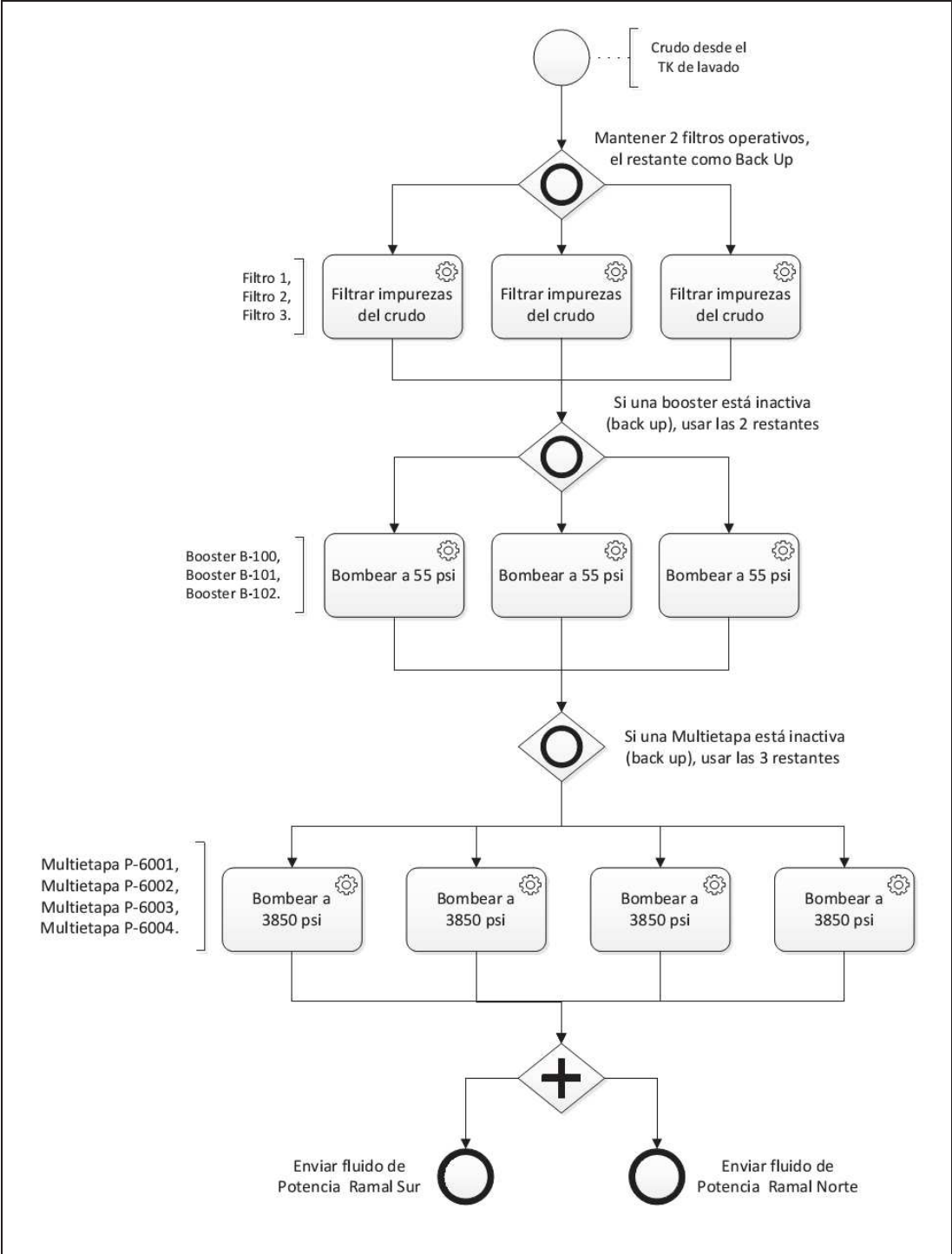


Figura 38. Esquema de Procesos de la Propuesta 2 para el Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui

3.4.4 Filosofía de Mantenimiento

En el Anexo 4. se puede encontrar un esquema hidraulico de Procesos de la Propuesta 2 para el Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui.

A efectos del mantenimiento, en lo que respecta al bombeo de transferencia (booster) hacia las bombas multietapa P-6001/02/03/04, las B-100/101 cuentan con un back up en stand by (B-102) que permita mantener la capacidad de bombeo hasta 34.000 BPPD, al igual que las bombas multietapa que cuentan también con su equipo de respaldo.

Las bombas B-100/101/102y P-6001/02/03/04, tendrán una rotación periódica de servicio para garantizar un desgaste uniforme.

3.4.4.1 Análisis de Criticidad

En la propuesta 2 se consideran que existe una combinación de bombas para inyección, bombas booster y eléctricas multietapa, por la importancia de ellas, se las debe catalogar como equipos críticos, al igual que en la propuesta 1.

3.4.4.2 Modelo de Mantenimiento

A las bombas eléctricas multietapa, se les exige el mismo nivel de disponibilidad que en la propuesta 1, por encima del 90%. Por esta misma razón se le aplica el modelo de “Alta Disponibilidad”.

Las bombas eléctricas multietapa y booster se someterán a un mantenimiento trimestral, por parte de su distribuidor y PAM en conjunto.

3.5 Seguridad

3.5.1 Criterios de seguridad

- Las facilidades que se diseñarán deberán cumplir con los requerimientos de las regulaciones nacionales y locales vigentes, en particular las de seguridad y los aspectos de protección del ambiente (Código Ecuatoriano de la Construcción. Requisitos generales de diseño y requisitos mínimos de cálculo para diseño sismo-resistente, API 14E - Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems).
- El diseño de todas las instalaciones deberá considerar los adecuados accesos, salidas y vías de evacuación (API RP 14C - Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems, Decreto Ejecutivo 2393).
- Los diseños de las instalaciones deberán ser ergonómicos, prevaleciendo la seguridad personal, ambiental y operacional (Decreto Ejecutivo 2393, API 14E - Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems)
- Se diseñarán barandas con guardapiés en todo el entorno de plataformas y pasarelas nuevas, que delimiten con desniveles que presenten riesgos de caídas y deslizamiento de objetos (OSHA 3124-12R 2003 - Stairways and Ladders: A Guide to OSHA Rules).
- Para equipos menores e instrumentos, válvulas de direccionamiento y control de flujos y filtros, se dispondrá de acceso a los mismos a través de escalas y plataformas para permitir su inspección y/o mantenimiento

(OSHA 3124-12R 2003 - Stairways and Ladders: A Guide to OSHA Rules).

Se deberán aplicar además, los siguientes criterios específicos de seguridad:

- Las áreas de alta temperatura deberán ser aisladas para proteger al personal (API RP 14C - Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems).
- Las sustancias químicas peligrosas deberán ser almacenadas en un área protegida, con adecuada ventilación y medidas de seguridad (NFPA 497 - Class I Hazardous Locations for Electrical Installations in Chemical Plants).
- Distancia entre los equipos debe cumplir con la norma OXY Engineering Guide (Documento EG-302 de Febrero 2002).
- Se aplicará la señalética necesaria de seguridad, y se hará una revisión de la existente dentro del sistema.

3.5.2 Identificación de peligros y condiciones peligrosas

La estación Shushuqui, y el sistema de Power Oil específicamente, no cambiarán sus condiciones de operación, ya que siempre han trabajado con líneas de alta presión, condiciones de ruido, riesgo de explosión, incendio, liqueos, siendo éstas dos últimas las de principal importancia dentro de la operación.

Con base en los criterios de funcionamiento, la propuesta consiste en verificar la existencia de señalética en los lugares que amerite colocarlas, además de la instalación o verificación de extintores extra dentro de la estación.

La señalética que se debe ubicar dentro de las zonas de alto riesgo consiste en: el uso obligatorio de equipo de protección personal, advertencias de riesgo de alto ruido, líneas de alta presión y temperatura, y las señales necesarias que indiquen los lugares de ubicación de elementos del sistema contra incendios.

Tabla 17. Señalética de seguridad a verificar o instalarse dentro de la estación.

	Uso obligatorio de casco de seguridad
	Uso obligatorio de gafas de seguridad
	Uso obligatorio de protectores auditivos
	Advertencia de alto ruido.
	Advertencia de alta presión
	Advertencia de alta temperatura
	Manguera para incendios
	Extintor
	Carro Extintor

En el Anexo 5. se encuentra el esquema de la señalética de seguridad a verificar o instalar de la Propuesta 1.

En el Anexo 6. se encuentra el esquema de la señalética de seguridad a verificar o instalar de la Propuesta 1.

Además de las señales de seguridad, se debe verificar la existencia de un proceso a seguir en caso de una emergencia por derrame de crudo o de incendio. En el Anexo 7. se detalla una secuencia de acciones a seguir, en donde se determina los pasos que se debe realizar al enfrentarse a esta situación, dependiendo del tipo de accidente, la forma de informar el problema, a quién acudir inmediatamente; y de tener consecuencias, el plan que se debe efectuar.

Se debe tener en cuenta que la operadora posee su propio plan de contingencia en caso de que ocurra una emergencia.

3.6 Telemetría

La información que se obtiene con sensores de presión y temperatura es de gran utilidad para evaluar el comportamiento de los pozos y yacimientos. La propuesta que se tiene en el país para implementar el servicio de telemetría (monitoreo de datos en tiempo real) en los pozos productores con bombeo hidráulico viene por parte de Zenith

El sistema de telemetría es un conjunto de herramientas de monitoreo que suministran datos de presión y temperatura del reservorio, en tiempo real, optimizando las pruebas de pozos y producción con bomba Jet (Sertecpet, 2013).

Además permite al usuario visualizar parámetros tales como:

- Presión del reservorio
- Presión de fondo fluyente

- Presión a la entrada de la bomba
- Temperatura del reservorio

3.6.1 Sistema de comunicación

El sistema de comunicación remota en tiempo real, permite establecer comunicación desde cualquier lugar y enlazarse a la red para monitorear la presión y temperatura de operación del pozo, a través de un panel de control o una interfaz web de usuario. (Sertecpet, 2013).

3.6.2 Ventajas del Monitoreo en tiempo real

- Optimiza el tiempo y recursos para la toma de datos del pozo.
- Monitoreo continuo del comportamiento de la Bomba Jet
- Producción optimizada sin parar la operación.
- Fácil operación e instalación del sistema de monitoreo.
- Instantáneo registro de datos para ajustes y la toma de decisiones sin dejar de producir.

3.6.3 Factibilidad de implementación

Para realizar la implementación de este sistema en cada pozo de bombeo hidráulico, se debe evaluar la importancia del mismo, la incidencia que tiene de producción y la posibilidad de que el sistema de monitoreo beneficie en la operación.

