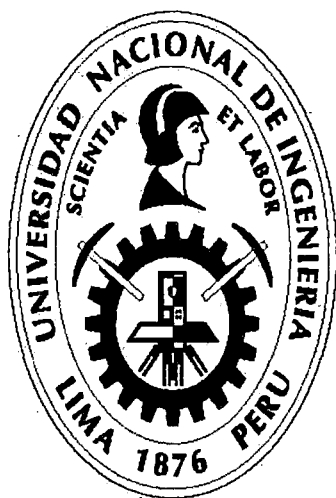


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO,**

**GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“APLICACIÓN DE LA COMPLETACIÓN DUAL CON SISTEMA  
REDUNDANTE ENCAPSULADO EN LA SELVA NORTE DEL PERÚ”**

**TESIS**

**PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**JOSÉ JONATHAN VILLAFANE ALVA**

**LIMA – PERÚ**

**2014**

**Digitalizado por:**

**Consortio Digital del  
Conocimiento MebLatam,  
Hemisferio y Dalse**

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mis padres José Hernán Villafane Rodríguez y Rina Lays Alva Díaz, quienes con su inmenso amor y dedicación me han apoyado sin dudarle en cada etapa de mi vida personal, intelectual y profesional, alentándome a seguir adelante ampliando mis horizontes y enseñándome que todo esfuerzo tiene su recompensa.

Con este trabajo busco culminar una etapa muy importante en mi vida la cual es solo una pequeña muestra de la gratitud a mis padres por todo lo que significan para mí.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios en primer lugar por la vida, por ser mi guía en todo momento y por la hermosa familia que me ha dado.

Agradezco a mi familia y a todas aquellas personas que de una u otra manera me han apoyado y alentado a seguir adelante en mis sueños y objetivos en mi vida profesional.

## SUMARIO

Dado que los Sistemas de Bombeo Electrosumergible (BES) convencionales instalados en la Selva Norte del Perú tienen un corto tiempo de vida útil de 3 años en promedio, se encarecen los costos de producción de petróleo y limitan el desarrollo de los campos petroleros, además de su capacidad limitada para manejar mayores caudales de fluido se hace necesario buscar alternativas de sistemas de levantamiento artificial que puedan manejar un mayor y/o amplio rango de caudales y mejorar su tiempo de vida útil para hacer más rentable la producción de hidrocarburos.

Este trabajo de investigación se encargará de mostrar las ventajas que tiene el empleo del Sistema Redundante Encapsulado como sistema de levantamiento artificial frente a la completación con Sistema BES Convencional, enfocándose principalmente en los beneficios económicos lo cual se traduce en una mayor rentabilidad en la producción de petróleo.

Se mostrarán los componentes del Sistema Redundante Encapsulado, el tiempo que demanda la intervención de un servicio de pozo con este sistema, los costos de intervención, las corridas económicas usando el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) para la primera completación con este sistema y para su uso a lo largo de la vida productiva de un pozo tipo de la selva norte del Perú, además se realizará el comparativo económico con el Sistema BES Convencional.

Finalmente se mostrarán los resultados del análisis y las conclusiones que se han obtenido del empleo de este sistema de levantamiento artificial como una mejora al sistema BES convencional.

## ÍNDICE GENERAL

<b>Dedicatoria.....</b>	<b>I</b>
<b>Agradecimientos.....</b>	<b>II</b>
<b>Sumario.....</b>	<b>III</b>
<b>Índice General.....</b>	<b>IV</b>
<b>Índice de Figuras.....</b>	<b>XI</b>
<b>Índice de Tablas.....</b>	<b>XIII</b>
<b>CAPÍTULO I Planteamiento del Problema.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Antecedentes del problema.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Justificación de la Tesis.....</b>	<b>2</b>
<b>1.3 Formulación del problema.....</b>	<b>2</b>
<b>1.4 Hipótesis.....</b>	<b>2</b>
<b>1.5 Objetivos de la Tesis.....</b>	<b>3</b>
1.5.1 Objetivo General.....	3
1.5.2 Objetivos específicos.....	3
<b>1.6 Identificación de variables.....</b>	<b>3</b>
1.6.1 Variable Independiente.....	3
1.6.2 Variable Dependiente.....	3
<b>CAPÍTULO II Marco Teórico.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1 Geología general de la Selva Norte del Perú.....</b>	<b>4</b>
<b>2.2 Mecanismos de empuje de los yacimientos de la selva norte del Perú.....</b>	<b>5</b>

2.2.1	Empuje por agua.....	5
<b>2.3</b>	<b>Métodos de Producción.....</b>	<b>6</b>
2.3.1	Bombeo Electrosumergible.....	7
<b>2.4</b>	<b>Bases Teóricas.....</b>	<b>7</b>
<b>2.5</b>	<b>Descripción teórica de la completación con sistema redundante encapsulado.....</b>	<b>8</b>
<b>2.6</b>	<b>Partes del Ensamble del sistema redundante encapsulado.....</b>	<b>10</b>
2.6.1	Colgador de la Cápsula (Shroud Hanger).....	11
2.6.2	Adaptador de Cápsula (Shroud Adapter).....	12
2.6.3	Penetrador para el Conjunto BES Superior (Penetrator for Upper ESP)....	12
2.6.4	Cable de Extensión tipo SD4B para el Conjunto BES Inferior (MLE SD4B for Lower ESP).....	13
2.6.5	Junta de Seguridad (Shear Sub).....	14
2.6.6	Unión Expansible (Expansion Joint).....	14
2.6.7	Empaque Intermedio de la Cápsula (Mid Shroud Packer).....	15
2.6.8	Válvula de Dispersión Anular (Annular Diverter Valve).....	16
<b>2.7</b>	<b>Completaciones con otros sistemas redundantes.....</b>	<b>17</b>
2.7.1	Sistema Redundante con Y-tools.....	17
2.7.1.1	Ventajas del Sistema redundante con Y-tool.....	18
2.7.1.2	Desventajas del sistema redundante con Y-tool.....	18
<b>2.8</b>	<b>Sistema de Bombeo Electrosumergible.....</b>	<b>19</b>
2.8.1	Equipos de Superficie.....	20

2.8.1.1	Alimentación de Energía.....	20
2.8.1.2	Transformador Reductor (SDT).....	21
2.8.1.3	Tablero de Control (Variador o arrancador directo).....	21
2.8.1.3.1	Tablero de celda.....	21
2.8.1.3.2	Variador de Frecuencia (VSD).....	22
2.8.1.4	Transformador Elevador (SUT).....	23
2.8.1.5	Caja de Venteo.....	23
2.8.2	Equipos de Fondo.....	24
2.8.2.1	Bomba Centrífuga.....	24
2.8.2.2	Intake o Separador de Gas.....	25
2.8.2.3	Sección Sellante o Protectores.....	26
2.8.2.4	Motor Eléctrico.....	27
2.8.2.5	Cable de Potencia.....	27
<b>2.9</b>	<b>Estimación de reservas de un pozo.....</b>	<b>28</b>
2.9.1	Curvas de Declinación.....	28
2.9.2	Radio de drenaje.....	28
<b>2.10</b>	<b>Selección de pozos candidatos.....</b>	<b>30</b>
2.10.1	Tipo de Pozo.....	30
2.10.2	Diámetro del Casing.....	30
2.10.3	Estado mecánico del pozo.....	30
2.10.4	Producción de petróleo.....	31

2.10.5 Producción de agua.....	31
2.10.6 Producción de Gas.....	31
2.10.7 Producción de Arena.....	31
2.10.8 Análisis de Yacimientos.....	31
<b>CAPÍTULO III Metodología de la investigación.....</b>	<b>32</b>
<b>3.1 Tipo de Investigación.....</b>	<b>32</b>
<b>3.2 Población y muestra.....</b>	<b>32</b>
<b>3.3 Instrumentos de recolección de datos.....</b>	<b>33</b>
<b>CAPÍTULO IV Diseño de Completaciones Duales con Sistema Redundante Encapsulado para pozos de la selva norte del Perú.....</b>	<b>34</b>
<b>4.1 Conceptos teóricos para el diseño de una Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado.....</b>	<b>34</b>
4.1.1 Carga.....	34
4.1.2 Gravedad Específica.....	35
4.1.3 Gravedad Específica de la mezcla.....	35
4.1.4 Gradiente de presión de fluido.....	35
4.1.5 Gradiente de presión de la mezcla.....	36
4.1.6 Presión de fondo de pozo.....	36
4.1.7 Drawdown (Diferencial de presión).....	36
4.1.8 Profundidad del punto medio de los perforados (MPP).....	37
4.1.9 Calculo de pérdidas por fricción.....	37
4.1.10 Dimensionamiento de la Bomba.....	38



4.1.10.1	Datos requeridos.....	38
4.1.10.2	Tamaño, peso y profundidad de asentamiento del casing.....	38
4.1.10.3	Profundidad de intervalos perforados.....	39
4.1.10.4	Dimensiones de la tubería de producción.....	39
4.1.10.5	Gravedad API del petróleo, corte de agua y relación gas-petróleo (GOR).....	39
4.1.10.6	Gravedad Especifica del fluido de producción.....	39
4.1.10.7	Temperatura del fondo del pozo (BHT).....	40
4.1.10.8	Índice de productividad (IPR).....	40
4.1.10.9	Presión de cabeza del pozo (THP).....	40
4.1.10.10	Nivel de sumergencia y presión de entrada de la bomba (PIP) deseada.....	40
4.1.10.11	Voltajes disponibles en superficie.....	41
<b>4.2</b>	<b>Criterios de diseño de la Completación Dual con sistema Redundante Encapsulado.....</b>	<b>41</b>
4.2.1	Recopilación de datos.....	41
4.2.2	Capacidad de producción.....	43
4.2.3	Cálculos de gas.....	43
4.2.4	Relación gas-aceite.....	43
4.2.5	Factor Volumétrico de formación.....	44
4.2.6	Factor Volumétrico del gas.....	44
4.2.7	Cálculo de la cabeza dinámica total en pies (TDH).....	46

4.2.8 Selección del tipo de bomba.....	47
4.2.9 Tamaño de componentes.....	47
4.2.10 Selección del cable.....	48
4.2.11 Capacidad del equipo eléctrico.....	49
<b>4.3 Diseño para el Pozo 1X.....</b>	<b>50</b>
<b>CAPITULO V Análisis Económico.....</b>	<b>53</b>
<b>5.1 Conceptos teóricos Técnico – Económicos.....</b>	<b>53</b>
5.1.1 Flujo de caja.....	53
5.1.2 Valor Actual Neto (VAN).....	53
5.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	54
<b>5.2 Evaluación del Proyecto.....</b>	<b>54</b>
5.2.1 Costo – Beneficio para el Pozo 1X.....	57
5.2.1.1 Costos operativos.....	57
5.2.1.1.1 Costo de Producción de Petróleo.....	57
5.2.1.1.2 Costo de Inyección de agua.....	58
5.2.1.1.3 Costo de transporte de crudo a través del oleoducto Nor-peruano.	58
5.2.1.1.4 Pago de regalías al estado peruano.....	58
5.2.1.2 Inversión.....	58
5.2.1.2.1 Costo de la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado y trabajo de reacondicionamiento del pozo 1X.....	59
5.2.1.2.2 Costo de la Completación con Sistema BES Convencional.....	61
5.2.1.2.3 Pronóstico de Producción.....	63

5.2.2 Tasa de Descuento.....	63
5.2.3 Ingresos.....	64
5.2.4 Calculo del flujo de caja.....	64
5.2.5 Flujo de Caja para la completación dual con Sistema Redundante Encapsulado.....	65
5.2.6 Flujo de Caja usando una completación con sistema BES convencional...	67
5.2.7 Calculo del Valor Actual Neto.....	68
5.2.7.1 VAN para la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado.....	68
5.2.7.2 VAN para el Sistema BES Convencional.....	71
5.2.8 Cálculo de la Tasa Interna de Retorno.....	74
5.2.8.1 TIR para la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado.....	74
5.2.8.2 TIR para la Completación con Sistema BES convencional.....	75
<b>5.3 Análisis de resultados.....</b>	<b>77</b>
5.3.1 Análisis del Valor Actual Neto.....	77
5.3.2 Análisis de la Tasa Interna de Retorno.....	77
<b>CAPITULO VI Conclusiones y Recomendaciones.....</b>	<b>78</b>
<b>CAPITULO VII Bibliografía.....</b>	<b>80</b>
<b>CAPITULO VIII Anexos.....</b>	<b>81</b>

## INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Mapa de las cuencas del Perú.....	4
Figura 2.2 Reservorio del tipo Anticlinal .....	5
Figura 2.3 Reservorio con Empuje de agua.....	6
Figura 2.4 Sistemas de levantamiento artificial.....	7
Figura 2.5 Diagrama de la completación dual con sistema redundante.....	9
Figura 2.6 Ensamble del sistema redundante encapsulado.....	10
Figura 2.7 Colgador de cobertura.....	11
Figura 2.8 Penetrador para conjunto BES Superior.....	12
Figura 2.9 Cable de Extensión para conjunto BES Inferior .....	13
Figura 2.10 Junta de Seguridad.....	14
Figura 2.11 Empaque intermedio (Mid Shroud Packer).....	15
Figura 2.12 Válvula de dispersión anular (ADV).....	16
Figura 2.13 Sistema Redundante con Y-Tool.....	17
Figura 2.14 Completación con sistema convencional de BES.....	19
Figura 2.15 Área de Generadores de electricidad.....	20
Figura 2.16 Transformador Reductor (SDT) y línea de alta tensión.....	21
Figura 2.17 Tablero de celda.....	22
Figura 2.18 Variador de Frecuencia (VSD).....	22
Figura 2.19 Transformador elevador (SUT). 23	
Figura 2.20 Caja de Venteo.....	24
Figura 2.21 Bomba Centrífuga.....	25
Figura 2.22 Intake o Separador de gas.....	26

Figura 2.23 Set de Protectores.....	26
Figura 2.24 Motor Eléctrico.....	27
Figura 2.25 Cables de potencia.....	28
Figura 2.19 Mapa de Burbujas.....	29
Figura 4.1 Pérdidas por fricción.....	38
Figura 4.2 Cabeza dinámica total.....	47
Figura 4.3 Caída de Voltaje.....	49
Figura 4.4 Intervenciones del pozo a lo largo del tiempo.....	51
Figura 4.5 Tendencia de producción de petróleo del pozo 1X.....	52
Figura 5.1 Variación del precio del crudo a lo largo del tiempo.....	55

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1 Perfil de Producción del pozo 1X.....	56
Tabla 5.2 Tiempo de la completación dual con Sistema Redundante del pozo 1X.....	59
Tabla 5.3 Costo de la completación dual con Sistema Redundante del pozo 1X.....	60
Tabla 5.4 Tiempo de la completación con Sistema BES Convencional del pozo 1X.....	61
Tabla 5.5 Costo de la completación con Sistema BES Convencional del pozo 1X.....	62
Tabla 5.6 Pronóstico de producción de petróleo acumulado por año del pozo 1X.....	63
Tabla 5.7 Flujo de caja durante la vida productiva del pozo 1X.....	64
Tabla 5.8 Flujo de caja para la Completación dual con Sistema Redundante en el pozo 1X.....	66
Tabla 5.9 Flujo de caja para la Completación con Sistema BES Convencional en el pozo 1X.....	67
Tabla 5.10 Valor Actual Neto por año para la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado.....	70
Tabla 5.11 Valor Actual Neto por año para la Completación con Sistema BES Convencional.....	73
Tabla 8.1 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 1.....	81
Tabla 8.2 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 2.....	82
Tabla 8.3 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 3.....	82
Tabla 8.4 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 4.....	82

Tabla 8.5 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 5.....	82
Tabla 8.6 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 6.....	83
Tabla 8.7 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 7.....	83
Tabla 8.8 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 8.....	83
Tabla 8.9 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 9.....	83
Tabla 8.10 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 10.....	84
Tabla 8.11 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 11.....	84
Tabla 8.12 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 12.....	84

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.1 Antecedentes del problema

Desde hace más de 30 años, se vienen extrayendo hidrocarburos en la selva norte del Perú, siendo el mecanismo de impulsión de los yacimientos el empuje de agua (active water drive). Las características de este mecanismo origina el problema de conificación y por ende aumento del corte de agua (WC, por sus siglas en ingles), lo que significa que para mantener o aumentar la producción de petróleo es necesario producir una gran cantidad de fluido total.

Dadas las características de los reservorios de selva Norte y el gran caudal de producción de fluidos que se requiere manejar, el sistema de levantamiento artificial más adecuado es el Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) o ESP por sus siglas en ingles.

Desde el inicio de implementación de este sistema (Marzo – 1978) hasta la fecha, el tiempo de operación del sistema BES ha alcanzado un promedio de 2.5 a 3 años. Este tiempo de operación que es corto, sumado al elevado costo que conlleva las intervenciones para cambiar el equipamiento en especial en locaciones remotas, hace necesario mejorar el modelo de completación.

En estos últimos años se han venido realizando innovaciones en los métodos de levantamiento artificial, en temas como eficiencia, tiempo de vida útil y costo del equipo, esto se puede traducir en costos asociados a la producción: reducción de la producción diferida, reducción de costos de operación y mejor selección del equipo de fondo. Utilizar las completaciones con Sistema Redundante Encapsulado tiene como principal objetivo reducir los costos asociados a la producción, incrementar significativamente el tiempo de operación de los sistemas



de levantamiento artificial en el pozo y lograr que la producción de petróleo sea más rentable.

## **1.2 Justificación de la Tesis**

La investigación realizada en esta tesis beneficiaría en gran medida a las empresas operadoras que tienen lotes en la selva norte del Perú, dado que en toda esa área los reservorios tienen como mecanismo de impulsión el empuje de agua y el método de levantamiento artificial más empleado es el sistema de bombeo electrosumergible convencional; sin embargo este sistema tiene varias limitaciones que encarecen su uso. Es allí donde una alternativa para superar algunas de las deficiencias del sistema convencional es emplear la completación dual (2 conjuntos BES) con sistema redundante encapsulado y esta tesis desea mostrar su aplicación para los pozos de la selva norte del Perú en el mediano y largo plazo. Para este análisis se recogerán experiencias de completaciones duales instaladas en diversos países alrededor del mundo como: México, Mar del Norte, Emiratos Árabes Unidos y Qatar con condiciones y logísticas complejas como las de la selva norte del Perú.

## **1.3 Formulación del problema**

El sistema BES convencional que se usa actualmente en la producción de petróleo en la selva norte del Perú hace que los costos sean bastante elevados por lo que se necesita buscar otros sistemas para mejorar la rentabilidad de la producción de petróleo en la selva norte del Perú

## **1.4 Hipótesis**

La completación con sistema redundante encapsulado permite que el sistema de levantamiento artificial instalado en el pozo tenga un tiempo de vida útil mas prolongado, reduciendo los costos asociados a la producción: producción diferida,

costo del servicio de pozo, gastos operativos, además del manejo de mayores caudales y reducción del daño total a la formación a lo largo de su vida productiva.

## **1.5 Objetivos de la Tesis**

### **1.5.1 Objetivo General**

Mostrar la aplicación de la completación dual con sistema redundante encapsulado en la selva norte del Perú y sus ventajas frente al sistema BES convencional tal como reducir los costos asociados a la producción del pozo a lo largo del tiempo, principalmente en locaciones remotas.

### **1.5.2 Objetivos específicos**

- 1.- Reducir la producción diferida
- 2.- Disminuir el número de intervenciones al pozo
- 3.- Minimizar los gastos operativos

## **1.6 Identificación de variables**

### **1.6.1 Variable Independiente**

- La completación con BES como sistema de levantamiento artificial.

