



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**



FACULTAD DE INGENIERÍA

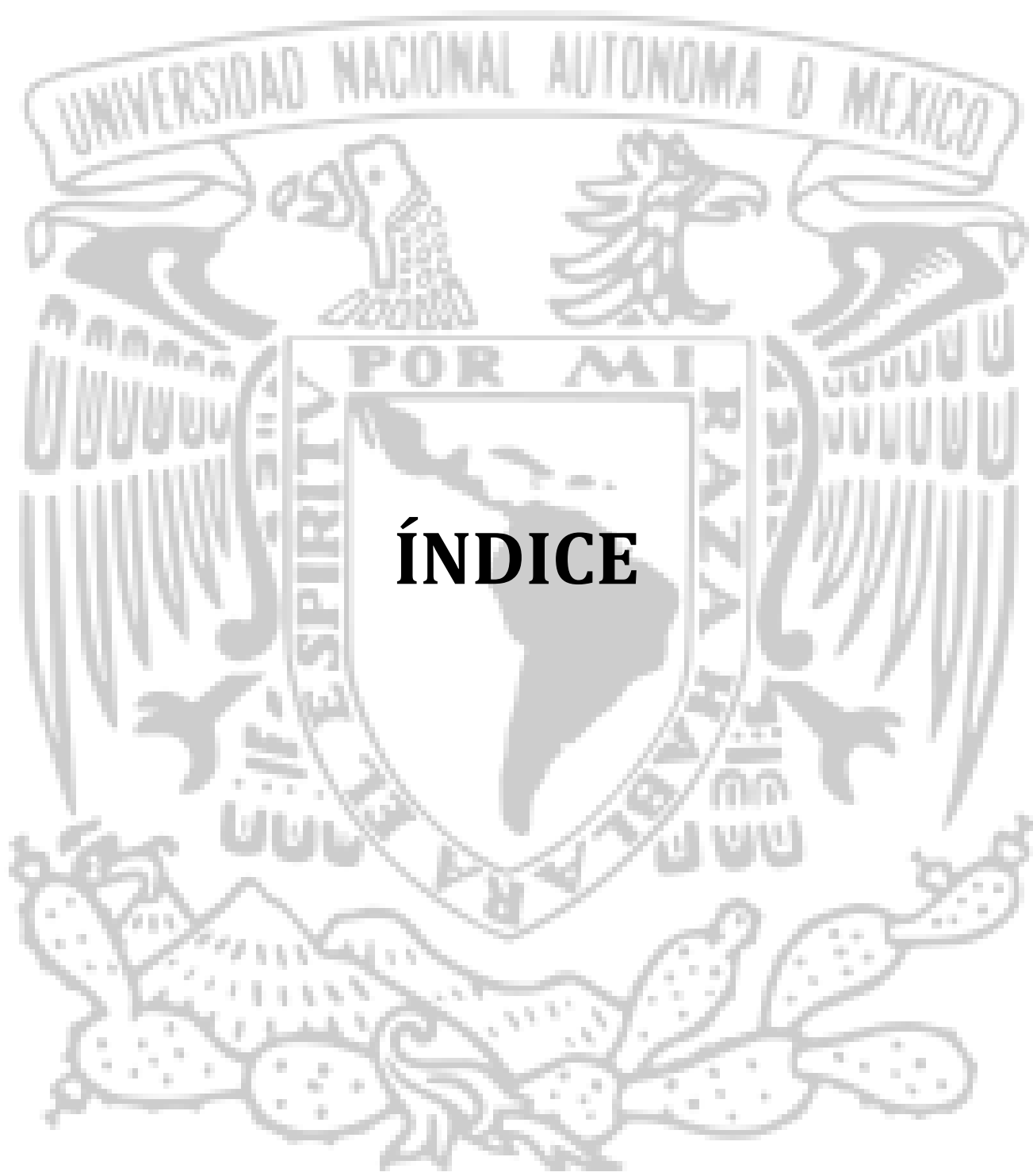
**“NUEVOS DESARROLLOS DEL BOMBEO
ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO EN INSTALACIONES
COSTA AFUERA”**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTAN:**

**FIDEL JUÁREZ TOQUERO
MARIO ALBERTO CAMPOS CERVERA**

DIRECTOR DE TESIS: M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA



ÍNDICE

ÍNDICE

Introducción	(1)
Capítulo 1. Aspectos Generales de los Sistemas Artificiales de Producción.	
1.1 Introducción	(5)
1.2 Bombeo Neumático	(7)
1.2.1 Bombeo Neumático Continuo (BNC)	(8)
1.2.2 Bombeo Neumático Intermitente (BNI)	(9)
1.2.3 Bombeo Neumático auto, natural o in-situ	(11)
1.2.4 Infraestructura del BN	(13)
1.2.5 Ventajas, desventajas y rangos de aplicación del BN	(14)
1.3 Bombeo Mecánico Reciprocante (BM)	(17)
1.3.1 Infraestructura	(19)
1.3.2 Unidad de Bombeo Mecánico de Balancín (BIMBA)	(23)
1.3.3 Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumática (TIEBEN)	(28)
1.3.4 Unidad de Bombeo Mecánico de Carrera Larga (ROTAFLEX)	(30)
1.4 Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	(32)
1.4.1 Infraestructura	(34)
1.5 Bombeo Hidráulico (BH)	(38)
1.5.1 Infraestructura	(40)
1.5.2 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (BHP)	(41)
1.5.3 Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BHJ)	(42)
1.6 Émbolo Viajero	(45)
1.6.1 Infraestructura	(46)
1.7 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC)	(50)
1.7.1 Infraestructura	(52)
1.7.2 Condiciones de Operación del BEC	(53)
1.7.3 Ventajas esenciales del Bombeo Electrocentrífugo sumergido para la aplicación en instalaciones costa afuera	(54)
1.8 Sistemas Combinados	(55)

1.8.1 Sistema de Bombeo Jet-BM	(55)
1.8.2 Sistema de Bombeo BEC-BCP	(56)
1.9 Comparación entre los Sistemas Artificiales de Producción	(57)
Capítulo 2. Fundamentos y Aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.	
2.1 Introducción	(67)
2.2 Componentes del SIP (Sistema Integral de Producción) utilizados en el BEC	(67)
2.3 Equipo Subsuperficial	(69)
2.3.1 Bomba Centrífuga de Etapas Múltiples	(69)
2.3.2 Separador de gas	(79)
2.3.3 Manejador Avanzado de Gas (AGH) de REDA	(82)
2.3.4 Protectores o Sección Sello	(84)
2.3.5 Motor Eléctrico	(86)
2.3.6 Cable de Potencia	(89)
2.4 Equipo Superficial	(94)
2.4.1 Caja de venteo	(94)
2.4.2 Variador de frecuencia	(95)
2.4.3 Transformadores	(96)
2.4.4 Árbol de Válvulas	(97)
2.4.5 Árboles Submarinos	(101)
2.4.6 Manifold	(105)
2.4.7 Jumpers	(110)
2.4.8 PLET-FLET	(111)
2.4.9 Umbilicales y Flying Leads	(112)
2.4.10 Risers	(115)
2.4.11 UTA (Umbilical Termination Assembly)	(116)
2.4.12 ROV's	(116)
2.4.13 Sistemas de Control	(118)
2.5 Diseño de aparejos de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	(119)
2.5.1 Recopilación y Análisis de la Información	(119)
2.5.2 Identificación de los factores que afectan el diseño del	(121)

aparejo de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	
2.5.3 Operación vs. Condiciones de Descarga	(129)
2.5.4 Cálculos de diseño del sistema	(130)
2.5.5 Procedimiento del Diseño de Instalaciones de Aparejos de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	(135)
2.5.6 Aproximación de Campo	(136)
2.6 Tipos de Instalaciones del BEC	(137)
2.6.1 Instalación estándar	(137)
2.6.2 Sistema de bombeo con camisa (shrouded pumping system)	(138)
2.6.3 Servicio de impulso (Booster Service Application)	(139)
2.6.4 Sistema de Inyección Directa	(140)
2.6.5 Sistema de Inyección/ Producción	(141)
2.6.6 Unidad de almacenamiento en cavernas (Cavern Storage Unit)	(142)
2.6.7 Sistema de Descarga en el Fondo (Bottom Discharge)	(143)
2.6.8 Unidades de entrada en el fondo (Bottom Intake Units)	(143)
2.6.9 Unidades suspendidas por cable (Cable Suspended Units)	(144)
Capítulo 3. Nuevos Desarrollos en el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido en Instalaciones Costa Afuera.	
3.1 Introducción	(147)
3.2 BEC dual y herramienta “Y”	(154)
3.3 BEC en un módulo de bombeo en el lecho marino	(158)
3.4 Métodos de instalación del BEC en el pozo	(163)
3.4.1 CDESP (BEC bajado con cable)	(163)
3.4.2 CECT (BEC bajado con TF con el cable externo)	(164)
3.4.3 CICT (BEC bajado con TF con el cable interno)	(165)
3.4.4 Bombeo Electrocentrífugo TTC (Thru-Tubing Conveyed)	(166)
3.4.5 Intervención con línea de acero	(174)
3.5 Sistema BEC Reda Hotline	(177)
3.5.1 Motor	(180)
3.5.2 Protectores Avanzados para el Motor	(181)

3.5.3 Bomba	(182)
3.5.4 Cables de Potencia y Extensiones	(183)
3.6 Presencia de gas en los sistemas BEC y soluciones a ello	(185)
3.6.1 Soluciones para la presencia de gas en la bomba	(188)
3.6.2 Manejador Avanzado de Gas	(190)
3.6.3 Poseidón (producto de Schlumberger)	(191)
3.7 Sistema BEC Reda Maximus	(194)
3.8 BEC en crudos pesados en instalaciones costa afuera	(198)
3.8.1 Técnicas “frías” para la reducción de la viscosidad	(199)
3.8.2 Técnicas “calientes” para la reducción de la viscosidad	(203)
Capítulo 4. Aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido en Instalaciones Costa Afuera.	
4.1 Introducción	(205)
4.2 Aplicaciones de Sistemas BEC en Brasil	(206)
4.2.1 Experiencias y Aplicaciones del BEC	(207)
4.2.2 Principales Logros	(217)
4.3 Tecnología de Manejo de Gas Poseidón: Un Caso de Estudio de Tres Pozos con Sistema BEC en el Congo	(218)
4.3.1 Información del Pozo y del Campo	(218)
4.3.2 Arreglo de los Pozos	(220)
4.3.3 Historial de Producción: Campo Likalala, Pozos #106 y #112	(221)
4.3.4 Historial de Producción: Campo Kombi y Pozo #102	(222)
4.3.5 Resultados de la Implementación del Equipo Poseidón de Likalala 106	(224)
4.3.6 Resultados de la Implementación del Equipo Poseidón de Likalala 112	(226)
4.3.7 Resultados de la Implementación del Equipo Poseidón Kombi 102	(226)
4.4 La Tecnología REDA Maximus incrementa la producción en un 70% para un operador de Rusia	(229)
4.4.1 Selección del Sistema REDA Maximus	(229)

4.4.2 Resultados Obtenidos	(230)
4.5 Instalaciones del BEC en aplicaciones de SAGD en Canadá	(232)
4.5.1 Recursos de Aceite Pesado y Aceite en Arenas en Canadá	(232)
4.5.2 Características del Sitio	(233)
4.5.3 SAGD	(233)
4.5.4 Utilización de Sistemas Artificiales de Producción en el Campo Firebag	(235)
4.5.5 Sistemas BEC en el campo Firebag	(236)
4.6 Experiencias usando una aplicación de BEC en la producción de aceite pesado en campos del este de Venezuela	(238)
4.6.1 Técnica de inyección de un aceite diluyente para el BEC	(238)
4.6.2 Plan de automatización	(239)
4.7 Otter: Una unión submarina del pozo con la plataforma de 21 km de distancia y usando BEC dual	(244)
4.7.1 Estrategia de desarrollo	(245)
4.7.2 Calendario de Desarrollo (Tiempo de desarrollo)	(245)
4.7.3 BEC dual	(246)
4.7.4 Árbol Submarino	(247)
4.7.5 Diseño del pozo de producción	(247)
4.7.6 Diseño de Terminación	(248)
4.7.7 Abrazaderas y protección del cable	(249)
4.7.8 Líneas de inyección de químicos	(250)
4.7.9 Diseño del ensamblaje del BEC dual	(250)
4.7.10 Sistema de cableado fuera y dentro del pozo	(252)
4.7.11 Sistema de monitoreo del fondo del pozo	(252)
4.7.12 Sistema de control del BEC	(253)
4.7.13 Desempeño del BEC	(253)
4.8 Un nuevo descubrimiento para el bombeo submarino- Un módulo de bombeo en el lecho marino	(254)
4.8.1 Descripción general de la Fase 1	(256)

Capítulo 5. Análisis de Resultados.

5.1 Introducción	(261)
5.2 Resultados de la Aplicación del Sistema BEC en Brasil	(262)
5.3 Resultados de la Aplicación de la Tecnología de Manejo de Gas, Poseidón, en el Congo	(263)
5.4 Resultados de la Aplicación de la Tecnología “Plug and Play” REDA Maximus en Rusia	(264)
5.5 Resultados de la Aplicación de la Tecnología REDA Hotline, para altas temperaturas en Canadá	(265)
5.6 Resultados de la Aplicación de la Inyección de un Diluyente como un Método Frío Reductor de Viscosidad en Venezuela	(266)
5.7 Resultados de la Aplicación de la Tecnología BEC dual en el campo Otter, al Norte del Mar del Norte	(267)
5.8 Resultados de la Aplicación del Sistema BEC Instalado en un Módulo en el Lecho Marino en el Campo Jubarte en Brasil	(268)
5.9 Análisis de las Deficiencias de los Sistemas BEC	(269)
5.9.1 Introducción	(269)
5.9.2 Tiempo Medio de Falla (TMF) (Mean Time to Failure, MTTF)	(269)
5.9.3 Diferencias en la Aplicación	(270)
5.9.4 Principales Fuentes de Incertidumbre Asociadas a la Confiabilidad de los Componentes del Sistema BEC	(271)
5.9.5 Conclusiones (Alhanati y Trevisan, 2012)	(273)
Conclusiones	(275)
Recomendaciones	(277)
Referencias	(279)



INTRODUCCIÓN

Introducción

En este trabajo de tesis se presentan los nuevos desarrollos del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) en instalaciones costa afuera. El objetivo principal de la realización de este trabajo es presentar los principios y bases de funcionamiento del sistema, así como los nuevos desarrollos para el mismo, con la finalidad de poder seleccionar y analizar la tecnología aplicable y adecuada para las condiciones operativas presentes, generando un valor económico y técnico adicional a cualquier proyecto.

En la actualidad, este sistema artificial de producción ha sido desarrollado de una manera muy interesante para su aplicación en ambientes submarinos, y en los últimos años ha sido considerado en muchos proyectos en nuestro país debido a su versatilidad y a las condiciones de operación en las que puede funcionar.

El BEC es un método de levantamiento artificial que hace algunos años no era muy confiable debido los problemas que presentaba. Estos problemas son: el tiempo de vida útil, la cantidad de gas libre a manejar, la viscosidad del fluido, los costos de intervención, así como las altas temperaturas y presiones a las que este sistema tenía que ser implementado principalmente.

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAPs) han demostrado ser una herramienta necesaria en los últimos años debido a la necesidad energética en el mundo y por consiguiente al aumento de producción de hidrocarburos, por lo que proyectos nuevos deben de ser llevados a cabo. La mayor oportunidad energética en la actualidad se encuentra en ambientes submarinos, por lo que la aplicación del BEC en este tipo de ambientes debe de ser estudiada para su correcta implementación.

En México, la paraestatal Pemex se ha dado cuenta de la importancia de este sistema y tiene planeada su implementación en ambientes submarinos a gran escala, tomando como base los resultados obtenidos de la aplicación de estos sistemas en tierra y su implementación en ambientes submarinos en Brasil.

En el Capítulo 1 de este trabajo se presentan los aspectos generales de los SAPs, considerando los puntos más relevantes de cada uno de ellos. La finalidad de mencionar los principales métodos de levantamiento artificial es el de poder obtener una visión íntegra de los principales sistemas, para sustentar la elección del sistema BEC como uno de los mejores para ser utilizado en ambientes de este tipo.

En el Capítulo 2 de este trabajo de investigación se presenta y analiza el sistema BEC en su totalidad, para poder comprender su principio de operación, sus componentes habituales y la información necesaria para poder implementarlo. El procedimiento de diseño de instalaciones de aparejos de BEC, así como algunos tipos de instalaciones del mismo también son tratados en este capítulo. El propósito de este capítulo es el de definir los fundamentos y la aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido en cualquier ambiente y así proporcionar una idea amplia de cómo funciona este sistema y como es que el diseño y su implementación pueden llevarse a cabo.

En el Capítulo 3 de este trabajo de tesis, corazón del mismo, se presentan los nuevos desarrollos del sistema BEC, así como las ventajas de la utilización de cada uno de ellos. Cada uno de estos nuevos desarrollos tiene como objetivo evitar o solucionar cada uno de los problemas mencionados con anterioridad en el sistema BEC. Estos nuevos desarrollos son:

La utilización del BEC dual con una herramienta Y (que funciona como un bypass), el cual consiste en una terminación doble, es decir, dos sistemas BEC independientes en el fondo del pozo que el operador podrá activar o desactivar según se requiera, reduciendo los tiempos de reparación entre uno y otro y alargando la vida útil del equipo al utilizarse de manera alternada.

La implementación del sistema BEC en un módulo de bombeo a 200 m del pozo productor con la finalidad de reducir costos en el mismo y colocar bombas más potentes y de mayor diámetro en el módulo, permitiendo altos gastos y mayor manejo de gas libre en el fluido a producir.

La utilización de una bomba TTC, la cual puede ser desmontada o colocada en el pozo sin la necesidad de matarlo mediante una tubería flexible o línea de acero. Este nuevo desarrollo disminuye tiempos y costos de operación, dándole una mayor viabilidad al proyecto.

Otro desarrollo es el CDESP (BEC bajado por cable), que consiste en un cable de poder dual cuya función es la de bajar el sistema al fondo del pozo proporcionando la fuerza necesaria en el cable junto con un sistema de transmisión de energía. Este desarrollo permite que las operaciones de instalación y reparación se lleven a cabo mediante equipos superficiales menos costosos y robustos como un simple malacate en lugar de un equipo de perforación.

La utilización de una TF para bajar el equipo y un cable de potencia externo es otro desarrollo mencionado en este trabajo de tesis, el cual otorga una mayor flexibilidad de operación y reparación principalmente en plataformas, en donde los tiempos deben de ser optimizados, así como el despliegado del sistema BEC con TF pero con un cable interno, cuyos tiempos de instalación son más rápidos y a diferencia del sistema con cable externo este puede instalarse en pozos vivos.

La utilización de un conector mojado en el fondo del pozo que permite la instalación y desinstalación del sistema BEC con una simple línea de acero es otro de los desarrollos presentados en este trabajo. Este sistema consta con una conexión de poder que puede ser instalada y mantenida en el pozo para proveer energía al sistema, permitiendo que el BEC contenga la conexión de poder de manera que cuando el sistema sea bajado unos pernos se alineen permitan el flujo de la electricidad.

El sistema Hotline de REDA, es otro desarrollo presentado, el cual permite que este tipo de sistemas puedan trabajar bajo condiciones de temperatura más elevadas y permitiendo la utilización de ellos junto con métodos calientes de recuperación reductores de viscosidad.

Al manejar grandes cantidades de gas libre en la bomba grandes problemas se presentaban, por lo que los Manejadores Avanzados de Gas AGH y los sistemas Poseidón fueron creados. Estos sistemas no son más que bombas centrífugas de alta potencia que reducen el tamaño de la burbuja de gas para poder ser manejada por la bomba del sistema BEC y así poder manejar una fracción de gas libre de 45% y 75% respectivamente.

El sistema Reda Maximus es otro de los nuevos desarrollos presentados cuyos componentes, además de estar integrados, cuentan con una tecnología “plug and play” (conectar y usar) que permite reducir tiempos de operación y son compatibles con los sensores Phoenix para la toma de datos en tiempo real, otorgándole una mayor confiabilidad al sistema en general.

Un sistema de conexión de alto voltaje mejorado también es presentado, este sistema se localiza en el árbol de válvulas, el cual cuenta con modificaciones específicas que facilitan las operaciones de instalación y reparación del sistema sin sacrificar las características con las que antes contaba.

La utilización de métodos fríos y calientes para la reducción de la viscosidad en este tipo de sistemas también es presentada, ya que al reducir la viscosidad del fluido de la formación, se requerirá menos energía y potencia para producir volúmenes más grandes de hidrocarburos y así los componentes del BEC no se encontrarán tan “demandados” debido a que los problemas de bombear un fluido muy viscoso se verán reducidos.

Estos nuevos desarrollos pueden ser utilizados en conjunto, otorgándole una mayor versatilidad al sistema BEC y aumentando su eficiencia técnica y económica, por lo que es importante tomar en cuenta todas y cada una de sus características y aplicaciones.

En el Capítulo 4 se presentan las aplicaciones de estos nuevos desarrollos y del sistema BEC en general alrededor del mundo por diferentes compañías operadoras en instalaciones costa afuera principalmente. También se presentan algunas aplicaciones en instalaciones terrestres cuyas características pueden ser extrapoladas a situaciones similares en instalaciones costa afuera para resolver problemas específicos como la reducción de viscosidad al momento de producir hidrocarburos pesados. En este capítulo se seleccionaron las aplicaciones del capítulo anterior de mayor impacto, es decir, aquellas que tuvieron un mayor éxito técnico y económico en su aplicación.

En el Capítulo 5 de este trabajo se presentará el análisis de resultados de cada una de las aplicaciones presentadas en el capítulo anterior, para observar la respuesta que cada uno de ellos tuvo en campo al ser implementados y de esta manera decidir si utilizarlo o no.

Finalmente, se presentarán las conclusiones y recomendaciones que en este trabajo de tesis se aportan. Estas conclusiones mencionan los puntos más relevantes en la correcta implementación del sistema BEC, los principales problemas a resolver y las posibles maneras de solucionarlos mediante la utilización de los nuevos desarrollos expuestos en este trabajo.



CAPÍTULO 1
“ASPECTOS GENERALES DE
LOS SISTEMAS ARTIFICIALES
DE PRODUCCIÓN”

1.1 Introducción ^{1,3}

Comenzaremos este capítulo explicando dos diferentes métodos de producción, el primero se refiere a cuando existe una tasa de producción en donde la energía con la cual el yacimiento produce los fluidos, es igual a la energía demandada por las instalaciones (superficiales y subsuperficiales) sin necesidad de utilizar fuentes externas de energía en el pozo. Se dice entonces que el pozo es capaz de producir por flujo natural.

A través del tiempo, en yacimientos que presentan un empuje hidráulico, los pozos comienzan a producir con altos cortes de agua, la columna de fluidos se hará más pesada y el pozo finalmente dejará de producir. Similarmente, en yacimientos volumétricos con empuje por gas en solución, la energía del yacimiento declinará en la medida en que no se reemplacen los fluidos extraídos trayendo como consecuencia el cese de la producción por flujo natural. Cuando cesa la producción del pozo por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; la utilización de esta fuente externa de energía en el pozo con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es a lo que se le denomina un método de levantamiento artificial o un Sistema Artificial de Producción (SAP).

Histórica y actualmente la producción de hidrocarburos representa uno de los mayores ingresos económicos en nuestro país, y tomando en cuenta que la mayoría de nuestros campos son maduros (definiendo como un campo maduro a aquel que ha alcanzado el pico de su producción y comienza su etapa de declinación) y a la creciente demanda de hidrocarburos que se busca satisfacer, el Ingeniero de Producción se debe preguntar ¿Qué hacer con el pozo?, cuando éste comienza a tener una declinación en la producción. Es en esta etapa del pozo o situación del yacimiento en la que un SAP puede ser implementado.

Un SAP proporciona la energía necesaria a un pozo para que éste pueda vencer la contrapresión ejercida por la columna de fluidos sobre la formación, y así restablecer o incrementar la producción de hidrocarburos actual en el pozo y de ésta manera la producción del yacimiento. Resumiendo: Un SAP se refiere a la utilización de una fuente externa de energía en el pozo con el fin de transportar la producción desde el fondo del yacimiento hasta la superficie.

El objetivo principal de los SAP es el de optimizar técnica y económicamente la producción del sistema yacimiento-pozo, maximizando las ganancias bajo un funcionamiento seguro y en un ambiente sano. A continuación se presentan los pasos a seguir para la implementación de éste tipo de sistemas:

1. Selección del sistema artificial de producción.
2. Diseño del sistema artificial de producción.
3. Implementación del SAP en campo.
4. Monitoreo de los datos de producción.

5. Monitoreo del funcionamiento del equipo.
6. Evaluación Integral del SAP instalado.

Existen factores que afectan a la selección algún SAP y de ellos dependerá el diseño e implementación de uno u otro sistema, en donde estos factores serán la clave de la optimización tanto técnica como económica.

A continuación se enlistan estos factores:

- Gasto de Flujo.
- Relación Gas-Aceite (RGA).
- Porcentaje de Agua.
- Grados API y Viscosidad.
- Profundidad y Temperatura del Pozo.
- Condiciones de la Tubería de Revestimiento.
- Tipo de Pozo (Vertical o Desviado).
- Producción de arenas, ceras, corrosión o emulsión.
- Tipo y Calidad de Energía disponible.
- Condiciones Ambientales.
- Infraestructura existente.

Entre los métodos de Levantamiento Artificial de mayor aplicación en la Industria Petrolera se encuentran:

- Bombeo Neumático:
 - Bombeo Neumático Continuo (BNC).
 - Bombeo Neumático Intermitente (BNI).
- Bombeo Mecánico (BM):
 - Unidad de Balancín (BIMBA): Clase I (Unidad Convencional) y Clase III (Aerobalanceada y Mark II).
 - Unidad Hidroneumática (TIEBEN).
 - Unidad de Carrera Larga (ROTAFLEX).
- Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).
- Émbolo Viajero (EV).
- Bombeo Hidráulico (BH):
 - Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (BHP).
 - Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BHJ).
- Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC).
- Sistemas combinados.

A continuación se explicarán los principios de funcionamiento de cada uno de los métodos mencionados con la finalidad de saber cuáles son sus objetivos principales, sus ventajas y sus desventajas, dejando como último al BEC, corazón de ésta tesis, para ser desarrollado de una manera más completa y finalmente justificar su utilización y ventajas sobre los demás sistemas de levantamiento artificial en cuanto a instalaciones costa afuera se refiere.

1.2 Bombeo Neumático ^{1,3}

El Bombeo Neumático (BN) es un SAP de los más utilizados en nuestro país, aproximadamente el 50% de los pozos productores en México están operando con este sistema. Éste SAP es utilizado en pozos con alto índice de productividad (>0.5 bl/día/psi) y presiones de fondo altas.

En la antigüedad, se utilizaba aire como fuente de bombeo neumático, pero debido a los problemas de corrosión y al peligro potencial de una explosión por las mezclas de gases formados durante la operación se optó por utilizar gas natural, siendo éste último el que sigue utilizándose en la actualidad a pesar de que se ha comenzado a utilizar nitrógeno para ello.

Cuando se habla de éste SAP, es muy importante saber que el gas utilizado para él es recirculado durante la vida del proyecto, por lo que la operación del BN no requiere de algún excedentes de gas.

El principio de operación de éste SAP es el de inyectar gas a alta presión con la finalidad de aligerar la columna de fluidos, reduciendo la presión de fondo del pozo (P_{wf}).

En la Figura 1.1 se muestran los tipos de flujo que se generan durante la aplicación del BN.

El BN es un método de levantamiento artificial con tres variantes en su instalación que se listaran a continuación y posteriormente se desarrollaran cada una de ellas de manera individual.

Bombeo Neumático Continuo (BNC): En esta variante del BN se inyecta continuamente gas a alta presión con la finalidad de aligerar la columna hidrostática en el pozo generando un flujo continuo.

Bombeo Neumático Intermitente (BNI): En esta variante del BN se inyecta gas en forma cíclica para desplazar la producción en forma de baches de líquido hasta la superficie generando un flujo intermitente.

Bombeo Neumático auto, natural e in-situ: Se refiere al BN que usa el gas de alguna formación que lo contiene en el pozo. El gas del BN es producido en el pozo y se mezcla con la producción de la TP por medio de válvulas del BN.

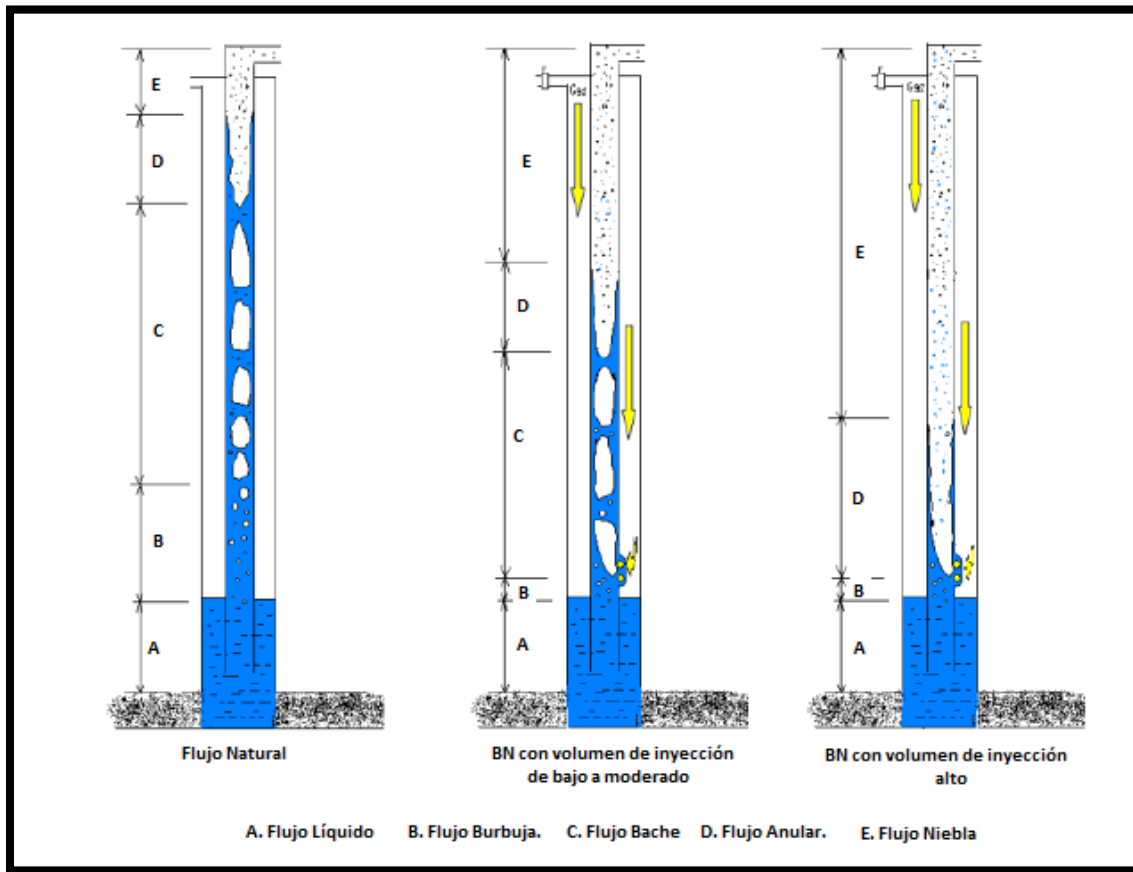


Figura 1.1 Tipos de flujo presentes en una instalación de BN.

A continuación se desarrollarán cada una de las variantes del BN.

1.2.1 Bombeo Neumático Continuo (BNC) ¹

En el bombeo neumático continuo, un volumen continuo de gas a alta presión es introducido a través de la válvula operante con la finalidad de aligerar la columna de fluidos hasta que la reducción de la presión de fondo para generar un diferencial de presión suficiente a través del intervalo productor que permitirá entonces al pozo producir el gasto deseado. Para lograr lo anterior, una válvula operante es utilizada de tal manera que permitirá la inyección de gas en el punto lo más profundo que la presión de inyección disponible permita en conjunto con una válvula que actuará

como un orificio variable que regulará el gas inyectado en la superficie dependiendo de la presión en la TP.

Este método es usado en pozos con alto índice de productividad y una presión de fondo razonablemente alta relativa a la profundidad del pozo.

En este tipo de pozos, la producción del fluido puede variar de 200-20000 BPD a través de radios de TP normales. El flujo en TR es posible, se pueden producir hasta 80000 BPD. El diámetro interno de la tubería decide la cantidad de flujo, si el IP, Pwf, presión y volumen de gas y estado mecánico del pozo son ideales.

Pequeños volúmenes pueden ser bombeados eficientemente usando flujo continuo donde la TP pequeña “macaroni” es usada. Una producción de 25 BPD puede ser bombeada eficientemente a través de una tubería de 1 pg., de diámetro por medio de una inyección de gas continua.

El BNC se considera una extensión del flujo natural debido que en un pozo con flujo natural, cuando el fluido viaja hacia la superficie, la presión del fluido se reduce, el gas se libera de la solución y el gas libre se expande. El gas, siendo más ligero que el aceite, lo desplaza, reduciendo la densidad del fluido y el peso de la columna de fluidos sobre la formación. Finalmente ésta reducción del peso de la columna del fluido permite que la presión diferencial entre el pozo y el yacimiento ocasionen el flujo en él.

1.2.2 Bombeo Neumático Intermitente (BNI) ¹

En el Bombeo Neumático Intermitente el gas es inyectado en la superficie al espacio anular mediante un regulador, un interruptor o la combinación de ambos. Este gas posteriormente pasa del espacio anular a la TP a través de una válvula insertada en la TP y finalmente cuando ésta válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la TP, es expulsado en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. El flujo intermitente involucra la expansión de un gas a alta presión ascendiendo a una salida de baja presión. Una válvula con un puerto grande permite el control completo de la expansión de la presión y el volumen del gas entrando en la tubería de producción (T.P.), y regulando el levantamiento del fluido acumulado sobre la válvula con una velocidad máxima para minimizar la disminución o controlar la pérdida de líquido.

Generalmente usada en conjunto con un controlador de tiempos de ciclos en superficie, el BNI es usado en pozos con volúmenes de fluidos que son relativamente bajos o en pozos que tienen las siguientes características:

1. Alto IP con baja presión de fondo fluyendo.

2. Bajo IP con baja presión de fondo fluyendo.

Particularmente el Bombeo Neumático Intermitente puede aplicarse cuando:

- Se cuente con un bajo índice de productividad, se tenga una baja RGL, se cuente con una presión baja en el yacimiento o se tengan bajas tasas de producción.
- Se tengan pozos sin producción de arena o pozos con baja presión de fondo.
- La columna hidrostática sea del orden del 30 % o menor en relación con la profundidad del pozo.

En este sistema, el gas es inyectado a intervalos regulados por el controlador de ciclos. El ciclo es regulado para que coincida con el llenado adecuado en el pozo de la formación productora. El uso del BNI puede ser complicado sin el uso del controlador de ciclos en superficie.

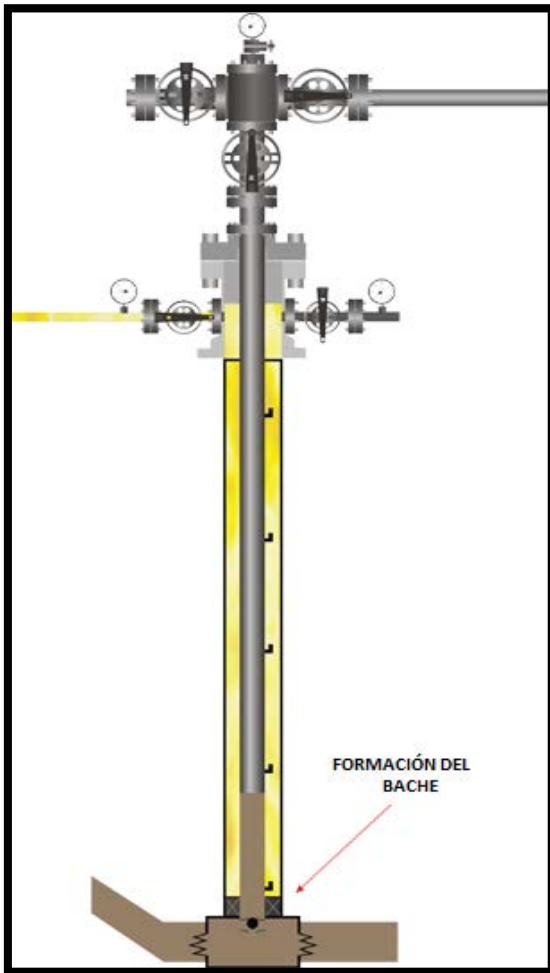


Figura 1.2 Formación de un bache en el BNI.

En algunas ocasiones, el BNI puede ser aplicado sin la utilización de un interruptor en superficie. Éste tipo de instalaciones requieren de una válvula más sensible a los fluidos y utilizan una extensión incorporada. La utilización de éste tipo de válvulas puede presentar problemas cuando los pozos deben de ser enviados hacia líneas de producción en contra de los estranguladores en superficie o bajo otras condiciones en donde la sensibilidad de la válvula pueda volverse una desventaja.