El costo aproximado del sensor de fondo, con sus accesorios y misceláneos asciende a 70,000 USD por cada completación de fondo, además de un costo

adicional que se debe agregar por el servicio de transferencia de datos a una plataforma web, para ser revisada en el momento en que se requiera.

3.7 Otros

Se deberá contemplar:

- Verificar y complementar las protecciones existentes en las etapas de bombeo, para prevenir fallas o fugas.
- Transferencia de las variables operativas y de control, al centro de operaciones.
- Instalar un sistema automático de arranque y paradas de bombas vía PLC, vinculado al SCADA (Sistema de Monitoreo PAM), a efectos de arranque y parada de bombas, que independice al operador de la tarea de arrancar una bomba ante las paradas de las mismas.
- Instalación de bypass en instrumentación en boca de pozo, para evitar paradas en caso de ser necesario intervenir los medidores.

4 Ingeniería Económica del proceso de optimización del sistema de Power Oil

4.1 Criterios de Funcionamiento

El sistema de Power Oil en Shushuqui, actualmente posee una capacidad aproximada de bombeo de 20,000 BFPD, la capacidad a la que se quiere llegar con la propuesta es de 34,000 BFPD.

Este fluido de potencia faltante asciende a 14,000 BFPD; esto, tomando en cuenta que cada pozo promedio hace uso de aproximadamente 1,900 BFPD, resulta en ocho pozos que en potencia harán uso del sistema de Power Oil, en los próximos 5 años.

Tabla 18. Cronograma de Ingreso de Pozos al sistema

Año	Ingreso de Pozos
2013	1
2014	2
2015	2
2016	2
2017	1
2018	-

Durante lo que queda del 2013, se agregará un pozo más al sistema de Power Oil, lo que hará que la estación llegue al límite de su capacidad actual; la cual al momento inyecta aproximadamente 17,000 BFPD. Al final del proyecto se llegará a hacer uso del 95% de la capacidad instalada para bombeo de fluido motriz.

Tabla 19. Uso de Capacidad

Año	Actual			Diseño		
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Capacidad Instalada (BPPD)	19,200	33,200	33,200	33,200	33,200	33,200
Pozos Adicionales	1	2	2	2	1	0
Capacidad Necesaria	19,000	22,800	26,600	30,400	32,300	32,300
Porcentaje de uso	99%	69%	80%	92%	97%	97%

4.2 Ingresos Brutos

Los ingresos que tendrá el proyecto se calcularán de acuerdo al incremental de producción que genere el aumento de capacidad en el Sistema de Power Oil; dónde cada pozo aproximadamente aportará con 100 BPPD. Petref S.A. por esta producción percibe \$ 38.54 USD por cada barril.

Tabla 20. Ingresos calculados por venta de crudo incremental.

Bombas en Uso	Actual			Diseño		
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Pozos Adicionales	1	2	2	2	1	0
BPPD incrementales	100	200	200	200	100	0
BPPD Acumulados	100	200	400	600	700	700
Venta de Incremental (USD/yr)	1,406,710	2,813,420	5,626,840	8,440,260	9,846,970	9,846,970

4.3 Propuesta 1

4.3.1 Esquema de funcionamiento

Para la operación del Sistema de Power Oil, se hará uso de las bombas triplex existentes, que aportarán 20,000 BPPD; mientras en la ampliación, en lo que

refiere a demanda de capacidad, se hará uso simplemente de una bomba centrífuga multietapa durante los dos primeros años, y cuando el requerimiento de fluido de potencia lo necesite se encenderá la segunda bomba instalada.

Tabla 21. Esquema de funcionamiento propuesta 1.

Bombas en Uso	Actual		Diseño			
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Diesel	3	3	3	3	3	3
Eléctricas	0	1	1	2	2	2
Booster (27,000 BPPD)	1	1	1	1	1	1
Booster (14,000 BPPD)	0	1	1	1	1	1

4.3.2 Inversiones

Para la propuesta 1, se debe comprar tres bombas centrífugas multietapa, con capacidad de bombeo de 7,000 BPPD cada una, en un esquema de dos trabajando y una de respaldo.

Además se instalará dos bombas booster, cada una con capacidad de manejar 14,000 BPPD, una trabajando y la otra de respaldo.

Tabla 22. Costo individual de una bomba centrífuga multietapa.

Bomba + Motor	\$	362,000.00
Equipo Eléctrico Requerido	\$	254,000.00
Instalación	\$	4,000.00
Costo Total	\$	620,000.00

Tabla 23. Costo individual de una bomba booster.

Bomba + Motor	\$	24,000.00
Instalación	\$	3,000.00
Costo Total	\$	27,000.00

El costo total por inversión en capacidad de bombeo, asciende aproximadamente a 1'914.000 USD.

La construcción del complejo requiere aproximadamente de 2'000.000 USD.

4.3.3 Pérdidas

El sistema, al ser susceptible a fallos o paras, acarrea pérdidas aceptables de producción, que al representar barriles de petróleo no vendidos, son egresos que se debe considerar en la operación del sistema de Power Oil.

Tabla 24. Pérdidas aproximadas por operación del sistema.

Tipo de Bomba	2014	2015	2016	2017	2018
Diesel	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000
Eléctricas	500	500	1,000	1,000	1,000
Total Pérdidas (USD)	289,050	289,050	308,320	308,320	308,320

4.3.4 Costos

En el contrato que suscribe Petref. S.A. con la empresa estatal, al ser un contrato de inversión, estipula que los costos operativos y de mantenimiento corren por parte de Petroamazonas.

4.3.4.1 Costos Petref S.A

Para el mantenimiento del proyecto, se estima que un ingeniero de Petref. S.A. se encargue de la gestión del proyecto durante su duración.

Tabla 25. Gastos de gestión del proyecto

Año	2014	2015	2016	2017	2018
Sueldo	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000
Gastos Administrativos	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Total Costo (USD)	34,000	34,000	34,000	34,000	34,000

4.3.4.2 Costos PAM

4.3.4.2.1 Costos Operativos

Para estimar los costos asociados a la operación del sistema de power oil, hacemos referencia a los principales rubros consumidos en su operación, tales como diesel para las bombas alternativas triplex, y consumo de energía eléctrica para cada una de las bombas centrífugas instaladas.

Tabla 26. Costos Operativos por tipo de bomba

Tipo de Bombas	Consumo por hora	Costo	Costo Total de Operación al Año (USD)
Diesel	30 gal	1 USD/gal	262,800
Eléctricas (7,000 BPPD)	635 KW	0.08 USD/KWh	445,008
Booster (27,000 BPPD)	25 KW	0.08 USD/KWh	17,520
Booster (14,000 BPPD)	19 KW	0.08 USD/KWh	13,315

Tabla 27. Costos Operativos completos del Sistema de Power Oil.

Bombas en Uso	Actual		Ampliación			
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Diesel	3	3	3	3	3	3
Eléctricas	0	1	1	2	2	2
Booster (27,000 BPPD)	1	1	1	1	1	1
Booster (14,000 BPPD)	0	1	1	1	1	1
Costo de Operación Total (USD)	805,920	1,264,243	1,264,243	1,709,251	1,709,251	1,709,251

4.3.4.2.2 Costos de Mantenimiento

Para calcular los costos de mantenimiento, nos basamos en datos recolectados anteriormente, dónde para las bombas triplex existentes, el gasto anual llega aproximadamente a 1'500.000 USD.

Las bombas centrífugas multietapa, requieren un mantenimiento trimestral, que asciende a 7,000 USD por cada bomba.

Las bombas booster, requieren al igual que las multietapa, un mantenimiento trimestral, valorado en aproximadamente 4,000 USD.

Tabla 28. Costos de Mantenimiento completos del Sistema de Power Oil.

Bombas en Uso	Actual		Ampliación			
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Diesel	3	3	3	3	3	3
Eléctricas	0	1	1	2	2	2
Booster (27,000 BPPD)	1	1	1	1	1	1
Booster (14,000 BPPD)	0	1	1	1	1	1
Costo						
Mantenimiento	1,516,000	1,560,000	1,560,000	1,588,000	1,588,000	1,588,000
Total (USD)						

4.3.5 Financiamiento

Para la realización del proyecto, Petref S.A. aporta con el 25% de la inversión, mientras el resto es financiado por los bancos a un interés del 6% anual.

El total de la inversión en la propuesta 1 asciende a 3'914,000 USD; el monto del préstamo corresponde a 2'935,000 USD.

La duración del proyecto se estima para 5 años.

Tabla 29. Cuadro de Amortización Propuesta 1

Año	0	1	2	3	4	5
Deuda al inicio del año	\$ 2,935,500	\$ 2,935,500	\$ 2,414,753	\$ 1,862,761	\$ 1,277,649	\$ 657,431
Interés del año	\$ -	\$ 176,130	\$ 144,885	\$ 111,766	\$ 76,659	\$ 39,446
Pago al final del año	\$ -	\$ (696,877)	\$ (696,877)	\$ (696,877)	\$ (696,877)	\$ (696,877)
Deuda neta al final del año	\$ 2,935,500	\$ 2,414,753	\$ 1,862,761	\$ 1,277,649	\$ 657,431	\$ 0

Tabla 30. Variables de Salida de Capital Propuesta 1

Año	0	1	2	3	4	5
Pago anual de intereses	\$ -	\$ (176,130)	\$ (144,885)	\$ (111,766)	\$ (76,659)	\$ (39,446)
Pago anual de capital	\$ -	\$ (520,747)	\$ (551,992)	\$ (585,111)	\$ (620,218)	\$ (657,431)
Pago anual total	\$ -	\$ (696,877)	\$ (696,877)	\$ (696,877)	\$ (696,877)	\$ (696,877)

