



Universidad del Salvador

**Facultad de
Ingeniería**

Carrera de Ingeniería Industrial

Trabajo Final de Ingeniero

**“Proyecto de optimización operativa de
pozo petrolero mediante recobro
secundario”**

Presentado por: Nicolás Adrián Palacios

Junio 2014

Índice

INTRODUCCIÓN	6
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	7
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	7
OBJETIVOS	8
GENERALIDADES	9
DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DE CAMPO SANTIAGO	26
DESCRIPCIÓN	26
UBICACIÓN DE LAS INSTALACIONES	27
SISTEMA DE INYECCIÓN	29
SITUACIÓN ACTUAL CAMPO SANTIAGO	31
POZOS EN PRODUCCIÓN.....	32
POZOS INACTIVOS	32
EVALUACIÓN DE OPCIONES	35
OPCIÓN 1:	36
OPCIÓN 2:	40
<i>Costo total opción Baker Hughes 30.000 BWPD sin pozo inyector.....</i>	<i>43</i>
OPCIÓN 3:	45
<i>Costo total opción Flowserve 30.000 BWPD sin pozo inyector.....</i>	<i>48</i>
OPCIÓN 4:	50
<i>Costo total opción Baker Hughes 30.000 BWPD con pozo inyector.....</i>	<i>53</i>
OPCIÓN 5:	55
<i>Costo total opción Flowserve 30.000 BWPD con pozo inyector.....</i>	<i>58</i>
ANÁLISIS TÉCNICO	60
ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO	61
CONCLUSIÓN.....	66
BIBLIOGRAFÍA.....	67
APÉNDICE	68

Índice de tablas

Tabla 1. Condiciones minimas de vertimiento.....	12
Tabla 2. Parámetros para inyección de agua.....	14
Tabla 3. Pozos Campo Santiago.....	31
Tabla 4. Potencial de producción Campo Santiago	31
Tabla 5. Pozos en producción Campo Santiago	32
Tabla 6. Pozos inactivos Campo Santiago.....	32
Tabla 7. Parámetros de operación bombas inyectoras	33
Tabla 8. Costos opción 1	37
Tabla 9. Perdidas BWPD	39
Tabla 10. Costos opción 2	41
Tabla 11. Costos	43
Tabla 12. Costos	43
Tabla 13. Costo total opción 2.....	43
Tabla 14. Perdida BWPD	44
Tabla 15. Costos opción 3	46
Tabla 16. Costos	48
Tabla 17. Costos	48
Tabla 18. Costos total opción 3.....	48
Tabla 19. Perdidas BWPD	49
Tabla 20. Opción 4.....	51
Tabla 21. Costos	53
Tabla 22. Costo total opción 4.....	53
Tabla 23. Perdidas BWPD	54
Tabla 24. Opción 5.....	56
Tabla 25. Costos	58
Tabla 26. Costo total opción 5.....	58
Tabla 27. Perdidas BWPD	59
Tabla 28. Barriles excedentes.....	60
Tabla 29. Ingresos extra	61
Tabla 30. Análisis económico-financiero opción 2	62
Tabla 31. Análisis económico-financiero opción 3	63
Tabla 32. Análisis económico financiero opción 4.....	64
Tabla 33. Análisis económico-financiero opción 5	65

Índice de figuras

Figura 1. Ciclo de agua en campo petrolero	15
Figura 2. Bomba de transferencia	17
Figura 3. Bombas de alta presión	18
Figura 4. Diagrama del sistema de tratamiento de inyección de agua.....	18
Figura 5. Ciclo de agua asociada a la producción de petróleo.....	23
Figura 6. Empuje hidráulico yacimiento petrolero	24
Figura 7. Complejidad sistema de agua en un campo petrolero	24
Figura 8. Descripción de planta inyectora de agua	25
Figura 9. Departamento Casanare.....	27
Figura 10. Bloque UPIA B	28
Figura 11. Curva de operación P103A	33
Figura 12. Curva de operación P20A	34
Figura 13. Perdidas BPD	39
Figura 14. Perdidas BPD	44
Figura 15. Perdida BPD	49
Figura 16. Perdida BPD	54
Figura 17. Perdida BPD	59