El BNI también se puede llevar a cabo mediante la utilización de diferentes puntos de inyección de gas a través de más de una válvula de inyección. La instalación debe estar diseñada de manera que las válvulas más bajas se abran justo debajo del bache de aceite que va subiendo a lo largo de su trayecto por la tubería de producción (TP).

En la Figura 1.2, podemos observar un esquema de un pozo con este tipo de SAP en el que suceden los siguientes procesos:

Una cantidad de fluido a producir se acumula en el fondo del pozo, mientras tanto todas las válvulas se mantienen cerradas, posteriormente, una vez acumulada una cantidad considerable de fluidos la válvula operadora (la encargada de inyectar el gas de alta presión) se abre permitiendo el flujo de gas a la TP y proporcionando la energía suficiente para producir y finalmente la válvula operante se cierra para comenzar el ciclo de nuevo.

Así mismo, puede observarse la instalación subsuperficial de éste tipo de sistemas, en donde un conjunto de válvulas son ancladas a la T.P. de acuerdo a las propiedades específicas del pozo. Estas válvulas son mecanismos cuyo diseño permite la inyección de un volumen regulado de gas de la tubería de revestimiento a la tubería de producción con la finalidad de extraer los fluidos aportados por el pozo, las cuales van alojadas a distintas profundidades en la tubería de producción (TP). Estas válvulas pueden ser recuperables o no y funcionar con una carga de nitrógeno en el fuelle o utilizar un resorte calibrado especialmente para su accionamiento.

1.2.3 Bombeo Neumático auto, natural o in-situ²

Utiliza el gas existente en alguna formación que atraviese el pozo para producir de manera artificial una zona de aceite como se muestra en la Figura 1.3. Un pozo con BNA cuenta con una terminación especial para la zona de gas de la cual toma el gas y es introducido a la T.P. a un gasto controlado. El flujo de gas hacia la T.P. se realiza mediante una válvula que cuenta con la capacidad ajustar el área de flujo mediante mecanismos hidráulicos o eléctricos desde la superficie.

El BNA puede generar valor porque:

- Incrementa la producción de aceite con el uso de un sistema costeable.
- Mitiga los efectos de altos cortes de agua.
- Mantiene la presión en la cabeza del pozo en pozos submarinos.
- Elimina el costo de estaciones de compresión y tuberías de transporte de gas.
- Elimina la necesidad de válvulas de seguridad en el espacio anular.
- Permite la producción de gas no asociado sin tener que volver a terminar el pozo.
- Elimina las intervenciones por reemplazamiento de válvulas.
- Provee la habilidad para controlar la conificación de agua y de gas.

Se han instalado alrededor de 60 pozos con BNA, en su mayoría en el sector escandinavo del Mar del Norte. La tecnología de las válvulas de BNA se ha utilizado en pozos con BN convencional debido a sus altos rangos de presión, su habilidad para entregar un amplio rango de gas para diferentes condiciones de pozo y su rápida descarga.

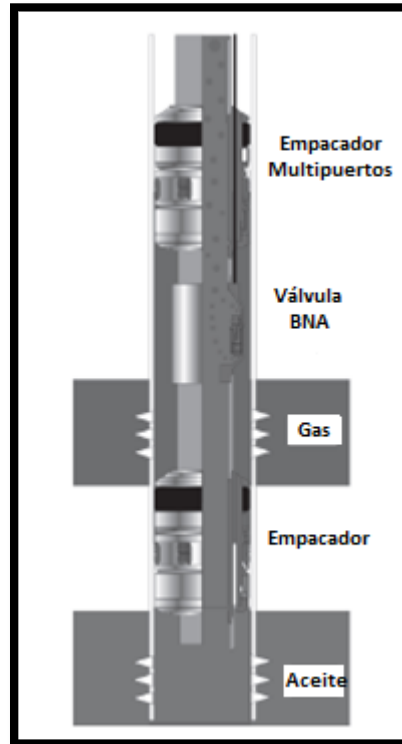


Figura 1.3 Esquema de Pozo con BNA.

Por otra parte, la determinación de la profundidad de asentamiento de las válvulas se puede realizar de manera a las convencionales. Si el gas proviene de una zona superpuesta a la zona de aceite a cualquier profundidad por encima de ella, la presión en el espacio anular será mayor que en la T.P. la válvula se puede colocar a cualquier profundidad siempre que se respete el factor de seguridad.

En el caso de que se cuente con un casquete de gas, la presión en la T.P. es mayor únicamente cuando ésta también es mayor que la presión del yacimiento. Es bajo esta condición se debe de colocar un dispositivo que el líquido regrese a la formación.

Las válvulas del BNA tienen algunos requerimientos que deben ser considerados:

- Deben de tener un rango continuo o discreto de posiciones que puedan controlar el gasto de gas para optimizar las condiciones previas.
- Los gastos de gas a través de las válvulas deben de ser predecibles para que el modelado se haga con exactitud.
- La válvula puede abrir, cerrar y cambiar de posición mientras estén sujetas a diferenciales de presión , además de resistir los efectos erosivos de fluidos abrasivos.
- La válvula debe tener dispositivos para evitar el flujo de la T.P. al espacio anular.

En el ambiente correcto el BNA puede entregar beneficios económicos sobre el bombeo neumático convencional a través de la eliminación de costos de capital y la habilidad de rejuvenecer pozos en donde las restricciones de espacio impedían la instalación del bombeo. Aunque este tipo de sistema no es muy conocido se puede considerar como una tecnología establecida.

Modelar pozos con BNA es relativamente sencillo cuando se entiende la metodología. Las técnicas discretas pueden ser implementadas directamente con el análisis nodal o vinculando soluciones de análisis nodal con un código que maneje ecuaciones de flujo.

1.2.4 Infraestructura del BN

Dentro de la infraestructura necesaria para la implementación de éste sistema artificial de producción tenemos los siguientes elementos:

Equipo Sub-Superficial:

- **Válvulas de Inyección de Gas:** Mecanismos cuyo diseño permite la inyección de un volumen regulado de gas de la tubería de revestimiento a la tubería de producción con la finalidad de extraer los fluidos aportados por el pozo, las cuales van alojadas a distintas profundidades en la tubería de producción (TP). Estas válvulas pueden ser recuperables o no y funcionar con una carga de nitrógeno en el fuelle o utilizar un resorte calibrado especialmente para su accionamiento.
- **Válvulas especiales de Inyección de gas (BNA):** Mecanismos cuyo diseño permite la inyección de un volumen regulado de gas a la tubería de producción desde un casquete de gas por encima o por debajo de la zona productora.

- **Mandriles:** Estos dispositivos se colocan en la TP con la finalidad de realizar una conexión entre la válvula y ella.
- **Empacadores:** Dispositivos encargados de bloquear el paso de los fluidos al espacio anular o del espacio anular a la TP. Aíslan la TP de la TR, incrementando la eficiencia de flujo y haciendo que los fluidos corrosivos solo fluyan por la TP, protegiendo la TR.

La configuración sub-superficial del BN se puede observar en la Figura 2 mostrada con anterioridad para representar la formación de un bache de fluido en el BNI.

Equipo Superficial:

- **Línea de Inyección de Gas:** Conducto por medio del cual se transporta el gas que sirve como suministro al BN cuya función es la de controlar, regular, medir y conducir éste fluido.
- **Válvulas Superficiales:** Son mecanismos que se utilizan para controlar los flujos de fluidos, pueden ser de control, de retención (flujo en un solo sentido) y de aguja (control adecuado de la cantidad necesaria de gas).
- **Medidores de Flujo:** Instrumentos diseñados para efectuar mediciones del desplazamiento de los fluidos.
- **Gas de Alta Presión:** Si no lo hay, no hay posibilidad de implementar este SAP.
- **Planta de Compresión:** Planta generadora del Gas de Alta Presión.
- **Regulador y/o Interruptor para la inyección de gas:** Solo utilizados en el BNI, dispositivos que se encargarán de la inyección automática del gas de alta presión en el pozo para poder producir los fluidos.

En la Figura 1.4, se muestra una instalación general en superficie del SAP de BN en la que se incluyen los componentes principales del sistema.

1.2.5 Ventajas, desventajas y rangos de aplicación del BN ³

Este SAP como todos, cuenta con ventajas y desventajas para ser implementado, como se mencionó con anterioridad, éste tipo de sistemas puede ser muy discreto y puede también ser muy práctico si se cuenta con las instalaciones superficiales correspondientes. Un ejemplo muy claro es el Activo Samaria Luna en Villahermosa Tabasco, en donde se cuenta ya con una red de distribución de gas para BN, lo cual facilita la implementación del mismo tomando en cuenta que no se requerirá ya de

una inversión mayor en cuanto a instalaciones superficiales se refiere. Por otro lado, la aplicación del BNA en yacimientos costa afuera o alejados de instalaciones superficiales completas resulta ser muy atractiva debido a que el mismo yacimiento proporcionará los elementos necesarios para su implementación.

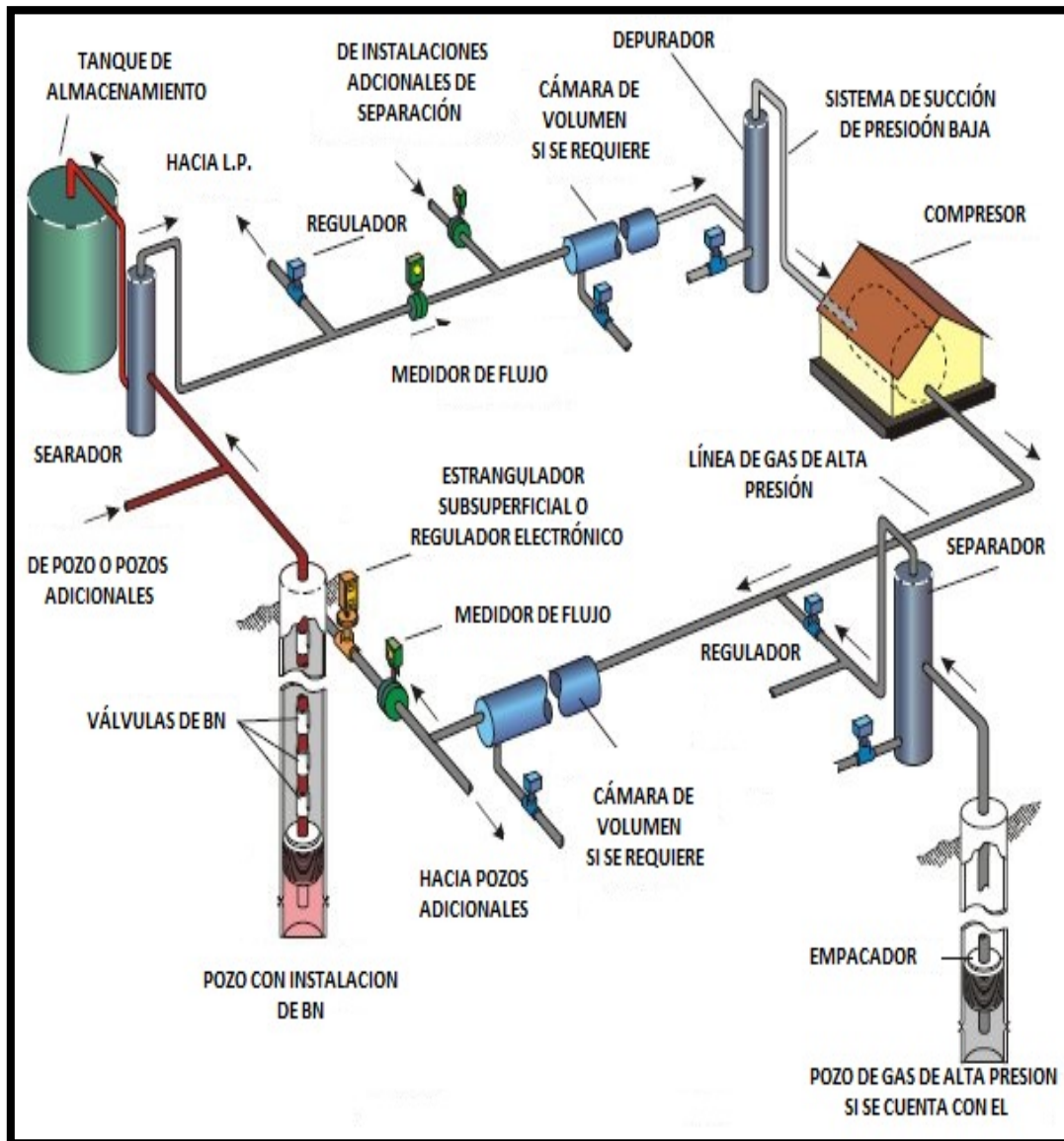


Figura 1.4 Instalación superficial típica del BN.

En la siguiente tabla (Tabla 1.1), se muestran los rangos de aplicación del BN en general y posteriormente se enlistarán las ventajas y desventajas que al implementarlo se presenta.

Rangos	Rango Típico	Máximo
Profundidad	1,000-3,000 m	5,000 m
Volumen	100-10,000 BPD	30,000 BPD
Temperatura	100-250 F	400 F
Desviación	0-50 °	70° radio de bajo a medio

Tabla 1.1 Rangos de aplicación del BN.

Ventajas:

- Pocos problemas al manejar grandes volúmenes de sólidos.
- Manejo de grandes volúmenes en pozos con alto IP.
- Flexibilidad de cambio entre BNC y BNI.
- Discreto en localizaciones urbanas.
- Fuente de poder ubicable, alejada de la localización.
- Opera en pozos con alta RGL sin dificultad.
- Opera en pozos con terminaciones desviadas.
- La corrosión usualmente no es adversa.
- Aplicable costa afuera.

Desventajas:

- Disponibilidad del gas de inyección.
- Dificultad para manejar emulsiones.
- Formación de hidratos y congelamiento del gas.
- Problemas con líneas de superficie obstruidas.
- Experiencia mínima del personal.
- La tubería de revestimiento debe de resistir presiones elevadas.

Finalmente, dentro de los factores que afectan al BNC, BNI y al BNA tenemos la presión en la tubería de revestimiento y línea de descarga, la profundidad de inyección, el tamaño de la TR, TP y LD, profundidad, presión y temperatura del yacimiento, el índice de productividad del pozo, su porcentaje de agua, la relación de gas en solución R_s y gas libre en el fluido producido, la presión de separación y la desviación del pozo.

1.3 Bombeo Mecánico Reciprocante (BM) ^{4,5,6}

El Bombeo Mecánico es un sistema artificial de producción en el cual el movimiento del equipo de bombeo superficial se origina en la superficie y se transmite a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión; la función de este sistema es la de extraer fluidos mediante un movimiento ascendente- descendente, que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la tubería de producción (TP) en el fondo, cerca del yacimiento.

Debido a que usa una bomba de émbolo, el movimiento de las varillas produce un vacío en el interior del barril de trabajo, ocasionado por la salida parcial del émbolo, haciendo que el líquido penetre al barril de trabajo a través de la válvula de pie ocupando el espacio vacío. El desplazamiento de líquido y su descarga a través de la válvula viajera y de la tubería de producción, se lleva a cabo cuando el émbolo entra nuevamente al barril.

El bombeo mecánico puede operar eficientemente sobre un amplio rango de características de producción de pozos, se considera para levantar volúmenes moderados desde profundidades someras, y volúmenes pequeños en profundidades intermedias. Si los fluidos del pozo no contienen ácido sulfúrico (H₂S), o si usan varillas de succión especiales, es posible levantar 1,000 bpd desde aproximadamente 14,000 pies. Si los fluidos del pozo, en cambio, llegan a contener ácido sulfúrico, el bombeo mecánico puede levantar 1,000 bpd desde 4,000 pies y 200 bpd desde 10,000 pies.

La mayoría de las partes del sistema de bombeo mecánico están certificadas por estándares internacionales, los cuales fueron establecidos por American Petroleum Institute (API). Numerosas refacciones pueden sustituir cada parte y todos sus componentes interconectados son estándar.

En la Figura 1.5 se puede observar la configuración del Bombeo Mecánico, el movimiento se suministra con un motor, la unidad de bombeo convierte el movimiento circular del motor en un movimiento reciprocante de la varilla pulida, además soporta el peso del equipo subsuperficial. Los contrapesos se localizan en la unidad de bombeo para balancear la carga en el reductor de engranes de tal manera que como máximo, la mitad de la carga del fluido aplicada a las varillas por el bombeo sea levantada por el motor. El peso completo de las varillas y del fluido son aplicados a la barra portadora y la carga recae en la unidad de bombeo a través de dos cables. Las varillas de succión están soportadas por la barra portadora con abrazaderas de la

varilla pulida. Parte de la bomba subsuperficial se liga a la varilla de succión y parte se une a la TP. Se debe usar ancla de gas para prevenir la entrada de éste a la bomba.

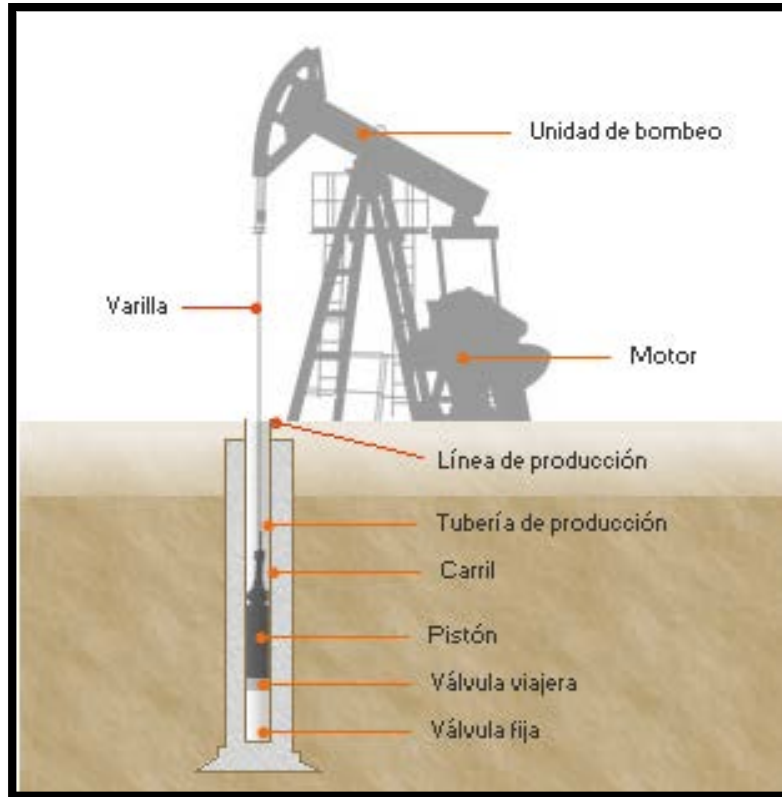


Figura 1.5 Configuración del Bombeo Mecánico.

El sistema de bombeo mecánico presenta las siguientes ventajas:

- Su diseño es simple, lo cual permite una fácil operación.
- Su inversión es baja, cuando se manejan producciones de volúmenes bajos de hidrocarburos.
- Se utiliza principalmente en profundidades someras a intermedias (7,800 pies)
- Adaptable a pozos que presentan una desviación moderada.
- Permite producir con niveles de fluidos bajos.
- Se adapta a pozos que presentan problemas de corrosión e incrustaciones.
- El equipo puede ser utilizado por personal con poca experiencia

Algunas limitantes que presenta este sistema son:

- Presenta una limitada capacidad para trabajar con arenas.
- Las parafinas pueden interferir la operación del BM por lo que se utilizan sistemas de limpieza y tratamiento con agua caliente.
- Las parafinas y las incrustaciones interfieren con la operación de estos sistemas.
- Se corre el riesgo de que la prensaestopa de la varilla pulida se salga de su lugar.

1.3.1 Infraestructura

Equipo Sub-Superficial:

- **Sarta de Varillas de Succión:** Sistema vibratorio complejo mediante el cual el equipo superficial transmite energía o movimiento a la bomba sub-superficial, su selección depende de la profundidad y condiciones del pozo tratando de utilizar la sarta más ligera y resistente a la vez para que sea la selección más económica.
- **Bomba Reciprocante:** Su función es la de desplazar los fluidos del yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie por el interior de la tubería de producción. En la Figura 1.6 se observa las carreras de la bomba y en la Figura 1.7 se muestran los componentes de una bomba subsuperficial. A continuación se explica el ciclo de bombeo de este SAP.
 1. Cuando el émbolo inicia su **carrera ascendente**, se cierra la válvula viajera por el peso del aceite sobre ésta; la válvula de pie se abre y da paso al aceite del pozo, llenando la camisa de la bomba.
 2. Al **descender** el émbolo, se abre la válvula viajera y da paso al aceite de la camisa de la bomba hacia arriba del émbolo, cerrando la válvula de pie que impide que se regrese el aceite al pozo.

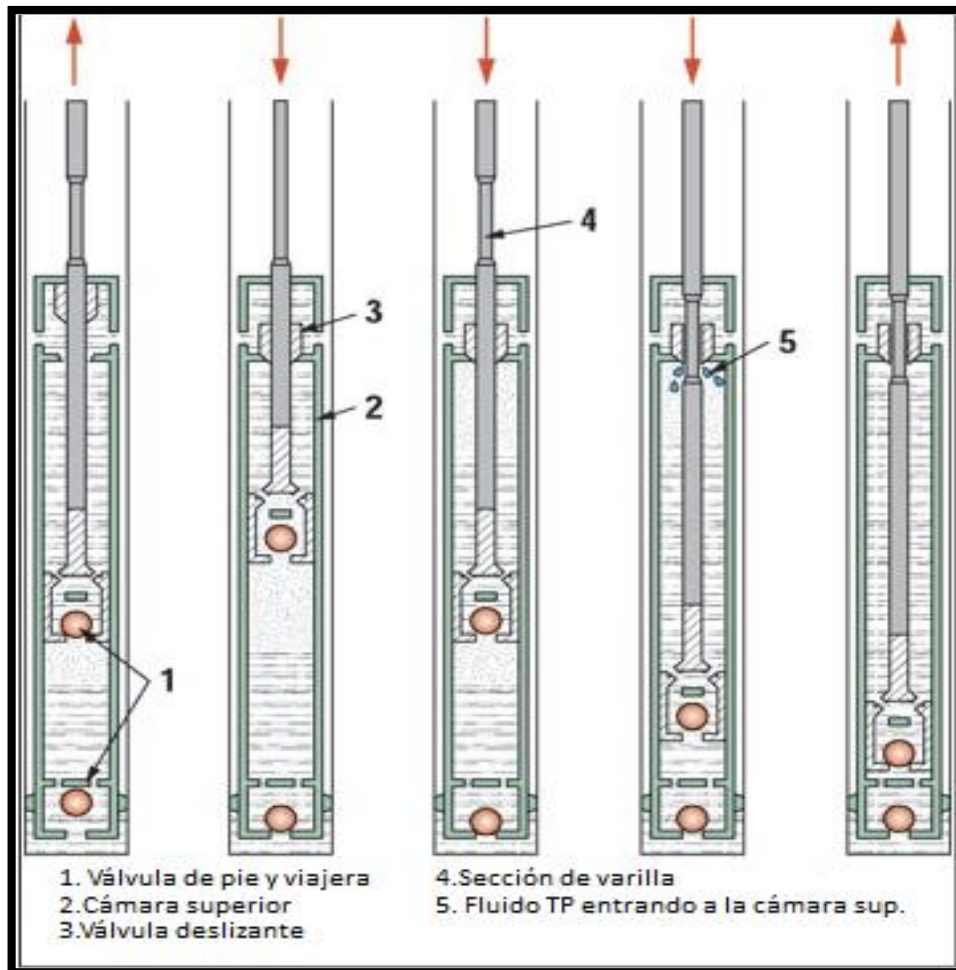


Figura 1.6 Carreras de la bomba subsuperficial del BM.

Como se observa en la Figura 1.6, la bomba realiza su llenado en ciertas carreras de la bomba, y este proceso se repite continuamente durante el movimiento recíprocante que realizan las varillas.

Equipo Superficial:

- **Unidad de Bombeo Superficial:** Encargada de transferir la energía del motor principal a la sarta de varillas, convirtiendo el movimiento rotatorio del motor a uno recíprocante u oscilatorio, manteniendo la verticalidad de la varilla pulida. Existen diferentes tipos de unidades superficiales cuyo principio difiere pero el objetivo es el mismo, existen diversas unidades de bombeo superficial, las principales son: Unidad de bombeo de Balancín (BIMBA), Unidad de bombeo hidroneumática (Tieben), Unidad de bombeo de carrera larga (Rotaflex).



Figura 1.7 Componentes de una bomba subsuperficial de BM.

- **Motor:** Encargado de transmitir la energía suficiente a la unidad superficial para realizar su trabajo, puede ser eléctrico o de combustión dependiendo de las instalaciones superficiales con las que se cuente.
- **Reductor de Engranés:** Encargado de reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada.
- **Cabezal y Conexiones Superficiales:** En el cabezal del pozo se utilizan válvulas para el control y manejo de los fluidos, así como accesorios para la operación del equipo del BM y el aparejo de producción. Aquí se encuentra la varilla pulida, la cual es el eslabón entre la sarta de varillas de succión y el quipo superficial.

El objetivo del Bombeo Mecánico se resume a producir una cierta cantidad de fluidos por día con un mínimo de:

1. Torsión.
2. Carga en la varilla pulida.
3. Requerimientos de potencia del motor principal.
4. Costos de combustible o energía.
5. Costos de mantenimiento de la unidad.
6. Roturas de la varilla.
7. Producción diferida por rotura de varillas o por reparación y mantenimiento de la unidad.
8. Costo inicial.

Es importante mencionar, que el peso de la sarta de varillas, la bomba y de la columna de fluidos desequilibran la fuerza necesaria para el movimiento recíprocante, es decir, se requiere mucha fuerza para levantar el aparejo, y solo la gravedad para bajar, por lo que para disminuir este esfuerzo, el peso del aparejo se equilibra o balancea con masas de acero (contrapesos) en el caso de las Unidades de Balancín y Carrera Larga y con la fuerza que proporciona el nitrógeno a presión en las Unidades Hidroneumáticas. Una vez balanceado éste peso, solo se requerirá poca fuerza para subir y bajar la bomba en el fondo, esto reduce por mucho el consumo de energía necesaria por lo que un buen balance es indispensable.

Existen diferentes unidades de bombeo superficiales, las cuales son: unidad de BM de Balancín (unidad convencional, Mark II y unidad aerobalanceada), unidad hidroneumática (Tieben), unidad de carrera larga (Rotaflex). A continuación se definirán estos tipos de unidades de BM.

1.3.2 Unidad de Bombeo Mecánico de Balancín (BIMBA)^{1,3,8}

En este tipo de unidades superficiales el motor, mediante un reductor de engranes hace girar las manivelas, y estas a su vez mueven un balancín para transmitir el movimiento y energía del motor a la varilla pulida y a la sarta de varillas para poder accionar la bomba de fondo y así poder producir los fluidos requeridos.

Existen tres diferentes tipos de unidades de balancín: La unidad convencional que entra dentro de la clase I, y las unidades aerobalanceada y Mark II que entran dentro de la clase III.

Clase I : Unidad Convencional

Esta unidad, mostrada en la figura 1.8 cuenta con una configuración diferente a las de la clase III que le dará una serie de ventajas y otra de desventajas como se muestra a continuación:

Ventajas:

- Tiene bajo costo de mantenimiento.
- Presenta costos menores que otro tipo de unidades.
- Es usualmente mejor cuando se utilizan varillas de fibra de vidrio.
- Puede girar en el sentido de las manecillas del reloj y en sentido contrario.
- Puede bombear más rápido que la Mark II sin problemas.
- Requiere menos contrabalanceo que la Mark II.

Desventajas:

- En muchas aplicaciones no es tan eficiente como la unidad Mark II.
- Puede requerir una caja de velocidades mayor que otro tipo de unidades, especialmente cuando se trabaja con varillas de acero.

En la Figura 1.8 se muestra la configuración de una unidad convencional de BM y en la Tabla 1.2 se observan sus componentes principales.

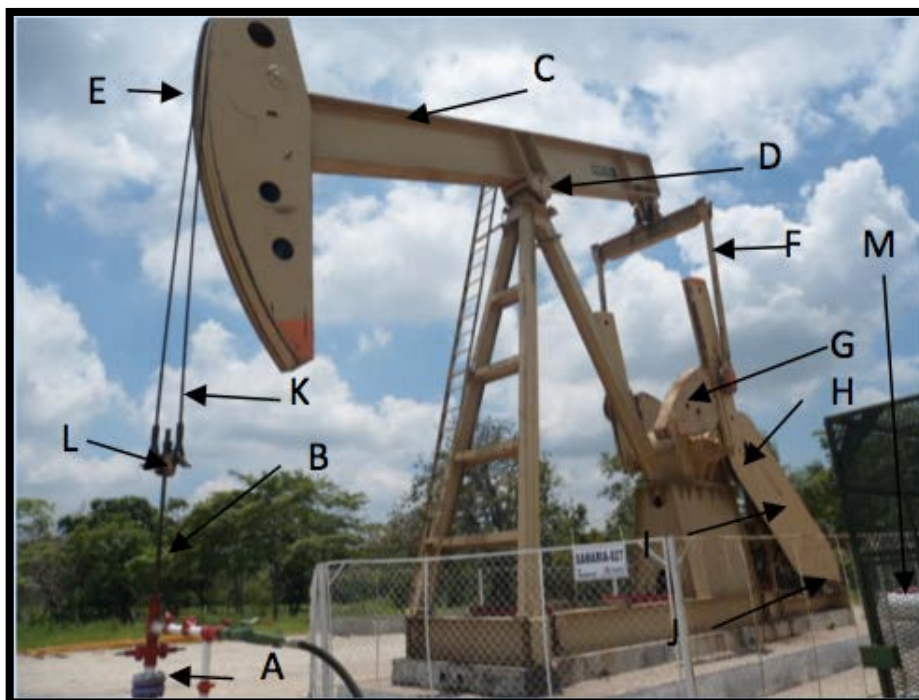


Figura 1.8 Unidad convencional de Bombeo Mecánico de tipo balancín (BIMBA), pozo en Activo Samaria Luna Villahermosa Tabasco.

A) Cabezal	H) Caja reductora de engranes
B) Varilla pulida	I) Guarda bandas
C) Balancín	J) Motor
D) Cojinete central	K) Cable colgador
E) Cabeza de caballo	L) Barra portadora
F) Bielas	K) Tanque de combustible
G) Contrapeso	

Tabla 1.2 Componentes principales de la unidad convencional de BM.

Clase II: Unidad Mark II:

Como se mencionó con anterioridad, la configuración de la Clase III es diferente, la mayor diferencia es la ubicación del balancín respecto al poste maestro, ya que en esta clase de unidades superficiales de Bombeo Mecánico de Balancín, éste último elemento se encuentra apoyado en un extremo sobre el poste maestro y no en la parte central como las unidades de Clase I.

La configuración de la Unidad Mark II se muestra en la Figura 1.9 y en la Tabla 1.3 se observan los componentes principales de esta unidad. A continuación se mencionarán las ventajas y desventajas que este tipo de unidades presenta.

Ventajas:

- Tiene bajo torque en muchos casos, incluso cuando se trabaja con varillas de acero.
- Reduce costos entre el 5 y el 10 % en comparación con el siguiente tamaño de unidad convencional.

Desventajas:

- En muchas aplicaciones, no puede bombear tan rápido como la unidad convencional ya que puede causar problemas de fallas en las varillas.
- Solo puede girar en el sentido contrario a las manecillas del reloj.
- Si se cuenta con un fluido pesado, este sistema puede causar más daño a las varillas y a la bomba de fondo.
- Debido al apoyo del balancín, puede someter a la sarta de varillas en el fondo del pozo a severa compresión que puede causar fallas por pandeo.

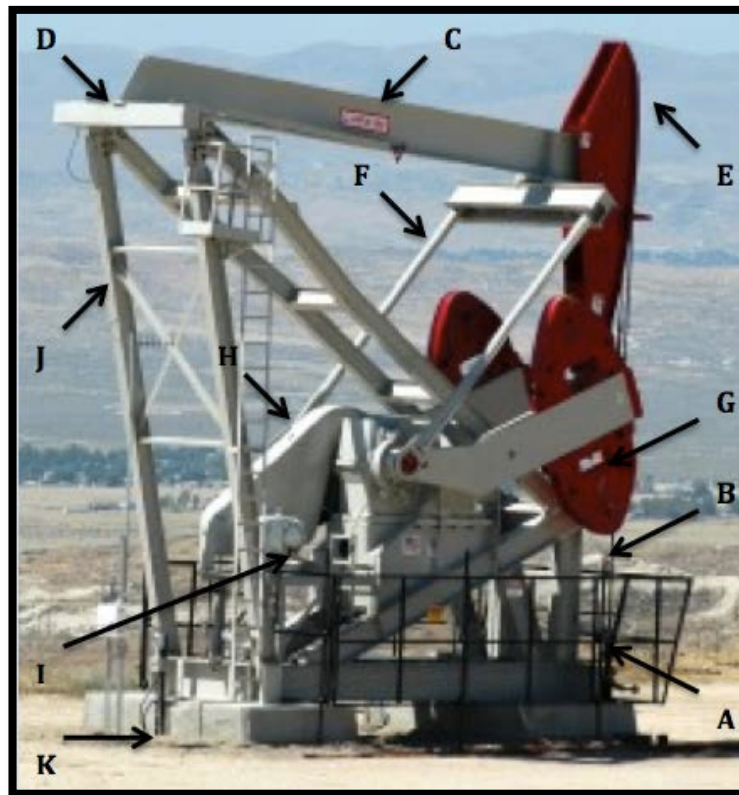


Figura1.9 Unidad de BM Mark II.

A) Cabezal	G) Contrapeso
B) Varilla pulida	H) Guarda bandas
C) Balancín	I) Motor
D) Cojinete central	J) Poste maestro
E) Cabeza de caballo	K) Base
F) Bielas	

Tabla 1.3 Componentes principales de la unidad Mark II de BM.

Unidad Aerobalanceada ^{1,3,8}

Esta Unidad, perteneciente a la Clase III del Bombeo Mecánico de Balancín y cuya configuración se muestra en la Figura 1.10, utiliza aire para balancear el sistema, es decir, que por medio de un cilindro de aire que actúa como un pistón todo el sistema se balanceará presentando las ventajas y desventajas correspondientes.

Ventajas:

- Esta Unidad es más compacta y más fácil para balancear que otras unidades.
- Los costos de transportación son menores que otras unidades.
- Puede girar en el sentido de las manecillas del reloj o contrario.

Desventajas:

- Es más complicada y requiere de un mayor mantenimiento debido al compresor y el cilindro de aire.
- La condensación de agua en el cilindro puede causar problemas.
- Si el cilindro pierde presión de aire la caja de velocidades puede ser dañada.

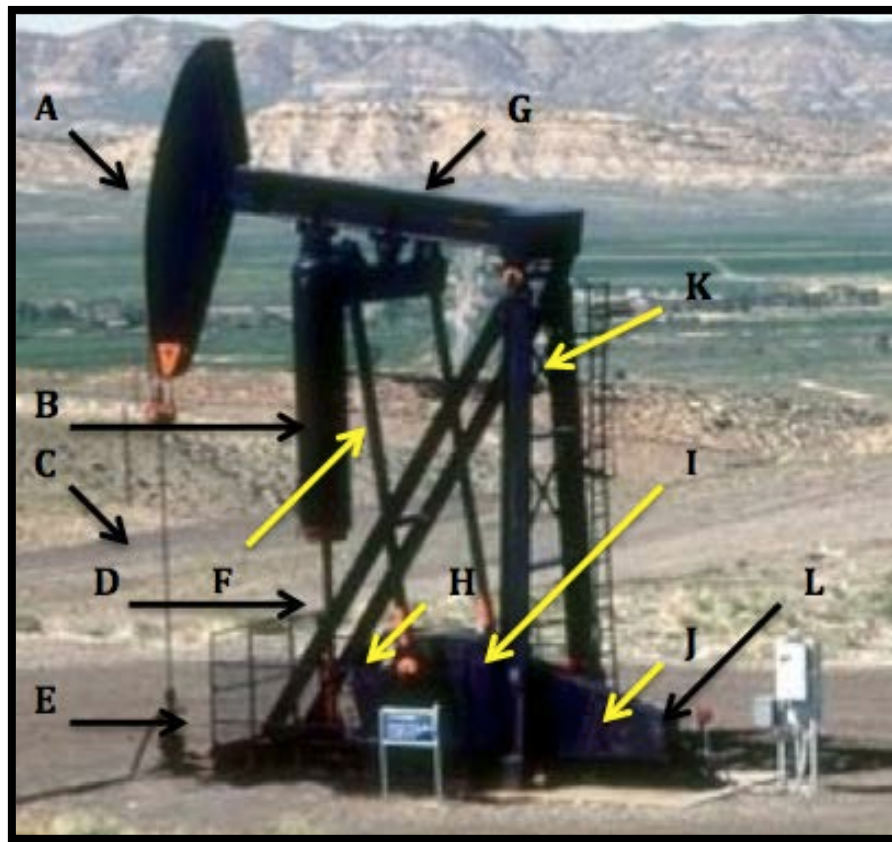


Figura 1.10 Unidad de BM Aerobalanceada.