4.3.6 Análisis de Flujos y Rentabilidad

4.3.6.1 Resultado Neto

Año	0	1	2	3	4	5
Producción vendida (ventas brutas)	\$ -	\$ 2,813,420	\$ 5,626,840	\$ 8,440,260	\$ 9,846,970	\$ 9,846,970
Pérdidas de producción	\$ -	\$ (289,050)	\$ (289,050)	\$ (308,320)	\$ (308,320)	\$ (308,320)
Ventas netas (VN)	\$ -	\$ 2,524,370	\$ 5,337,790	\$ 8,131,940	\$ 9,538,650	\$ 9,538,650
Mano de obra directa imputada al proyecto	\$ -	\$ 24,000	\$ 24,000	\$ 24,000	\$ 24,000	\$ 24,000
Servicios básicos (luz, agua, telef., etc.)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Depreciaciones	\$ -	\$ 782,800	\$ 782,800	\$ 782,800	\$ 782,800	\$ 782,800
Costo de ventas (CV) (= costo de producción)	\$ -	\$ 806,800	\$ 806,800	\$ 806,800	\$ 806,800	\$ 806,800
Resultado bruto (RB = VN - CV)	\$ -	\$ 1,717,570	\$ 4,530,990	\$ 7,325,140	\$ 8,731,850	\$ 8,731,850
Costos administrativos indirectos	\$ -	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000
Gastos operativos administrativos, comerciales y distribución (GA)	\$ -	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000
Resultado operativo (RO = RB - GA)	\$ -	\$ 1,707,570	\$ 4,520,990	\$ 7,315,140	\$ 8,721,850	\$ 8,721,850
Intereses de préstamos (bancarios y obligatorios)	\$ -	\$ (176,130)	\$ (144,885)	\$ (111,766)	\$ (76,659)	\$ (39,446)
Otros beneficios o gastos financieros	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Resultado financiero (RF)	\$ -	\$ (176,130)	\$ (144,885)	\$ (111,766)	\$ (76,659)	\$ (39,446)
Resultado Económico (RE= RO + RF)	\$ -	\$ 1,531,440	\$ 4,376,105	\$ 7,203,374	\$ 8,645,191	\$ 8,682,404
Participación de los trabajadores (15% DE RE positivo)	\$ -	\$ (229,716)	\$ (656,416)	\$ (1,080,506)	\$ (1,296,779)	\$ (1,302,361)
Resultado antes de impuestos (RAI)	\$ -	\$ 1,301,724	\$ 3,719,689	\$ 6,122,868	\$ 7,348,412	\$ 7,380,044
Impuesto a la renta simplificado (25% de RAI, si RAI positivo)	\$ -	\$ (325,431)	\$ (929,922)	\$ (1,530,717)	\$ (1,837,103)	\$ (1,845,011)
Resultado liquido (RL)	\$ -	\$ 976,293	\$ 2,789,767	\$ 4,592,151	\$ 5,511,309	\$ 5,535,033
Resultado neto, proyecto apalancado (RN)	\$ -	\$ 976,293	\$ 2,789,767	\$ 4,592,151	\$ 5,511,309	\$ 5,535,033

4.3.6.2 Flujo Neto

Año	0	1	2	3	4	5
Resultado neto (RN)	\$ -	\$ 976,293	\$ 2,789,767	\$ 4,592,151	\$ 5,511,309	\$ 5,535,033
Depreciaciones	\$ -	\$ 782,800	\$ 782,800	\$ 782,800	\$ 782,800	\$ 782,800
Flujo neto provisto por operaciones después de impuestos (O)	\$ -	\$ 1,759,093	\$ 3,572,567	\$ 5,374,951	\$ 6,294,109	\$ 6,317,833
Compra de activos fijos (valor compra + costos transacción)	\$ (3,914,000)					
Flujo neto provisto por actividades de inversión (I)	\$ (3,914,000)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Nuevos préstamos bancarios	\$ 2,935,500	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Nuevos aportes de capital	\$ 978,500	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Pago del capital de préstamos existentes	\$ -	\$ (520,747)	\$ (551,992)	\$ (585,111)	\$ (620,218)	\$ (657,431)
Flujo neto provisto por actividades de financiamiento (F)	\$ 3,914,000	\$ (520,747)	\$ (551,992)	\$ (585,111)	\$ (620,218)	\$ (657,431)
Flujo neto después de impuestos (O + I + F)	\$ -	\$ 1,238,346	\$ 3,020,575	\$ 4,789,840	\$ 5,673,891	\$ 5,660,401

4.3.6.3 Flujo Libre del Proyecto

Año	0	1	2	3	4	5
Flujo neto después de impuestos	\$ -	\$ 1,238,346	\$ 3,020,575	\$ 4,789,840	\$ 5,673,891	\$ 5,660,401
Flujo neto provisto por actividades de financiamiento (F)	\$ (3,914,000)	\$ 520,747	\$ 551,992	\$ 585,111	\$ 620,218	\$ 657,431
Intereses de préstamos bancarios	\$ -	\$ 176,130	\$ 144,885	\$ 111,766	\$ 76,659	\$ 39,446
Flujo libre del proyecto (proyecto apalancado)	\$ (3,914,000)	\$ 1,935,223	\$ 3,717,452	\$ 5,486,717	\$ 6,370,768	\$ 6,357,279

Tabla 31. Resultados Flujo Libre del Proyecto

Variables	
Tasa de descuento del proyecto	15.38%
VAN del proyecto	\$ 10,831,524
TIR del proyecto	83.50%

4.3.6.4 Flujo Libre del Inversionista

Año	0	1	2	3	4	5
Flujo neto después de impuestos	\$ -	\$ 1,238,346	\$ 3,020,575	\$ 4,789,840	\$ 5,673,891	\$ 5,660,401
Nuevos aportes de capital propio	\$ (978,500)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo libre del inversionista (proyecto apalancado)	\$ (978,500)	\$ 1,238,346	\$ 3,020,575	\$ 4,789,840	\$ 5,673,891	\$ 5,660,401

Tabla 32. Resultados Flujo Libre del Inversionista

Variables	
Tasa de descuento del inversionista	50.00%
VAN del inversionista	\$ 4,474,925
TIR del inversionista	206.28%

4.4 Propuesta 2

4.4.1 Esquema de funcionamiento

Para la operación del Sistema de Power Oil en la segunda propuesta, se reemplazará todas las bombas triplex existentes por bombas eléctricas multietapa, alcanzando una capacidad nominal de 34,000 BPPD.

En lo que respecta a demanda de capacidad, se hará uso de dos bomba centrífugas multietapa durante los dos primeros años, y cuando el requerimiento de fluido de potencia lo necesite se encenderá la tercera bomba instalada.

Tabla 33. Esquema de funcionamiento propuesta 2.

Bombas en Uso	Actual		Ampliación			
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Diesel	3	0	0	0	0	0
Eléctricas	0	2	2	3	3	3
Booster (27,000 BPPD)	1	1	1	2	2	2
Booster (14,000 BPPD)	0	0	0	0	0	0

4.4.2 Inversiones

Para la propuesta 2, se debe comprar cuatro bombas centrífugas multietapa, con capacidad de bombeo de 12,000 BPPD cada una, en un esquema de tres trabajando y una de respaldo.

Además se hará uso de las dos bombas booster existentes, cada una con capacidad de manejar 27,000 BPPD, dos trabajando y se adquirirá otra bomba de las mismas características para usarla de respaldo.

Tabla 34. Costo individual de una bomba centrífuga multietapa.

Bomba + Motor	\$ 415,000.00
Equipo Eléctrico Requerido	\$ 310,000.00
Instalación	\$ 4,000.00
Total	\$ 729,000.00

Tabla 35. Costo individual de una bomba booster.

Bomba + Motor	\$ 31,000.00
Instalación	\$ 3,000.00
Total	\$ 34,000.00

El costo total por inversión en capacidad de bombeo, asciende aproximadamente a 2'950.000 USD.

La construcción del complejo requiere aproximadamente de 2'500.000 USD.

4.4.3 Pérdidas

El sistema, al ser susceptible a fallos o paras, acarrea pérdidas aceptables de producción, que al representar barriles de petróleo no vendidos, son egresos que se debe considerar en la operación del sistema de Power Oil.

Tabla 36. Pérdidas aproximadas por operación del sistema.

Tipo de Bomba	2014	2015	2016	2017	2018
Diesel	0	0	0	0	0
Eléctricas	667	667	1,000	1,000	1,000
Total Pérdidas (USD)	25,693	25,693	38,540	38,540	38,540

4.4.4 Costos

En el contrato que suscribe Petref. S.A. con la empresa estatal, al ser un contrato de inversión, estipula que los costos operativos y de mantenimiento corren por parte de Petroamazonas.

4.4.4.1 Costos Petref S.A

Para el mantenimiento del proyecto, se estima que un ingeniero de Petref. S.A. se encargue de la gestión del proyecto durante su duración.

Tabla 37. Gastos de gestión del proyecto

Año	2014	2015	2016	2017	2018
Sueldo	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000
Gastos Administrativos	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Total Costo (USD)	34,000	34,000	34,000	34,000	34,000

4.4.4.2 Costos PAM

4.4.4.2.1 Costos Operativos

Para calcular los costos operativos de la segunda propuesta, se debe considerar el consumo de energía eléctrica de cada una de las bombas centrífugas instaladas, ya que las bombas alternativas triplex que se tenía anteriormente han sido reemplazadas en su totalidad.

Tabla 38. Costos Operativos por tipo de bomba

Tipo de Bombas	Consumo por hora	Costo	Costo Total de Operación al Año (USD)
Diesel	30 gal	1 USD/gal	262,800
Eléctricas (12,000)	1100 KW	0.08 USD/KWh	770,880
Booster (27,000 BPPD)	25 KW	0.08 USD/KWh	17,520
Booster (14,000 BPPD)	19 KW	0.08 USD/KWh	13,315

Tabla 39. Costos Operativos completos del Sistema de Power Oil.

Bombas en Uso	Actual		Ampliación			
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Diesel	3	0	0	0	0	0
Eléctricas	0	2	2	3	3	3
Booster (27,000 BPPD)	1	1	1	2	2	2
Booster (14,000 BPPD)	0	0	0	0	0	0
Costo de Operación Total (USD)	805,920	1,559,280	1,559,280	2,347,680	2,347,680	2,347,680

4.4.4.2.2 Costos de Mantenimiento

Las bombas centrífugas multietapa, requieren un mantenimiento trimestral, que asciende a 7,000 USD por cada bomba.

Las bombas booster, requieren al igual que las multietapa, un mantenimiento trimestral, valorado en aproximadamente 4,000 USD.

Tabla 40. Costos de Mantenimiento completos del Sistema de Power Oil.

Bombas en Uso	Actual		Ampliación			
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Diesel	3	0	0	0	0	0
Eléctricas	0	2	2	3	3	3
Booster (27,000 BPPD)	1	1	1	2	2	2
Booster (14,000 BPPD)	0	0	0	0	0	0
Costo Mantenimiento	1,516,000	72,000	72,000	116,000	116,000	116,000

4.4.5 Financiamiento

Las condiciones de financiamiento para la propuesta 2 se mantienen en los mismos parámetros que para la propuesta 1.

El total de la inversión en la propuesta 2 asciende a 5'450,000 USD; el monto del préstamo corresponde a 4'087,500 USD.