USAL
UNIVERSIDAD
DEL SALVADOR

Glosario

BLS: Barriles

BPD: Barriles por día

BPM: Barriles por mes

BPA: Barriles por año

BWPD: Barriles de agua por día

BOPD: Barriles de petróleo crudo por día

CAPEX: Inversiones en bienes de capitales

VPN: Valor presente neto

TIR: Tasa interna de retorno

WACC: Promedio ponderado costo de capital

Ke: Costo del capital aportado por el accionista

Kd: Costo de capital del mercado financiero

PIA: Planta inyectora de agua

PMA: Plan de manejo ambiental

Psig: Libra por pulgada cuadrada manométrica

Introducción

En la producción de los campos petrolíferos del mundo se obtiene del yacimiento una mezcla de fluidos, principalmente aceite (petróleo), gas y agua. Debido a las propiedades físicas diferentes de los fluidos y a su uso es necesario manejarlo en superficie en forma diferente. A causa de esto se debe contar con las facilidades de producción, en donde se realiza una separación de fases, las cuales por aparte se someten a tratamiento y se realiza la fiscalización del crudo y la disposición del agua.

El agua producida en un campo de petróleo contiene en su gran mayoría agentes contaminantes como pueden ser: sales disueltas, metales, sólidos suspendidos, grasas y aceites, estos se convierten en un problema ambiental, dado que hay que cumplir con ciertas normas para la disposición por vertimiento. Una de las soluciones para mitigar el problema, es inyectar el agua de producción a la formación, donde se está produciendo. Para esto se necesita la ampliación de las bombas en la planta de tratamiento e inyección de agua, que beneficiara no solo al medio ambiente sino también al yacimiento, ya que al realizar la inyección se mantiene presión y se aumenta la producción de aceite, proceso conocido como recobro secundario.

Teniendo en cuenta lo anterior, Petrolcol S.A. Empresa Colombiana del Petróleo, la cual tiene la decisión de inversión directa del Campo Santiago, ha tomado la decisión de realizar un proyecto de cambio de las bombas de inyección de agua en este campo; debido a que estas bombas presentan un alto grado de obsolescencia, han disminuido su capacidad de inyección y se evidencia una escasez de repuestos por estar discontinuada este modelo de bomba por el fabricante. La consigna de este estudio es evaluar las alternativas técnico-económicas para mejorar la confiabilidad operativa y/o aumentar la producción. En este trabajo se va a exponer el análisis de alternativas para la sustitución o ampliación de las bombas inyectoras de agua de la planta inyectora de agua, el estudio económico y técnico de cada una de las alternativas y un estudio costo-beneficio del proyecto en general.

Definición del problema

Planteamiento del problema

Después de haber realizado varias visitas técnicas a campo con el equipo de Baker Hughes, fabricantes de las bombas de inyección actuales, se ha determinado que en la actualidad las mismas no brindan un adecuado nivel de confiabilidad operativa debido a que presentan los siguientes inconvenientes:

- Problemas en el reemplazo de piezas de repuesto siendo muy prolongado el tiempo de ubicación y procura de repuestos.
- El modelo de la bomba es considerado obsoleto por el fabricante, y propone el reemplazo por un equipo con disponibilidad de soporte técnico y repuesto.
- El punto de operación de las bombas, según análisis hecho por el fabricante las bombas se encuentran trabajando en Upthrust (empuje ascendente) lo que aumenta el desgaste de la misma de una forma dramática, esta situación se presenta por operar a una tasa de flujo mayor a la diseñada.