### **1.6.2 Variable Dependiente**

- Costos asociados a la producción.
- Performance del pozo

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Geología general de la Selva Norte del Perú

La selva norte se ubica en la zona del nor-oriental peruano sobre la cuenca del Marañón, tal como se observa en la Figura 2.1. Esta cuenca posee rocas sedimentarias con un espesor máximo de hasta 14 Km. Su configuración estructural es en su mayoría anticlinal y dentro de la cual encontramos formaciones productoras de hidrocarburos (roca madre) y de almacenaje de fluidos (roca reservorio). Estas formaciones productoras están compuestas principalmente de areniscas, lutitas y arcillas, con granulometrías variables y depositadas en ambientes fluviales.

Las formaciones productoras más importantes en la selva norte del Perú son la Formación Vivian y la Formación Chonta, este último con sus miembros Pona, Lupuna y Cético.

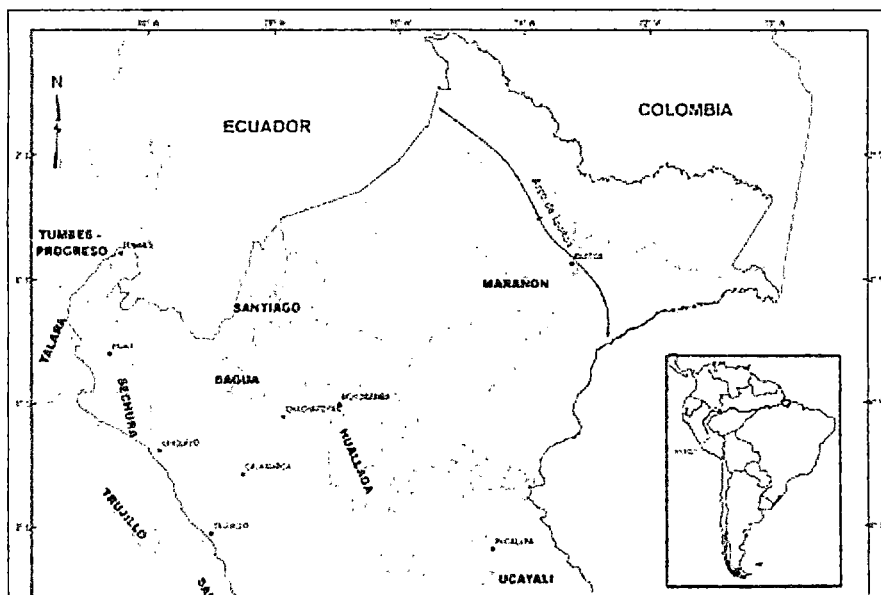


Figura 2.1 Mapa de las cuencas del Perú  
Fuente: Perú-Petro

## 2.2 Mecanismos de empuje de los yacimientos de la selva norte del Perú

El mecanismo de empuje se refiere a la fuente de energía que causa el flujo de fluidos desde el reservorio hacia el pozo, existen diversos tipos de mecanismos de empuje, los cuales influyen en el rendimiento del reservorio y sistema de producción a emplear. En los reservorios del tipo Anticlinal, como se observa en la figura 2.2, de la selva norte del Perú el principal mecanismo de empuje es el empuje por agua (active water drive).

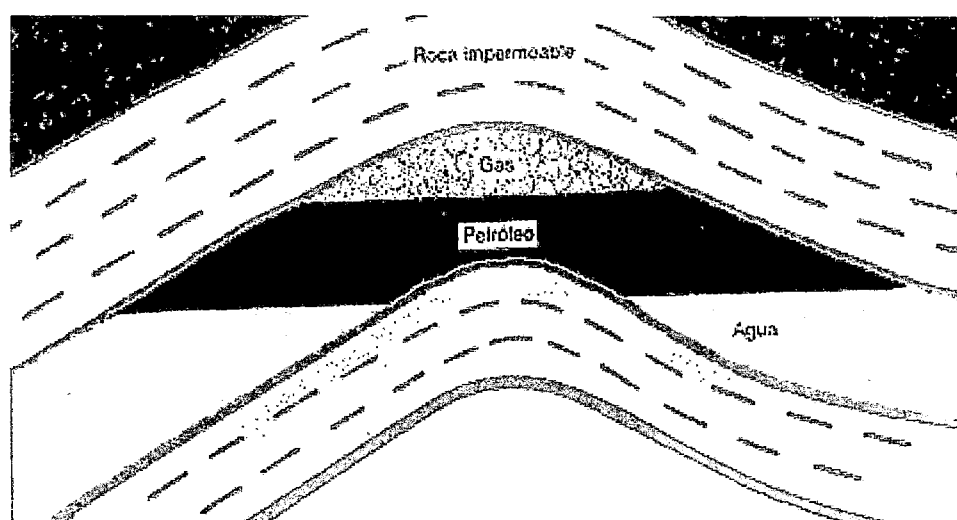


Figura 2.2 Reservorio del tipo Anticlinal  
Fuente: [www.gustato.com/petroleo](http://www.gustato.com/petroleo)

### 2.2.1 Empuje por agua

En los reservorios con empuje por agua (active water drive), como se muestra en la Figura 2.3, se cuenta con un acuífero de gran extensión, el cual ayuda a mantener la presión de reservorio durante la producción de fluidos. Sin embargo a lo largo del tiempo se tiene problemas de alto corte de producción de agua, lo cual genera variaciones en la presión de reservorio comparada a la inicial y hace cada vez menos rentable la producción de hidrocarburos. La eficiencia de recuperación de fluidos para reservorios con empuje por agua está en el rango de 10 a 70%.

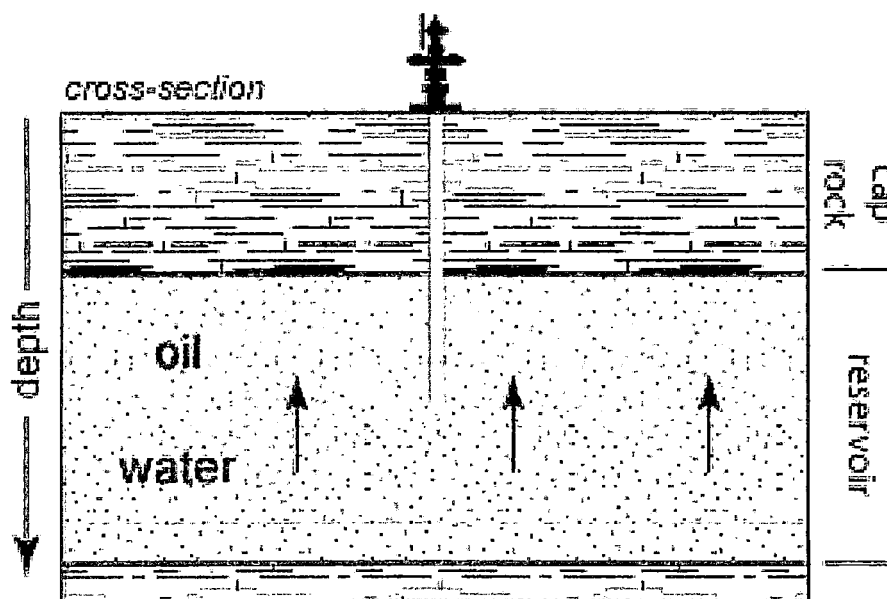


Figura 2.3 Reservorio con Empuje de agua  
Fuente: [www.gg.uwo.edu](http://www.gg.uwo.edu)

### 2.3 Métodos de Producción

La puesta en producción del pozo genera que la presión de reservorio disminuya, además de empezar a incrementarse la producción de agua y esto hace que el peso de la columna hidrostática aumente lo cual en conjunto dificulta que el pozo pueda fluir naturalmente. Es en ese momento donde se requiere emplear métodos artificiales para proporcionar la energía necesaria al fluido de fondo para llegar a superficie, tal como se muestra en la Figura 2.4.

El descubrimiento y perforación de pozos en la selva norte del Perú se dio en la década de 1970, siendo recién hasta finales de dicha década que se pusieron los pozos en producción de manera fluyente. Para comienzos de la década de 1980 se tuvo la necesidad de emplear métodos de levantamiento artificial para la extracción de hidrocarburos siendo el más empleado en selva norte del Perú el Bombeo Electrosurgible (actualmente casi en un 100%).

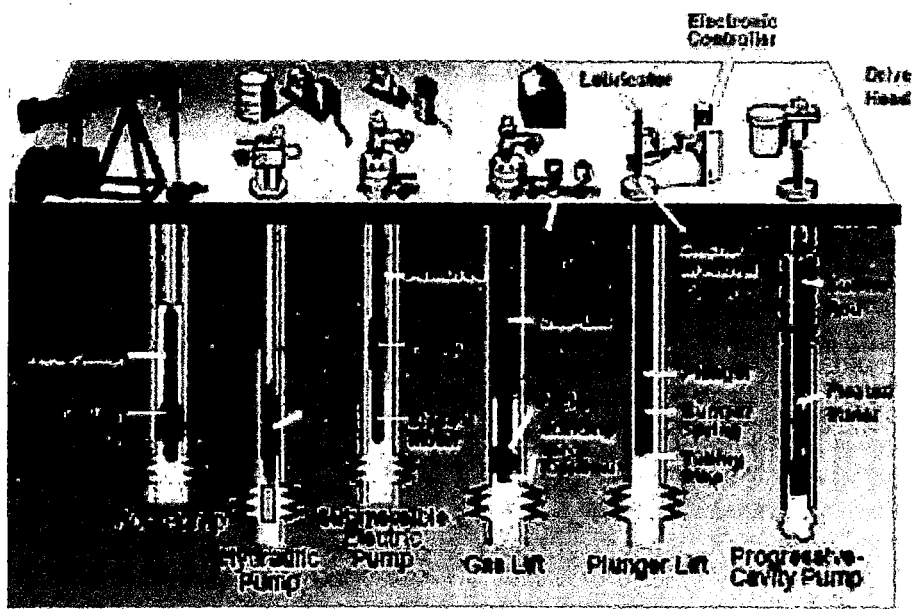


Figura 2.4 Sistemas de levantamiento artificial  
Fuente: <http://sistemadelevantamientoartificial.blogspot.com/>

### 2.3.1 Bombeo Electrosumergible

Este método de levantamiento artificial emplea una bomba centrífuga y un motor eléctrico de fondo. Este método es el más empleado por los grandes caudales que puede manejar lo que hace rentable la producción de hidrocarburos en lugares remotos como la selva norte del Perú.

## 2.4 Bases Teóricas

A lo largo del tiempo se ha tratado de hacer más eficiente el sistema de bombeo electrosumergible, lo cual ha llevado a emplear sistemas duales de levantamiento artificial instalado dentro del pozo, ya sea para producir de 2 arenas diferentes en simultáneo (en serie y paralelo) o sistemas redundantes (con Y-tool y encapsulado) para producir de una misma formación productora teniendo un conjunto BES de respaldo para activarlo en cuanto el primer conjunto BES falle.

## **2.5 Descripción teórica de la completación con sistema redundante encapsulado<sup>1</sup>**

La completación dual con sistema redundante encapsulado, tal como se muestra en la Figura 2.5, cuenta con un conjunto BES de respaldo ya instalado en el pozo con lo cual una vez que el primer conjunto BES falle el segundo conjunto BES puede ser activado inmediatamente para mantener la producción y el desempeño del pozo.

Este sistema cuenta con 2 conjuntos BES suspendidos uno debajo del otro, separados por un empaque (Mid shroud Packer) con una tubería perforada sobre el, que se encuentran en el interior de un POD de 7" o 7 5/8" de diámetro externo (OD). El sistema también cuenta con 2 válvulas ADV (Annulus Diverter Valve), que conectan tubing con anular, por encima de cada conjunto BES para permitir el pase de abajo hacia arriba del fluido. El sistema se instala en casing de 9 5/8" de 47 lb/ft

En primer lugar se enciende el conjunto BES superior, el fluido ingresa por la válvula ADV inferior, pasa por el Mid shroud packer, sale por la tubería perforada, es succionado por el intake del conjunto BES superior y enviado a superficie a través de la tubería de producción manteniendo la válvula ADV superior cerrada. Una vez el conjunto BES superior falla se enciende el inferior, el fluido ingresa a través del intake del mismo, manteniendo la válvula ADV inferior cerrada, este pasa a través del Mid shroud packer, sale por la tubería perforada, ingresa por la válvula ADV superior y es enviado a superficie a través de la tubería de producción.

Adicionalmente el POD protege a todo el sistema redundante de posibles daños en los conjuntos BES o en el cable de energía particularmente en las zonas de curvas pronunciadas (dog legs), además de permitir usar conjuntos BES de mayor diámetro.

---

<sup>1</sup>Paper: Dual ESP in a Single Capsule - An Alternative to Dual ESP Completion Using Y-Tools. 2009

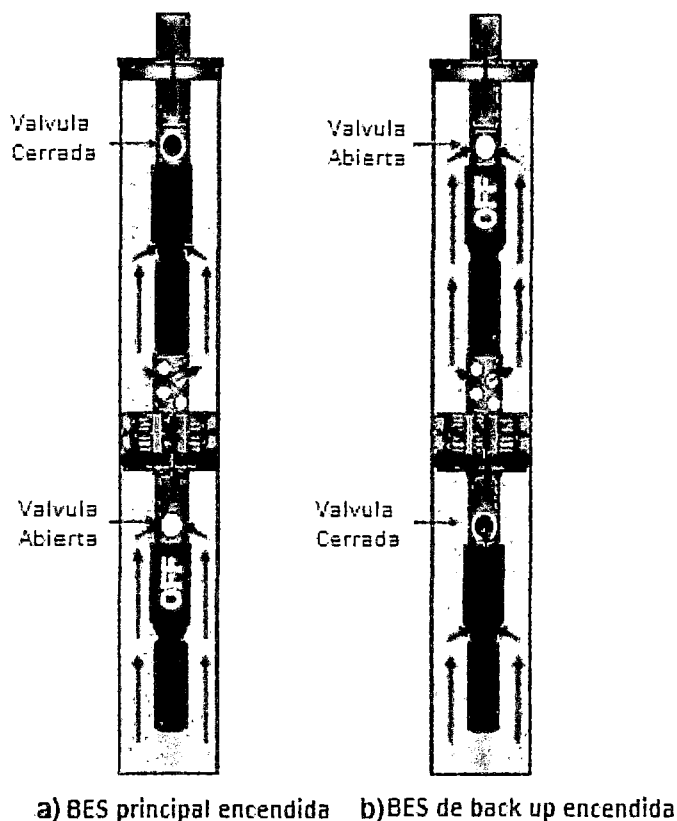


Figura 2.5 Diagrama de la completación dual con sistema redundante  
Fuente: Baker Hughes

La completación con un solo conjunto BES puede ser limitado por factores como la potencia del motor, la velocidad máxima de flujo del conjunto BES disponible, los altos costos para intervenir el pozo (*Workover* o *Pulling*) y un limitado control de producción cuando se tiene más de una zona en producción.

En las completaciones con Sistema Redundante Encapsulado, normalmente el conjunto BES superior se pone en funcionamiento primero para prevenir que la alta temperatura afecte el tiempo de vida útil del conjunto BES inferior. El conjunto BES inferior puede ser de distinto tamaño al superior para acomodarse a los cambios en el desempeño del pozo como el PI y el aumento del corte de agua.



## 2.6 Partes del Ensamble del sistema redundante encapsulado<sup>2</sup>

A continuación se muestran los componentes de la completación dual con sistema redundante encapsulado en la Figura 2.6.

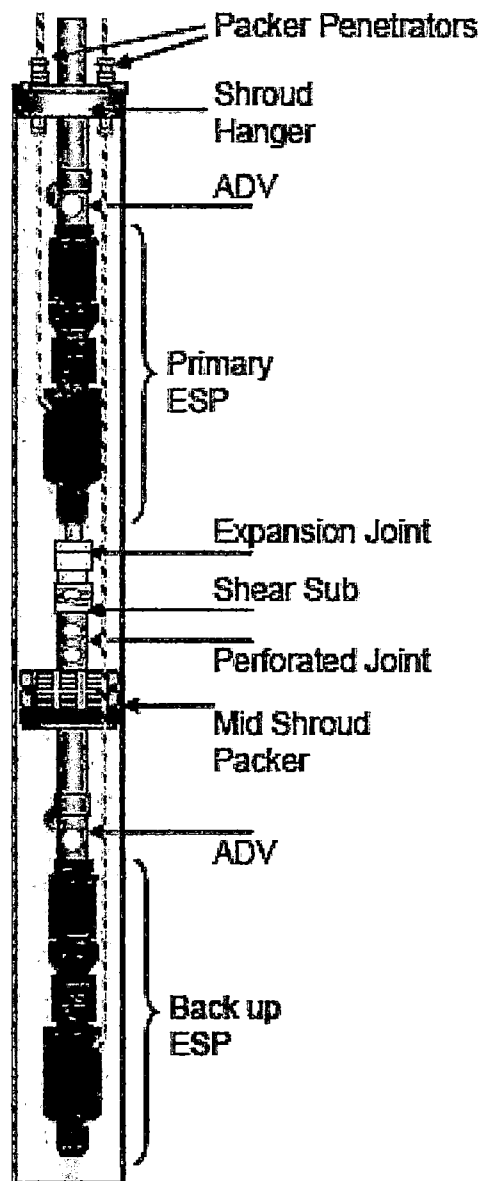


Figura 2.6 Ensamble del sistema redundante encapsulado  
Fuente: Baker Hughes

<sup>2</sup>Paper: Dual ESP in a Single Capsule - An Alternative to Dual ESP Completion Using Y-Tools. 2009

### 2.6.1 Colgador de la Cápsula (Shroud Hanger)

Es la parte superior del ensamble el cual provee en primer lugar una cubierta que retiene la presión del sistema, además es un conector entre el casing que lo envuelve y la tubería de producción. El extremo superior tiene una junta de manipulación para su fácil instalación. Su longitud esta hecha para que encajen el penetrador y el cable de potencia saliente de la parte superior del cuerpo del colgador. En la parte inferior del cuerpo del colgador se tiene un pup joint (tubo corto), el cual se conecta con el conjunto BES. Perpendicular al conducto de producción están los agujeros de las tres líneas del penetrador, los cuales permiten la instalación de un penetrador retenedor de presión para el cable de potencia. Este componente cuenta con seis puertos para las líneas del penetrador, tres para cada conjunto BES, como se muestra en la Figura 2.7. Adicionalmente se han incorporado tres puertos modelo NPT (National Pipe Thread por sus siglas en inglés) de 1/4" para las pruebas de asentamiento y desasentamiento del packer. También se tiene un conector NPT de 3/8" para la línea de inyección de química y un puerto NPT de 1/8" en la parte superior del colgador que permite probar la hermeticidad del colgador in situ.

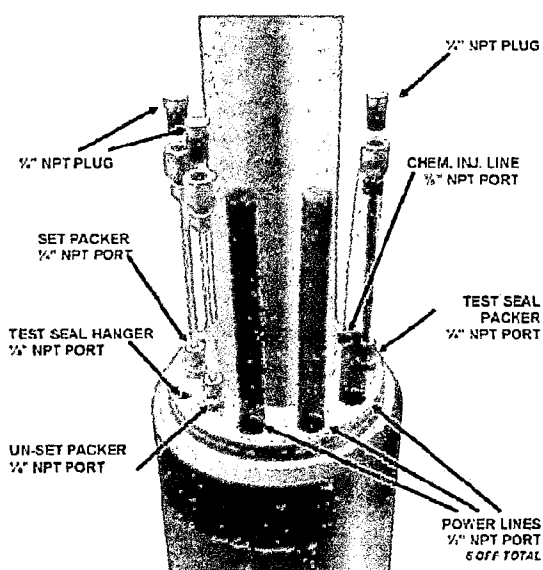


Figura 2.7 Colgador de la cápsula  
Fuente: Baker Hughes

### 2.6.2 Adaptador de Cápsula (Shroud Adapter)

Instalado en la parte más alta de la rosca del casing, este posee un hilo tipo ACME en la parte superior y un orificio pulido de sello. Este componente permite la instalación y el sello del colgador de cobertura. El colgador de cubierta posee dos anillos principales que sellan contra el área pulida localizada en el adaptador de cápsula.

