

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
“MAXIMUS” EN LOS CAMPOS DEL LOTE 1AB.**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

ELABORADO POR

ANGEL OMAR GIRALDO GARCÍA

PROMOCIÓN 2009-I

LIMA-PERÚ

2014

Dedico este trabajo a Dios el creador del Universo, quien guía mi senda y mi vida depende de su justicia y a mis Padres: Eugenio Giraldo y Esther García por darme la vida y apoyarme en todo momento y circunstancia.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis hermanos Cristian y Diego Giraldo por sus consejos y ánimos para terminar este proyecto, a mi enamorada Mercedes por su apoyo incondicional para este proyecto, a mi abuela Peregrina Herrera y a mis tías Haydee Herrera y Griseria Herrera por sus atenciones durante mi etapa como Universitario, a mi amigo Christian Castañeda por sus consejos y apoyo para la finalización de este proyecto, a mis compañeros de trabajo, así como a los Catedráticos de nuestra querida facultad de Ingeniería de Petróleo, que han hecho posible que me forme profesionalmente y consolide mis conocimientos en esta Tesis.

SUMARIO

Debido a que actualmente se pierde tiempo y dinero en el proceso de armado de los equipos Bombeo Electro Sumergible (BES), invirtiéndose en horas de alquiler de Equipos de Servicio de Pozos (RIG) y teniendo en la mayoría de las veces en los lotes de la selva peruana, la restricción de armado del equipo BES en condiciones climáticas adversas, se quiere mostrar la implementación de una nueva tecnología dentro de la aplicación del BES, investigando la aplicación de nuevas tecnologías que permitan reducir los tiempos de ensamblaje en el campo de los equipos BES. Basados en los dos últimos años de experiencia y aplicación en diferentes campos probados exitosamente en los campos de la selva peruana, el servicio avanzado de levantamiento artificial BES con la nueva tecnología denominada BES "Maximus", la cual puede incrementar la eficiencia del diseño de los equipos BES obteniéndose como consecuencia: Incrementar el tiempo de vida útil de los equipo ("run life"); el ahorro significativo en horas de armado, disminuyendo el costo de operación. Con el Análisis Económico que se realizó para un grupo de pozos, se comprobó que el retorno de la inversión es en promedio de 3 meses de producción, considerando un precio de petróleo referencial de 90 dólares americanos el barril.

**EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
“MAXIMUS” EN LOS CAMPOS DEL LOTE 1AB.**

ÍNDICE

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS.....	II
SUMARIO.....	III
ÍNDICE.....	IV
CAPÍTULO 1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1 Antecedentes y Justificación	1
1.1.1 Antecedentes	1
1.1.2 Justificación de la Tesis	17
1.2 Planteamiento del problema.....	18
1.3 Objetivos.....	19
1.4 Hipótesis.....	19
CAPÍTULO 2.- DESCRIPCIÓN Y MODO DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS BES	20
2.1 Equipos de Fondo.....	20
2.1.1 Bomba	20
2.1.2 Admisión (“Intake”).....	23
2.1.3 Protectores	23
2.1.4 Motores.....	26
2.1.5 Sensores.....	29
2.1.6 Herramientas Y “Y-Tools”	32
2.1.7 Cable	33
2.1.8 Camisa para el Motor “Motor Jacket”:	35
2.2 Equipos de Superficie.....	35
2.2.1 Generador eléctrico	35
2.2.2 Transformadores.....	35
2.2.4 Arrancadores y Variadores	36
CAPÍTULO 3.- CRITERIOS DE DISEÑO DEL CONJUNTO BES.....	41

3.1 Características del pozo:	41
3.1.1 Diámetro de los forros.....	41
3.1.2 Geometría del pozo	41
3.1.3 Tasa de Producción	42
3.1.4 Índice de productividad (“PI”)	42
3.1.5 Presión estática	42
3.1.6 Presión de burbuja de los fluidos	42
3.1.7 Profundidad de trabajo de la bomba	43
3.1.8 Profundidad media de perforaciones.....	44
3.1.9 Tipo de tubería de Producción	44
3.1.10 Presión en la cabeza de pozo.....	44
3.1.11 Presión fluyente del pozo.....	44
3.1.12 Fluidos a producir	44
3.1.13 Temperatura de fondo.....	45
3.2 Breve descripción de Los Reservorios	45
3.2.1 Formación Vivian	45
3.2.2 Formación Chonta	46
3.3 Características del fluido:	47
3.3.1 Corte de agua	48
3.3.2 Gravedad API del crudo.....	48
3.3.3 Gravedad Específica del agua.....	48
3.3.4 Gravedad Específica de la mezcla.....	49
3.3.5 Factor de volumen de formación (FVF).....	49
3.3.6 Viscosidad del crudo.....	50
3.3.7 GOR del fluido	50
3.3.8 Sólidos suspendidos del fluido	50
3.4 Parámetros que definen la operación de los equipos de fondo	51
3.4.1 Cabeza total dinámica de fluido.	51
CAPÍTULO 4.- PRESENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA “MAXIMUS”	54
4.1 Evoluciones de los Motores de los sistemas electrosumergibles	57
4.1.1 Motores convencionales	57
4.1.2 Motores “Dominator”	57
4.1.3 Motores “Maximus”	59
4.2 Protectores “Maximus”	63
4.3 Ventajas de los Nueva Tecnología.....	65
4.4 Aplicación de diseño con equipo “Maximus”.....	66

CAPÍTULO 5.- EVALUACIÓN ECONÓMICA	70
5.1 Ahorro en horas de armado	70
5.2 Producción diferida (corridas mensuales /anuales).....	72
5.2.1 Producción diferida usando la tecnología BES convencional	72
5.2.2 Producción diferida proyectada usando la Tecnología “Maximus”	73
5.3 Evaluación económica aplicada al Pozo piloto San Jacinto 12.....	76
5.3.1 Evaluación económica usando conjunto BES convencional.....	76
5.3.2 Evaluación económica usando conjunto BES “Maximus”	79
CAPÍTULO 6.- CONCLUSIONES	82
CAPÍTULO 7.- RECOMENDACIONES.....	83
CAPÍTULO 8.- BIBLIOGRAFÍA.....	84
CAPÍTULO 9.- ANEXOS.....	85
9.1 Glosario	85
9.2 Nomenclatura	87

CAPÍTULO 1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Antecedentes y Justificación

1.1.1 Antecedentes

El Lote 1AB está localizado en el noreste de la Selva Peruana, con una extensión de 4970 Km². Fue descubierto en el año 1971 e inició su producción comercial en 1975. La ubicación de los campos del Lote 1AB tiene un ambiente operacional sumamente agresivo para los sistemas de levantamiento artificial; además involucra un fuerte componente de complejidad logística. Abarca 12 campos, 115 pozos productores activos, de los cuales 109 producen con levantamiento artificial BES y 6 mediante GL. La gravedad API varía de 10° a 40°; la viscosidad de 0.7 a 70 cp; la temperatura de fondo de 220° a 290° F; la salinidad del agua producida varía entre 5,000 ppm y 150,000 ppm de cloruros; los índices de productividad entre 0.2 a 60 BFPD/psi. Adicionalmente a estas variables se tiene altos cortes de agua (96% en promedio), emulsiones, ataque corrosivo (CO₂: 25%), deposiciones de asfaltenos, parafina, carbonato de calcio, sulfatos de bario, productos de corrosión y producción de arena. Debido a todas estas dificultades operacionales, las Compañías Operadoras de este Lote (Occidental y Pluspetrol), han tenido que mejorar permanentemente la tecnología de los equipos de levantamiento artificial para manejar estas condiciones adversas en forma económica.

Inicialmente los pozos produjeron con bajo corte de agua y alta presión de fondo, lo que permitía que sean fluyentes, luego se implementó el levantamiento artificial mediante bombeo neumático; sin embargo, con el tiempo y por tratarse de reservorios con fuerte empuje de agua, el volumen de agua a levantar se incrementaba sostenidamente hasta no permitir el flujo hacia la superficie, por lo que después de la primera etapa de flujo natural, se tuvo necesariamente que implementar métodos

de levantamiento artificial. Se han usado: Gas Lift Intermitente y Continuo, Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico, y finalmente el sistema de Bombeo Electro Sumergible (BES). En 1981 se inició la instalación del primer equipo BES y en 1983 se expandió su uso en las operaciones debido a que de todos los sistemas empleados, se determinó que era el sistema de levantamiento artificial más adecuado para los pozos con formaciones de empuje de agua (>90% de los pozos); para los casos de los pozos con formaciones de impulsión por Gas Disuelto (<9%), se mantuvo el sistema de Gas Lift.

Tabla N° 1.1

AÑO	CAMPO	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL USADO EN EL LOTE 1AB
1974	SHIVIYACU	Bombeo Neumático
1975	FORESTAL	Bombeo Neumático
1975-1976	HUAYURI	Bombeo Neumático
1978	CAPAHUARI SUR	Bombeo Neumático
1979	CAPAHUARI NORTE	Bombeo Neumático
1979	DORISSA	Bombeo Neumático
1979-1980	SAN JACINTO	Bombeo Mecánico y Bombeo Hidráulico
1979-1980	BARTRA	Bombeo Mecánico y Bombeo Hidráulico
1981-1982	JIBARITO & JIBARO	Bombeo Electro sumergible
1982-1983	CARMEN	Bombeo Electro sumergible

Histórico de los tipos de levantamiento artificial usados en el lote 1AB

1.1.1.1 Análisis para la elección de un sistema de levantamiento artificial

La estrategia de explotación de un yacimiento, establece los niveles de producción en los distintos pozos o en sus puntos de drenaje. Para obtener la máxima productividad del yacimiento es necesario seleccionar el método o los métodos de producción óptimos para cada condición de yacimiento e inclusive de cada pozo. Este o estos métodos serían los que permitan mantener los niveles de producción de la manera más rentable posible. La manera más rentable para producir el Lote 1AB, fue producir inicialmente los pozos por flujo natural, este periodo fue corto, debido al incremento del corte de agua de los pozos. Una vez finalizada la producción por flujo natural, fue necesario seleccionar un método de levantamiento artificial que permita obtener la máxima productividad de los pozos y de cada campo. El Lote 1-AB produce de

2 reservorios con 3 tipos de crudo: Ligeros (32°API), Intermedios: (22° API) y Pesados (10° API).

- **Vivian.-** de alta permeabilidad (2-4 Darcys), con un fuerte empuje de agua y baja relación gas/petróleo (GOR) (50 - 60 SCF/STB)
- **Chonta.-** de baja a media permeabilidad (5 - 150 md), con mecanismo de producción mixto (agua y gas), con alto GOR (300-600 SCF/STB).

Los pozos en el Lote 1-AB empezaron a producir a mediados de 1975. Después de producir por surgencia natural, cuatro sistemas de levantamiento artificial fueron usados:

- ✓ **Bombeo Neumatico (Gas Lift).-** (20 pozos) con API altos e intermedios, con bajo corte de agua inicial y alto GOR. Instalados en Shiviyaqu, Dorissa, Capahuari sur y Capahuari norte.
- ✓ **Bombeo Mecánico (SRP).-** (6 pozos) con bajo API y bajo caudal (máximo: 1,500 BFPD). Instalados en el área de Bartra
- ✓ **Bombeo Hidráulico (HP).-** (6 pozos) con caudales intermedios, entre 2000 y 4000 BFPD. Instalados en el área de San Jacinto.
- ✓ **Bombeo Electro Sumergible (BES). -** (80 pozos). Fue introducido en 1981 y extendido en 1983. Pozos de todo rango de PI y gravedad API y con alto corte de agua (>50%).

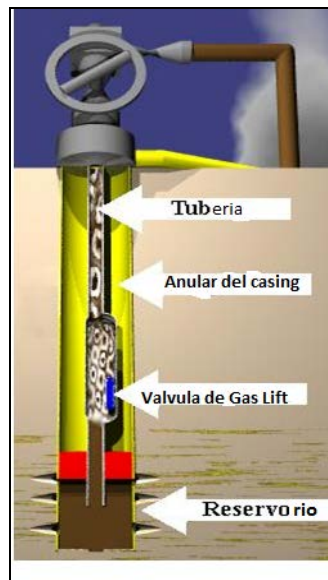
Actualmente los pozos en el lote 1AB producen como sigue:

- ✓ **Gas Lift Continuo.-** 6 pozos, 5 en Capahuari Sur y 1 en Capahuari Norte con una presión de inyección de 1500 psi y un régimen de 1MM SCFPD en promedio.
- ✓ **Bombeo Hidráulico.-** Ninguno.
- ✓ **Bombeo Mecánico. -** Ninguno.
- ✓ **Bombeo Electro Sumergible.-** 109 pozos.

1.1.1.2 Sistema de Levantamiento por Bombeo Neumático - Gas Lift Continuo

Este sistema se usa mediante la reducción de la densidad del fluido en el pozo para aligerar la columna hidrostática, o la contra presión, a través de la inyección de gas a relativa alta presión desde superficie, a una determinada profundidad en el pozo, la gravedad específica promedio del fluido disminuye causando la caída de presión en la cara de la formación (“ P_{wf} ”) generando un “drawdown” adicional, el cual de acuerdo a la ley de “Darcy” se traduce en incrementos de producción (ver Figura 1.1, sistema de “Gas Lift”).

Figura N° 1.1



Sistema Gas lift

1.1.1.2.1 Ventajas

- ✓ Bajo costo operacional y de mantenimiento.
- ✓ Flexibilidad – cambio de caudales mediante ajustes a las tasas de inyección y/o presiones.
- ✓ Completación de pozo simple.
- ✓ Fácil de cambiar las válvulas sin sacar la tubería, solo se necesita un equipo de “slickline”.

- ✓ Se requiere de equipo de “workover” cuando se tiene que hacer un cambio. total de los equipos por un cambio de zona.
- ✓ Método de levantamiento flexible que maneja caudales de bombeo de 10 a 50,000 bpd.
- ✓ Es el mejor sistema que maneja la producción de arena, la desviación de los pozos y por supuesto la producción de gas.

1.1.1.2.2 Desventajas

- ✓ Necesita una fuente de suministro de gas.
- ✓ Si el gas es corrosivo, requiere tratamiento.
- ✓ Necesidad de trasladar gas de otros campos o usar nitrógeno.
- ✓ Producir gas, puede causar problemas en el arranque.
- ✓ Alto costo de implementación inicial.
- ✓ Modificaciones a las plataformas existentes.
- ✓ Mantenimiento e instalación de compresor.
- ✓ Limitación por la presión de yacimientos y la presión fluyente del pozo.

Tomando en consideración lo antes mencionado en el Lote 1AB, al inicio de la operación del campo se instaló el sistema de bombeo neumático en los campos: Shiviyaçu, Dorissa, Capahuari sur y Capahuari norte, en total 20 pozos con altos e intermedios grados API, con bajo corte de agua inicial y alto GOR. Gas lift es un sistema de alta producción, pero tiene la desventaja que cuando el corte de agua del pozo tiende a incrementar constantemente, caso del Lote 1AB, la eficiencia de levantamiento disminuye y la potencia requerida para levantar el fluido también se incrementa constantemente, haciéndolo costoso e ineficiente.

Actualmente debido al proceso de optimización solo se tiene 6 pozos con gas lift

Tabla N° 1.2

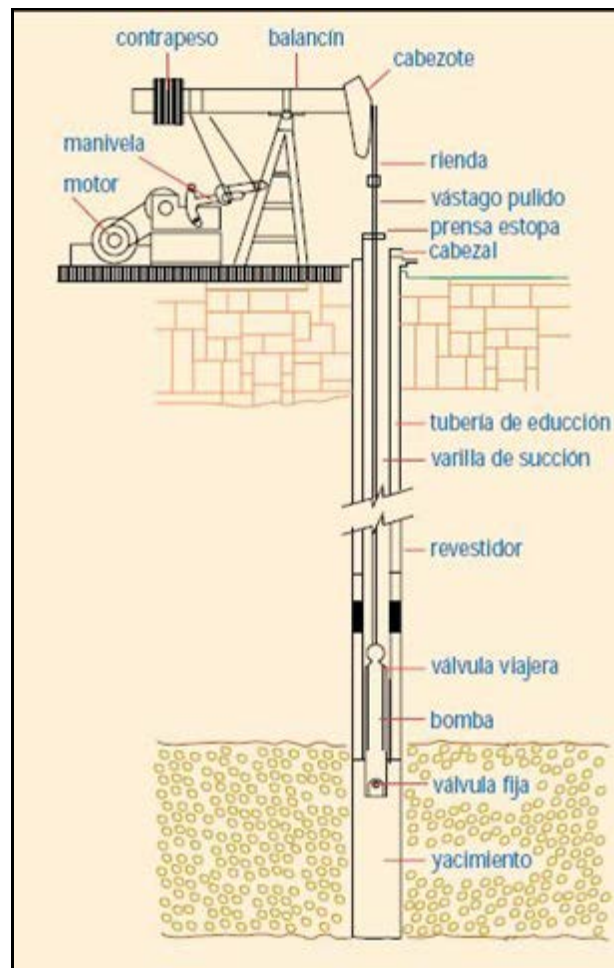
POZO	ARENA	TOTAL BFPD	Petróleo BOPD	Pres. Iny. PSIA	Vol INY. MPC	% Corte de agua	API
CAPN-05	Chonta	35	34	780	1002	2.9	43.0
SCAP-27	Chonta	72	68	380	1144	5.6	35.7
SCAP-31	Chonta	210	208	345	1285	1.0	37.1
SCAP-32H	Chonta	405	392	500	1719	3.2	37.5
SCAP-1801H	Chonta	106	50	1000	1510	52.8	34.9
SCAP-1802H	Chonta	67	37	1060	1898	44.8	36.3

Pozos que usan “Gas lift” actualmente en el lote 1AB

1.1.1.3 Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico

En este Sistema, se transfiere energía mecánica desde la superficie a través de las varillas a la bomba de fondo .El Bombeo Mecánico, combina un cilindro (barril) y un pistón (“plunger”) con válvulas para transferir fluidos del pozo dentro de la tubería de producción y levantarlo hasta superficie. Para el diseño de las instalaciones de bombeo mecánico es necesario disponer de las condiciones de producción del yacimiento y de la complicación de los pozos. Con el diseño lo que se persigue es simular las condiciones en las cuales trabajará el equipo, el tipo de equipo por instalar y la eficiencia de éste. Lo importante en el diseño, es predecir los requerimientos de cargas, potencia, contrabalanceo, esfuerzos, eficiencia de bombeo y tasas de producción (**Ver figura N°1.2**), Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico).

Figura N°1.2



Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico

1.1.1.3.1 Ventajas

- ✓ Es el método de levantamiento artificial más usado en el mundo para bajos caudales de producción (ejemplo: Talara).
- ✓ Bien conocido por personal de campo.
- ✓ Usualmente económico.
- ✓ Bajo costo de Servicios de Mantenimiento y Reparaciones
- ✓ Empleo en locaciones remotas sin electricidad.
- ✓ Fácil acomodo a cambios de volúmenes de producción.
- ✓ Herramientas de diagnóstico de fallas disponibles.

1.1.1.3.2 Desventajas

- ✓ Restricciones de fluido a levantar (máximo 2000 bpd) y profundidad somera.
- ✓ La presencia de gas libre afecta grandemente su eficiencia.
- ✓ Dificultad en pozos desviados (varilla y tubería con desgaste).
- ✓ Su aplicación se limita al uso de tubería de diámetro reducido.

Entre 1978 – 1987, 5 pozos en Bartra produjeron originalmente con unidad de bombeo mecánico (“PU”), de las formaciones Basal terciario y Vivian que se encuentran a 8,000 Ft. Se instalaron unidades marca “Lufkin”, modelo “Air balanced” balanceadas con aire, con motores Caterpillar D-3406 y bombas de subsuelo “Harbison Fisher”, tipo TH, 4 ½” x 3 ¾” x 24’x 27’x 30’, varillas de 1 1/8” y 1”, carrera: 168” y baja velocidad (6.5 “spm”). La profundidad de las bombas fue a ± 3,000 Ft, en la zona de menor desviación. La producción promedio fue entre 1,200 y 2,000 BFPD, de un crudo de 10° API y un corte de agua promedio de 85%. La frecuencia de servicio de pozos fue 0.66 / año. Las principales causas fueron:

- a) Varillas rotas por abrasión y corrosión
- b) Desgaste y corrosión de las bolas y asientos de la válvula de retención (SV). A medida que el corte de agua se incrementaba, se requería bombear más fluido. Para este propósito el bombeo mecánico llegó a su tope en cuando a límites de caudal de bombeo, desviación y profundidad, por lo que se optó por el bombeo electro sumergible.

1.1.1.4 Sistema de Levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico

Se basa en la transferencia de energía entre el fluido de inyección y el fluido producido. Cuando el fluido inyectado (motriz) atraviesa la boquilla (“nozzle”) en el fondo del pozo se produce la transferencia de energía potencial en energía cinética (principio de Venturi) lo que finalmente causa la producción de fluidos desde el reservorio (ver tabla 1.3 el diagrama del Sistema de Bombeo Hidráulico).

1.1.1.4.1 Ventajas

- ✓ Puede ser usado en pozos profundos (± 18,000 Ft)
- ✓ El modelo de bomba libre, no requiere Equipo de Unidad de Servicio de pozos (“Workover”) para sacar la bomba
- ✓ Puede ser utilizado en pozos desviados.
- ✓ Varios pozos pueden ser controlados y operados desde una instalación central de control.

1.1.1.4.2 Desventajas

- ✓ Costo inicial alto
- ✓ Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo por la presencia de altas presiones y de daño al ambiente.
- ✓ Problemas de corrosión.
- ✓ No es recomendable en pozos de alto “GOR”.
- ✓ Altos costos en reparación de equipos de Superficie.

Siete pozos en San Jacinto produjeron con Bombeo Hidráulico desde 1982 a 1986. Utilizaron bombas Cuádruplex marca “Kobe” centralizadas en la batería y distribuidos a través de múltiples (“manifolds”) y líneas de alta presión a los pozos. El fluido motriz fue originalmente crudo y luego agua en el Lote 1A - B, consistente en un promedio de 2000 BFPD a 3500 psi y produciendo una mezcla de 5000 BFPD. Las bombas a chorro “Jet Pump” eran “Kobe” de 2 ½” AE.

El último campo en el que se usó este sistema fue el campo Dorissa, pozo N° 1201, en el cual se aplicó el sistema de bombeo horizontal (“HPS”) en superficie y “Jet Pump” de 3 ½” x 2.81, 10J.

Principales Características del sistema que trabajo inicialmente en el pozo Dorissa 1201 completado con el Sistema de Bombeo Hidráulico

- Presión estática: 3500psi
- Índice de productividad: 0.27 BPD/psi
- Caudal inicial: 650 BFPD
- Fluido motriz: agua
- Presión de operación: 3500 psi

Tabla 1.3

Pump Size	Power Press	Power Fluid Rate	Horse Power	Non-Cav Rate bblpd	Prod. Rate bblpd	Pumping Bot-hole psig	Nozzle Area inches	Throat Area inches
10 J	2833	1569	79	1229	650	4316	0.0175	0.0526
10 H	2956	1585	83	953	650	4323	0.0175	0.0447
9 J	3037	1353	73	1324	650	4209	0.0148	0.0526
12 M	2669	2724	128	2263	650	4695	0.0311	0.0957
11 I	3349	2241	133	729	650	4564	0.0239	0.0447
10	4422	1798	142	2739	650	4413	0.0175	0.0957

Datos técnicos del Sistema de bombeo hidráulico

1.1.1.5 Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electro Sumergible

Ante el incremento del corte de agua (>80%) y la necesidad de producir altas tasas de producción 21,000 BFPD, la compañía operadora por razones técnico económicas optó por el sistema de bombeo electro sumergible (BES). En junio de 1981 REDA instaló el primer equipo BES en el Lote 1AB, el uso de este sistema se extendió a mayoría de los pozos en 1983, en reemplazo de los otros sistemas de levantamiento artificial existentes.