Tabla 41. Cuadro de Amortización Propuesta 2

Año	0	1	2	3	4	5
Deuda al inicio del año	\$ 4,087,500	\$ 4,087,500	\$ 3,362,392	\$ 2,593,778	\$ 1,779,047	\$ 915,432
Interés del año	\$ 0	\$ 245,250	\$ 201,744	\$ 155,627	\$ 106,743	\$ 54,926
Pago al final del año	\$ 0	\$ (970,358)	\$ (970,358)	\$ (970,358)	\$ (970,358)	\$ (970,358)
Deuda neta al final del año	\$ 4,087,500	\$ 3,362,392	\$ 2,593,778	\$ 1,779,047	\$ 915,432	\$ 0

Tabla 42. Variables de Salida de Capital Propuesta 2

Año	0	1	2	3	4	5
Pago anual de intereses	\$ 0	\$ (245,250)	\$ (201,744)	\$ (155,627)	\$ (106,743)	\$ (54,926)
Pago anual de capital	\$ 0	\$ (725,108)	\$ (768,614)	\$ (814,731)	\$ (863,615)	\$ (915,432)
Pago anual total	\$ 0	\$ (970,358)	\$ (970,358)	\$ (970,358)	\$ (970,358)	\$ (970,358)

4.4.6 Análisis de Flujos y Rentabilidad

4.4.6.1 Resultado Neto

Año	0	1	2	3	4	5
Producción vendida (ventas brutas)	\$ -	\$ 2,813,420	\$ 5,626,840	\$ 8,440,260	\$ 9,846,970	\$ 9,846,970
Pérdidas de producción	\$ -	\$ (25,693)	\$ (25,693)	\$ (38,540)	\$ (38,540)	\$ (38,540)
Ventas netas (VN)	\$ -	\$ 2,787,727	\$ 5,601,147	\$ 8,401,720	\$ 9,808,430	\$ 9,808,430
Mano de obra directa imputada al proyecto	\$ -	\$ 24,000	\$ 24,000	\$ 24,000	\$ 24,000	\$ 24,000
Servicios básicos (luz, agua, telf., etc.)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Depreciaciones	\$ -	\$ 1,090,000	\$ 1,090,000	\$ 1,090,000	\$ 1,090,000	\$ 1,090,000
Costo de ventas (CV) (= costo de producción)	\$ -	\$ 1,114,000	\$ 1,114,000	\$ 1,114,000	\$ 1,114,000	\$ 1,114,000
Resultado bruto (RB = VN - CV)	\$ -	\$ 1,673,727	\$ 4,487,147	\$ 7,287,720	\$ 8,694,430	\$ 8,694,430
Costos administrativos indirectos	\$ -	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000
Gastos operativos administrativos, comerciales y distribución (GA)	\$ -	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 10,000
Resultado operativo (RO = RB - GA)	\$ -	\$ 1,663,727	\$ 4,477,147	\$ 7,277,720	\$ 8,684,430	\$ 8,684,430
Intereses de préstamos (bancarios y obligatorios)	\$ -	\$ (245,250)	\$ (201,744)	\$ (155,627)	\$ (106,743)	\$ (54,926)
Otros beneficios o gastos financieros	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Resultado financiero (RF)	\$ -	\$ (245,250)	\$ (201,744)	\$ (155,627)	\$ (106,743)	\$ (54,926)
Resultado económico (RE = RO + RF)	\$ -	\$ 1,418,477	\$ 4,275,403	\$ 7,122,093	\$ 8,577,687	\$ 8,629,504
Participación de los trabajadores (15% de RE positivo)	\$ -	\$ (212,772)	\$ (641,310)	\$ (1,068,314)	\$ (1,286,653)	\$ (1,294,426)
Resultado antes de impuestos (RAI)	\$ -	\$ 1,205,705	\$ 3,634,093	\$ 6,053,779	\$ 7,291,034	\$ 7,335,078
Impuesto a la renta simplificado (25% de RAI, si RAI positivo)	\$ -	\$ (301,426)	\$ (908,523)	\$ (1,513,445)	\$ (1,822,759)	\$ (1,833,770)
Resultado liquido (RL)	\$ -	\$ 904,279	\$ 2,725,569	\$ 4,540,334	\$ 5,468,276	\$ 5,501,309
Resultado neto, proyecto apalancado (RN)	\$ -	\$ 904,279	\$ 2,725,569	\$ 4,540,334	\$ 5,468,276	\$ 5,501,309

4.4.6.2 Flujo Neto

Año	0	1	2	3	4	5
Resultado neto (RN)	\$ -	\$ 904,279	\$ 2,725,569	\$ 4,540,334	\$ 5,468,276	\$ 5,501,309
Depreciaciones	\$ -	\$ 1,090,000	\$ 1,090,000	\$ 1,090,000	\$ 1,090,000	\$ 1,090,000
Flujo neto provisto por operaciones después de impuestos (O)	\$ -	\$ 1,994,279	\$ 3,815,569	\$ 5,630,334	\$ 6,558,276	\$ 6,591,309
Compra de activos fijos (valor compra + costos transacción)	\$ (5,450,000)					
Flujo neto provisto por actividades de inversión (I)	\$ (5,450,000)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Nuevos préstamos bancarios	\$ 4,087,500	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Nuevos aportes de capital	\$ 1,362,500	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Pago del capital de préstamos existentes	\$ -	\$ (725,108)	\$ (768,614)	\$ (814,731)	\$ (863,615)	\$ (915,432)
Flujo neto provisto por actividades de financiamiento (F)	\$ 5,450,000	\$ (725,108)	\$ (768,614)	\$ (814,731)	\$ (863,615)	\$ (915,432)
Flujo neto después de impuestos (O + I + F)	\$ -	\$ 1,269,171	\$ 3,046,955	\$ 4,815,603	\$ 5,694,661	\$ 5,675,877

4.4.6.3 Flujo Libre del Proyecto

Año	0	1	2	3	4	5
Flujo neto después de impuestos	\$ -	\$ 1,269,171	\$ 3,046,955	\$ 4,815,603	\$ 5,694,661	\$ 5,675,877
Flujo neto provisto por actividades de financiamiento (F)	\$ (5,450,000)	\$ 725,108	\$ 768,614	\$ 814,731	\$ 863,615	\$ 915,432
Intereses de préstamos bancarios	\$ -	\$ 245,250	\$ 201,744	\$ 155,627	\$ 106,743	\$ 54,926
Flujo libre del proyecto (proyecto apalancado)	\$ (5,450,000)	\$ 2,239,529	\$ 4,017,313	\$ 5,785,961	\$ 6,665,018	\$ 6,646,235

Tabla 43. Resultados Flujo Libre del Proyecto

Variables	
Tasa de descuento del proyecto	15.38%
VAN del proyecto	\$ 10,286,679
TIR del proyecto	66.32%

4.4.6.4 Flujo Libre del Inversionista

Año	0	1	2	3	4	5
Flujo neto después de impuestos	\$ -	\$ 1,269,171	\$ 3,046,955	\$ 4,815,603	\$ 5,694,661	\$ 5,675,877
Nuevos aportes de capital propio	\$ (1,362,500)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo libre del inversionista (proyecto apalancado)	\$ (1,362,500)	\$ 1,269,171	\$ 3,046,955	\$ 4,815,603	\$ 5,694,661	\$ 5,675,877

Tabla 44. Resultados Flujo Libre del Inversionista

Variables	
Tasa de descuento del inversionista	50.00%
VAN del inversionista	\$ 4,136,974
TIR del inversionista	162.03%

4.5 Punto de vista de PAM

Al realizar una comparación a tasa de descuento de 0%, podemos darnos cuenta que la propuesta 2, como proyecto global se ve más atractiva, con una diferencia de aproximadamente 6'700,000 USD sobre la propuesta 1.

Tabla 45. Costos de las propuestas totales

Variables	Propuesta 1	Propuesta 2
Construcción	\$ (2,000,000)	\$ (2,500,000)
Máquinas	\$ (1,914,000)	\$ (2,950,000)
Costos Operativos	\$ (7,656,240)	\$ (10,161,600)
Mantenimiento	\$ (7,884,000)	\$ (492,000)
Pérdidas	\$ (3,789,630)	\$ (421,070)
Ingreso Bruto	\$ 92,223,820	\$ 92,223,820
Subtotal	\$ 68,979,950	\$ 75,699,150

Caso contrario, para Petref S.A, al solo correr con los gastos de inversión, y siendo afectada simplemente por las pérdidas asociadas a la operación del sistema; le conviene optar por la propuesta 1, con una diferencia de 200,000 USD aproximadamente.

Tabla 46. Costos de las Propuestas para Petref S.A.

Variables	Propuesta 1	Propuesta 2
Construcción	\$ (2,000,000)	\$ (2,500,000)
Máquinas	\$ (1,914,000)	\$ (2,950,000)
Costos Operativos	\$ -	\$ -
Mantenimiento	\$ -	\$ -
Pérdidas	\$ (1,503,060)	\$ (167,007)
Ingreso Bruto	\$ 36,574,460	\$ 36,574,460
Subtotal	\$ 31,157,400	\$ 30,957,453

En último caso, el análisis con el punto de vista desde PAM, la propuesta 2 es la que más conviene, ya que existe una diferencia de 6'900,000 USD aproximadamente comparándola con la propuesta 1.

Tabla 47. Costos de las Propuestas para PAM

Variables	Propuesta 1	Propuesta 2
Construcción	\$ -	\$ -
Máquinas	\$ -	\$ -
Costos Operativos	\$ (7,656,240)	\$ (10,161,600)
Mantenimiento	\$ (7,884,000)	\$ (492,000)
Pérdidas	\$ (2,286,570)	\$ (254,063)
Ingreso Bruto	\$ 55,649,360	\$ 55,649,360
Subtotal	\$ 37,822,550	\$ 44,741,697

4.6 Resumen de Propuestas

Al comparar valores presentes entre las dos propuestas, la primera propuesta es la más rentable, y se observa una diferencia de aproximadamente 550,000 USD.

Tabla 48. Comparación de Resultados Flujo Libre de Proyecto

Variables	Propuesta 1	Propuesta 2
Tasa de descuento del proyecto	15.38%	15.38%
VAN del proyecto	\$ 10,831,524	\$ 10,286,679
TIR del proyecto	83.50%	66.32%

Sin embargo, para el inversionista la diferencia entre valores presentes disminuye, manteniéndose la propuesta 1 como la más atractiva y rentable, pero con una diferencia que no alcanza a llegar a los 350,000 USD.