### 2.6.3 Penetrador para el Conjunto BES Superior (Penetrator for Upper ESP)

Está conformado por tuberías de 3/8" de acero inoxidable. El cable de extensión estándar se conecta al penetrador por debajo del colgador de cubierta y al cable de potencia por encima del colgador. Las tres líneas del penetrador están selladas en el colgador de la cápsula y en el empaque intermedio de la cápsula usando conectores tipo "Swagelok", como se muestra en la Figura 2.8.

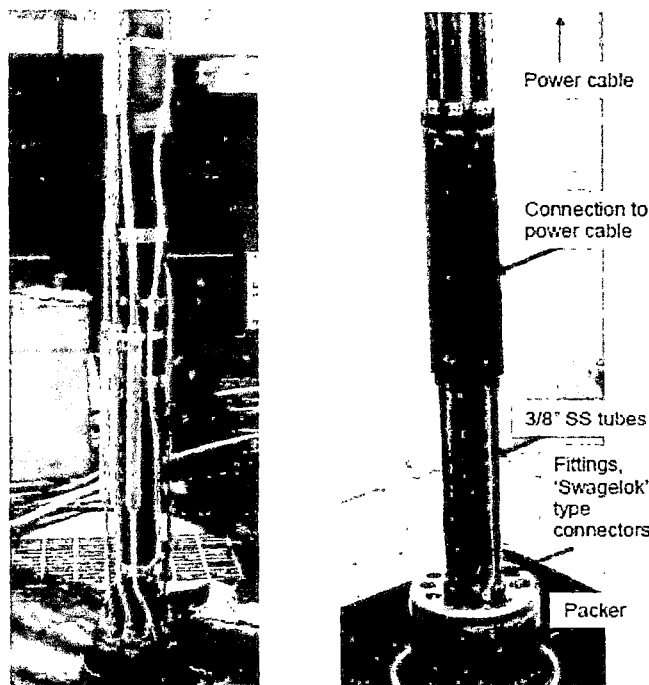


Figura 2.8 Penetrador para conjunto BES Superior  
Fuente: Baker Hughes

#### **2.6.4 Cable de Extensión tipo SD4B para el Conjunto BES Inferior (MLE SD4B for Lower ESP)**

Este cable de extensión especial está hecho de tuberías de 3/8" de acero inoxidable. Fue especialmente diseñado para usarse en temperaturas extremas. Las líneas del cable de extensión pasan a través del empaque intermedio de la capsula y el colgador de cubierta, sellando en ambos puntos con los conectores tipo "Swagelok", evitando la necesidad que el penetrador pase a través del empaque intermedio de cobertura. El pothead (conexión al motor inferior) está montado al final de la parte inferior de las líneas, como se muestra en la Figura 2.9.



Figura 2.9 Cable de Extensión para conjunto BES Inferior  
Fuente: Baker Hughes

### 2.6.5 Junta de Seguridad (Shear Sub)

Esta diseñada principalmente como un mecanismo de seguridad en el caso de una falla hidráulica del empaque intermedio de la cápsula durante la sacada del sistema redundante. En caso el empaque pierda la función hidráulica, se rotara la sarta del conjunto BES superior usando un torque pre-determinado para un ángulo de 90 grados permitiendo su liberación, como se muestra en la Figura 2.10. Esto permite sacar el conjunto BES superior con su respectivo cable de potencia liberándolo del empaque. También esta diseñado para permitir la conexión del motor del conjunto BES superior al empaque intermedio de la cápsula durante la instalación. Una característica adicional de la junta de seguridad rotativa es la habilidad de usarlo como un conector durante la instalación.

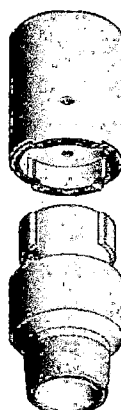


Figura 2.10 Junta de Seguridad  
Fuente: Baker Hughes

### 2.6.6 Unión Expansible (Expansion Joint)

Esta diseñada para permitir la expansión y contracción del conjunto BES superior durante su funcionamiento. Dado que el conjunto BES se instala entre dos posiciones fijas como el colgador y el empaque, cualquier fuerza creada por la expansión o contracción pueden causar desgaste adicional a través de los componentes. La unión expansible tiene cuerpo acuíñado y no rotativo que alberga una serie de elementos que permiten se expanda o contraiga 1".



### 2.6.8 Válvula de Dispersión Anular (Annular Diverter Valve)

Por encima de cada descarga de la bomba hay una válvula de dispersión anular (ADV por sus siglas en ingles). La ADV permite fluir al pozo by-paseando el conjunto BES que se mantiene en Stand-by. La ADV provee una comunicación de tubing con anular cuando el conjunto BES esta apagado. Previo al encendido del conjunto BES, la ADV permite el libre flujo de los fluidos. Cuando el conjunto BES se apaga la ADV se reabre automáticamente gracias a un resorte interno permitiendo que el fluido drene al anular en vez de pasar a través de la bomba, como se muestra en la Figura 2.12. En esta aplicación, la ADV sobre cada bomba by-paseara a la bomba que esta apagada.

Se realizaron pruebas con fluido de 1% de arena para comprobar si la ADV podría presentar problemas quedándose atascada en posición abierta o cerrada, sin embargo no se tuvo ningún problema al respecto.

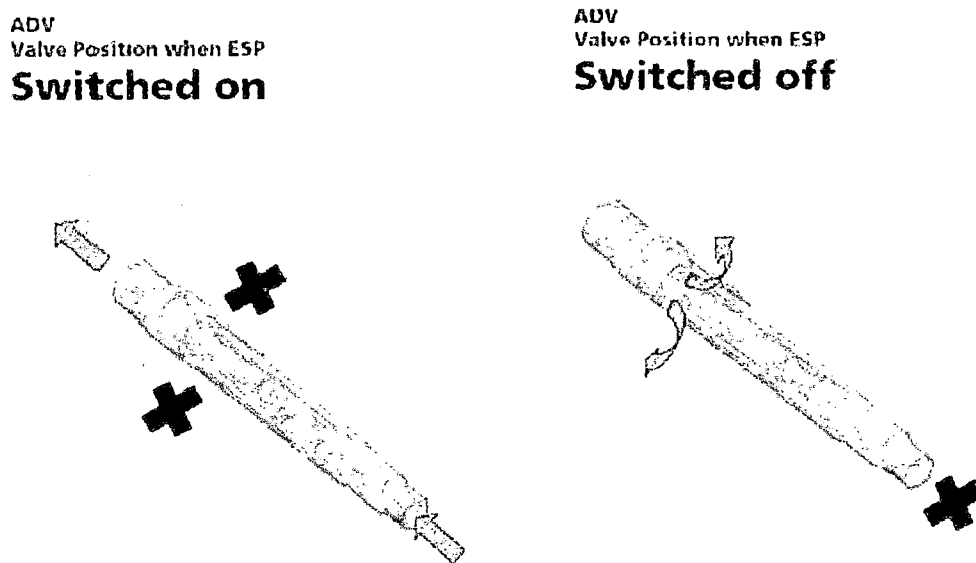


Figura 2.12 Válvula de dispersión anular (ADV)  
Fuente: Baker Hughes

## 2.7 Completaciones con otros sistemas redundantes<sup>3</sup>

### 2.7.1 Sistema Redundante con Y-tools

Otra alternativa de sistema redundante es el uso de las completaciones con Y-tool, en la cual el conjunto BES superior cuelga del Y-tool y paralelo al conjunto BES va el By-pass tubing del cual cuelga el conjunto BES inferior y permite el pase del fluido que levanta el conjunto BES inferior hacia la tubería de producción y hacia superficie, como se muestra en la Figura 2.13.

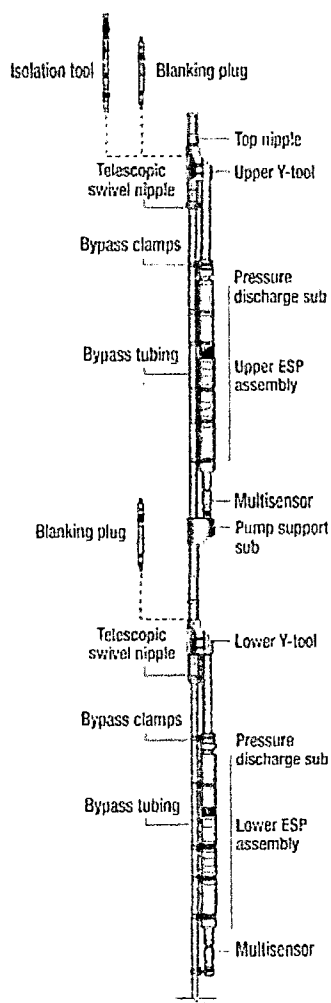


Figura 2.13 Sistema Redundante con Y-Tool  
Fuente: [www.Worldoil.com](http://www.Worldoil.com)

<sup>3</sup>Paper: Dual ESP in a Single Capsule - An Alternative to Dual ESP Completion Using Y-Tools. 2009



### **2.7.1.1 Ventajas del Sistema redundante con Y-tool**

- Menos herramientas dentro del pozo
- Mayor facilidad de recuperación en un Workover/Pulling.
- Menos costo de instalación.
- Menos tiempo del equipo de Workover.
- Si se le adiciona un segundo Y-tool se pueden tomar registros de fondo fluyente o estático.
- Es un sistema probado

### **2.7.1.2 Desventajas del sistema redundante con Y-tool**

- El By-pass tubing limita el tamaño del conjunto BES superior
- El motor del conjunto BES superior no puede ser encamisado con un Motor Jacket, por lo que no se podría lograr una mejor refrigeración del motor.
- El orificio para el pase de fluido en el Y-tool para el conjunto BES superior es de tamaño reducido lo que genera una gran restricción y mayor pérdida de carga.
- El by-pass tubing de mayor diámetro es de 2 7/8", lo cual también genera restricción y pérdida de carga para el fluido bombeado por el conjunto BES inferior.
- Presenta un alto riesgo cuando el sistema se pasa a través de dog leg altos.

## 2.8 Sistema de Bombeo Electrosumergible

Dadas las características de los reservorios de Selva Norte y el gran caudal de producción de fluidos que se requiere manejar, el sistema de levantamiento artificial más adecuado es el Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES), como se muestra en la Figura 2.14. Sin embargo, como todo sistema tiene sus ventajas y desventajas, por un lado puede trabajar con un amplio rango de volúmenes pero con la limitante que se debe tener bajo GOR.

Este sistema se subdivide en: Equipos de superficie y Equipos de fondo.

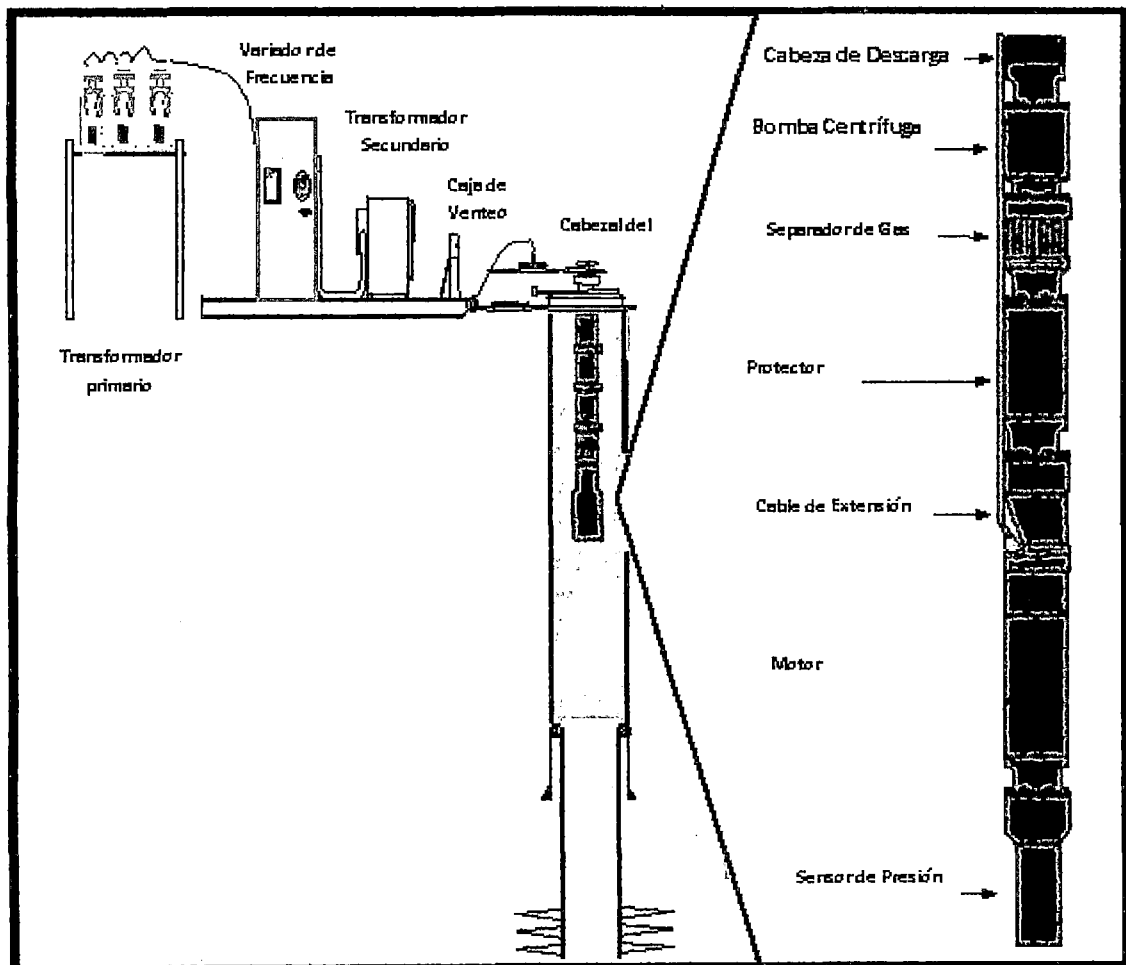


Figura 2.14 Completación con sistema convencional de BES

Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo>

## 2.8.1 Equipos de Superficie

- Alimentación de energía (Generadores eléctricos)
- Transformación reductor (SDT)
- Tablero de control (Variador de frecuencia (VSD) o arrancador directo)
- Transformador elevador (SUT)
- Caja de Venteo

### 2.8.1.1 Alimentación de Energía

Los generadores eléctricos pueden proporcionar energía a base diferentes fuentes de combustible como son el diésel, gas o residual, como se observa en la Figura 2.15. Estos alimentan de energía a los equipos de superficie directamente cuando son equipos satélite o a la línea de alta tensión que proporciona energía eléctrica a todo el campo.



Figura 2.15 Área de Generadores de electricidad  
Fuente: Pluspetrol

### **2.8.1.2 Transformador Reductor (SDT)**

Reduce el voltaje de la línea de alta tensión de 13.8 KV al voltaje de entrada requerido para el variador de frecuencia el cual es entre 460V y 480 V, como se muestra en la Figura 2.16.



Figura 2.16 Transformador Reductor (SDT) y línea de alta tensión  
Fuente: Pluspetrol

### **2.8.1.3 Tablero de Control (Variador o arrancador directo)**

Se encarga de controlar la frecuencia de trabajo del motor del conjunto BES. Existen dos tipos de tableros de control:

#### **2.8.1.3.1 Tablero de celda:**

También llamado tablero de apertura de celda, allí llega la energía de 480 V del transformador reductor y la envía al variador de frecuencia, este se muestra en la Figura 2.17.

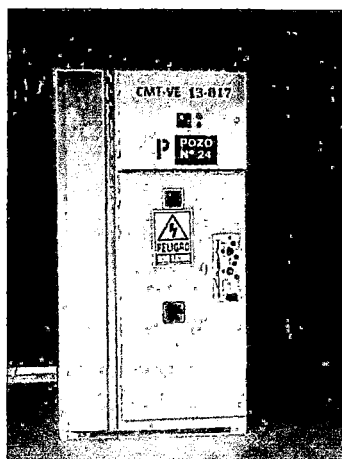


Figura 2.17 Tablero de celda  
Fuente: Pluspetrol

### 2.8.1.3.2 Variador de Frecuencia (VSD):

Permite que el motor de la bomba trabaje a diferentes velocidades variando la frecuencia de corriente, el voltaje y la corriente se suministra de manera gradual para reducir la tensión mecánica y eléctrica del sistema, protege al equipo de fluctuaciones de corriente y puede compensar el desgaste de la bomba aumentando la frecuencia de operación, como se muestra en la Figura 2.18.

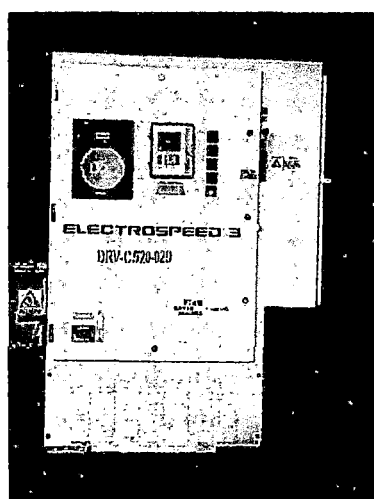


Figura 2.18 Variador de Frecuencia (VSD)  
Fuente: Pluspetrol

#### 2.8.1.4 Transformador Elevador (SUT)

Eleva el voltaje saliente del tablero de control al nominal requerido por el motor del conjunto BES, como se muestra en la Figura 2.19.



Figura 2.19 Transformador elevador (SUT)  
Fuente: Pluspetrol

#### 2.8.1.5 Caja de Venteo

Es una caja que se instala cerca al cabezal del pozo, en el cual se une el cable de potencia que da la energía eléctrica al motor de conjunto BES con el equipo de superficie, como se muestra en la Figura 2.20. Cumple tres funciones importantes:

- 1) Principal punto de conexión entre el cable de fondo y el cable de superficie
- 2) Permite un punto de fácil acceso para un rápido chequeo de los voltajes y la corriente eléctrica del equipo de fondo.
- 3) Permite el venteo de gas atrapado en el cable de fondo.



Figura 2.20 Caja de Venteo  
Fuente: Pluspetrol

## 2.8.2 Equipos de Fondo

- Bomba Centrífuga
- Intake o Separador de Gas
- Sección Sellante o Protectores
- Motor eléctrico
- Cable de Potencia

### 2.8.2.1 Bomba Centrífuga

Trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado. La parte rotativa, el impulsor, genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido (energía potencial más energía cinética), como muestra la Figura 2.21. La parte estacionaria, difusor, dirige el fluido hacia el siguiente impulsor. El impulsor con el difusor conforman una etapa, el número de etapas determina la cabeza de elevación y potencia requerida.

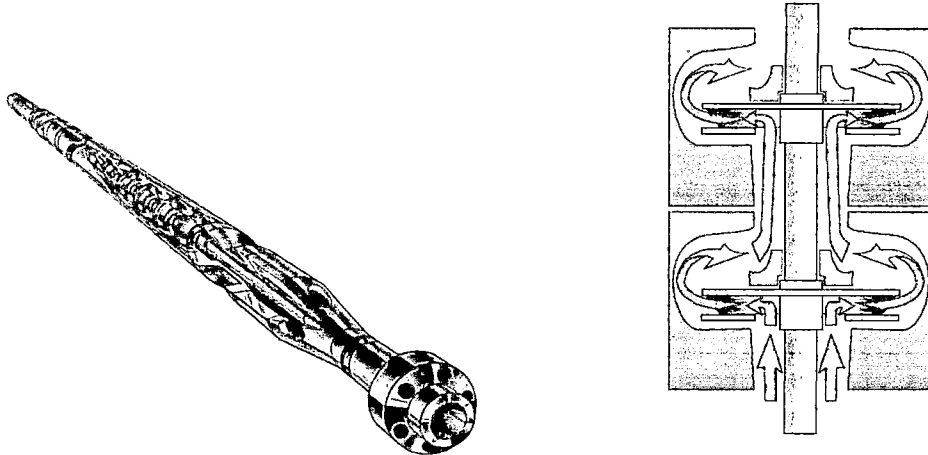


Figura 2.21 Bomba Centrífuga  
Fuente: Baker Hughes

### 2.8.2.2 Intake o Separador de Gas

El intake es un componente con orificio a través del cual ingresa el fluido hacia la bomba centrífuga. Un exceso del 10% de gas libre provoca: una reducción de la eficiencia volumétrica de la bomba, erosión del impulsor y el difusor y vibraciones que pueden destruir los cojinetes.