1.1.1.5.1 Consideraciones más relevantes que se tuvo en consideración para instalar Equipos de Bombeo Electro Sumergible:

Diámetro de los forros. - El diámetro de los equipos BES a bajar está supeditado al diámetro de los forros. Por lo tanto, si se opta por el sistema de bombeo electro sumergible es una condición muy importante que se debe tomar en cuenta. En las Operaciones del lote 1AB, los pozos tienen forros de 9 5/8" y de 7", es decir las profundidades donde se baja el equipo BES.

Geometría del pozo: Pozos con pata de perro muy severo (DLS), afectan la bajada y la operación de los equipos. En estos casos los equipos fallarán al momento de bajar o muy prematuramente. En el lote 1AB se instala en pozos tanto verticales como dirigidos, pero teniendo en cuenta de dejar el conjunto en un índice DLS menor o igual a 1.

Tasa de Producción: Esta condición está relacionada con el diámetro de los forros, para altas tasas de producción (> 11,000 BPD), se necesita forros de 9 5/8”.

Profundidad de sentado de la bomba: Esta condición está relacionada con el índice de productividad del pozo, potencia de los motores del conjunto BES, presión de burbuja, disponibilidad de los tipos de bomba; siempre hay una profundidad óptima para cada condición. Normalmente en el Lote 1-AB se han instalado los equipos en el rango de profundidades de 3500 ft a 9000 ft.

Fluido a producir: Dependiendo de la agresividad de los fluidos, se podrá elegir la metalurgia de los equipos y el tratamiento químico adecuado. En el lote 1AB se usa equipo BES con carcasa ferrítica, y el cable con armadura con contenido de zinc.

Temperatura de fondo: Otro parámetro a tener muy en cuenta es la temperatura de fondo (220- 298°F). Esa información nos permitirá elegir el tipo de motor a instalar y si se requerirá usar chaqueta para incrementar la velocidad de flujo y por ende el enfriamiento de los motores.

Corrosión por CO₂: Otro parámetro a tener muy en cuenta es la corrosión de los metales. Adicionalmente es importante mencionar para el Lote 1AB, los otros problemas operacionales que se tienen son: producción de crudos pesados, presencia de arena, deposición de incrustaciones, parafina, etc.

1.1.1.6 Comparación de los sistemas de Levantamiento Artificial

Para esto se ha tomado en consideración lo siguiente:

- ✓ Características petrofísicas de las formaciones así como de sus fluidos.
- ✓ Condiciones de producción y operación de los pozos previo al diseño de la sarta de producción artificial.
- ✓ Consideraciones generales y de diseño de los equipos para el lote 1AB
- ✓ Consideraciones operativas del lote 1AB.
- ✓ Consideraciones de medioambiente y logística.
- ✓ Las comparaciones relativas y los límites establecidos para algunos parámetros.

Lo expuesto se fundamenta en la experiencia y resultados del Lote 1AB y a nivel mundial está sujeto a cambios con la incorporación de mejoras de la tecnología en el futuro.

A continuación se detallan los factores operacionales a considerar para la selección del mejor método de levantamiento artificial:

Levantamiento de crudos pesados: Para el levantamiento de crudos pesados como algunos yacimientos del Lote 1AB, la eficiencia del sistema de bombeo electro centrífugo se reduce considerablemente pero a medida que se incrementa el corte de agua la eficiencia mejora. Sin embargo, en otros campos del mundo se usa levantamiento artificial en caliente con inyección de gas, aplicado a crudos de gravedades bajas como 11 API. Incluso, se usa el levantamiento artificial con inyección de gas en pozos estimulados con vapor.

Presencia de arena: La producción de arena causa problemas de erosión en todos los tipos de levantamiento artificial, por ejemplo, se tiene el pozo Carmen 1X cuyo “run life” del equipo BES era de 15 días en promedio, lo que motivo que se haga un análisis especial del problema concurrente. Se diseñó un equipo BES con varias innovaciones, tan es así que el “run life” sobrepasó los 1700 días. La abundancia de arena en el tope de la bomba de subsuelo puede causar problemas al tratar de recuperar la bomba. Por otro lado el levantamiento artificial por gas, es el único método que no necesita que el fluido cargado de arena pase a través de dicho mecanismo de levantamiento.

Scale (Incrustaciones): La acumulación de scale (incrustaciones), reduce el diámetro interior de la tubería y por lo tanto, disminuye la producción y la eficiencia del equipo BES, que puede originar un sobrecalentamiento del motor y originar su falla. Su prevención mediante aditivos químicos, proporciona a la bomba BES una mayor vida útil y asegura la capacidad normal de la tubería.

Parafina: La acumulación de la parafina en las partes superiores de la tubería de producción, en el cabezal del pozo o en líneas de flujo causará contrapresión, la cual reduce la eficiencia del flujo. Para evitar que esto suceda, es necesario remover la parafina. Los fluidos a altas temperaturas e inhibidores pueden circular inmediatamente en un sistema hidráulico.

Corrosión: La corrosión en el fondo del pozo puede ser causada por electrólisis entre diferentes tipos de metales y CO₂ presente en el fluido

producido, agua de salinidad alta o salmuera y por oxigenación de metales. El equipo BES usa material de acero ferrítico como carcasa.

Temperatura en el fondo del pozo: Cuando estas temperaturas son muy altas, se reduce la vida útil de algunos tipos de equipos de levantamiento artificial. El elemento motriz BES y el cable es afectado. Se deben tomar precauciones cuando la temperatura excede los 400 F. Todos los equipos requieren de sellos y metales de alto costo. En ellos se incluyen empaques, tuberías de producción, cabezal del pozo y equipo BES.

Clima en la superficie: Los extremos en las condiciones climáticas en el lote 1AB han influido en la selección del equipo de levantamiento artificial. El clima muy cálido como la selva peruana causan problemas de sobrecalentamiento en el equipo de superficie, pero el problema fundamental se refiere al incremento de costo y producción diferida por mal tiempo o lluvia en el área, por lo tanto tener un sistema de levantamiento artificial con continuos problemas operativos o fallas no es opción para la selva peruana.

Personal de operaciones: La capacidad técnica del personal de operaciones de campo influye en la selección del método de levantamiento artificial. El bombeo mecánico involucra menos operaciones riesgosas para el personal de campo que otros tipos de levantamiento artificial.

Además, usualmente se requiere de instrumentos especiales de operación para los siguientes

Tipos de bombeo: hidráulico, electro sumergible, tipo de chorro y levantamiento tipo pistón. En el Lote 1AB la Cia. Operadora tomó profesionalmente la parte de personal, es por esto que ellos entrenaron y tenían una escuela de entrenamiento además se tenía un pozo escuela en las operaciones del Lote 1AB.

Consumo de energía: El consumo de energía para un mismo caudal de bombeo y levantamiento dinámico varía considerablemente para de cada sistema de levantamiento artificial y es un punto muy importante a considerar en el diseño y selección.

Tipos de levantamiento: Algunos tipos de levantamiento requieren la extracción de la tubería (o varillas) y de la bomba para darles servicio y reemplazarlas. Sin embargo, otros tipos de levantamiento necesitan servicio

con guaya fina. Las bombas hidráulicas tipo libre pueden ser circuladas hacia la superficie, sin necesidad de usar cabria o unidad de guaya fina.

Desviación del pozo y profundidad del pozo: Pozos desviados tienen problemas con el sistema de bombeo mecánico por el rozamiento de las varillas.

Tipo de yacimiento: En el Lote 1AB, el mecanismo de producción de los reservorios o yacimientos, son por mecanismo de impulsión por agua, bastante activo, por lo tanto la conificación de los pozos se origina tempranamente, lo que crea la necesidad de bombear más fluido para mantener la producción de petróleo y lo que a su vez se traduce en el uso de bombas más grandes.

Impacto Ambiental: De acuerdo al D.S. 015-2006, todo pozo debe reinyectar su agua producida.

Aspectos económicos: Existen siete factores económicos que representan los parámetros más importantes en la selección del equipo de levantamiento artificial:

- ✓ Inversión inicial.
- ✓ Relación gastos operacionales/ingresos mensuales.
- ✓ Costos de “workover”.
- ✓ Vida útil del equipo.
- ✓ Número de pozos en levantamiento artificial.
- ✓ Disponibilidad de equipo excedente.
- ✓ Vida del pozo.

Cada uno de los sistemas de levantamiento artificial tiene limitaciones económicas y operacionales que lo excluyen de cualquier consideración en ciertas condiciones operacionales.

Los principios económicos y de operación están claramente definidos por la experiencia, especialmente dentro de un conjunto dado de condiciones operacionales.

En la tabla 1.4 se muestra el caudal máximo y la profundidad máxima de cada sistema de levantamiento artificial. Por ejemplo para el Lote 1AB, el bombeo mecánico se dejó de usar por el límite del caudal máximo de bombeo 2000 bpd, el sistema de gas lift se dejó de usar debido a la poca disponibilidad de gas. En el Lote 1AB, la profundidad de sentado de la bomba esta entre 3000 ft

y 9000 ft. En las tablas **1.4** y **1.5** se observa las limitaciones de caudal y profundidad de los diferentes sistemas de levantamiento Tomando en consideración toda la información anteriormente presentada y la experiencia de los diferentes sistemas de levantamiento artificial en el Lote 1AB se resumen lo siguiente:

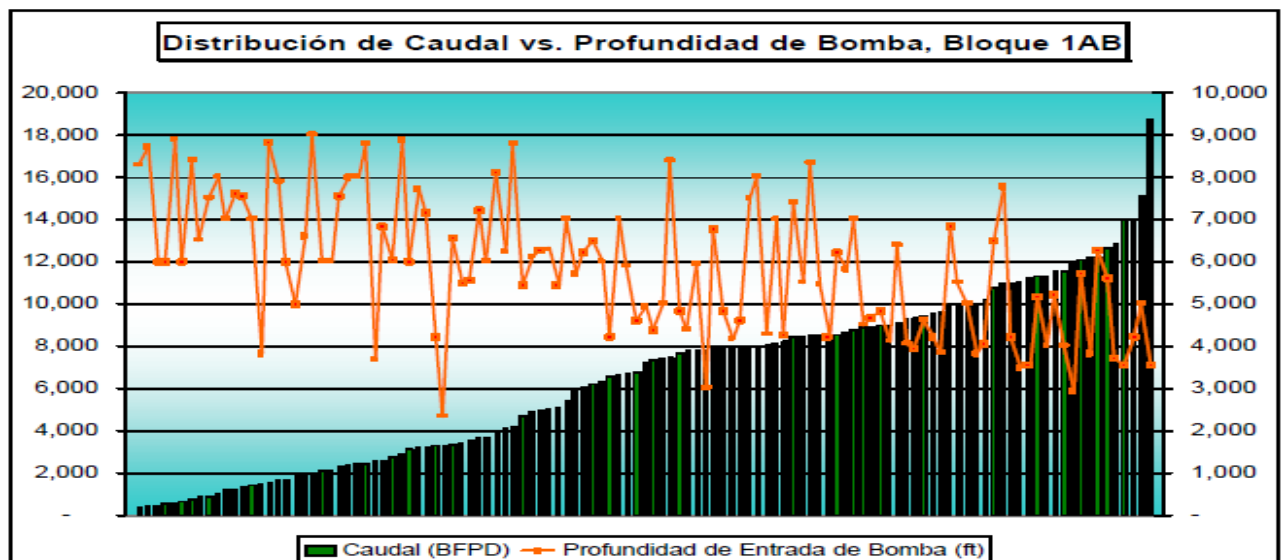
- ✓ El sistema de Gas Lift, es el método que se debe considerar en orden de prioridad después del flujo natural. Aplicando el análisis nodal se debe cuantificar el impacto de la tasa de inyección de gas sobre la tasa de producción. Se dejó de usar este sistema por la disponibilidad de gas y por el incremento de corte de agua a > del 80%.
- ✓ El bombeo mecánico debe considerarse, especialmente cuando el pozo posee baja capacidad de producción (2,000 BFPD), para crudos viscosos y/o pesados.
- ✓ El sistema de bombeo electro sumergible es aplicable para todo tipo de volúmenes de producción de 400 a 21,000 BFPD y con altos porcentajes de agua (95%). Una instalación de este sistema puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios adecuados para cada caso. Como se puede observar en la Tabla 5 se resumen la aplicación de los sistemas de levantamiento artificial usados en el Lote 1AB, los 4 sistemas de levantamiento artificial han ido cambiando y a medida que el porcentaje de agua se incrementaba el caudal a bombear también se incrementa, la corrosión se incrementa y se tiene una reducción de producción de gas se necesita bombear más fluido total pero a mayor temperatura de operación de los equipos de subsuelo.
- ✓ El sistema BES es el que mejor maneja todos los problemas operativos antes indicados. En consecuencia se puede concluir que el sistema de bombeo electro sumergible es el más adecuado desde el punto de vista técnico y económico para el Lote 1AB.

TABLA 1.4

Resumen de Comparación de los 4 métodos de Levantamiento Artificial aplicados en el LOTE 1AB				
Condición	Bombeo Mecánico	Jet Pumps	Gas Lift	BES
Incrustaciones (Scale)	Maneja	Maneja Scale dependiendo de la cantidad	Bueno	Problemas de atascos y falta de refrigeración del motor. Se mejora con inyección de química, vía capilar
Arena	Maneja	Maneja arena ,dependiendo de la cantidad	Muy bueno	Maneja con etapas especiales
Parafina	Reduce la eficiencia de producción	Maneja arena, dependiendo de la cantidad	Tienen problema con el manejo de parafinas necesita tratamiento químico	Tiene problema con el manejo de parafinas, necesita tratamiento químico vía capilar
Corrosión CO2	Problemas de rotura por corrosión	Maneja	Maneja	Maneja
Alto GOR	Problemas de cavitación	Maneja	Excelente para altos GOR	Manejable con un separador de gas "AGH" o Poseidon (70% Gas)
Disponibilidad de gas	No se necesita	No se necesita	Si se necesita pero no hay disponible	No se necesita
Desviación	Problemas de rotura, debido a la desviación	Excelente para pozos desviados	Muy bueno	Bueno , pero no dejar el equipo en lugares con "Dog Leg Severity" > 1
Caudal	2000 BFPD	2000 BFPD hasta 9000 Ft y 9000 BFPD hasta 7000 Ft	20000 BFPD hasta 12000 Ft y 50000 BFPD hasta 8000 Ft	9000 BFPD hasta 9000 Ft y 50 000 BFPD hasta 9000 Ft
Profundidad	7000 Ft	7000 Ft	12000 Ft	9000 Ft
Flexibilidad	Manejo por caudal	Hasta 90000 BFPD	Se puede controlar el caudal de flujo con diferentes choques	Caudal variable con el uso de variador de frecuencia
Temperatura	Maneja altas temperaturas de fondo sin problema	Maneja altas temperaturas de fondo sin problema	Maneja altas temperaturas de fondo sin problema	Equipo Estándar hasta 400° F Y equipo especial hasta 500° F
Altas presiones en superficie	150 Psi	2250 BFPD @3500 Psi Inyecc, prod 650 BFPD	2000 Psi	250 Psi con 3000 BFPD
Riesgo para el ambiente	Alto	Alto	Alto	Bajo
Eficiencia	52 a 62 %	22 a 30%	32%	52%
Costo de energía	Bajo	Moderado	Moderado	Alto
Run life	0.66 años cambio de equipo	2 años cambio de equipo	5 años cambio de equipo	2.5 Años
Producción diferida por el tiempo de respuestas	Alto	Alto	Bajo	Moderado
Caudal de producción de comparación	600 BFPD	1000 BFPD	125 BFPD	9000 BFPD
Costos de Instalación	\$ 250,000.00	\$ 960,000.00	Compresor \$ 1,400,000 para 1800 psi,	\$ 800,000.00
Coto de Mantenimiento		\$ 300,000.00	adicionalmente el costo de WO: \$ 400,000	\$ 330,000.00

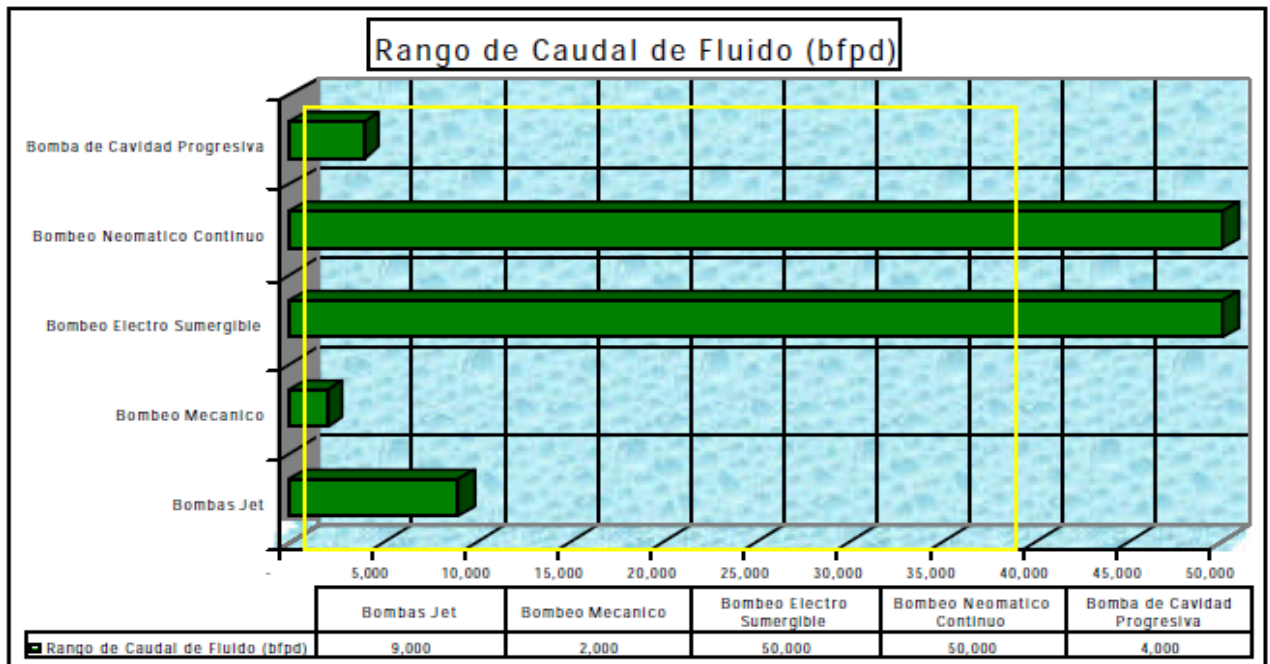
Resumen de los sistemas de levantamiento artificial aplicado al Lote 1AB

TABLA N° 1.5



Distribución de caudal Vs Profundidades de asentamiento del equipo BES

TABLA N° 1.6



Rango de Caudal de Fluido (BFPD)

1.1.2 Justificación de la Tesis

La investigación realizada en esta tesis beneficiará en gran medida a la empresa que opera en el lote 1AB, dado que en este lote los reservorios tienen como mecanismo de impulsión el empuje de agua y el método de levantamiento artificial más empleado es el sistema electrosumergible convencional. A inicios del año 1983, debido al alto volumen de fluido producido y el alto corte de agua, se optó por aplicar el método de levantamiento artificial, usando bombas electro sumergibles, la mayoría de las aplicaciones de los pozos en producción que representan el 95 % requieren de este sistema, por consiguiente el uso de una variedad de tipos de bombas para las diferentes aplicaciones la cual implica tener diversidad de inventario, lo cual dificulta la logística del consumidor y proveedor.

Las formaciones productoras en el lote 1AB son Vivian y Chonta, esta última requiere por lo general el uso de separadores y manejadores de gas y el uso de sensores de presión. La tecnología Electrosumergible se ha mantenido con el paso de los años y su aplicación no ha sido mejorada en muchos aspectos tales como los tiempos que demanda el armado de estos equipos en el pozo

(motor, protector, bomba electrosumergible), lo cual representa horas "RIG" y producción diferida si hablamos de la cantidad de pozos en el lote 1AB y el promedio anual de 40 servicios. Así mismo las características técnicas, como la eficiencia y el consumo de la bomba y el motor eléctrico, los cuales juegan un papel muy importante para mantener el buen performance del equipo y esto permite optimizar costos operativos y mejora del tiempo de vida útil de los equipo electrosumergibles. Es allí donde una alternativa para superar algunas de las deficiencias del sistema BES convencional es el implementar la tecnología BES "Maximus". Esta tesis desea mostrar los resultados y la proyección de su aplicación en los campos del lote 1AB.

1.2 Planteamiento del problema

El diseño de un conjunto BES, al igual que otros métodos de levantamiento artificial, no es una ciencia exacta e involucra un gran número de factores, este varía con las condiciones mecánicas del pozo, características del reservorio y los fluidos que van a ser bombeados. Debido a esto, es importante obtener información detallada acerca del pozo y la historia de producción. La obtención de data confiable antes de realizar un buen diseño del set de los equipos BES a usar.

Una vez que el equipo BES ha sido diseñado y su operación ha sido monitoreada adecuadamente, el equipo instalado empieza a ser relativamente económico y libre de problemas. Uno de los más modernos métodos de levantamiento Artificial que existen en la industria del Petróleo, es el bombeo BES o también llamado electro centrífugo. En el Lote 1AB, este es el método más importante que actualmente se usa para la extracción y producción de petróleo. Su aplicación comenzó a inicios de 1981 y durante los primeros años, los tiempos de vida operativa de las bombas electro sumergibles fueron muy cortos, en el rango de días.

Paulatinamente, se fueron introduciendo mejoras en cuanto a equipo, diseño y métodos operativos, lográndose al cabo de los años de aplicación, mejores resultados, que han ubicado el tiempo promedio de vida de los equipos en el

orden de 1100 días. El presente trabajo resume los más importantes conceptos en cuanto a diseño y propuesta de mejora de tecnología BES “Maximus” y su aplicabilidad en los pozos del lote 1AB.

Actualmente el proceso de armado de los equipos BES demanda mucho tiempo, invirtiéndose en horas de alquiler de equipos de servicio de pozos (“RIG”) bastante dinero y con la restricción de armado en condiciones climáticas adversas. Además la calidad de la energía no es buena y la tecnología actual se ha visto afectada por este punto. El lote 1AB es un campo marginal y ambiente remoto, donde se requiere optimizar los diseños de los equipos de producción y el tiempo de vida de los mismos (“run life”).

1.3 Objetivos

- ✓ Aumento del tiempo de vida del equipo BES (“run life”)
- ✓ Ahorro significativo en horas de uso de los equipos de servicio de pozos (“RIG”), ya que se utilizará menos tiempo en el armado y se gastará menos en el alquiler de estos equipos.
- ✓ Disminuir la Producción diferida debido a tiempo empleado en la instalación de equipos.
- ✓ Reducir las fallas por año de los equipos BES
- ✓ A largo plazo estandarizar el campo con la nueva tecnología BES “Maximus”.

1.4 Hipótesis

El uso de la nueva tecnología BES “Maximus” de levantamiento artificial permitirá ahorros significativos en costos operativos, reducirá la producción diferida, incrementará el tiempo de vida de los equipos y optimizará la producción.

CAPÍTULO 2.- DESCRIPCIÓN Y MODO DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS BES

El sistema BES consta de equipos de Fondo (Motores, protectores, bombas, admisión (“intake”), separadores, cable de extensión) y equipos de superficie (Variadores, arrancadores, Línea de media tensión o Motor generador, transformadores elevadores y reductores).

2.1 Equipos de Fondo

2.1.1 Bomba

Son del tipo centrífugo de múltiples etapas, cada etapa consiste de un impulsor (dinámico) y un difusor (estático). El número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida. Las bombas se fabrican de diferentes materiales de acuerdo a los requerimientos del pozo y del operador. Ejemplo “AR” significa “Abrasion Resistant” o resistentes a la abrasión causada por la arena. La etapa es también fabricada de diferentes materiales como K-Monel, Inconel, 5530, etc.