En la Tabla 1.4 se muestran los principales componentes de esta unidad de bombeo.

A) Cabeza de caballo	G) Balancín
B) Cilindro de aire	H) Reductor de engranes
C) Varilla pulida	I) Guarda bandas
D) Vástago del pistón	J) Motor
E) Cabezal	L) Palanca de freno
F) Biela	K) Poste maestro

Tabla 1.4 Componentes principales de la unidad aerobalanceada de BM.

1.3.3 Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumática (TIEBEN)^{1,3,8}.

En este tipo de unidades un sistema hidráulico proporciona el movimiento necesario ascendente y descendente para el funcionamiento de la bomba de fondo y consta de un cilindro hidráulico de efecto doble, una válvula de control direccional de cuatro vías y una bomba maestra de engranes (Bomba Hidráulica). El sistema de balanceo hidroneumático contrabalancea el peso de la sarta de varillas y consta de un cilindro hidráulico de efecto simple (acumulador), un paquete de tanques de nitrógeno y una bomba auxiliar de engranajes. En la Figura 1.11 podemos observar la configuración de éste tipo de unidades y en la Figura 1.12 se muestra una imagen de una unidad Tieben utilizada en un campo del sureste de México así como los componentes principales de éste (Tabla 1.5).

Ventajas:

- Ahorros hasta del 50 % en el costo de adquisición , debido a que es una unidad que viene completamente instalada.
- Consumos de energía menores al 30% de las unidades convencionales.
- Utilización de motor versátil.
- Ahorros hasta del 500% en reparaciones debido al costo de sus piezas y la disponibilidad de ellas.
- Fácil de instalar y transportar.
- Posibilidad de trabajar a bajas velocidades aumentando la eficiencia del bombeo.
- Reparaciones rápidas y pocas refacciones necesarias.

Desventajas:

- No se pueden utilizar en pozos con alto índice de productividad.
- Su diseño solo lo limita a ser instalado en tierra.

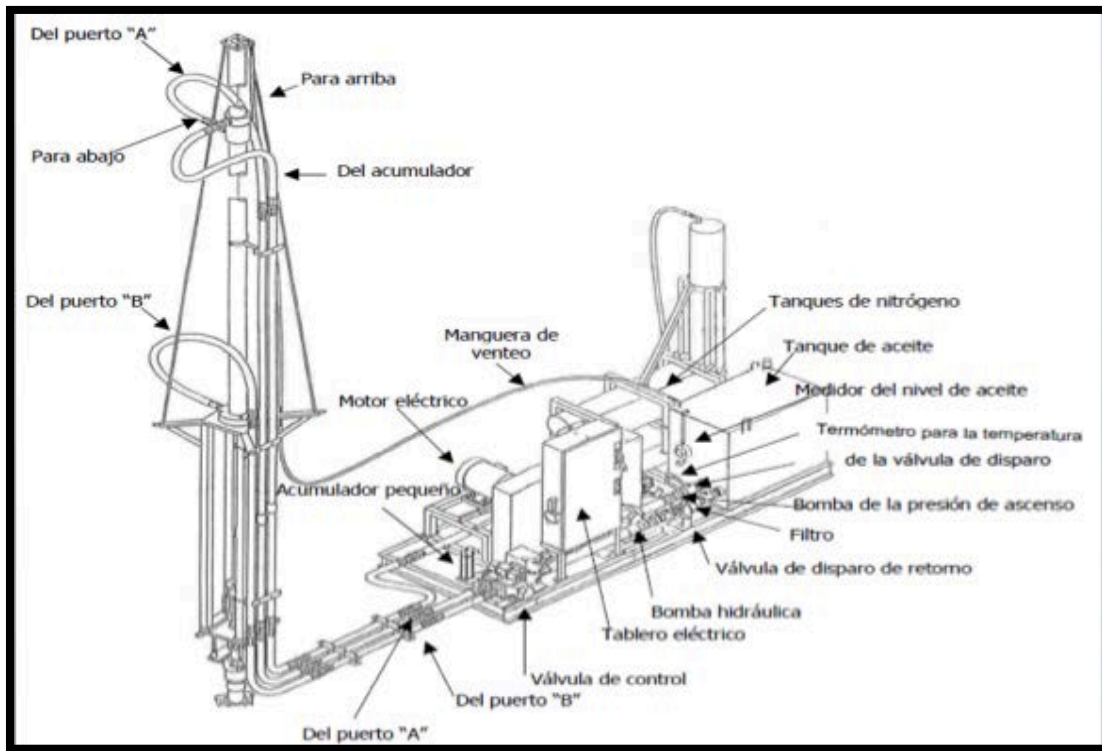


Figura 1.11 Configuración del Tieben.

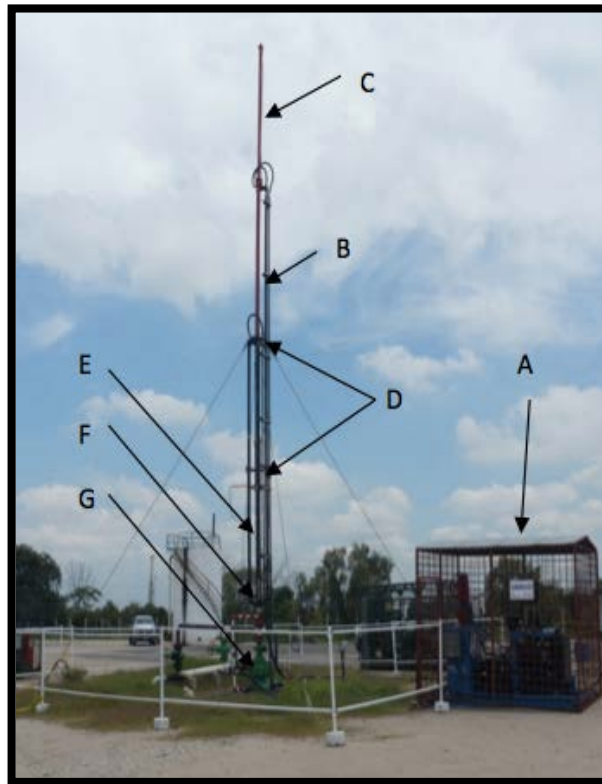


Figura 1.12 Unidad de bombeo hidroneumático (Tieben).

A) Paquete motriz (válvula direccional, manifold, bomba maestra, bomba auxiliar, tanque piloto)	E) Pedestal
B) Cilindro acumulador	F) Varilla pulida
C) Cilindro motriz	G) Cabezal
D) Sensores	

Tabla 1.5 Componentes principales del Tieben.

1.3.4 Unidad de Bombeo Mecánico de Carrera Larga (ROTAFLEX) ^{1,3,8}

El diseño de este tipo de unidad superficial es un diseño completamente mecánico, en donde se presenta la mayor eficiencia total que en cualquier otro método de bombeo mecánico. En la Figura 1.13 se muestra una imagen de este sistema junto con una tabla definiendo sus componentes principales (Tabla 1.6).

Este sistema presenta muy pocas desventajas, las cuales se asocian a su tamaño, a continuación se mencionan sus ventajas y desventajas.

Ventajas:

- Embolada larga y lenta que permite:
 - Mejorar el llenado de barril.
 - Reducir los problemas de golpe de fluido.
 - Minimizar los problemas de interferencia de gas.
 - Reducir el desgaste entre las partes móviles.
 - Reducir los esfuerzos de tensión y compresión sobre la sarta de varillas.
- Mayor eficiencia que cualquier otro método de BM.
- Permite al sistema de bombeo recíprocante aumentar su producción a más de 2500 bpd.
- Contrapeso fácil y preciso.
- Reductores de engranajes más pequeños.
- Armado probado y embarcado en una sola pieza.
- No se requiere la desinstalación para realizar servicios en el pozo.
- Reduce los costos de operación y mantenimiento.

Desventajas:

- Su diseño solo se limita a instalación en tierra.
- No aplicable para pozos desviados.
- Solo utilizados para pozos con alta producción someros o pozos muy profundos.

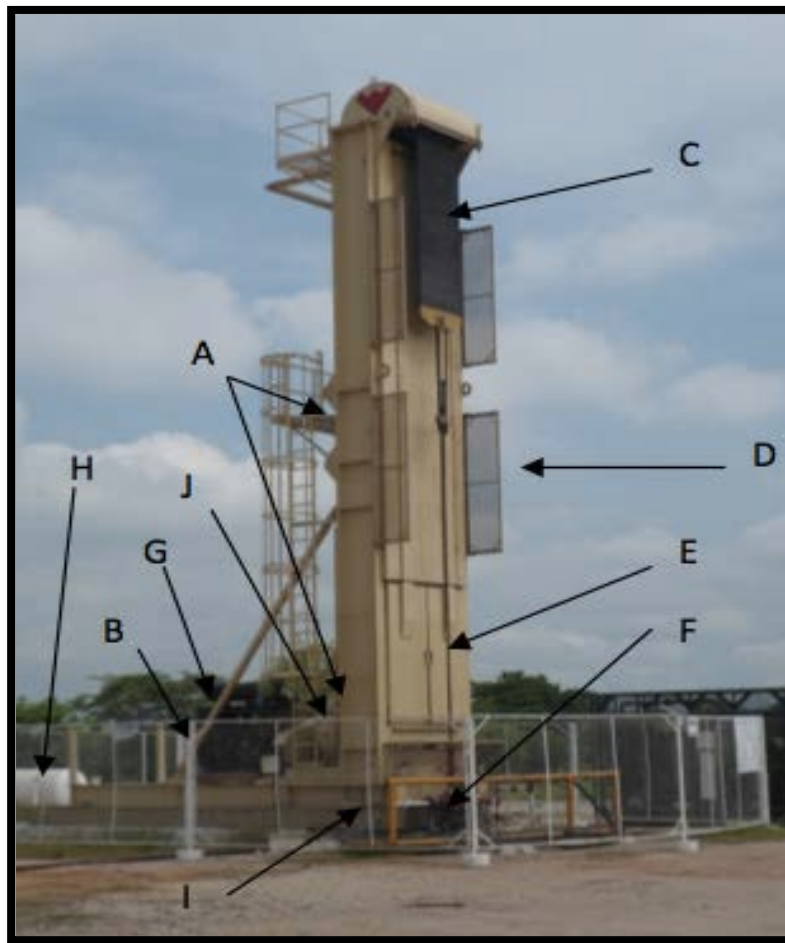


Figura 1.13 Unidad de bombeo de carrera larga (Rotaflex).

A) Sensores de posición y velocidad	F) Cabezal
B) Variador de frecuencia	G) Motor
C) Banda flexible	H) Tanque de combustible
D) Contrapeso y arreglo mecánico dentro de la carcasa	I) Eje de rotación
E) Varilla pulida	J) Guarda poleas y caja reductora de engranes

Tabla 1.6 Componentes principales del Rotaflex.

1.4 Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) ^{3,6,8}.

La utilización de éste tipo de sistemas en el ámbito petrolero comenzó en Canadá y California en campos de aceite pesado, sin embargo, su uso se ha ido incrementando para aceites ligeros, a una mayor profundidad y por lo tanto a una mayor temperatura, en pozos de agua y en pozos con alto corte de agua.

El sistema BCP es uno de los sistemas artificiales más discretos y con mayor versatilidad en cuanto a fluidos producidos se refiere.

El principio de funcionamiento de este sistema se reduce al accionamiento de una sarta de varillas mediante un motor ya sea eléctrico, hidráulico o de gas que a través de poleas y correas transmite un movimiento giratorio a ellas. Estas varillas están diseñadas especialmente para este tipo de sistema en donde la fuerza de tensión es mucho mayor que en los demás y estarán conectadas a una bomba de fondo.

En la Figura 1.14 podemos observar la instalación superficial de un sistema BCP cuyo motor es accionado hidráulicamente y se encuentra bajo una inyección de reductores de viscosidad directamente al fondo del pozo mediante una tubería de acero conectada en la parte inferior izquierda al árbol de válvulas. En la tabla 1.7 podemos observar algunos componentes del BCP.

El sistema BCP es altamente favorable debido a sus gastos ajustables en la superficie con cinturones, controladores de variación de frecuencia hidráulicos o eléctricos (VCF), motores eléctricos en superficie en lugar de motores en el fondo del pozo lo que conlleva a una instalación inicial más sencilla y por lo tanto más económica, bajos costos en reparación y en reemplazo de piezas, alta eficiencia volumétrica y mecánica y un bajo costo del equipo su superficial y en su instalación.

Durante los últimos años el BCP ha ganado cierta popularidad en cuanto a la producción de fluidos abrasivos y pesados en yacimientos someros, minimizando el efecto que producen las arenas y el gas libre. En yacimientos someros y profundos de arenas deleznable y aceite pesado, el BCP permite la producción continua de aceite con alta producción de arena, mejorando la permeabilidad de la formación cerca del radio de drene y consecuentemente mejorando la productividad del pozo, no obstante, el BCP presenta limitaciones en cuanto a niveles bajos en la columna de fluidos que conducen a un mayor torque y cargas pesadas, así como el ajuste en la profundidad de la bomba y las fuerzas impuestas en la varilla pulida.

En cuanto al sistema subsuperficial, éste consiste en un rotor cuya rotación es excéntrica en forma de tornillo sin fin dentro de un estator flexible. El rotor es conducido por una barra de acero de alta resistencia en el interior de la T.P. conectada y accionada por un motor desde la superficie. Al incrementar la excentricidad se puede mejorar el sello entre el rotor y el estator, incrementando el levantamiento en cada etapa del bombeo, reduciendo la fricción entre el rotor y el estator e incrementando el flujo de arena.

Es muy importante señalar que el elastómero, pieza fundamental del sistema BCP encargado de proporcionar un sello entre las cavidades de la bomba es el punto más débil del mismo y es también conocido como “El talón de Aquiles” del sistema PCP.

A continuación, se enlistarán los elementos que componen a este SAP, explicando de manera concreta en qué consiste cada uno de sus elementos.

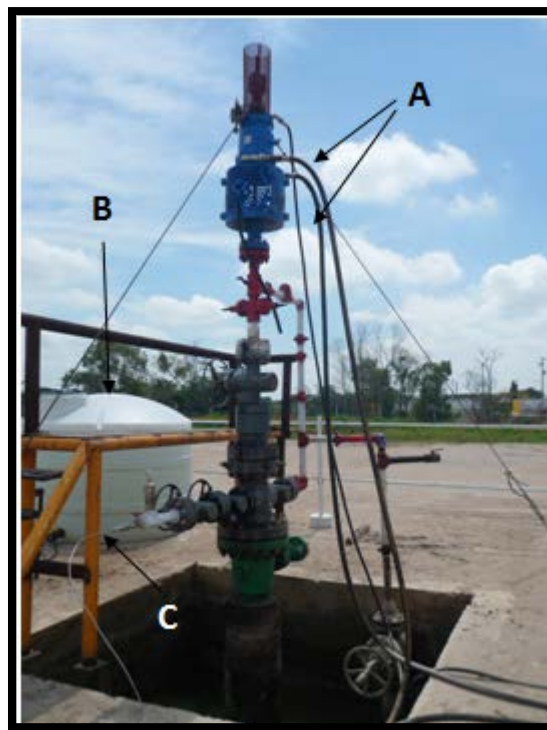


Figura 1.14 Sistema PCP con motor hidráulico e inyección de reductores de viscosidad.⁷

A. MANGUERAS HIDRÁULICAS PROVENIENTES DEL MOTOR.
B. TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS QUÍMICOS.
C. MANGUERA DE INYECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS

Tabla 1.7 Componentes del BCP.

1.4.1 Infraestructura

Equipo Superficial:

- **Motor:** Es el encargado de transmitir la energía suficiente a la unidad superficial para realizar su trabajo, puede ser eléctrico o de combustión dependiendo de las instalaciones superficiales con las que se cuente.
- **Cabezal de Rotación:** Encargado de soportar el peso de la sarta de varillas y la acción de la bomba, soportar el efecto del mecanismo de frenado y transferir la energía para mover la sarta de varillas.
- **Poleas y Bandas:** Encargadas de Transferir la energía mecánica del motor hacia la sarta de varillas.
- **Estopero y Sello Mecánico:** Proporcionan el sello en la superficie para el fluido del pozo y se encuentran localizados en la parte superior de la tubería y la varilla pulida.
- **Varilla Pulida:** Se refiere al eslabón que une la sarta de varillas con el equipo superficial.
- **Grampa o Abrazadera:** Encargada de fijar la varilla pulida al cabezal para poder así transmitirle el movimiento rotatorio necesario.

Equipo Sub-Superficial:

- **Varillas:** Encargadas de transferir el movimiento giratorio a la bomba de fondo formada por el rotor y estator.
- **Bomba de Fondo:** En la bomba, cuando el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se forman una serie de cavidades selladas desde la entrada hasta la descarga de la bomba, cuando una cavidad disminuye, se crea otra cavidad del mismo volumen, lo que ocasiona un flujo positivo sin pulsaciones y finalmente por cada giro del rotor el estator moverá una cantidad de fluido. La capacidad de presión de la bomba está en función del número de cavidades.

- **Rotor:** Se refiere a la pieza interna, es una hélice de acero de alta resistencia de n lóbulos conectada a la sarta de varillas, este rotor puede ser de lóbulo simple o multilobular según el diseño requerido.
- **Estator:** Se refiere a la pieza externa, es una hélice constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero de $n+1$ lóbulo y está conectada a la TP.
- **Elastómero:** Una de las partes más importantes de este sistema. El elastómero es el encargado de proporcionar un sello a las cavidades de la bomba lo cual le permite un buen funcionamiento y acarreo de fluidos hacia la superficie. Una configuración de la bomba subsuperficial de este sistema se muestra en la Figura 1.15.
- **Separador de Gas (Opcional):** En ocasiones, cuando se produce con demasiado de gas, un separador es necesario para evitar producirlo y dañar nuestra bomba de fondo, ya que esta tiene una cierta capacidad de manejo de gas.

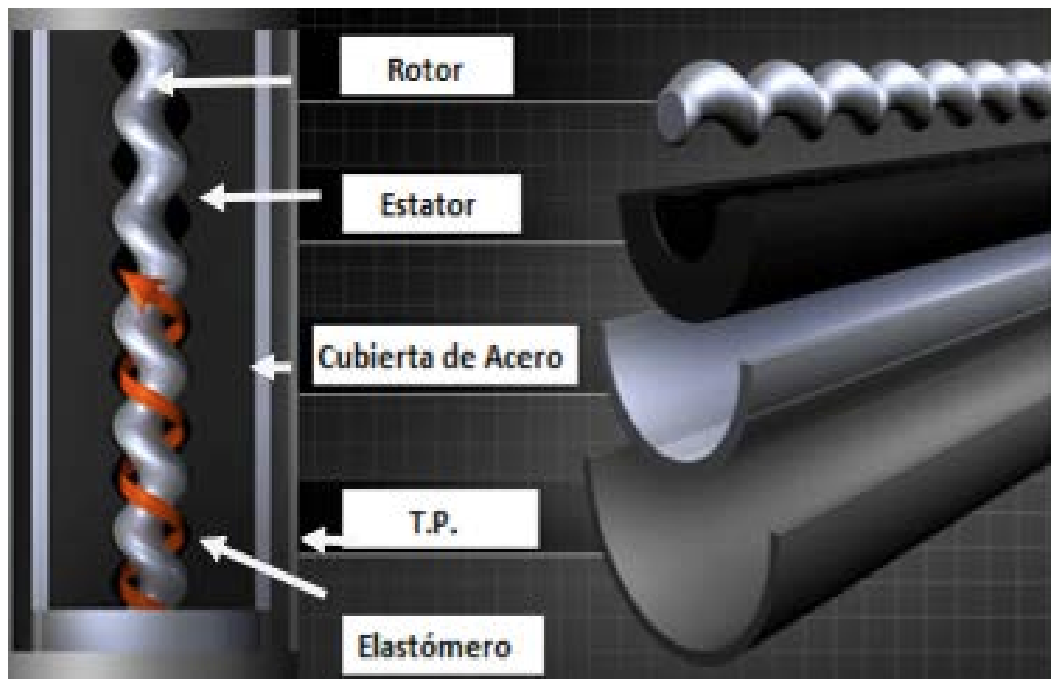


Figura 1.15 Configuración de la bomba subsuperficial del sistema BCP.⁹

Como se mencionó antes, este sistema tiene una gran versatilidad y puede producir casi cualquier fluido con sus respectivas limitaciones en cuanto a impurezas corrosivas se refiere y puede producir:

- Aceite pesado hasta con 50% de arena.
- Aceite medio limitado en el contenido de H₂S.
- Aceite ligero limitado en el contenido de aromáticos
- Extracción de agua en pozos productores de gas.
- Yacimientos maduros con flujo de agua.
- Áreas visualmente sensibles.

Las ventajas que presenta este sistema artificial son:

- Desplaza los fluidos altamente viscosos, de alta concentración de sólidos y gas libre moderado.
- Las bajas proporciones interiores limitan la emulsificación por agitación.
- No tiene válvulas y por lo tanto no hay candado de gas o atascamiento.
- Bajos costos.

Las limitaciones que este tipo de sistema presenta son:

- Producción máxima: 6,825 bpd.
- Profundidad máxima: 2,000 m.
- Temperatura máxima: 170°C.
- Sensibilidad a algunos fluidos; el elastómero puede inflarse o deteriorarse cuando está expuesto a ciertos fluidos.

Un esquema detallado de éste sistema artificial de producción se muestra en la Figura 1.16.

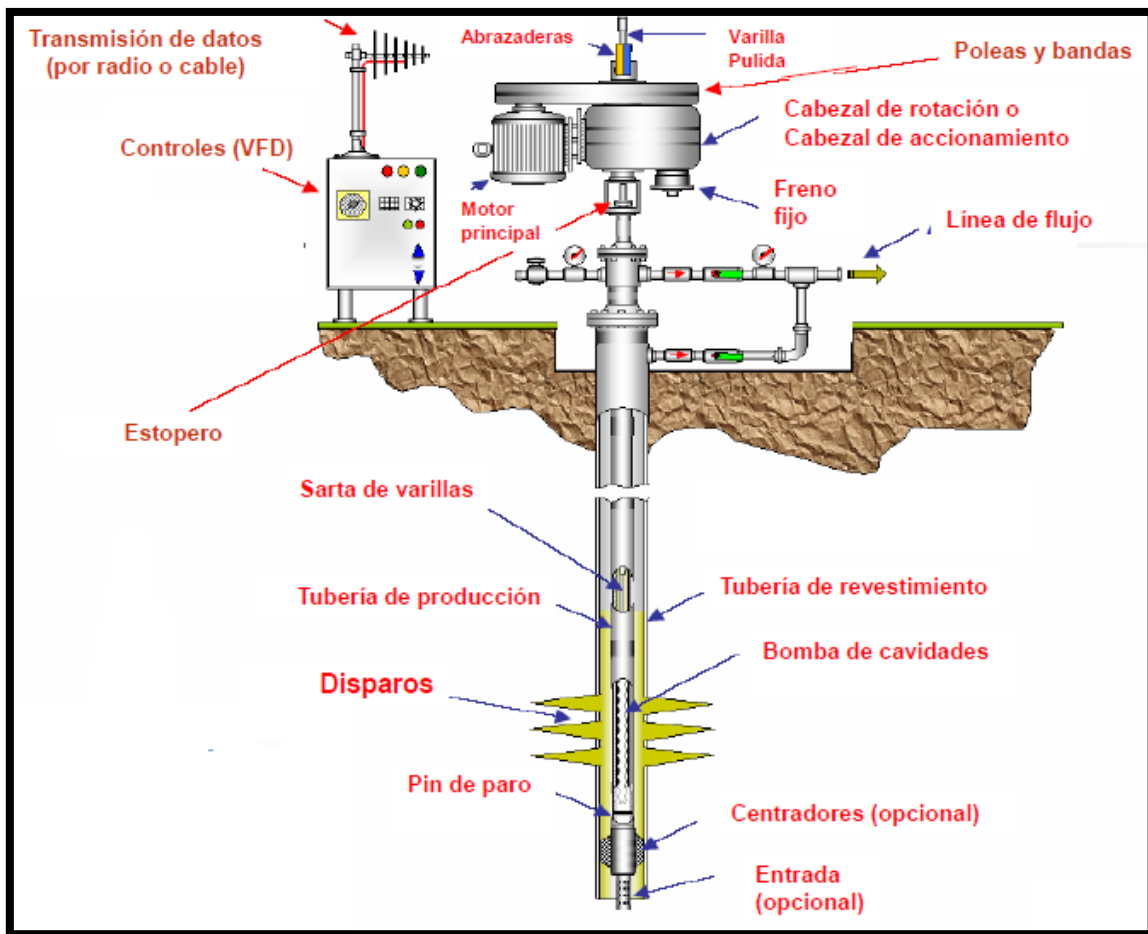


Figura 1.16 Equipo Superficial y Sub-Superficial del BCP.³

1.5 Bombeo Hidráulico (BH) ^{3,4}

Este tipo de sistema artificial de producción es uno de los menos aplicados en la industria, estos sistemas transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería; este fluido, conocido como fluido de potencia o fluido motriz (FM), es utilizado por una bomba subsuperficial que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Estos fluidos de potencia pueden ser:

- Agua.
- Crudos livianos.

El bombeo hidráulico es un SAP que transmite energía en el fondo del pozo a través de una bomba.

En la Figura 1.17 se observa la configuración de un BH, ya sea BH tipo pistón o BH tipo jet.

Dentro de las ventajas de este tipo de sistema se presentan:

- Puede alcanzar hasta 5,500m.
- No se requiere equipo de reparación para sustituir o darle mantenimiento al mecanismo subsuperficial.
 - Para la reparación únicamente se invierte el sentido del fluido motriz y es desacoplado el mecanismo haciéndose llegar a la superficie por el desplazamiento del FM.
 - Tiene flexibilidad sobre un amplio rango de gastos.

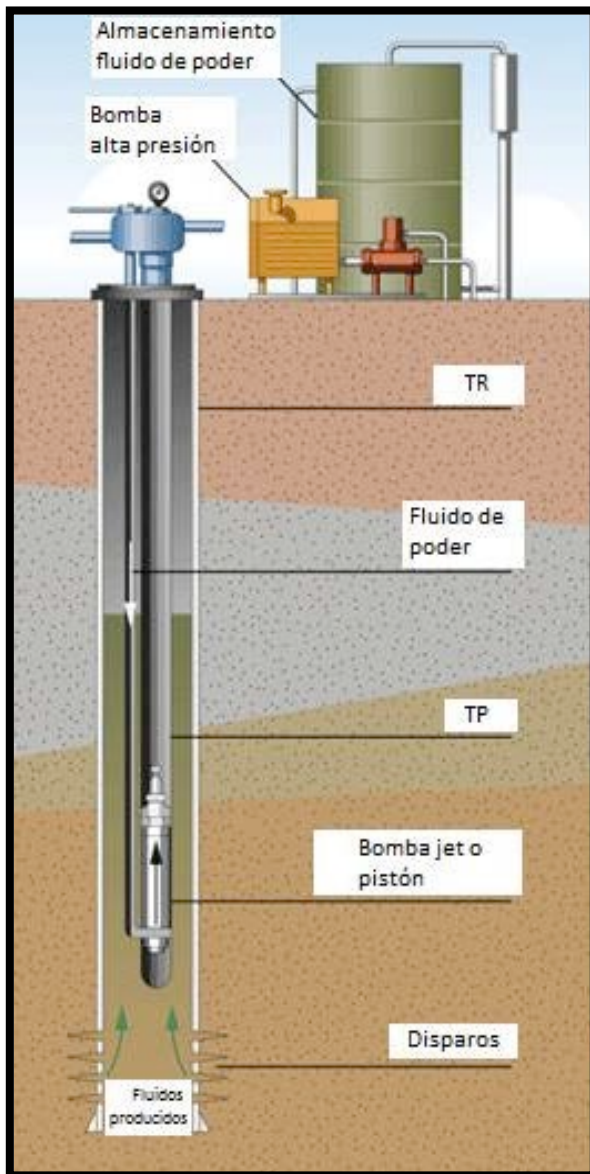


Figura 1.17 Configuración del BH.

- Puede operarse en pozos direccionales.
- Es de fácil adaptación para su automatización.
- Es adecuado para el bombeo de crudos pesados.

En cuanto a la inyección de fluido motriz existen 2 formas de inyección:

Circuito Abierto:

En este tipo de circuitos, el FM regresa a la superficie mezclado con el aceite producido a través de la tubería de descarga o por el espacio anular de las TR o TP de inyección.

Dentro de las ventajas que presenta este tipo de circuito es que se adiciona fluido limpio que contiene alto porcentaje de agua salada reduciendo éste porcentaje y disminuyendo la corrosión, así como la adición de aceite ligero para reducir la viscosidad en pozos productores de aceites pesados. Así mismo presenta ciertas desventajas como el del incremento del volumen bruto que debe ser tratado en la superficie para obtener el aceite limpio necesario y continuar la operación.

Circuito Cerrado:

En este tipo de circuitos el FM regresa a la superficie, independientemente del aceite producido, fluyendo nuevamente hasta el tanque almacenador formando un circuito cerrado.

Dentro de las ventajas que presenta este tipo de circuitos se tienen la medición exacta de los fluidos producidos por el pozo, la determinación del desgaste sufrido por la unidad de bombeo al incrementarse el volumen de FM utilizado en la lubricación de pistones facilitando la programación del mantenimiento de éstas unidades.

A su vez, existen diferentes tipos de instalación sub-superficial clasificándose en instalaciones de:

- **Bomba Fija:** En este tipo de instalaciones la unidad de bombeo está unida mecánicamente a la tubería; Para el circuito abierto o cerrado se tienen 2 tipos:
 1. Bomba fija insertada.
 2. Bomba fija para TR. Existe también la bomba fija para TP pero ésta es solo para circuito abierto.

- **Bomba Libre:** En este tipo de instalaciones, la unidad de bombeo no está conectada a ninguna de las tuberías, por lo que puede ser anclada por circulación del FM y desanclada por la circulación inversa; Para ambos tipos de circuitos se tienen dos tipos:
 1. Bomba libre con tuberías paralelas.
 2. Bomba libre para TR. (Este tipo de bombas son las más utilizadas para este sistema en la actualidad).

1.5.1 Infraestructura

Equipo Superficial:

En la Figura 1.18 se muestran los componentes superficiales necesarios para poder aplicar el BH, y a continuación se definen cada uno de esos componentes.

- A. Unidad de Potencia:** Es aquella unidad que requiere el sistema para la inyección del fluido motriz y consta de una bomba reciprocante del tipo triplex vertical accionada por un motor eléctrico o de combustión interna.
- B. Cabezal de Distribución:** Provisto de medidores de desplazamiento positivo que regulan el proveniente de la bomba Triplex.
- C. Válvula de 4 Vías:** Dispositivo instalado en la cabeza del pozo que permite regular la operación del FM que consta de cuatro posiciones que permiten la introducción, la operación y la extracción de la unidad de bombeo.
- D. Conexiones Superficiales:** En este tipo de pozos se utiliza únicamente la sección del árbol de válvulas correspondiente a la última TR y es sobre ésta en donde se instala el cabezal donde van alojadas las tuberías utilizadas con los colgadores y empaques mecánicos respectivos. En el carrete superior del cabezal se enrosca un niple corto, cuyo extremo se conecta a la válvula de 4 vías.
- E. Sistemas de Tanques para el almacenamiento y tratamiento del FM:** La base de este sistema es un diseño que permite el movimiento lento del fluido (aceite) en el interior del tanque de asentamiento y que además evita la formación de flujo turbulento o de burbujas de gas, que pudieran arrastrar impurezas hacia la succión de la bomba.

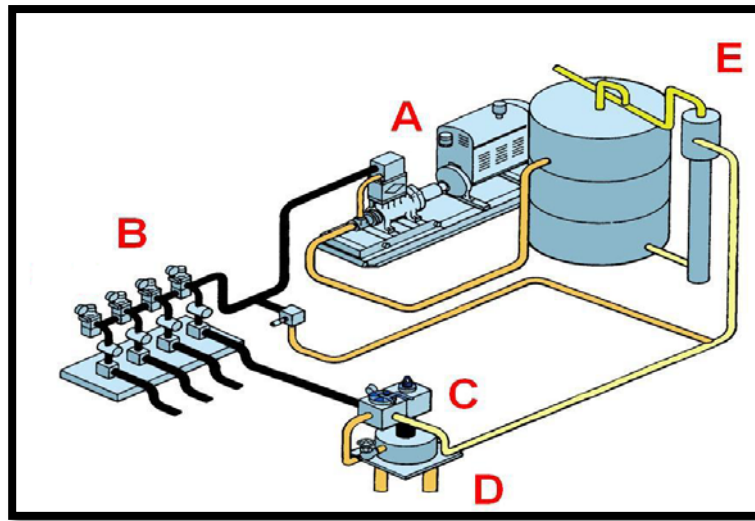


Figura 1.18 Instalaciones Superficiales del Bombeo Hidráulico.

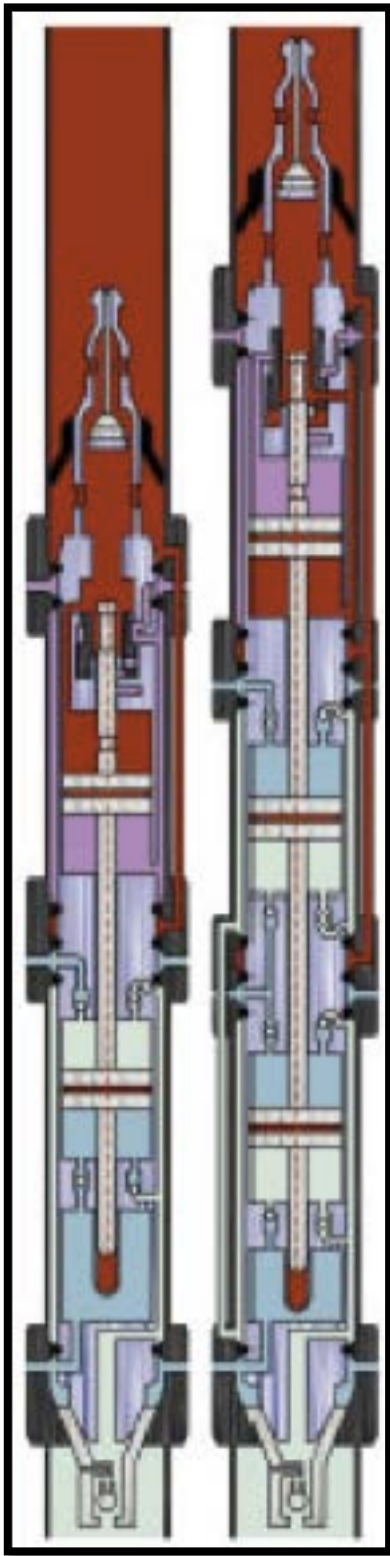
Equipo Sub-Superficial:

De acuerdo al tipo de bomba subsuperficial, el bombeo hidráulico puede ser de tipo pistón o tipo jet.

1.5.2 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (BHP) ^{1,3}

El BH tipo pistón consiste en un par de pistones recíprocos, uno de ellos accionado por el fluido de potencia y el otro por los fluidos del pozo. El principio de operación es similar al del BM, con un par de válvulas más.

El proceso de generación y transmisión de energía varía según el sistema que se utilice. En el caso del sistema de bombeo hidráulico tipo pistón, este proceso se efectúa mediante un fluido conocido como “fluido motor”, el cual es inyectado a presión al pozo mediante una unidad de potencia. El fluido motor es introducido al pozo a través de una tubería que se introduce junto con la tubería de producción, y que accionará los pistones, tanto del motor como de la bomba, instalada abajo del nivel de trabajo del fluido producido por el pozo.



Este tipo de sistema cuenta con un motor hidráulico con pistón de doble carrera, una válvula motriz que regula el flujo del FM al motor y una bomba hidráulica con pistón de doble acción. El motor y la válvula constituyen la llamada “Sección Motriz” y la bomba se encuentra en la “Sección de Producción”.

En la parte superior del pistón motriz va conectada la varilla de la válvula, que es la que hace operar a la válvula motriz, en la parte inferior de éste pistón va conectada la varilla media, de igual diámetro que uno de los dos pistones. En la parte inferior del pistón de producción se encuentra la varilla inferior, que se aloja en el tubo de balance que está cerrado en su extremo inferior. Su funcionamiento se basa en: “Si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmitirá en todas direcciones con igual intensidad”. En la Figura 1.19 se muestra la configuración del bombeo hidráulico tipo pistón.

1.5.3 Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BHJ) ^{1,3}

El Bombeo Hidráulico tipo jet es un sistema artificial de producción especial, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motor y los fluidos producidos.