En los casos que el gas libre supere el 10%, se utilizan separadores de gas, los cuales poseen una cámara rotativa que actúa como una centrífuga, obliga a los fluidos pesados a dirigirse hacia las paredes exteriores y deja que el gas libre migre hacia el centro de la cámara, el gas libre es físicamente separado al final del separador, dirigiendo los líquidos a la entrada de la bomba y venteando el gas hacia el espacio anular, como muestra la Figura 2.22.



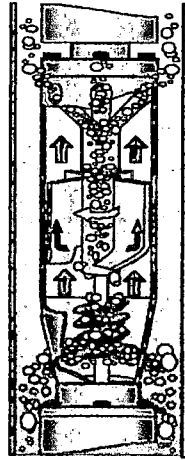


Figura 2.22 Intake o Separador de gas  
Fuente: Baker Hughes

### 2.8.2.3 Sección Sellante o Protectores

Su función más importante es proteger al motor de los fluidos del pozo. El sello ecualiza la presión interna del motor a la presión del espacio anular y evita la entrada de fluidos del pozo al motor por medio de: sellos mecánicos, sistema de bolsas, sistemas laberínticos, como muestra la Figura 2.23.

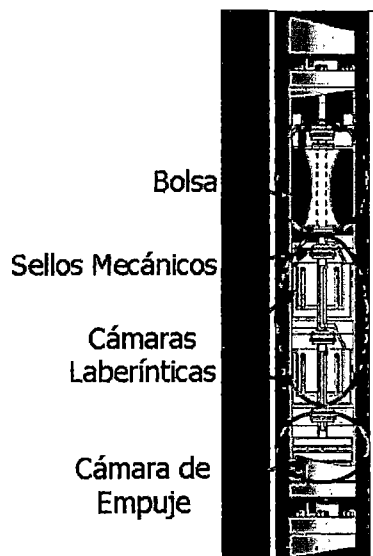


Figura 2.23 Set de Protectores  
Fuente: Baker Hughes

#### 2.8.2.4 Motor Eléctrico

La potencia requerida por la bomba es suministrada por el motor de inducción, bipolar, trifásico y de corriente alterna (AC). Este se compone de un estator bobinado en el cual se alojan varios rotores superpuestos. Una corriente alterna de tres fases crea campos magnéticos que giran en el estator, estos campos magnéticos inducen al rotor y al eje a girar dentro del estator, mediante este eje se transfiere el giro al eje de los sellos, Intake y finalmente al de la bomba lo cual le da la fuerza centrífuga a la misma, como muestra la Figura 2.24. El motor gira a 3600 RPM a 60 Hz, el número de revoluciones se puede controlar variando la frecuencia de operación desde superficie. Pueden soportar temperaturas de hasta 260 °C (500°F). Cabe mencionar que la velocidad mínima a la cual los fluidos deben pasar por el motor es de 1 pie/seg. para mantenerlo refrigerado.

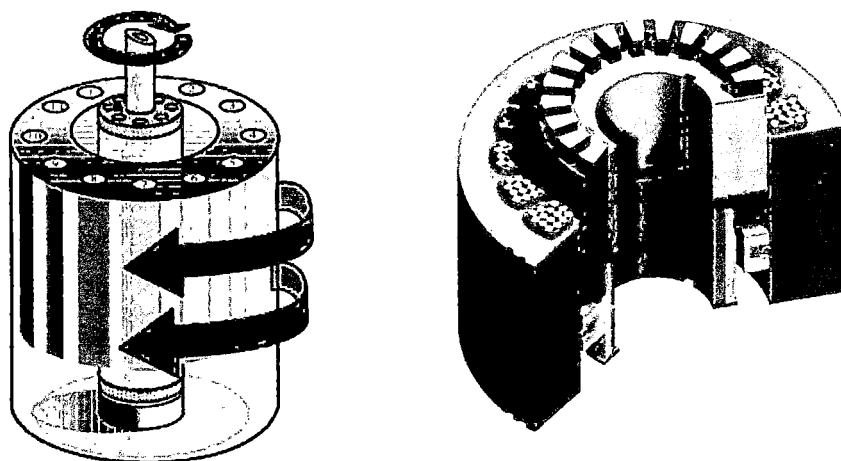


Figura 2.24 Motor Eléctrico  
Fuente: Baker Hughes

#### 2.8.2.5 Cable de Potencia

Es un cable trifásico que se utiliza para dar corriente eléctrica desde los equipos de superficie hasta el motor del equipo electrosumergible. Existe una gran variedad de cables de potencia dependiendo de la potencia de los motores, el espacio anular entre el casing y el conjunto BES (a este cable se le denomina

cable de extensión), y las condiciones del pozo. Consta de 3 cables de acero revestidos con un polímero que sirve de aislamiento, una chaqueta protectora y una armadura de acero, como muestra la Figura 2.25.

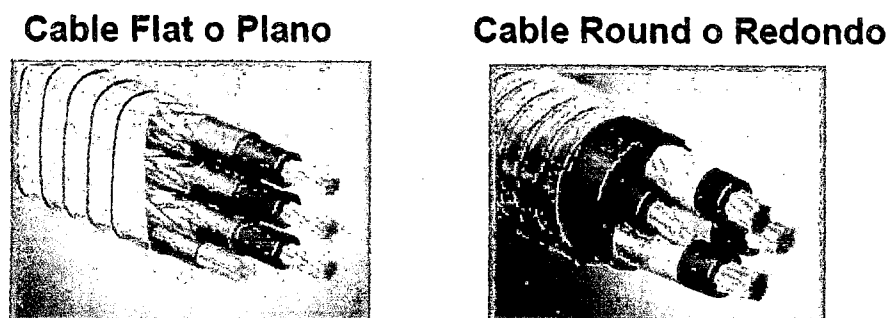


Figura 2.25 Cables de potencia  
Fuente: Schlumberger

**Nota:**

El rendimiento de la bomba electrosumergible se determina empleando agua de gravedad específica 1.0.

## 2.9 Estimación de reservas de un pozo

### 2.9.1 Curvas de Declinación

Actualmente, para estimar las reservas de petróleo se emplean diversos software. En el caso de los pozos de selva se ha utilizado la curva hiperbólica ya que es la que mejor se ajusta a la historia de producción en la mayoría de los casos. Dado que la mayoría de los pozos tiene más de 10 años de producción el cálculo de reservas mediante curvas de declinación es el método más confiable.

### 2.9.2 Radio de drenaje

El cálculo del radio de drenaje aproximado de los pozos y su representación mediante el mapa de burbujas provee información útil en el proceso de selección de áreas de bajo drenaje. Para calcular el radio de drenaje teórico se emplea la ecuación 2.1.

$$r_e = \sqrt{\frac{5.615 \times N \times B_{oi}}{\pi \times H \times \phi \times (1 - S_{wi})}} [pies] \quad 2.1$$

La ecuación anterior también se puede usar para determinar un radio equivalente para el petróleo original in situ (OOIP), el radio equivalente de petróleo drenable y para el radio drenado. Estos radios se presentan en un mapa de burbujas, lo que facilita la identificación visual de potenciales zonas para nuevos pozos o para realizar trabajos de Workover en pozos existentes, como muestra la Figura 2.26. Las burbujas en rojo corresponden al área equivalente de petróleo in situ, las burbujas en verde son equivalentes al petróleo drenable y las burbujas en amarillo refieren al petróleo drenado, estas gráficas se obtienen a través de softwares especializados de reservorios.

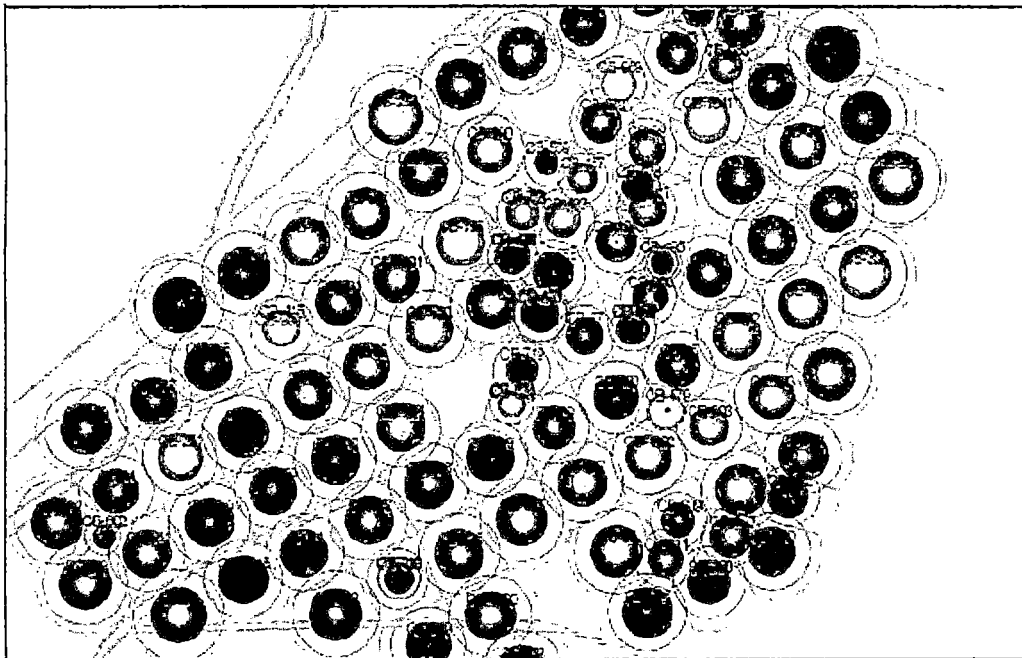


Figura 2.26 Mapa de Burbujas  
Fuente: Tesis Ing. Carlos Ruiz, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador

## **2.10 Selección de pozos candidatos<sup>4</sup>**

Antes de seleccionar los pozos candidatos se debe tomar en cuenta lo siguiente:

### **2.10.1 Tipo de Pozo**

La Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado se puede instalar en pozos verticales, dirigidos y horizontales, teniendo en cuenta que el grado de inclinación y dog leg del pozo no afecten la Completación y para esto el área donde quedará la completación no debe tener un Dog Leg mayor a 1.

### **2.10.2 Diámetro del Casing**

Esta completación está diseñada para instalarse dentro de casing de 9 5/8" principalmente o más, sin embargo también se ha empleado en casing de 7".

### **2.10.3 Estado mecánico del pozo**

La integridad del pozo debe encontrarse en buenas condiciones mecánicas respecto a ovalización, colapso, corrosión, rotura del casing y limpio de sólidos como parafinas, asfaltenos o carbonatos adheridos al casing de preferencia. Para conocer estas condiciones es recomendable hacer un trabajo previo de inspección con alguna herramienta que mida corrosión, espesores y cemento detrás del casing así como bajar una sarta de limpieza y calibración del pozo por lo menos hasta una profundidad inferior al de la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado a bajar.

---

<sup>4</sup>Tesis: Producción de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Ing. Carlos Ruiz. 2007, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

#### **2.10.4 Producción de petróleo**

Se seleccionaran pozos que produzcan de la formación Vivian y/o Chonta, de buen API y prolongado tiempo de vida productiva a futuro, para hacer mas rentable el proyecto.

#### **2.10.5 Producción de agua**

Se tomara en cuenta el contacto agua-petróleo (WOC: Water Oil Contact) y el corte de agua para no tener una excesiva producción de agua.

#### **2.10.6 Producción de Gas**

Se debe tener en cuenta que el GOR máximo no exceda del 10% de gas libre para evitar problemas con la bomba electrosumergible o de ser necesario se emplearía un separador de gas en el Intake. La presión hidrostática del fluido sobre el Intake debe ser mayor a la presión de burbuja para evitar la liberación de gas del fluido.

#### **2.10.7 Producción de Arena**

Pozos con historial productivo de arena y solidos no se tomaran en cuenta por los problemas que ocasionan al equipo de la completación tal como la abrasión.

#### **2.10.8 Análisis de Yacimientos**

Se estudiara principalmente los yacimientos en zonas remotas dado que allí se apreciara en mayor magnitud sus beneficios y ventajas económicas frente a otro tipo de completaciones convencionales.

## CAPÍTULO III

### METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

#### 3.1 Tipo de Investigación

El tipo de investigación que se desarrollará será descriptivo y analítico, ya que se describirá el funcionamiento de la completación dual con sistema redundante encapsulado, se analizarán sus ventajas frente a la completación con un solo sistema BES (convencional), los beneficios económicos, performance del pozo y su aplicación a los pozos de la selva norte del Perú en locaciones remotas principalmente.

Para ello se evaluará un pozo tipo de la selva norte del Perú que se encuentre en una locación remota, se tomará especial énfasis en el análisis económico a lo largo del tiempo para comparar no solo una completación dual con sistema redundante encapsulado frente a una completación con sistema BES convencional sino también realizar un comparación de el empleo de cada uno a lo largo de la vida productiva del pozo tipo.

#### 3.2 Población y muestra

**Población:** “Pozos completados con el sistema BES convencional de la selva norte del Perú”

**Muestra:** “Pozos ubicados en lugares remotos y/o de difícil acceso en los Lotes 8 y 1AB”

### **3.3 Instrumentos de recolección de datos**

- Datos de pozos en producción de la selva norte del Perú de los lotes 1AB y Lote 8, en los cuales se usa el sistema BES convencional, aquí se tienen locaciones remotas que conllevan altos costos de producción y variación en la performance del pozo con el incremento del corte de agua.
- Revisión de publicaciones sobre casos históricos similares en otras partes del mundo, ventajas y desventajas sobre la implementación de la completación dual frente al sistema BES convencional.
- Revisión bibliográfica sobre completaciones con sistemas BES tradicional (beneficios y deficiencias) y completaciones duales.
- Consulta a profesionales que han realizado instalaciones de completaciones duales en otras partes del mundo.
- Consulta a profesionales del área de ingeniería e instaladores de sistemas BES que trabajan en la selva norte del Perú (Lote 1AB y Lote 8).
- Consulta a profesionales de empresas que proveen las herramientas y accesorios para el armado del sistema redundante encapsulado.
- Información adicional de Internet referente al tema de las completaciones duales.



## CAPÍTULO IV

### Diseño de completaciones duales con sistema redundante encapsulado para pozos de la selva norte del Perú

#### 4.1 Conceptos teóricos para el diseño de una Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado<sup>5</sup>

El diseño se hace de la misma manera que el de un sistema BES convencional

##### 4.1.1 Carga

La presión del líquido se puede considerar como la producida por el peso de su columna en un punto dado. Esta columna de líquido se llama carga estática y se expresa en pies de líquido.

Los pies de carga y la presión del líquido son formas diferentes de expresar el mismo valor. En lo referente al bombeo electrosumergible, cuando usa el término presión se refiere a unidades en PSI y cuando se usa el término carga o cabeza se refiere a unidades en pies.

Para las respectivas conversiones se usa la siguiente fórmula:

$$Cabeza = \frac{Presion[psi] \times 2.31 [pies/psi]}{SG_m} [psi] \quad 4.1$$

---

<sup>5</sup>Tesis: Producción de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Ing. Carlos Ruiz, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2007.

#### 4.1.2 Gravedad Específica

Es la relación de densidad de una sustancia respecto a otra de referencia. Para los líquidos la referencia es el agua a 60 F.

La gravedad específica del crudo se halla con el grado API mediante la siguiente fórmula:

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad 4.2$$

#### 4.1.3 Gravedad Específica de la mezcla

Se refiere a la mezcla de crudo y agua y se calcula empleando el corte de agua mediante la siguiente fórmula:

$$SG_{mezcla} = SG_w \times WC + SG_o \times (1 - WC) \quad 4.3$$

$SG_{mezcla}$  = Gravedad específica de la mezcla

$SG_w$  = Gravedad específica del agua

$SG_o$  = Gravedad específica del petróleo

$WC$  = Corte de agua

#### 4.1.4 Gradiente de presión de fluido

La relación de presión con la profundidad en pies (PSI/Pie) que ejerce la columna de fluido.

$$\gamma = 0.052 \times \rho (\text{lbs/gal}) \left[ \frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right] \quad 4.4$$

Donde:

$\gamma$  = Gradiente [Psi/pie]

$\rho$  = Densidad del fluido (lbs/gal)

#### 4.1.5 Gradiente de presión de la mezcla

Se calcula empleando el corte de agua y la gradiente de presión de las sustancias puras.

$$\gamma_{mezcla} = WC \times \gamma_{agua} + [1 - WC] \times \gamma_o \left[ \frac{psi}{pie} \right] \quad 4.5$$

#### 4.1.6 Presión de fondo de pozo

Es la presión a la profundidad promedio de las formaciones productoras (MMP). Cuando el pozo esta cerrado se denomina presión estática de fondo del pozo y cuando esta en producción se conoce como presión fluyente de fondo (Pwf). Para todos los cálculos se considera que la presión estática es igual a la presión de reservorio.

#### 4.1.7 Drawdown (Diferencial de presión)

El drawdown (DD) es la diferencia entre la presión de reservorio y la presión fluyente de fondo.

$$P_{wf} = P_r - DD \quad 4.6$$

Dónde:

Pr = Presión de reservorio

DD = Drawdown

#### 4.1.8 Profundidad del punto medio de los perforados (MPP)

Es la profundidad promedio de los intervalos baleados de las arenas productoras que están abiertas.

$$MPP = \frac{h_{tope} + h_{fondo}}{2} [pies] \quad 4.7$$

Donde:

$h_{tope}$  = Profundidad del primer intervalo perforado

$h_{fondo}$  = Profundidad del último intervalo perforado

#### 4.1.9 Cálculo de pérdidas por fricción

Es la pérdida de presión debido al esfuerzo de flujo del fluido a través de la tubería de producción. Para efectos prácticos se considera que todo el fluido es agua dado que en la actualidad los pozos de la selva norte del Perú tienen un corte de agua por encima del 90% y se calcula empleando la Figura 4.1.