Figura 2.1

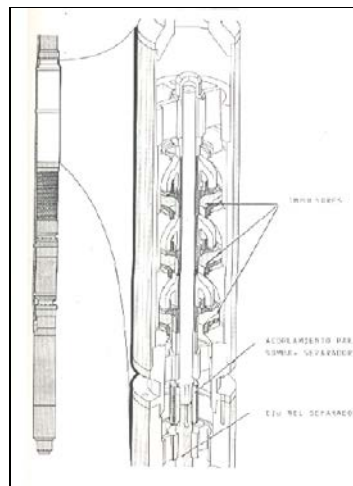


Diagrama de una Bomba

Cada etapa provee una altura de levantamiento de fluido, por ejemplo, si para producir 2500 barriles tenemos una carga dinámica de 3000 pies y la bomba

seleccionada levanta 30 pies por etapa, el número total de etapas requeridas es 3000 pies / 30 pies/etapa = 100 etapas .Al igual que los motores se fabrican de diferentes diámetros que son los números de serie que adoptan los equipos: 400, 540, 675, 513, etc. (400 como número de serie significa que la bomba tiene un diámetro de 4.00”). Los caudales varían desde 200 barriles hasta 80,000 barriles. La bomba tiene un rango de operación óptimo. Si se opera por encima o debajo de ese rango, el empuje ascendente o descendente reduce la duración efectiva de la bomba, razón por la cual es muy importante determinar con precisión la productividad para recomendar el diseño óptimo. De acuerdo a estudios e investigaciones que se han realizado durante las inspecciones de las bombas en operaciones BES foráneas, se ha concluido que es recomendable iniciar una operación BES en el límite superior de la zona de empuje ascendente. Esto se ha corroborado por el tiempo de vida de los equipos BES bajo este esquema de diseño.

Tabla 2.1

Tipo	Series	Bomba “OD”	CSG. “ID”
A	338	3.38”	4 ½”
D	400	4.00”	5 ½”
G	540	5.13”	6 5/8”
S	538	5.38”	7”
H	562	5.63”	7”
J	675	6.75”	8 5/8”
L	738	7.25”	9 5/8”
M	862	8.63”	10 ¾”
N	950	9.5”	11 ¾”
P	1125	11.25”	13 3/8”

Designación de series de Bombas

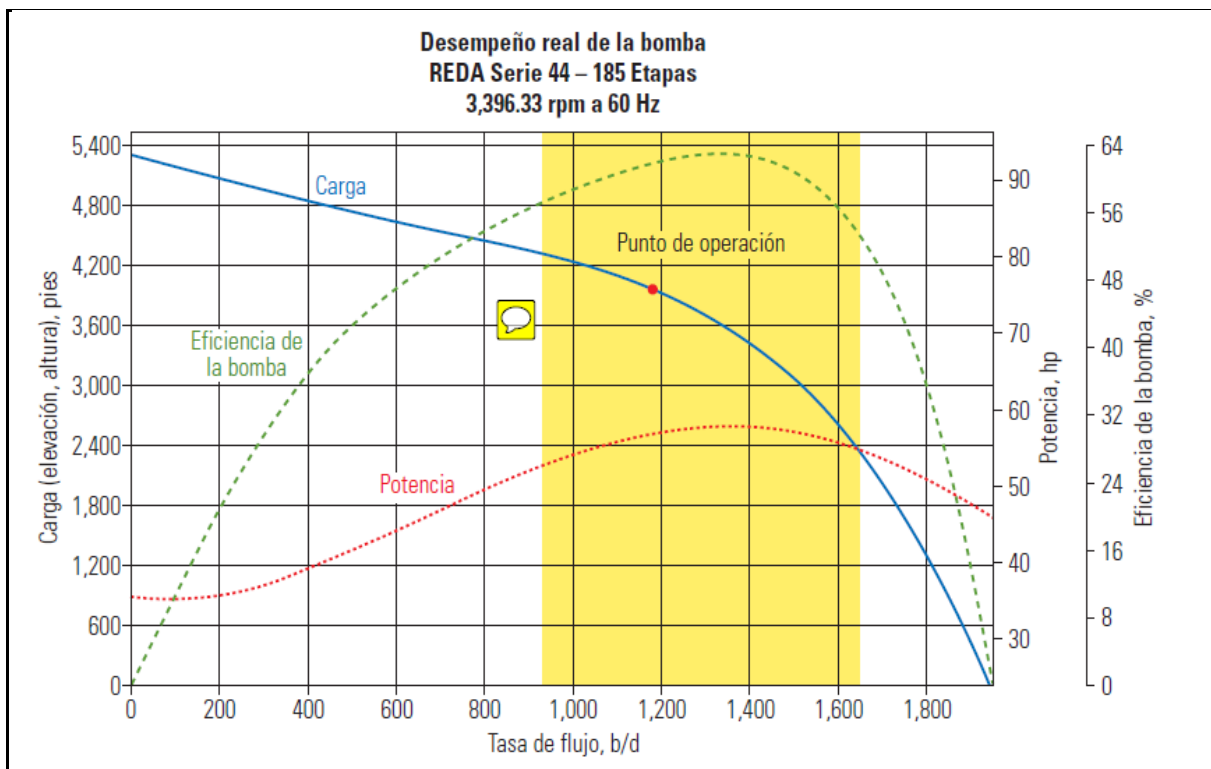
Ejemplo, una bomba DN1300:

En donde:

D = Serie 400, por lo tanto diámetro interno de la bomba, 4.0”.

N = El material de las etapas es “Ni-resist”.

Figura 2.1



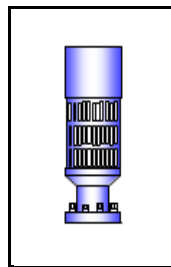
Curvas de operación de la Bomba

Las curvas de operación de la bomba son generadas específicamente para cada bomba, con el fin de graficar la capacidad de la bomba para desplazar los fluidos. La capacidad de carga (elevación, altura) (curva azul), la eficiencia de la bomba (curva de guiones verde) y la potencia (curva de puntos rojos) se grafican en función de la tasa de flujo. La parte más importante de esta gráfica de desempeño es la curva de capacidad de carga, que muestra la relación existente entre la carga dinámica total y la capacidad de flujo de una bomba específica. Una bomba puede desarrollar sólo una cierta carga para una tasa de flujo dada y viceversa. La zona amarilla de la curva de la bomba indica el rango de operación más eficiente para esta bomba específica. En este caso, el punto de operación (punto rojo) indica que, a 60 Hz, esta bomba de 185 etapas opera en el rango óptimo.

2.1.2 Admisión (“Intake”)

La sección de admisión estándar tiene múltiples orificios que permiten al fluido fluir a la sección inferior de la bomba y entrar así a la etapa de fondo de la bomba. En la mayoría de los casos los huecos son de aproximadamente de 1” de diámetro. Hay algunas secciones de admisión que vienen equipados con una rejilla para mantener algunas suciedades fuera de la bomba. La sección de admisión viene ajustada al fondo de la bomba y su eje está conectado a un cople ranurado. Esta aplicación es para pozos que producen muy poco de gas libre o bajo GOR, la cantidad de gas libre por volumen a condiciones de punto de admisión de la bomba deberá ser no más que 10% a 15 % por volumen.

Figura 2.2



Admisión (“Intake”)

2.1.3 Protectores

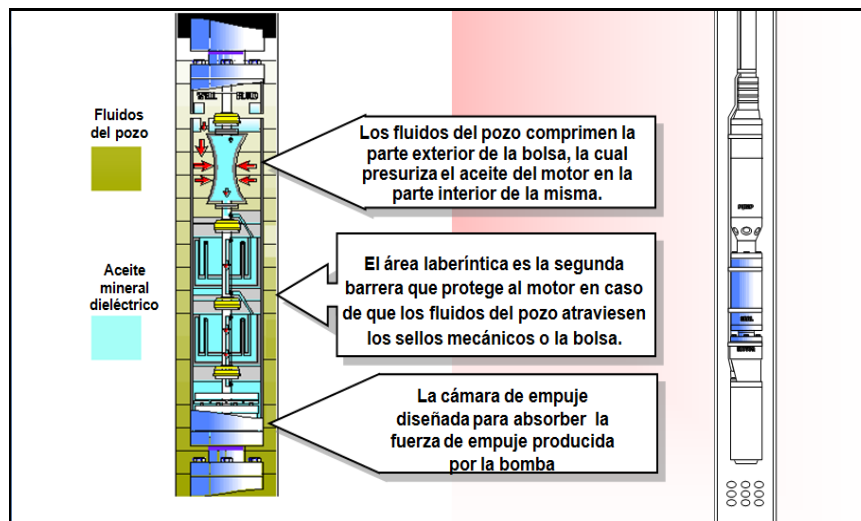
El protector se encuentra ubicado entre la bomba y el motor, y posee numerosas funciones:

- ✓ Conducir el empuje ascendente o el empuje descendente desarrollado por la bomba: Estas fuerzas se distribuyen a lo largo de la vasta superficie del cojinete de empuje del protector. Por lo tanto, los cojinetes deben ser diseñados con una regulación determinada para operar con valores superiores al empuje máximo que generará la bomba.

- ✓ Acoplar el esfuerzo de torsión desarrollador el motor a la bomba: El eje del protector debe ser capaz de desarrollar un esfuerzo de torsión máximo sin exceder su límite elástico, lo que podría producir la rotura del eje.
- ✓ Mantener los fluidos del pozo fuera del motor. El protector transfiere la presión entre el aceite del motor y el fluido producido en el espacio anular, sin permitir la mezcla de los dos fluidos.
- ✓ Proveer un depósito de fluido para permitir la expansión térmica del aceite del motor: La instalación de la bomba según la profundidad, somete al sistema BES a incrementos de temperatura entre la superficie y la profundidad de trabajo. Durante la operación, la fricción eleva aún más la temperatura. Los incrementos de temperatura hacen que el aceite dieléctrico del motor se expanda.

El protector permite esta expansión, facilitando que el exceso de volumen expandido de aceite pase del motor al protector y desplazando un volumen equivalente de fluido de pozo del protector al pozo. Cuando un motor se detiene, su aceite se contrae a medida que el motor se enfría y el protector provee un depósito de aceite limpio que fluye nuevamente hacia el motor, manteniendo separados los fluidos del pozo. Si el motor se detuviera sin contar con los beneficios de un protector, su aceite se contraería .con el enfriamiento del motor, creando un vacío que se llenaría con los fluidos del pozo. Los protectores se dividen generalmente entre categorías: los diseños de tipo laberinto, bolsa elastomérica y fuelle arriba. El diseño de tipo laberinto utiliza la diferencia de peso específico entre el fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, aunque estén en contacto directo. Para que este diseño funcione, el fluido del pozo tiene que ser más pesado que el aceite del motor y la unidad debe instalarse en el pozo en posición vertical o casi vertical. En pozos con altas relaciones gas/petróleo, el peso específico del fluido del pozo puede ser menor que el del aceite del motor. Los demás componentes, tales como el cable de alimentación, los cojinetes, los sellos del eje, el aislante del bobinado y el aceite del motor, han sido rediseñados o construidos con materiales especiales para tolerar temperaturas altas y mejorar la confiabilidad del sistema.

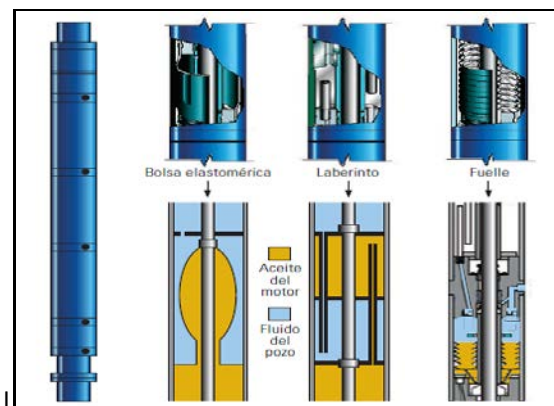
Figura 2.3



Protectores

Evolución del diseño de los protectores. Los protectores son cruciales para preservar la integridad del motor eléctrico de la bomba. Bolsas elastoméricas de sello positivo son utilizadas en muchas aplicaciones pero no poseen suficiente resistencia a la tracción o tolerancia térmica para los pozos SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Los protectores de tipo laberinto utilizan una trayectoria tortuosa para limitar la entrada de fluidos del pozo, pero no se adecuan a las instalaciones horizontales. El fuelle metálico de presión positiva permite la ecualización de la presión y la expansión del aceite dieléctrico del motor.

Figura 2.4



Tipo de protectores

2.1.4 Motores

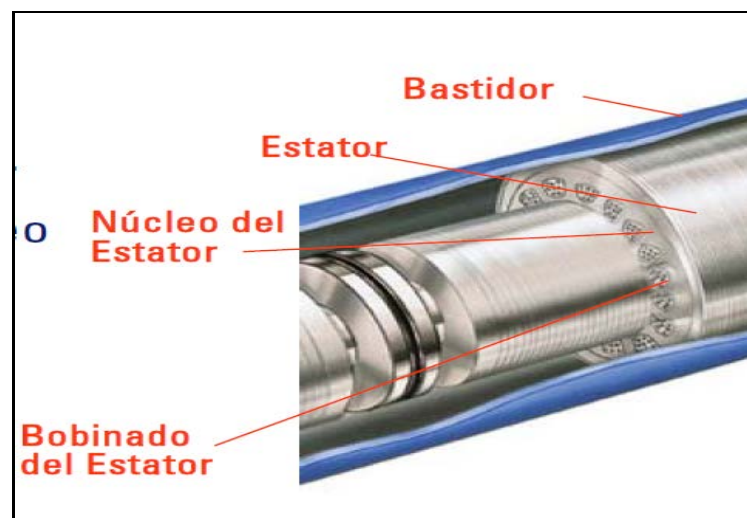
Los motores de inducción son dispositivos que transforman energía eléctrica en energía mecánica. Es también considerado como un transformador giratorio, porque induce voltajes y corrientes en el rotor. Desde el punto de vista mecánico, el motor de inducción, se compone de dos partes:

- Estator (Parte Estacionaria)
- Rotor (Parte Rotaria)

El estator está compuesto de:

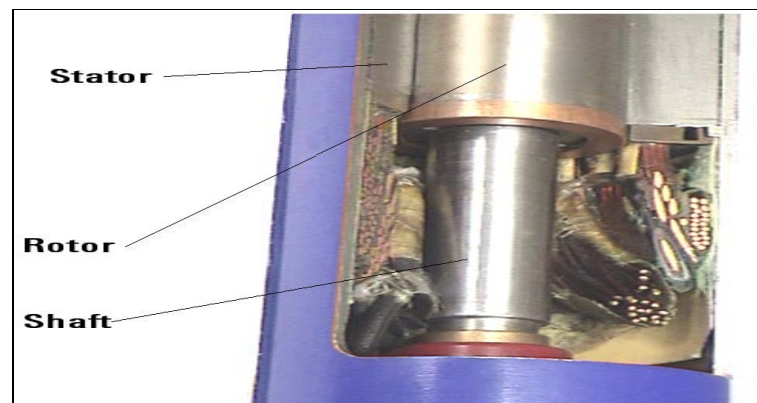
- “Housing”
- Laminaciones
- Bobinados

Figura 2.5



Partes Internas del motor

Figura 2.6



Partes Internas del motor

El aceite dieléctrico es un aceite aislante que se utiliza en los equipos eléctricos. Mal conductor de electricidad, pero sustentador eficiente de los campos electrostáticos, el aceite dieléctrico resiste la falla bajo voltajes altos y se utiliza en los sistemas BES para proteger los componentes eléctricos de los elementos corrosivos presentes en el pozo.

Desde el punto de vista funcional, también se pueden considerar dos grupos de partes, que prácticamente coinciden con las partes de la clasificación mecánica.

- **Armadura.**- Es la parte donde operan las fuerzas contra electromotrices, que es la parte del estator.

- **Rotor.**- Es la contraparte de la armadura, y es un sistema polar que se excita por inducción.

El funcionamiento del motor de inducción se debe, al energizar el estator que produce un flujo magnético giratorio, de magnitud y velocidad constante. En el rotor se inducen polos magnéticos que siguen en su giro al flujo del estator. El voltaje que se aplica a los embobinados del estator, es un voltaje de excitación de frecuencia constante y potencial constante y el voltaje que se aplica al rotor es un voltaje inducido de frecuencia y potencial variables que se produce como consecuencia de la velocidad del rotor con respecto a la velocidad síncrona.

El voltaje alterno que se induce de frecuencia variable en su rotor, es casi del mismo modo en el que se induce un voltaje de CA mediante la acción

transformadora en el secundario de un transformador, donde el primario es el estator y el secundario es el rotor. No tiene un circuito de campo separado, por lo que se considera de excitación sencilla, ya que solo se aplica corriente alterna al estator.

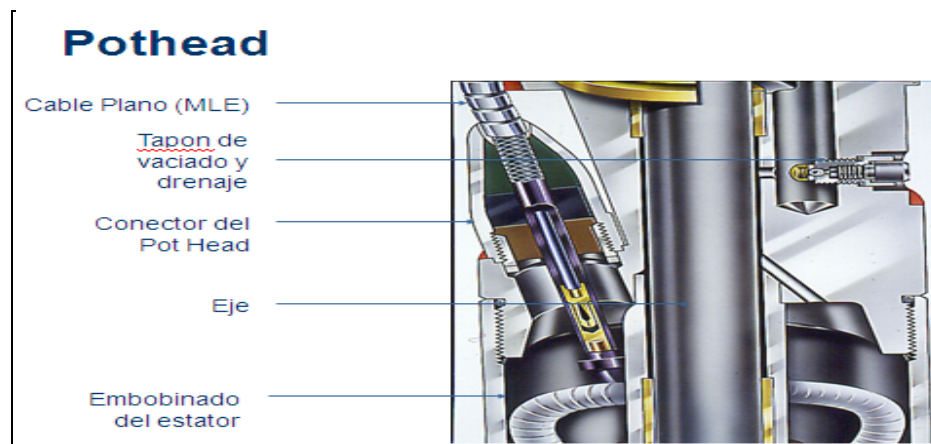
En general, cuanto más grande sea el movimiento relativo entre los campos magnéticos del rotor y del estator, mayor será el voltaje resultante en el rotor, por lo que el mayor movimiento relativo se da cuando el rotor se encuentra en estado estacionario, condición conocida como de rotor frenado o de rotor Loteado, alcanzando el mayor voltaje inducido en el rotor. El menor voltaje (0V) se alcanza cuando el rotor se mueve a la misma velocidad del campo magnético del estator, o sea, no hay movimiento relativo. En la construcción del motor de inducción, el estator es el mismo que el de una máquina síncrona, pero con diferente construcción del rotor. Hay dos tipos diferentes de rotores que se pueden colocar dentro del estator.

Figura 2.7



Motor

Figura 2.8



Conector de Potencia (Pothead)

2.1.5 Sensores

2.1.5.1 Definición

Son dispositivos electrónicos que envían señales a la superficie a través del cable eléctrico, se conecta al motor de fondo. El sensor detecta varias variables tales como: presión de succión, presión de descarga, temperaturas, vibración y pérdida de corriente, se alimenta de corriente continua de 120 voltios. Los sensores miden parámetros del fondo del pozo tales como: P_i , P_d , T_i , T_m , flujo, vibración, alertando al variador para evitar que el motor trabaje impulsando a la bomba cuando no se tiene la sumergencia adecuada. Los sensores de fondo de pozo son calibrados a los estándares internacionales. Los datos se transmiten a través del cable de potencia del motor a la superficie. La electrónica de fondo de pozo son probados para su operación en este entorno. Los límites operacionales 150C (302°F) y 5600PSI (10 000 PSI en la versión de alta presión).

Parámetros de medición:

- Presión de succión.
- Temperatura de succión.

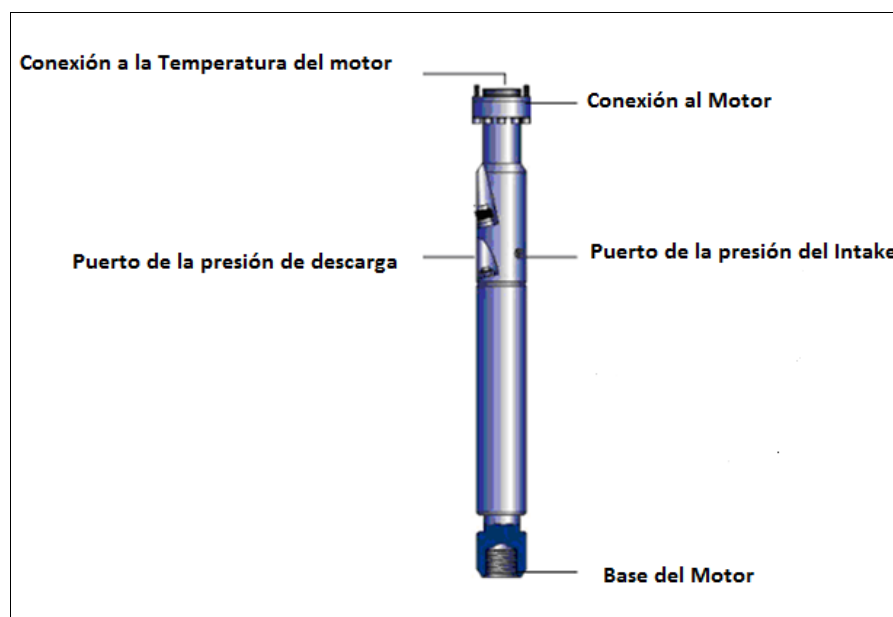
- Temperatura del Motor.
- Corriente de fuga.
- Vibración.
- Presión de descarga de la bomba.

Tabla 2.3

PARÁMETROS	RANGO	PRECISIÓN
Presión	690 bar (10,000 psi)	0.1%
Temperatura	150 C (302 F)	1%
Caudal	4700 m3/d	5%
Vibración	12 g	1%
Corriente de fuga	25 mA	0.05%

Rangos de los valores detectados por el sensor

Figura 2.10



Sensor

2.1.5.2 Monitoreo en el fondo del pozo

Mediante el monitoreo del desempeño de los sistemas BES, los operadores pueden reconocer los problemas a medida que se presentan. En muchos casos, el desempeño de las bombas declina gradualmente, lo que deja tiempo

para que los operadores intervengan proactivamente si están al tanto del problema. Los sensores Phoenix proveen una sucesión constante de mediciones de la bomba en tiempo real. Mediante el rastreo de las características de las bombas de fondo de pozo, los operadores pueden reconocer la existencia de desviaciones con respecto a las tendencias establecidas y luego adoptar medidas para prolongar la vida útil de la bomba y mejorar la producción. Estas mediciones también son importantes para evaluar el comportamiento del yacimiento; proveen información valiosa a utilizarse en el análisis de depresiones transitorias, el monitoreo de la curva de desempeño del pozo y el establecimiento de tendencias de productividad.

2.1.5.3 Características y tipos de los Sensores

Los sensores proveen una diversidad de mediciones de fondo de pozo y opciones de respuesta e incluyen los siguientes dispositivos:

- **Sensor de fuga de corriente:** protege el sistema eléctrico del calor excesivo de la bomba, la falla de aislamiento del bobinado del motor eléctrico y la pérdida del aislamiento fase-tierra.
- **Sensor de presión de descarga:** protege la bomba de la alta presión causada por los cierres de las válvulas y los tapones de fluido pesado.
- **Sensor de presión de Intake (presión dinámica al ingreso del fluido):** protege la bomba de la baja presión causada por el nivel bajo del fluido, el agotamiento del nivel provocado por la obturación de las admisiones y la obturación por gas.
- **Sensor de temperatura de admisión:** protege la bomba del recalentamiento provocado por la recirculación, a alta temperatura, a través de la admisión, así como de la temperatura elevada del fluido de producción.
- **Sensor de aceite del motor y de la temperatura del bobinado:** protege el motor de la alta temperatura causada por las condiciones de flujo bajo, la alta carga del motor y la refrigeración deficiente debida a la acumulación de Incrustaciones.