Tabla 49. Comparación de Resultados Flujo Libre del Inversionista

Variables	Propuesta 1	Propuesta 2
Tasa de descuento del inversionista	50%	50%
VAN del inversionista	\$ 4,474,925	\$ 4,136,974
TIR del inversionista	206.28%	162.03%

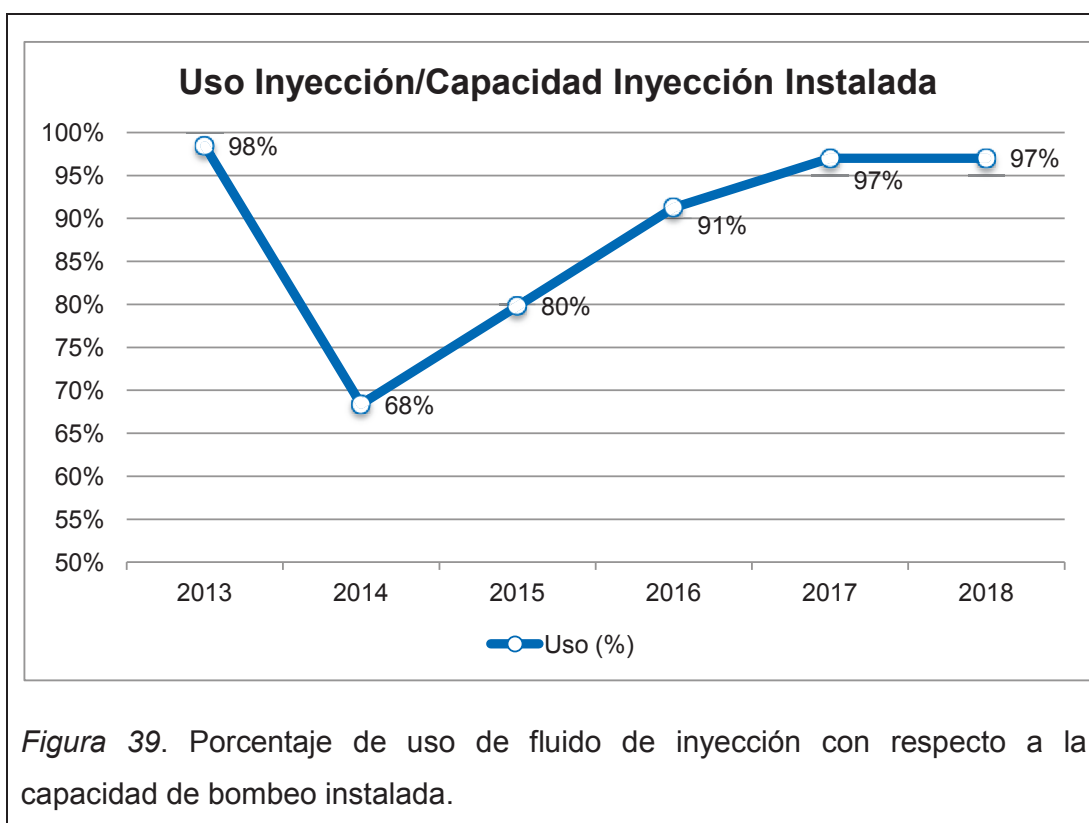
Al comparar las dos propuestas a una tasa de descuento 0%, la diferencia entre valores presentes de ellas asciende a 50,000 USD solamente; una diferencia mínima frente al beneficio que se obtiene con la realización del proyecto, cualquiera que fuera la propuesta elegida.

Tabla 50. Comparación de Resultados Flujo Libre de Proyecto a tasa de descuento 0%

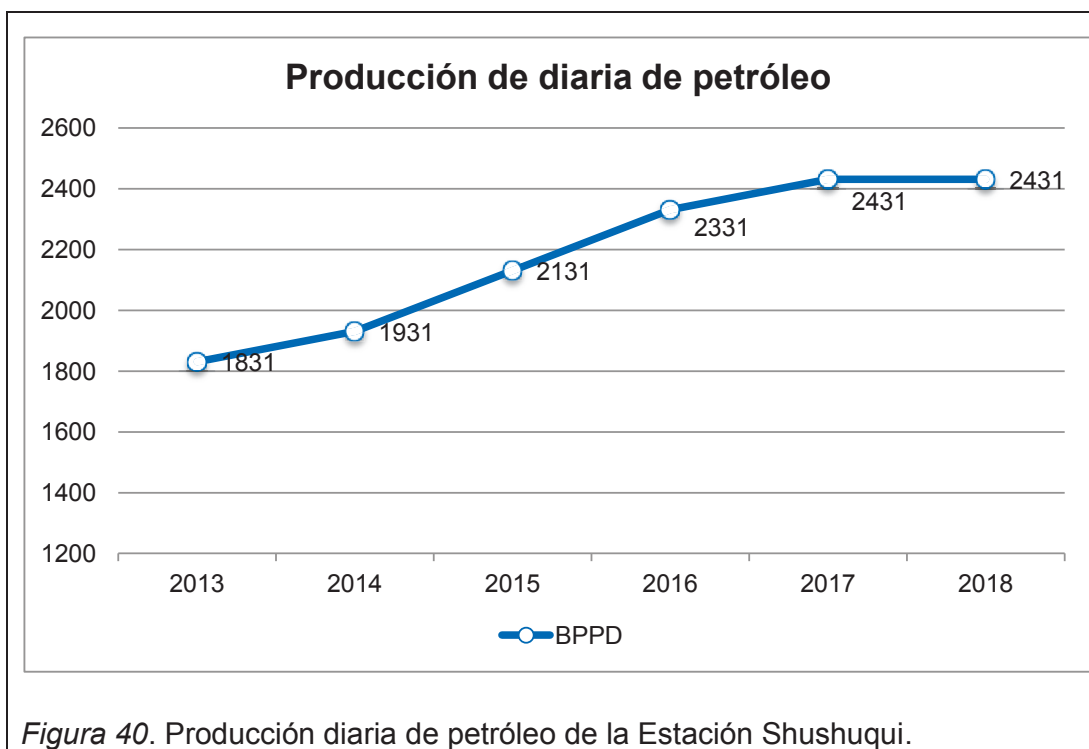
Variables	Propuesta 1	Propuesta 2
Tasa de descuento del proyecto	0.00%	0.00%
VAN del proyecto	\$ 19,953,439	\$ 19,904,056
TIR del proyecto	83.50%	66.32%

4.6.1 Indicadores Operativos

El sistema de Power Oil, al finalizar el 2013 hará uso de el 98% de su capacidad de bombeo instalada, y durante la ejecución de cualquiera de las dos propuestas esa tasa de uso irá en aumento, hasta culminar en un 97% en el 2018.



La producción diaria que aporta el Sistema de Power Oil, de acuerdo al cronograma de ingreso de pozos a este método de extracción artificial, al culminar el 2013 se ubicará en los 1831 BPPD, hasta llegar al 2018, con una producción aproximada de 2431 BPPD.



Tanto los costos de mantenimiento (CM), como los operativos (CO), juegan un papel fundamental en la toma de decisiones cuando existe más de un camino a seguir. Al comparar el panorama actual con la gestión de las 2 propuestas y su producción asociada, la segunda opción se presenta con un costo más bajo por cada barril de petróleo en el año.

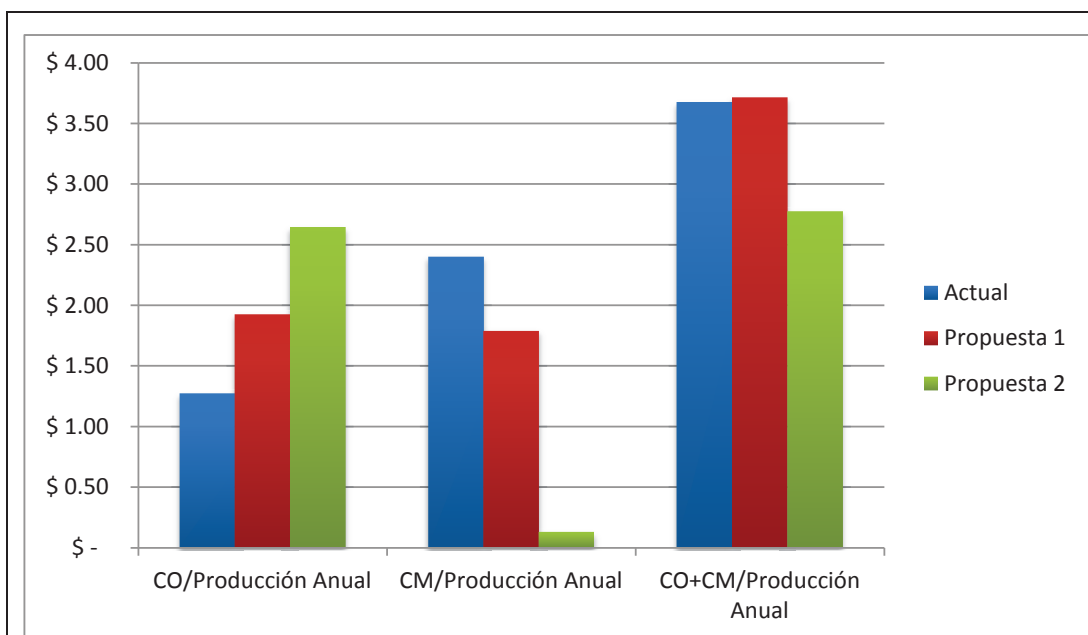


Figura 41. Comparación de los Costos operativos y de mantenimiento, frente a la producción anual de la estación.

5 Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

Para la optimización del Sistema de Power Oil de Shushuqui se han mostrado dos propuestas, en las cuales, la primera consiste en adicionar la capacidad faltante de inyección de fluido motriz mediante bombas eléctricas centrífugas multietapa, para así cumplir con la demanda planificada a futuro, de acuerdo a un pronóstico de ingreso de pozos a la estación de bombeo.

La segunda propuesta planea reemplazar las bombas alternativas triplex en su totalidad con bombas eléctricas centrífugas multietapas, cumpliendo con la misma capacidad instalada de inyección de fluido motriz para el bombeo hidráulico.

1. Con la realización del proyecto de optimización, y la ampliación del sistema, las pérdidas por ineficiencia se reducirán al tener un mejor manejo de variables operativas y condiciones de trabajo.
2. Las bombas triplex alternativas que se posee al momento en la estación están en capacidad de cubrir la carga de trabajo actual; pero para los pronósticos de producción que se prevé, no serán suficientes, por lo que la ampliación del sistema es mandatoria. Con la propuesta se llegará a cubrir la capacidad demandada por los pozos que se adicionarán a la estación; además de dejar abierta la posibilidad de instalar nuevos equipos en el futuro, si la producción del campo lo demandase.
3. El circuito de fluido motriz al momento presenta problemas con los sólidos disueltos (arena) ya que estos son arrastrados desde los pozos, adicionando que la recirculación de fluido de potencia en el sistema agrava la situación, generando problemas en los mismos pozos, bombas, filtros, líneas, etc. Este problema se solucionará con la

optimización en la inyección de fluido motriz, además de la instalación de un tren de filtros a la entrada de las bombas booster.