Debido a los problemas operacionales y de mantenimiento presentados, nace la necesidad de un reemplazo que garantice un óptimo funcionamiento del sistema de inyección.

Otro punto más importante que justifica el reemplazo por un sistema mayor, es la necesidad de puesta en servicio de pozos adicionales que contribuirán con hasta 250 barriles de crudo adicionales, como consecuencia de incremento de 40.000 barriles de agua de producción.

Para ello la planta tiene instalaciones necesarias para manejar la producción de crudo adicional, así como el manejo de agua asociado, con la puesta en servicio de tanques en reserva, siendo la limitante la capacidad de inyección. Para ello se tiene proyectado la puesta en servicio del pozo SA-11 como inyector, quedando a la espera de la ampliación de la capacidad de bombeo de inyección, objeto de este documento.

A la fecha del presente estudio el Campo Santiago producía un total de 1.406 BOPD y 74.759 BWPD, con un corte de agua de aproximadamente 98.12%, este yacimiento posee perforados un total de 23 pozos de los cuales hay 11 que están inactivos, 10 pozos activos y 2 pozos inyectores.

Si se reactivaran 4 de estos pozos la producción se podría aumentar a 240 BOPD de petróleo y con eso vendrían 39.884 BWPD.

El plan de manejo ambiental (PMA) vigente para el campo posee una licencia de vertimiento de agua de producción de 0 BWPD y una licencia de inyección de 120.000 BWPD.

Objetivos

- Analizar cambio de bombas inyectoras de agua
- Mejorar la confiabilidad operativa del yacimiento
- Verificar el estado de los pozos de Campo Santiago
- Plantear soluciones técnicas para la reactivación de pozos inactivos
- Realizar estudio económico para verificar la viabilidad del proyecto



USAL
UNIVERSIDAD
DEL SALVADOR

Generalidades

El mayor producto de residuo en la producción de petróleo y gas, y durante la vida de casi todos los pozos y yacimientos es el agua. Este subproducto es conocido como salmuera de yacimiento petrolífero, agua salada, agua producida, etc. La producción de este líquido históricamente, ha promediado seis veces la producción de petróleo durante la vida de todos los pozos petroleros. Todos los días deben manejarse millones de barriles de agua, conteniendo grandes cantidades de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos.

Debido a la gran cantidad de agua que viene asociada a la producción de petróleo se hace necesario crear y desarrollar plantas de separación, manejo y tratamiento de estos fluidos de producción, en donde el agua debe ser tratada y manejada de acuerdo a la disposición final que se necesite o se requiera.

La producción de agua en los campos petrolíferos al principio de la vida del yacimiento generalmente es de cantidades pequeñas, lo suficientemente pequeñas en algunas ocasiones como para cumplir con los límites exigidos en refinería o transporte. Pero a medida que el tiempo transcurre se empieza a incrementar el caudal de producción de agua. En resumen, todos los pozos producen agua y las cantidades varían desde muy pequeñas inicialmente hasta varias veces el volumen de petróleo en etapas posteriores.

El agua producida puede ser tratada y eliminada por varios métodos, la mayoría de los cuales ya han sido probados y muchos de ellos aún se usan en varias partes del mundo. Entre los métodos más importantes de eliminación o disposición del agua producida que se utilizan, se encuentran algunos como son: evaporación, descarga controlada en aguas superficiales, descarga controlada en ambientes marinos costeros, inyección para mantenimiento de presión o también conocido como método de recuperación secundaria y en algunas ocasiones también se realiza la inyección en pozos profundos, pero no es muy viable debido a su costo y comparado con la recuperación secundaria no da ningún beneficio.

Se podría decir entonces que el método más conveniente para la eliminación del agua de producción, es el de inyección para mantenimiento de presión, debido a que este presenta menor impacto ambiental, además soluciona el problema del cumplimiento de normas de vertimiento de agentes contaminantes presentes en las corrientes de aguas de producción, tales como sales disueltas, metales, etc.