Las bombas jet operan bajo el principio de Venturi. El fluido motor a alta presión entra en la tobera de la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad del fluido motor. Esta reducción de la presión hace que el fluido producido se introduzca en la cámara y se mezcle con el fluido motor.

Figura 1.19 Configuración del BH tipo pistón.

En el difusor, la energía en forma de alta velocidad es convertida en una alta presión, suficiente para bombear el gasto de fluido motor y fluido producido a la superficie. Por lo anterior, en el sistema de bombeo hidráulico tipo jet únicamente se tendrá el sistema abierto de fluido motor.

En este sistema artificial de producción se requiere de una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación, además de que la eficiencia mecánica es baja; sin embargo, presenta ventajas sobre el BH tipo pistón como son:

- Permite manejar cualquier tipo de fluidos (aún contaminados).
- La bomba subsuperficial es de fácil instalación.
- Se adapta a cualquier profundidad en el pozo.
- Permite obtener gastos mayores.
- Es de fácil adaptación para su automatización.
- Fácil para agregar inhibidores de corrosión.
- Es adecuado para el bombeo de crudos pesados.

Al igual que el BH tipo pistón, el tipo jet utiliza agua o aceite como fluido motor. Las bombas jet generalmente requieren más potencia superficial que las bombas tipo pistón ya que son menos eficientes. El método de levantamiento artificial es similar al del BH tipo pistón en cuanto al principio de funcionamiento, a las instalaciones y equipos en superficie y su diferencia principal es la bomba subsuperficial.

En la Figura 1.20 se observa el principio de funcionamiento de las bombas jet utilizadas en el BHJ.

Como podemos ver en la Figura 1.21, en este tipo de bomba el chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de producción, la cual se encuentra conectada a la formación productora. De esta manera, el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra en la garganta de la de la bomba. La mezcla de los fluidos se logra completamente en los límites de la garganta, debido a su diámetro es siempre mayor al de la boquilla. En este instante el fluido de potencia realiza una transferencia de energía necesaria al fluido de producción para fluir contra el gradiente de la columna de fluido de producción.

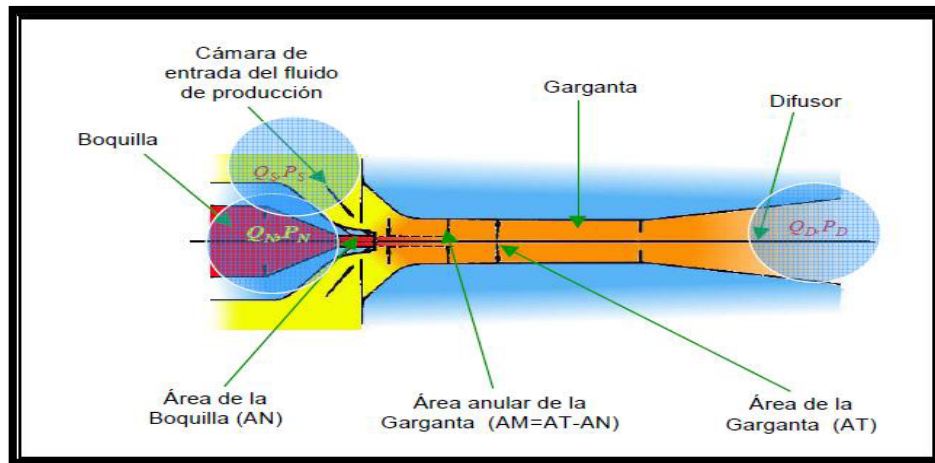


Figura 1.20 Configuración de la bomba tipo Jet.

Es importante mencionar, que por la configuración de la bomba subsuperficial, éste tipo de bombeo solo puede aplicarse en circuitos abiertos. Este tipo de levantamiento artificial, puede manejar grandes cantidades de arena y partículas sólidas, además puede ser instalado a grandes profundidades (hasta 5,500 m). También es capaz de manejar crudos de alta viscosidad, siempre que esté utilizando crudo como fluido de potencia.

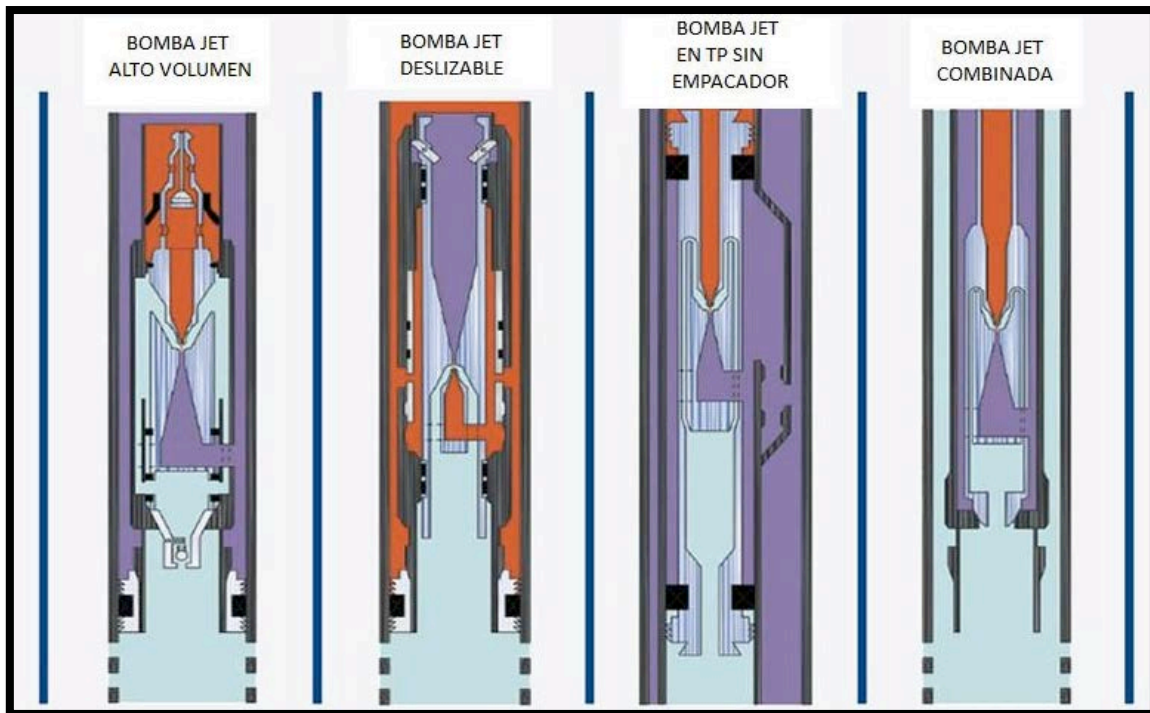


Figura 1.21 Configuración del BH tipo jet.

1.6 Émbolo Viajero ^{3,10}

Es un dispositivo que consta de un pistón que normalmente viaja a lo largo de toda la tubería de producción de una manera cíclica. Generalmente, este sistema de émbolo viajero es clasificado como un método aparte y distinto de levantamiento artificial aunque en muchos casos es utilizado de manera temporal para mantener un pozo fluyente en espera de la instalación de otro sistema artificial de producción.

Algunas de las aplicaciones más comunes de éste método son:

- Pozos con alta RGA para mantener la producción de manera cíclica.
- Pozos de gas para descargar líquidos acumulados.
- Utilizado en conjunto con el Bombeo Neumático Intermitente para incrementar su eficiencia.
- Utilizado en Pozos de aceite o gas para evitar la tubería limpia de parafinas, incrustaciones, etc.

Dentro de los beneficios de la remoción de líquidos en pozos de gas se tienen la prolongación de la vida productiva de los pozos que presentan problemas de acumulación de líquidos, se incrementa la producción y se estabilizan las condiciones de la misma en el pozo.

Cuando el émbolo viajero es utilizado junto con el BNI se tiene un nuevo método de producción intermitente, el cual introduce el émbolo al ciclo para proveer una interface sólida y un sello entre el gas inyectado y los líquidos producidos, esto es, que cuando no se dispone de la energía suficiente para elevar los fluidos hasta la superficie, se puede utilizar una fuente de energía exterior, generalmente gas a alta presión y a un gasto adecuado para generar la versión asistida del émbolo viajero, que no es más que la combinación de éstos dos métodos.

1.6.1 Infraestructura

Equipo Superficial :

- **Control de cabeza de pozo:** Existen dos tipos diferentes de controles en superficie, controles de tiempo, controles de presión o en su caso una combinación de ambos.
 - **Controladores de Presión:** Son diseñados para maximizar los ciclos del pistón por día, maximizar la producción de líquidos y minimizar la producción de gas, por lo que son mejores para pozos de aceite que no cuentan con exceso de gas disponible para las operaciones del sistema o para pozos con altos índices de productividad aun cuando cuenten con un excedente de gas para las operaciones.
 - **Controladores de Tiempo:** Este tipo de controladores deben ser utilizados en pozos de gas o en pozos de aceite con un alto RGA.
- **Lubricador:** Este accesorio es una parte esencial del sistema, y no es más que el elemento que amortigua la llegada del pistón a la superficie y que además contiene un dispositivo de inspección que permitirá atraparlo para su inspección o por alguna necesidad de operación.
- **Válvulas Motoras:** Estas válvulas de operación neumática se utilizan para controlar la producción y la inyección en caso de pozos asistidos del pozo.

En la Figura 1.22 se muestran los componentes superficiales del EV.

Equipo Sub-Superficial:

- **Resorte de Fondo:** Este elemento es otra parte esencial y muy importante del sistema, ya que será el amortiguador del pistón viajero que se localizará en el fondo del pozo y evitará el daño que se pudiera ocasionar por el impacto del mismo en el fondo.
- **Pistón:** Se refiere al dispositivo viajero que constituirá la interfase entre el gas impulsor y el líquido producido.

En la Figura 1.23 se muestran los componentes subsuperficiales del EV.

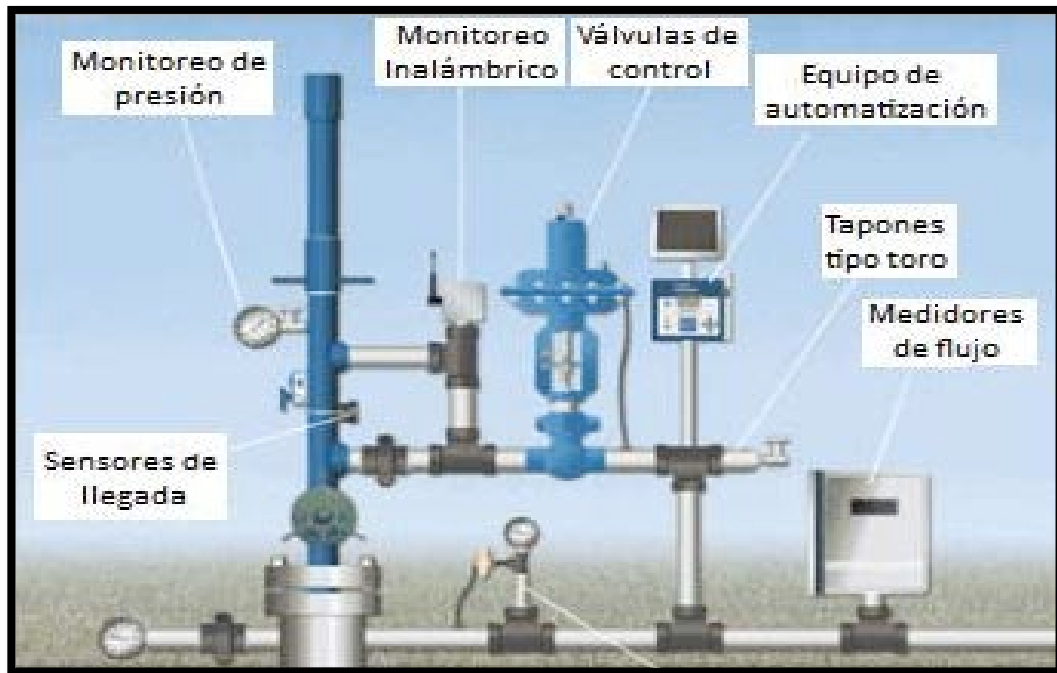


Figura 1.22 Equipo superficial del EV.

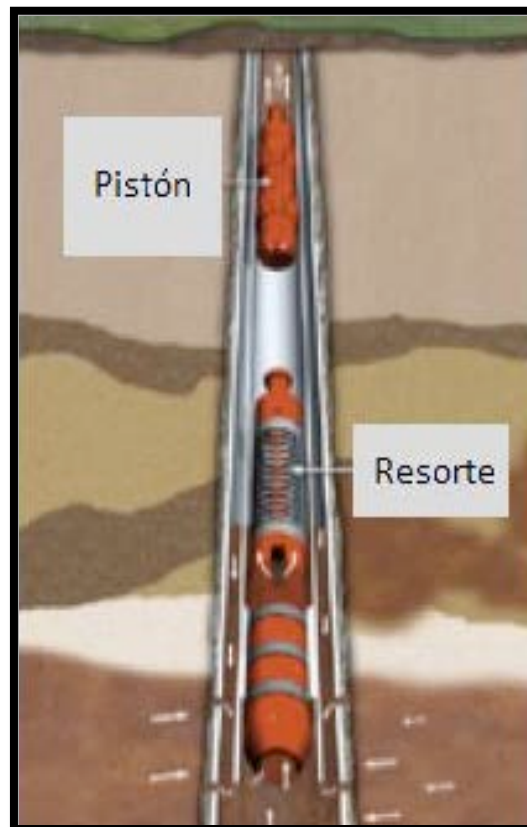


Figura 1.23 Equipo subsuperficial EV.

Los componentes principales subsuperficiales del EV son el pistón y el resorte. Existen diversos tipos de estos dos componentes, cada uno atendiendo diversos requerimientos en específico.

En la Figura 1.24 se observan algunos tipos de pistones utilizados en el EV y se definen a continuación:

Pistón P. Posee la característica de expandir unas cuchillas que se sellan contra las paredes de la tubería para crear la presión diferencial para el movimiento ascendente. Cuando el émbolo se encuentra en el asiento de la tubería, la derivación interna se cierra y permanece cerrado hasta que el perno se proyecta y golpea la parte superior del lubricador y es forzado a abrir el bypass. Esto permite que el émbolo caiga rápidamente.

Pistón K. Es un émbolo pistón sólido con anillos laberinto para proporcionar sellado. No hay ninguna derivación interna.

Pistón J. Tiene la característica de anillos de laberinto con un área grande de bypass que permite que el pistón caiga más rápido. El anillo de deslizamiento en la parte superior del pistón se desplaza hacia abajo y genera un efecto de un sello en los puertos bypass mientras el pistón se mueve hacia arriba en el pozo.

En la Figura 1.25 se muestran algunos tipos de resortes y un receptor (utilizado en la superficie para soportar el impacto del pistón), y se definen a continuación.

Resorte A1. Está diseñado para disponerlo en un asiento de la tubería para contrarrestar la caída del pistón en la localización deseada. El área abierta del resorte permite el rápido desplazamiento del fluido mientras el pistón regresa.

Resorte SB 2. Está diseñado para absorber las fuerzas de alto impacto y proteger los asientos de la tubería y los pistones en los pozos donde el impacto se produce por encima de la carga del líquido.

Receptor L-1. Está diseñado para atrapar el émbolo en la superficie. Se trata de un resorte que se coloca en la captura o la posición de liberación del pistón. Un sensor de llegada opcional está disponible para detectar el pistón a medida que llega en el receptor o receptor.



Figura1.24 Tipos de pistones.



Figura 1.25 Tipos de resortes y recibidor.

1.7 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) ^{3,11}

Este tipo de Sistema Artificial de Producción, siendo el tema fundamental de éste trabajo será explicado en este capítulo de manera general y en los capítulos siguientes se irá desarrollando de lo general a lo particular hasta el objetivo del trabajo de tesis. El motor sumergible fue inventado por Armais Arutunoff, que en el año de 1930 estableció la Russian Electrical Dymano Arutunoff (REDA), compañía pionera y única en su tiempo que comenzó a manejar este tipo de Sistema Artificial.

Para el año 2000 se encontraban operando más de 14,000 sistemas BEC de la compañía REDA alrededor de 115 países siendo hoy en día uno de los sistemas que en México se pretende implementar, tal es el caso del proyecto que busca garantizar la producción de los yacimientos Ek, Balam, Takin, Maloob Zaap y Ayatsil el cual tendrá un plazo de ejecución de cinco años para la instalación de este sistema en más de 100 pozos.

El principio del funcionamiento del Bombeo Electrocentrífugo Sumergible es la transformación de energía eléctrica proporcionada a un motor de fondo, en energía mecánica para accionar la bomba de fondo y así tenga el fluido de producción la energía necesaria para fluir contra el gradiente de la columna que éste genera.

En general el sistema de BEC tiene un funcionamiento como cualquier bomba eléctrica que comúnmente se utiliza en otras aplicaciones industriales. En el caso de la industria petrolera en las operaciones del sistema (BEC), la energía eléctrica es transferida al pozo a través de cables eléctricos conectados a una fuente de energía. Estos cables eléctricos son colocados a un costado de la tubería de producción. El cable eléctrico proporciona la energía necesaria para accionar el motor eléctrico. El motor transmite energía al fluido, en forma de energía hidráulica, lo que transportará al fluido hasta la superficie.

El BEC es considerado generalmente para manejar altos volúmenes de hidrocarburos y para altas profundidades, entre los sistemas artificiales de producción. El sistema (ESP) requiere de muy poco espacio en superficie para su instalación y es adaptable en pozos muy desviados, por arriba de los 80°.

Adaptable a una variedad de configuraciones de pozos, los sistemas (BEC) pueden utilizarse en pozos con tubería corta de (liners), y son excelentes candidatos para pozos verticales con dog legs “pata de perro” (agujero torcido). Normalmente, estos sistemas son los mejores para manejar altos volúmenes de fluidos, a grandes profundidades y varias condiciones, es decir, los sistemas (BEC) pueden manejar

hasta 100,000 bpd, aunque también pueden funcionar para producciones muy bajas de 200 bpd en profundidades mayores a 15,000 pies con altas viscosidades y el manejo simultáneo de aceite, gas y agua; este sistema es muy eficaz cuando se manejan sólo líquidos. Aunque no por esa razón no se aplica en pozos con producción de gas libre, ya que la bomba centrífuga tolera cantidades determinadas de gas libre.

La automatización del sistema requiere de análisis, monitoreo y control, requieren de muy poco mantenimiento y son muy resistentes a los ambientes corrosivos que se pueden presentar en el pozo.

Entre las limitaciones para la aplicación del sistema (BEC) se encuentran la disponibilidad de la electricidad, la profundidad de operación se ve limitada por el rango de potencia del motor eléctrico, no se aplica a múltiples terminaciones de pozos, no es adecuada para determinadas profundidades por las altas temperaturas en los yacimientos, no se recomienda su instalación en pozos que producen por debajo de 150 bpd, el costo del cable es elevado, éste puede fallar debido a las altas temperaturas, corrosión y a un mal manejo del mismo, se pueden presentar fallas en el motor por altas temperaturas, corrosión, abrasión, alta RGA y a la liberación de gas.

Las bombas electrocentrífugas no desplazan una cantidad fija de fluidos como lo hacen las bombas de desplazamiento positivo, en cambio, generan una cantidad relativamente constante de incremento de presión en la corriente de flujo. Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo consiste de un motor eléctrico, una sección de sello, una sección de admisión, una bomba centrífuga multietapas, cable eléctrico, tablero superficial de control, transformadores, etc.

Puede incluir equipo de protección para el cableado, registradores (centinelas) de presión de fondo, temperatura, etc. El motor eléctrico trabaja relativamente a una velocidad constante. La bomba y el motor están directamente unidos con el protector o una sección de sello. La potencia es transmitida al equipo subsuperficial a través de un cable eléctrico trifásico que se introduce junto con la tubería de producción.

A continuación se enlistarán los componentes superficiales y sub-superficiales con los que éste tipo de sistemas cuentan, así como una breve descripción de ellos (descripciones más detalladas se podrán consultar en el siguiente capítulo).

1.7.1 Infraestructura

Equipo Superficial:

- **Switchboard:** Sistema necesario para el encendido del BEC.
- **Variador de Frecuencia (VSD):** Sistema que proporcionará la frecuencia necesaria al motor para funcionar.
- **Caja de Venteo:** Encargada de ventear el gas contenido en el cable que proporciona la energía eléctrica al motor de fondo con la finalidad de evitar explosiones.
- **Transformadores:** Sistemas encargados de entregar el voltaje necesario al sistema.

Equipo Sub-Superficial:

- **Bomba centrífuga de etapas múltiples:** Se refiere al sistema accionado por el motor eléctrico que se encargará de proporcionar la energía suficiente a los fluidos para ser producidos.
- **Intake o separador de gas:** Entrada que permite el flujo de fluido hacia la bomba para ser producidos, en casos en donde se cuente con una alta RGA, un separador será necesario para evitar problemas en el bombeo.
- **Protectores:** Ubicados entre el motor y el intake, pieza vital del sistema encargada de evitar el ingreso del fluido al motor.
- **Motor eléctrico:** Es el encargado transformar la energía eléctrica en mecánica para el accionamiento de la bomba.
- **Cable de potencia:** Es el encargado de transmitir la energía eléctrica de la superficie al motor, así como señales de fondo del pozo a la superficie.

1.7.2 Condiciones de Operación del BEC

Este tipo de Sistema Artificial cuenta con bombas electrosumergibles para pozos con TR's de 4.5" y gastos de 100 bpd hasta TR's de 13 3/8" y gastos de 100,000 bpd. Estas bombas pueden ser instaladas en diversos ambientes de trabajo como:

- Temperaturas de 10°C (50°F) hasta 288°C (550°F).
- Fluidos con cantidades considerables de sólidos (sistemas resistentes a la abrasión).
- Ambientes muy severos (metalurgia especial).

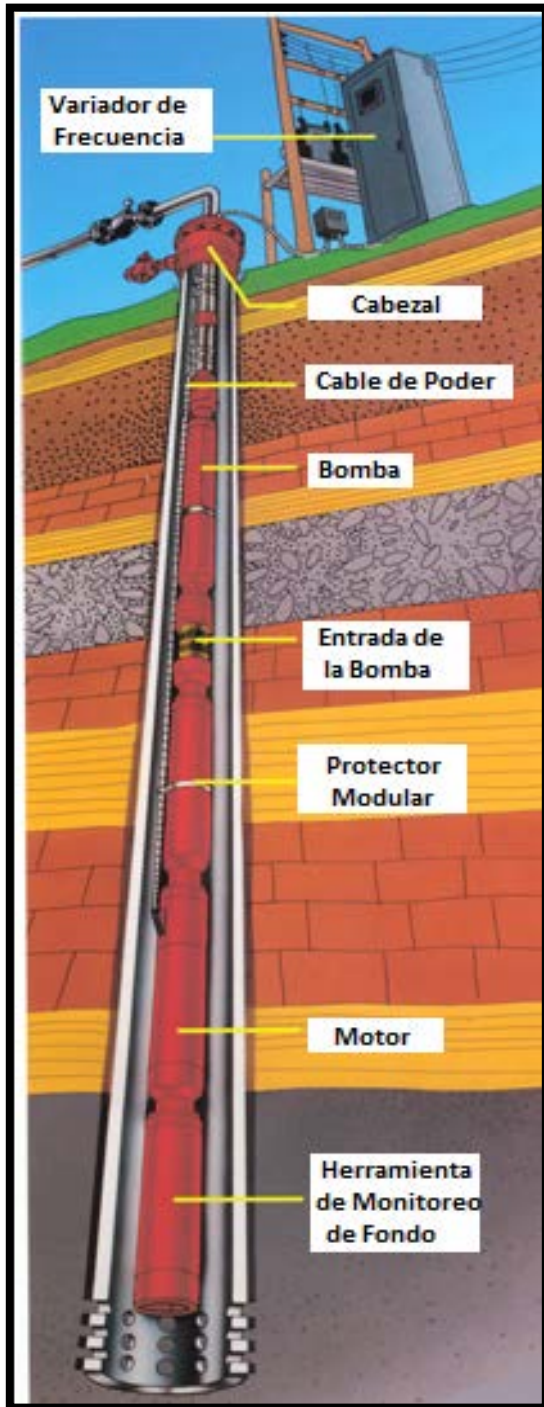


Figura 1.26 Configuración del BEC.

Finalmente hay que mencionar, que debido al diámetro de los pozos con los que se cuentan, existen diferentes tamaños de bombas electrocentrífugas, las cuales pueden ser diseñadas en diferentes condiciones para que cumplan con los requerimientos necesarios de bombeo del pozo, o bien, pueden instalarse dos sistemas paralelos, como es el caso en aguas profundas, en el que el costo de operación es mucho mayor por lo que se busca la integridad económica del proyecto. A continuación se muestra un esquema general de la localización de los componentes de éste sistema (Figura 1.26), esta es una configuración sencilla. Existen diferentes configuraciones de éste sistema en donde se busca algo diferente y específico en cada caso; estas configuraciones se tratarán en el capítulo dos de éste trabajo.

1.7.3 Ventajas esenciales del Bombeo Electrocentrífugo sumergido para la aplicación en instalaciones costa afuera.

El BEC es un sistema artificial que tiene la capacidad de producir altos volúmenes de hidrocarburos y se puede aplicar en instalaciones costa afuera, ya que su equipo superficial no es tan prominente como el de otros sistemas artificiales de producción.

Existen muchos retos para el BEC en un ambiente costa fuera o submarino pero 2 son los más discutidos: la percepción del tiempo funcionando del equipo y el costo de la intervención. Las soluciones a estos dos problemas al parecer son obvias: proveer responsabilidad consistente al sistema y mejorar el manejo del ciclo de vida del equipo. Si las soluciones parecen tan fáciles, ¿porque es tan difícil aplicarlas?, la respuesta es que existen muchos factores externos que trabajan en contra del sistema lo que hace que estos retos sean más complejos de superar. Algunos de estos problemas adicionales son: cantidad de gas que debe ser producido, posiblemente la viscosidad de los fluidos y las altas presiones y temperaturas que debe soportar el sistema.

El BEC funciona de manera muy eficiente en pozos desviados y la única limitante en estos casos podría ser el radio del pozo.

Para el caso de los fluidos altamente viscosos, se tratará en los capítulos siguientes como se puede manejar de la mejor manera este problema de viscosidad. Los resultados de tratar los fluidos altamente viscosos y reducir su viscosidad se refleja en una mayor producción y una eficiencia más alta de la bomba.

Cuando una bomba centrífuga comienza a ver fluidos con viscosidades altas, dos cosas comienzan a suceder: el flujo será menor y los caballos de fuerza demandados de la bomba serán mayores. Como el motor del BEC cuenta con que el flujo del fluido pasando sobre el lo enfríe, es muy importante entender las características del fluido para asegurar que el motor tenga el enfriamiento adecuado.

Los problemas que se presentan en la bomba centrífuga por el gas libre pueden ser fácilmente controlados con la instalación de un separador de gas antes de la entrada de la bomba, en los capítulos posteriores también se tratarán nuevas aplicaciones para el manejo del gas libre en este sistema (BEC).

Cuando un BEC es posicionado en un ambiente con mucho gas, existen varias opciones para lidiar con este gas como: el gas puede ser evitado, separado o manejado. En un

ambiente submarino, comúnmente el gas no puede ser evitado a menos que se cambien las condiciones del pozo. La separación implica descargar el gas al espacio anular entre la TP y la TR, que en la mayoría de los casos no se permite en pozos costa afuera. Todo esto nos deja sólo con la opción de manejar el gas.

Para aplicar este sistema costa afuera simplemente es necesario tener una fuente de energía eléctrica, por lo que se deberá contemplar de que manera se obtendrá la energía eléctrica. Una vez que se cuenta con la fuente de energía eléctrica, por lo general, se puede transmitir a varios pozos que utilicen este sistema, por lo que con una planta eléctrica se pueden operar varios pozos con el sistema BEC.

Este sistema tiene problemas con la vida útil del equipo pero en ésta tesis también se tratarán nuevas aplicaciones que ayudan a que la vida útil del sistema se alargue, un ejemplo de esto es la aplicación de terminaciones inteligentes como posicionar 2 BEC's en el pozo, para que cuando uno falle el otro entre en funcionamiento, de esta manera, el tiempo de separación de las reparaciones se alarga y el costo operativo se reduce.

1.8 Sistemas Combinados

Los sistemas combinados consisten en juntar dos sistemas artificiales de producción para que al complementarse se obtengan más ventajas que al utilizarlos por separado.

1.8.1 Sistema de Bombeo Jet-BM

La configuración del sistema se muestra en la Figura 1.27, la cual consiste principalmente en el sistema de Bombeo Mecánico, el sistema de Bombeo Jet y un empacador. La bomba Jet es una tubería dual con bombeo en circulación inversa. El fluido de poder es inyectado en el anular entre la TP y la TR y se mezcla con el fluido de producción en la boquilla del Jet. La bomba Jet puede levantar los fluidos combinados a una cierta profundidad para así lograr el levantamiento primario. Después el BM es utilizado para levantar el fluido mezclado hasta la cabeza del pozo para completar el levantamiento secundario.

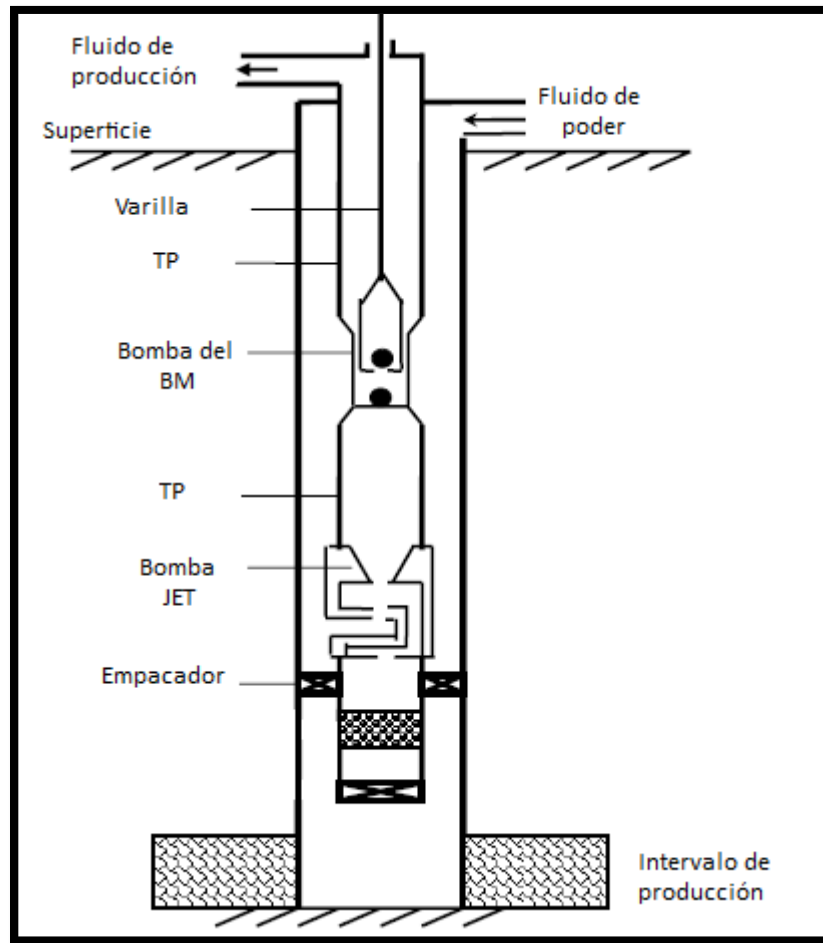


Figura 1.27 Sistema JET-BM.

1.8.2 Sistema de Bombeo BEC-BCP

Este sistema híbrido (Figura 1.28) combina las características del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido con las características del Bombeo de Cavidades Progresivas para obtener producciones mayores de aceite en pozos donde la aplicación de solo un SAP no es óptima. El sistema BEC-BCP generalmente es usado en pozos productores de aceite pesado y permite producciones grandes del aceite.

Puede ser instalado en pozos con desviaciones grandes y en pozos horizontales, elimina las fugas en la cabeza y reduce el mantenimiento del emparador de la superficie, puede manejar sólidos, fluidos altamente viscosos y altas relaciones gas-aceite. El calentamiento del motor de fondo ayuda a reducir la viscosidad del aceite a esa profundidad, reduce las pérdidas por fricción e incrementa la separación natural del gas. La adición de estos sistemas provee eficiencias volumétricas altas.

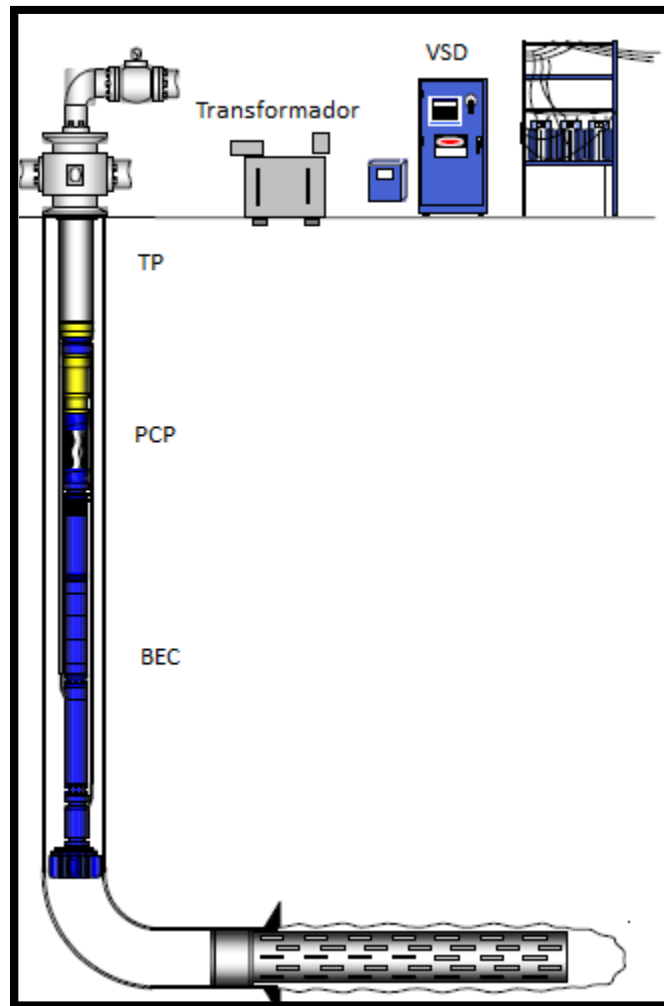


Figura 1.28 Sistema BEC-PCP.

1.9 Comparación entre los Sistemas Artificiales de Producción ¹²

Cada Sistema Artificial de Producción posee ciertas ventajas y desventajas que lo distinguen de los otros sistemas. A continuación se mostrarán varias tablas (Tabla 1.8, Tabla 1.9, Tabla 1.10) en donde se pueden visualizar de una manera esquemática las principales diferencias que se tienen entre los diversos tipos de SAP. Al observar las ventajas y desventajas de cada sistema es totalmente visible que el BEC es un sistema rentable económicamente para la explotación petrolera en instalaciones costa afuera. Es por esta razón que esta tesis se enfocará en la aplicación de este sistema en instalaciones costa afuera, ya que actualmente se tiene una posible explotación en aguas profundas específicamente, por esto, es necesario poseer estudios sobre diversos procesos que pudieran ayudar a incrementar la producción petrolera en aguas profundas si fuera necesario.

Tabla 1.8 Consideraciones de diseño y comparación generales

	BM	BCP	BEC	BHP	BHJ	BNC	BNI	EV
Costo	Bajo a moderado Incrementa con la profundidad y unidades largas.	Bajo: incrementa con la profundidad y gastos altos.	Relativamente bajo si hay disponibilidad de energía eléctrica.	Varía pero compite con el BM. Reduce cuando se aplica a varios pozos.	Compite con bombeo mecánico. Aumenta con la potencia.	El equipo de pozo es barato, las líneas y la compresión aumentan el precio. Sistemas de compresión reducen costo por pozo.	Igual que en el Bombeo Mecánico Continuo.	Muy bajo; sólo equipo de pozo barato si no se requiere compresión.
Equipo Sub-superficial	Buen diseño y prácticas de operación son necesarias. Buena selección, operación, prácticas necesarias para varillas y bombas.	Buen diseño y prácticas operativas. Puede haber problemas con la selección del estator.	Requiere cables, motor, bombas, sellos, etc. Diseño y prácticas buenas esenciales.	Tamaño adecuado de la bomba y prácticas operacionales esenciales. Requiere fluido de poder conductor. Bomba libre y opción de fluido de poder cerrado.	Requiere programas de diseño por computadora para el tamaño. Tolera sólidos moderados en el fluido de poder. Larga vida de servicio, reparaciones simples.	Buen diseño de válvulas y espaciamento es esencial. Costo moderado por equipo de pozo (válvulas y mandriles) Válvulas extraíbles o convencionales.	Descarga de fondo con válvulas; considera cámara para alta presión inicial y bajos Pwf.	Las operaciones tienen que ser a la medida para cada pozo para la optimización. Algunos problemas con émbolos atascados.
Eficiencia (HP hid. salida/HP hid. entrada)	Excelente eficiencia total del sistema. Eficiencia de 50-60% con la bomba llena; si el pozo no bombea de más.	Excelente: 50%-70%. Se necesitan más datos de operación.	Buena para altos gastos pero disminuye para gastos menores de 1000 BPD. 50 % para pozos con altos gastos, q<1000 BPD; eficiencia menor al 40%.	De regular a buena: no tanto como BM debido RGL, fricción. Eficiencias de 30%-40% con RGL>100; Ef. mayor con menor RGL.	Regular a pobre. Eficiencia máxima 30%. Influenciada altamente por el fluido de poder más el gradiente de producción. Eficiencias típicas de 10%-20%.	Regular: Incrementa para pozos que requieren poca inyección. Bajo para altas inyecciones. Eficiencias típicas de 5%-30%.	Pobre: normalmente requiere alta inyección de gas. Eficiencias entre 5%-10% mejorada con émbolos.	Excelente para pozos fluyentes. No requiere energía de entrada, utiliza la energía del pozo. Bueno cuando se agrega un poco de gas.