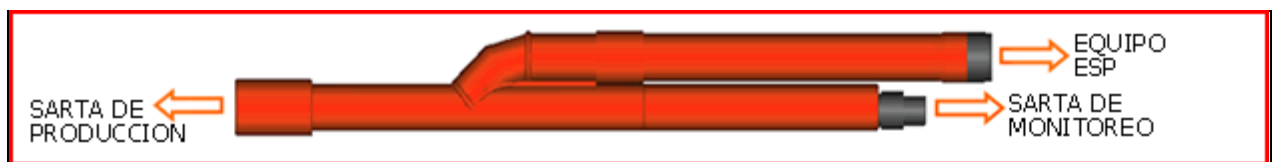
- **Sensor de vibración del motor y de la bomba:**

Protege la bomba de la vibración y del daño mecánico causado por la producción excesiva de sólidos y el desgaste mecánico excesivo. Cada uno de estos parámetros medidos puede programarse para que un interruptor eléctrico se dispare con un valor umbral dado, deteniendo de inmediato el motor para protegerlo de daños posteriores. En muchas instalaciones, el operador puede ajustar los parámetros de la bomba en forma remota para corregir un problema. De este modo, si se dispara una alarma, el operador puede transmitir los ajustes de la velocidad de la bomba para reducir la vibración o incrementar la velocidad de la bomba para desplazar mayor cantidad de líquido refrigerante más allá del motor, o aplicar contrapresión para extraer los sólidos del sistema.

2.1.6 Herramientas Y “Y-Tools”

Es una herramienta en forma de “Y”, de ahí su nombre. Posee en su interior un sistema de comunicaciones y sellos para prevenir la recirculación y desviar los fluidos provenientes de los equipos sumergibles por diferentes direcciones, permitiendo de este modo la producción individual de los yacimientos. Con una Herramienta puede realizarse punzados, registros en hueco entubado e incluso puede ser usados para pruebas de pozos en producción. En su interior presenta una cavidad en la que se alojará un “stinger” conectado con una tubería de 2 3/8 pulgadas de diámetro, por la que se producirá de la zona inferior, Mientras que, por el anular que queda entre ésta tubería y el “Y Tool” de 5 1/2 pulgadas.

Figura 2.11



Herramienta Tipo Y “Y-Tool”

Figura 2.12



Componentes de una "Y-Tool"

2.1.7 Cable

El cable es una parte importante del conjunto BES, ya que se encarga de llevar la corriente para el funcionamiento del sistema BES. La corriente es llevada en 3 fases o conductores desde el controlador del motor (Arrancador o variador) en la superficie hasta el motor en el fondo del pozo. Hay diferentes tipos de configuraciones que están disponibles en varios materiales y tamaños. Así tenemos el cable plano, el cable redondo y el cable plano con capilar y el cable redondo con capilar, estos dos últimos sirven para la inyección química. Los cables de 3 Kv son los más comunes usados en los pozos de petróleo. Los conductores de cobre están aislados por etil-propileno. En pozos extremadamente calientes estos cables de etil-propileno pueden trabajar a temperaturas hasta 4000°F.

Factores a ser considerados para seleccionar el cable:

- Propiedades eléctricas
- Dimensiones físicas
- Resistencia al medio ambiente

- Esfuerzo Mecánico.
- Temperatura
- Condición de manejo del cable (maniobrabilidad)

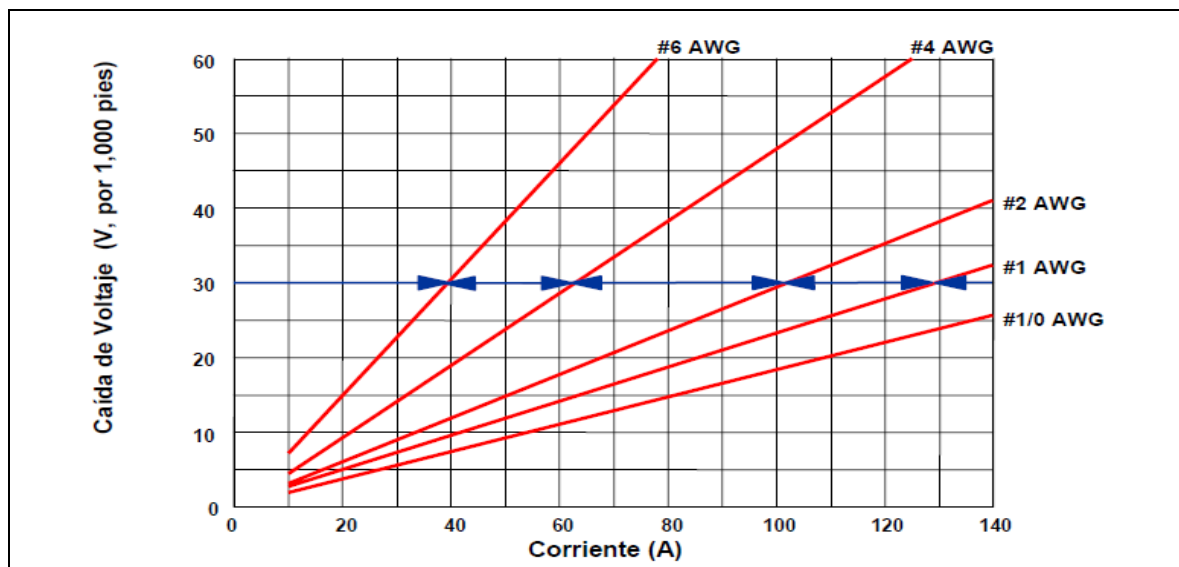
Los cables pueden ser instalados en pozos de hasta 400° F.

Tabla 2.4

Tipo de cable	KV Rating	Configuración	Max. Temp	Material aislante	Jacket Material
Redalene	3KV	Redondo & plano	205F	Polietileno	Nitrilo
Redahot	4KV	Redondo & plano	220F	EPDM	Nitrilo
Redablack	5KV	Redondo & plano	300F	EPDM	EPDM
Redalead	4KV & 5KV	Redondo & plano	400F	EPDM	Braidover Lead
Ployethylene	3KV	Redondo	180F	Polietileno	Polietileno

Tipos y configuraciones de los cables

Figura 2.13

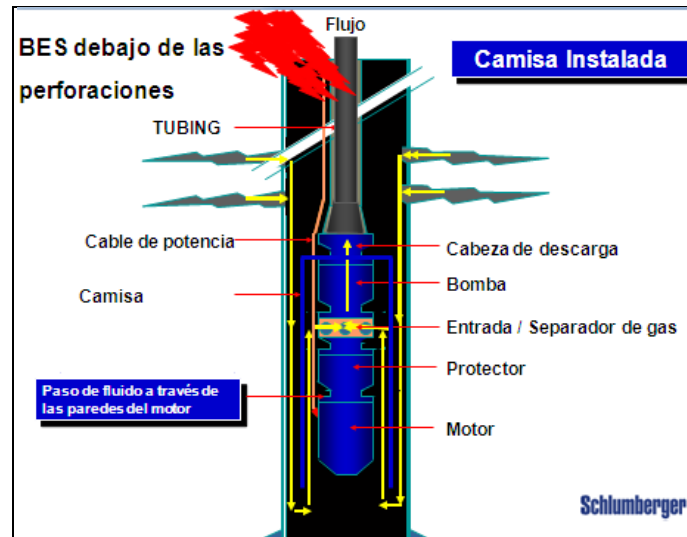


Caída de Voltaje en los cables

2.1.8 Camisa para el Motor “Motor Jacket”:

Es una camisa que se usa para una mejor refrigeración para el motor. Es aplicable en pozos con altas temperaturas.

Figura 2.14



Motor Jacket

2.2 Equipos de Superficie

2.2.1 Generador eléctrico

Este conjunto de potencia es ubicado en un lugar cercano a la planta de producción, para su permanente control. La transmisión de intensidad y el voltaje de la corriente hacia las locaciones de los pozos donde operan las unidades BES se hace mediante el empleo de cables de alta tensión, las cuales en el caso del Lote 1AB, son capaces de llevar 13 000 Voltios y hasta 120 amperios desde la fuente de poder hasta los pozos.

2.2.2 Transformadores

Los transformadores eléctricos son requeridos para suministrar el voltaje correcto a los terminales del motor.

- Transformadores Reductores (“Step-down”) :
- Transformadores Elevadores (“Step-up”) :

Los transformadores pueden ser de una fase o trifásicos.

2.2.3 Caja de venteo/conexión

Provee un punto de conexión para el cable de superficie desde el panel de control del motor o VSD al cable de potencia en el pozo. Permite al gas que migra a través del cable de potencia ser venteado. Provee un fácil, seguro y accesible punto de prueba para verificar eléctricamente el equipo de fondo.

2.2.4 Arrancadores y Variadores

El motor de fondo requiere un suministro de energía eléctrica a un voltaje y amperaje determinado para operar según el diseño de la aplicación. Los equipos de superficie: arrancadores controladores, variador de velocidad, transformadores y cableado en superficie debe ser adecuada para suministrar esta energía eléctrica. Otras consideraciones para el equipo de superficie implican el ambiente que será expuesto y la energía primaria en el pozo, que es generalmente de alta tensión (tales como 7200, 12470, 14400, 24950 Voltios) o de baja tensión (por ejemplo, 380, 440, 460,480 Voltios). Una frecuencia constante de cualquiera de 50 o 60Hz está previsto que depende en cada locación. La fuente de energía primaria más el equipo de superficie debe suministrar al motor trifásico de potencia y la tensión de superficie requerida para la aplicación. Si el motor recibe el voltaje necesario entonces el amperaje necesario también se suministra a la misma y la mejor eficiencia se logrará por ello.

2.2.4.1 Arrancadores

Todas las aplicaciones, excepto donde los Variadores de velocidad son usados, requerirán de un arrancador, también denominados panel de control o unidad de velocidad fija. Los arrancadores proveen cuatro funciones básicas:

1. Arranque y parada del motor.
2. Evita la sobrecarga de corriente y provee protección ante una baja carga del motor apagado.
3. Monitoreo de la corriente para predecir las condiciones de fondo de pozo.

4. La protección contra sobretensiones transitorias.

Los arrancadores son tradicionalmente de dos tipos:

- Electromecánicos
- De estado sólido.

El Arrancador electromecánico proporciona un manual de interruptor de desconexión magnética por el controlador del motor, aceite magnético amortiguador de sobrecorriente, y el trasfondo del relevador (“relay”) de la bomba y la protección de cierre de gas. Una grabación del Amperímetro con un registro grafico mecánico de tiempo de funcionamiento, el tiempo de inactividad y la cantidad de actual que se utiliza durante el funcionamiento. Un cuadro de distribución controlada por el estado sólido proporciona un mayor nivel de protección de funciones, además de los parámetros seleccionados de operación e indicadores de estado. Hay varios paquetes de accesorios opcionales que pueden ser incluidos en un panel de control.

Cuadros de distribución son empresas basadas en las calificaciones:

- Tensión máxima
- Carga máxima de amperios

2.2.4.2 Variadores

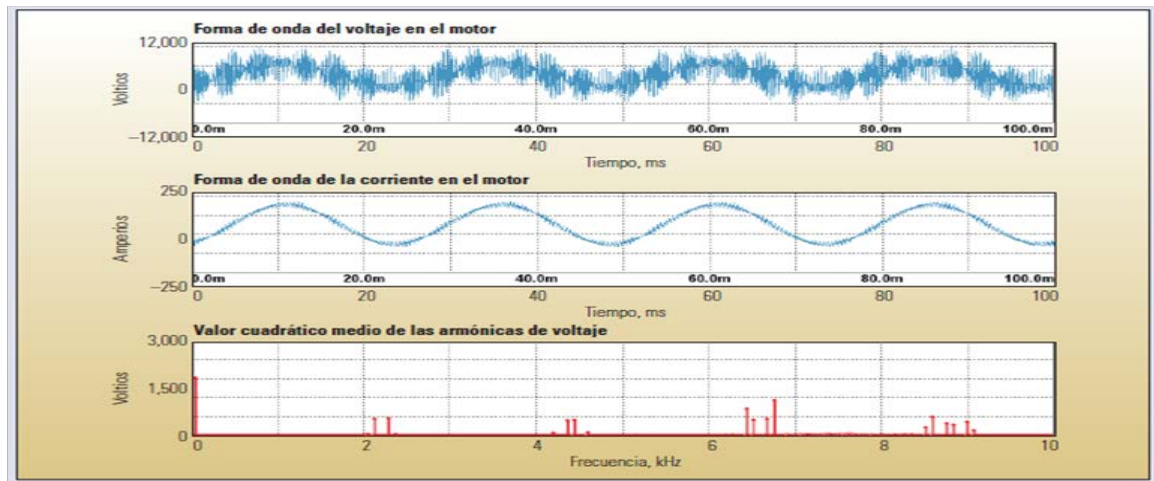
Figura 2.15



Variador

En los variadores sin Filtro, se nota la presencia de Armónicos, la forma de Onda para el motor la más oscilante.

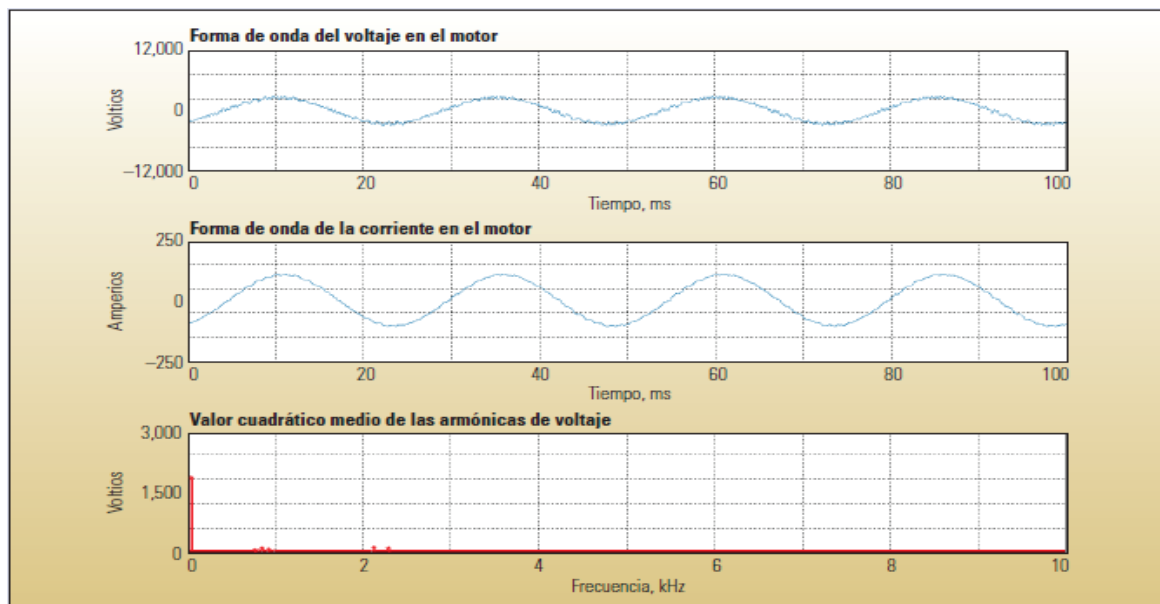
Figura 2.16



Armónicos que se registran en el variador

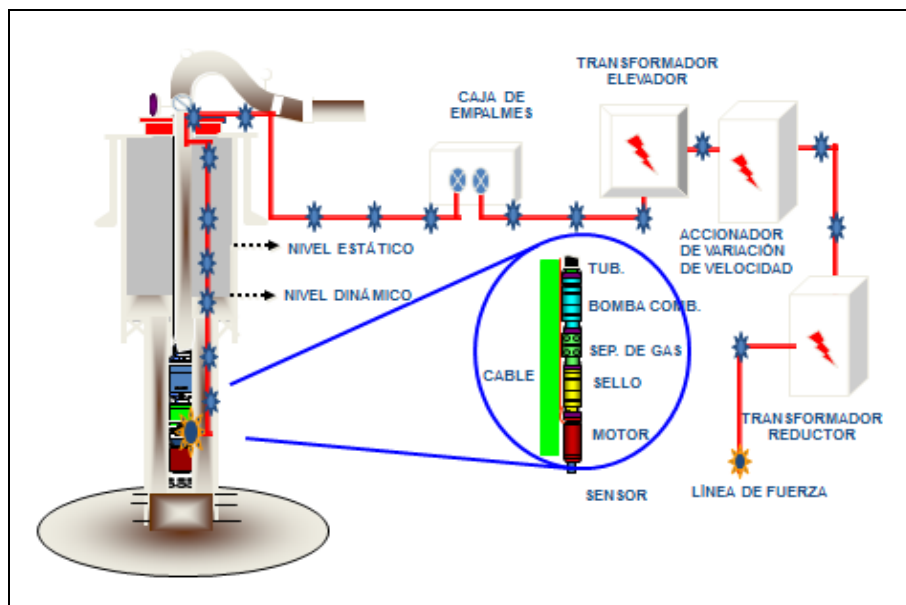
En los variadores Con filtro, la onda del voltaje que entra al motor es mucho más estable.

Figura 2.17



Formas de onda para el Voltaje, corriente en el motor y armónicos

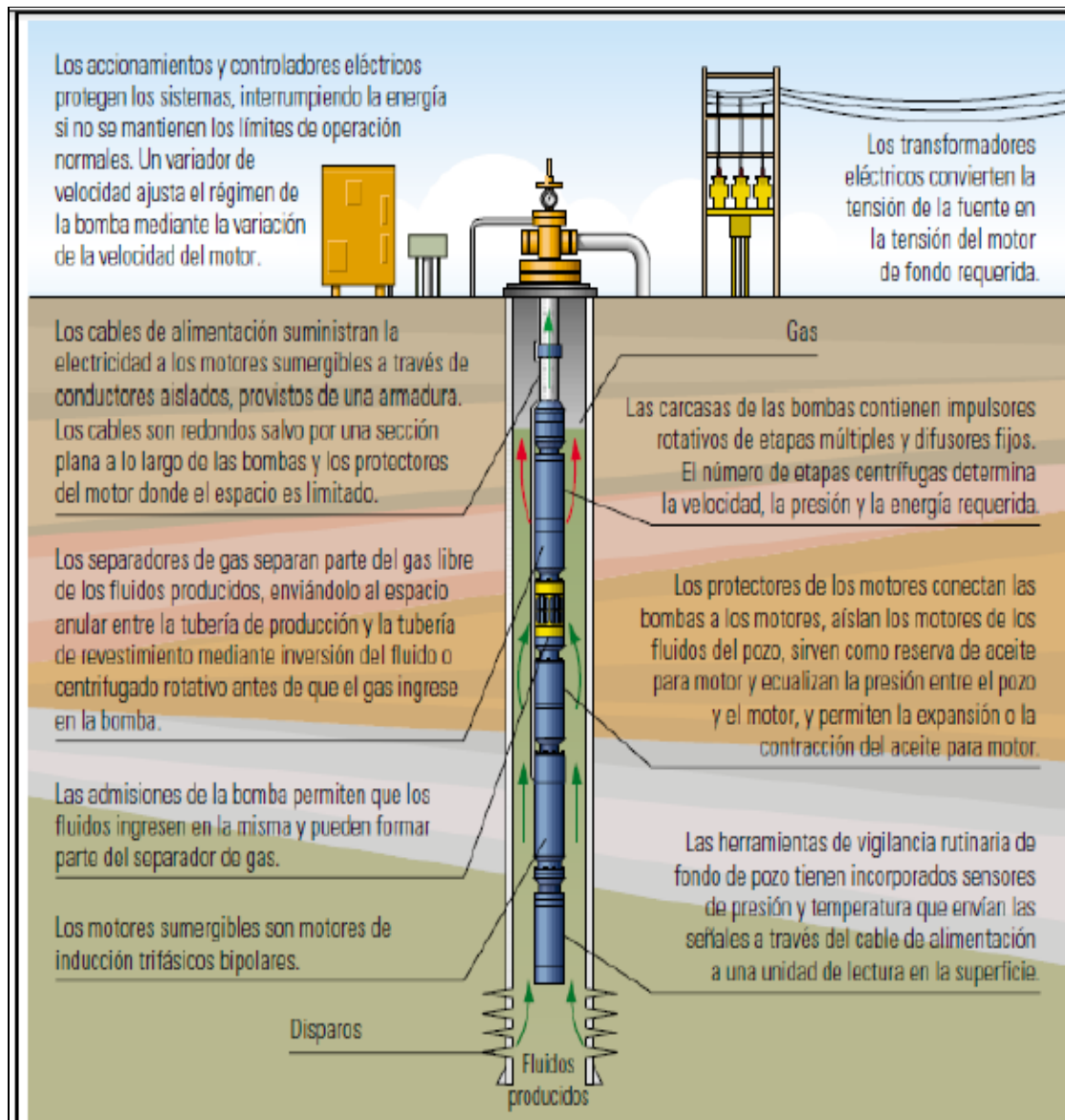
Figura 2.18



Equipos de Fondo y de superficie

Se muestra la configuración típica de un sistema BES, los cuales comprenden de: motor, los protectores, las bombas, el Intake, los cables de alimentación, los separadores de gas y los sensores de fondo de pozo. Los componentes de superficie incluyen el equipo de control de la bomba, tales como los variadores o arrancadores, los compartimientos de transmisión de datos y un suministro de energía eléctrica.

Figura 2.19



Resumen del Sistema BES

CAPÍTULO 3.- CRITERIOS DE DISEÑO DEL CONJUNTO BES

Para diseñar un equipo BES se tienen que tener en cuenta varios parámetros a considerar, tales como las características del pozo y las características del fluido.

Para garantizar que el diseño del equipo electrosomergible sea el apropiado para determinado pozo, se debe tener los datos iniciales sobre los caudales sobre los cuales se va a elaborar el diseño del equipo. A demás de tenerlos estos deben ser confiables, verificados y actuales.

Existe un conjunto de datos mínimos que se requieren para realizar el diseño y conjunto electro sumergible y cada uno de ellos tiene una justificación según su necesidad.

3.1 Características del pozo:

3.1.1 Diámetro de los forros

El diámetro de los equipos BES a bajar está supeditado al diámetro de los forros. Por lo tanto, si se opta por el sistema de bombeo electro sumergible es una condición muy importante que se debe tomar en cuenta. En las Operaciones del lote 1AB, los pozos tienen forros de 9 5/8" y de 7", es decir las profundidades donde se baja el equipo BES.

3.1.2 Geometría del pozo

Los pozos con pata de perro muy severo (DLS), afectan la bajada y la operación de los equipos. En estos casos los equipos fallarán muy prematuramente al momento de bajar. Para evitar lo anterior, en el lote 1AB los equipos BES se instalan en pozos tanto verticales como dirigidos, pero teniendo en cuenta de dejar el conjunto en un DLS cuyo valor se encuentre en el rango entre 0 y 1.

3.1.3 Tasa de Producción

Esta condición está relacionada con el diámetro de los forros, para altas tasas de producción ($> 11,000$ BFPD), se necesita forros de 9 5/8”.

3.1.4 Índice de productividad (“PI”)

Este es el valor más importante a ser tomado en cuenta para un diseño, está dado en unidades **Caudal / Presión** (BFPD/PSI) debido a que es un proceso más simple dado que la presión de reservorio es mayor que la de burbuja en consecuencia se considera flujo de una sola fase. En el caso de pozos ya conocidos, se toman reglas prácticas que definen que para un pozo de PI determinado, le corresponde cierta bomba según este PI. Si el pozo fuera nuevo, entonces será necesario realizar una prueba de formación para determinar el “PI” del Pozo. Si el pozo fuera uno en desarrollo, entonces se puede calcular el valor del PI, ya sea por datos históricos, como por la cercanía de pozos vecinos.

3.1.5 Presión estática

El valor de la presión estática del reservorio es muy importante, pues dependiendo del tipo de reservorio (Vivian o Chonta), esta presión puede mantenerse casi constante (Vivian) o variar, disminuyendo considerablemente (Chonta) por encima o por debajo de presión de burbuja

3.1.6 Presión de burbuja de los fluidos

La Presión de Burbuja también conocida como Presión de Saturación, es la presión a la cual el crudo líquido libera la primera burbuja de gas previamente disuelto en él. Se denota como P_b . Todos los yacimientos de hidrocarburos poseen gas natural en solución. A veces el crudo está saturado con gas al momento de ser descubierto, lo que significa que el petróleo está reteniendo todo el gas que puede a temperatura y presión del yacimiento, es ligeramente menor que la presión de burbuja. En estos casos se dice que el reservorio está subsaturado y la primera burbuja de gas comienza a generarse. Así pues:

Si un yacimiento se encuentra a presiones (**P_y**) por encima de la Presión de Burbuja (**P_b**) se dice que se está en presencia de un Yacimiento Subsaturado, por consiguiente el yacimiento no presentara gas libre.