4. La instrumentación que se instale en el sistema de power oil permitirá un correcto control de las variables operativas, además de la automatización que se requiere para los arranques automáticos de las bombas, sin que un operador tenga que hacerlo de forma manual.
5. El mantenimiento en las dos propuestas tiene que ser un pilar fundamental, en donde debe existir una correcta comunicación entre el distribuidor de los equipos y el operador de ellos; con el fin de optimizar su operación, reducir las fallas, además de disminuir los costos de que acarrea su funcionamiento y por ende alargar su periodo de vida útil.
6. El sistema de Power Oil mejorará sustancialmente en el ámbito de seguridad, ya que se hará un correcto manejo de las variables críticas en la operación; al combinarlo con un correcto mantenimiento de los equipos, la inyección de fluido motriz será un proceso seguro en el cual la integridad de la operación y del personal no se vea afectado ni comprometido.
7. Al evaluar económicamente las dos propuestas, se puede concluir que la propuesta 1, es más rentable por sobre la propuesta 2, tanto como para el proyecto como para el inversionista, aunque la diferencia de ganancias al comparar las dos propuestas no es realmente significativa frente al volumen de ingresos que el proyecto pretende manejar.
8. La telemetría aporta valor al conocer las variables operativas de un pozo en producción, y la evaluación para la implementación de este sistema de monitoreo en tiempo real se debe hacer específicamente para cada pozo productor, dependiendo de las expectativas e importancia que se le asigne.

5.2 Recomendaciones

1. Se recomienda, optar por la propuesta 2. Si bien, no es la más atractiva para el inversionista; por motivos contractuales y de imagen frente a la empresa operadora con la que se realiza el proyecto, ésta propuesta se presenta más conveniente. Presenta los beneficios de poseer equipos completamente nuevos, con repuestos en stock, servicio al cliente, garantía por fallas, además de asesoría en mantenimientos; reduciendo así los costos de operación y mantenimiento que acarrea la operadora de la estación.
2. Realizar un plan de mantenimiento completo, que contemple todos los equipos del sistema de power oil, tanto bombas, válvulas, filtros, medidores, tubería, instrumentación, etc., que permita mantener la confiabilidad de la operación y alargar la vida útil de los equipos existentes y adquiridos.
3. Realizar un análisis profundo de las necesidades de fluido y de presión de inyección de los pozos conectados a la estación Shushuqui, con el fin de optimizar el uso que demanda cada pozo productor, destinando la presión y el caudal óptimo para obtener mayor producción.
4. Evaluar, según las condiciones de operación, geometría del pozo, y necesidad de adquisición de datos, la posibilidad de invertir en telemetría para completaciones de bombeo hidráulico, tomando en cuenta los beneficios de conocer los parámetros de operación en tiempo real del sistema.
5. Realizar de un plan integral de seguridad, este análisis se debe aplicar a las nuevas instalaciones, incluyendo sistemas existentes vinculados directamente con las modificaciones propuestas en el proceso de

ingeniería y la instrumentación requerida para la operación segura y confiable de las nuevas facilidades.

6. Se recomienda realizar la evaluación crítica y sistemática, para así determinar medidas de reducción del nivel de riesgo de la instalación durante la fase de implantación y operación de la misma, además de definir acciones a tomar que reduzcan las probabilidades de ocurrencia de accidentes que afecten al personal, minimicen las consecuencias o conlleven a estudios más detallados de puntos específicos del proyecto que permitan mejorar la confiabilidad operacional, seguridad del mismo y se evite causar daños al medio ambiente.
7. Se recomienda que la información tanto de seguridad, como de mantenimiento, sea transmitida al personal que participará en la operación, administración y control de las instalaciones, así como estar al tanto de las condiciones seguras de trabajo y funcionamiento.
8. Informar al personal los beneficios de la adopción del nuevo sistema, tanto para los trabajadores como para la compañía, con el fin de que la adquisición o reemplazo de equipos no genere un miedo e inseguridad, ya que puede existir el pensamiento erróneo de pérdida de responsabilidades o funciones para los empleados.
9. Se recomienda la existencia de procedimientos, prácticas de trabajo seguro, programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, y la existencia y funcionalidad de planes de respuesta y control de emergencias y contingencias.

Referencias

- Araya, A. (2009). *Análisis Técnico-Económico para el cambio de levantamiento artificial en cuatro pozos del campo Shushufindi*. Quito, Ecuador:EPN.
- Bradley, H. (1987). *Petroleum Engineering Handbook*. Texas, USA: Society of Petroleum Engineers.
- Brown, K. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods* (Vol. 2b). Tulsa, USA: The Petroleum Publishing Company.
- Cameron. (s.f.). *Measurement Turbine Meters*. Recuperado el 15 de Agosto de 2013, de <http://www.c-a-m.com/Forms/Product.aspx?prodID=8fd8df7c-2d82-4248-be8a-f5dbf18e70b2>
- García, S. (2003). *Organización y gestión integral de mantenimiento*. Madrid, España: Díaz de Santos.
- Kaindl, M. (2009). *El abecé del Petróleo y del Gas*. Buenos Aires, Argentina: IAPG.
- Lake, L. (2007). *Petroleum Engineering Handbook* (Vol. IV). Austin, USA: Society of Petroleum Engineers.
- Maroto, H. y Vinlasaca, D. (2012). *Estudio para Optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en la producción de petróleo en el área Libertador*. Quito, Ecuador:EPN
- Ortiz, C. (2009). *Diseño de completaciones duales paralelas para un Sistema de bombeo hidráulico*. Quito, Ecuador:EPN
- Petref S.A. (2013). *Documentos Internos de la empresa*. Quito, Ecuador.
- Petref S.A. (2013). *Estación Shushuqui Documento de relevamiento y Check List*. Quito, Ecuador.

Sertecpet. (s.f.). *Principios de Jet Claw*. Recuperado el 25 de Junio de 2013, de http://www.sertecpet.com.ec/public_html/esp/jet.php

Sertecpet. (s.f.). *Sistema Claw© "RTM"*. Recuperado el 08 de Diciembre de 2013, de <http://www.slideshare.net/sertecpet/claw-rtm-5387514>

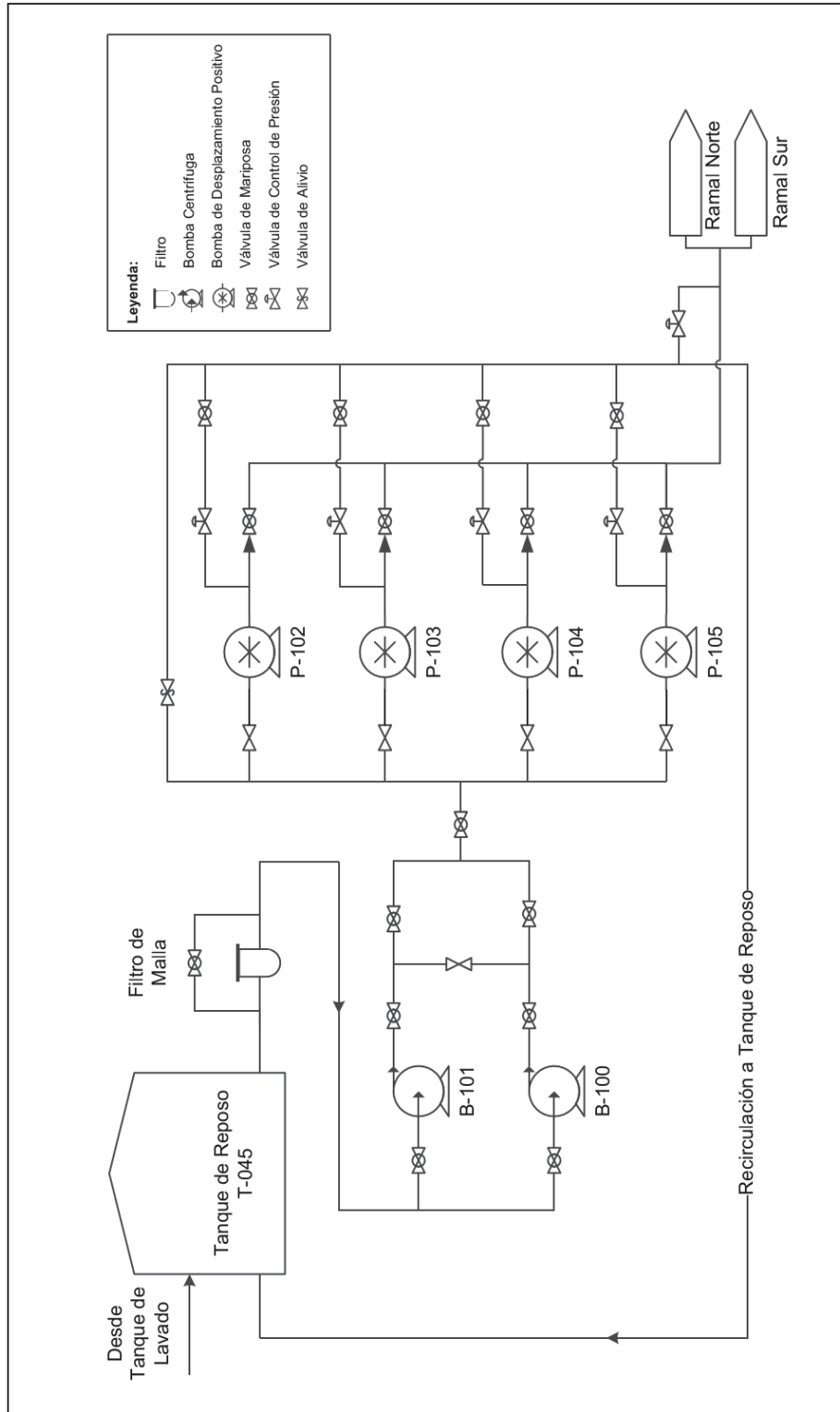
Weatherford. (s.f.). *Sistemas de Bombeo Hidráulico*. Recuperado el 24 de Junio de 2013, de <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT015205.pdf>