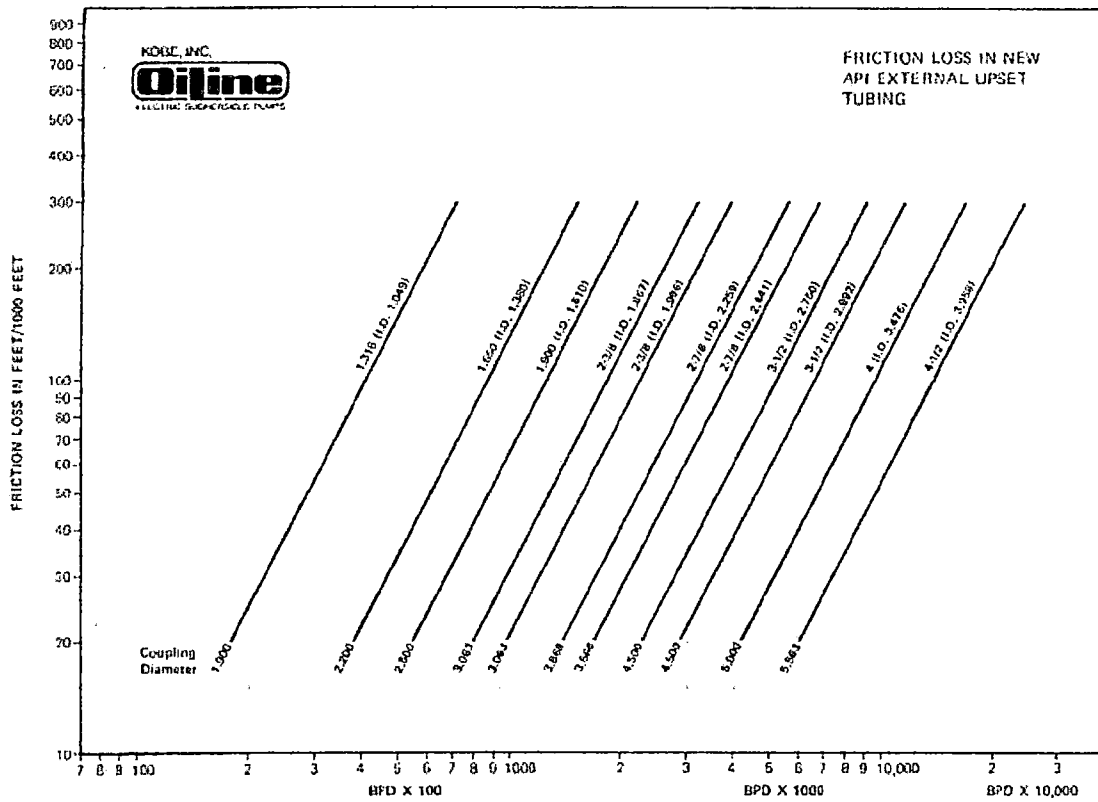


Figura 4.1 Pérdidas por fricción  
 Fuente: Tesis Ing. Carlos Ruiz, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador

#### 4.1.10 Dimensionamiento de la Bomba

##### 4.1.10.1 Datos requeridos

En primer lugar, para optar por el sistema de bombeo electrosumergible se deben tener los datos iniciales del caudal del pozo. Para realizar el diseño del equipo los datos deben ser confiables, verificados y actuales.

##### 4.1.10.2 Tamaño, peso y profundidad de asentamiento del casing

Dado que los sistemas Electrosumergibles son de diversos tamaños según el caudal a manejar, es necesario conocer el tamaño del casing y su diámetro interno

para garantizar que el equipo de bombeo electrosumergible podrá pasar a través del interior del casing.

#### **4.1.10.3 Profundidad de intervalos perforados**

El fluido de producción es quien se encarga de la refrigeración del motor del sistema BES cuando este se encuentra en funcionamiento. Si el motor se ubica por debajo de los perforados éste podría sobrecalentarse y dañarse debido a que el fluido no pasa por la parte externa del motor enfriándolo sino que ingresa directamente al Intake de forma radial por lo cual haría necesario la instalación de una cubierta externa o camisa para el motor (Motor Jacket) para lograr que el fluido haga dicho recorrido.

#### **4.1.10.4 Dimensiones de la tubería de producción**

Del tamaño de la tubería de producción se calcula la pérdida por fricción, la cual se requiere para el diseño para calcular la carga dinámica total en pies que debe generar la bomba para llevar el fluido del fondo a superficie.

#### **4.1.10.5 Gravedad API del petróleo, corte de agua y relación gas-petróleo (GOR)**

Estos datos son importantes para calcular la viscosidad del fluido además de otros tales como la temperatura.

#### **4.1.10.6 Gravedad Específica del fluido de producción**

Se requiere para calcular cuanta potencia requiere el motor para levantar la mezcla de fluidos de producción (agua, petróleo y gas).

#### 4.1.10.7 Temperatura del fondo del pozo (BHT)

Es importante para seleccionar el tipo de cable de potencia a usar, la viscosidad del fluido a producir y cuanto podrá refrigerarse el motor.

#### 4.1.10.8 Índice de productividad (IPR)

Permite conocer la capacidad productiva del pozo a medida que varía el Drawdown en la cara de la formación.

#### 4.1.10.9 Presión de cabeza del pozo (THP)

Garantiza que el fluido de producción llegue a la batería o tanque de almacenamiento. Es necesario incluir la presión de cabeza en la tubería de producción en los cálculos de la carga dinámica total en pies (TDH).

#### 4.1.10.10 Nivel de sumergencia y presión de entrada de la bomba (PIP) deseada

Con este dato determinamos la profundidad de asentamiento de la bomba. En la mayoría de casos no es necesario sumergir el conjunto BES lo máximo posible, esto permite ahorrar costos en tubería de producción y cable de potencia.

$$\Delta P = (MPP - prof.bomba) \times SG_m \times 0.433 \quad 4.8$$

$$PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P \quad 4.9$$

$$Sumergencia = \frac{PIP}{0.433 \times SG_o} \quad 4.10$$

#### **4.1.10.11 Voltajes disponibles en superficie**

Antes de determinar el diseño del bombeo electrosumergible y los componentes de superficie es importante conocer los voltajes o potencia disponibles. Esta información es muy importante por lo siguiente:

- a) Evitar que una fuente errada de potencia dañe alguno de los componentes eléctricos como: motor, transformador elevador, variador o controlador de frecuencia y transformador reductor.
- b) Evitar que a las condiciones de operación el sistema quede limitado porque alguno de sus componentes no pueda soportar cargas eléctricas superiores mientras que la bomba y el motor aun puedan obtener ganancias de producción.

### **4.2 Criterios de diseño de la Completación Dual con sistema Redundante Encapsulado<sup>6</sup>**

#### **4.2.1 Recopilación de datos**

##### **a) Estado Mecánico**

- Diámetros del casing y liner
- Diámetro de la tubería de producción
- Intervalos perforados
- Desviación del pozo (inclinación y dog legs)
- Problemas de corrosión



b) Datos de producción actuales

- Presión estática de fondo
- Presión de cabeza en tubos y forros
- Último caudal de producción y caudal deseado
- Profundidad del tope de los perforados (TPP)
- Temperatura de fondo (BHT)
- Relación gas-petróleo (GOR)
- Corte de agua
- Índice de Productividad (PI)

c) Datos del fluido

- Gravedad API del crudo
- Gravedad específica del agua de formación (SGW)
- Gravedad específica del gas (SGg)
- Presión de burbuja (Pb)
- Viscosidad del crudo

d) Fuentes de energía

- Voltajes disponibles en superficie
- Frecuencia en superficie

#### e) Historial del Pozo

- Antecedentes de falla del conjunto BES
- Producción de arena
- Formación de scale (carbonatos)
- Depositación de parafinas o asfáltenos

#### 4.2.2 Capacidad de producción

Se debe determinar la productividad del pozo a la profundidad de la bomba o determinar la profundidad de asentamiento según el rate de producción deseado. También se debe predecir el comportamiento del pozo, usando el índice de productividad (PI) o la relación de desempeño de flujo de Vogel (IPR) según sea el tipo de yacimiento.

#### 4.2.3 Cálculos de gas

Es necesario hacer el cálculo de la cantidad de gas que va a manejar la bomba para determinar si se requiere un separador de gas en la entrada de la bomba (Intake). Si se tiene exceso de gas en el intake la bomba se puede bloquear o tener problemas para llevar el fluido hasta superficie. Esto se debe a que el gas ocasiona variación constante en la presión y densidad del fluido. Por ello la presión en el Intake siempre debe ser mayor a la presión de burbuja.

#### 4.2.4 Relación gas-aceite

$$R_s = SG_g \left( \frac{P_b}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times API}}{10^{0.00091 \times T}} \right)^{1.2048} \quad 4.11$$

Dónde:

$SG_g$  = Gravedad específica del gas

$P_b$  = Presión de burbuja

$T$  = Temperatura del fondo del pozo (F)

#### 4.2.5 Factor Volumétrico de formación

$$B_o = 0.972 + 0.000147 \times F^{1.175} \quad 4.12$$

Dónde:

$$F = R_s \left( \frac{SG_g}{SG_o} \right) + 1.25 \times T \quad 4.13$$

$SG_g$  = Gravedad específica del gas

$SG_o$  = Gravedad específica del petróleo

$T$  = Temperatura del fondo del pozo (F)

#### 4.2.6 Factor Volumétrico del gas

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \quad 4.14$$

Donde:

$Z$  = Factor de compresibilidad del gas

$T$  = Temperatura del fondo del pozo (en R,  $R=460+F$ )

$P$  = Presión de surgencia (psi)

El volumen de agua y gas libre se puede determinar conociendo el GOR con la siguiente fórmula.

$$Gas\_Total = \frac{GOR \times BOPD}{1000} [MPCD] \quad 4.15$$

El gas en solución a la profundidad de asentamiento se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$Gas\_en\_solucion = \frac{Rs \times BOPD}{1000} [MPCD] \quad 4.16$$

El gas libre que ingresa al Intake será:

$$Gas\ libre = Gas\ Total - Gas\ en\ solución \quad 4.17$$

Para calcular los volúmenes de petróleo, agua y gas respectivamente a la profundidad de la bomba se usarán las siguientes ecuaciones:

$$V_o = BOPD \times B_o [BOPD] \quad 4.18$$

$$V_w = BWPD \times B_w [BWPD] \quad 4.19$$

$$V_g = Gas\_Libre \times B_g [BGPD] \quad 4.20$$

El volumen total que manejará la bomba será:

$$V_T = V_o + V_g + V_w \quad 4.21$$

Para el sistema BES se recomienda que la cantidad de gas libre no exceda del 10% del volumen total, lo cual se calcula de la siguiente manera:

$$Gas\_libre = \frac{V_g}{V_T} \times 100\% \quad 4.22$$

Cuando la cantidad de gas es mayor al 10% es necesario utilizar un separador de gas.

#### 4.2.7 Cálculo de la cabeza dinámica total en pies (TDH)

El TDH se refiere a la cabeza que la bomba debe vencer para llevar el fluido desde el subsuelo hasta el tanque de almacenamiento (Batería) en superficie, como muestra la Figura 4.2. Se calcula de la siguiente manera:

$$TDH = LNV + \text{Pérdida por fricción} + THP \text{ [pies]} \quad 4.23$$

Dónde:

LNV: Levantamiento Neto Vertical, es la cabeza en pies que requiere levantar la bomba desde el nivel dinámico de fluido.

Pérdidas por fricción: debido al rozamiento entre el fluido y la tubería de producción, se halla mediante curvas y gráficos de fricción según el diámetro de la tubería de producción.

THP: Es la cabeza requerida para que el fluido entre al sistema de superficie y llegue hasta la batería de almacenamiento.

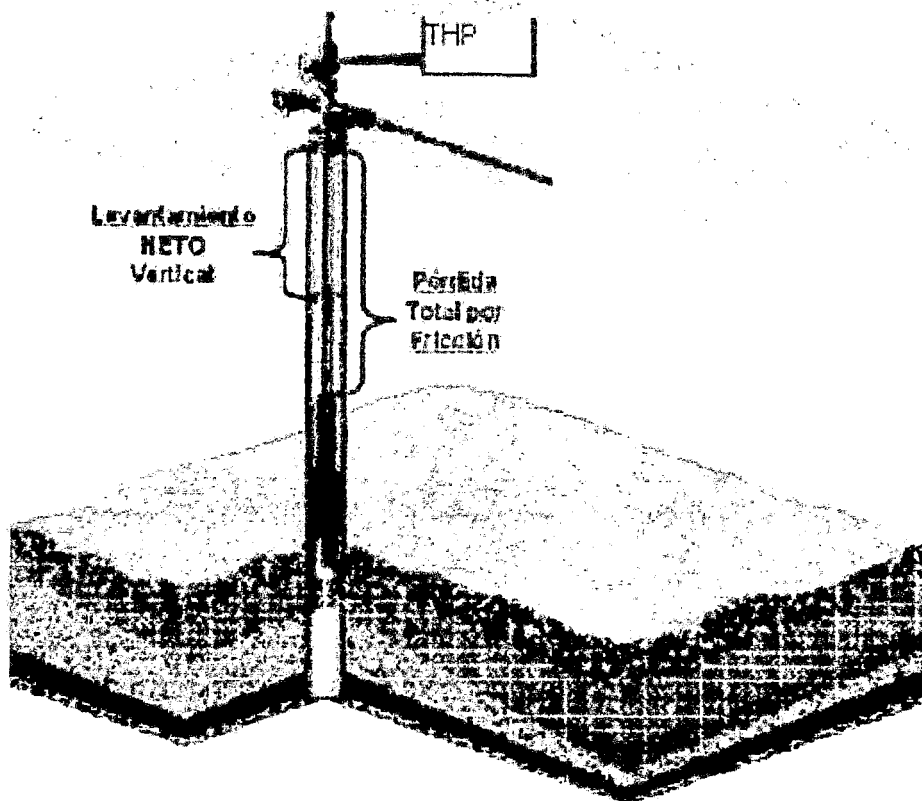


Figura 4.2 Cabeza dinámica total  
Fuente: Tesis Ing. Carlos Ruiz, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador

#### 4.2.8 Selección del tipo de bomba

Para esto nos apoyamos de los catálogos de las compañías de servicio que proporcionan los equipos BES, según el caudal deseado y la cabeza dinámica total se seleccionara la bomba con el mejor performance.

#### 4.2.9 Tamaño de componentes

Usando los catálogos de las compañías de servicio seleccionamos el número de etapas que tendrá la bomba, el tamaño óptimo del conjunto de sellos y motor además de verificar las limitaciones de cada componente.

$$\text{Numero\_de\_etapas} = \frac{TDH}{\text{Cabeza\_por\_etapa}} \quad 4.24$$

Para calcular la potencia del motor que requiere la bomba se toma en cuenta la potencia por cada etapa y se emplea la siguiente ecuación:

$$HP = (\text{Numero de etapas totales}) * (\text{HP por etapa}) \quad 4.25$$

#### 4.2.10 Selección del cable

Otro de los puntos importantes para que finalmente todo el conjunto BES funcione es la selección adecuada del cable de potencia, esto involucra: tamaño, tipo y longitud.

La longitud del cable depende de factores como la caída de voltaje y amperaje.

El tipo de fluido depende del fluido del pozo, la temperatura y el espacio anular disponible. La armadura de revestimiento debe poder soportar temperatura y ambientes corrosivos.

La longitud del cable va de la mano con la profundidad de asentamiento del intake de la bomba, además del tema de costos del cable. Generalmente se adicionan 200 pies de cable para empalmar el cable de potencia con el equipo de superficie.

Para calcular la caída de voltaje a lo largo toda la longitud del cable se emplea la Figura 4.3.

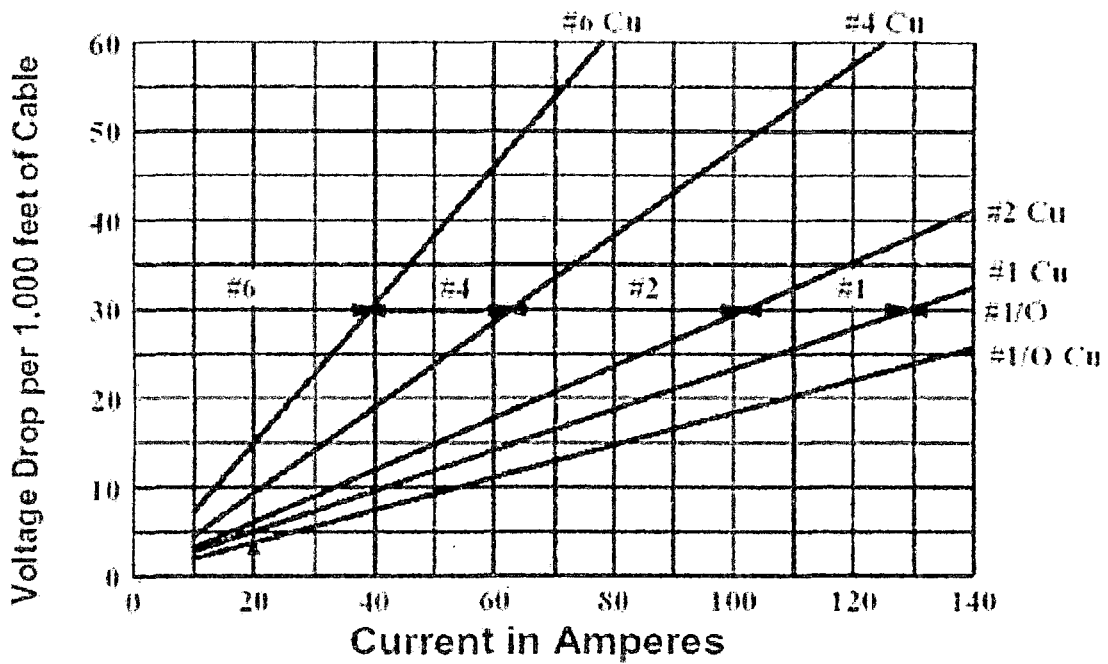


Figura 4.3 Caída de Voltaje  
Fuente: Tesis Ing. Carlos Ruiz, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador

#### 4.2.11 Capacidad del equipo eléctrico

Para la selección del transformador y el variador se calcula en primer lugar la potencia requerida por los equipos de superficie para el desempeño óptimo de los equipos de fondo. La potencia eléctrica se mide en Kilovoltio-amperio con la siguiente ecuación:

$$KVA_{Superficie} = \frac{1.732 \times V_{superficie} \times A_{motor}}{1000} \quad 4.26$$



Dónde:

$V_{superficie}$  = Voltaje en superficie

$A_{motor}$  = Amperaje normal del motor

Para el voltaje de superficie se requiere conocer el voltaje del motor y las pérdidas del cable usando la siguiente ecuación:

$$V_{Superficie} = \frac{\frac{V_{perdida}}{1000pies} \times Longitud\_Cable}{1000} + Voltaje\_motor \quad 4.27$$

#### 4.3 Diseño para el Pozo 1X

Se tomó un pozo tipo de un campo remoto de la selva norte del Perú para analizar como varia el Índice de Productividad (PI) luego de cada intervención e intentar establecer una relación entre el número de intervenciones y la variación del PI, sin embargo se vio que este no variaba de manera significativa por el contrario rápidamente se recuperaba con lo cual se tiene que el Índice de Productividad del pozo no depende del número de intervenciones o del sistema de levantamiento artificial a emplear sino del comportamiento mismo del reservorio.

Tal como se observa en la Figura 4.4, con datos de un pozo real, la producción de fluido total luego de cada intervención no ha disminuido por lo cual no se observa un daño significativo, se visualiza la tendencia normal de disminución de producción de crudo y de aumento de producción de agua por lo que se incrementó el caudal de extracción de la bomba electrosumergible pero ello solo produjo un aumento en el corte de agua.