Tabla 1.8 Consideraciones de diseño y comparación generales

	BM	BCP	BEC	BHP	BHJ	BNC	BNI	EV
Flexibilidad	Excelente: puede cambiar la velocidad de carrera y la longitud, el émbolo y el tiempo de corrida para controlar la producción.	Regular: puede modificar la velocidad. La unidad hidráulica proporciona mayor flexibilidad pero agrega costo.	Pobre: las bombas trabajan a una velocidad fija. Requiere cuidado en la medición.	Buena/excelente: puede variar el gasto del fluido de poder y la velocidad de la bomba de fondo. Diferentes tamaños de bomba.	Buena o excelente: el gasto del fluido de poder y la presión se ajustan a la producción. Amplio rango en tuberías y gargantas.	Excelente: variados rangos de inyección. Las tuberías deben estar bien medidas.	Buena: se debe ajustar el tiempo de inyección y la frecuencia.	Buena para pozos con bajos volúmenes. Se puede ajustar al tiempo de inyección y la frecuencia.
Problemas diversos	Las fugas pueden ser un problema y un riesgo.	Puede tener servicio limitado en algunas áreas, porque no se tiene mucho conocimiento del sistema.	Requiere un sistema eléctrico muy confiable.	Control de sólidos en el fluido de poder esencial. Se debe agregar surfactante para lubricar.	Más tolerante a los sólidos en el fluido del poder. Se pueden agregar diluyentes. Acepta poder del agua.	Se requiere un compresor muy confiable. Se debe deshidratar el gas para evitar congelamiento.	Labor intensa para mantenerlo sintonizado. Problemas por flujo estacionario de gas.	Atascamiento del émbolo puede ser un problema mayor.
Costos operativos	Muy bajos para prof.<7500 ft en tierra con producción <400 BPD.	Potencialmente bajo, pero el estator y el rotor tiene poca vida.	Varía: Alto si requiere alta potencia y por reparación. Altos costos para sacarlo por la vida corta de operación.	Más alto que en el BM. La corta vida incrementa gastos.	Altos costos de potencia. Bajos costos de mantenimiento de la bomba.	Bajo costos de pozo. La compresión varía, la clave es inyectar lo más profundo posible.	Igual que BN continuo.	Usualmente muy bajo.
Confiabilidad	Excelente: eficiencia tiempo funcionando >95% con buenas operaciones y se controlan las impurezas.	Buena: bombeo excesivo y falta de experiencia disminuyen el tiempo de corrida.	Excelente en casos ideales; pobre por problemas de área. Sensible a la temperatura.	Buena ante buenos diseños y operaciones. Problemas y cambios en el pozo reducen la confiabilidad de la bomba.	Buena con las gargantas y toberas adecuadas. Se debe evitar el rango de cavitación. Problemas si la presión es >4000 psig.	Excelente: si se diseña y se mantiene un buen sistema de compresión.	Excelente: con buen suministro y almacenamiento de gas.	Buena si la producción del pozo es estable.

Tabla 1.8 Consideraciones de diseño y comparación generales

	BM	BCP	BEC	BHP	BHJ	BNC	BNI	EV
Valor de rescate	Excelente: buen mercado para equipo usado	Regular /pobre: se mueve fácil y algún mercado para equipo usado.	Regular: algún valor de cambio. Pobre mercado.	Mercado regular para bombas triplex.	Bueno: fácil de mover. Algún cambio en valor. Mercado regular para bomba triplex.	Regular: algún mercado para compresor es bien usados.	Igual que bombeo neumático continuo.	Regular: valor de cambio. Pobre valor de mercado.
Sistema total	Diseño sencillo y básico. Se instala y opera bajo procedimientos API. Cada pozo es un sistema individual.	Fácil de instalar y operar. Cada pozo es un sistema individual.	Diseño simple pero requiere datos de gasto. Requiere excelente operación. Sigue recomendaciones API. Cada pozo es un sistema.	Diseño simple manual o por computadora. Requiere atención.	Diseño por computadora Operación básica del equipo subsuperficial. Jet requiere ensayo y error.	Se requiere volumen adecuado, alta presión y suministro de gas limpio. Se requieren buenos datos para el diseño de válvulas.	Igual que el bombeo neumático continuo.	Pozos individuales o sistema. Diseño simple, instalación
Uso/Perspectiva	Excelente: 85% pozos en E.U.A con SAP.	Limitado a pozos someros con bajo gasto.	Excelente para gastos altos (>1000BPD)	Operación flexible, amplio rango, profundo, volumen alto, alta temperatura.	Bueno para altos gastos con operación flexible. Tolera rangos de prof, alta temperatura, fluidos corrosivos, alta RGA.	Bueno, flexible, alto gasto para pozos con alta profundidad.	Usados en pozos con baja Pwf.	Bajo gasto, alta RGA. Usado para extender la vida del pozo.

Tabla 1.9 Consideraciones de operación normal

	BM	BCP	BEC	BHP	BHJ	BNC	BNI	EV
Límites en el diámetro	Problemas sólo en pozos con altos gastos con bombas grandes. TR pequeños (4.5 pg.- 5.5pg) limitan separación de gas.	No hay problemas para TR de 4.5 pg. y más grandes, pero la separación de gas puede estar limitado.	Diámetros de TR limitan el uso de motores y bombas grandes. Evitar TR de 4.5 pg. y menores. Bajo rendimiento dentro de TR de 5.5 pg., dependiendo del gasto y la profundidad.	Se requieren revestimientos grandes. TR pequeñas (4.5 pg.- 5.5 pg.) puede resultar en pérdidas por fricción excesiva.	TR pequeñas generan gastos limitados debido a las altas pérdidas por fricción. TR grandes pueden ser requeridos si se corren aparejos duales.	El uso de TR 4.5 pg.- 5.5 pg. con una TP de 2pg. limita los gastos a <1000 BPD. Para gastos >5000 BPD uso de TR>7pg. y TP>3.5pg.	TR pequeñas (4.5 pg.- 5.5 pg.) normalmente no es problema para la producción baja relativa de este sistema.	Se acomoda con diámetros pequeños. Espacio anular debe tener almacenamiento de gas adecuado.
Límites de profundidad	Bueno: varillas o la estructura pueden limitar el gasto y la profundidad. Efectivo a 500 BPD a 7500ft y 150BPD a 15000ft.	Pobre: limitado a profundidades someras, posiblemente 5000 ft.	Limitado por la potencia del motor o la temperatura. Aproximadamente 10000ft.	Excelente: limitado por la presión del fluido de poder (5000 psi) o por los HPs. Bajo volumen/ bombas con presión de salida alta operando a profundidades de 17000 ft.	Excelente: límites similares al BHP. Aproximadamente 20000 ft.	Controlado por la presión del sistema de inyección y a los gastos de fluido. Para 1000 BPD con TP 2.5 pg., sistema 1440 psi y 1000 RLG, tiene una profundidad de inyección de 10000 ft.	>10000 ft.	<10000 ft.
Presión de entrada	Excelente: 50-100 psig	Bueno: <100 psi	Regular: >250 psi. Pobre si la bomba debe manejar >5% de gas libre.	Regular: no tan bueno como el BM. <100 psig Gas libre reduce la eficiencia y la vida útil.	Pobre a regular: > 350 psig a 5000 ft con bajo RGL.	Pobre: restringido por el gradiente del fluido de inyección. 100psi/ 1000 ft.	Regular: >250 psi sin cámaras para pozo de 10000 ft. Bueno: <250 psi con cámaras para pozo 10000 ft.	Bueno: presiones de fondo <150 psi a 10000 ft para bajos gastos, altos RGL.
Nivel de ruido	Regular: moderadamente alto para áreas urbanas.	Bueno: el motor de la superficie es el único que genera ruido.	Excelente: Preferido en áreas urbanas para altos gastos.	Bueno: ruido de pozo bajo. Puede tener unidades contra el ruido.	Igual que el BHP.	Bajo en el pozo pero ruidoso en el compresor.	Igual que en BNC.	Bueno.

Tabla 1.9 Consideraciones de operación normal

	BM	BCP	BEC	BHP	BHJ	BNC	BNI	EV
Visibilidad	El tamaño y la operación son inconvenientes en áreas habitadas y de agricultura	Bueno: bajo perfil en el equipo de superficie.	Bueno: bajo perfil pero requiere un banco de transformadores, que pueden causar problemas en áreas urbanas.	Regular a bueno: el equipo de la cabeza de pozo tiene bajo perfil. Requiere tratamiento en superficie.	Igual que el BJP.	Buen bajo perfil: compresor. Se deben tomar medidas de precaución para las líneas de gas.	Igual que en BNC.	Bueno.
Flexibilidad fuente de poder	Bueno: uso fácil de motores.	Bueno: ambos motores pueden ser usados.	Regular: requiere una buena fuente de poder sin interrupciones. Altos voltajes pueden reducir pérdidas I^2R .	Excelente: la fuente de poder puede ser un motor eléctrico, de gas o de diesel.	Igual que el BHP.	Bueno: máquinas, turbinas o motores pueden ser usados para la compresión.	Igual que BN continuo.	No requiere.
Seguimiento	Excelente: puede ser fácilmente analizado con pruebas de pozo, niveles de fluido, etc.. Se mejora el análisis con el uso de dinamómetros y computadoras.	Regular: análisis basado en la producción y niveles de fluido.	Regular: revisiones eléctricas.	Bueno/regular: se puede analizar con el gasto del fluido de poder en superficie, la presión, velocidad.	Igual que el BHP.	Buena/Excelente: puede ser analizado fácil. Optimización y control por computadora puede ser intentado.	Regular: complicado por las válvulas.	Buena: depende en una buena prueba de pozo y de cartas de presión.

Tabla 1.9 Consideraciones de operación normal

	BM	BCP	BEC	BHP	BHJ	BNC	BNI	EV
Pruebas	Bueno: pruebas de pozo fáciles con pocos problemas.	Bueno: pruebas de pozo simple con pocos problemas.	Bueno: simples con pocos problemas. Alto corte de agua y alto gasto del pozo puede requerir un eliminador de agua.	Regular: pruebas de pozo con pozos individuales presentan pocos problemas.	Igual que el BHP.	Regular: pruebas de pozo complicadas por la inyección de gas volumen/gasto. Error en las mediciones de gas.	Pobre: pruebas de pozo complicadas por la inyección de gas volumen/gasto. Flujo intermitente causa problemas operativos con los separadores.	Pruebas de pozo simples con pocos problemas.
Tiempo del ciclo y controladores de la bomba poco sumergida	Excelente si el pozo puede ser bombeado con la bomba poco sumergida.	Pobre: evita el apagado en producciones con alta viscosidad /arena.	Pobre: Comienzo suave y sellos/protectores mejorados son recomendados.	Pobre: posible pero no usada normalmente.	Pobre: pareciera no aplicar debido a los requerimientos de la presión de entrada mayores que el bombeo con la bomba poco sumergida.	No aplica	Pobre: el ciclo debe ser periódicamente ajustado.	No aplica.

Tabla 1.10 Consideraciones del sistema artificial

	BM	BCP	BEC	BHP	BHJ	BNC	BNI	EV
Corrosión/ escalas de manejo	Buena a excelente: uso de inhibidor de corrosión en el espacio anular.	Bueno: uso de inhibidor de corrosión en el espacio anular.	Regular: inhibidor usado en la entrada a menos que una camisa sea usada.	Buena/ excelente: inhibidor circulado con el fluido de poder.	Buena/ excelente: inhibidor con el fluido de poder se mezcla con el fluido producido a la entrada de la garganta de la bomba jet.	Buena: inhibidor en el gas de inyección en la TP.	Igual que en el Bombeo Mecánico Continuo.	Regular: el ciclo normal de producción debe ser interrumpido o para tratar el pozo.
Pozos desviados	Regular: incrementa la carga. Se tienen pozos desviados y horizontales.	Pobre a regular: incremento de carga. Pocas instalaciones conocidas.	Bueno: algunos problemas porque requieren radios largos.	Excelente: La bomba pasa a través del tubo sin problemas.	Excelente: una bomba pequeña puede pasar a través de doglegs por encima de 24°/100 ft.	Excelente: pocos problemas con línea de acero arriba de 70° de desviación para válvulas retiradas con línea de acero.	Igual que el BNC.	Excelente.
Aplicación dual	Regular: bajos gastos en tubería de 7 pg. El gas es un problema para zonas bajas.	No se conocen instalaciones.	No se conocen instalaciones TR más grandes serían necesarias. Posibles problemas al accionarlos y sacarlos.	Regular: limitado a bajos RGL y gastos moderados	Igual que el BH pero puede manejar mayores RGL pero con una eficiencia reducida.	Regular: Es complicado e ineficiente por lo que reduce los gastos.	Igual que el BNC.	No se conocen instalaciones .
Capacidad de manejo de gas	Bueno si se puede ventilar y usar el gas natural.	Pobre si se debe de bombear gas.	Pobre para el gas libre. Separadores de gas ayudan mucho si no se tiene producción de sólidos.	Bueno/ regular: la bomba permite venteo de gas con un separador.	Similar a BHP. El gas libre reduce la eficiencia pero ayuda al levantamiento.	Excelente: se puede inyectar el gas producido.	Igual que el BNC.	Excelente.

Tabla 1.10 Consideraciones del sistema artificial

	BM	BCP	BEC	BHP	BHJ	BNC	BNI	EV
Aplicación costa afuera	Pobre: la mayoría de pozos están desviados y producen arena.	Pobre: puede tener alguna aplicación.	Bueno: se debe proveer energía eléctrica.	Regular: requiere espacio para tanques y bombas.	Bueno: el agua producida o agua de mar puede servir como fluido de poder.	Excelente: es el más común si existe el gas para inyectar disponible.	Pobre en pozos que necesitan control de arenas.	Excelente con la correcta aplicación.
Manejo de parafinas	Regular/ Bueno: posible uso de agua/ aceite caliente.	Regular: la tubería puede necesitar tratamiento.	Regular: Se puede usar agua/ aceite caliente.	Bueno/ Excelente: Se circula calor a la bomba para minimizar el depósito.	Igual que BHP.	Bueno: corte mecánico a veces se puede requerir. Gas puede agravar un problema.	Igual que BN continuo.	Excelente: corta parafinas y remueve pequeños depósitos.
Manejo de sólidos/ arenas	Pobre/ regular: para baja viscosidad (<10 cp). Rendimiento mejorado para alta viscosidad (>200 cp).	Excelente: arriba del 50% de arena con crudo de alta viscosidad (>200 cp).	Pobre: requiere <200 ppm de sólidos. Hay materiales mejorados resistentes disponibles a un precio mayor.	Pobre: requiere <10 ppm de sólidos en el fluido de poder para una buena vida útil.	Regular/ buena: bombas jet son operadas con 3% de arena en el fluido producido. El fluido de poder de la bomba tolera 200 ppm.	Excelente: El límite es .1% de arena en la entrada y la salida de la bomba.	Regular: la válvula operante puede causar problemas.	El arena puede atascar el pistón.
Limitación de temperatura	Excelente: usualmente usado en operacion. es termales (550°F).	Regular: limitado a el estator. Normalmente debajo de 250°F.	Limitado a <250°F para motores normales y <325°F para motores especiales y cable.	Excelente: 300°F materiales estándar. 500° F materiales especiales.	Excelente: puede operar a 500°F con materiales especiales.	Excelente: máximo de 350 °F.	Igual que el BNC.	Excelente.
Manejo de fluidos de alta viscosidad	Bueno para fluidos de <200 cp y bajos gastos (400 BPD). Varillas pueden fallar para altos gastos. Altos gastos requieren diluyente para disminuir la μ .	Excelente para fluidos de alta viscosidad si problemas en el estator/ rotator.	Regular: limitado a unos 200 cp. Se incrementa la potencia requerida y reduce la presión de salida de la bomba. La solución potencial es usar algún diluyente para disminuir la μ .	Bueno: >8° API con <500 cp. Los fluidos de poder pueden ser usados para diluir la producción de baja densidad.	Buena/ excelente: producción con viscosidad >800 cp.	Regular: pocos problemas para >16° API o debajo de 20 cp de viscosidad. Excelente para alto corte de agua aún con alta viscosidad de aceite.	Igual que el bombeo neumático continuo.	Normalmente no aplica.

Tabla 1.10 Consideraciones del sistema artificial

	BM	BCP	BEC	BHP	BHJ	BNC	BNI	EV
Capacidad de altos volúmenes	Regular: restringido a prof. Someras usando un émbolo grande. 4000 BPD-1000ft. 1000 BPD-5000 ft.	Pobre: rangos pequeños. 2000 BPD-2000 ft. 200 BPD-5000 ft.	Excelente: limitado por el requerimiento de potencia (HP) y puede ser restringido por el tamaño de la TR. En TR de 5.5 pg., 4000 BPD a 4000 ft con 240 HP.	Bueno: limitado por la potencia 3000BPD-4000ft. 1000 BPD-10000ft.	Excelente: >15000 BPD.	Excelente: restringido por diámetros y gasto de inyección. 5000BPD-10000ft, con 1440 psi de inyección de gas y 1000 de RGL y TP de 4 pg.	Pobre: limitado por el volumen del ciclo y el número de posibles ciclos de inyección. 200 BPD-10000 ft, <250 psi de presión en la entrada de la bomba.	Pobre: limitado al número de ciclos. Posiblemente 200BPD-10000ft.
Capacidad de bajos volúmenes	Excelente: más comúnmente usado para pozos produciendo <100BPD.	Excelente para <100 BPD.	Generalmente pobre: bajas eficiencias y altos precios operativos para <400 BPD.	Regular: no tan bueno como el BM. De 100 a 300 BPD de 4000 a 10000 ft.	Regular: >200 BPD a 4000 ft.	Regular: limitado por el cabeceo. Evita flujo inestable. Límite menor de 200 BPD para TP de 2 pg. sin cabeceo.	Bueno: limitado por la eficiencia y el límite económico. Comúnmente de ½ a 4 bl/ciclo con más de 48 ciclos/Día.	Excelente: para bajos gastos de 1 a 2 BPD con altas RGL.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

CAPÍTULO 2
“FUNDAMENTOS Y
APLICACIÓN DEL BOMBEO
ELECTROCENTRÍFUGO
SUMERGIDO”

2.1 Introducción ¹

En este capítulo se presentan los componentes habituales en un sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, es decir, aquellos componentes que sin importar la ubicación del pozo (tierra ó costa afuera), son necesarios para que este sistema funcione.

Se expondrá también la información necesaria para poder implementar el BEC, así como los factores que afectan en el diseño de este sistema, debido a que las condiciones en tierra y en instalaciones costa afuera son diferentes.

El procedimiento para el diseño de instalaciones de aparejos de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido es dividido en dos tipos, un procedimiento estándar y una aproximación de campo. Con estos procedimientos será posible diseñar la configuración del aparejo de BEC en los pozos, ya sean en instalaciones terrestres o marinas.

2.2 Componentes del SIP (Sistema Integral de Producción) utilizados en el BEC ^{1,2,3,4}

Equipo Subsuperficial o de fondo:

- Bomba centrífuga de etapas múltiples.
- Entrada de la bomba, separador de gas o manejador de gas.
- Protectores.
- Motor eléctrico.
- Cable de potencia.
- Centralizador.

Equipo superficial:

Tierra:

- Árbol de válvulas (cabezal y medio árbol de válvulas).
- Caja de venteo*.
- Transformadores*.
- Variador de frecuencia*.

*Equipo también utilizado en instalaciones costa afuera.

Costa Afuera:

- Árbol de válvulas submarino.
- Manifold.
- Jumpers.
- PLET-FLET-Sled.
- Umbilical y Flying Leads.
- UTA.
- ROV's.
- Risers.
- Sistemas de control

En la Figura 2.1 se muestran los componentes principales del BEC en instalaciones terrestres.

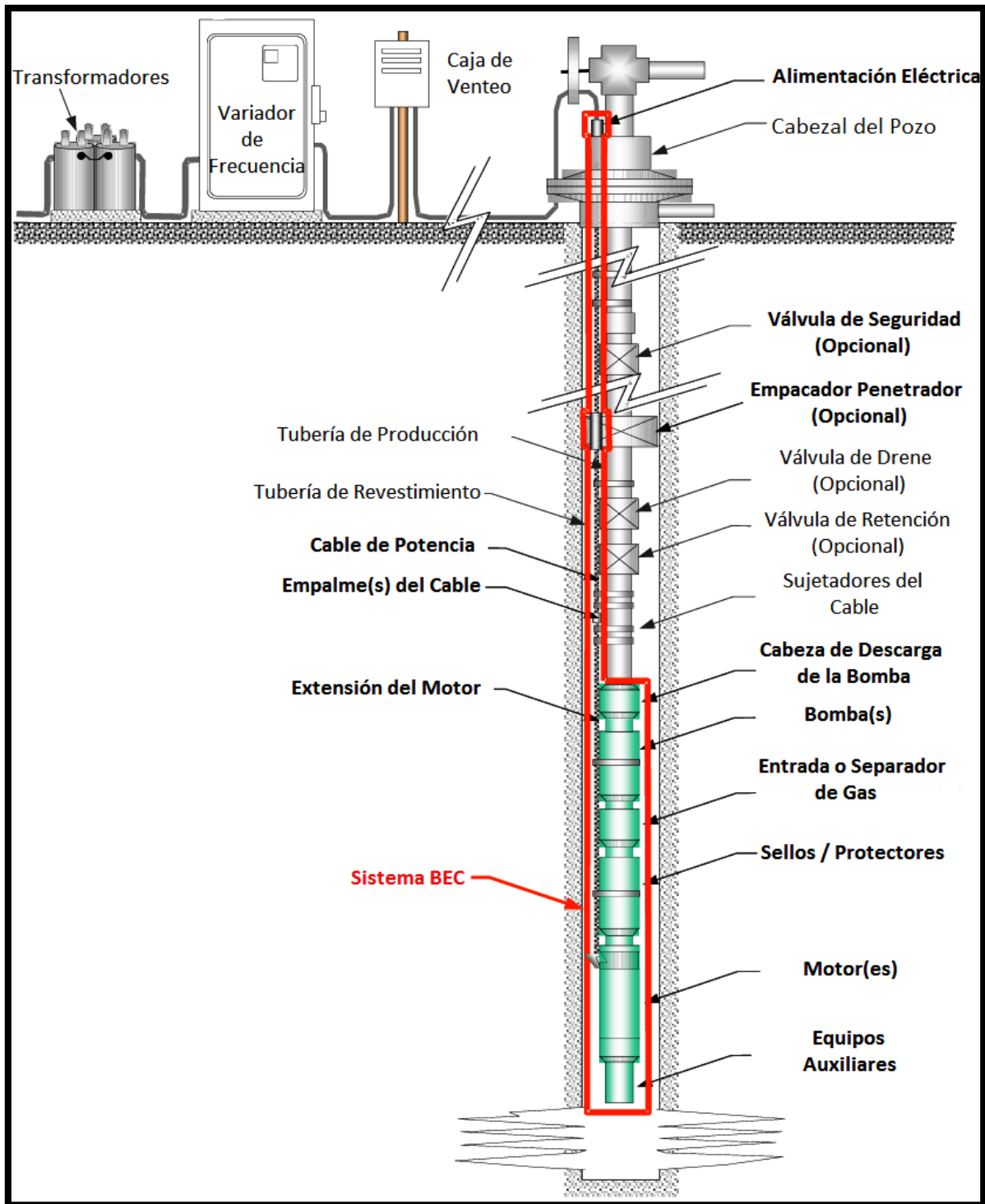


Figura 2.1 Esquema del BEC en instalaciones terrestres.

2.3 Equipo Subsuperficial ^{1,2,3}

2.3.1 Bomba Centrífuga de Etapas Múltiples ^{1,2,3}

Las bombas son clasificadas de muchas maneras debido a su aplicación, a los materiales de los cuales están hechas, a su orientación en el espacio, por los líquidos que manejan o por el sistema de conducción. Otra manera de clasificar las bombas está basada en el principio de la transferencia de energía al fluido. De acuerdo a este principio, las bombas se clasifican en dos grupos básicos: bombas dinámicas y bombas de desplazamiento.

El tipo de bomba que se utiliza en el BEC es una bomba dinámica, en este tipo de bombas la energía es continuamente adicionada al fluido y es utilizada para incrementar la velocidad del mismo. La diferencia de velocidad es subsecuentemente convertida en energía de presión. La bomba centrífuga (caso de estudio) básicamente consiste en una parte móvil, conocida como impulsor, el cual está montado en un eje rotatorio y en una parte estacionaria, llamada difusor, el cual consiste en una serie de pasajes estacionarios con un incremento gradual de áreas de corte transversal. La rotación del impulsor con las formas apropiadas de las cuchillas pone las partículas del fluido en movimiento desde la entrada hasta la descarga. Durante el flujo del fluido a través del impulsor, las partículas son aceleradas, de manera que, su energía cinética se incrementa. Esta energía es parcialmente convertida en energía potencial (presión) en el impulsor y en el difusor. En la Figura 2.2 se muestra la distribución de la etapa de una bomba centrífuga.

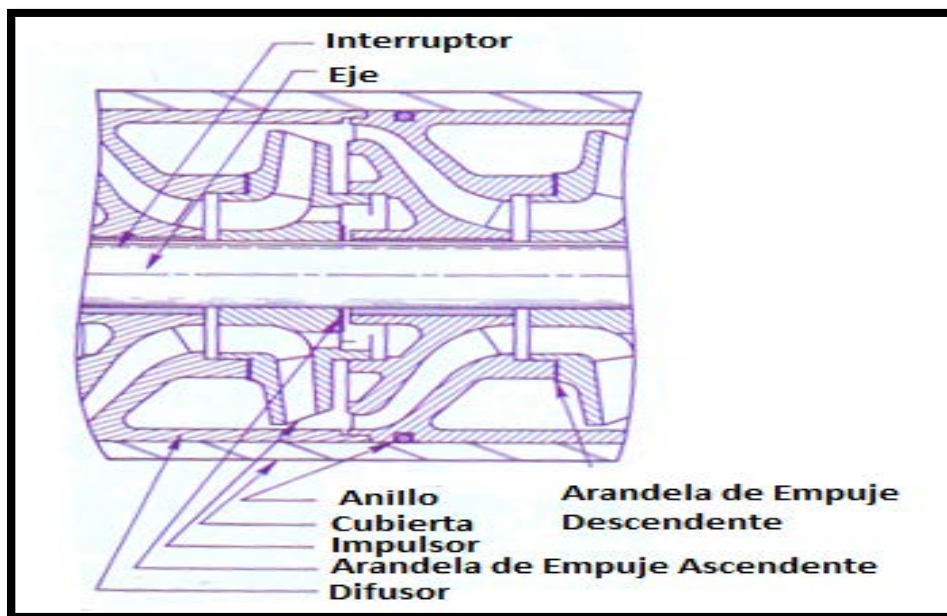


Figura 2.2. Etapa de una bomba centrífuga.

Las bombas centrífugas utilizadas para la producción de crudo pertenecen a la categoría de impulsor cerrado, multietapas, bomba autocebante, succión individual, bombas de flujo radial y mezclado.

Las bombas sumergibles de este sistema son bombas centrífugas de múltiples etapas, su función básica es imprimir a los fluidos del pozo el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente en la cabeza del pozo. Cada etapa consiste de un impulsor y de un difusor estacionario. El tipo de etapa que se use determinará el volumen del fluido que se producirá.

El número total de etapas determinará la presión o altura (h) con la que saldrá el fluido de la bomba y también determinará la potencia requerida (caballos de fuerza).

Las bombas son producidas en un amplio rango de capacidades, ya que se necesitan diferentes tipos de bombas para los diferentes tipos de pozos existentes a los cuales se les pretende implementar este tipo de sistema.

El cambio de presión se completa cuando el líquido rodea el impulsor; mientras el impulsor gira, transfiere su movimiento al líquido. El impulsor imparte un movimiento tangencial debido al diámetro externo del mismo, este movimiento crea una fuerza centrífuga que produce un flujo en una dirección radial. Debido a esto el fluido fluye a través del impulsor con dos componentes, la tangencial y la radial. La resultante de estas dos componentes es la verdadera dirección del flujo.

En una bomba de impulsores flotantes, éstos se mueven axialmente a lo largo de la flecha y pueden descansar en empuje ascendente o en empuje descendente en los cojinetes cuando están en operación. A estos empujes los absorbe un cojinete en la sección sellante.

En la bomba de impulsores fijos, estos no pueden moverse y el empuje desarrollado por los impulsores lo amortigua un cojinete en la sección sellante.

Los empujes desarrollados por los impulsores dependen de su diseño hidráulico y mecánico, además del gasto de operación de la bomba. Una bomba operando a un gasto superior al de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario al operar a un gasto inferior produce un empuje descendente. A fin de evitar dichos empujes la bomba debe de operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente es del 75% al 125% del gasto de mayor eficiencia de la bomba.

En la Figuras 2.3 y 2.4 se presentan esquemas detallados de una bomba centrífuga para visualizar las explicaciones dadas.

Un impulsor operando a una velocidad dada, genera la misma cantidad de carga independientemente de la densidad relativa del fluido que se bombea, ya que la carga se expresa en términos de altura de columna hidráulica de fluido. De esta característica se desprende el siguiente concepto:

La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. La presión desarrollada convertida a la longitud de columna hidráulica que levanta la bomba es la misma cuando la bomba maneja agua de densidad relativa 1, aceite de densidad relativa 0.85, salmuera de densidad relativa 1.35, o cualquier otro fluido de diferente densidad. En estos casos la lectura de la presión en la descarga de la bomba es diferente, únicamente permanecen fijos el diámetro y la velocidad del impulsor.

El difusor cambia algo de la energía producida por la alta velocidad a energía de baja velocidad relativa mientras que direcciona el flujo al ojo del siguiente impulsor.

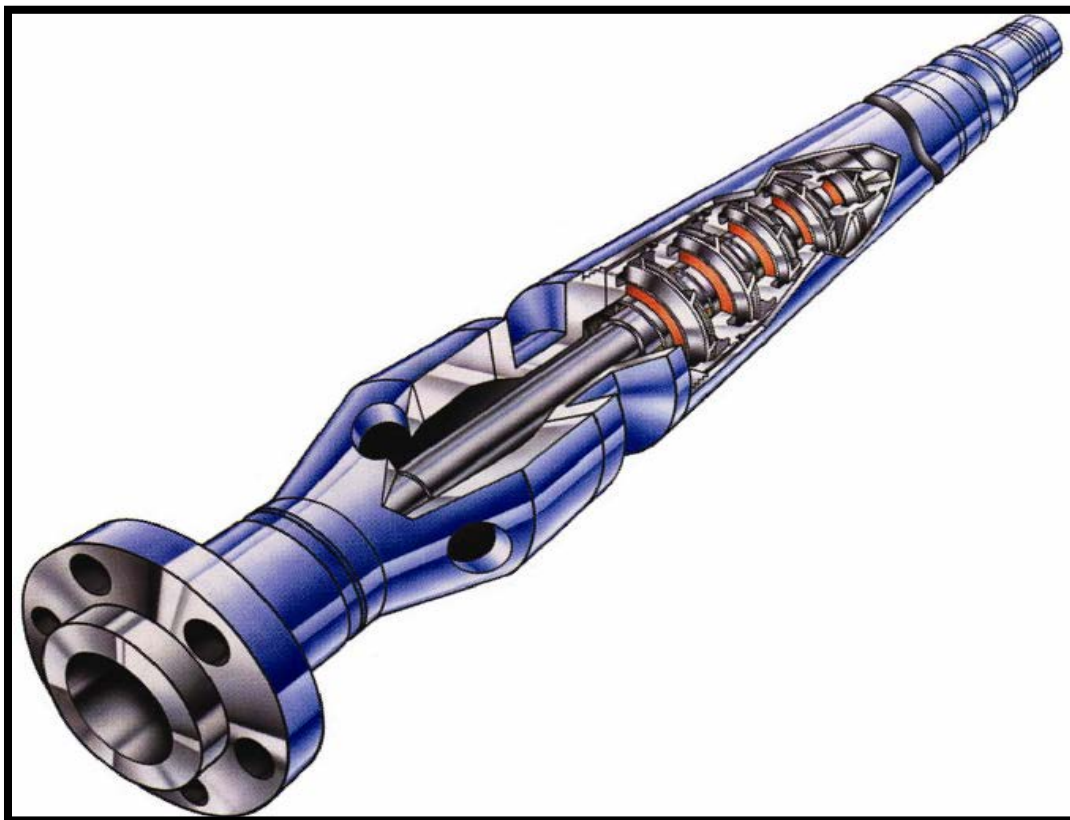


Figura 2.3 Bomba Centrífuga Sumergible Multietapa.

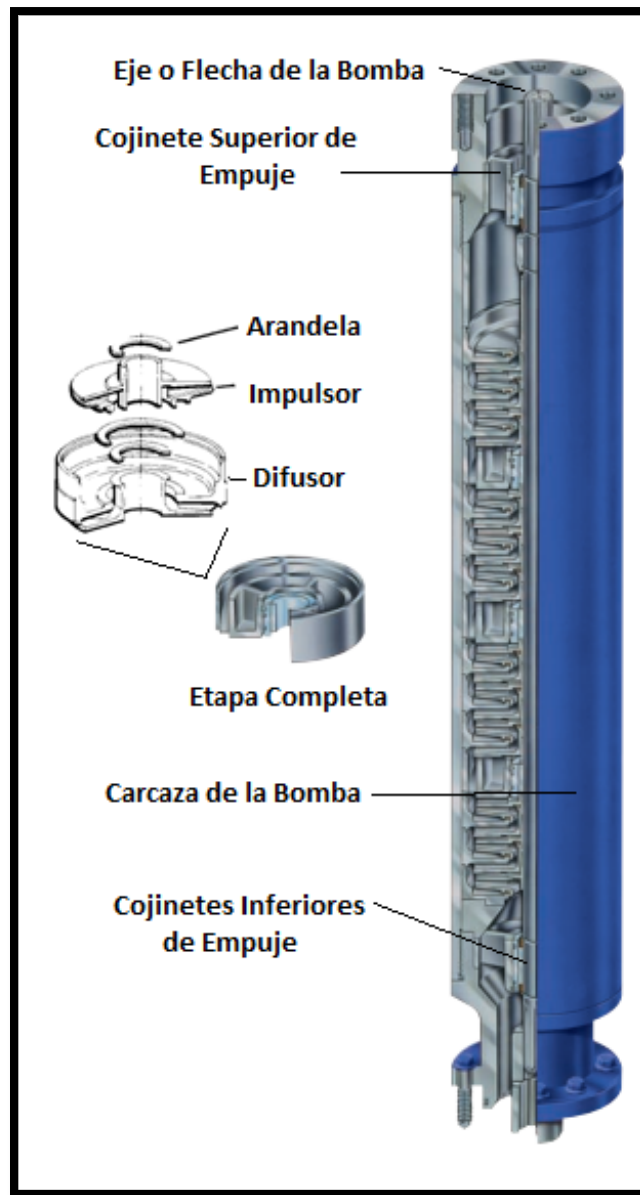


Figura 2.4 Bomba Centrífuga Sumergible.

Flujo a través de un impulsor

El flujo de un fluido a través de un impulsor es extremadamente complejo, los vectores de velocidad no son paralelos a las paredes y existe un mezclado considerable y flujo secundario cerca de la descarga del impulsor.

La mayoría de los diseños de las bombas están basados en asumir un flujo unidimensional en donde los flujos secundarios no son considerados. También se asume que el fluido fluye exactamente por los pasajes del impulsor. Los errores

causados por asumir lo mencionado, se corrigen con la introducción de factores determinados experimentalmente.

El cálculo de la presión desarrollada por un impulsor está basado en 3 suposiciones (ninguna de ellas se satisface en la práctica actual):

- 1.- El fluido deja el impulsor tangencialmente a la superficie de las cuchillas.
- 2.- Los pasajes del impulsor son totalmente llenados con el fluido, lo que indica que no hay espacios vacíos.
- 3.- La velocidad del fluido en puntos similares son los mismos en todas las líneas de flujo.