$P_y > P_b$

Si por el contrario se encuentra a presiones por debajo de la presión de burbuja se denominará Yacimiento Saturado, y el mismo tendrá una capa de gas.

$P_y < P_b$

Donde:

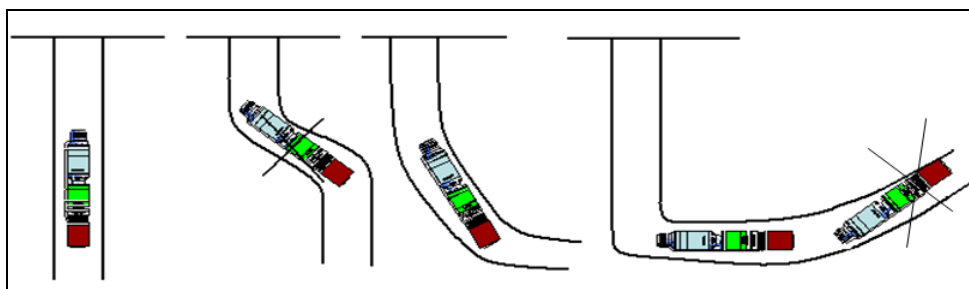
P_y : Presión del Yacimiento

P_b : Presión de Burbuja.

3.1.7 Profundidad de trabajo de la bomba

Esta condición está relacionada con el índice de productividad del pozo, potencia de los motores del conjunto BES, presión de burbuja y disponibilidad de los tipos de bomba; siempre hay una profundidad óptima para cada condición y se recomienda instalar a profundidades donde se tenga “Dog leg” menor que 1. Normalmente en el Lote 1-AB se han instalado los equipos en el rango de profundidades de 3500' a 9000'.

Figura 3.1



Profundidad de sentado de la bomba

3.1.8 Profundidad media de perforaciones

Se deberá tener un valor referencial de profundidad de la arena productiva, para poder calcular la presión fluyente de fondo. Para el caso nuestro, en el diseño se tomará la profundidad media de las perforaciones para cada pozo en particular. Esta medida deberá ser expresada en medida vertical, calculada esta de la tabla de desviación del pozo (Survey).

3.1.9 Tipo de tubería de Producción

El tipo de tubería a usarse será determinado básicamente en el diseño. Actualmente se usan por lo general 2 tipos: 3 ½" y 4 ½" de diámetro, con diferencias metalúrgicas de fabricación, dependiendo si los fluidos del reservorio contienen elementos corrosivos, o no. También para pozos de PI altos se espera que los caudales de flujo sean altos, entonces se propone instalar tubería de mayor diámetro y así evitar también problemas de presiones altas, para compensar a las pérdidas por fricción.

3.1.10 Presión en la cabeza de pozo

Dato importante que se espera en base a la presión normal del pozo en operación. Este factor determinará uno de los parámetros a ser considerados para la resultante de la cabeza total dinámica de fluido.

3.1.11 Presión fluyente del pozo

Es la presión que se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona de disparos, a condiciones de flujo gobernado por un estrangulador. Los estranguladores son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos para provocar una restricción al flujo, con objeto de controlar el aporte de agua y arena proveniente de los yacimientos. Generalmente los estranguladores se colocan en la superficie en las válvulas del árbol de navidad o en el cabezal recolector a la llegada de cada pozo.

3.1.12 Fluidos a producir

Dependiendo de la agresividad de los elementos que acompañan a los fluidos tanto líquidos como gaseosos (CO₂, H₂S, etc.), se podrá elegir la metalurgia de los equipos y el tratamiento químico adecuado. En el lote 1AB se usa equipo BES con carcasa ferrítica, y el cable con armadura con contenido de zinc.

3.1.13 Temperatura de fondo

Otro parámetro a tener muy en cuenta es la temperatura de fondo (220-298°F). Esa información nos permitirá elegir el tipo de motor a instalar y si se requerirá usar chaqueta para incrementar la velocidad de flujo y por ende el enfriamiento de los motores.

3.2 Breve descripción de Los Reservorios

En el lote 1AB, donde se ha hecho el presente estudio se encuentran ubicadas 2 formaciones pertenecientes a la secuencia cretácea: Vivian y Chonta, las cuales han sido exploradas y caracterizadas de la siguiente manera:

3.2.1 Formación Vivian

La formación Vivian es una arena que cubre gran parte de la cuenca del Maraón e incluye países tales como Perú y parte del Ecuador, Colombia y Brasil. La arena es relativamente limpia y presenta pocas intercalaciones lutáceas. El tamaño de los granos varía de mediano a grueso, cuyos reservorios presentan el mecanismo de impulsión o empuje de agua en todos los campos. Los clastos presentan de regular a buena selección, con buen grado de esfericidad. Adicionalmente a las características consideradas y los altos valores de porosidad así como el tamaño de los poros y su permeabilidad hacen de ella un buen prospecto de reservorio petrolífero. La formación Vivian contiene petróleo cuya gravedad API varía desde 35°API en campos del norte y hasta 10 a 11° en los Yacimientos del Este.

Las diferencias en la gravedad del crudo afectan directamente al factor de Recuperación y así se tiene que en los campos de crudo pesado (10° - 12° API) la recuperación es tan baja como 8%, mientras que en los campos de crudo liviano, la recuperación podría pasar el 60%.

El comportamiento del Reservorio Vivian es el siguiente:

- ✓ Mecanismo de fuerte impulsión por agua.
- ✓ Las presiones iniciales del reservorio han sido 4500 psi.
- ✓ Las presiones actuales son 4000 psi (Promedio)
- ✓ Las porosidades promedio se estiman en 15%

- ✓ Las permeabilidades promedios son de 600 md (mili darcy), abarcando entre 200 a 1400 md.
- ✓ Presiones de punto de burbuja alrededor de 500 psi.
- ✓ Las gravedades API del crudo oscilan entre 10° y 35°
- ✓ Las relaciones gas petróleo (GOR) oscilan entre 60 y 100 SCF/STB

3.2.2 Formación Chonta

La formación Chonta está constituida por tres reservorios: Chonta Basal, Chonta Inferior y Chonta Principal. Estos 3 reservorios fueron depositados en un ambiente marino y se encuentran intercalados con lutitas marinas y calizas. Desde el punto de vista litológico, se trata de areniscas de grano medio a excepcionalmente grueso.

El 16% del petróleo encontrado en el lote 1AB proviene de las areniscas de la secuencia Chonta.

Las areniscas de Chonta presentan problemas de productividad en algunos pozos de ciertos campos por lo que en determinados casos se hace necesaria la estimulación e incluso el fracturamiento. Ha habido casos en los que luego de realizar estos trabajos se han producido daños a la formación.

El mecanismo de impulsión en la mayor parte de los campos es el de empuje de agua y en algunos pozos es por gas en solución.

El comportamiento del reservorio Chonta es el siguiente:

- Es de mecanismo de impulsión por agua y de gas en solución.
- Las presiones actuales son en promedio de 3800 psi.
- Las porosidades promedios son de 15%.
- Las permeabilidades promedio son de 200 md, oscilando entre 100 y 400 md.
- Presiones de burbuja alrededor de 2000 psi.
- La gravedades API están entre los 35° a 40°
- Las relaciones gas petróleo (GOR) está alrededor 500 SCF/STB.

Tabla 3.1

DATA DE RESERVIORIOS LOTE 1AB											
Campos	Capahuari Norte		Capahuari Sur		Carmen		Dorissa		Forestal		
Formación	VIVIAN	CHONTA	VIVIAN	CHONTA	VIVIAN	CHONTA	VIVIAN	CHONTA	VIVIAN	CHONTA	LOWER CHONTA
SBHP	4240		4425		3652		3984		3394		
Pb	353	2829	349	2877	337	2485	699	2047	883	2572	1721
SG gas	0.89	0.89	0.887	0.899	0.87	0.9	0.805	0.894	0.852	0.889	0.9
Campos	Huayuri Sur		Huayuri Norte		Jibaro	Jibarito	San jacinto			Shiviyacu	
Formación	VIVIAN	CHONTA	VIVIAN	CHONTA	VIVIAN	VIVIAN	BASALT	CHONTA	LOWER CHONTA	VIVIAN	CHONTA
SBHP	3662		3665		3674	3552		3106	3170	3482	3053
Pb	518	2268	319		490	505	440	440	1059	438	2471
SG gas	0.884	0.957			1.01	1.03	0.97	0.97	0.89	0.771	0.875

Data de reservorios Lote 1AB

Donde:

SBHP = Presión de Reservorio (PSI).

Pb = Presión de Burbuja (PSI)

SG gas = Gravedad Específica del gas.

3.3 Características del fluido:

En base al tipo de fluido del pozo, se determina prácticamente la potencia necesaria a ser requerida para su transporte, tanto desde el fondo como en la superficie .Así tenemos

- ✓ Corte de Agua.
- ✓ API del crudo.
- ✓ Gravedad Específica.
- ✓ Factores de volumen de formación.
- ✓ GOR (relación Gas petróleo) del fluido.
- ✓ Sólidos suspendidos en el fluido.

3.3.1 Corte de agua

Valor de importancia para determinar el tipo de fluido a extraer. Su porcentaje referido a volumen nos dirá si entre una u otra bomba diseñada se puede levantar más fluido. En caso de pozos con API bajos ($10^0 - 12^0$) el que tenga cortes de agua también bajos (entre 50 y 60%) se determinará la inyección de crudo liviano para reducir esfuerzos por viscosidad, esto es importante también, pues en base a esta cifra el cálculo del tiempo de pago de la inversión nos determinará qué tan rentable es un pozo.

3.3.2 Gravedad API del crudo

Dentro de la clasificación de tipos de crudo en el LOTE 1AB, se tienen 3 clases diferentes

Petróleo Pesado: Aquellos crudos con API entre 10° - 12° . Es un crudo con alta viscosidad. Están presentes en la formación Vivian.

Petróleo Mediano: Son aquellos crudos entre 16° - 25° , están presentes en la formación Vivian.

Petróleo Liviano: Son aquellos crudos con API entre 30° y 40° .

3.3.3 Gravedad Específica del agua.

Valor adimensional que expresa la densidad del agua basada en la salinidad. Para el caso del Lote 1AB, las salinidades del agua de la formación Chonta (140 000 ppm en niveles de cloruros) es mucho mayor que el de la formación Vivian (50 000 ppm en niveles de cloruros).

$$Sp - Gr = 1 \times [Cl \times 1.635 \times 0.062 \times 10^{-6}]$$

Donde:

Sp-Gr = Gravedad específica del agua basada en la salinidad

Cl = Nivel de cloruros en el agua (en ppm)

3.3.4 Gravedad Específica de la mezcla

Se calcula a partir de los cortes de agua y de las gravedades específicas de las sustancias puras con la siguiente ecuación.

$$SG_{mezcla} = SG_W \times WC + SG_O \times (1 - WC)$$

Donde :

SG_{mezcla} : Gravedad Específica de la mezcla.

SG_{agua} : Gravedad Específica del agua.

SG_O : Gravedad Específica del petróleo.

WC = Corte de Agua "Water cut"

3.3.5 Factor de volumen de formación (FVF).

Además de los datos de los factores de volumen de formación provenientes del análisis de PV, existe un juego de datos de factores de volúmenes de formación de petróleo y del agua a diferentes condiciones. Así tendremos

Bo1 = Factor de volumen de petróleo a condiciones sobre la profundidad de la bomba.

Bo2 = Factor de volumen de petróleo a condiciones bajo la profundidad de la bomba.

Estos valores son encontrados mediante el uso de ecuaciones que incluyen profundidad, temperatura y presión.

3.3.6 Viscosidad del crudo

Dato importante a considerar, si el petróleo es de bajo API y el corte de agua es pequeño. Se puede obtener la información tanto en unidades de centistokes, como su equivalente en SSU.

El procedimiento para hallar el valor de la viscosidad, se puede encontrar en el siguiente ejemplo:

$$\text{API} = 27.5$$

$$\text{Cp} = 2.504$$

$$\text{SP-GR} = 141.5 / (131.5 + 27.5) = 0.89$$

CENTISTOKES:

$$\text{CST} = \text{cp} / \text{Sp-Gr}$$

$$\text{CST} = 2.504 / 0.89 = 2.81 \text{ CST}$$

3.3.7 GOR del fluido

Para el caso de Pozos del Lote 1AB, tenemos que el GOR tiene definido los siguientes valores

Valor del GOR para la formación Vivian = 60 SCF/STB

Valor del GOR para la formación Chonta = 600 SCF/STB

En aquellos pozos que tienen cortes de agua bajos, bajo API y GOR altos, se ha tenido ciertos problemas de manejo de fluido por parte de la bomba, habiendo tenido incluso que aplicarse soluciones operativas de inyección de crudo liviano o recirculación del mismo fluido, pero luego de extraerle todo el gas mediante un pequeño separador ubicado en la locación del pozo.

3.3.8 Sólidos suspendidos del fluido

Mediante el análisis de laboratorio, llamado TSS, se puede conocer si el total de sólidos suspendidos tanto en el petróleo como en el agua superan valores críticos para prevenir problemas de operación de la bomba, o bien decidir el equipo de fondo de ciertas propiedades metalúrgicas que eviten el temprano desgaste del mismo.

3.4 Parámetros que definen la operación de los equipos de fondo

Esta sección se refiere a los términos hidráulicos de un sistema de bombeo electrosumergible:

3.4.1 Cabeza total dinámica de fluido.

Todas las curvas de las bombas son descritas en términos de un caudal de flujo a través del impulsor.

La cabeza (en pies) que un impulsor puede producir a un caudal dado (Q_0) es función solamente de la velocidad rotacional (RPM), que el impulsor está generando y el diámetro del fluido del impulsor. No es función de la gravedad específica del fluido ($Sp-gr$). Si la gravedad específica del fluido es conocida, entonces la presión (psi) desarrollada por el impulsor puede ser calculada como sigue:

$$P(\text{psi}) = \text{CABEZA} (\text{pies}) \times \text{Grav específica} \times 0.433$$

En donde:

P: Presión (psi)

Cabeza: Cabeza necesaria para que el fluido llegue a la superficie.

Grav específica = Gravedad específica.

Cuando los fluidos son viscosos, compresibles y/o de baja densidad (gas) entonces las características de la curva de performance de la bomba cabezal-caudal cambian. Esta sección asume que los fluidos son incompresibles.

Para calcular la cabeza total requerida a ser generada por la bomba se requiere la sumatoria de los parámetros.

$$TDH = FLVD(\text{pies}) + HF(\text{pies}) + HD(\text{pies})$$

Así tenemos que la cabeza dinámica de fluido para una bomba electrosumergible está definida por la sumatoria de 3 alturas. Así.

1. El nivel de fluido (FLVD), el cual es el valor de la altura hidráulica para levantar el fluido desde ese nivel hasta la superficie.

2. La altura debido a la fricción (HF), es el valor de la altura hidráulica en pies equivalentes a la pérdida por la fricción causada por el caudal de fluido por su paso a través de la tubería caracterizada por su longitud, diámetro y rugosidad.

Para encontrar el valor referido a un factor de fricción, este puede ser hallado en catálogos y libros hidráulicos de referencia, o puede ser calculado por la fórmula de **Hazen y Williams**; donde: el factor de seguridad $c=110$, nos dará respuestas cercanas a las curvas de tubería "Vieja en catálogos de las bombas.

$$H_f = \frac{0.566 \times \frac{Q}{1440} \times 1.79 \times Prof \text{ intake en MD (pies)}}{F_{(o+w)} \times ID_{tubing}(\text{pies}) \times 4.79}$$

Donde:

H_f = Altura debido a la perdidas por fricción (pies).

Q = Caudal (Bls /día)

ID tbg = Diámetro Interno del tubing.

Intake = Profundidad de la succión de la bomba (pies)

$F_{(o+w)}$ = Gradiente de fluido (agua +petróleo), (psi/pies).

3. La altura debido a la descarga (H_d), es el valor de la altura hidráulica equivalente en pies, a la presión del fluido en cabeza del pozo. Esta altura depende del tipo de fluido en movimiento, al decir de su gravedad específica. Esta gravedad específica está representada en una gradiente de fluido (psi/pies).

$$Hd = \frac{Pt (psi)}{Grad f \left(\frac{psi}{pies} \right)}$$

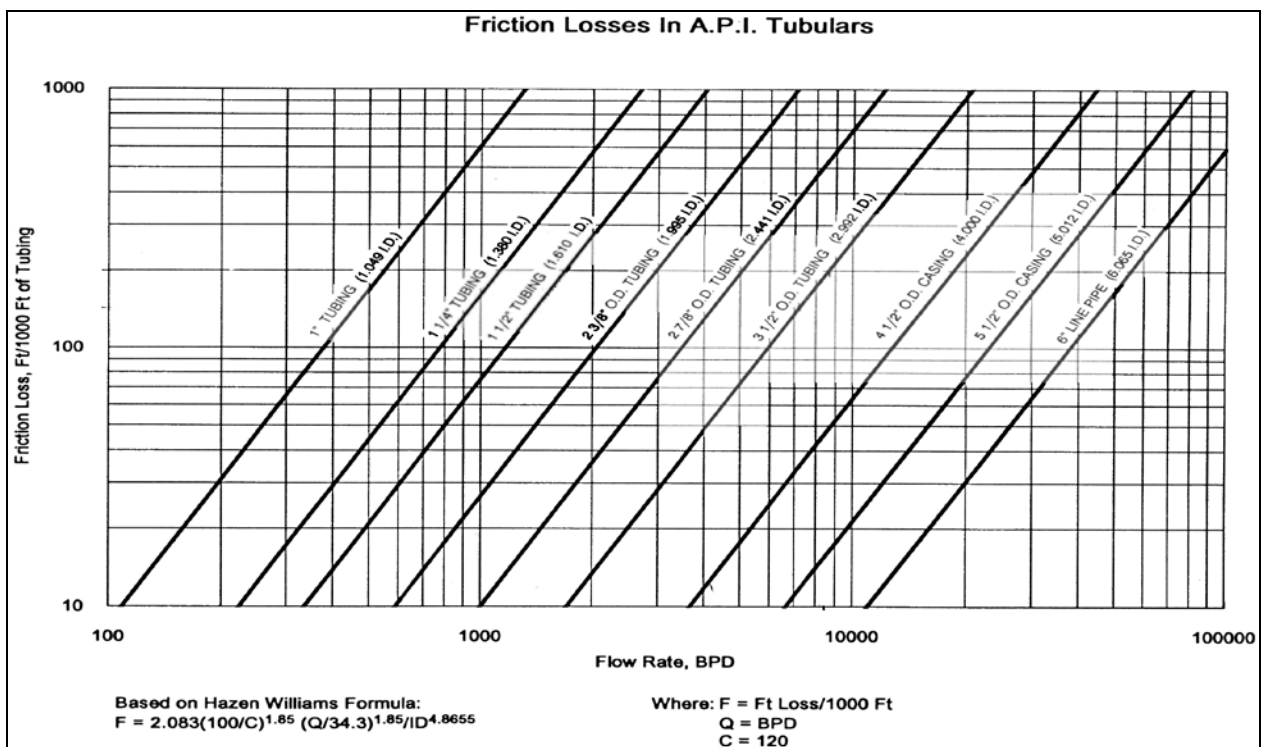
Donde:

Hd: Altura debido a la descarga, esta se expresa en pies

Pt: Presión de fluido en cabeza de Pozo

Grad f: Gradiente de fluido expresada en psi/pies

Figura N° 3.2



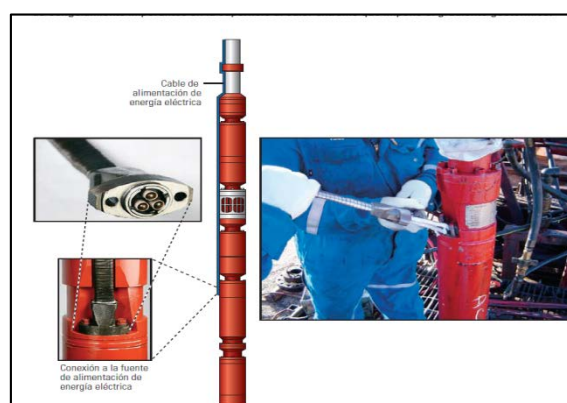
Pérdidas de Presión por Fricción

CAPÍTULO 4.- PRESENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA “MAXIMUS”

Uno de los axiomas más antiguos del campo petrolero es que las operaciones críticas invariablemente tienen lugar los fines de semana o los días festivos, durante la noche o en condiciones climáticas adversas. Si bien para el personal es duro tener que instalar un equipo BES bajo un temporal violento, una tormenta de arena, o el viento, el frío y la nieve, estas condiciones de superficie también son adversas para las conexiones y pruebas de los equipos BES en la locación. Para superar estas condiciones adversas se ha desarrollado una nueva tecnología, diseñada originalmente para su instalación en ambientes hostiles, como los de las condiciones rigurosas del invierno ruso. El equipo electro sumergible “Maximus” tolera temperaturas de superficie y de pozo extremas que en el pasado solían causar estragos en la instalación del conjunto BES, llegando a producir incluso su falla temprana.

Nueva conexión a la fuente de energía eléctrica. Un conector rediseñado (izquierda) elimina el aislamiento de las conexiones eléctricas en la localización del pozo (derecha), lo que reduce la posibilidad de contaminación de la herramienta o del error humano como se muestra en la siguiente figura.

Figura 4.1



Equipos “Maximus”

Más que evolucionar a través de una serie de mejoras pequeñas en el diseño, el sistema BES “Maximus” fue concebido como un sistema modular, diseñado para mejorar la confiabilidad de incrementar la eficiencia del servicio y el desempeño de los sistemas BES. El sistema “Maximus” está compuesto por componentes integrados que emplean conexiones mecánicas más limitadas en número y más simples que los modelos previos. Este sistema ofrece un rango de opciones de configuración para instalaciones que poseen más flexibilidad y un diseño de aplicaciones a medida. El motor y el protector “Maximus” permiten que el operador seleccione los equipos específicos de cada aplicación, para mejorar el funcionamiento de la combinación entre la potencia y el voltaje del motor requerido, para cada pozo en particular. Las conexiones eléctricas, así como las conexiones entre los componentes previamente llenados de aceite (Motores y protectores), han sido diseñadas para incrementar la integridad de estos durante la instalación. Los motores “Maximus” utilizan un nuevo diseño de conector para el motor BES, el cual elimina el aislamiento de las conexiones eléctricas, que normalmente se efectúa en la localización del pozo.

Los componentes llenos de aceite, que se conectan en la localización del pozo, tales como el motor y el protector, utilizan conexiones BES especiales, para evitar que estos componentes atrapen burbujas de aire durante la conexión en el campo. Además, el diseño “Maximus” elimina ciertas operaciones de instalación críticas en la localización del pozo. Antes de ser enviados al campo, los motores y protectores “Maximus”, se llenan con aceite y los protectores se ajustan para asegurar el espaciado adecuado de los ejes, labor que antes se realizaba en la localización del pozo. Basándose en los buenos resultados obtenidos, estos procedimientos se efectúan en un centro de servicios, con un ambiente controlado, lo que elimina el riesgo de llenado o ajuste deficiente bajo condiciones de campo adversas. Este proceso reduce la exposición del aceite dieléctrico a la contaminación que puede producirse en la localización del pozo con precipitaciones, arena o polvo. Estas mejoras en la calidad del servicio ayudaran además a simplificar el proceso de instalación de la unidad “Maximus”, lo que se traduce en una reducción significativa del tiempo en comparación con las tecnologías BES previas.

Esta tecnología elimina las operaciones de montaje sensibles y críticas, requeridas durante las instalaciones BES convencionales, la tecnología "Maximus" reduce la exposición a problemas ambientales y errores humanos potenciales. En aplicaciones en las que las fallas prematuras de los sistemas BES, luego de períodos de trabajo cortos, suelen atribuirse a problemas de instalación o a errores humanos, los sistemas BES "Maximus" han demostrado reducir significativamente los problemas operacionales y los problemas de equipos, especialmente las fallas tempranas.