**Producción real al 30 de Marzo de 1994:**

1811 BOPD x 2540 BFPD x 28.7 % WC (25.5 API).

**Producción real al 26 de Agosto del 2012:**

379 BOPD x 2967 BFPD x 78.23 % WC (25.5 API).

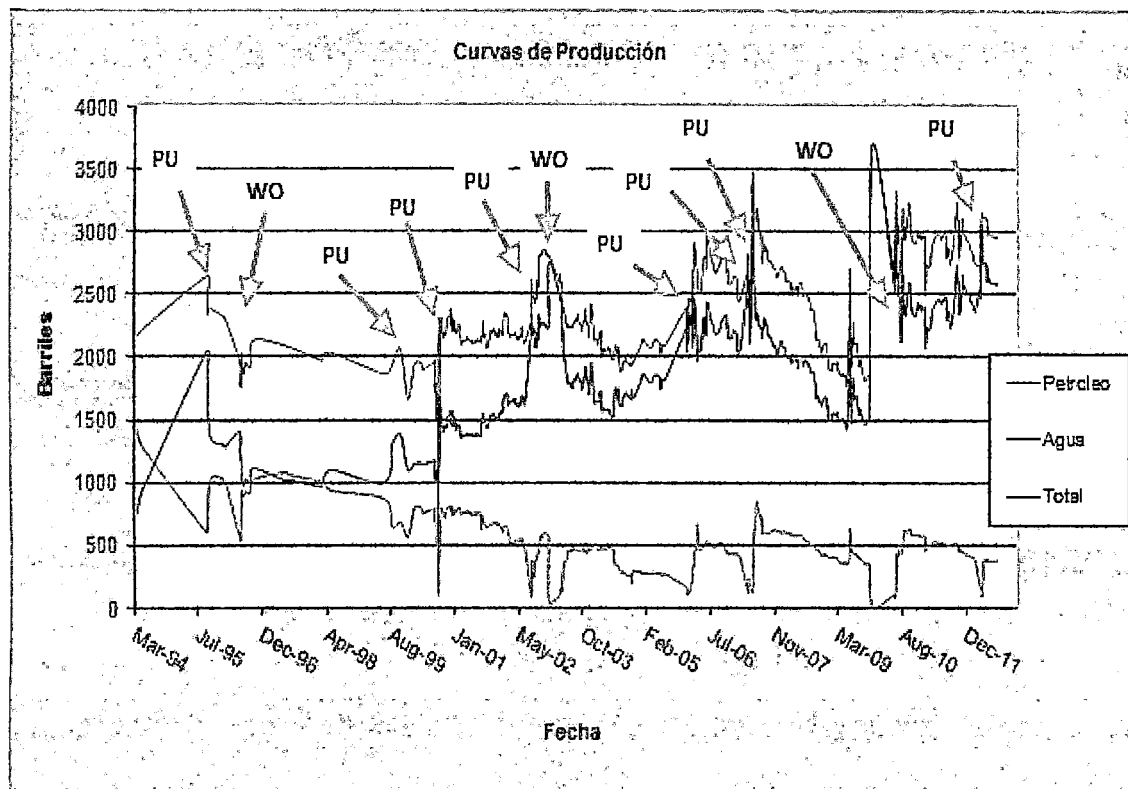


Figura 4.4 Intervenciones del pozo a lo largo del tiempo  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

Dónde:

1. PU (Pulling): Trabajo en el cual solo se efectuó un cambio de sistema BES convencional.
2. WO (Workover): Trabajo en el cual se realizaron trabajos como rebaleo, limpieza de pozo, estimulaciones, etc.

A partir de esta grafica tomada de un pozo real se realizaran los cálculos de la tendencia y la proyección a futuro de producción del pozo, con los cuales se obtendrá el perfil de producción a lo largo del tiempo para el pozo 1X.

Para calcular la tendencia de producción se realizó una regresión del tipo exponencial. Esta se visualiza en la Figura 4.5 como una línea color rojo.

Para calcular la proyección a lo largo del tiempo se determinó la ecuación de la curva la cual se muestra Fórmula 4.28 y esta se extrapolo para 30 años más de producción. Ésta se visualiza en la Figura 4.5 como una línea color negra.

$$y = 222492479755054x e^{-0.000159498351257(x)} \quad 4.28$$

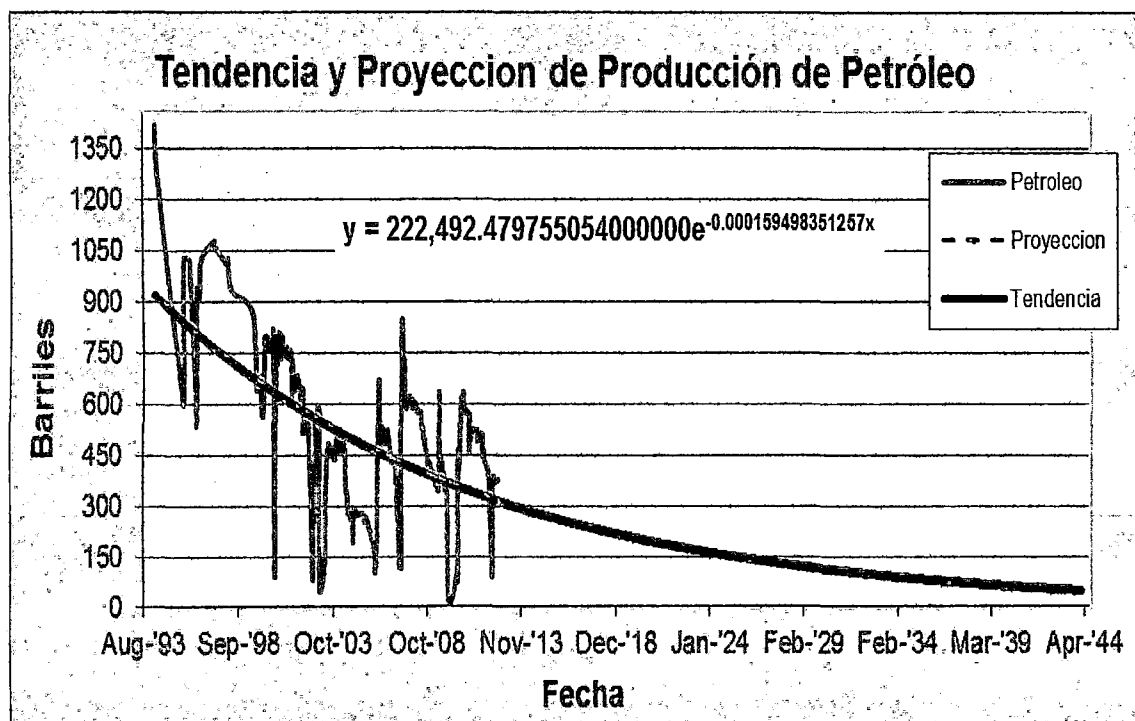


Figura 4.5 Tendencia de producción de petróleo del pozo 1X  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

## CAPÍTULO V

### Análisis Económico

El análisis de resultados va de la mano con un análisis técnico-económico del proyecto del uso de la completación dual con sistema redundante encapsulado para los pozos de la selva norte del Perú, esto significa que se evaluará la rentabilidad del proyecto para el escenario propuesto usando diversos indicadores económicos como lo son: el flujo de caja, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

#### 5.1 Conceptos teóricos Técnico – Económicos

##### 5.1.1 Flujo de caja

El flujo de caja o flujo de fondos (en inglés: Cashflow) se refiere al flujo de todos los ingresos y egresos que se tienen durante el periodo de tiempo que dura el proyecto. Dependiendo del proyecto el periodo de tiempo a usar es años.

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad 5.1$$

##### 5.1.2 Valor Actual Neto (VAN)

Es el valor actual de los flujos de caja netos menos la inversión inicial.

Se considera que un proyecto es rentable si el valor actual neto positivo, entre 2 proyectos el más rentable es el que tenga el valor actual neto más alto.

$$VAN = -C_0 + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \frac{C_3}{(1+i)^3} + \frac{C_4}{(1+i)^4} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad 5.2$$

Dónde:

$C_0$  = Inversión inicial

$C_n$  = Flujo de caja neto en un periodo n

$i$  = Tasa de interés

$n$  = Numero de años del flujo de caja

### 5.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se denomina a la tasa que hace que el valor actual neto de una inversión sea cero (VAN = 0).

Para ver que un proyecto sea económicamente rentable también requiere que la tasa interna de retorno (TIR) sea mayor que la tasa de interés actualizada.

$$VAN = -C_0 + \frac{C_1}{(1+TIR)} + \frac{C_2}{(1+TIR)^2} + \frac{C_3}{(1+TIR)^3} + \frac{C_4}{(1+TIR)^4} + \dots + \frac{C_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad 5.3$$

Dónde:

$C_0$  = Inversión inicial

$C_n$  = Flujo de caja neto en un periodo n

$n$  = Numero de años del flujo de caja

## 5.2 Evaluación del Proyecto

Para hacer el análisis económico del proyecto se requiere tomar en cuenta lo siguiente:

### a) Precio del crudo

El precio es siempre un factor muy importante a tomar en cuenta para ver la factibilidad de cada proyecto de inversión. Este ha presentado drásticas variaciones a lo largo del tiempo, como muestra la Figura 5.1, sin embargo en los últimos meses la tendencia se ha mantenido alrededor de los 100 dólares/barril.

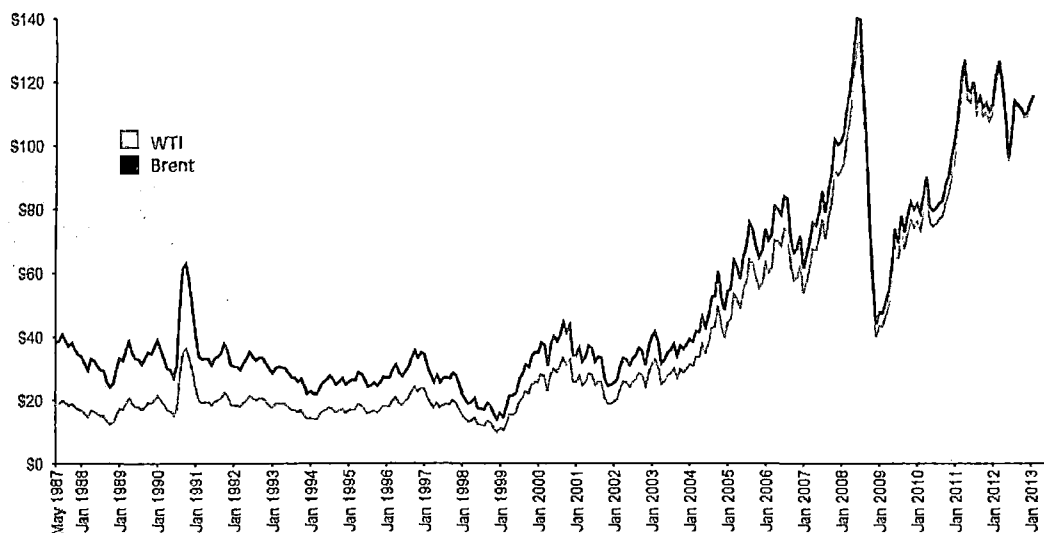


Figura 5.1 Variación del precio del crudo a lo largo del tiempo

En la selva norte del Perú se tienen 2 tipos de crudo llamados Crudo Loreto y Crudo Maynas, los cuales tienen como referente al crudo West Texas Intermediate (WTI). Sin embargo la empresa que actualmente opera en la selva norte del Perú tiene un tipo de contrato especial que le permite ofertar a valores más cercanos al WTI, aproximadamente: 90 \$/Bls y con regalías de alrededor del 30%.

Precio de venta referencial = \$90

Regalías = (Vol. Producido)\*precio referencial\*30%

### b) Perfil de Producción

Se muestra el comportamiento productivo de crudo y agua a lo largo del tiempo con los cuales obtenemos la tendencia de producción y la proyección a futuro.

La Tabla 5.1 muestra la historia de producción del Pozo 1X, obtenido de la Formula 4.28 y una bomba de 3000 BIs para hallar el agua por diferencia.

<b>PERFIL DE PRODUCCION DEL POZO 1X</b>			
<b>FECHA</b>	<b>BOP</b>	<b>BWP</b>	<b>WC (%)</b>
8/29/1994	896	2104	70.13
12/27/1994	879	2121	70.70
4/26/1995	862	2138	71.27
8/24/1995	846	2154	71.80
12/22/1995	830	2170	72.33
4/20/1996	814	2186	72.87
8/18/1996	799	2201	73.37
12/16/1996	784	2216	73.87
4/15/1997	769	2231	74.37
8/13/1997	754	2246	74.87
12/11/1997	740	2260	75.33
4/10/1998	726	2274	75.80
8/8/1998	712	2288	76.27
12/6/1998	699	2301	76.70
4/5/1999	685	2315	77.17
8/3/1999	672	2328	77.60
12/1/1999	660	2340	78.00
4/29/2000	644	2356	78.53
8/27/2000	632	2368	78.93
12/25/2000	620	2380	79.33
4/24/2001	608	2392	79.73
8/22/2001	597	2403	80.10
12/20/2001	585	2415	80.50
4/19/2002	574	2426	80.87
8/17/2002	563	2437	81.23
12/15/2002	553	2447	81.57
4/14/2003	542	2458	81.93
8/12/2003	532	2468	82.27
12/10/2003	522	2478	82.60
4/8/2004	512	2488	82.93
8/6/2004	502	2498	83.27
12/4/2004	493	2507	83.57
4/3/2005	483	2517	83.90
8/1/2005	474	2526	84.20
12/29/2005	463	2537	84.57
4/28/2006	454	2546	84.87
8/26/2006	446	2554	85.13
12/24/2006	437	2563	85.43
4/23/2007	429	2571	85.70
8/21/2007	421	2579	85.97

12/19/2007	413	2587	86.23
4/17/2008	405	2595	86.50
8/15/2008	397	2603	86.77
12/13/2008	390	2610	87.00
4/12/2009	382	2618	87.27
8/10/2009	375	2625	87.50
12/8/2009	368	2632	87.73
4/7/2010	361	2639	87.97
8/5/2010	354	2646	88.20
12/3/2010	347	2653	88.43
4/2/2011	341	2659	88.63
8/30/2011	333	2667	88.90
12/28/2011	326	2674	89.13
4/26/2012	320	2680	89.33
8/24/2012	314	2686	89.53
12/22/2012	308	2692	89.73
4/21/2013	302	2698	89.93
8/19/2013	297	2703	90.10

Tabla 5.1 Perfil de Producción del pozo 1X  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

## 5.2.1 Costo – Beneficio para el Pozo 1X

### 5.2.1.1 Costos operativos<sup>6</sup>

Para este caso se tomarán en cuenta pozos ya existentes y en producción, los cuales se encuentran en locaciones remotas que ya cuentan con las facilidades de superficie como oleoductos, equipos eléctricos de superficie y helipuerto para la logística y el traslado del personal.

Por lo cual solo se evaluará el costo adicional que implica el uso del sistema redundante encapsulado y para el costo de producción se emplearán diferentes parámetros como costo de producción de crudo, costo de inyección de agua y transporte a través del oleoducto.

#### 5.2.1.1.1 Costo de Producción de Petróleo

El costo de producción de Petróleo en la selva norte del Perú es de aproximadamente 20 \$/Bls.



#### **5.2.1.1.2 Costo de Inyección de agua**

El costo de inyección del agua de formación producida en la selva es 0.12 \$/Bls.

#### **5.2.1.1.3 Costo de transporte de crudo a través del oleoducto Nor-peruano**

El costo por el transporte de crudo es aproximadamente 7 \$/Bls.

#### **5.2.1.1.4 Pago de regalías al estado peruano**

Las regalías que se pagan al estado peruano están en función de la canasta de producción de hidrocarburos, este presenta una variación del 30% de la producción fiscalizada.

Usando este dato realizamos las corridas económicas para calcular los egresos totales.

#### **5.2.1.2 Inversión**

Para determinar los costos de inversión total se tomará el costo de los equipos del sistema redundante encapsulado, el costo del servicio al pozo y los trabajos de acondicionamiento de la locación. Además, se hará el comparativo con trabajos que emplean el Sistema BES Convencional para más adelante realizar sus respectivas evaluaciones económicas y ver si el proyecto en mención es viable.

A continuación se detallan los costos para el trabajo de instalación y reacondicionamiento para una Completación dual con Sistema Redundante Encapsulado (Tabla 5.3) y el costo de una instalación y reacondicionamiento empleando el Sistema BES Convencional (Tabla 5.5), para ello se tomó tiempos y costos reales:

---

<sup>6</sup>Costo Operativo: Basado en el análisis económico de proyectos de Workover de la Cía. Pluspetrol.

**5.2.1.2.1 Costo de la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado y trabajo de reacondicionamiento del pozo 1X**

Actividad	Tiempo Estimado	
	Horas	Días Acum.
<b>Movimiento y Armado de equipo</b>	<b>159.0</b>	<b>6.6</b>
Trasteo de equipo	96.0	4.0
Armar de equipo	48.0	6.0
Desfogar pozo	3.0	6.1
Recepcionar agua fresca	3.0	6.3
Circular, acondicionar o matar pozo	1.0	6.3
Levantar mástil	2.0	6.4
Desarmar puente de producción y cabezal de pozo	3.0	6.5
Armar BOP Stack	3.0	6.6
<b>Sacar sistema de levantamiento artificial</b>	<b>38.5</b>	<b>1.6</b>
Subir templador y desasentar TBG Hanger	1.0	6.7
Aflojar y retirar crossovers, Pup Joint, TBG Hanger	1.0	6.7
Sacar conjunto BES con tubería en simples	30.0	8.0
Empalme - Cambiar carrete	2.0	8.0
Aflojar y retirar crossovers, Pup Joint (cabeza de descarga)	0.5	8.1
Desarmar BES	4.0	8.2
<b>Bajada de BHA de Limpieza y Calibración</b>	<b>51.0</b>	<b>2.1</b>
Armar Plug Tester - Probar BOP Stack	3.0	8.4
Armar, bajar, sacar y desarmar BHA	48.0	10.4
<b>Bajar sistema de levantamiento artificial</b>	<b>73.5</b>	<b>3.1</b>
Armar BES	16.0	11.0
Colocar y ajustar crossovers, Pup Joint (cabeza de descarga)	1.0	11.1
Bajar BES con tubería en simples	40.0	12.7
Cambiar carrete y colocar caseta de empalme	4.0	12.9
Realizar empalme en cable de potencia	6.0	13.1
Colocar y ajustar crossovers, Pup Joint, Tubing Hanger	1.0	13.2
Realizar epoxy	5.0	13.4
Sentar TBG Hanger	0.5	13.4
<b>Desarmar equipo</b>	<b>50.0</b>	<b>2.1</b>
Desarmar equipo	36.0	14.9
Desarmar BOP Stack	3.0	15.0
Armar cabezal de pozo	3.0	15.2
Bajar mástil	2.0	15.3
Pasar cable por conductora/caja de venteo	2.0	15.3
Realizar conexiones de superficie	1.0	15.4
Arrancar BES	1.0	15.4
Probar pozo	2.0	15.5
<b>Otros</b>	<b>36.0</b>	<b>1.5</b>
Otros - OP	36.0	17.0
	<b>408.0</b>	<b>17.00</b>

Tabla 5.2 Tiempo de la completación dual con Sistema Redundante del pozo 1X  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

<p align="center"><b>COSTOS DEL SERVICIO DE POZO INSTALACIÓN DEL SISTEMA REDUNDANTE ENCAPSULADO</b></p> <p align="center"><b>POZO: 1X</b></p>					
	ITEM	UNID.	\$/UND.	COSTO	
Equipo	Movimiento/ armado/ desarmado del equipo	6	9196	55176	
	Costo del equipo/personal	11	10452	114972	<b>170148</b>
Transporte	Camiones	1	250	250	
	Carga aérea	1	50000	50000	
	Transporte aéreo	1	1000000	1000000	
	Carga maritime	1	10000	10000	<b>1060250</b>
Servicios	Inspección de tuberías	1	4000	4000	
	Servicio de armado del BES	2	1250	2500	
	Servicio de desarmado del BES	2	1250	2500	
	Servicios de comunicación	1	1000	1000	<b>10000</b>
Materiales	Conjunto BES	2	250000	500000	
	Cable de Potencia (doble)	14000	10	140000	
	Materiales Varios (Cabezal, tubing hanger, etc.)	1	80000	80000	
	Tubería de Producción nueva	300	650	195000	
	Casing - 6 tubos	6	1000	6000	
	Químicas para fluido de Workover	1	12000	12000	
	Combustible	17	350	5950	
	Materiales del Sistema Redundante	1	180000	180000	<b>1118950</b>
Locación	Reparación de locación y plataforma	1	320000	320000	<b>320000</b>
Otros	Supervisor	17	500	8500	<b>8500</b>
	Alimentación y alojamiento	17	600	10200	<b>10200</b>
<b>TOTAL</b>					<b>2,698,048</b>

Tabla 5.3 Costo de la completación dual con Sistema Redundante del pozo 1X  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