Pérdidas Hidráulicas

El flujo del fluido a través del impulsor está asociado a varios tipos de pérdidas; como resultado, la presión real obtenida de un impulsor es menor que la presión impartida al fluido. Estas pérdidas incluyen pérdida por fricción en los pasajes del impulsor, pérdida de difusión debida a la divergencia o convergencia del pasaje, pérdida por el choque del fluido en la entrada, mezclado y formación de remolinos en la descarga del impulsor y pérdidas por separación. Todas estas pérdidas son estimadas con base en análisis obtenidos en bombas previamente construidas.

La relación entre la presión real obtenida y la presión impartida en el impulsor es conocida como la eficiencia hidráulica del impulsor. La relación entre la presión real obtenida a la salida de la bomba entre la presión total impartida al fluido en la bomba, se llama eficiencia hidráulica de la bomba.

Pérdidas por Fugas

Es una pérdida de capacidad a través del espacio entre el impulsor y el difusor. Dependiendo del diseño de la bomba, la fuga puede tomar lugar en varios lugares: entre el difusor y el impulsor en el ojo del impulsor y entre dos etapas adyacentes en una bomba multietapas.

La pérdida real depende de la diferencia de presión a través del espacio entre el impulsor y el difusor, la cantidad de espacio entre el difusor y el impulsor, el diseño del sello y algunos otros parámetros como la distancia entre las paredes del impulsor y el difusor.

La pérdida por fuga está caracterizada por la eficiencia volumétrica de la bomba, la cual es igual a la relación entre la capacidad medida de la bomba y la capacidad a través del impulsor.

Pérdidas Mecánicas

Las pérdidas mecánicas externas en un impulsor incluyen las pérdidas de fricción en el disco y las pérdidas de fricción en los cojinetes. Probablemente la mayor pérdida se presenta en los cojinetes de empuje.

El poder requerido para girar el disco en el fluido es la fricción del disco.

Eficiencia Total de la Bomba

Todas las pérdidas que tienen lugar en una bomba pueden ser caracterizadas en términos de eficiencia hidráulica, volumétrica y mecánica. El producto de estos 3 componentes es llamado eficiencia total de la bomba y es la relación entre la potencia de salida útil de la bomba y los caballos de fuerza requeridos (antes de la entrada de la bomba), lo cual asegura el funcionamiento de la bomba.

Curvas de Desempeño de la Bomba

Para establecer las posibilidades de aplicación de una bomba ya construida, en lo que se refiere al gasto que puede manejar, es necesario determinar mediante pruebas prácticas sus curvas características o de comportamiento, las cuales indican para diversos gastos, los valores de eficiencia y longitud de columna hidráulica que es capaz de desarrollar la bomba, así como la potencia al freno en cada caso.

Las pruebas prácticas de la bomba se realizan utilizando agua dulce de densidad relativa 1.0 y viscosidad 1.0 cp. haciéndola trabajar a velocidad constante y estrangulando la descarga. Durante la prueba se miden en varios puntos: el gasto, el incremento de presión a través de la bomba y la potencia al freno. El incremento de presión se convierte a carga de columna hidráulica y se calcula la eficiencia total de la bomba. Con base en esos datos se dibujan las curvas de carga, potencia al freno y eficiencia en función del gasto manejado.

La construcción de gráficas con curvas características para una bomba se realiza de la siguiente manera:

- 1.- El gasto se mide por medio de recipientes aforados u orificios calibrados.
- 2.- La altura total de elevación o carga hidráulica se determina fijando la altura de succión por medio de un vacuómetro y la altura de descarga por medio de un manómetro.
- 3.- La potencia se determina por medio de un dinamómetro o por la potencia que alcance el motor eléctrico de acondicionamiento, tomando en consideración su rendimiento.
- 4.-El número de revoluciones por minuto (rpm) se obtiene por medio de un tacómetro o por medio de un contador de revoluciones.
- 5.- La eficiencia se obtiene al despejarla de la ecuación (2.1) de potencia.

$$E = \frac{\Delta p * 144 * Q}{Hp * 7.48 * 60 * 550 * NE} \dots \dots \dots (2.1)$$

Donde:

Δp : Incremento de presión (lb/pg²).

Q : Gasto (gpm).

Hp : Potencia (hp).

NE : Número de etapas.

Siguiendo las consideraciones anteriores y mediante pruebas sucesivas, se van construyendo las curvas características de la bomba, como la que se muestra en la Figura 2.5.

Cada curva representa el comportamiento de la bomba a una velocidad particular para alturas de elevación variables, lo que en la práctica se consigue generalmente de la siguiente manera: se cierra la válvula de descarga y se hace funcionar la bomba a su número normal de revoluciones por minuto, por ejemplo 3500 rpm, en este caso, el gasto es cero y en la bomba se establece una presión que alcanza aproximadamente unos 5300 pies para lo cual se requiere una potencia de 40 Hp, todo lo anterior para 100 etapas. Se abre progresivamente la válvula de descarga y empieza el flujo; la curva de capacidad de carga baja progresivamente, las curvas de potencia y eficiencia van aumentando a medida que aumenta el gasto. Continuando con la apertura de la

válvula, se disminuye el valor de la carga y aumentan los valores del gasto, la eficiencia y la potencia. El valor máximo de eficiencia corresponde a los valores de gasto y carga para los cuales se construyó la bomba.

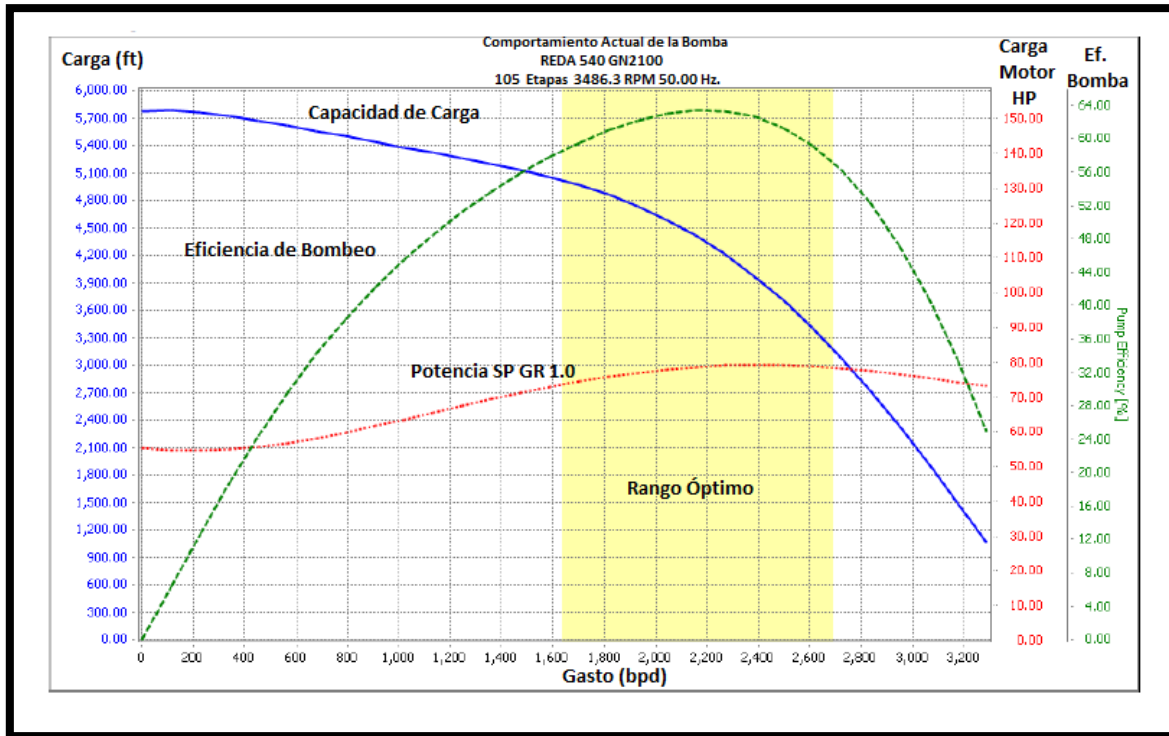


Figura 2.5 Curvas características de una bomba.

Sin embargo, las bombas en realidad se utilizan para bombear líquidos de diferentes densidades y viscosidades, operando a otras velocidades también constantes. En estos casos es necesario tomar en cuenta el efecto de algunos parámetros a fin de predecir el comportamiento de la bomba bajo condiciones reales de operación.

a) Efecto del cambio de velocidad:

El gasto varía en proporción directa a los cambios de velocidad de la bomba. La carga producida es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia es proporcional al cubo de la velocidad. La eficiencia de la bomba permanece constante con los cambios de velocidad.

b) Efecto de la densidad relativa:

La carga producida por un impulsor no depende de la densidad relativa, entonces la curva de capacidad de carga no depende de la densidad relativa. La potencia varía

directamente con la densidad relativa y la eficiencia de la bomba permanece constante independientemente de la densidad relativa.

c) Efectos de cambio del diámetro del impulsor:

La capacidad o gasto varía directamente con el diámetro de los impulsores, la carga directamente con el cuadrado del diámetro y la potencia con el cubo del diámetro. La eficiencia de la bomba no cambia.

Las gráficas de curvas de comportamiento para cada bomba, las publica el fabricante. Con respecto a la Figura 30, se aprecia que además de las curvas de eficiencia, carga y potencia vs. gasto se incluye información respecto al diámetro de tubería de revestimiento en que puede introducirse la bomba, tipo y número de serie de la misma, ciclaje de corriente para alimentar al motor y el número de etapas considerado en la elaboración de la gráfica, que generalmente es 1 ó 100.

En cuanto a la forma de utilizar las gráficas de curvas características, se tiene que de acuerdo al ciclaje (Hz) de la corriente disponible, se selecciona un grupo de gráficas verificando que su número de serie o diámetro externo, sea tal que puedan introducirse en la tubería de revestimiento existente del pozo; de este grupo se selecciona una que maneje con mayor eficiencia el gasto deseado a las condiciones de profundidad de colocación de la bomba. Una vez seleccionada la gráfica, a partir de dicho gasto, se traza una línea vertical hasta intersectar con las curvas de potencia, eficiencia y capacidad de carga de tal forma que se hagan las lecturas en las escalas correspondientes.

Consideraciones

El impulsor en una bomba está normalmente diseñado para un gasto base y la presión máxima compatible con una buena eficiencia, si la bomba opera a un gasto más bajo o más alto, la entrada y la salida en los ángulos de los alabes no serán los óptimos para ese flujo y se tendrá turbulencia, la cual incrementará mientras el gasto se incremente más y más del valor del diseño.

La potencia de caballos de fuerza requerida deberá superar todas las pérdidas y otorgar la energía necesaria para bombear el fluido. Los caballos de fuerza en el fluido es la energía absorbida por el fluido bombeado al dejar la bomba. Los caballos de fuerza es la energía requerida por la bomba por unidad de tiempo. La eficiencia de una máquina centrífuga es la relación entre los caballos de fuerza en el fluido y los caballos de fuerza en la entrada de la bomba.

Al seleccionar la bomba es importante tener en cuenta que para ciertas condiciones, varias bombas pueden hacer el trabajo.

Para seleccionar una bomba es necesario identificar todas las opciones posibles, clasificando sus tamaños y comparando sus resultados y costos tomando en cuenta que algunas directrices nos ayudarán a reducir el trabajo en la selección de la misma.

Para la selección es necesaria la utilización de un catálogo, en este caso, en la Tabla 2.1 presentaremos una parte del catálogo de las bombas de la compañía REDA, de Shclumberger.

Para comprender este catálogo es necesario identificar la nomenclatura de las bombas. El primer símbolo (una letra) designa la serie a la que pertenece la bomba, los números siguientes a la(s) letra(s) designan el gasto del flujo en bpd a 60Hz, formando el modelo de la bomba. Los impulsores de ellas pueden ser de plástico de Viton (N) o de aleación resistente (Ni). Por ejemplo DN675, se refiere a una bomba serie D con impulsores de plástico de Viton y cuyo gasto es de 675 (bpd) a 60Hz.

Modelo	Serie	Tipo	Rango de Operación (bpd)		BEP (bpd)	Max HP (60Hz)		T.R.	Presión de la cubierta	FL/CT
			min	max		S	HS			
A400	338	RADIAL	200	500	400	94	150	4 1/2	6000	FL
AN550	338	RADIAL	400	700	550	94	150	4 1/2	6000	FL
A1200	338	RADIAL	800	1650	1200	94	150	4 1/2	6000	FL
AN1200	338	RADIAL	800	1650	1200	94	150	4 1/2	6000	FL
AN900	338	RADIAL	700	1060	900	94	150	4 1/2	6000	FL
A1500	338	RADIAL	1000	2000	1500	125	200	4 1/2	6000	FL
AN1500	338	RADIAL	1000	2000	1500	125	200	4 1/2	6000	FL
DN280	400	RADIAL	100	500	280	44	70	5 1/2	6000	FL
DN400	400	RADIAL	100	550	400	94	150	5 1/2	6000	FL
D400	400	RADIAL	200	500	400	94	150	5 1/2	6000	FL
DN525	400	RADIAL	300	625	525	94	150	5 1/2	6000	FL
DN675	400	RADIAL	320	830	675	94	150	5 1/2	6000	FL
D950	400	RADIAL	600	1150	950	125	200	5 1/2	6000	FL
DN1000	400	RADIAL	600	1250	1000	125	200	5 1/2	6000	CT/FL
DN1100	400	RADIAL	600	1350	1100	125	200	5 1/2	6000	CT/FL
D1400	400	RADIAL	900	1850	1400	125	200	5 1/2	6000	FL
DN1300	400	RADIAL	900	1640	1300	125	200	5 1/2	6000	FL
DN1700	400	MIXTA	1200	2050	1700	125	200	5 1/2	6000	FL
DN1800	400	MIXTA	1200	2400	1800	125	200	5 1/2	6000	FL
DN2150	400	RADIAL	1300	2600	2150	125	200	5 1/2	6000	CT/FL
DN3000	400	MIXTA	2100	3700	3000	256	410	5 1/2	6000	CT/FL
DN3100	400	MIXTA	2100	3900	3100	256	410	5 1/2	6000	CT/FL
DN4000	400	MIXTA	3400	5200	4000	256	410	5 1/2	6000	FL
SN2600	538	RADIAL	1600	3200	2600	256	410	7	6000	FL
SN3600	538	RADIAL	2400	4600	3600	256	410	7	6000	FL
SN8500	538	MIXTA	6000	11000	8500	375	600	7	6000	FL

Tabla 2.1 Tabla de Bombas disponibles de la compañía REDA.

Modelo	Serie	Tipo	Rango de Operación (bpd)		BEP (bpd)	Max HP (60Hz)		T.R.	Presión de la cubierta	FL/CT
			min	max		S	HS			
GN1600	540	RADIAL	1000	2150	1600	256	410	6 5/8	6000	FL
GN2100	540	RADIAL	1650	2700	2100	256	410	6 5/8	6000	FL
GN2500	540	RADIAL	1800	3100	2500	256	410	6 5/8	6000	FL
GN2700	540	RADIAL	2000	3400	2700	256	410	6 5/8	6000	FL
GN3200	540	RADIAL	2200	4100	3200	256	410	6 5/8	6000	FL
GN4000	540	MIXTA	3200	4800	4000	375	600	6 5/8	6000	FL
GN5200	540	MIXTA	3900	6600	5200	375	600	6 5/8	6000	FL
GN5600	540	MIXTA	4000	7500	5600	375	600	6 5/8	6000	FL
GN7000	540	MIXTA	5000	9000	7000	375	600	6 5/8	6000	FL
GN10000	540	MIXTA	7000	12000	1000	637	1019	6 5/8	6000	FL
HN 13000	562	MIXTA	9200	16400	13000	375	600	7	3000	CT
HN15000	562	MIXTA	12000	18000	15000	375	600	7	3000	CT
HN21000	562	MIXTA	17500	24000	21000	637	1019	7	3000	CT
JN7500	675	MIXTA	6500	9000	7500	637	1019	8 5/8	3960	CT
JN10000	675	MIXTA	8250	14500	10000	637	1019	8 5/8	3960	CT
JN16000	675	MIXTA	12800	19500	16000	637	1019	8 5/8	3060	CT
JN21000	675	MIXTA	16000	25000	21000	637	1019	8 5/8	3060	CT
M520	862	MIXTA	12000	24000	18500	637	1019	10 3/4	2000	CT
M675	862	MIXTA	19000	32500	25500	637	1019	10 3/4	2000	CT
N1050	950	MIXTA	24000	47500	35000	1000	1600	11 3/4	2300	CT
N1500	1000	MIXTA	35000	59000	42000	1000	1600	11 3/4	2300	CT
P2500	1125	MIXTA	53486	96000	84000	1000	1600	13 5/8	6000	CT
P2000	1125	MIXTA	53600	95800	80000	1000	1600	13 5/8	6000	CT

Tabla 2.1 (Continuación). Tabla de Bombas disponibles de la compañía REDA.

2.3.2 Separador de gas ^{1,2}

El separador de gas es un componente opcional que se encuentra entre el protector del motor y la bomba, también sirve como Intake (entrada) de la bomba. Éste dispositivo separa el gas libre del fluido y lo direcciona fuera del Intake de la bomba. Los separadores de gas pueden ser efectivos, pero es difícil determinar su eficiencia exacta. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

A continuación se hablará de los dos tipos de separadores con los que actualmente se cuentan: convencional y centrífugo.

Separador Convencional o de Flujo Inverso

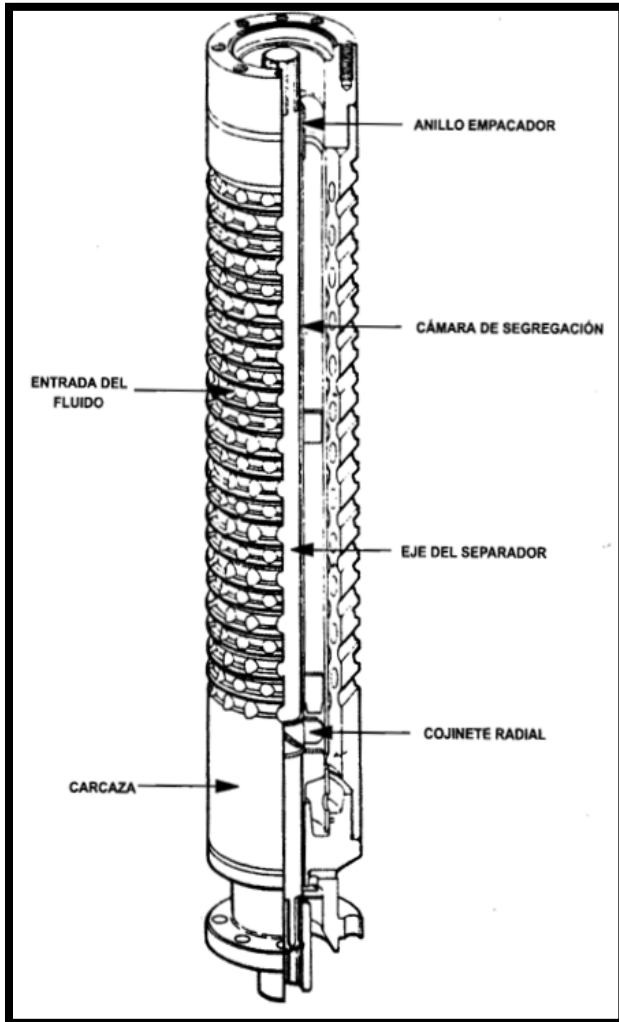


Figura 2.6 Separador de Gas Convencional ó de Flujo Invertido.

La separación del gas se lleva a cabo por medio de la inversión de la dirección del flujo en la sección de entrada del BEC, con ellos se disminuye la cantidad de gas arrastrada por el líquido haciendo que parte del gas se vaya por el espacio anular y el resto pase a la bomba.

En este tipo de separadores el fluido debe cambiar a la dirección contraria a la que venía fluyendo. Es así, que debido a una reducción de presión, se tiene una separación de gas en el Intake. El gas separado se mueve por el espacio anular y es venteado en la cabeza del pozo.

En la Figura 2.6 se muestra un esquema de un separador convencional en donde se aprecia que su operación consiste en invertir el sentido del flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular. Su aplicación es recomendable en pozos donde la profundidad de colocación del aparejo, las cantidades de gas libre no son muy grandes.

Separador Dinámico o Centrífugo

La operación de este tipo de separadores se basa en el principio de separación de partículas de diferentes densidades bajo la acción de fuerzas centrífugas. El impulsor rotatorio crea las fuerzas centrífugas; mientras el fluido del pozo pasa a través del impulsor y es sometido a la acción de fuerzas centrífugas. Las partículas del líquido que son de altas densidades son lanzadas a la periferia del impulsor, mientras que el gas se mantiene en el centro. El gas es direccionado al espacio anular mientras que el líquido remanente entra a la bomba.

En la Figura 2.7 se muestra un esquema de un separador centrífugo, el cual trabaja de la siguiente forma. En sus orificios de entrada recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión neta positiva, la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos; por la diferencia de densidades el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro. Unas aletas guías convierten la dirección tangencial del flujo en dirección axial; entonces el líquido y el gas se mueven hacia arriba, pasan a través de un difusor que conduce a los líquidos a la succión de la bomba y desvía el gas hacia los orificios de ventilación por los cuales el gas libre se conduce al espacio anular por fuera de la tubería de producción.

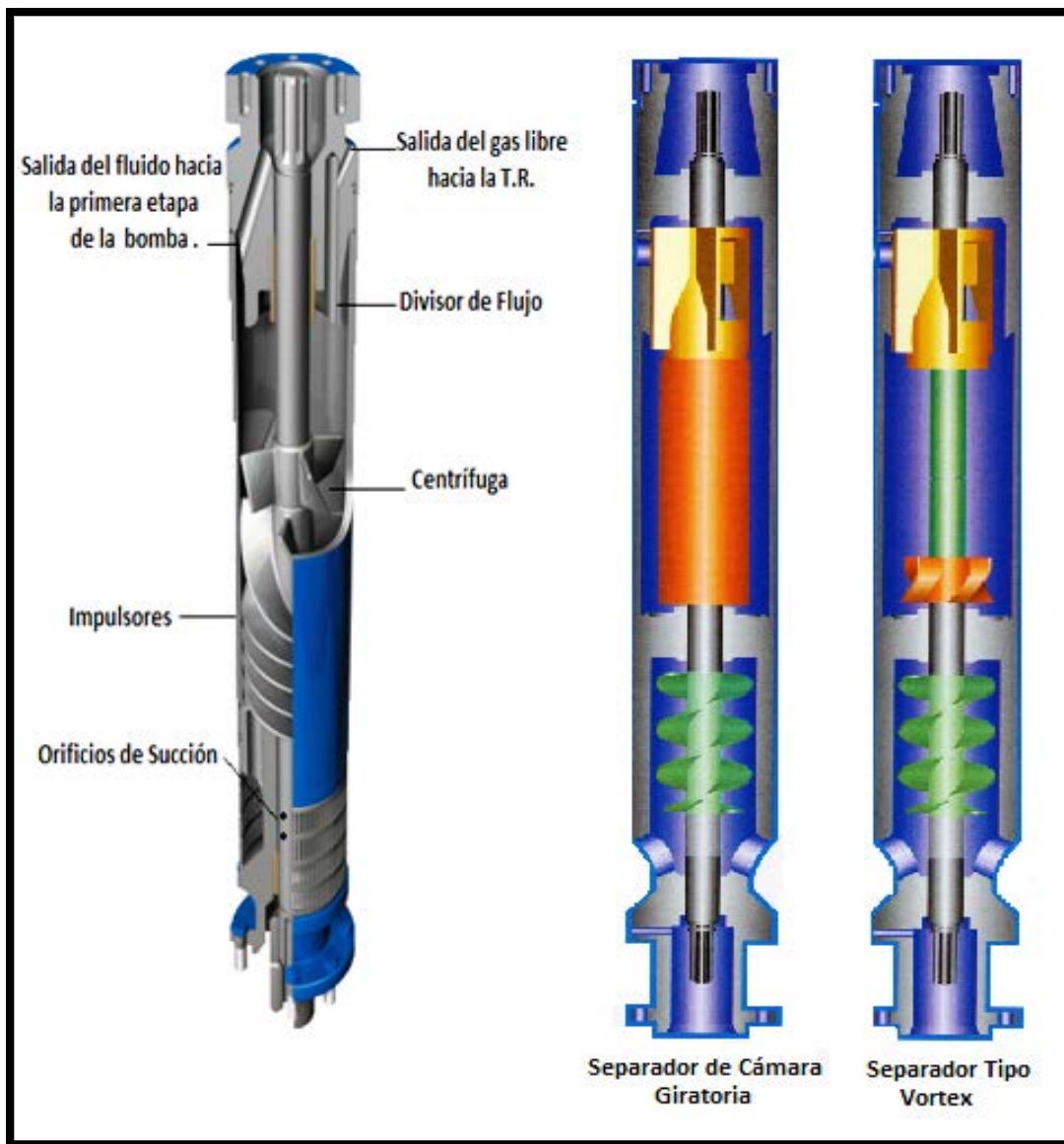


Figura 2.7 Tipos de Separadores Dinámicos.

2.3.3 Manejador Avanzado de Gas (AGH) de REDA ⁵

El Manejador de Gas Avanzado es el resultado de años de investigación, desarrollo y pruebas de la compañía REDA para facilitar la producción de pozos con relaciones gas aceite sin el problema de un bloqueo por gas.

En un sistema tradicional de BEC en pozos con cierta cantidad de gas, la primera opción es la de separar el gas mediante el uso de un separador de gas para desplazarlo por el espacio anular de tal forma que se elimine el problema del bloqueo por gas. Con la utilización del AGH se mejora la eficiencia total del sistema al mantener una relación gas aceite (RGA) más alta que los equipos BEC tradicionales, pues se reduce la potencia hidráulica requerida para producir el fluido, proporcionándole un efecto como el asociado al bombeo neumático.

Exteriormente, el AGH es muy similar a una bomba normal, de hecho es una bomba centrífuga de etapas múltiples altamente modificada. En su operación reduce el tamaño de las burbujas de gas y cambia su distribución entregando a la bomba una mezcla de aceite, agua y gas que puede ser manejada por la bomba sin presentar problemas por el bloqueo ocasionado por el gas o “gas locking”.

El AGH puede también ser instalado en serie sobre uno o un tándem de separadores de gas rotatorios, si es necesario, en pozos con muy altas RGA.

El Manejador Avanzado de Gas está disponible en materiales de acero al carbono y Redalloy en Series 400, 540 y 538 (para tuberías de revestimiento de 5 ½” y mayores).

La selección del AGH tiene muchos aspectos en común con la selección de un separador de gas. Como es conocido, en los dos casos intervienen muchos factores, algunos de los cuales no pueden ser completamente modelados (como la eficiencia de la separación en el anular y la eficiencia de los separadores de gas).

En general se debería de considerar la aplicación de un AGH en pozos con un 20 o 30% de gas libre o más y que tengan una Relación Vapor Líquido de 0.25 bbl/bbl o mayor a la entrada de la bomba.

Los rangos del caudal que pueden manejar los AGH se presentan a continuación en la Tabla 2.2:

Modelo AGH	Serie/O.D.	Volumen mínimo BPD	Volumen máximo BPD	Potencia requerida HP	Resistencia al eje HP
DN 5-21	400/4.00"	500	2,100	13.0	200
GN 20-40	540/5.13"	2,000	4,000	37.5	600
GN 40-80	540/5.13"	4,000	8,000	45.0	600
SN 70-100	538/5.38"	7,000	10,000	53.0	600
HN 100-250	562/5.62"	10,000	25,000	102.0	637

Tabla 2.2 Especificaciones y modelos del AGH.

En la Figura 2.8 se presenta un esquema de este tipo de manejadores de gas, en el cual se puede observar la reducción de las burbujas de gas para su manejo dentro de la bomba centrífuga del BEC.

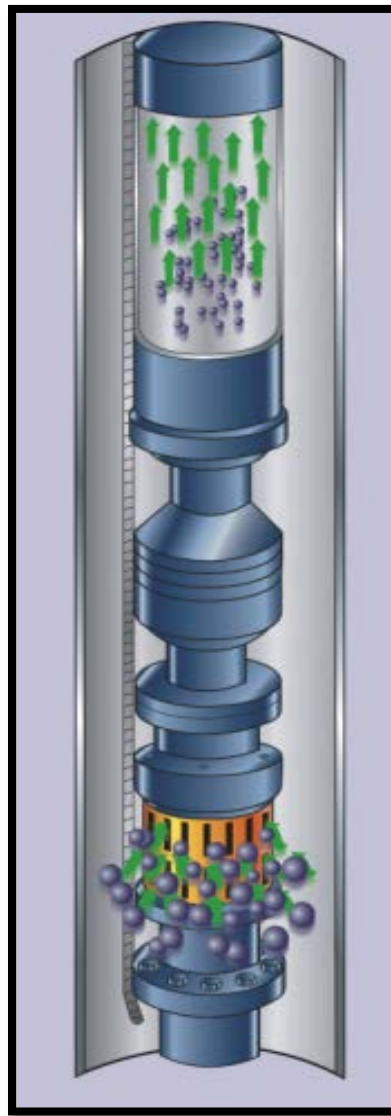


Figura 2.8 Manejador Avanzado de Gas.

2.3.4 Protectores o Sección Sello ^{1,3}

Este componente también llamado sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba; está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo.

La sección sello o el protector desarrolla las siguientes 4 funciones básicas:

- 1.- Conecta la bomba con el motor.
- 2.- Resguarda el cojinete de la bomba para soportar el empuje axial desarrollado por la bomba.
- 3.- Previene la entrada del fluido del pozo al motor
- 4.- Provee una reserva de aceite para compensar la expansión y contracción del aceite del motor debido al calentamiento y enfriamiento del mismo cuando la unidad está en funcionamiento o apagada. Esta función equivale a igualar la presión interna en el motor con la presión externa del pozo.

El diseño mecánico y principio de operación de las secciones sello difiere de un productor a otro. La diferencia principal es la manera en que el aceite del motor es aislado del fluido del pozo. Existen dos tipos de protectores: El convencional y el de tres cámaras aislantes.

El protector convencional, Figura 35, protege contra la entrada de fluido alrededor de la flecha; el contacto directo entre el fluido del pozo y del motor ha sido considerado el único medio de igualar presiones en el sistema de sellado. Se ha determinado que un mejoramiento real del funcionamiento del motor sumergible puede lograrse si el aceite del motor se aísla completamente de los fluidos del pozo evitando cualquier contaminación. Este enfoque llevó al desarrollo de la sección sellante tipo "D", Figura 33, en el cual se aísla el aceite del motor del fluido del pozo por medio de un líquido inerte bloqueante.

El protector de tres cámaras, Figura 2.9, cuenta con tres sistemas de sellos en uno. Cada cámara consiste en un sello mecánico y de un recipiente de expansión-contracción. Aunque dos de los tres sellos mecánicos fallen por alguna razón, el motor sumergible queda protegido por el sello restante. Este tipo de sección sellante proporciona la mejor protección disponible contra el ácido sulfhídrico u otros fluidos contaminantes del pozo. Las características y beneficios de este tipo de protector, son:

- Tres sellos mecánicos ampliamente espaciados.
- Una distribución amplia de los sellos que permite una mejor disipación de calor.
- Cada sello mecánico protege su propio recipiente creando tres secciones sellantes en una unidad.
- Un tubo permite que haya flujo de aceite lubricante entre los tres recipientes.
- La barrera elástica en la cámara superior permite la contracción-expansión del aceite del motor cuando la temperatura cambia desde la superficie hasta el fondo y a la de operación.
- La barrera elástica es resistente al ataque químico y a la penetración del gas, por lo que el aceite del motor se protege efectivamente contra contaminantes.
- Cada recipiente es lo suficientemente grande para absorber la expansión-contracción volumétrica de los motores más grandes existentes en el mercado.

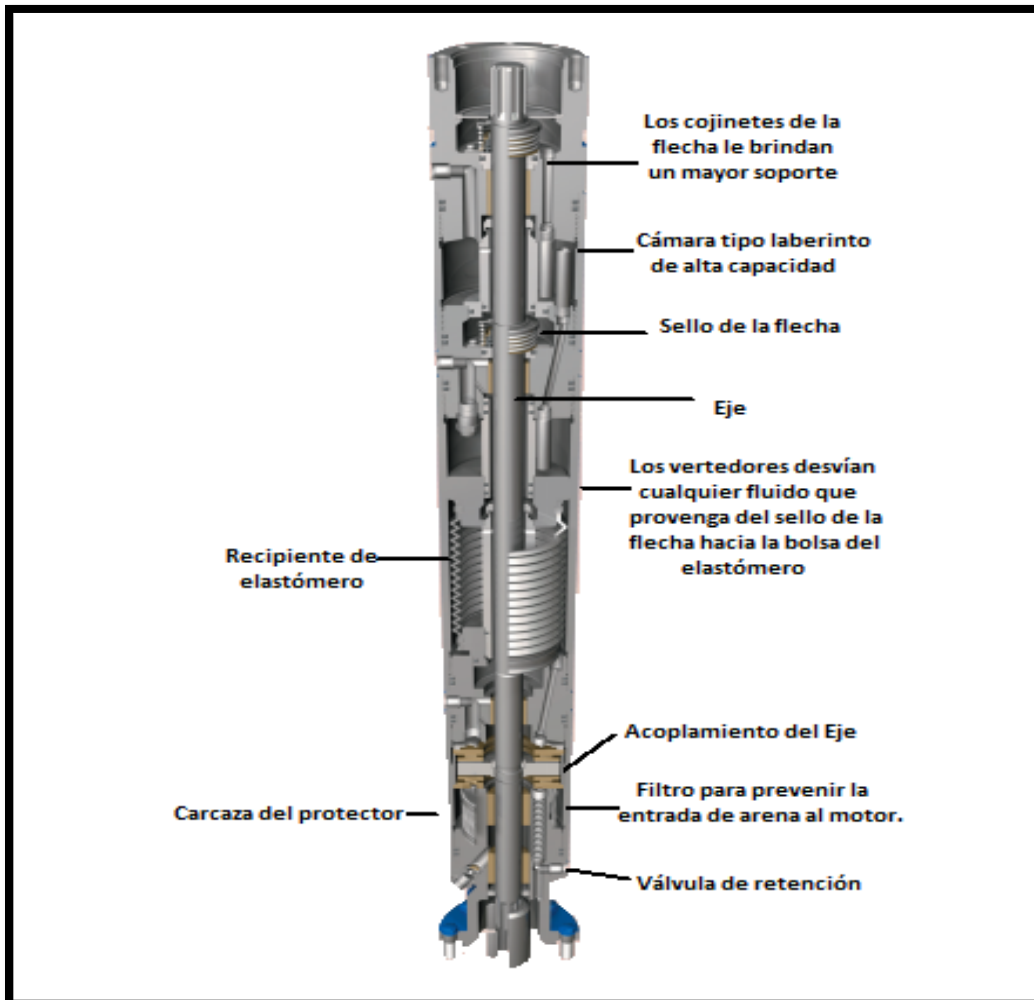


Figura 2.9 Protector o sección sello de un equipo de BEC.

2.3.5 Motor Eléctrico ^{1,3,5}

El motor eléctrico, colocado en la parte inferior del aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial a través de un cable; su diseño compacto es esencial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencia grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia, por ejemplo: 3500 revoluciones por minuto (rpm) a 60 ciclos por segundo (Hz).

El motor provee la fuerza que mueve la bomba. Los motores eléctricos usados en el BEC cuentan con las siguientes características:

- Es de inducción.
- Cuenta con dos polos de inducción.
- Es trifásico.
- Es del tipo jaula de ardilla.

El motor de inducción tiene un rotor que es un electroimán, el cual girará para tratar de alcanzar el campo magnético del estator. Si hay un eje conectado al rotor se obtendrá un trabajo útil. Tiene barras de conducción en todo su largo, incrustadas en ranuras a distancias uniformes alrededor de la periferia. El motor es llamado de jaula de ardilla a causa del parecido del rotor con ésta.

Debe contar con una geometría adecuada, por estar instalada dentro de la TR. Pueden existir diferencias en el diseño y la construcción del motor del BEC debido al ambiente en el que operen. El motor consiste de una carcasa de acero al bajo carbón con láminas de acero y bronce fijas en su interior, alineadas con las secciones del rotor y del cojinete, respectivamente. En la Figura 2.10 se muestra el corte transversal de un motor, como los utilizados en las aplicaciones del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.

Los motores son llenados con un aceite mineral altamente refinado que debe proveer fuerza dieléctrica, lubricación a los cojinetes y buena conductividad de calor. El aceite no conductivo del motor lubrica los cojinetes del mismo y transfiere el calor generado a la carcasa (housing). El calor en el exterior del motor es tomado por el fluido del pozo; y es por esto que, el motor nunca debe estar debajo del punto de la entrada del fluido a menos que algunas técnicas para direccionar el fluido de la formación al motor sean utilizados.

Al igual que en la selección de las bombas, en el caso de la selección del motor, se deben de considerar las condiciones de operación esperadas, corrosión, escala, tratamientos con ácido y de acuerdo a éstas definir la metalurgia requerida, revestimiento del motor, materiales de los o-rings y especialmente el tipo de aceite necesario.