Otro problema que acorta la vida de los motores y los protectores BES es el causado por el desgaste de los cojinetes radiales. Estos cojinetes se gastan a medida que el aceite del motor BES se degrada con el tiempo de uso. Para prolongar la vida útil de los sistemas BES "Maximus", todos los cojinetes radiales poseen mangas de eje templadas que pasan por cojinetes auto lubricados. La vibración también desempeña un rol importante en la reducción de la vida útil de la bomba. Cuando el eje del motor vibra, incrementa el desgaste sobre los sellos que lo rodean, permitiendo finalmente que los fluidos producidos ingresen en el protector. Desde el protector, los fluidos del pozo pueden filtrarse más allá de los sellos del eje, e ingresar al motor propiamente dicho, donde contaminan el aceite y modifican sus propiedades dieléctricas, hidráulicas y lubricantes, produciendo finalmente la falla del motor o de la bomba. El cojinete del cabezal del protector, que está afectado por la vibración de la toma de la bomba y los elementos abrasivos del fluido producido, utiliza un cojinete de material zirconio, resistente a la abrasión. Las compañías petroleras pueden protegerse frente al daño producido por la vibración de la bomba a través del monitoreo de los indicadores de desempeño del BES y la modificación de la velocidad del motor BES función que realizan los variadores de frecuencia. Los motores "Maximus" ofrecen una conexión directa con el sistema de sensores de fondo tipo Phoenix, de esta manera los operadores puedan rastrear el desempeño de los sistemas BES y de los yacimientos.

4.1 Evoluciones de los Motores de los sistemas electrosumergibles

Inicialmente los fabricantes empezaron con motores convencionales, luego siguieron los dominator y la tecnología que se quiere introducir son los motores “Maximus”.

4.1.1 Motores convencionales

Los motores que se emplean en los equipos BES actualmente en el Lote 1AB son de diseño trifásico, de dos polos de inducción tipo jaula de ardilla. Este es el “corazón” del sistema una vez que provee el torque requerido por la bomba de fondo, el estator está compuesto de una carcasa para el tamaño deseado, el corazón del estator y el devanado del estator. La carcasa forma la cobertura del motor y une los dos componentes base y cabeza.

Tabla 4.1

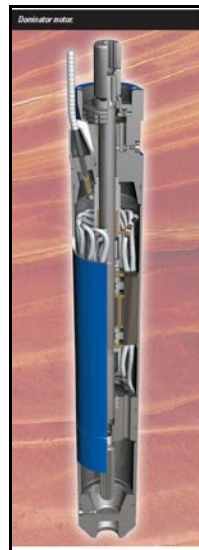
CONVENTIONAL MOTOR SERIES 540									
Motor serie 540 , Winding Code 6162					Motor serie 540 , Winding Code 6200				
Serie Motor	Porcentaje	HP	Volt	Amp	Serie Motor	Porcentaje	HP	Volt	Amp
540	80%	160	2258	44.5	540	80%	200	1170	107.5
540	100%	200	2386	52.9	540	100%	250	1237	127.5

Serie y Modelos disponibles en el lote 1AB

4.1.2 Motores “Dominator”

Los Motores Dominator están diseñados para un alto rendimiento, un funcionamiento confiable en los ambientes extremos, comunes para aplicaciones de pozos petroleros. Los motores Dominator tienen las siguientes características: Son bipolares, trifásicos. Tienen tipo de inducción de jaula de ardilla, y para su lubricación usan aceite mineral altamente refinado, ya que proporciona rigidez dieléctrica, lubricación de los rodamientos, y conductividad térmica. Estos motores están provistos de recubrimiento de acero ferrítico. Las series de los motores Dominator son 456, 562 y 738.

Figura 4.2



Motor Dominator

Tabla 4.2

MOTORES DOMINATOR SERIES 562 & 456 , % de Derrateo									
Motor serie 562 , Winding Code F101					Motor serie 562 , Winding Code F151				
Serie Motor	Porcentaje	HP	Volt	Amp	Serie Motor	Porcentaje	HP	Volt	Amp
562	100%	300	1733	102.8	562	100%	450	2062	130.7
562	97%	291	1718.6	100.3	562	97%	436.5	2044.8	127.6
562	93%	279	1698	97.1	562	93%	418.5	2020.3	123.4
562	90%	270	1681.9	94.7	562	90%	405	2001.2	120.4
562	87%	261	1665.5	92.3	562	87%	391.5	1981.7	117.3
562	83%	249	1643.7	89.1	562	83%	373.5	1955.7	113.3
562	80%	240	1627.6	86.6	562	80%	360	1936.6	110.2
562	70%	210	1577.8	78.2	562	70%	315	1877.4	99.4
562	67%	201	1563.6	75.5	562	67%	301.5	1860.5	96
562	60%	180	1528.1	69.1	562	60%	270	1818.6	87.9
562	50%	150	1452.6	60.7	562	50%	225	1728.4	77.1
Motor serie 456 , Winding Code 4131					Motor serie 456 , Winding Code 4183				
Serie Motor	Porcentaje	HP	Volt	Amp	Serie Motor	Porcentaje	HP	Volt	Amp
456	100%	156	1274.5	78.1	456	100%	216	1765.5	78.1
456	97%	151.3	1265.6	76	456	97%	209.5	1753.1	76
456	93%	145.1	1253.3	73.3	456	93%	200.9	1736.1	73.3
456	90%	140.4	1243.8	71.2	456	90%	194.4	1722.9	71.2
456	87%	135.7	1234	69.1	456	87%	187.9	1709.4	69.1
456	83%	129.5	1220.5	66.4	456	83%	179.3	1690.7	66.4
456	80%	124.8	1210	64.3	456	80%	172.8	1676.1	64.3
456	70%	109.2	1172.6	57.7	456	70%	151.2	1624.3	57.7
456	67%	104.5	1160.5	55.7	456	67%	144.7	1607.5	55.7
456	60%	93.6	1130.4	51.4	456	60%	129.6	1565.9	51.4
456	50%	98	1081.6	45.3	456	50%	108	1498.3	45.3

Motores "Dominator" disponibles en el Lote 1AB

4.1.3 Motores “Maximus”

Los Motores BES “Maximus” son la última evolución tecnológica de los motores dentro de los equipos electrosumergibles. Combinan la fuerza y la fiabilidad de la tecnología de motores convencionales y Dominator, con un innovador concepto de conexión fácil “plug-and-play”. El diseño del motor es de inducción, dos polos, tres fases y de tipo de estructura “jaula de ardilla”. El calor generado por el motor se transfiere al fluido del pozo a medida que fluye por el alojamiento del motor, y el cojinete de empuje del motor lleva la carga de los rotores. Los motores “Maximus” son previamente llenados en el taller de armado en un ambiente controlado. Estos motores incorporan la tecnología de conexión “Maxjoint” sellado con un tapón de transporte de compensación especial para mantener el aceite libre de contaminación durante el transporte y almacenamiento, los motores son llenados al vacío de aceite mineral altamente refinado para proporcionar rigidez dieléctrica, la lubricación de los rodamientos, y conductividad térmica.

Figura 4.3

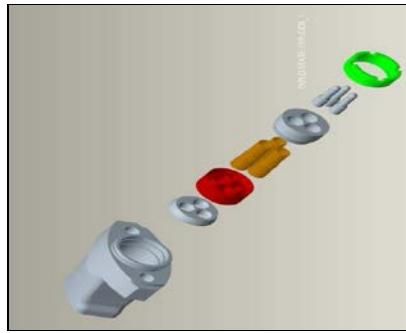


Motor “Maximus”

4.1.3.1 Tecnología “MaxLok”

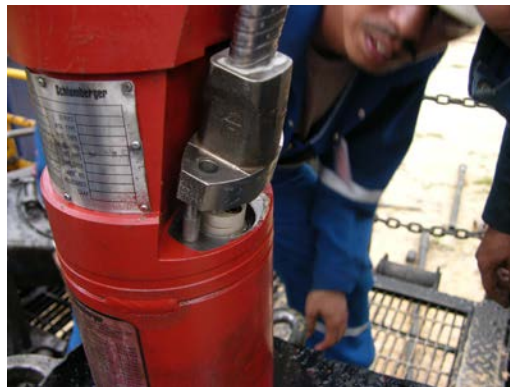
La tecnología “Maxlok” hace referencia a la cabeza del motor, que sirve para conectar el “pothead” sin usar empalme sino como enchufe, esto se llama conectado tipo “plug-in-play” fácil y rápido con la extensión de cable del motor “Maxlok”, esto hace que se elimine el proceso de encintado de los terminales del “pothead” en la localización del pozo, además no necesita ser llenado de aceite en el campo (“Factory Fill”), tal como se muestra en las figuras siguientes:

Figura 4.4



Conexión plug-in-play

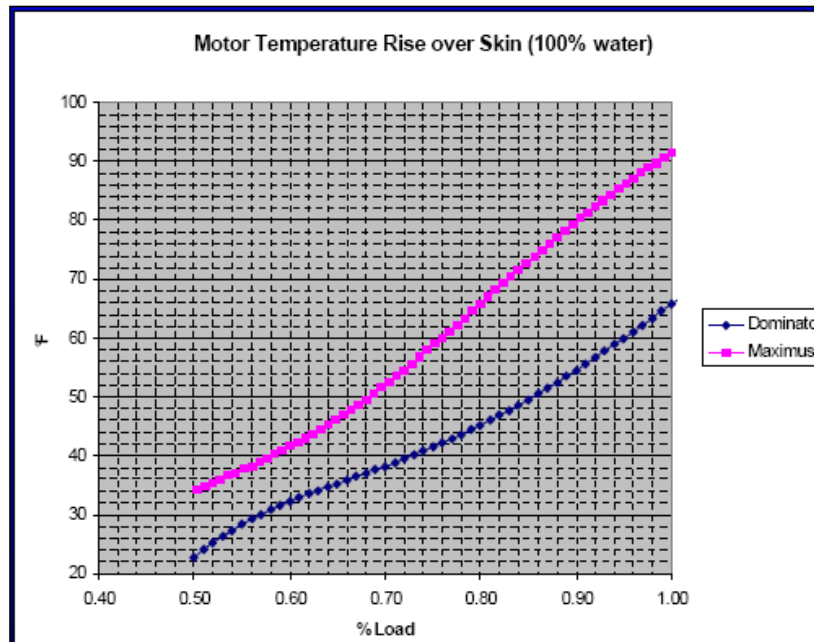
Figura 4.5



Sistema “Plug-In Play” en el Pozo

Los motores “Maximus” entregan 25% más potencia que un Dominator para un mismo tamaño de motor. Los motores “Maximus” se pueden utilizar en aplicaciones de alta potencia, HP (más de 270HP) con un solo motor en vez de varios.

Figura 4.6



Comportamiento del motor "Maximus"

4.1.3.2 Tecnología "Maxjoint" (Motor/protector pre-llenados)

La tecnología MaxJoint permite la conexión del protector y el motor, manteniéndolos llenos con el aceite colocado en la planta y evita el atrapamiento de burbujas entre el motor y el protector al momento de realizar la conexión. El pre-llenado de fábrica y el diseño MaxJoint están conformados por:

- ✓ Tapa de compensación para transporte.
- ✓ Cabeza con coupling sumergido y sello de válvula actuadora.
- ✓ Base con válvula de comunicación

La Tecnología de conexión "MAXJOINT" cuenta con un sello a prueba de fugas y una tapa de envío de compensación que garantiza la cantidad adecuada de aceite que está contenido en todo momento.

4.1.3.3 Tapa de compensación para transporte

La tapa de compensación tiene las siguientes características

- ✓ Instalado en Taller para el llenado
- ✓ Bolsa parcialmente llena con aceite
- ✓ Compensación por temperatura de almacenamiento.
- ✓ No hay fuga de aceite.
- ✓ No permite la entrada de aire.

Figura 4.7

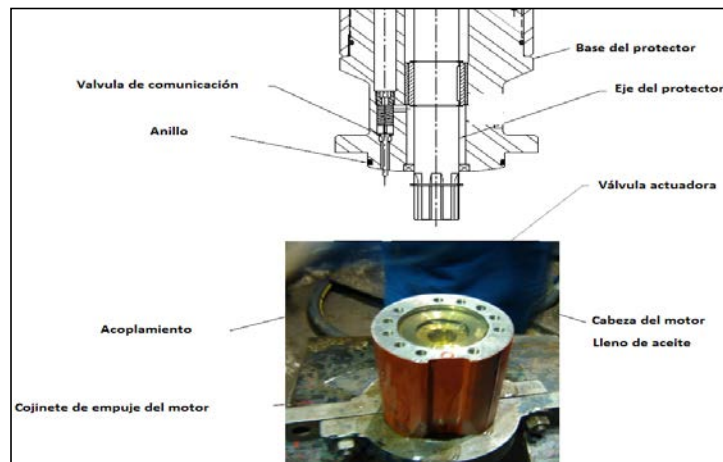


Tapa de compensación

4.1.3.4 Cabeza con acoplamiento sumergido y sello de válvula actuadora.

A diferencia de los equipos convencionales usa coupling y sello de válvula actuadora, esto hará que ya no se haga el proceso de “shimeo” consistente en centralizar los cuerpos del equipo BES empleando pequeñas piezas metálicas (“Shimming”).

Figura 4.8



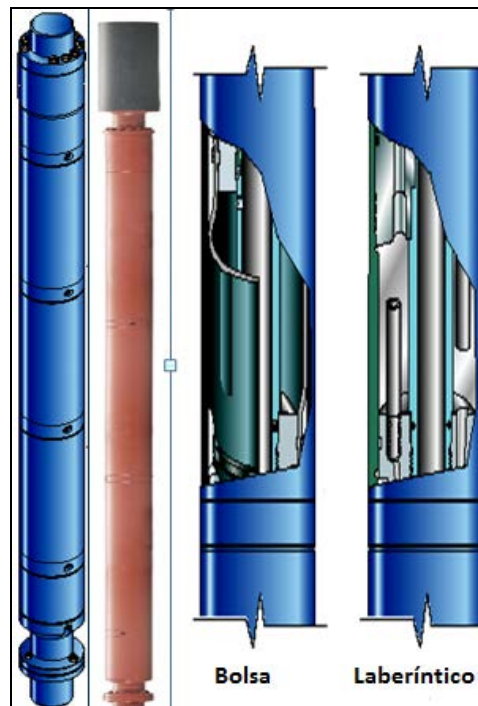
Cabeza con acople sumergido y base con valvula de comunicación

La unidad superior sellada con sello en eje y válvula de comunicación de aceite, Unidad inferior está llena con aceite y el acoplamiento está sumergido. El eje se acopla al “coupling”, luego el aceite e comienza a salir, el sello se cierra y no queda aire atrapado.

4.2 Protectores “Maximus”

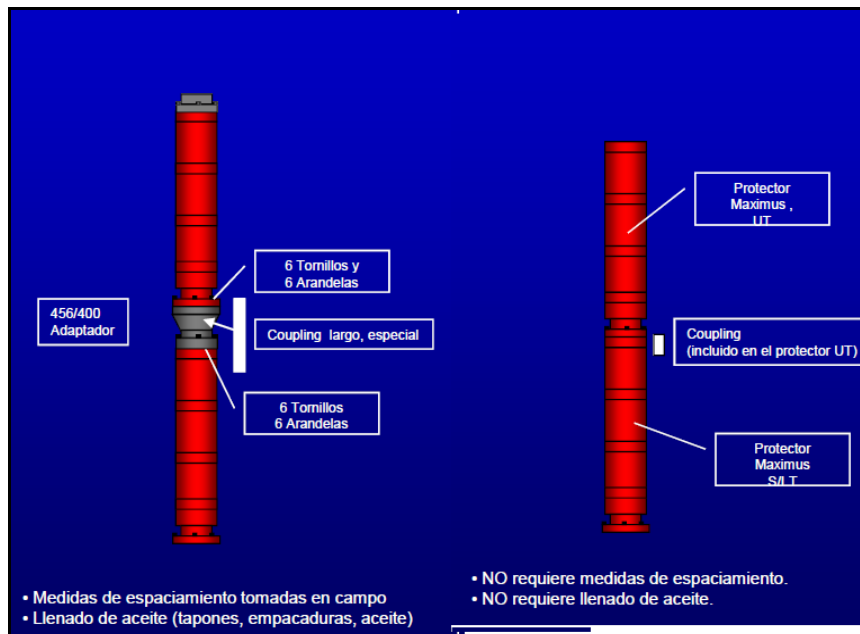
Todas las configuraciones son de tipo Modular para tener combinaciones sencillas y múltiples. Estos protectores son pre llenados y espaciados en taller. Poseen cojinete tipo ARZ en la parte superior, posee ejes de alta resistencia Cojinete ARZ, arriba. Tienen diferentes combinaciones de cámaras para sello: Tipo L (Laberíntico), Tipo B (Bolsa), combinados en serie (S) o en paralelo (P).

Figura 4.9



Tipo de Protectores "Maximus"

Figura 4.10



Protector convencional versus protección "Maximus"

4.3 Ventajas de los Nueva Tecnología

A continuación mencionaremos las principales ventajas y en las tablas siguientes se muestra el resumen:

- ✓ Ahorro de pasos en el proceso de armado, reduciendo con esto el porcentaje de error humano.
- ✓ Puede ser instalado en condiciones climáticas adversas, ya que muchos pasos que antes se hacían en la locación del pozo ahora se hacen en los talleres.
- ✓ Menor producción diferida, ya que se restablece la producción en menor tiempo.

Tabla 4.3

Tecnología Convencional BES		Tecnología Convencional Maximus
Procedimientos en pozos	Riesgos Operacionales	Disminución de Procedimientos en campo
Conexión de Bridas	Burbujas de Aire atrapadas	Prellenado de Motor y protector en el Taller
Instalación de couplings		Uso del Maxjoint
Empalmar Terminales del Pothea	Contaminación del Aceite	Uso del Sistema Plug-In, no usa el encintado
Instalación de nuevos sellos	Conexiones defectuosas	Reduce el tiempo de Armado
Llenados de protector(es)	Fallas prematuras	Reduce el tiempo de Operación
Llenado del motor(es)	Altos costos de operación	Ahorro en Costos Operativos

Comparación de La Tecnología BES convencional con la Nueva Tecnología

Tabla 4.4

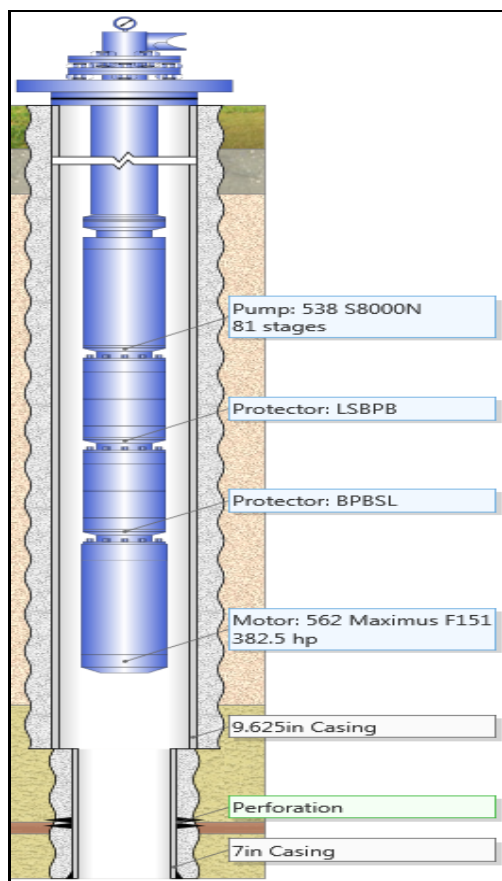
Procedimiento	Procedimiento de Motores y protectores convencionales	Motores y protectores Maximus
Procedimiento de llenado del Motor (sección única)	10 pasos	0 Pasos (No requiere ya que vienen pre llenados en planta)
Conexión de Motores en Tándem y Procedimiento llenado para motor	30 Pasos	13 Pasos
Encintado del cable plano de conexión	6 Pasos	2 Pasos
Procedimiento de llenado del Protectores	15 Procedimientos diferentes para la configuración de 15 protectores comunmente usados . El procedimiento incluye 14 pasos	0 Pasos (No requiere ya que vienen pre llenados de planta)
Protector Modular LSBPB	13 Pasos	0 Pasos (No requiere)

Comparación en los procedimientos de armado entre la Tecnología BES convencional y "Maximus"

4.4 Aplicación de diseño con equipo “Maximus”.

Para diseñar el conjunto BES se usa un software llamado “Design Pro”, que da una simulación bastante cercana de la aplicación a usar.

Figura 4.11



Diseño del conjunto BES obtenido del Software “Design Pro”

La siguiente tabla describe las pruebas representativas de producción. Entre los datos más significativos se describe: la producción de fluido total, la gravedad API, el GOR, el nivel de fluido (FL), la presión estática de reservorio (SBHP) y la presión fluyente (P_{WF}). También se muestra los equipos que actualmente se están utilizando: Una bomba de 79 etapas tipo S8000 N, un motor de 563 hp, la distancia a la que se encuentra el “Intake” (4324’ en el gráfico).

Para poder realizar un buen diseño de equipo BES, se requiere saber la historia del pozo, si este es dirigido o vertical, si el fluido es generador de asfaltenos, parafinas, o carbonatos, ya que estos a la larga pueden ocasionar un daño severo al equipo BES.