### 5.2.1.2.2 Costo de la Completación con Sistema BES Convencional

Actividad	Tiempo Estimado	
	Horas	Días Acum.
<b>Movimiento y Armado de equipo</b>	<b>159.0</b>	<b>6.6</b>
Trasteo de equipo	96.0	4.0
Armar de equipo	48.0	6.0
Desfogar pozo	3.0	6.1
Recepcionar agua fresca	3.0	6.3
Circular, acondicionar o matar pozo	1.0	6.3
Levantar mástil	2.0	6.4
Desarmar puente de producción y cabezal de pozo	3.0	6.5
Armar BOP Stack	3.0	6.6
<b>Sacar sistema de levantamiento artificial</b>	<b>38.5</b>	<b>1.6</b>
Subir templador y desasentar TBG Hanger	1.0	6.7
Aflojar y retirar crossovers, Pup Joint, TBG Hanger	1.0	6.7
Sacar conjunto BES con tubería en simples	30.0	8.0
Empalme - Cambiar carrete	2.0	8.0
Aflojar y retirar crossovers, Pup Joint (cabeza de descarga)	0.5	8.1
Desarmar BES	4.0	8.2
<b>Bajada de BHA de Limpieza y Calibración</b>	<b>51.0</b>	<b>2.1</b>
Armar Plug Tester - Probar BOP Stack	3.0	8.4
Armar, bajar, sacar y desarmar BHA	48.0	10.4
<b>Bajar sistema de levantamiento artificial</b>	<b>51.0</b>	<b>2.1</b>
Armar BES	8.0	10.7
Colocar y ajustar crossovers, Pup Joint (cabeza de descarga)	1.0	10.7
Bajar BES con tubería en simples	32.0	12.1
Cambiar carrete y colocar caseta de empalme	2.0	12.1
Realizar empalme en cable de potencia	3.0	12.3
Colocar y ajustar crossovers, Pup Joint, Tubing Hanger	1.0	12.3
Realizar epoxy	3.5	12.5
Sentar TBG Hanger	0.5	12.5
<b>Desarmar equipo</b>	<b>48.5</b>	<b>2.0</b>
Desarmar equipo	36.0	14.0
Desarmar BOP Stack	3.0	14.1
Armar cabezal de pozo	3.0	14.2
Bajar mástil	2.0	14.3
Pasar cable por conductora/caja de venteo	1.0	14.4
Realizar conexiones de superficie	1.0	14.4
Arrancar BES	0.5	14.4
Probar pozo	2.0	14.5
<b>Otros</b>	<b>36.0</b>	<b>1.5</b>
Otros – OP	36.0	16.0
	<b>384.0</b>	<b>16.00</b>

Tabla 5.4 Tiempo de la completación con Sistema BES Convencional del pozo 1X  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

<p align="center"><b>COSTOS DEL SERVICIO DE POZO</b>  <b>INSTALACIÓN DEL SISTEMA BES CONVENCIONAL</b>  <b>POZO: 1X</b></p>					
	ITEM	UNID.	\$/UND.	COSTO	
Equipo	Movimiento/ armado/ desarmado del equipo	6	9196	55176	
	Costo del equipo/personal	10	10452	104520	<b>159696</b>
Transporte	Camiones	1	250	250	
	Carga aérea	1	50000	50000	
	Transporte aéreo	1	1000000	1000000	
	Carga maritime	1	10000	10000	<b>1060250</b>
Servicios	Inspección de tuberías	1	4000	4000	
	Servicio de armado del BES	1	1250	1250	
	Servicio de desarmado del BES	1	1250	1250	
	Servicios de comunicación	1	1000	1000	<b>7500</b>
Materiales	Conjunto BES	1	250000	250000	
	Cable de Potencia	6800	10	68000	
	Materiales Varios (Cabezal, tubing hanger, etc.)	1	50000	50000	
	Tubería de Producción nueva	300	650	195000	
	Químicas para fluido de Workover	1	12000	12000	
	Combustible	16	350	5600	<b>580600</b>
Locación	Reparación de locación y plataforma	1	320000	320000	<b>320000</b>
Otros	Supervisor	16	500	8000	<b>8000</b>
	Alimentación y alojamiento	16	600	9600	<b>9600</b>
<b>TOTAL</b>					<b>2,145,646</b>

Tabla 5.5 Costo de la completación con Sistema BES Convencional del pozo 1X  
 Elaborado por: Jonathan Villafane A.

### 5.2.1.2.3 Pronóstico de Producción:

De la Formula 4.28 se halla la proyección a 30 años para el petróleo y dado que la bomba extrae 3000 Bls de fluido el agua se tiene por diferencia, en la Tabla 5.6.

Años	Periodo	Petróleo Acumulado	Agua Acumulada
1	2014	102,998	978,170
2	2015	97,250	983,852
3	2016	99,240	1,071,885
4	2017	86,286	994,692
5	2018	81,471	999,453
6	2019	76,924	1,003,947
7	2020	72,632	1,008,191
8	2021	68,579	1,012,198
9	2022	69,982	1,100,811
10	2023	60,847	1,019,843
11	2024	57,452	1,023,200
12	2025	54,246	1,026,369
13	2026	51,219	1,029,362
14	2027	48,361	1,032,188
15	2028	49,350	1,121,209
16	2029	42,908	1,037,578
17	2030	40,514	1,039,945
18	2031	38,253	1,042,181
19	2032	36,118	1,044,291
20	2033	34,103	1,046,284
21	2034	34,801	1,135,594
22	2035	30,258	1,050,085
23	2036	28,569	1,051,754
24	2037	26,975	1,053,330
25	2038	25,470	1,054,819
26	2039	24,049	1,056,224
27	2040	24,541	1,145,737
28	2041	21,337	1,058,905
29	2042	20,147	1,060,082
30	2043	19,022	1,061,193

Tabla 5.6 Pronóstico de producción de petróleo acumulado por año del pozo 1X  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

### 5.2.2 Tasa de Descuento

La tasa de descuento o tasa de interés fijada para los trabajos en la Selva Norte del Perú es del 15% anual.

### 5.2.3 Ingresos y Egresos

Los Ingresos se obtienen multiplicando el precio del crudo por la producción de petróleo. Los egresos se obtienen considerando el costo de transporte de crudo, el costo de producción de crudo, el costo de inyección de agua y las regalías.

#### Calculo del flujo de caja

El flujo de caja se halla empleando la formula 5.1 y se muestra en la Tabla 5.7.

<b>FLUJO DE CAJA PARA EL POZO 1X</b>					
<b>Año</b>	<b>Periodo</b>	<b>Precio</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Flujo de Caja</b>
1	2014	90 \$/Bbl	9,164,730	5,616,218	3,548,512
2	2015	90 \$/Bbl	8,653,320	5,310,054	3,343,266
3	2016	90 \$/Bbl	8,830,377	5,426,852	3,403,525
4	2017	90 \$/Bbl	7,677,694	4,725,980	2,951,715
5	2018	90 \$/Bbl	7,249,263	4,469,492	2,779,771
6	2019	90 \$/Bbl	6,844,740	4,227,318	2,617,422
7	2020	90 \$/Bbl	6,462,790	3,998,657	2,464,133
8	2021	90 \$/Bbl	6,102,153	3,782,756	2,319,397
9	2022	90 \$/Bbl	6,227,010	3,868,303	2,358,707
10	2023	90 \$/Bbl	5,414,161	3,370,878	2,043,283
11	2024	90 \$/Bbl	5,112,040	3,190,008	1,922,032
12	2025	90 \$/Bbl	4,826,777	3,019,231	1,807,547
13	2026	90 \$/Bbl	4,557,434	2,857,984	1,699,450
14	2027	90 \$/Bbl	4,303,120	2,705,734	1,597,385
15	2028	90 \$/Bbl	4,391,167	2,769,245	1,621,922
16	2029	90 \$/Bbl	3,817,961	2,415,286	1,402,675
17	2030	90 \$/Bbl	3,604,911	2,287,740	1,317,171
18	2031	90 \$/Bbl	3,403,750	2,167,311	1,236,438
19	2032	90 \$/Bbl	3,213,814	2,053,603	1,160,211
20	2033	90 \$/Bbl	3,034,476	1,946,240	1,088,236
21	2034	90 \$/Bbl	3,096,565	1,994,210	1,102,355
22	2035	90 \$/Bbl	2,692,352	1,741,421	950,931
23	2036	90 \$/Bbl	2,542,113	1,651,478	890,635
24	2037	90 \$/Bbl	2,400,258	1,566,555	833,704
25	2038	90 \$/Bbl	2,266,319	1,486,370	779,949
26	2039	90 \$/Bbl	2,139,854	1,410,659	729,195
27	2040	90 \$/Bbl	2,183,638	1,447,671	735,967
28	2041	90 \$/Bbl	1,898,594	1,266,225	632,369
29	2042	90 \$/Bbl	1,792,649	1,202,799	589,850
30	2043	90 \$/Bbl	1,692,615	1,142,912	549,703
<b>TOTAL</b>			<b>135,596,642</b>	<b>85,119,190</b>	<b>50,477,452</b>

Tabla 5.7 Flujo de caja del pozo 1X. Elaborado por: Jonathan Villafane A.

En este caso evaluaremos el flujo de Caja para la instalación de la Completación dual con Sistema Redundante Encapsulado y el flujo de caja al utilizar un sistema BES convencional, ambos para el periodo productivo de 15 años del pozo 1X.

#### **5.2.4 Flujo de Caja para la completación dual con Sistema Redundante Encapsulado**

En la última instalación de conjunto BES convencional en el pozo 1X, este tuvo un runlife (tiempo de vida operativa) de 3 años. Según información recogida de diversas partes del mundo donde se están empleando las Completaciones Duales con Sistema Redundante Encapsulado, el segundo conjunto BES tiene un runlife de entre 75% a 50% del runlife del primer conjunto BES instalado.

Es por ello que se realizará el flujo de caja con un runlife de 3 años para el primer conjunto BES y 2 años de runlife para el segundo conjunto BES (esto es 66.6% del runlife del primer conjunto BES), teniendo un tiempo de vida total promedio de 5 años para el Sistema Redundante Encapsulado.

Para este flujo de caja se ha realizado el flujo de caja para una completación dual con sistema redundante encapsulado con un runlife de 5 años y se ha extrapolado para los 30 años de vida productiva del pozo.

Cada 5 años adiciona a los egresos el costo de la nueva completación dual con sistema redundante encapsulado (\$ 2698048) y la producción diferida hasta la puesta en producción de la nueva completación con sistema redundante encapsulado (3 meses en promedio por ser locaciones remotas), este costo total se coloca en rojo; como muestra la Tabla 5.8.

Nota:

1. Lo resaltado en la franja amarilla es por cada instalación de la completación dual con sistema redundante encapsulado.



Año	Periodo	Precio	Ingresos	Egresos	Flujo de Caja
<b>1</b>	<b>2014</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>9,164,730</b>	<b>5,616,218</b>	<b>3548512</b>
2	2015	90 \$/Bbl	8,653,320	5,310,054	3343266
3	2016	90 \$/Bbl	8,830,377	5,426,852	3403525
4	2017	90 \$/Bbl	7,677,694	4,725,980	2951715
5	2018	90 \$/Bbl	7,249,263	4,469,492	2779771
<b>6</b>	<b>2019</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>6,844,740</b>	<b>8,119,040</b>	<b>-1274300</b>
7	2020	90 \$/Bbl	6,462,790	3,998,657	2464133
8	2021	90 \$/Bbl	6,102,153	3,782,756	2319397
9	2022	90 \$/Bbl	6,227,010	3,868,303	2358707
10	2023	90 \$/Bbl	5,414,161	3,370,878	2043283
<b>11</b>	<b>2024</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>5,112,040</b>	<b>6,771,358</b>	<b>-1659318</b>
12	2025	90 \$/Bbl	4,826,777	3,019,231	1807547
13	2026	90 \$/Bbl	4,557,434	2,857,984	1699450
14	2027	90 \$/Bbl	4,303,120	2,705,734	1597385
15	2028	90 \$/Bbl	4,391,167	2,769,245	1621922
<b>16</b>	<b>2029</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>3,817,961</b>	<b>5,764,832</b>	<b>-1946871</b>
17	2030	90 \$/Bbl	3,604,911	2,287,740	1317171
18	2031	90 \$/Bbl	3,403,750	2,167,311	1236438
19	2032	90 \$/Bbl	3,213,814	2,053,603	1160211
20	2033	90 \$/Bbl	3,034,476	1,946,240	1088236
<b>21</b>	<b>2034</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>3,096,565</b>	<b>5,173,082</b>	<b>-2076517</b>
22	2035	90 \$/Bbl	2,692,352	1,741,421	950931
23	2036	90 \$/Bbl	2,542,113	1,651,478	890635
24	2037	90 \$/Bbl	2,400,258	1,566,555	833704
25	2038	90 \$/Bbl	2,266,319	1,486,370	779949
<b>26</b>	<b>2039</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>2,139,854</b>	<b>4,459,612</b>	<b>-2319758</b>
27	2040	90 \$/Bbl	2,183,638	1,447,671	735967
28	2041	90 \$/Bbl	1,898,594	1,266,225	632369
29	2042	90 \$/Bbl	1,792,649	1,202,799	589850
30	2043	90 \$/Bbl	1,692,615	1,142,912	549703
<b>TOTAL</b>			<b>135,596,642</b>	<b>102,169,633</b>	<b>33,427,010</b>

Tabla 5.8 Flujo de caja para la Completación dual con Sistema Redundante en el pozo 1X  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

### 5.2.5 Flujo de Caja usando una completación con sistema BES convencional

Para este flujo de caja cada 3 años se adiciona a los egresos el costo de la nueva completación con Sistema BES Convencional (\$ 2145646) y la producción diferida hasta la puesta en producción del pozo (3 meses en promedio por ser locaciones remotas), este costo total se coloca en rojo; como se muestra en la Tabla 5.9.

<b>Año</b>	<b>Periodo</b>	<b>Precio</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Flujo de Caja</b>
<b>1</b>	<b>2014</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>9,164,730</b>	<b>5,616,218</b>	<b>3548512</b>
2	2015	90 \$/Bbl	8,653,320	5,310,054	3343266
3	2016	90 \$/Bbl	8,830,377	5,426,852	3403525
<b>4</b>	<b>2017</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>7,677,694</b>	<b>8,214,504</b>	<b>-536810</b>
5	2018	90 \$/Bbl	7,249,263	4,469,492	2779771
6	2019	90 \$/Bbl	6,844,740	4,227,318	2617422
<b>7</b>	<b>2020</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>6,462,790</b>	<b>7,269,560</b>	<b>-806770</b>
8	2021	90 \$/Bbl	6,102,153	3,782,756	2319397
9	2022	90 \$/Bbl	6,227,010	3,868,303	2358707
<b>10</b>	<b>2023</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>5,414,161</b>	<b>6,453,943</b>	<b>-1039783</b>
11	2024	90 \$/Bbl	5,112,040	3,190,008	1922032
12	2025	90 \$/Bbl	4,826,777	3,019,231	1807547
<b>13</b>	<b>2026</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>4,557,434</b>	<b>5,787,587</b>	<b>-1230153</b>
14	2027	90 \$/Bbl	4,303,120	2,705,734	1597385
15	2028	90 \$/Bbl	4,391,167	2,769,245	1621922
<b>16</b>	<b>2029</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>3,817,961</b>	<b>5,212,430</b>	<b>-1394469</b>
17	2030	90 \$/Bbl	3,604,911	2,287,740	1317171
18	2031	90 \$/Bbl	3,403,750	2,167,311	1236438
<b>19</b>	<b>2032</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>3,213,814</b>	<b>4,742,528</b>	<b>-1528715</b>
20	2033	90 \$/Bbl	3,034,476	1,946,240	1088236
21	2034	90 \$/Bbl	3,096,565	1,994,210	1102355
<b>22</b>	<b>2035</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>2,692,352</b>	<b>4,336,939</b>	<b>-1644587</b>
23	2036	90 \$/Bbl	2,542,113	1,651,478	890635
24	2037	90 \$/Bbl	2,400,258	1,566,555	833704
<b>25</b>	<b>2038</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>2,266,319</b>	<b>4,005,573</b>	<b>-1739255</b>
26	2039	90 \$/Bbl	2,139,854	1,410,659	729195
27	2040	90 \$/Bbl	2,183,638	1,447,671	735967
<b>28</b>	<b>2041</b>	<b>90 \$/Bbl</b>	<b>1,898,594</b>	<b>4,754,750</b>	<b>-2856156</b>
29	2042	90 \$/Bbl	1,792,649	1,202,799	589850
30	2043	90 \$/Bbl	1,692,615	1,142,912	549703
<b>TOTAL</b>			<b>135,596,642</b>	<b>111,980,602</b>	<b>23,616,040</b>

Tabla 5.9 Flujo de caja para la Completación con Sistema BES Convencional en el pozo 1X  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

Nota: Los datos resaltados en color amarillo corresponden a cada instalación con Sistema BES Convencional realizada a lo largo del tiempo.

### 5.2.6 Cálculo del Valor Actual Neto

#### 5.2.7.1 VAN para la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado

Usando los valores de la Tabla 5.6 reemplazamos en la fórmula 5.2 para obtener el VAN para el Sistema Redundante Encapsulado a instalar. A partir de la segunda instalación del Sistema Redundante Encapsulado se debe considerar el costo de producción diferida que para el caso del pozo 1X es de 3 meses por ser una locación remota.

a) Cálculo del Valor Actual Neto (VAN) para la primera Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado:

$$VAN(1^\circ) = -2698048 + \frac{3548512}{(1+0.15)} + \frac{3343266}{(1+0.15)^2} + \frac{3403525}{(1+0.15)^3} + \dots$$

$$\dots + \frac{2951715}{(1+0.15)^4} + \frac{2779771}{(1+0.15)^5} = 8223165.989$$

$$\boxed{VAN(1^\circ) = \$8223166} \quad (a)$$

b) Cálculo del Valor Actual Neto (VAN) para un periodo de 15 años usando como sistema de levantamiento artificial la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado:

$$VAN(15^\circ) = -2698048 + \frac{3548512}{(1+0.15)} + \frac{3343266}{(1+0.15)^2} + \frac{3403525}{(1+0.15)^3} + \frac{2951715}{(1+0.15)^4} + \dots$$

$$\begin{aligned} & \dots + \frac{2779771}{(1+0.15)^5} + \frac{-1274300}{(1+0.15)^6} + \frac{2464133}{(1+0.15)^7} + \frac{2319397}{(1+0.15)^8} + \frac{2358707}{(1+0.15)^9} + \dots \\ & \dots + \frac{2043283}{(1+0.15)^{10}} + \frac{-1659318}{(1+0.15)^{11}} + \frac{1807547}{(1+0.15)^{12}} + \frac{1699450}{(1+0.15)^{13}} + \frac{1597385}{(1+0.15)^{14}} + \dots \\ & \dots + \frac{1621922}{(1+0.15)^{15}} = 11214859 \end{aligned}$$

Entonces el valor actual neto al emplear la completación dual con sistema redundante encapsulado durante un periodo de 15 años es:

$$\boxed{VAN(15^\circ) = \$11214859}$$

Realizando el cálculo del Valor Actual Neto por año al emplear la completación dual con Sistema Redundante Encapsulado podemos observar su comportamiento así como el tiempo durante el cual resulta rentable este sistema, tal como se muestra en la Tabla 5.10:

Nota:

1. El DIF. VAN se refiere a la diferencia del valor actual neto en un año dado respecto al VAN final de la Completación Dual anterior con Sistema Redundante Encapsulado.
2. En la columna del DIF. VAN se escribe con rojo los valores negativos que significan que aún no se tiene ganancias con la nueva instalación de completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado.