En la selección del aceite a utilizarse intervienen tres factores principales: la temperatura de fondo (BHT), la temperatura de operación del motor (MOT) y la potencia del motor. En ciertas condiciones, la temperatura ambiente puede ser decisiva.

Los requerimientos del amperaje pueden variar desde 12 hasta 130 amperes (amps.); una mayor potencia se logra al aumentar la longitud de la sección del motor. Cuando éste es sencillo, pueden tener aproximadamente 30 ft de largo y desarrollar de 200 a 250 caballos de fuerza (Hp), mientras que otros integrados en tándem alcanzan hasta 100 pies de largo y desarrollan 1000 Hp.

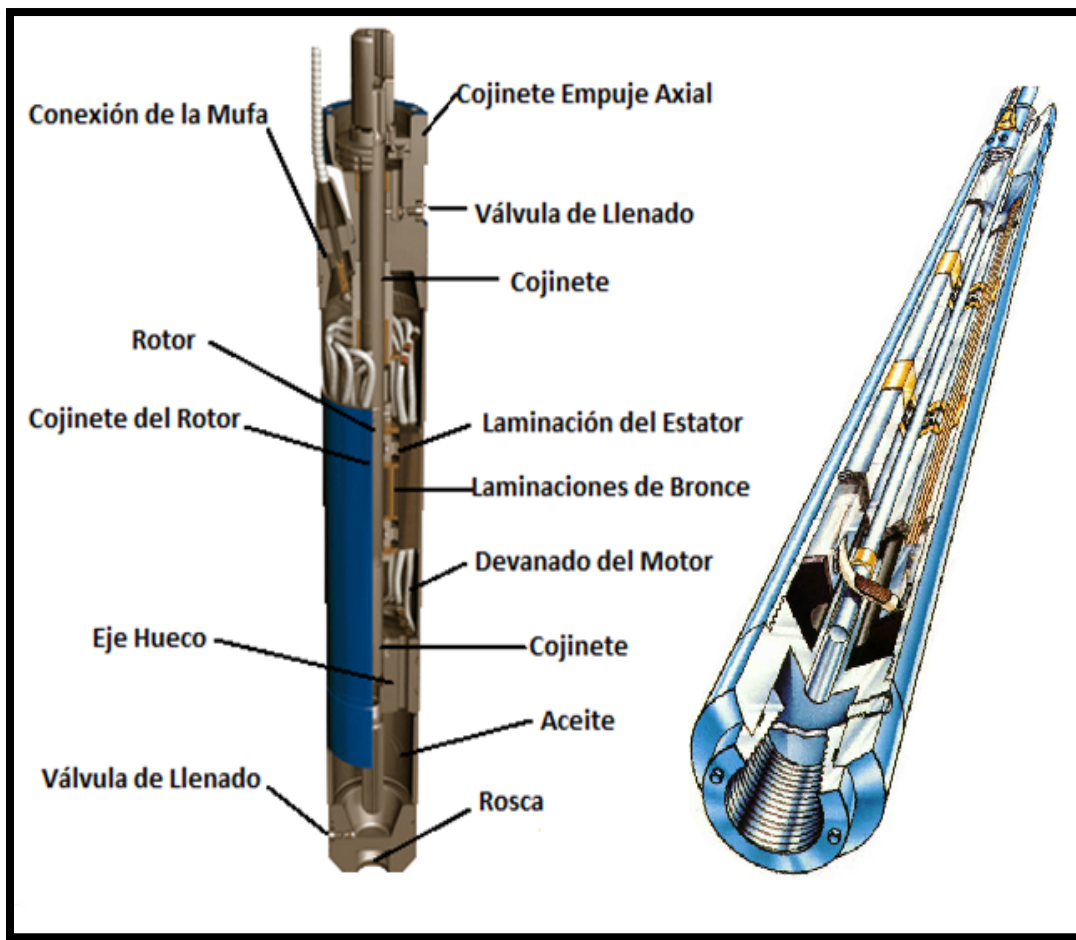


Figura 2.10 Corte Transversal de un motor eléctrico.

Los caballos de fuerza del motor son calculados multiplicando los caballos de fuerza máximos por etapas de la curva de la bomba por el número de etapas de la bomba, y corrigiendo para la densidad relativa del fluido.

En la Tabla 2.3 se muestran algunos de los motores de la marca REDA disponibles.

Serie	Diámetro (pg)	Tipo	Rango (HP) Sección Simple	Rango (HP) Tándem	Máximo (HP) Tándem	Cantidad Máxima de Motores en Tándem
375	3.75	SK	7.5-25.5	30-127	127	5
		SX	7.5-25.5	30-127	127	5
456	4.56	SK	12.5-150	175-300	300	2
		SX	12.5-150	175-300	300	2
		MK	10-120	175-300	240	2
		MX	10-120	140-240	240	2
		PK	10-120	140-240	240	2
		PX	10-120	140-240	240	2
540	5.40	SK	25-250	300-750	750	3
		SX	25-250	300-750	750	3
		MK	20-200	240-600	600	3
		MX	20-225	240-600	600	3
		PK	20-200	240-600	600	3
		PX	20-225	240-600	600	3
562	5.62	Dominator	30-450	300-1170	1170	3
738	7.38	SX	200-340	400-999	999	3

Tabla 2.3 Motores disponibles para BEC.

La profundidad de colocación del aparejo es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido al incremento de las pérdidas de voltaje en el cable y la reducción del amperaje requerido. En la Ingeniería Petrolera, la eficiencia económica es un factor muy importante y debemos tener presente que al utilizar un motor de alto voltaje es posible utilizar un cable más pequeño y más barato, sin embargo, puede requerirse un tablero de control de más voltaje y por lo tanto más caro.

En la industria petrolera, los sistemas para determinar el rating o potencia nominal de los motores se basan en un proceso en el cual se asumen varias condiciones normales para las aplicaciones del BEC, entre las cuales están la temperatura de fondo y la velocidad del fluido que pasa por el exterior del motor. Por otro lado, en las aplicaciones en las que no se dispone de información suficiente, el rating del motor se debe seleccionar asumiendo las condiciones más severas que se puedan presentar para contar con un margen de seguridad.

En realidad, el motor normalmente no entregará la potencia indicada en la placa, ya sea porque la potencia requerida por la bomba no es exactamente igual a la potencia de placa del motor o porque las condiciones en superficie no permiten suministrar exactamente el voltaje nominal al motor.

Al no ser exactamente igual la carga a la que está sometida el motor con la potencia de la placa puede no pasar nada o puede pasar mucho, dependiendo de qué tan lejos de la potencia de placa esté operando el motor. La mayoría de los motores están diseñados para tener su “máxima eficiencia” con una velocidad y factor de potencia aceptables en el “punto de diseño”. Este es el punto al cual típicamente se determina el rating del motor. Cuando el motor está sometido a una carga diferente a la potencia de placa se afectará la eficiencia y/o la velocidad del motor. Mientras no se excedan las capacidades físicas del motor no habrá problema. De hecho, es una práctica común en la industria en algunos casos sobrecargar un motor o decir que estos tienen un 10% de potencia adicional disponible si opera en pozos a temperaturas relativamente bajas.

En las prácticas no se utiliza un rating convencional como valor fijo. En ciertas ocasiones, es necesario subcargar al motor si el pozo está muy caliente (DE-RATING). En otras, si la temperatura del pozo es muy baja, podemos utilizar más potencia que la establecida en la placa (RE-RATING).

2.3.6 Cable de Potencia ^{3,5}

El cable de potencia consiste de 3 fases de conductores aislados individualmente. Los conductores se cubren con un material protector y finalmente se protegen del daño químico, abrasivo y mecánico con una cubierta y un blindaje. En las Figuras 2.11, 2.12 y 2.13 se presentan las diferentes geometrías de este tipo de cables. Las funciones del cable de potencia son:

- Transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor.
- Transmitir señales del fondo del pozo a la superficie (usualmente presión y temperatura)
- Inyectar ciertos fluidos por medio de un conducto dentro del cable.

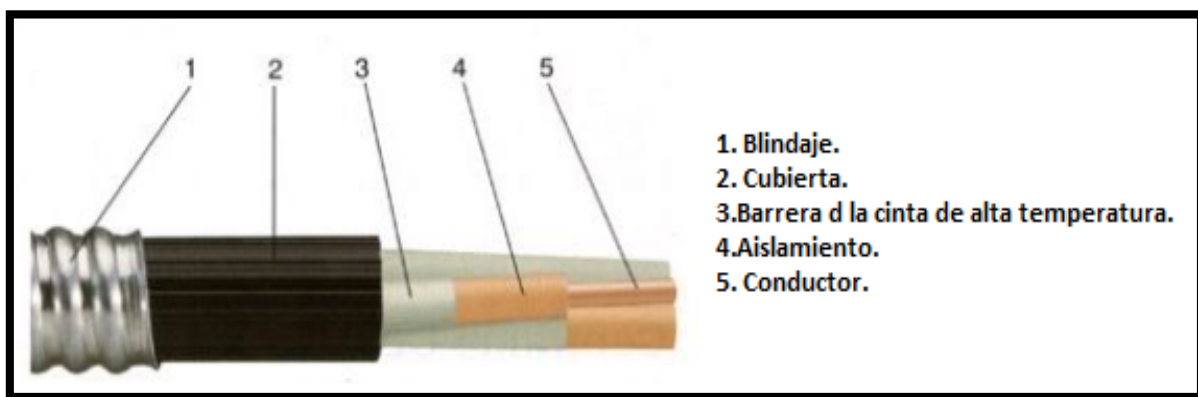


Figura 2.11 Cable de Potencia (Geometría Circular).

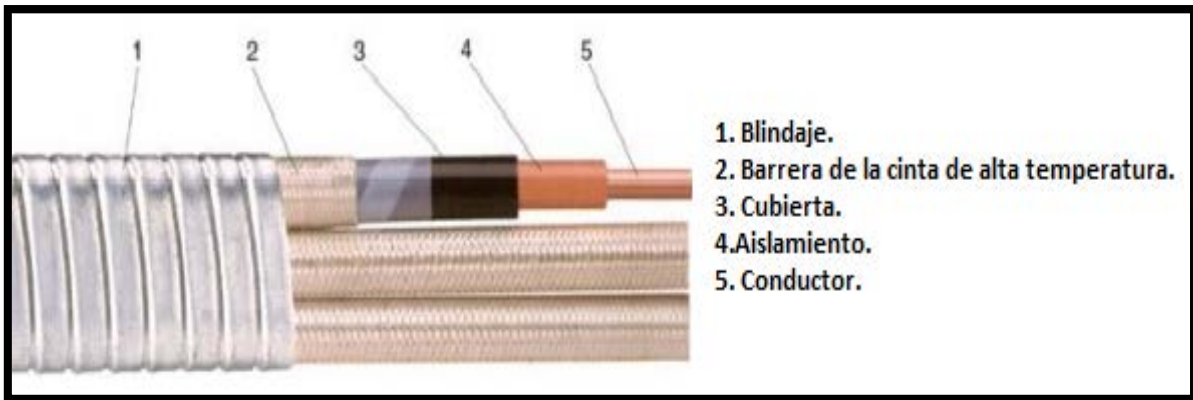


Figura 2.12 Cable de Potencia (Geometría Plana).



Figura 2.13 Cable de Potencia (Plano y Circular).

Es muy importante señalar, que las diferentes geometrías de este tipo de cables se utilizarán dependiendo de las condiciones actuales del pozo, particularmente en lo que al espacio se refiere. Un cable de potencia debe de tomar en cuenta las siguientes características al momento de ser seleccionado:

- Contar con la capacidad de aislamiento necesaria.
- Contar con las dimensiones externas adecuadas al pozo.
- Identificar las pérdidas de voltaje que se presentarán.
- Contar con la tolerancia necesaria a la temperatura que se trabajará.
- Costo (Generalmente el cable es lo más caro en todo el sistema BEC).

Con respecto a las limitaciones físicas T.P. /T.R. que determinan si el cable cabe o no en el pozo se podría decir en general que entre más pequeño mejor, ya sea utilizando un cable de menor calibre o usando un cable de construcción plana (conductores paralelos) en lugar de un cable redondo.

Una desventaja del cable plano sobre el cable redondo es que en general ofrece menor protección mecánica que su equivalente redondo, haciendo que sea más susceptible a daño durante la instalación.

Como se muestra en la Figura 2.14, bajo una carga de compresión los conductores en el cable redondo pueden moverse ligeramente permitiendo manejar la carga.

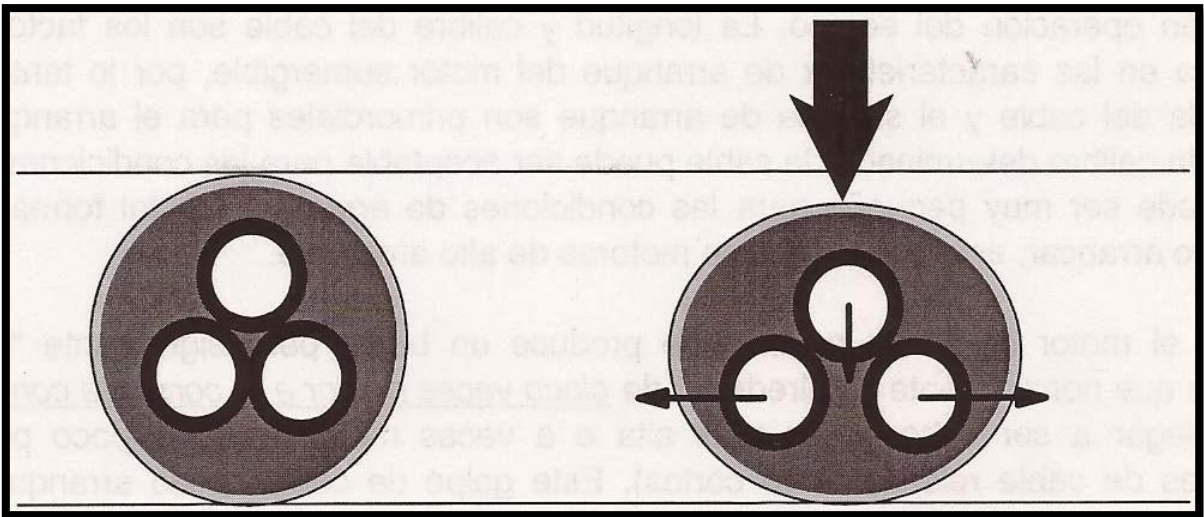


Figura 2.14 Cable redondo bajo carga de compresión.

En cambio en el cable paralelo no hay suficiente lugar para desplazarse y absorber el esfuerzo, por lo tanto se comprime el aislamiento como se muestra en la Figura 2.15:

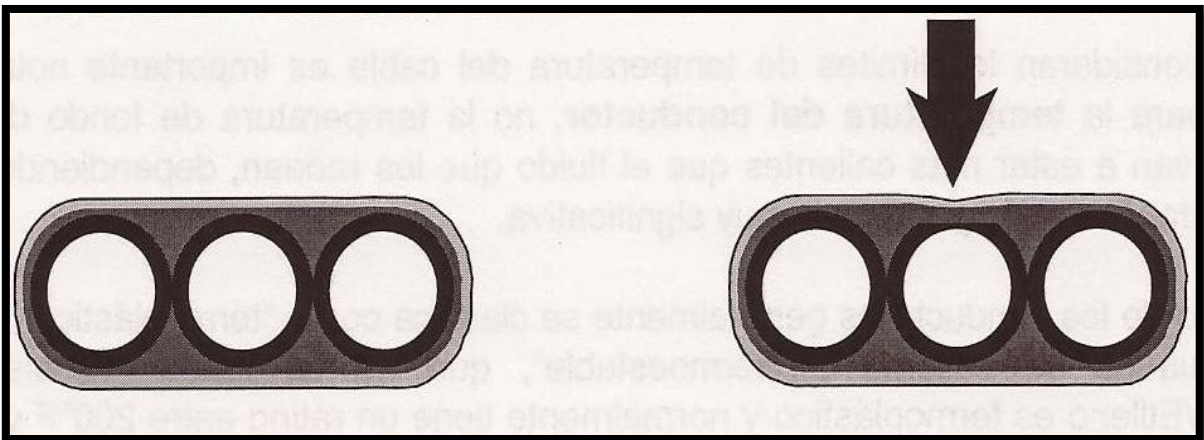


Figura 2.15 Cable plano bajo carga de compresión.

Otra desventaja del cable plano es su asimetría, que, a diferencia del cable redondo en donde los tres conductores se calientan de manera uniforme, los conductores de los extremos se calientan uniformemente pero el central está en medio de dos “calentadores” de tal forma que no puede disipar el calor al fluido del pozo lo cual

podría ocasionar un calentamiento adicional al motor dado que la caída de voltaje en un conductor es función de la temperatura. Aunque esto no es crítico es de importancia tomarlo en cuenta.

Por otro lado, el aislamiento de los conductores se clasifica como “termoplástico”, es decir que se funde cuando se calienta y “termoestable” que no se funde. El aislamiento del Polipropileno/Etileno, aislamiento de este tipo de cables, es del tipo termoplástico y normalmente tiene un rango de 200°F a 210°F. Esta no es la temperatura de fondo, sino la del aislamiento, pero en vista de que el aislamiento está pegado al conductor lo que nos interesa es saber la temperatura a la que estará sometido éste, ya que por encima de este rango el aislamiento se ablandará o hasta se fundirá.

El cable redondo tiene un pre-esfuerzo intrínseco a consecuencia del proceso de “cableado” o trenzado de los conductores, este esfuerzo hace que los conductores tengan la tendencia de desplazarse hacia el centro. Si el aislamiento termoplástico se ablanda, los conductores se moverán hacia el centro y producirán un corto circuito como se muestra en la Figura 2.16.

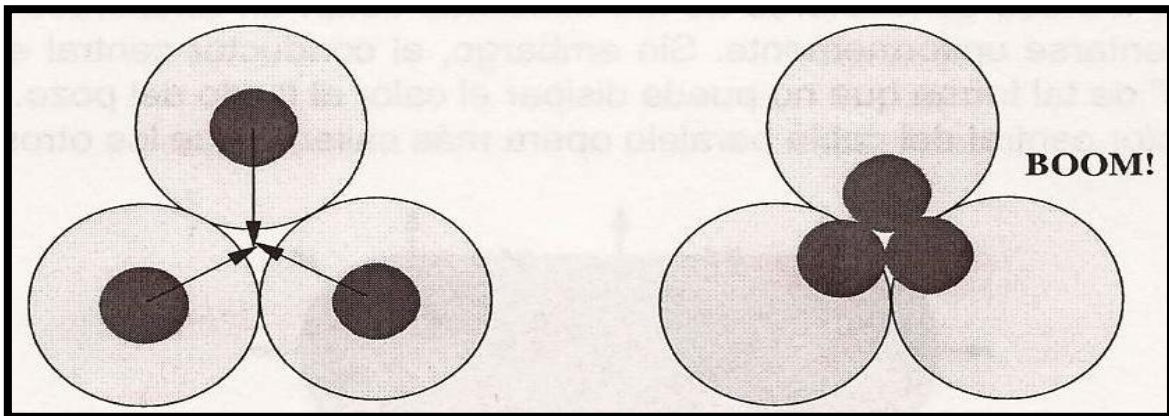


Figura 2.16 Ablandamiento de un sistema termoplástico.

El cable de potencia es una parte muy importante en el BEC ya que la correcta selección del mismo se verá reflejada en una buena operación del sistema. Es muy importante el no subestimar la importancia de la selección del cable.

Si el cable seleccionado no cabe en el pozo o no es el adecuado, se tienen dos opciones: reducir el tamaño del conductor, lo que aumentará la pérdida de voltaje en el cable o cambiar la geometría de redondo a plano. Siempre que sea posible se debe intentar desplegar el cable redondo directamente a la mufa.

Las pérdidas de voltaje en el cable son función del tamaño del conductor, del flujo de corriente, la longitud del cable y de la temperatura, (Ecuación 2.2):

$$\Delta V = C_t \frac{L_c}{1000} \Delta V_{1000\text{ ft}}^{68^\circ\text{F}} \dots \dots \dots (2.2)$$

En donde:

ΔV = Caída de voltaje (volts).

C_t = Factor de corrección por temperatura.

L_c = Longitud del cable (pies).

$\Delta V_{1000\text{ ft}}^{68^\circ\text{F}}$ = Caída de Voltaje para 1000 ft a 68 °F.

En la Figura 2.17 se puede observar que al contar con un cable de mayor calibre es se tendrán menores pérdidas de voltaje, lo que se traduce en una mayor eficiencia del sistema y, que cuando es menor, las pérdidas son mayores. Se debe considerar también que los cables de mayor calibre son más costosos, por lo que es importante buscar un punto de equilibrio entre costo inicial y costo de operación para asegurar la eficiencia total del sistema (técnica y económica).

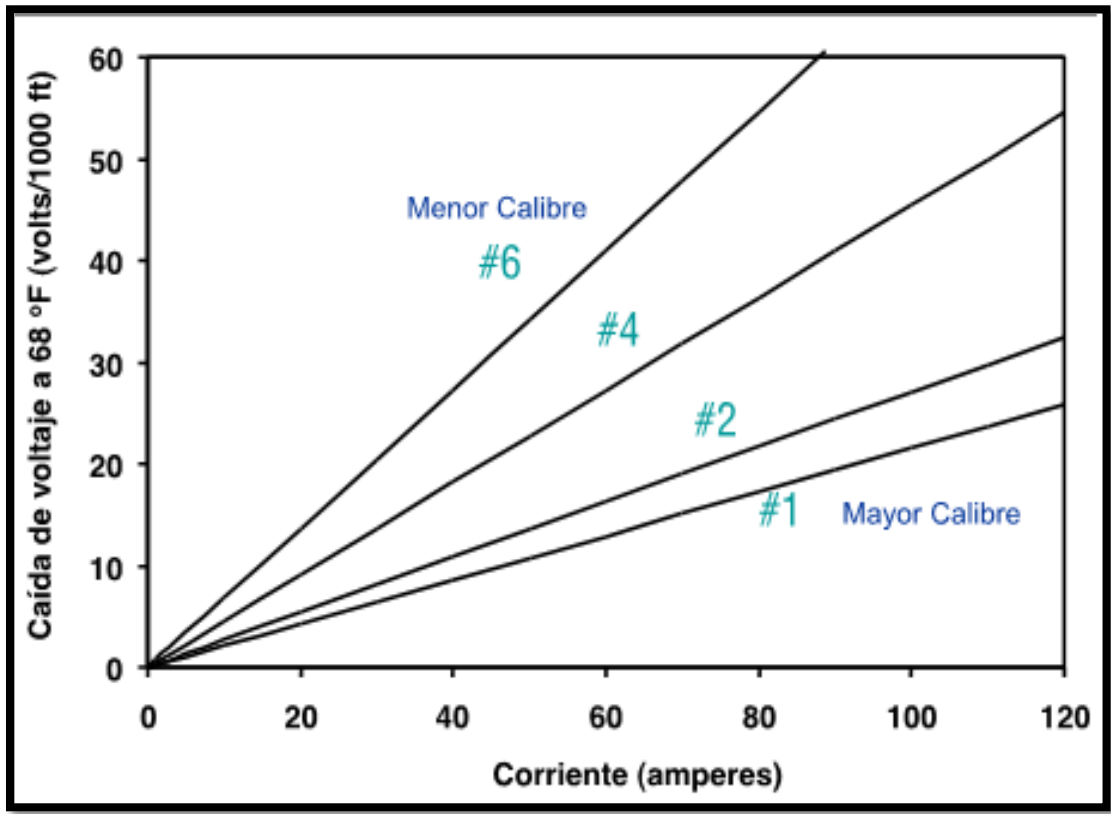


Figura 2.17 Caídas de Voltaje debidas al calibre del cable de potencia.

2.4 Equipo Superficial ^{1, 3, 4, 6}

Instalaciones en Tierra

2.4.1 Caja de venteo ^{1, 3}

La caja de venteo se encuentra localizada entre la cabeza del pozo y el variador de frecuencia por razones de seguridad.

Al momento de producir un pozo, el gas puede viajar a través del cable y llegar al variador de frecuencia, causando algún incendio o alguna explosión potencial y es entonces que la existencia de una caja de venteo eliminará cualquier tipo de gas hidrocarburo existente en cable de potencia con la finalidad de brindarle una mayor seguridad al sistema.

Por seguridad, la instalación de la caja de venteo debe localizarse al menos a 15 (ft) de la cabeza del pozo y a 2 o 3 (ft) por arriba del suelo. En la Figura 2.18 se presenta una conexión típica de la caja de venteo.

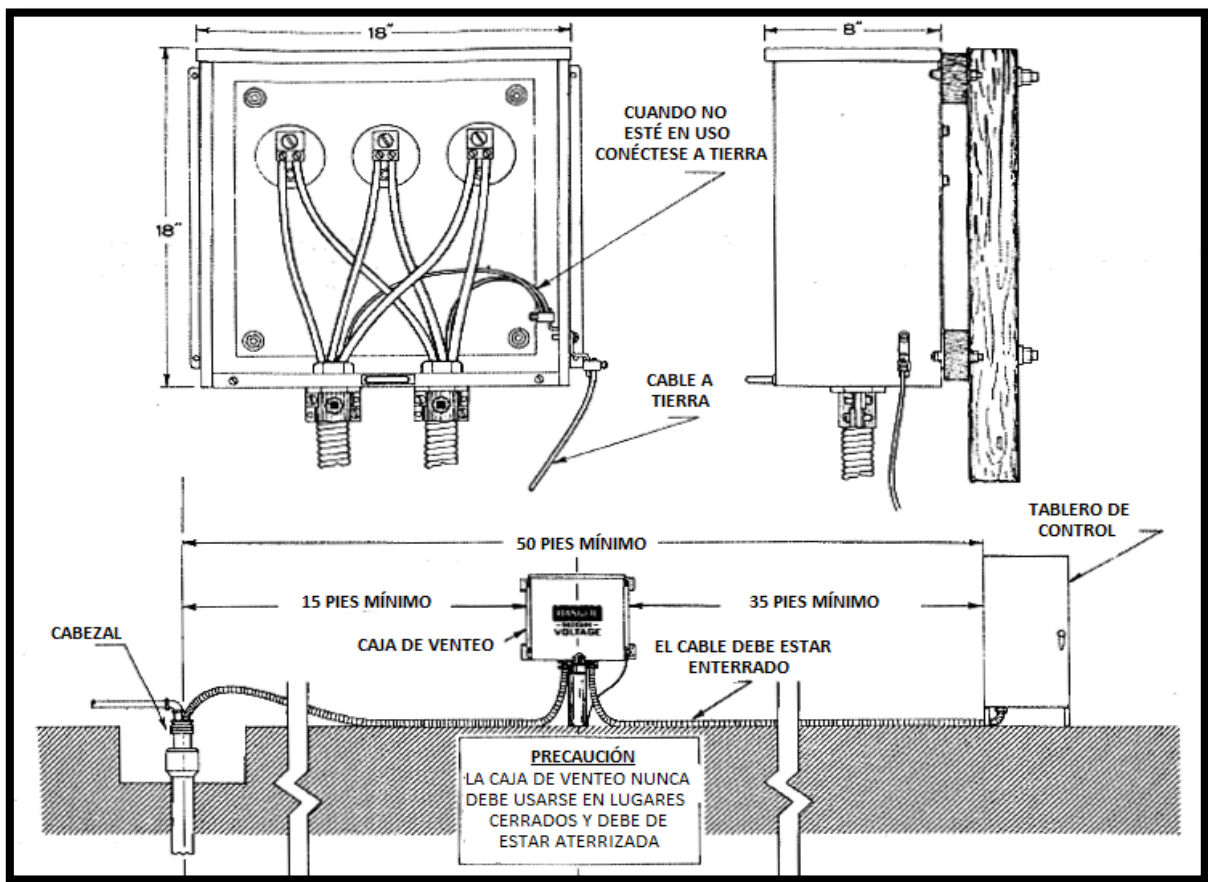


Figura 2.18 Conexión típica de una caja de venteo.

2.4.2 Variador de frecuencia (VSD) ^{3,6}

El BEC es un sistema que se puede ver afectado por varios factores combinados, tales como la presencia de aceite pesado, una falla en el sistema de suministro de energía, temperaturas extremas, entre otros, lo cual dificulta el arranque del sistema después de que se apague por una falla. Es posible que alguna parte del equipo del BEC se dañe por un mal arranque del sistema.

Por lo antes mencionado, se ha desarrollado una herramienta conocida como variador de frecuencia (VSD), con la cual es posible que el BEC pueda ser arrancado de manera suave y evitar que se pueda generar una falla en el sistema al hacerlo. La solución fue crear esta herramienta para asegurar que el BEC sea arrancado con una baja frecuencia y un torque alto constante.

El variador de frecuencia es un aparato electrónico que permite cambiar la frecuencia fija de la onda de corriente alterna suministrada a otras frecuencias, mejorando las condiciones de arranque del motor.

El BEC puede operar tanto a frecuencia fija como a variable con la utilización de éste tipo de sistemas.

Como se puede observar en la Figura 2.19, con este tipo de sistemas se vuelve posible el utilizar un mismo tamaño de motor y bomba para manejar un amplio rango de condiciones de operación, es decir, otorgándole una gran flexibilidad al sistema.

Es muy importante tener en cuenta que conforme la potencia en un equipo de BEC es mayor, la velocidad de operación de la bomba es mayor, por lo que se incrementa el gasto y el levantamiento de la bomba y por supuesto una mayor potencia será necesaria para su operación. Finalmente es muy importante mencionar que el VSD juega un papel primordial en el control del equipo subsuperficial.

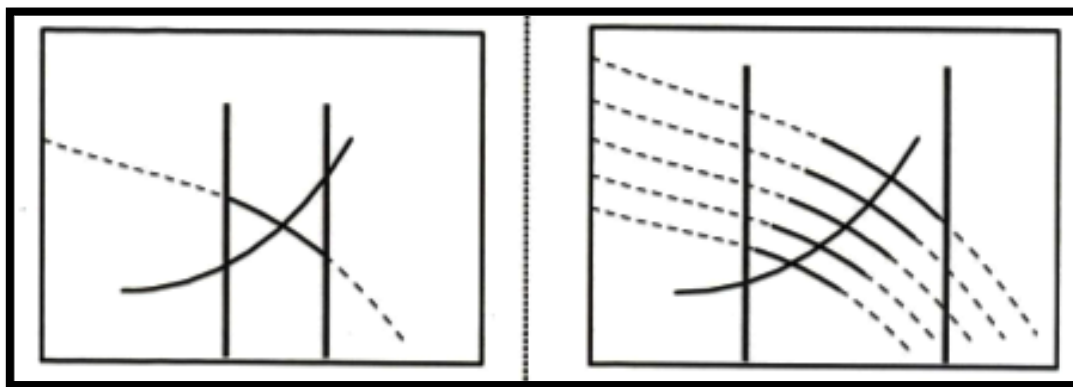


Figura 2.19 Operación a frecuencia fija y operación a frecuencia variable.

En la Figura 2.20 se pueden observar los diferentes tipos de comportamiento de una bomba a diferentes frecuencias. Esta imagen es de la bomba TA-900 de una etapa @ 3500 RPM de la compañía Electric Submersible Pumps, Inc. En la imagen se puede observar que el mismo fabricante prueba y recomienda un rango de operación a diferentes frecuencias para cada uno de sus equipos, asegurando y garantizando el funcionamiento de los mismos dentro de un rango de condiciones.

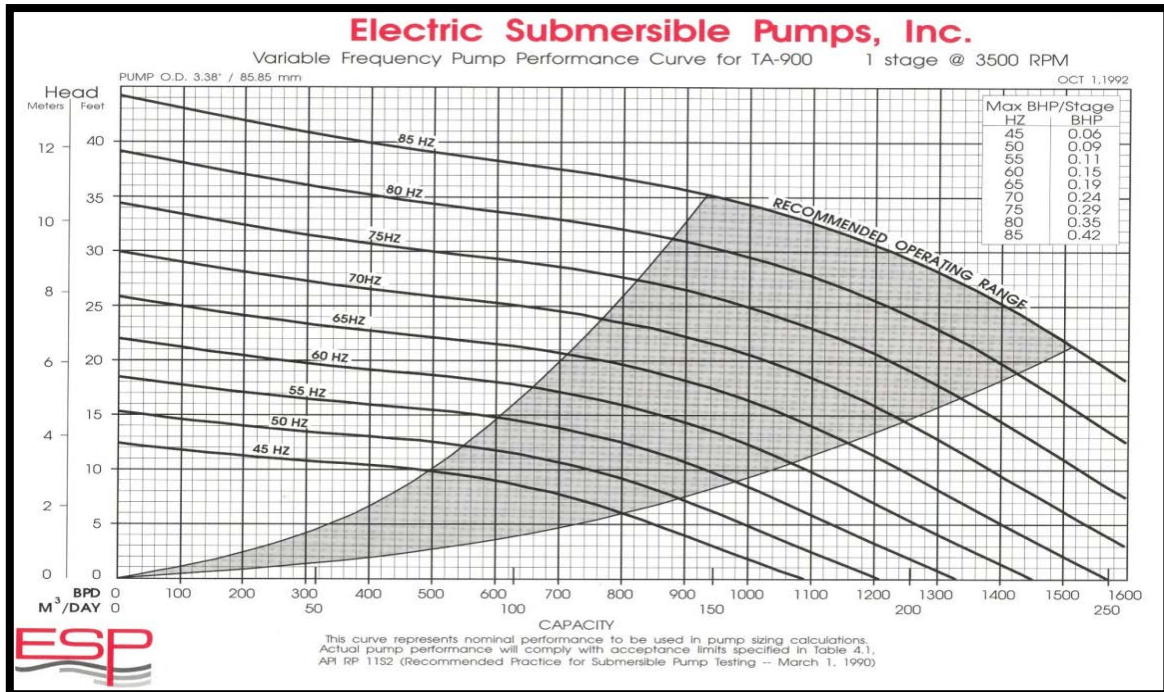


Figura 2.20 Curvas de comportamiento de una bomba a diferentes frecuencias.

2.4.3 Transformadores ³

Transformadores de tres fases simples, trifásicos tipo estándar y trifásicos automáticos son construidos para este tipo de instalaciones. Estas unidades llenas de aceite y climatizadas están diseñadas para convertir el voltaje primario de la línea eléctrica al voltaje requerido por el motor. Estos transformadores se encuentran equipados con variadores de frecuencia para proveer una máxima flexibilidad. Transformadores del tipo seco pueden ser reemplazados en aquellas locaciones que excluyan el uso de transformadores llenos de aceite, como en las instalaciones costa afuera.

En donde el voltaje del sistema primario no es compatible con el voltaje requerido en superficie, se requiere de un transformador. Los transformadores automáticos son capaces de incrementar una línea de 440/480 V a un rango de 800 a 1000 V.

Por otro lado los transformadores trifásicos están disponibles para cualquier rango común de voltaje primario y secundario. Sin embargo, en lugares en donde se presenten altos voltajes primarios, es mejor el utilizar una configuración de tres transformadores de una sola fase para bajar el voltaje primario a cualquier voltaje deseado para el motor y así aumentar la eficiencia económica de la operación. En la Figura 2.21 se muestra la configuración mencionada anteriormente.

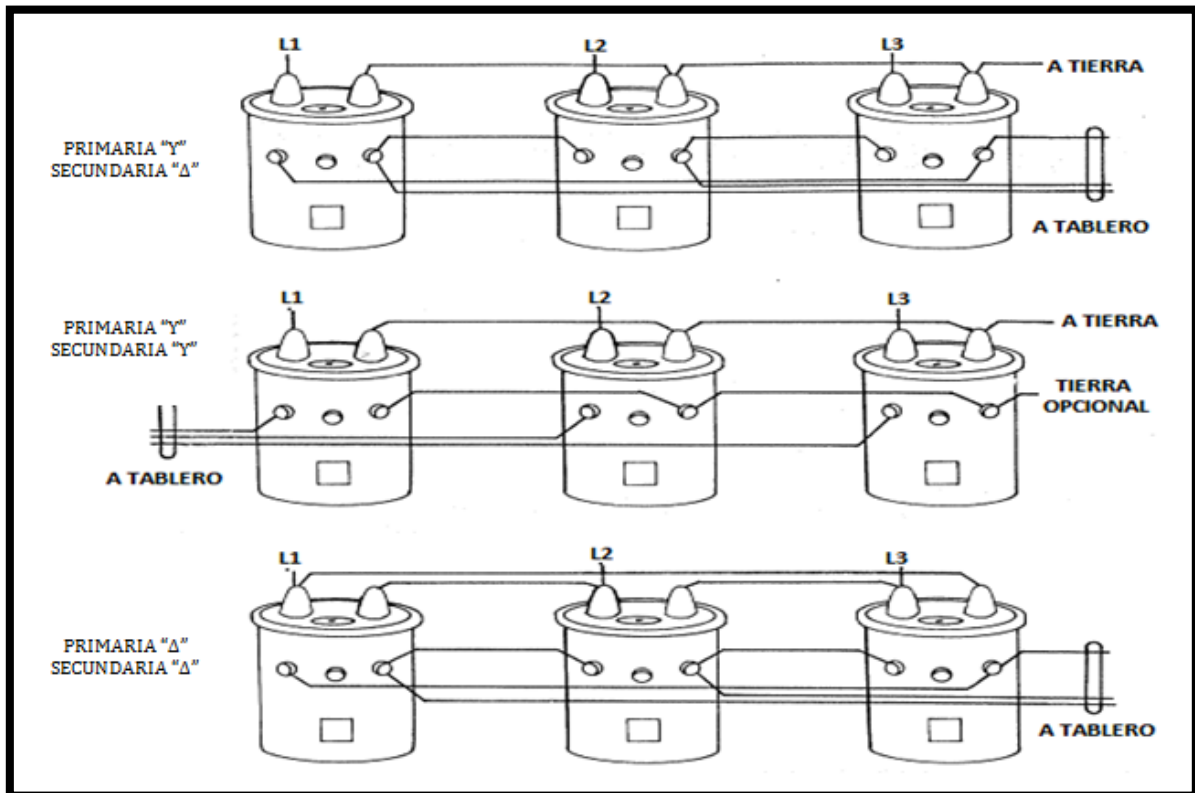


Figura 2.21 Conexiones de Transformadores.