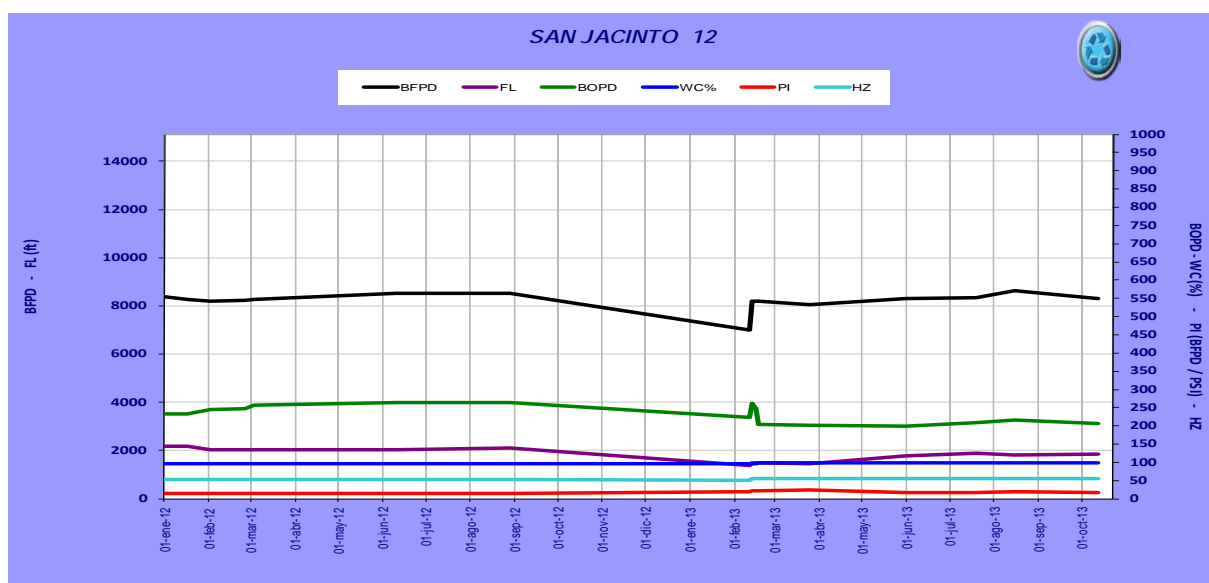
Tabla 4.5

TEST DATE	BFPD	BOPD	WC%	BWPD	API	TP	CP	WHT	GOR	HZ	DHA	XL VSD	CI	FL	BRPD	TDH	PI	RUN N°	RUN DATE	PUMP STG. TYPE	MOTORS HP	INTAKE	SBHP	PWF
12-oct-13	8304	208	97.5	8096	15.9	210	43	220	173	55.0	92	GCS 520	38720	1843	8327	2517	17.28	20	10-feb-13	79 S8000N	1x563 Máx	4324	3106	2625
15-ago-13	8652	216	97.5	8436	15.9	205	43	225	167	55.0	98	GCS 520	38720	1812	8676	2488	18.45	20	10-feb-13	79 S8000N	1x563 Máx	4324	3106	2637
19-jul-13	8348	209	97.5	8139	15.9	205	43	224	172	55.0	98	GCS 520	38720	1904	8371	2568	16.58	20	10-feb-13	79 S8000N	1x563 Máx	4324	3106	2602
31-may-13	8290	199	97.6	8091	15.9	217	43	224	181	55.0	98	GCS 520	38720	1782	8312	2471	18.13	20	10-feb-13	79 S8000N	1x563 Máx	4324	3106	2649
25-mar-13	8050	201	97.5	7849	15.9	220	43	222	179	55.0	98	GCS 520	38630	1443	8072	2130	24.43	20	10-feb-13	79 S8000N	1x563 Máx	4324	3106	2777
17-feb-13	8214	205	97.5	8009	15.9	200	12	220	176	55.0	99	GCS 520	38683	1502	8236	2149	21.46	20	10-feb-13	79 S8000N	1x563 Máx	4324	3106	2723
16-feb-13	8208	246	97.0	7962	15.9	200	12	220	146	55.0	99	GCS 520	38683	1502	8235	2149	21.39	20	10-feb-13	79 S8000N	1x563 Máx	4324	3106	2722
13-feb-13	8203	262	96.8	7941	15.9	200	12	220	137	55.0	99	GCS 520	38683	1502	8232	2149	21.35	20	10-feb-13	79 S8000N	1x563 Máx	4324	3106	2722
11-feb-13	7013	224	96.8	6789	15.9	200	12	218	125	50.0	91	GCS 520	38683	1382	7037	1985	20.70	20	10-feb-13	79 S8000N	1x563 Máx	4324	3106	2767
28-ago-12	8512	264	96.9	8248	15.9	210	45	226	136	53.0	117	GCS 520	37008	2114	8541	2796	14.63	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2524
10-jun-12	8512	264	96.9	8248	15.9	170	44	226	136	53.0	117	GCS 520	38680	2053	8541	2641	15.21	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2546
03-mar-12	8256	256	96.9	8000	15.9	200	44	225	141	53.0	116	GCS 520	38680	2022	8284	2671	15.07	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2558
26-feb-12	8245	247	97.0	7998	15.9	205	44	225	146	53.0	117	GCS 520	38680	2022	8272	2682	15.05	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2558
02-feb-12	8201	246	97.0	7955	15.9	205	46	225	146	53.0	117	GCS 520	38802	2022	8228	2680	15.03	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2560
17-ene-12	8281	232	97.2	8049	15.9	200	44	228	155	53.0	116	GCS 520	38049	2175	8306	2824	13.68	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2501
01-dic-11	8602	232	97.3	8370	15.9	207	44	228	155	53.0	116	GCS 520	37632	2175	8627	2853	14.22	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2501
01-nov-11	8707	226	97.4	8481	15.9	205	44	226	159	53.0	116	GCS 520	37645	2175	8732	2853	14.40	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2501
10-oct-11	8711	226	97.4	8485	15.9	150	44	230	159	53.0	117	GCS 520	37532	1777	8736	2326	19.17	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2652
21-sep-11	8751	228	97.4	8523	15.9	150	44	230	158	53.0	117	GCS 520	37542	1777	8776	2328	19.26	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2652
05-ago-11	8794	229	97.4	8565	15.9	210	42	230	52	53.0	116	GCS 520	41285	2237	8819	2930	13.95	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2476
18-jul-11	8821	229	97.4	8592	15.9	215	40	230	157	53.0	116	GCS 520	37542	2206	8846	2912	14.22	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2486
25-jun-11	8827	221	97.5	8606	15.9	215	40	230	163	53.0	116	GCS 520	37542	2206	8851	2912	14.23	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2486
03-jun-11	8743	227	97.4	8516	15.9	200	43	230	159	53.0	115	GCS 520	37645	2175	8768	2842	14.43	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2500
15-may-11	8711	226	97.4	8485	15.9	217	43	230	159	53.0	113	GCS 520	37645	1961	8736	2667	16.59	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2581
25-abr-11	8667	225	97.4	8442	15.9	220	43	230	160	53.0	115	GCS 520	37645	2206	8692	2917	14.04	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2489
07-mar-11	8656	208	97.6	8448	15.9	250	18	230	173	53.0	117	GCS 520	37825	2206	8679	2987	13.48	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2464
20-ene-11	8692	209	97.6	8483	15.9	250	18	230	172	53.0	117	ICS 875	37825	1900	8715	2682	16.51	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2580
19-ene-11	8692	174	98.0	8518	15.9	230	40	210	207	58.0	107	ICS 875	37825	2153	8711	2888	14.50	19	18-ene-11	44 J12000N	450	4315	3106	2507

Datos representativos de la producción del Pozo San Jacinto 12

El siguiente gráfico (Figura 4.12) es obtenida de la data de producción de cada Pozo; nos muestra el comportamiento de la producción total en tiempo, así también como la de crudo. Otros datos importantes son el nivel de fluido (FL), el corte de agua, el PI y la frecuencia de trabajo. Esta data ayuda a tener una simulación más exacta cuando se realiza el diseño del conjunto BES.

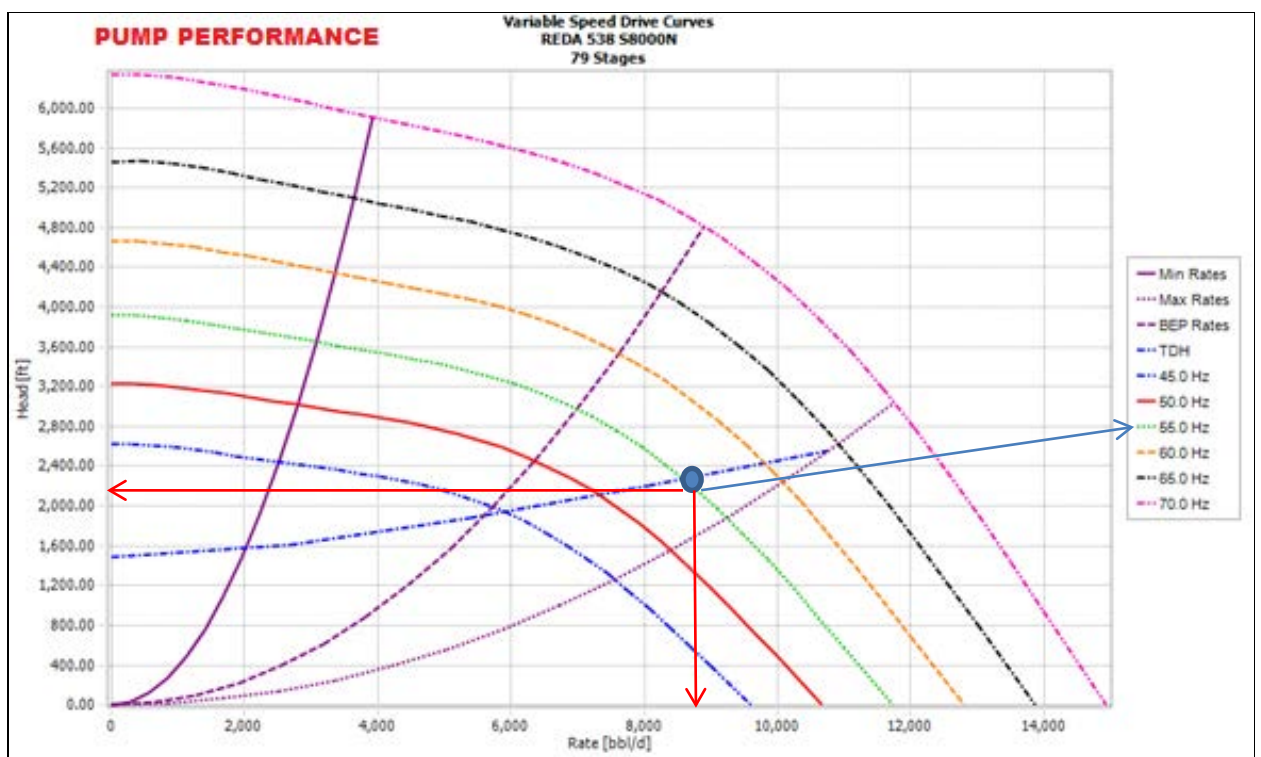
Figura 4.12



Comportamiento de la Producción en el Tiempo

En el siguiente grafico se muestran las curvas que representan las características del diseño del equipo BES del ejemplo anterior. Estas son obtenidas del simulador denominado "Design pro". La figura muestra las curvas del sistema a diferentes frecuencias, con sus respectivo TDH y Caudal para cada frecuencia. Para nuestra aplicación se trabajará a una frecuencia de 55Hz, a esa frecuencia producirá 8711 BFPD y necesitara 2200 Ft de cabeza.

Figura 4.13



Operación del Rango de la bomba

La siguiente tabla 4.6 muestra los datos obtenidos del simulador, éstos servirán de base para saber cuánto se estima producir.

Tabla 4.6

DATOS DE DISEÑO	
Caso	PI=14, wc=97.8%
Presión de descarga	2116 stb/d
Caudal de operación	8711stb/d
Potencia del motor	81.0 hp
Eficiencia	70.59%
Frecuencia de Operación	55 Hz

Datos de Diseño

Una vez realizado el diseño se prepara el programa de servicio de pozo y con la sarta de producción a usar desde el fondo hasta que llegue a la cabeza de pozo, como se muestra en la siguiente figura (Tabla 4.7). Para el diseño propuesto se usarán 140 Tubos de 4 ½" SEC, 12.6 ppf, SD 70, la profundidad del "Intake" estará a 4300 Ft, se describe los cuerpos del conjunto BES "Maximus" a usar.

Tabla 4.7

DESCRIPCIÓN DE LA SARTA DE PRODUCCIÓN	LENGTH	DEPTH
GL - TBG Spool	21.00'	
Tbg Hanger WKM 4 1/2" EUE Box – Box	0.70'	
XO 4 ½ " EUE Pin – 4 ½" SEC Pin	2.00'	
± 140 Tbg 4 ½", 12.6 ppf, SEC, SD-70, Box–Pin Inspeccionada	4253.38'	
XO 4 ½" SEC Box - 3 1/2" EUE Pin	2.79'	
SLB Cabeza de Descarga 3 1/2" EUE Box UP, Serie 540	0.59'	
SLB. Bomba Superior, 79 S8000N , Serie 538	18.46'	
Intake ARS, Serie 540	1.08'	± 4300.00'
SLB. Protector Superior Maximus LSL, Serie 540	6.46'	
SLB. Protector inferior Maximus BPBSL, Serie 540	8.92'	
SLB. Motor Maximus Single 563HP/2173V/157A, Serie 562	39.00'	
Motor guide para casing 9 5/8"	1.5'	± 4355.88'

Sarta de producción

CAPÍTULO 5.- EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.1 Ahorro en horas de armado

El tiempo empleado en las instalaciones de equipo BES convencional oscila entre 10 y 14 horas, ya que se requieren varios pasos para su ejecución y de un clima adecuado, sobre todo en el paso de instalación donde se realiza el encintado del cable de extensión para la conexión con el motor. Ese paso no se puede realizar con un clima adverso (garúas o lluvias). En la siguiente tabla, se ha incluido las 2 instalaciones en las que se usó equipo “Maximus” (resaltado), en las que se muestra que se emplearon menos horas de armado.

Tabla 5.1

Instalaciones 2012							
Fecha	Pozo		Corrida	Profundidad	Tipo de equipo	Tiempo de armado	Costo por armado
16-Jan-12	SHIV NE	1603	06	8005	RD	8 Hrs	\$ 4,400
25-Jan-12	DORI	13	24	4495	RD	7 Hrs	\$ 3,850
29-Jan-12	JIBTO	1101	06	3559	RD	6 1/2 Hrs	\$ 3,575
21-Feb-12	CARM	1510D	05	7390	RD	12 Hrs	\$ 6,600
1-Mar-12	JIBTO	1102	04	5817	RD	10 Hrs	\$ 5,500
18-Mar-12	NHUA	1402	05	6992	RD	16 Hrs	\$ 8,800
26-Mar-12	SCAP	11	34	6517	RD	8 Hrs	\$ 4,400
30-Mar-12	JIBTO	13	04	3118	RD	8 Hrs	\$ 4,400
3-Apr-12	NHUA	1X	08	8514	RD	24 Hrs	\$ 13,200
6-Apr-12	DORI	17	14	5756	RD	8 Hrs	\$ 4,400
14-Apr-12	SHIV	26	22	8777	RD	6 Hrs	\$ 3,300
20-Apr-12	SHIV	7	18	4131	CT	7 Hrs	\$ 3,850
21-Apr-12	CARM	1503	09	9500	RD	7 Hrs	\$ 3,850
3-May-12	SHIV	24	13	7916	RD	6 Hrs	\$ 3,300
4-May-12	DORI	17	15	5629	RD	11 Hrs	\$ 6,050
11-May-12	SANJ	6	16	4509	RD	10 Hrs	\$ 5,500
24-May-12	SHIV	30	13	7807	RD	7 1/2 Hrs	\$ 4,125
8-Jun-12	JIBTO	1101	07	3531	RD-Maximus	3 1/2 Hrs	\$ 1,925
11-Jun-12	DORI	18	14	9231	CTL	8 1/2 Hrs	\$ 4,675
22-Jun-12	JIBTO	4	18	1616	RD	13 Hrs	\$ 7,150
24-Jun-12	SANJ	10	21	1589	RD	6 Hrs	\$ 3,300
5-Jul-12	JIBA	5	15	3687	RD	5 Hrs	\$ 2,750
13-Jul-12	JIBTO	1102	05	5817	RD	16 Hrs	\$ 8,800
22-Jul-12	NCAP	13	07	5387	RD-Maximus	3 1/2 Hrs	\$ 1,925
24-Jul-12	SHIV	26	23	8613	RD	7 Hrs	\$ 3,850
27-Jul-12	JIBA	7	11	5776	RD	8 Hrs	\$ 4,400

Ahorro en tiempo de armado

En la siguiente tabla 5.2, se muestra la disminución del gasto por el concepto de costo de alquiler de equipo de servicio de pozos. Para los dos casos que figuran en la tabla (resaltados) se nota que el precio por costo de alquiler es 2000 dólares aproximadamente durante el tiempo de armado, mientras que con un equipo BES convencional, el costo está por encima de los 3300 dólares.

Tabla 5.2

Instalaciones 2012				Costo de alquiler de equipo: 550 \$/hora		
Fecha	Pozo	Corrida	Tipo de equipo	Tiempo de armado	Costo por armado	
16-Jan-12	SHIV NE	1603	06	RD	8 Hrs	\$ 4,400
25-Jan-12	DORI	13	24	RD	7 Hrs	\$ 3,850
29-Jan-12	JIBTO	1101	06	RD	6 1/2 Hrs	\$ 3,575
21-Feb-12	CARM	1510D	05	RD	12 Hrs	\$ 6,600
1-Mar-12	JIBTO	1102	04	RD	10 Hrs	\$ 5,500
18-Mar-12	NHUA	1402	05	RD	16 Hrs	\$ 8,800
26-Mar-12	SCAP	11	34	RD	8 Hrs	\$ 4,400
30-Mar-12	JIBTO	13	04	RD	8 Hrs	\$ 4,400
3-Apr-12	NHUA	1X	08	RD	24 Hrs	\$ 13,200
6-Apr-12	DORI	17	14	RD	8 Hrs	\$ 4,400
14-Apr-12	SHIV	26	22	RD	6 Hrs	\$ 3,300
20-Apr-12	SHIV	7	18	CT	7 Hrs	\$ 3,850
21-Apr-12	CARM	1503	09	RD	7 Hrs	\$ 3,850
3-May-12	SHIV	24	13	RD	6 Hrs	\$ 3,300
4-May-12	DORI	17	15	RD	11 Hrs	\$ 6,050
11-May-12	SANJ	6	16	RD	10 Hrs	\$ 5,500
24-May-12	SHIV	30	13	RD	7 1/2 Hrs	\$ 4,125
8-Jun-12	JIBTO	1101	07	RD-Maximus	3 1/2 Hrs	\$ 1,925
11-Jun-12	DORI	18	14	CTL	8 1/2 Hrs	\$ 4,675
22-Jun-12	JIBTO	4	18	RD	13 Hrs	\$ 7,150
24-Jun-12	SANJ	10	21	RD	6 Hrs	\$ 3,300
5-Jul-12	JIBA	5	15	RD	5 Hrs	\$ 2,750
13-Jul-12	JBTO	1102	05	RD	16 Hrs	\$ 8,800
22-Jul-12	NCAP	13	07	RD-Maximus	3 1/2 Hrs	\$ 1,925
24-Jul-12	SHIV	26	23	RD	7 Hrs	\$ 3,850
27-Jul-12	JIBA	7	11	RD	8 Hrs	\$ 4,400

Reducción en gasto por alquiler de equipo de servicio de pozos (se resaltan en amarillo los costos empleando los equipos "Maximus")

5.2 Producción diferida (corridas mensuales /anuales)

5.2.1 Producción diferida usando la tecnología BES convencional

Según las estadísticas, en el lote 1AB al año se realizan 40 servicios en promedio usando la tecnología convencional BES, como consecuencia de estos servicios la producción diferida es aproximadamente 91025 Bbls/año. En la siguiente tabla 5.3 se muestra esta información durante el año 2012.

Tabla 5.3

Estadísticas de producción diferida por servicios de Pozos				
Pozos	Producción diaria	°API	Días de Servicio	Producción diferida por Servicio de pozos (Bbls)
SANJ-06	300.0	12.5	12	3600
SHIV-28	305.0	21.8	8	2440
HUYS-01X	213.0	34.3	7	1491
SHIV-07D	332.0	22.3	8	2656
SHNE-1606D	324.0	16.3	9	2916
SANJ-22D	397.0	12.0	9	3573
SHIV-26	239.0	23.5	7	1673
JIBA-08H	517.0	10.6	8	4136
FORE-1301D	201.0	26.4	9	1809
JIBT-10H	466.0	10.5	8	3728
SHIV-06ST	242.0	23.6	9	2178
SHIV-1602D	212.0	26.4	8	1696
JIBT-1101H	480.0	10.6	9	4320
CAPS-26	137.0	35.4	10	1370
HUYN-01X	210.0	20.2	10	2100
SANJ-01X	372.0	12.7	9	3348
CAPS-11D	135.0	34.6	7	945
CAPN-05	112.0	27.0	8	896
JIBA-01X	393.0	10.4	9	3537
CARM-1503D	120.0	36.0	11	1320
CARM-1504D	197.0	22.2	10	1970
JIBT-1104H	342.0	10.4	9	3078
JIBT-08D	383.0	10.4	8	3064
FORE-14H	278.0	18.6	12	3336
SHIV-13D	207.0	22.5	9	1863
CAPS-13D	125.0	35.0	10	1250
SANJ-12	257.0	15.9	12	3084
SHNE-1604D	220.0	16.2	8	1760
DORI-05	118.0	34.3	10	1180
CAPS-27D	93.0	35.7	9	837
CAPS-30H	97.0	35.3	11	1067
SANJ-02C	261.0	14.8	10	2610
JIBT-13H	414.0	10.5	9	3726
SHIV-19D	148.0	27.2	8	1184
SHNE-1607D	192.0	16.3	10	1920
SHIV-1603D	152.0	24.6	9	1368
FORE-09D	142.0	27.0	10	1420
SANJ-16D	239.0	14.4	10	2390
CAPS-29	116.0	32.7	12	1392
JIBT-06	254.0	10.4	11	2794
Servicios realizados		Producción diferida		91025

Producción diferida por servicios de pozos

La siguiente tabla 5.4 muestra el costo de la producción diferida a causa de los servicios de pozo durante el mismo año. Esta da un total de \$ 3 629,078.53 millones de dólares, considerando además que el precio del barril de crudo varía de acuerdo a su grado API.

Tabla 5.4

N°	Pozos	Producción diaria	°API	\$/Barril	Días de Servicio	Producción diferida por Servicio de pozos (Bbls)	Perdida de dinero \$
1	SANJ-06	300.0	12.5	29.3	12	3600	\$ 105,395.57
2	SHIV-28	305.0	21.8	46.8	8	2440	\$ 114,295.64
3	HUYS-01X	213.0	34.3	70.5	7	1491	\$ 105,044.82
4	SHIV-07D	332.0	22.3	47.8	8	2656	\$ 126,921.96
5	SHNE-1606D	324.0	16.3	36.5	9	2916	\$ 106,299.93
6	SANJ-22D	397.0	12.0	28.1	9	3573	\$ 100,555.87
7	SHIV-26	239.0	23.5	50.1	7	1673	\$ 83,739.43
8	JIBA-08H	517.0	10.6	25.7	8	4136	\$ 106,244.78
9	FORE-1301D	201.0	26.4	55.5	9	1809	\$ 100,455.58
10	JIBT-10H	466.0	10.5	25.5	8	3728	\$ 95,060.01
11	SHIV-06ST	242.0	23.6	50.2	9	2178	\$ 109,427.80
12	SHIV-1602D	212.0	26.4	55.5	8	1696	\$ 94,180.58
13	JIBT-1101H	480.0	10.6	25.7	9	4320	\$ 110,971.34
14	CAPS-26	137.0	35.4	72.5	10	1370	\$ 99,366.49
15	HUYN-01X	210.0	20.2	43.8	10	2100	\$ 92,022.80
16	SANJ-01X	372.0	12.7	29.7	9	3348	\$ 99,282.63
17	CAPS-11D	135.0	34.6	71.0	7	945	\$ 67,113.18
18	CAPN-05	112.0	27.0	56.7	8	896	\$ 50,771.20
19	JIBA-01X	393.0	10.4	25.3	9	3537	\$ 89,521.64
20	CARM-1503D	120.0	36.0	73.7	11	1320	\$ 97,235.91
21	CARM-1504D	197.0	22.2	47.6	10	1970	\$ 93,768.06
22	JIBT-1104H	342.0	10.4	25.3	9	3078	\$ 77,904.33
23	JIBT-08D	383.0	10.4	25.3	8	3064	\$ 77,549.99
24	FORE-14H	278.0	18.6	40.8	12	3336	\$ 136,103.08
25	SHIV-13D	207.0	22.5	48.2	9	1863	\$ 89,730.73
26	CAPS-13D	125.0	35.0	71.8	10	1250	\$ 89,718.45
27	SANJ-12	257.0	15.9	35.7	12	3084	\$ 110,094.17
28	SHNE-1604D	220.0	16.2	36.3	8	1760	\$ 63,826.65
29	DORI-05	118.0	34.3	70.5	10	1180	\$ 83,134.06
30	CAPS-27D	93.0	35.7	73.1	9	837	\$ 61,182.13
31	CAPS-30H	97.0	35.3	72.3	11	1067	\$ 77,188.28
32	SANJ-02C	261.0	14.8	33.6	10	2610	\$ 87,750.31
33	JIBT-13H	414.0	10.5	25.5	9	3726	\$ 95,009.01
34	SHIV-19D	148.0	27.2	56.9	8	1184	\$ 67,314.15
35	SHNE-1607D	192.0	16.3	36.5	10	1920	\$ 69,991.73
36	SHIV-1603D	152.0	24.6	52.1	9	1368	\$ 71,315.40
37	FORE-09D	142.0	27.0	56.7	10	1420	\$ 80,463.29
38	SANJ-16D	239.0	14.4	32.9	10	2390	\$ 78,548.03
39	CAPS-29	116.0	32.7	67.4	12	1392	\$ 93,863.26
40	JIBT-06	254.0	10.4	25.3	11	2794	\$ 70,716.27
Totales						91025	\$ 3,629,078.53

Perdidas de dinero a causa de la producción diferida

5.2.2 Producción diferida proyectada usando la Tecnología “Maximus”

Lo que se busca con la tecnología BES “Maximus” es disminuir las fallas que están asociadas al armado de Equipo BES. Haciendo una proyección de servicio de Pozos con equipo BES “Maximus” lograríamos una disminución en la cantidad de servicio de pozos por año, a su vez estos servicios durarían menos días ya que el foco de esta tecnología es ahorrar horas durante el armado del conjunto BES. Todo esto hará que la producción diferida disminuya. En la proyección mostrada a continuación (Tabla 5.5), se nota que se reducirá el número de servicio de pozos de 40 a 23 y la pérdida de producción sería de 27610 Barriles.