Anexos

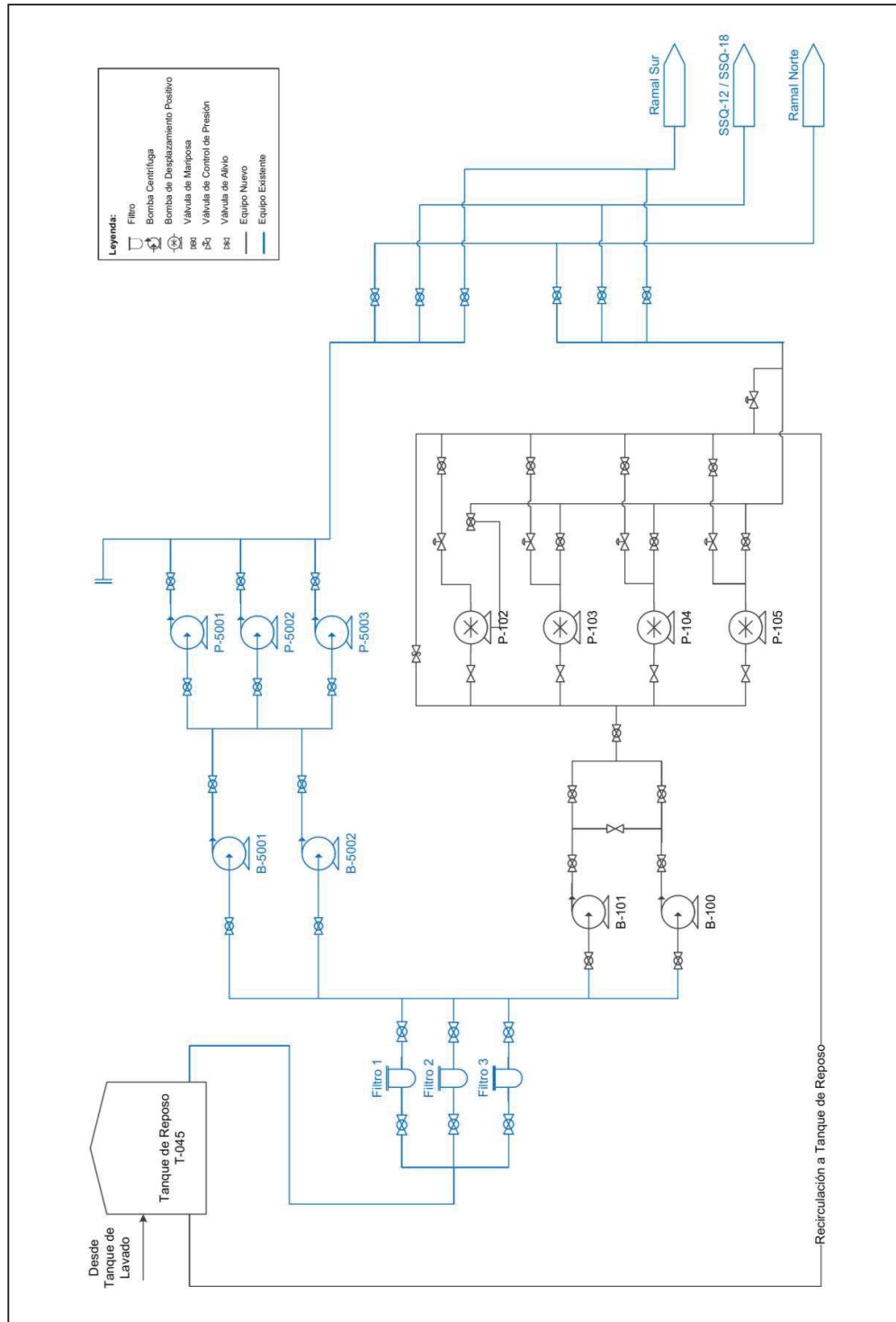
Anexo 1. Glosario de Términos

AIB	Aparato Individual de Bombeo
BAPD	Barriles de agua por día
bbl/d	Barriles al día
BES	Bombeo electrosumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
BH	Bombeo hidráulico
Bls	Barriles
BM	Bombeo Mecánico
BO	Barriles de petróleo
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Basic sediment and water
Completación	Conjunto de elementos dentro de un pozo
GOR	Gas Oil rate
Liqueo	Goteo, fuga
MMSCFD	Millón de pie cúbico estándar por día
P/WO	Parado, en espera de intervención
PAM	Petroamazonas
PCY	Pacayacu
SSQ	Shushuqui
TD	True depth
Tubing	Tubería
USD/yr	Dólares por año
LACT	Unidades de Medición Automática para Transferencia de Custodia

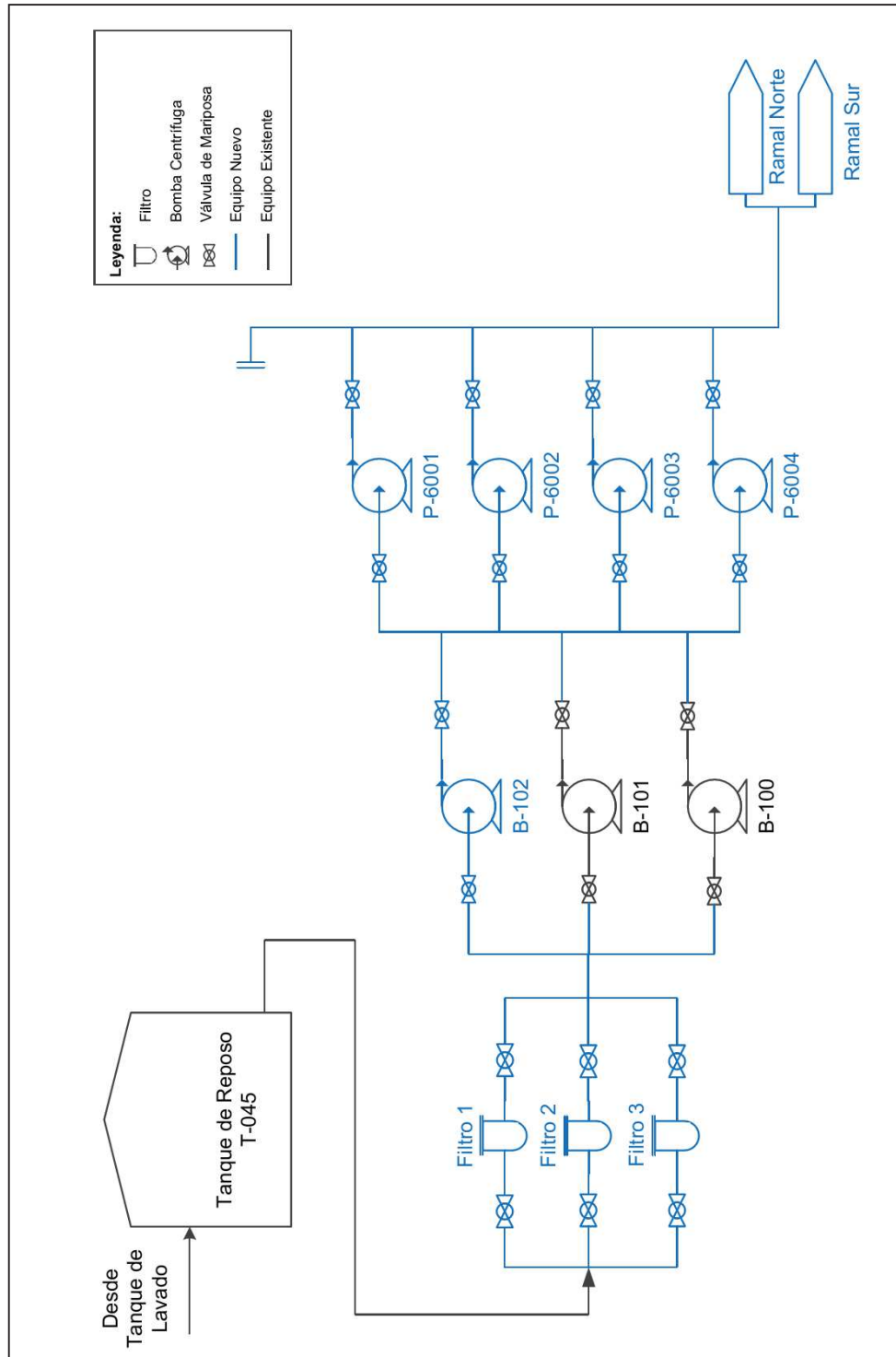
Anexo 2. Esquema Hidráulico del Estado actual del Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui



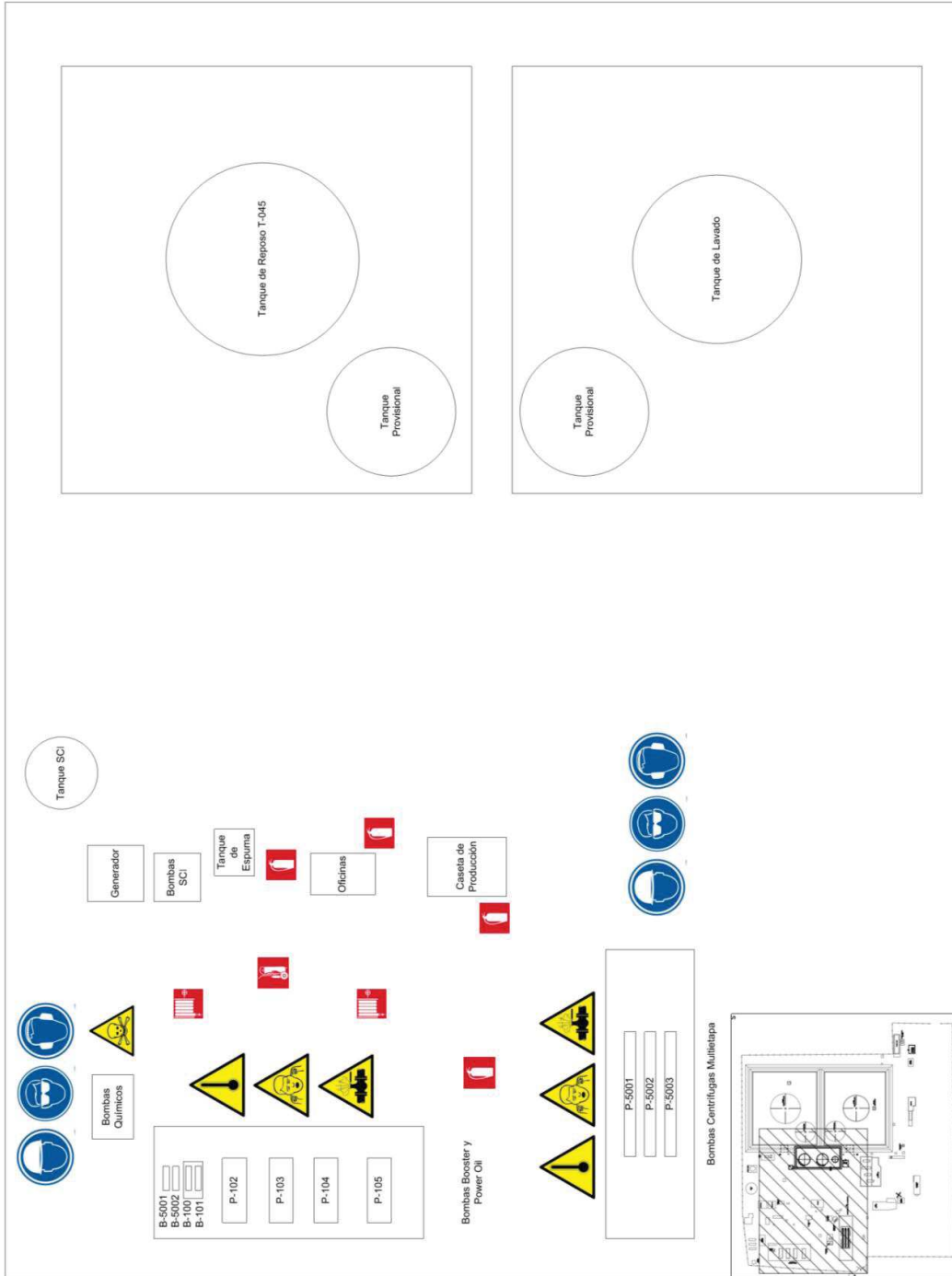
Anexo 3. Esquema Hidráulico de Procesos de la Propuesta 1 para el Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui



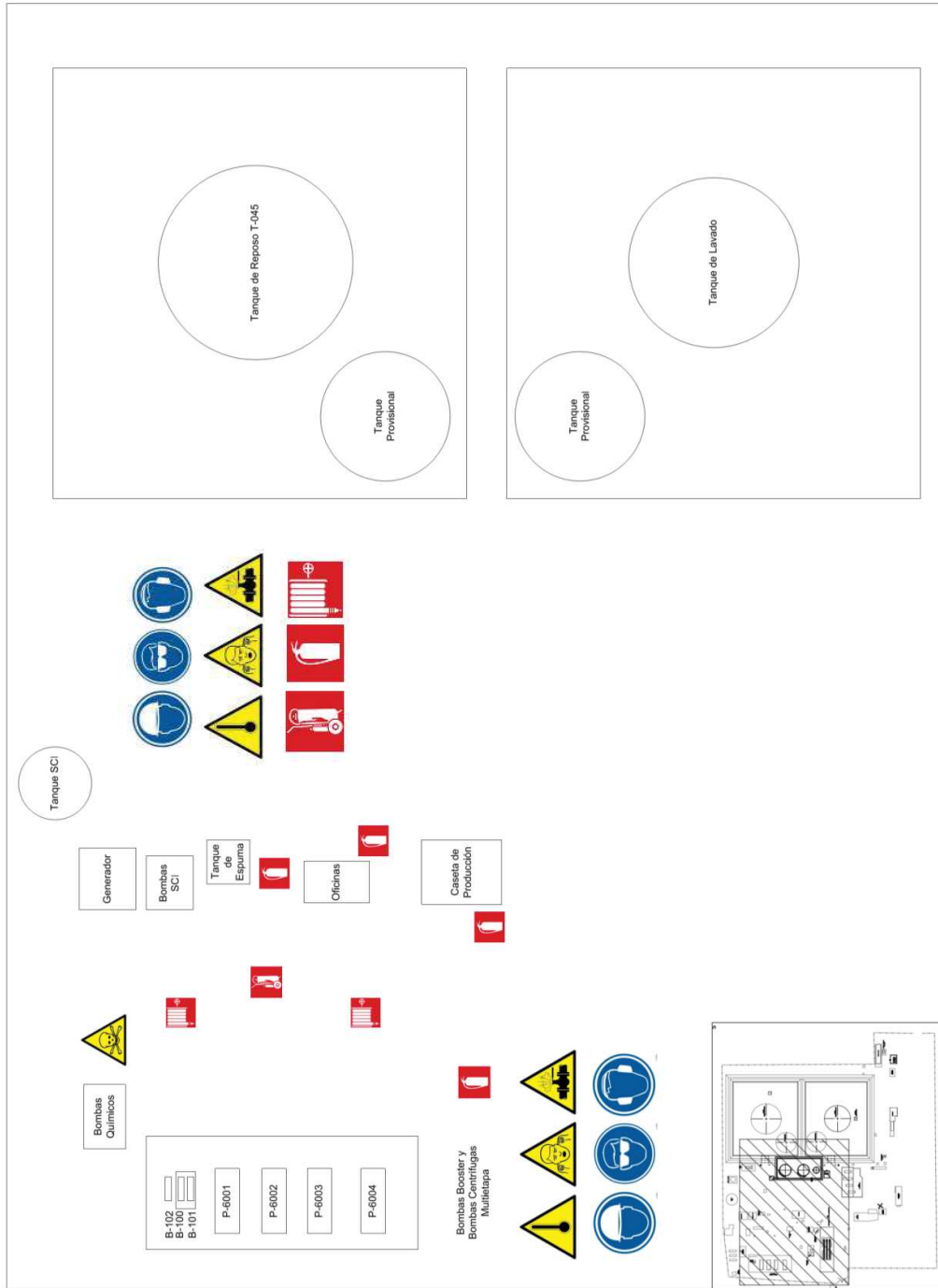
Anexo 4. Esquema Hidráulico de Procesos de la Propuesta 2 para el Sistema de Power Oil de la estación Shushuqui



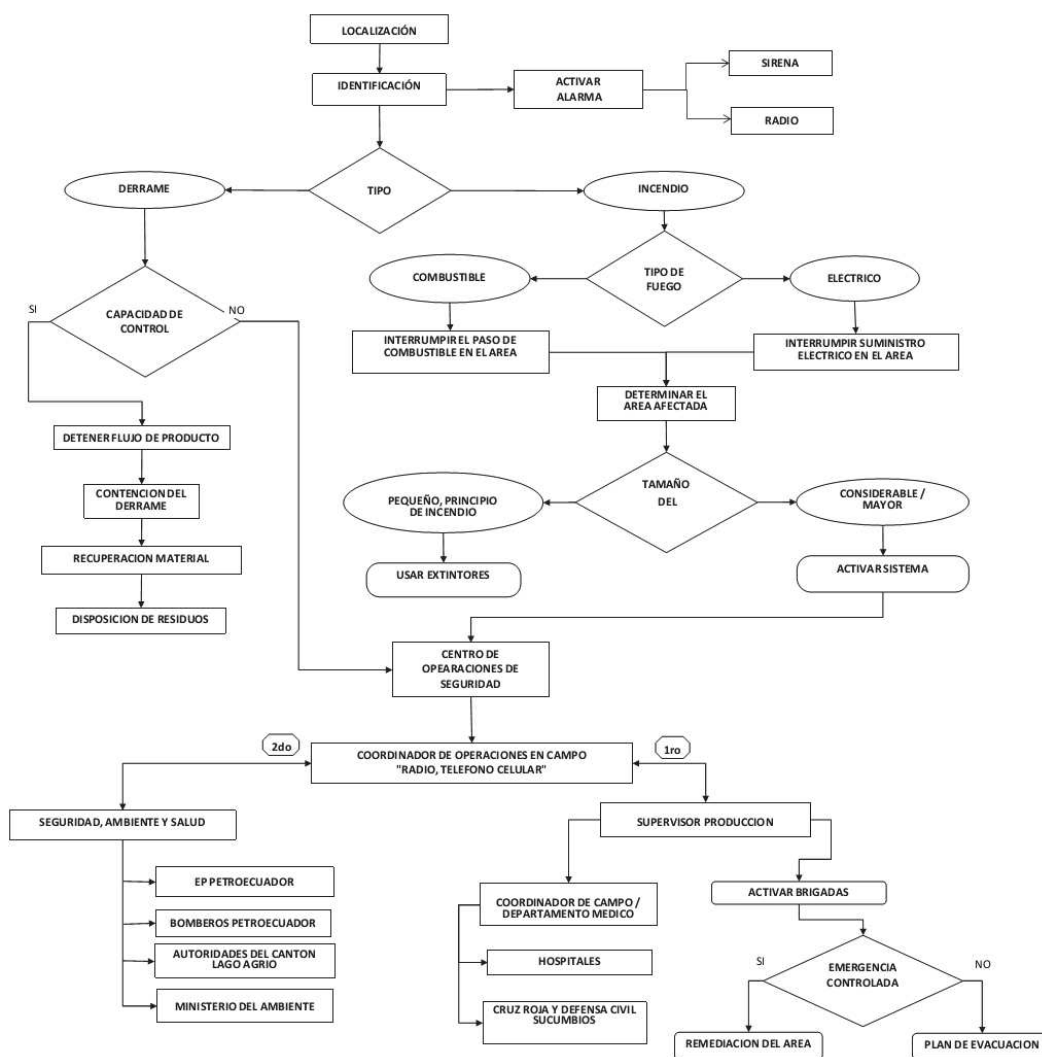
Anexo 5. Señalética de seguridad para la Propuesta 1




Anexo 6. Señalética de seguridad para la Propuesta 2



Anexo 7. Secuencia para el control de derrames o incendio.



Anexo 8. Cotización de sensores Zenith

		 Petroleum Services S.A.			
				PAR 1986-12 REVISION 1	
COTIZACION No. PAR1986-12					
Item	Qty	Part No.	Description	Unit Price \$	Total Price \$
1	3	13450023402	Zenith C6 Dual Pressure Gauge Annulus Pressure (400 Bar) Tubing Pressure (400 Bar) AnnulusTemperature (150C) Tubing Temperature (150C) Vibration - X (50G) Vibration - Y (50G) Length - 33.4" ; O.D 1.125"	\$15,855.00	\$47,565.00
1b	3	13450020402	Cable Head		
1c	3	13450021000	Gauge Connector Assembly	included above	
2	3	1146xxxx201	Gauge Carrier Assembly 3 1/2" TENARIS BLUE Box X Pin - Tubing Pressure O/Diameter : 5.813" Max Length: 11" Material - Carbon Steel	\$5,841.00	\$17,523.00
3	3	10590010201	Gauge Retaining Clamp 3-1/2" Tubing	\$2,577.00	\$7,731.00
4a	3	14460110005	ZSP for C6 Gauge c/w SD Card	\$6,344.00	\$19,032.00
4b	3	14460004000	Surface Installation Cable Kit	\$786.00	\$2,358.00
5	6	30030031400	1/4" NPT x 1/4" Tube	\$179.00	\$1,074.00
6	1	14460029002	Well Head Junction Box	\$651.00	\$651.00
7	240 metre	34460205000	Armoured Cable Per Meter To be run from Wellhead JB to Zenith Panel 1Ør x 1.5mm armoured cable Length to be specified – 80 m/wellhead	\$10.78	\$2,587.20
9	24000 Feet	33450010400	Communication Line 1/4" Mono-Core Cable Operating Temperature Rating - 150C Material: Stainless Steel - 316L Supplied as 1 reel @ 16.000 ft (2 wells) 1 reel@8.000 ft (1 well)	\$4.15 Per foot	\$99,600.00
1			C6 SYSTEM TOTAL		\$198,121.20
			Descuento por cantidad (compra de tres equipos) -20%		-\$39,624.24
			PRECIO FINAL		\$158,496.96