<b>SISTEMA REDUNDANTE ENCAPSULADO</b>			
<b>INSTALACION</b>	<b>Año</b>	<b>VAN</b>	<b>DIF. VAN</b>
1	1	387614	
	2	2915603	
	3	5153476	
	4	6841129	
	5	8223166	0
2	6	7672251	-550915
	7	8598610	375444
	8	9356825	1133659
	9	10027316	1804150
	10	10532385	2309219
3	11	10175726	-356659
	12	10513569	-18816
	13	10789777	257392
	14	11015533	483149
	15	11214859	682474
4	16	11006807	-208052
	17	11129206	-85653
	18	11229117	14258
	19	11310639	95780
	20	11377131	162272
5	21	11266804	-110327
	22	11310737	-66393
	23	11346518	-30612
	24	11375643	-1488
	25	11399336	22205
6	26	11338059	-61277
	27	11354964	-44372
	28	11367595	-31741
	29	11377840	-21497
	30	11386142	-13194

Tabla 5.10 Valor Actual Neto por año para la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

### 5.2.7.2 VAN para el Sistema BES Convencional

Usando los valores de la tabla 5.7 reemplazamos en la fórmula 5.2 para obtener el VAN para el Sistema BES Convencional a instalar. A partir de la segunda instalación del Sistema BES Convencional se debe considerar el costo de producción diferida que para el caso del pozo 1X es de 3 meses por ser una locación remota.

a) Cálculo del Valor Actual Neto (VAN) para el primer Sistema BES Convencional:

$$VAN(1^\circ) = -2145646 + \frac{3548512}{(1+0.15)} + \frac{3343266}{(1+0.15)^2} + \frac{3403525}{(1+0.15)^3} = 570587812$$

$$\boxed{VAN(1^\circ) = \$5705878} \quad (b)$$

b) Cálculo del Valor Actual Neto (VAN) para un periodo de 15 años usando como sistema de levantamiento artificial la Completación con Sistema BES Convencional:

:

$$VAN(15^\circ) = -2145646 + \frac{3548512}{(1+0.15)} + \frac{3343266}{(1+0.15)^2} + \frac{3403525}{(1+0.15)^3} + \frac{-536810}{(1+0.15)^4} + \dots$$

$$\dots + \frac{2779771}{(1+0.15)^5} + \frac{2617422}{(1+0.15)^6} + \frac{-806770}{(1+0.15)^7} + \frac{2319397}{(1+0.15)^8} + \frac{2358707}{(1+0.15)^9} + \dots$$

$$\dots + \frac{-1039783}{(1+0.15)^{10}} + \frac{1922032}{(1+0.15)^{11}} + \frac{1807547}{(1+0.15)^{12}} + \frac{-1230153}{(1+0.15)^{13}} + \frac{1597385}{(1+0.15)^{14}} + \dots$$

$$\dots + \frac{1621922}{(1+0.15)^{15}} = 9757089$$

Entonces el valor actual neto al emplear la completación con Sistema BES Convencional durante un periodo de 15 años es:

$$\boxed{VAN(15^\circ) = \$9757089}$$

Realizando el cálculo del Valor Actual Neto por año al emplear la completación con Sistema BES Convencional podemos observar su comportamiento así como el tiempo durante el cual resulta rentable este sistema, tal como se muestra en la Tabla 5.11:

**Nota:**

1. El DIF. VAN se refiere a la diferencia del valor actual neto en un año dado respecto al VAN final de la Completación anterior con Sistema BES Convencional.
2. En la columna del DIF. VAN se escribe con rojo los valores negativos que significan que aún no se tiene ganancias con la nueva instalación de completación con Sistema BES Convencional.

<b>SISTEMA BES CONVENCIONAL</b>			
<b>INSTALACION</b>	<b>Año</b>	<b>VAN</b>	<b>DIF. VAN</b>
1	1	940016	
	2	3468005	
	3	5705878	0
2	4	5398955	-306923
	5	6780993	1075115
	6	7912577	2206698
3	7	7609282	-303295
	8	8367497	454920
	9	9037989	1125412
4	10	8780970	-257018
	11	9194098	156109
	12	9531941	493953
5	13	9332007	-199934
	14	9557763	25822
	15	9757089	225147
6	16	9608069	-149020
	17	9730468	-26620
	18	9830379	73290
7	19	9722963	-107416
	20	9789455	-40924
	21	9848023	17645
8	22	9772043	-75981
	23	9807823	-40200
	24	9836948	-11075
9	25	9784114	-52834
	26	9803376	-33573
	27	9820281	-16667
10	28	9763232	-57048
	29	9773477	-46803
	30	9781779	-38501

Tabla 5.11 Valor Actual Neto por año para la Completación con Sistema BES Convencional  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.



## 5.2.8 Cálculo de la Tasa Interna de Retorno

Después de cierto tiempo ambos sistemas llegan a tener un VAN negativo, por tanto los analizaremos en un mismo periodo de tiempo de 15 años para tener resultados positivos en ambos casos y poder compararlos el uno con el otro.

### 5.2.8.1 TIR para la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado

Para calcular el TIR utilizamos la fórmula 5.3 empleando el VAN obtenido para la inversión de la Completación con Sistema Redundante Encapsulado. Aplicamos esto para el caso de usarlo por primera vez y usarlo durante un periodo de 15 años.

a) Primera Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado con TIR= 125.08% anual hace al VAN=0:

$$VAN(1^\circ) = -2698048 + \frac{3548512}{(1+1.25)} + \frac{3343266}{(1+1.25)^2} + \frac{3403525}{(1+1.25)^3} + \dots$$

$$\dots + \frac{2951715}{(1+1.25)^4} + \frac{2779771}{(1+1.25)^5} = 0$$

b) Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado durante un periodo de 15 años con TIR=125.30% anual hace al VAN=0:

$$\begin{aligned}
 VAN(15^\circ) = & -2698048 + \frac{3548512}{(1+1.25)} + \frac{3343266}{(1+1.25)^2} + \frac{3403525}{(1+1.25)^3} + \frac{2951715}{(1+1.25)^4} + \dots \\
 & \dots + \frac{2779771}{(1+1.25)^5} + \frac{-1274300}{(1+1.25)^6} + \frac{2464133}{(1+1.25)^7} + \frac{2319397}{(1+1.25)^8} + \frac{2358707}{(1+1.25)^9} + \dots \\
 & \dots + \frac{2043283}{(1+1.25)^{10}} + \frac{-1659318}{(1+1.25)^{11}} + \frac{1807547}{(1+1.25)^{12}} + \frac{1699450}{(1+1.25)^{13}} + \frac{1597385}{(1+1.25)^{14}} + \dots \\
 & \dots + \frac{1621922}{(1+1.25)^{15}} = 0
 \end{aligned}$$

### 5.2.8.2 TIR para la Completación con Sistema BES convencional

Para calcular el TIR utilizamos la fórmula 5.3 empleando el VAN obtenido para la inversión de la Completación con Sistema BES Convencional. Aplicamos esto para el caso de usarlo por una vez y usarlo durante un periodo de 15 años de vida productiva del Pozo 1X.

a) Primera Completación con Sistema BES Convencional con TIR= 152.13% anual hace al VAN=0:

$$VAN(1^\circ) = -2145646 + \frac{3548512}{(1+1.52)} + \frac{3343266}{(1+1.52)^2} + \frac{3403525}{(1+1.52)^3} = 0$$

b) Completación con Sistema BES Convencional durante un periodo de 15 años con TIR=88.18% anual hace al VAN=0:

$$\begin{aligned} VAN(15^\circ) = & -2145646 + \frac{3548512}{(1+0.88)} + \frac{3343266}{(1+0.88)^2} + \frac{3403525}{(1+0.88)^3} + \frac{-536810}{(1+0.88)^4} + \dots \\ & \dots + \frac{2779771}{(1+0.88)^5} + \frac{2617422}{(1+0.88)^6} + \frac{-806770}{(1+0.88)^7} + \frac{2319397}{(1+0.88)^8} + \frac{2358707}{(1+0.88)^9} + \dots \\ & \dots + \frac{-1039783}{(1+0.88)^{10}} + \frac{1922032}{(1+0.88)^{11}} + \frac{1807547}{(1+0.88)^{12}} + \frac{-1230153}{(1+0.88)^{13}} + \frac{1597385}{(1+0.88)^{14}} + \dots \\ & \dots + \frac{1621922}{(1+0.88)^{15}} = 0 \end{aligned}$$

Para ambos proyectos el TIR resulta mayor que el descuento (15% anual) por lo cual ambos son una buena inversión.

### **5.3 Análisis de resultados**

Con los resultados de cálculos realizados para encontrar el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno tanto de la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado como de la Completación con Sistema BES Convencional para la primera completación y durante un periodo de 15 años de producción del Pozo 1X se tiene el siguiente análisis:

#### **5.3.1 Análisis del Valor Actual Neto**

Del cálculo del VAN para la primera Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado (a) y de la Completación con Sistema BES Convencional (b) obtenemos que el (a) es mayor que (b) en \$ 2517288 lo cual significa que tenemos una ganancia superior con la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado del 44.1%.

Para el comparativo evaluando el VAN para ambos casos durante un periodo de 15 años se obtiene que la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado tiene un VAN mayor en \$ 1457770 lo cual significa que tenemos una ganancia superior con la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado del 15%.

#### **5.3.2 Análisis de la Tasa Interna de Retorno**

Para la primera instalación de la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado y la Completación con Sistema BES Convencional se obtuvo que el TIR es mayor al 100% con lo cual demuestra que ambos tipos de completación son bastante rentables.

En el comparativo al usar dichas completaciones durante 15 años de vida productiva del pozo tenemos que los valores de TIR en ambos casos son elevados sin embargo a lo largo del tiempo la Tasa Interna de Retorno para la Completación Dual con Sistema Redundante logra superar a la Completación con Sistema BES Convencional, es así que en 15 años lo supera en 37.1%.

## CAPÍTULO VI

### Conclusiones y Recomendaciones

Luego de evaluar el pozo 1X, un pozo típico de la selva norte del Perú, y hacerle diversos análisis económicos, productivos y medio ambientales encontramos que la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado presenta las siguientes ventajas comparándolo con la completación con Sistema BES Convencional:

- De la evaluación económica se tiene que ambas completaciones son rentables sin embargo a través del VAN se observa que la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado tiene un VAN mayor y a lo largo del tiempo también mantiene un VAN más alto.
- La Completación con Sistema Redundante Encapsulado ofrece 4 años más de duración como sistema de levantamiento artificial económicamente rentable dado que se puede emplear en el pozo 1X hasta un periodo de 25 años de vida productiva y continuar siendo un proyecto rentable, sin embargo si se usa un Sistema BES Convencional solo se podría usar hasta los próximos 21 años de vida productiva.
- Con una caída de producción de incluso 130 bls de petróleo la Completación dual con Sistema Redundante Encapsulado continua siendo más rentable durante los próximos 15 años de producción<sup>7</sup>.
- Con una baja en el precio del crudo de hasta 60 \$/Bbl (limite económico) la Completación Dual con sistema redundante encapsulado tendría un VAN positivo y una rentabilidad mayor, lo cual se ajusta a las actuales fluctuaciones en el precio del crudo<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup>CAPITULO VIII Anexos: Caso 9 y Caso 10.

- Para los casos donde se tengan locaciones remotas que demanden altos costos de producción, intervención, facilidades, transporte del equipo y personal, etc.; la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado muestra ventajas económicas resaltantes en comparación al uso de la completación con Sistema BES convencional bajo diversos escenarios productivos y con precios de crudo variables.
- Como muestra la Figura 4.4 a pesar de la gran cantidad de intervenciones que ha tenido el pozo 1X durante su vida productiva el PI se ha mantenido a lo largo del tiempo por lo cual para este caso el uso de la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado no afectaría significativamente el PI del pozo. Sin embargo en casos donde el pozo tiende a dañarse con cada intervención si resultaría favorable dado que en 30 años más de vida productiva teóricamente solo se intervendría 6 veces en comparación con el Sistema BES Convencional en el que se intervendría 10 veces.
- A lo largo del tiempo se obtiene una reducción del 40% de producción diferida con el Sistema Redundante Encapsulado, la cual representa una mejora significativa en los ingresos del pozo.
- Inevitablemente cada intervención en un pozo involucra la presencia de personal, equipos, combustible, químicas, etc., lo que en su conjunto generan contaminación e impacto ambiental de cierta índole. El uso de una Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado permitirá una menor cantidad de intervenciones (40% menos) lo que se traduce en menores probabilidades de contaminación e impacto ambiental en la flora y fauna del área circundante.
- Se recomienda la implementación de la Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado para locaciones remotas con costos elevados de intervención e incluso en pozos que demanden costos estándar<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup>CAPITULO VIII Anexos: Caso 11 y Caso 12.

## **CAPÍTULO VII**

### **Bibliografía**

1. Del Castillo Rodríguez, Luis. Performance de pozos productores de petróleo y gas. UNI Editorial Universitaria. Edición. 2009.
2. Ramos, Hermilio et al. Dual ESP in a Single Capsule: An Alternative to ESP Dual Completion Using Y-Tools. Middle East Artificial Lift Forum (MEALF). 2009.
3. Ruiz Jumbo, Carlos. Producción simultanea de Petróleo de dos arenas diferentes mediante Completaciones Dobles Concéntricas en el bloque 15. Proyecto para el Título de Ingeniero en Petróleos, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador. 2007.
4. Soto Almeida, Joao & Salazar Serrano, Carlos. Diseño de una Completación Dual Concéntrica BES-FN con casing de 9 5/8" en el Oriente Ecuatoriano. Proyecto para el Título de Ingeniero en Petróleos, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador. 2009.
5. Perez, Aileen & Calcedo, Sergio. Feasibility Study of Dual Backup Electrical Submersible Pump Based on Risk Analysis. Society of Petroleum Engineers. 2009.
6. Horm, Mark et al. Otter: The World's longest Subsea Tie-Back with Dual ESP. Offshore Technology Conference. 2003.
7. Cuadros, Ernesto et al. Dual POD ESP's Enhances Performance and Mitigates Risk for TOTAL E&P Qatar. MEALF. 2009
8. Duffy et al. First Dual ESP at Wytch Farm Gulf Coast Section Electric Sumersible Pump Workshop. 2004
9. Gann et al. Dual ESP solved West Africa deferred production. Offshore magazine – PennWell Corporation. 2007.

## CAPÍTULO VIII

### ANEXOS

#### COMPARATIVO DEL VAN PARA DIVERSOS CASOS DE POZOS USANDO COMPLETACIONES CON SISTEMA REDUNDANTE ENCAPSULADO

Para este análisis se tomara como base las características del Pozo 1X pero bajo distintos escenarios de producción, costo de intervención y precio del crudo.

#### CARACTERISTICAS DEL POZO 1X A ENERO DEL 2014:

Producción diaria de crudo por día: 290 BOPD

Producción diaria de fluido total: 3000 BFPD

Precio referencial del crudo: 90 \$/Bls.

#### VAN de la primera instalación usando:

Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado: \$ 8223166

Completación con Sistema BES Convencional: \$ 5705878

#### VAN luego de 15 años de realizar instalaciones usando:

Completación Dual con Sistema Redundante Encapsulado: \$ 11214859

Completación con Sistema BES Convencional: \$ 9757089

#### CASO 1: Baja precio del crudo a \$ 70 y se mantiene la producción normal.

<b>CUADRO 1</b>	<b>VAN 1ra instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 3818998	\$ 4803896
<b>BES Convencional</b>	\$ 2545207	\$ 3620854
<b>Diferencia</b>	\$ 1273791	\$ 1183042

Tabla 8.1 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 1.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.



**CASO 2: Baja precio del crudo a \$ 70 y baja la producción en 70 Bls.**

<b>CUADRO 2</b>	<b>VAN 1ra Instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 1919883	\$ 1670810
<b>BES Convencional</b>	\$ 1241940	\$ 680680
<b>Diferencia</b>	\$ 677943	\$ 990130

Tabla 8.2 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 2.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

**CASO 3: Baja precio del crudo a \$ 70 y sube la producción en 70 Bls.**

<b>CUADRO 3</b>	<b>VAN 1ra Instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 5718112	\$ 7936981
<b>BES Convencional</b>	\$ 3848475	\$ 6561028
<b>Diferencia</b>	\$ 1869638	\$ 1375954

Tabla 8.3 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 3.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

**CASO 4: Mantiene precio del crudo en \$ 90 y baja la producción en 70 Bls.**

<b>CUADRO 4</b>	<b>VAN 1ra Instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 5122080	\$ 6069076
<b>BES Convencional</b>	\$ 3577758	\$ 4893694
<b>Diferencia</b>	\$ 1544322	\$ 1175382

Tabla 8.4 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 4.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

**CASO 5: Mantiene precio del crudo en \$ 90 y sube la producción en 70 Bls.**

<b>CUADRO 5</b>	<b>VAN 1ra Instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 11324252	\$ 16360642
<b>BES Convencional</b>	\$ 7833998	\$ 14620483
<b>Diferencia</b>	\$ 3490254	\$ 1740158

Tabla 8.5 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 5.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

**CASO 6: Sube precio del crudo a \$ 110 y se mantiene la producción normal.**

<b>CUADRO 6</b>	<b>VAN 1ra Instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 12627334	\$ 17625822
<b>BES Convencional</b>	\$ 8866549	\$ 15893323
<b>Diferencia</b>	\$ 3760785	\$ 1732498

Tabla 8.6 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 6.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

**CASO 7: Sube precio del crudo a \$ 110 y baja la producción en 70 Bls.**

<b>CUADRO 7</b>	<b>VAN 1ra Instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 8324277	\$ 10467341
<b>BES Convencional</b>	\$ 5913576	\$ 9106708
<b>Diferencia</b>	\$ 2410701	\$ 1360633

Tabla 8.7 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 7.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

**CASO 8: Sube precio del crudo a \$ 110 y sube la producción en 70 Bls.**

<b>CUADRO 8</b>	<b>VAN 1ra Instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 16930392	\$ 24784302
<b>BES Convencional</b>	\$ 11819522	\$ 22679939
<b>Diferencia</b>	\$ 5110869	\$ 2104363

Tabla 8.8 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 8.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

**CASO 9: Mantiene precio del crudo a \$ 90 y baja la producción en 130 Bls.**

<b>CUADRO 9</b>	<b>VAN 1ra instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 2464006	\$ 1658404
<b>BES Convencional</b>	\$ 1753655	\$ 725070
<b>Diferencia</b>	\$ 710352	\$ 933335

Tabla 8.9 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 9.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

**CASO 10: Baja precio del crudo a \$ 60 y se mantiene la producción normal.**

<b>CUADRO 10</b>	<b>VAN 1ra Instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 1616913	\$ 1598414
<b>BES Convencional</b>	\$ 964872	\$ 552736
<b>Diferencia</b>	\$ 652042	\$ 1045678

Tabla 8.10 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 10.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

**CASO 11: Locación no remota (\$ 1MM menos de costo), Mantiene precio del crudo a \$ 90 y se mantiene la producción normal.**

<b>CUADRO 11</b>	<b>VAN 1ra Instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 9223166	\$ 12862129
<b>BES Convencional</b>	\$ 6705878	\$ 12114491
<b>Diferencia</b>	\$ 2517287	\$ 747638

Tabla 8.11 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 11.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.

**CASO 12: Locación no remota (\$ 1MM menos de costo), Baja precio del crudo a \$ 70 y se mantiene la producción normal.**

<b>CUADRO 11</b>	<b>VAN 1ra Instalación</b>	<b>VAN en 15 años</b>
<b>Sistema Redundante</b>	\$ 4818998	\$ 6451166
<b>BES Convencional</b>	\$ 3545207	\$ 5978257
<b>Diferencia</b>	\$ 1273791	\$ 472910

Tabla 8.12 Comparativo del VAN para Sistema Redundante y BES Convencional en un Caso 12.  
Elaborado por: Jonathan Villafane A.