Tabla 5.5

N°	Pozos	Producción diaria (Bbls)	°API	Días de servicio	Producción diferida por (Bbls)
1	DORI-18D	404	35	6.0	2424
2	HUYS-01X	213	34.3	7.0	1491
3	SHIV-07D	332	22.3	6.0	1992
4	SHIV-26	239	23.5	8.0	1912
5	JIBT-1101H	480	10.6	6.0	2880
6	HUYN-01X	210	20.2	8.0	1680
7	CAPS-11D	135	34.6	7.0	945
8	CARM-	120	36	6.0	720
9	DORI-05	118	34.3	8.0	944
10	FORE-09D	142	27	6.0	852
11	SANJ-10D	243	14.4	7.0	1701
12	HUYN-	104	21.4	8.0	832
13	JIBT-1102D	237	10.2	6.0	1422
14	JIBA-07	126	10.6	6.0	756
15	JIBT-12	110	10.4	7.0	770
16	DORI-17	39	35.6	8.0	312
17	CAPN-13	131	26.6	6.0	786
18	DORI-05	127	34.3	8.0	1016
19	DORI-15	53	39.3	7.0	371
20	JIBA-05D	172	10.7	6.0	1032
21	SANJ-10D	241	10	6.0	1446
22	SHIV-08D	58	21.3	7.0	406
23	SHIV-17D	115	28	8.0	920
Producción diferida (Bbls)					27610

La siguiente tabla 5.6 muestra el costo de la producción diferida a causa de los servicios de pozo proyectados si solo se usara la tecnología "Maximus". Esta da un total de \$ 1 480,988.00 dólares, considerando que el valor del crudo es diferente en cada pozo. Comparando ambas tecnologías en este aspecto, la tecnología convencional tiene una pérdida de producción excedente de 63,415 Bls frente a la tecnología "Maximus", lo que en dinero significaría una pérdida de 2 148,090.85 adicional, debido a que se tiene mayor producción diferida usando la tecnología convencional.

Tabla 5.6

N°	Pozos	Producción diaria (Bbls)	°API	\$/bbl	Días de servicio	Producción diferida (Bbls)	Perdida de dinero \$
1	DORI-18D	404	35	83	6.0	2424	\$ 200,431
2	HUYS-	213	34.3	81	7.0	1491	\$ 121,014
3	SHIV-07D	332	22.3	55	6.0	1992	\$ 109,663
4	SHIV-26	239	23.5	58	8.0	1912	\$ 110,251
5	JIBT-	480	10.6	30	6.0	2880	\$ 85,228
6	HUYN-	210	20.2	50	8.0	1680	\$ 84,810
7	CAPS-	135	34.6	82	7.0	945	\$ 77,316
8	CARM-	120	36	85	6.0	720	\$ 61,101
9	DORI-05	118	34.3	81	8.0	944	\$ 76,618
10	FORE-	142	27	65	6.0	852	\$ 55,617
11	SANJ-	243	14.4	38	7.0	1701	\$ 64,403
12	HUYN-	104	21.4	53	8.0	832	\$ 44,174
13	JIBT-	237	10.2	29	6.0	1422	\$ 40,843
14	JIBA-07	126	10.6	30	6.0	756	\$ 22,372
15	JIBT-12	110	10.4	29	7.0	770	\$ 22,451
16	DORI-17	39	35.6	84	8.0	312	\$ 26,205
17	CAPN-13	131	26.6	56	6.0	786	\$ 44,256
18	DORI-05	127	34.3	67	8.0	1016	\$ 67,813
19	DORI-15	53	39.3	61	7.0	371	\$ 22,631
20	JIBA-05D	172	10.7	25	6.0	1032	\$ 25,627
21	SANJ-10D	241	10	31	6.0	1446	\$ 44,860
22	SHIV-08D	58	21.3	49	7.0	406	\$ 19,966
23	SHIV-17D	115	28	58	8.0	920	\$ 53,338
Totales						27610	\$ 1,480,988

Proyección de producción diferida en los servicios, usando equipos "Maximus"

En las tablas precedentes se ha mostrado la producción diferida y las horas de equipo que se ahorra en la operación propuesta. De lo expuesto usando la tecnología "Maximus", se tendría un ahorro de MM\$ 2.14 de dólares año que se toman como base para el análisis económico respectivo.

5.3 Evaluación económica aplicada al Pozo piloto San Jacinto 12

Se mostrarán 2 opciones para la propuesta económica, la primera será usando la tecnología BES convencional y la segunda usando la tecnología BES “Maximus”.

5.3.1 Evaluación económica usando conjunto BES convencional

A pesar de que los precios de la tecnología BES convencional son menores, dependerá de la aplicación diseñada para el costo total del equipo BES, en este caso la suma total del equipo es de 189,242.65 \$.

Tabla 5.7

Costos equipo BES Convencional	
Bomba, 73 S8000N, serie 538 - Nuevo	\$ 20,972.37
Admisión , ARS, serie 540 - Nuevo	\$ 3,542.88
Protector 66L Modular, serie 540 – Nuevo	\$ 10,279.55
Protector BPBSL laberíntico, serie 540 – Nuevo	\$ 11,181.01
Motor Maximus 300HP/1173V/104A,serie 562 – Nuevo	\$ 42,753.22
Motor Maximus 300HP/1173V/104A,serie 562 – Nuevo	\$ 42,753.22
cable plano 4700 pies , Nuevo (\$10/pies)	\$ 47,000.00
Miscelaneos BES	\$ 10,000.00
TOTAL COSTO BES	\$ 189,242.65

Costos de equipo BES convencional

La siguiente tabla 5.8 muestra los costos del proyecto donde también se incluye el costo del conjunto BES.

Tabla 5.8

Costos de Servicio de Pozo SJAC - 12 BES Convencional				
				\$477,911
ITEM	D ó U	US\$/Día	TOTAL	NETO TOTAL
1.- Equipo de servicio de pozos	Movimiento	0	13777	0
	Labor	3.5	15308	53578
	Días de trabajo totales	3.5		
	Torre de servicio de pozos (DMA)	8	13200	105600
	Abastecimiento y otros	3.5	1000	3500
	Combustible	3.5	200	700
	Inspección de tubulares	1	0	0
				\$163,378
2.- SERVICIOS	Fluidos de Workover, Productos químicos	1	5200	5200
	Renta de fluidos de completación	0	0	0
	Registro de perforación(CH)	1	0	0
	Materiales Miscelaneos	1	1000	1000
	Miscelaneos de servicios (Baker)	0	10000	0
	Miscelaneos de servicio personal	0	0	0
	Equipo de Simulación de Servicios	0	0	0
	Productos químicos para la estimulación	0	0	0
	Servicios de Bombeo Electrosumergible	2	1000	2000
				\$8,200
3.- MATERIALES	BES Ensable, Cable, Accesorios	0	189243	189243
	Ensamble Scab lines / Accesorios.	0	0	0
	Tubería de 4½" nueva , 12.6 PPF	141	700	98700
	Cabezal del Pozo y Colgador de Tubería			0
4.- SUPERVISIÓN	Supervisor del equipo	6	450	2700
	Supervisor de fluidos	3	750	2250
				\$4,950
5.- LOGISTICA	Traslado aéreo para guardia del equipo		0	0
	Carga Marina	0	0	0
	Caniones	1	13000	13000
	Vehiculos	4	110	440
				\$13,440
6.- LOCACIÓN	Locación/ Reparación	0	0	0
Inversión	(No incluye contingencias)			\$477,911

La siguiente tabla muestra la evaluación económica usando la tecnología BES convencional. El tiempo de recuperación del gasto inicial, sería de 2 meses considerando un precio de crudo de 90 dólares, además se ha considerado que al tercer, sexto y octavo año se darían servicios de “pulling” al pozo, con lo que en toda la vida del proyecto se invertiría 1, 912,000 dólares, quedando al final del proyecto un flujo Neto de 22 895,000 dólares.

Tabla 5.9

AÑO	PROD. DE PETROLÉO (BOPD)		MILES DE DOLARES AMERICANOS							FLUJO DE FONDOS	
	TOTAL (BOPD)	REGALÍAS	TOTAL DE INVERSIÓN (MUS\$)	TOTAL DE INGRESOS (MUS\$)	COSTO DE OPERACIÓN (MUS\$)	AMORTIZ. INTANGIBLE (MUS\$)	DEPRECIACIÓN (MUS\$)	INGRESO SUJETO A IMPUESTO (MUS\$)	IMPUESTOS (MUS\$)	FLUJO NETO	VALOR ACTUAL
1	260.0	182	478	5979	1970	101	31	3399	1020	2236	2113
2	255.0	179	0	5864	1932	0	31	3901	1170	2731	2304
3	245.0	172	478	5634	1856	0	31	3269	981	2145	1616
4	240.0	168	0	5519	1819	0	31	3670	1101	2569	1728
5	235.0	165	0	5404	1781	0	31	3593	1078	2515	1510
6	228.0	160	478	5243	1728	0	0	3037	911	1983	1063
7	222.0	155	0	5105	1682	0	0	3423	1027	2396	1147
8	215.0	151	0	4944	1629	0	0	3315	994	2320	992
9	210.0	147	478	4829	1591	0	0	2760	828	1788	683
10	205.0	144	0	4714	1553	0	0	3161	948	2212	754
TOTAL			1912	53233	17542	101	153	33526	10058	22895	13908

PARÁMETROS BÁSICOS :

RESERVAS DE PETROLÉO, MSTB	844.98
TOTAL DE INVERSIÓN, MUS\$	1911.91
NETO CON REGALÍAS (30%)	70.0%
PRECIO DE PETROLERO, \$/STB	90
TASA DE DESCUENTO, %	12
TASA DE IMPUESTO %	30
OPER. De REINYECCIÓN, \$ /BA	0.24
OPER. VARIABLE, \$ /BP	13.00

EVALUACIÓN ECONÓMICA:

VAN 12%, M\$	13,908.06
TIR ACTUAL, %	>100%
TIEMPO DE RECOBRO, AÑOS	0.2
TIEMPO DE VIDA ECONÓMICA, AÑOS	10.0

5.3.2 Evaluación económica usando conjunto BES “Maximus”

Según la aplicación usada para este pozo, el costo del equipo BES “Maximus” será de 176,561.69 dólares, como se muestra en la tabla 5.10 . A diferencia del diseño del equipo convencional, para este caso solo se usará un motor de 563 HP.

Tabla 5.10

Costos equipo BES Maximus	
Cabeza de descarga 3 1/2” EUE Box, Serie 540 - Nuevo	\$ 760.40
Bomba, 73 S8000N, serie 538 - Nuevo	\$ 20,972.37
Admisión , ARS, serie 540 - Nuevo	\$ 3,542.88
Protector Maximus LSL laberíntico, serie 540 – Nuevo	\$ 14,762.76
Protector Maximus BPSL laberíntico, serie 540 – Nuevo	\$ 19,453.60
Motor Maximus 563HP/2173V/157A,serie 562 – Nuevo	\$ 60,069.68
Cable plano 4700 pies , Nuevo (\$10/pies)	\$ 47,000.00
Miscelaneos BES	\$ 10,000.00
TOTAL COSTO BES	\$ 176,561.69

Costos del equipo BES “Maximus”

La siguiente tabla 5.11 describe los costos de la inversión que se hará para el servicio del pozo, entre ellos incluyen: Alquiler de la torre de reacondicionamiento, precio total del conjunto BES, misceláneos, precio de los tubulares, servicio de supervisión, etc. Sumando todos los tópicos, resulta una inversión total de \$438,830.00 dólares.

Tabla 5.11

Costos de Servicio de Pozo SJAC - 12				
				\$438,830
ITEM	D ó U	US\$/Día	TOTAL	NETO TOTAL
1.- EQUIPO DE SERVICIO DE POZOS	Movimiento	0	13777	0
	Labor	3.5	15308	53578
	Días de trabajo totales	3.5		
	Equipo de Servicio de Pozos (DMA)	6	13200	79200
	Abastecimiento y otros	3.5	1000	3500
	Combustible	3.5	200	700
	Inspección de tubulares	1	0	0
				\$136,978
2.- SERVICIOS	Fluidos de Workover, Productos químicos	1	5200	5200
	Renta de fluidos de completación	0	0	0
	Registro de perforación(CH)	1	0	0
	Materiales Miscelaneos	1	1000	1000
	Miscelaneos de servicios (Baker)	0	10000	0
	Miscelaneos de servicio personal	0	0	0
	Equipo de Simulación de Servicios	0	0	0
	Productos químicos para la estimulación	0	0	0
	Servicios de Bombeo Electrosumergible	2	1000	2000
3.- MATERIALES	BES Ensamble, Cable, Accesorios	0	176562	176562
	Ensamble Scab lines / Accesorios.	0	0	0
	Tubería de 4½" nueva , 12.6 PPF	141	700	98700
	Cabezal del Pozo y Colgador de Tubería			0
				\$275,262
4.- SUPERVISIÓN	Supervisor del equipo	6	450	2700
	Supervisor de fluidos	3	750	2250
				\$4,950
5.- LOGISTICA	Traslado aéreo para guardia del equipo		0	0
	Carga Marina	0	0	0
	Caniones	1	13000	13000
	Vehiculos	4	110	440
				\$13,440
6.- LOCACIÓN	Locación/ Reparación	0	0	0
Inversión	(No incluye contingencias)			\$438,830

Costos del servicio de Pozos

La siguiente tabla 5.12 muestra la evaluación económica usando la tecnología BES "Maximus". El tiempo de recuperación del gasto inicial, sería de 0.2 años considerando un precio de crudo de 90 dólares, además se ha considerado que al cuarto y al octavo año se darían servicios de "pulling" al pozo, con lo que en toda la vida del proyecto se invertiría 1, 317,000 dólares, quedando al final del proyecto un flujo Neto de 23 489,000 dólares.

Tabla 5.12

MILES DE DOLARES AMERICANOS											
AÑO	PROD. DE PETROLEO (BOPD)		TOTAL DE INVERSIÓN (MUS\$)	TOTAL DE INGRESOS (MUS\$)	COSTO DE OPERACIÓN (MUS\$)	AMORTIZ. INTANGIBLE (MUS\$)	DEPRECIACIÓN (MUS\$)	INGRESO SUJETO A IMPUESTO (MUS\$)	IMPUESTOS (MUS\$)	FLUJO DE FONDOS	
	TOTAL (BOPD)	REGALÍAS								FLUJO NETO	VALOR ACTUAL
1	260.0	182	439	5979	1970	101	31	3438	1031	2275	2150
2	255.0	179	0	5864	1932	0	31	3901	1170	2731	2304
3	245.0	172	0	5634	1856	0	31	3747	1124	2623	1976
4	240.0	168	439	5519	1819	0	31	3231	969	2130	1432
5	235.0	165	0	5404	1781	0	31	3593	1078	2515	1510
6	228.0	160	0	5243	1728	0	0	3515	1055	2461	1319
7	222.0	155	0	5105	1682	0	0	3423	1027	2396	1147
8	215.0	151	439	4944	1629	0	0	2876	863	1881	804
9	210.0	147	0	4829	1591	0	0	3238	971	2266	865
10	205.0	144	0	4714	1553	0	0	3161	948	2212	754
TOTAL			1317	53233	17542	101	153	34121	10236	23489	14261

PARÁMETROS BÁSICOS :

RESERVAS DE PETROLEO, MSTB	844.98
TOTAL DE INVERSIÓN, MUS\$	1317.00
NETO CON REGALÍAS (30%)	70.0%
PRECIO DE PETROLERO, \$/STB	90
TASA DE DESCUENTO, %	12
TASA DE IMPUESTO %	30
OPER. De REINYECCIÓN, \$ /BA	0.24
OPER. VARIABLE, \$ /BP	13.00

EVALUACIÓN ECONÓMICA:

VAN 12%, M\$	14,260.70
TIR ACTUAL, %	> 100%
TIEMPO DE RECOBRO, AÑOS	0.2
TIEMPO DE VIDA ECONÓMICA, AÑOS	10.0

CAPÍTULO 6.- CONCLUSIONES

- Esta nueva tecnología Incorpora fiabilidad del sistema, reduce las fallas prematuras, elimina fallas relacionadas al proceso de instalación y no depende de las condiciones climáticas o de la habilidad del personal de Instalación.
- En unos años la tecnología actual usada en el lote 1AB, quedará de lado y se estandarizará la nueva Tecnología “Maximus”.
- Se puede concluir que los resultados económicos son favorables, ya que el ahorro en tiempo de armado disminuye, por ende se verá un ahorro significativo en alquiler del equipo de servicio de pozo.
- El desarrollo del diseño con equipo “Maximus” fue con miras a vencer las dificultades clásicas en el momento de armado tradicional.
- Los equipos “Maximus” se puede utilizar para cualquier Pozo en el Lote 1AB.
- La proyección de servicios con equipos BES muestra una disminución de los servicios anuales por ende una menor perdida de producción diferida.

CAPÍTULO 7.- RECOMENDACIONES

- Aplicar el diseño BES “Maximus” de acuerdo con las necesidades de operaciones del campo.
- Supervisar de manera muy cuidadosa el traslado de los equipos BES a la locación, ya que estos pueden sufrir daños a la hora de maniobrarlos o trasladarlos.
- Uso de variadores de frecuencia, ya que con ellos se puede manejar diferentes caudales a diferentes frecuencias.
- Uso de sensores de fondo en los pozos denominados problemas, para el mejor análisis de los parámetros fondo y así la aplicación BES “Maximus” esté mejor monitoreada.
- Emplear las químicas adecuadas y eficientemente dosificadas para no tener problemas de taponamiento del cable y así producir una falla prematura en el conjunto BES “Maximus”.

CAPÍTULO 8.- BIBLIOGRAFÍA

1. SCHLUMBERGER. *Artificial Lift, Multisensor Phoenix Manual, 2008.*
2. SCHLUMBERGER. *Manual Petroproducción campo Shushufindi.*
3. NARVAES Diego, *Desarrollo de la nueva tecnología “plug and play”- aplicación en campos de Ecuador SPE 2007.*
4. SCHLUMBERGER, *Artificial Lift, Kobylnski Lee. Engineering Reference Manual.*
5. DEL CASTILLO, Luis. *Performance de pozos productores de petróleo y gas.* Editorial Universitaria EDUNI, Lima 2009.
6. PANTOJA Luis, ALEGRE Renato, CRUZ Marcial, SERSEN Mateo, LOLI Manuel, ALBURQUEQUE Dionicio. *Proceso de optimización de equipos BES para aumentar el tiempo de vida útil de los equipos usando casos históricos del lote 1AB.*
7. ERAZO, Alberto. *Clases magistrales del curso Producción II de la carrera de Ingeniería de Petróleo en la Universidad Nacional de Ingeniería.*
8. SERSEN Mateo, ZAVALA Oscar. *Mejoramiento histórico de los equipos BES Occidental Peruana inc. Lote 1AB.*
9. CRUZ Marcial, MORENO Samuel, GONZÁLES Magno, ALBURQUEQUE Dionicio, LOLI Manuel. *Evaluación técnico económica de los diferentes sistemas de levantamiento artificial para los campos productivos del lote 1AB VI INGEPET 2008, EXPL-3ML118.*
10. CENTRILIFT, *Submersible Pump Handbook.*

CAPÍTULO 9.- ANEXOS

9.1 Glosario

Asfaltenos: son una familia de compuestos químicos orgánicos, resultan de la destilación fraccionada del petróleo crudo y representan los compuestos más pesados y por tanto, los de mayor punto de ebullición.

Barril (bbl): Una medida estándar para los combustibles. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159 litros.

Crudo Brent: Es un petróleo ligero, aunque no tanto como el West Texas Intermediate (WTI). Contiene aproximadamente un 0,37% de sulfuro, siendo así considerado como petróleo dulce, aunque tampoco es tan dulce como el WTI.

El Brent es ideal para la producción de gasolina. Se suele refinar en los países de Europa Nor-Occidental, pero cuando los precios de mercado son lo suficientemente bajos para exportarlo, las refinerías del área mediterránea y la Costa Este de EE. UU también lo procesan. Este tipo de petróleo es de los más pobres con respecto a su capacidad calorífica.

Crudo WTI: Es un promedio, en cuanto a calidad, del petróleo producido en los campos occidentales del estado de Texas (Estados Unidos). Se emplea como precio de referencia para fijar el precio de otros petróleos crudos producidos en medio oriente o el mar del Norte (Petróleo Brent).

Gas Natural: Es una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. Consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano; también, alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas.

Gravedad API: La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los tipos de petróleo.

Fluido: Es una sustancia que asume la forma del recipiente en el que se lo coloca; Ejemplo: petróleo, gas, agua o mezclas de éstos.

Hidrocarburo: Cualquier compuesto o mezcla de compuesto, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno como el carbón, petróleo crudo y gas natural.

MaxLok Pothead: Conector de potencia para el motor modo enchufe (no se necesita encintar los terminales de los cables).

MLE:(Motor Lead Extension): usado en el sistema REDA "Maximus" como un tipo de cable de extensión con armadura galvanizada.

Presión de fondo fluyente, Pwf: Es la presión del yacimiento a condiciones de flujo, es la presión dinámica que maneja el yacimiento a condiciones de producción.

Punto de Fluidéz: El punto de fluidéz es la mínima temperatura a la cual un producto derivado del petróleo fluye sin ser perturbado bajo la condición específica de la prueba.

RIG: Torre de reacondicionamiento o perforación.

Run life: Tiempo de vida de los equipos BES

Shaft: Eje del equipo BES

Slickline: Servicios de línea de acero son una herramienta importante para el mantenimiento de la producción

Viscosidad: Es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. Un fluido que no tiene viscosidad se llama fluido ideal, en realidad todos los fluidos conocidos presentan algo de viscosidad, siendo el modelo de viscosidad nula, una aproximación bastante buena para ciertas aplicaciones.

9.2 Nomenclatura

AL: Artificial lift.

API: American Petroleum Institute.

BES: Bomba electrosumergible.

BFPD: Barriles de fluido por día.

BPD: Barriles por Día.

CSG: Casing.

CTL: Centrilift

DLS: Dogleg severity

DST: Drill Stem Testing

EPDM: (Etileno, Propileno, Dieno, tipo M ASTM, material de recubrimiento del cable de potencia).

ESP: Electric Submersible Pump

FCE: Flat Cable Extention (Cable de extensión).

FL: Fluid Level (Nivel de fluido).

FPIP: Flowing Pump Intake Pressure

HP: Horsepower

ID: Inside Diameter (Diámetro interno).

ISP: Integrated surface panel.

JSA: Job safety analysis.

Md: Mili darcys (unidad de medida de la permeabilidad).

MLE: Motor Lead Extension

MMPCD: Millones de Pies Cúbicos Día.

OD: Outside Diameter (Diámetro externo).

PCP: Progressive cavity pump.

PI: Production Index (Índice de productividad).

PIP: Pump Intake Pressure (Presión del Intake).

PIT: Pump Intake Temperature (Temperatura del intake).

PSI: Pressure Sensing Instrument.

REDA: Marca de los equipos electrosumergibles.

RTR: Representative Test rate (pruebas representativas de producción).

SAGD: Steam Assisted Gravity Drainage.

SPIP: Static Pump Intake Pressure.

SPS: Submersible Pumping System.

SS: Soft Starter BOH Bolt-On Head.

TDH: Total Dynamic Head

THP: Tubing Head Pressure

TIR: Tasa Interna de Retorno.

VSD: Variable Speed Drive

WC: Water cute (Corte de agua).

WCP: Well Completions and Productivity.