2.4.4 Árbol de Válvulas²

El árbol de válvulas forma parte del conjunto de mecanismos que se instalan en la superficie del pozo con la finalidad de controlar y regular los fluidos del sistema junto con las conexiones superficiales, líneas de inyección de gas, compresores y la batería de separación. El árbol de válvulas es un conjunto de mecanismos de control y accesorios de instalación gradual cuyo objetivo es el de controlar la producción aportada por el pozo. Estos accesorios son: cabezales, carretes, colgadores, sellos de tubería, válvulas y estranguladores.

Como en todos los accesorios y componentes de producción, existen diferentes marcas de este tipo de equipos como lo son Cameron, EPN y FIP por mencionar las más comunes. A continuación, se presentarán las partes constitutivas del árbol de válvulas y se esquematizarán para su mejor comprensión en la Figura 2.22.

- 1. Válvula Superior:** Se utiliza para tomar la presión de la tubería de producción para diferentes operaciones son la necesidad de interrumpir el flujo del pozo, colocar un lubricador para operaciones con línea de acero, circulación inversa, introducción de la tubería flexible y calibración de la tubería de producción.
- 2. Distribuidor de Flujo:** Distribuye los fluidos hacia uno u otro ramal de la tubería de producción, hacia la línea de recolección.
- 3. Válvulas Laterales de la T.P.:** Mecanismos encargados de permitir (abiertas) o no (cerradas) el paso del fluido hacia la línea de recolección.
- 4. Porta Estrangulador:** Necesario para instalar un estrangulador, permite la medición de la T.P.
- 5. Válvula Maestra:** Válvula que proporciona el control total del pozo.
- 6. Combinación o Adaptador:** Permite acoplar dos medias bridas de diferentes medidas, la de la válvula maestra y la del cabezal de distribución de la T.R., en el interior se aloja la bola colgadora que suspende a la T.P.
- 7. Opresores de la Bola Colgadora:** Sirven para centrar y fijar la bola colgadora.
- 8. Asiento Interior de la Bola Colgadora:** Lugar donde se aloja la bola colgadora.
- 9. Válvula Lateral de la T.R. :** Sirven para tomar presiones de la T.R. y permitir o impedir el paso de los fluidos en caso de que los hubiera. También permiten la introducción del ecómetro y la inyección de fluidos u otros productos al espacio anular.

El árbol de válvulas consta de dos componentes principales: el cabezal de la tubería de revestimiento y el medio árbol de válvulas.

El cabezal de la T.R. sirve de enlace a la tubería de revestimiento superficial mediante la rosca inferior y también recibe al conjunto de preventores en la brida superior mientras se perfora a la profundidad donde se introducirá la siguiente T.R. (intermedia o de explotación).

Por su parte, el medio árbol de válvulas sirve como un elemento de conexión y empaque de las tuberías de producción a través de las cuales fluirán los hidrocarburos que produzca el pozo.



Figura 2.22 Árbol de Válvulas , Activo Samaria Luna, Villahermosa, Tabasco.

En campo, en ocasiones, por seguridad se instalan dos válvulas en cada línea de flujo, como lo podemos observar en la Figura 2.21, la cual presenta dos válvulas maestras y dos juegos de válvulas laterales con una válvula siempre lista en caso de que alguna otra falle.

En particular, como se puede observar en la Figura 2.23, el medio árbol de válvulas utilizado para este tipo de sistemas (BEC) cuenta con un accesorio llamado penetrador, el cual permitirá el paso del cable de potencia a través de él para proveer de energía eléctrica al motor de fondo, que a su vez activará la bomba de fondo y permitirá la producción de hidrocarburos, proveyendo un sello que evitará derrames en superficie.

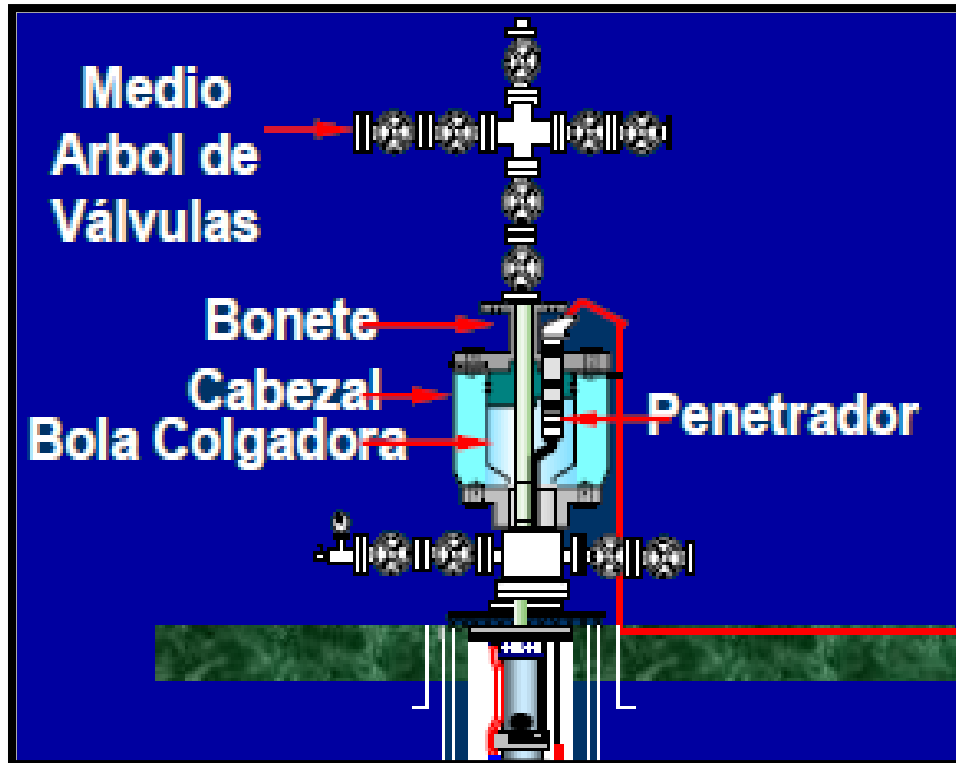


Figura 2.23 Medio árbol de válvulas para un sistema BEC.

Instalaciones Costa Afuera

Entre los beneficios de los sistemas submarinos se encuentra la producción temprana de campos con las siguientes características:

- Aguas Profundas.
- Localización remota.
- Campos marginales.
- Extremos inalcanzables para la perforación direccional desde plataforma existente.

Así mismo, permite el desarrollo de varios campos pequeños desde un solo centro de proceso y el uso de ROV's (Remote Operated Vehicle) en lugar de buzos para las actividades de instalación y mantenimiento, incrementando el nivel de seguridad del sistema.

Un sistema submarino de producción es el conjunto de equipos, líneas de conducción y accesorios submarinos que permiten la explotación de hidrocarburos en campos ubicados en instalaciones costa afuera; generalmente, complementan un sistema superficial de producción. En la Figura 2.24 se muestra una configuración de un sistema submarino convencional, el cual será instalado al utilizarse o no un SAP.

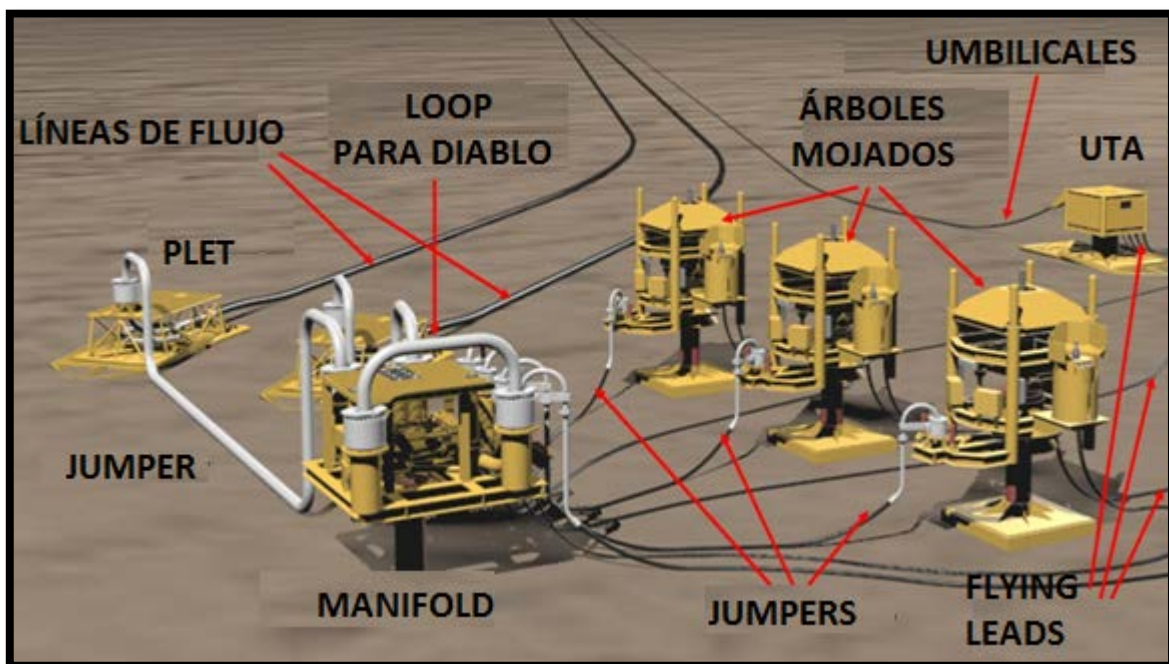


Figura 2.24 Configuración de un Sistema Submarino.

2.4.5 Árboles Submarinos ^{4, 7, 8}

Los árboles de producción submarinos se definen como el arreglo de válvulas, tuberías, accesorios y conexiones instaladas sobre el pozo para mantener la presión y controlar el flujo de hidrocarburos del mismo (Figura 2.25).

El árbol submarino y el sistema de la cabeza del pozo forman la barrera entre el yacimiento y el medio ambiente en donde se lleva la producción. Existen dos categorías principales de árboles, convencional y horizontal. En terminaciones submarinas convencionales, el colgador de la TP es instalado dentro del cabezal. El

árbol es instalado en la cima del cabezal. El colgador de la TP forma la conexión entre la tubería de producción o inyección y el árbol.

El árbol incluye un conector para unirse con el cabezal. El conector forma un sello por presión con el cabezal e incluye extensiones del agujero del árbol al colgador de la tubería, formando conductos sellados por presión del agujero principal y el espacio anular del pozo al árbol y conductos adicionales que se requieran.

La principal diferencia entre un árbol horizontal y uno convencional es que el árbol horizontal está diseñado para ser instalado antes que el colgador de la tubería, y que en el momento en que se instala el colgador está localizado dentro del árbol en lugar del cabezal. Los árboles horizontales están configurados con las válvulas localizadas en las secciones de agujeros horizontales en el árbol, para proveer un agujero vertical más largo a través del árbol.

El colgador de la TP soporta el aparejo de producción y aísla el espacio anular entre la TP y la TR.

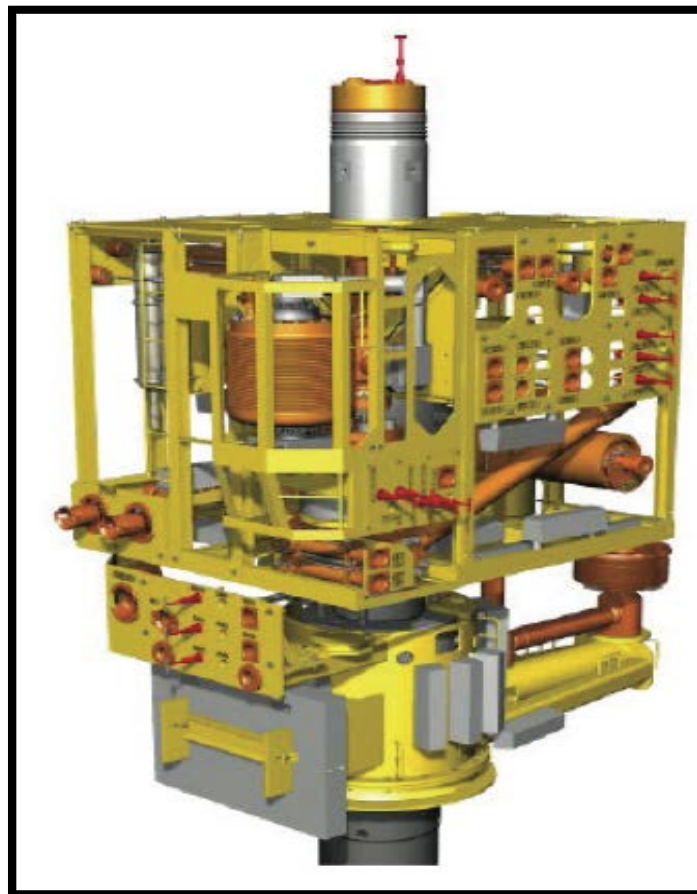


Figura 2.25 Árbol submarino convencional.

En la Figura 2.26 se muestra un esquema de la localización de los árboles submarinos en el lecho marino.

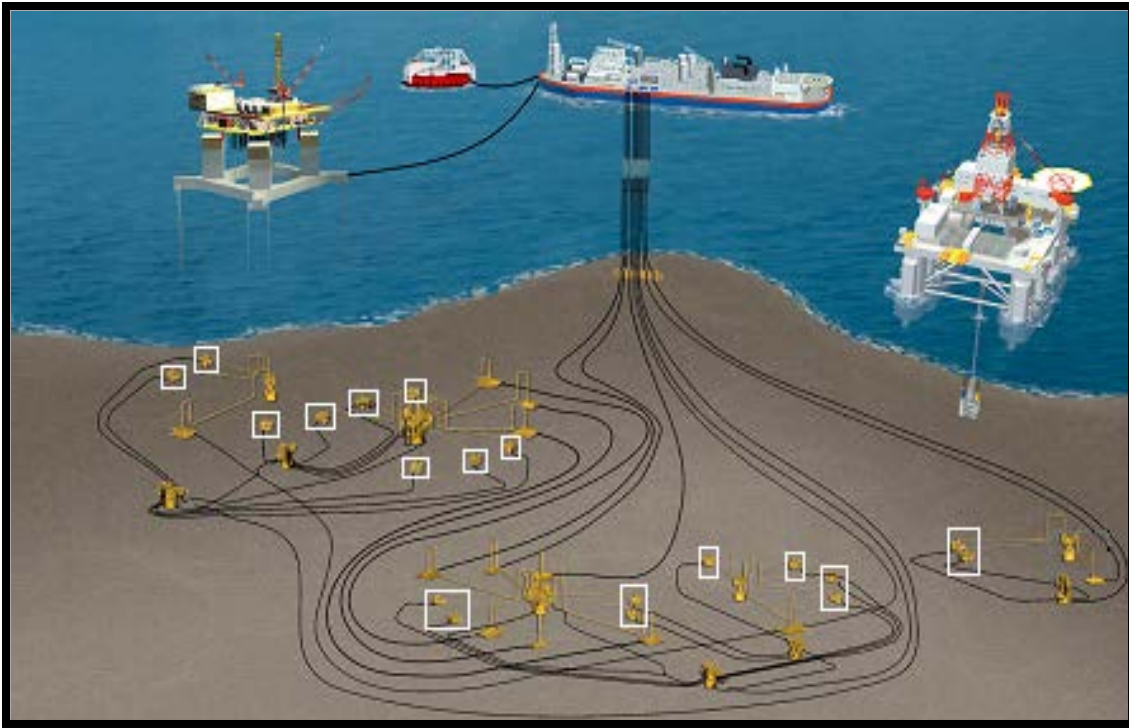


Figura 2.26 Distribución de árboles submarinos en el lecho marino.

Modificaciones en el árbol deben ser realizadas para permitir la conexión e instalación de sistemas de BEC en ambientes submarinos.

La producción submarina de pozos equipada con sistemas BEC es una realidad desde Octubre de 1994, con la primera instalación de este tipo de equipos en la cuenca de Campos, Brasil. Los árboles horizontales añadieron simplicidad a las operaciones en este tipo de pozos, las cuales son de dos a tres veces más frecuentes que en los pozos con flujo natural o bombeo neumático. La aplicación de este tipo de árboles en pozos submarinos que cuentan con un sistema BEC reduce el costo de intervención, incrementando la rentabilidad económica para la aplicación de esta tecnología de levantamiento artificial.

La instalación de este tipo de sistemas se inició en el pozo prototipo RJS 221 de Petrobras, siendo el primer pozo submarino en utilizar un sistema BEC. El pozo se puso en producción en Octubre de 1994. El proyecto se realizó como parte del Programa de Innovación Tecnológica para Aguas Profundas y Ultra Profundas. Considerando las características del pozo, una bomba de 202 etapas fue instalada a

2000 metros de profundidad y diseñada para operar con un motor de 100 HP, 1115V, 55ª y 60 Hz, modelo 456. El árbol mojado fue adaptado para recibir el cable de potencia para la bomba de fondo. Modificaciones en el colgador de la tubería y la válvula maestra fueron realizadas para hacer posible este tipo de instalaciones.

- **Colgador de la tubería:** La válvula del espacio anular fue eliminada y una instalación interna fue preparada para ensamblar el receptáculo eléctrico mojado.
- **Centralizador anular:** Adaptado para permitir el ensamblaje del conector eléctrico mojado.
- **Bloque de la Válvula Maestra:** Acceso vertical y horizontal por el espacio anular fue adaptado para permitir que el cable de potencia cruce el bloque y la conexión vertical exterior.
- **Interfase umbilical:** Fue adaptada para permitir la conexión eléctrica entrante.

A continuación, en la Figura 2.27 se presentará una configuración convencional del árbol mojado de un sistema BEC.

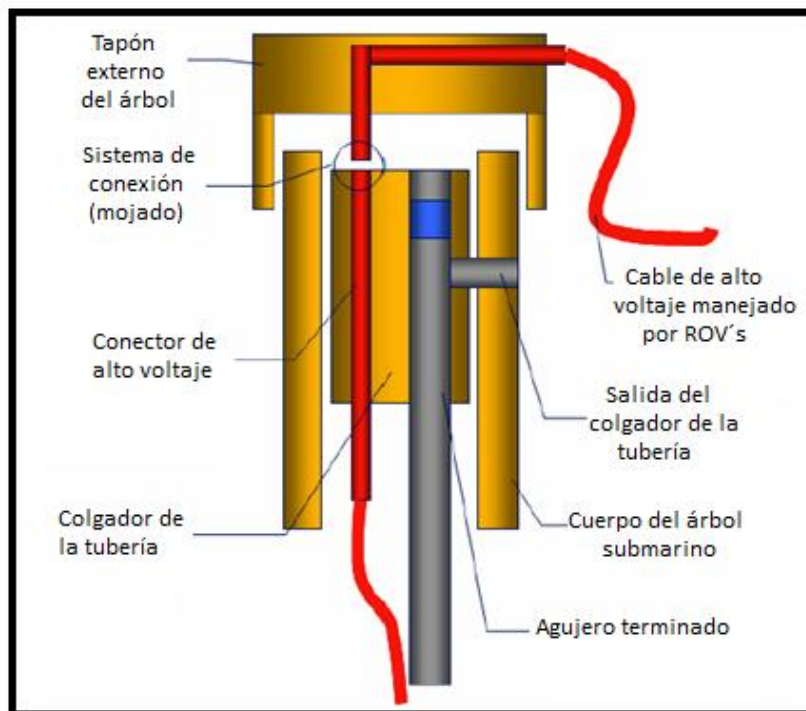


Figura 2.27 Esquema del diseño de un árbol mojado.

2.4.6 Manifold ⁴

Un manifold es un arreglo de tuberías, cabezales y válvulas que se usan para recibir y distribuir crudo y gas. Se pueden conectar diferentes árboles (pozos) a un manifold. Es el sistema de recolección más flexible. El manifold se controla con energía eléctrica e hidráulica, y tiene un respaldo para controles mediante ROV. En la Figura 2.28 se observa un manifold tipo cluster y en la Figura 2.29 se muestra la distribución de estos equipos en el lecho marino. Existen tres tipos de manifolds: Cluster, Template y PLEM.



Figura 2.28 Manifold tipo Cluster.

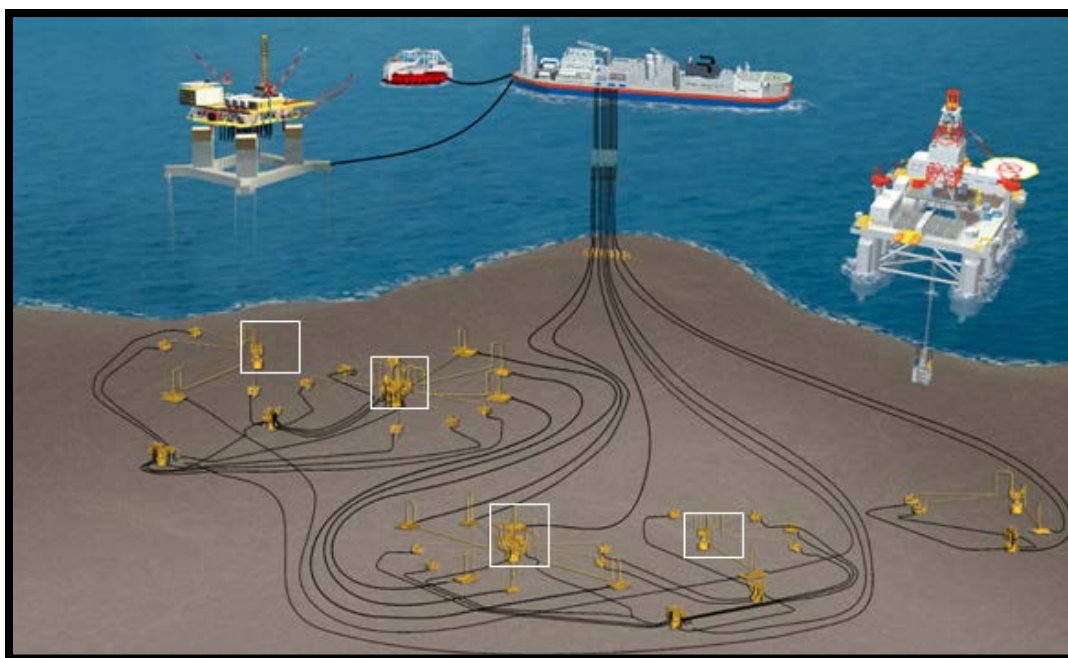


Figura 2.29 Distribución de Manifolds en el lecho marino.

El PLEM (Figura 2.30) es una versión reducida del manifold cluster, es de un diseño relativamente sencillo, y consiste de válvulas, tuberías y conectores en un patín. El PLEM dirige fluidos de uno o dos árboles submarinos hacia el centro de proceso. Se conecta directamente a la línea de flujo submarina, por lo que no se requiere del uso de PLETs.



Figura 2.30 Manifold Pipeline End Manifold (PLEM).

El manifold en plantilla o template (Figura 2.31) es una estructura que permite perforar a través de ella, y diseñada para alojar múltiples árboles submarinos en proximidad. Usualmente su uso depende de ciertas características de yacimiento.

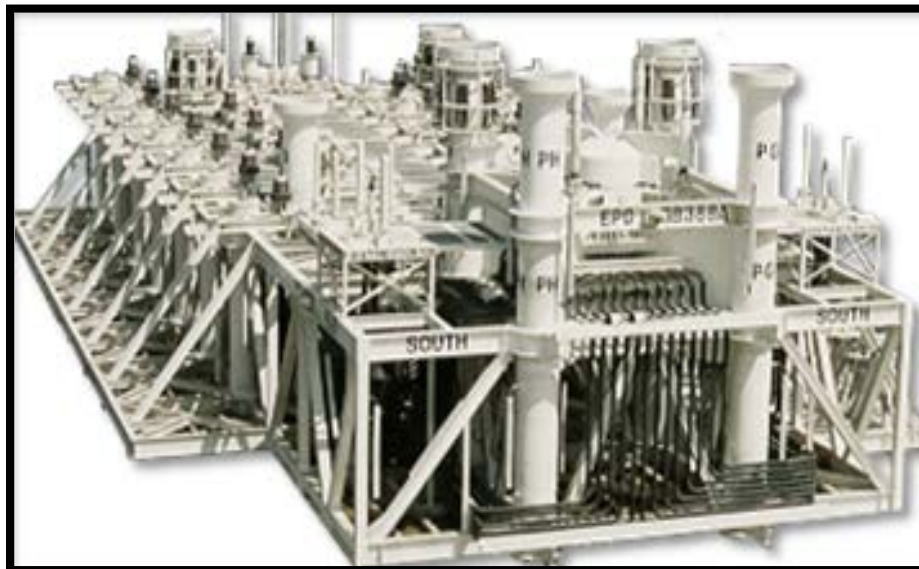


Figura 2.31 Manifold tipo Template.

Con la finalidad de que los manifolds recolecten los fluidos producidos o distribuyan los fluidos inyectados, éste se debe equipar con los componentes que controlen y monitoreen el flujo y que proporcionen un apoyo estructural para el manifold. Estos normalmente son:

- Cimentación
- Marco estructural
- Hubs
- Conectores
- Arreglo de tuberías
- Válvulas y actuadores
- Instrumentación (transductores de PyT, MPFM, SD, detector de PIG, monitor de corrosión, etc.)
- Estranguladores
- Pigging Loop
- Aislamiento

Tipos de servicio de Manifolds:

- Producción (aceite y gas)
- WI (Inyección de agua)
- GI (Inyección de gas)
- Inyección Alternado (agua y gas)

Manifold de producción.: Los manifolds de producción submarinos juegan un papel importante en el proceso de llevar los hidrocarburos a la superficie. Estos reciben los fluidos producidos de 3, 4 o más pozos en un campo. El flujo del yacimiento a la superficie es como sigue:

Los fluidos producidos fluyen del yacimiento hacia arriba a través de la tubería de producción en el pozo, y por medio del árbol submarino se controla dicho pozo. Los fluidos fluyen del árbol al manifold a través de los jumpers del árbol- manifold, también conocidos como “jumpers del pozo”. Posteriormente, los fluidos producidos fluyen vía “jumpers de las líneas de flujo” a las líneas de exportación hacia el centro de proceso. Una vez que los fluidos producidos (de varios pozos) llegan al manifold, estos se mezclan en tuberías especialmente diseñadas alojadas dentro del marco estructural. El flujo se conduce por los cabezales secundarios y las válvulas direccionan el flujo hacia los cabezales seleccionados. Una vez que los fluidos producidos se reciben y mezclan, éstos se dividen o separan hacia las líneas de tuberías seleccionadas. A lo largo de la vida del

campo, los cabezales se pueden seleccionar individualmente como de baja o alta presión. El manifold se utiliza también para aislar pozos dentro de un mismo centro de perforación para propósitos operacionales o de expansión. Si el operador decide expandir el campo, con el manifold se pueden aislar los pozos existentes mientras se perforan los pozos nuevos y se instalan los árboles correspondientes. Si el operador necesita intervenir o reparar un pozo existente, el manifold se usa para aislar el pozo de los otros en el mismo centro de perforación. Por medio de las válvulas con las que están equipados los manifolds, se puede parar o desviar el flujo del pozo que está siendo aislado.

Los manifolds de producción juegan un papel clave en las actividades de prueba de pozos y manejo de la producción. Una vez que el centro de perforación está produciendo, el operador puede necesitar medir el volumen del flujo de pozos individuales en forma separada. Nuevamente, las válvulas en el manifold desvían el flujo a dispositivos de medición en tuberías seleccionadas. Dependiendo de las características del flujo, existe un gran número de formas para usar un manifold en pruebas de flujo.

Tres técnicas comunes son:

- Equipar el manifold con un cabezal de prueba separado que contenga el medidor de flujo. El operador desvía entonces el pozo que está siendo probado hacia dicho cabezal.
- Colocar un cabezal de prueba separado en el manifold conectado a una línea de flujo exclusiva de regreso al centro de proceso.
- Suministrar un medidor de flujo a cada pozo.

El manifold de producción juega un papel importante en la limpieza o monitoreo de las condiciones internas de las líneas de tuberías. Para ello se utilizan los PIG o *pipeline instrument gauge* (diablo) que se envían a través de las líneas.

Para alojar esta actividad, el manifold cuenta con líneas de flujo duales y un *pigging loop*.

Manifold de inyección: La inyección es el proceso de hacer fluir gas o agua dentro del yacimiento para mantener la presión, así los hidrocarburos fluyen hacia fuera en el volumen deseado.

El gas tratado o el agua fluyen hacia el yacimiento desde una plataforma o centro de proceso a través de las líneas de flujo hacia el manifold de inyección.

Los fluidos inyectados fluyen del manifold hacia los árboles (a través de los jumpers del pozo) y continúan al fondo del pozo. Un arreglo similar de tuberías y válvulas realizando las funciones de distribución.

El diseño del equipo submarino se deberá ajustar más que dictar la arquitectura del campo. Por lo tanto, la arquitectura del campo o arreglo de pozos, determina el tipo de manifold que se requiera (de ser así).

Los manifolds submarinos se diseñan con el API RP 17A: Recomendaciones Prácticas para el Diseño y Operación de Sistemas Submarinos de Producción, entre otros códigos de la industria. Algunas de las consideraciones que influyen en el diseño de los manifolds submarinos son:

- Barreras: La filosofía de dobles barreras se usa generalmente en el caso de los fluidos de producción. Para el caso de inyección de agua se puede usar la filosofía de barrera sencilla, mientras que para los manifolds de inyección de gas se usa el criterio de doble barrera.
- Materiales: Se requiere poner especial atención en el material de las tuberías, ya que este debe ser compatible con los fluidos de producción o de inyección.
- Aseguramiento de Flujo: El aislamiento de algunos componentes del manifold también es una consideración importante en aplicaciones en aguas profundas.
- Yacimiento: La forma del yacimiento y densidad de pozos pueden determinar el uso o no del manifold, y el número de *slots* en este.
- Infraestructura: La existencia o no de infraestructura cercana puede determinar el *layo* o arreglo de equipo con (y el número de estos) o sin manifolds.

Otras consideraciones incluyen aspectos financieros. El CAPEX varía de proyecto a proyecto, y el tiempo de retorno de la inversión también juega un rol importante. La disponibilidad y costo diario de las plataformas de perforación también influye en algunas consideraciones de diseño. Aún el tirante de agua y los criterios meteo oceánicos influyen en el arreglo, y por lo tanto en el diseño de los manifolds submarinos.

2.4.7 Jumpers⁴

Interconexión entre equipos submarinos (pueden ser rígidos y flexibles), absorbe la expansión, contracción y desalineación. Se pueden instalar medidores de flujo y de arena. En la Figura 2.32 se puede observar un esquema los diferentes tipos de jumpers que existen. Los jumpers del pozo, encargados de transportar el fluido del árbol submarino al manifold y los jumpers de línea de flujo, que transportan el fluido del manifold al FLED.

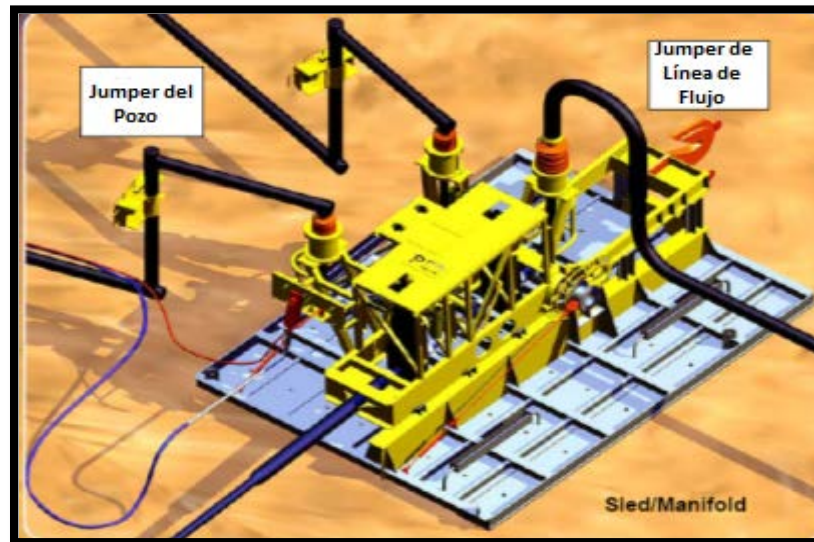


Figura 2.32 Jumpers

Por otro lado, en las Figuras 2.33 y 2.34 se puede observar la distribución de estos equipos en el lecho marino.



Figura 2.33 Jumpers del Pozo.



Figura 2.34 Jumpers de Línea de Flujo.

2.4.8 PLET-FLET⁴

Algunas veces también conocido como FLET (Figura 2.35) o In-line Sed es una estructura que funge como interfase y punto de conexión entre las líneas de producción de árboles o manifolds (vía jumpers) y el sistema principal de proceso, en la Figura 2.36 se observa la distribución de estos equipos en el lecho marino.



Figura 2.35 Visualización del PLET.

Las unidades de terminación son equipos o estructuras submarinas que facilitan la interfase del umbilical, tubería o línea de flujo con el equipo submarino. Las unidades de terminación incluyen PLET (Pipe Line End Termination) y UTA (Umbilical Termination Assembly). Estos se colocan cerca de los manifolds submarinos, árboles submarinos y conexiones de líneas de flujo y umbilicales.

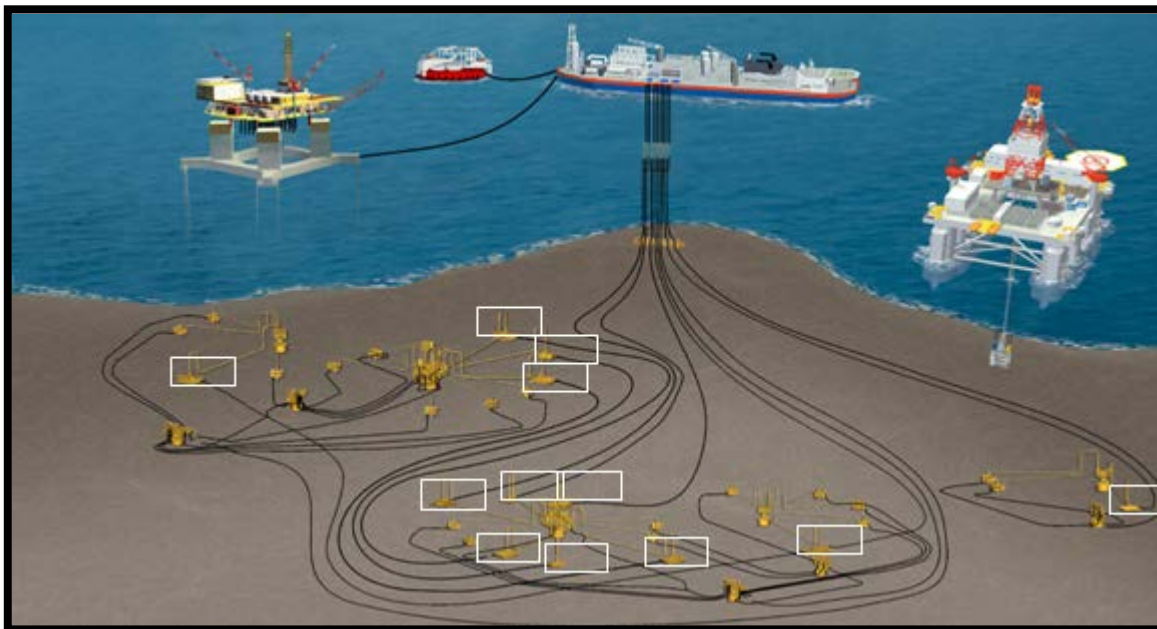


Figura 2.36 Distribución de PLET en el lecho marino.

2.4.9 Umbilicales y Flying Leads ⁴

Un umbilical es una tubería ocupada para el suministro del fluido de control, químicos, energía eléctrica, así como señales de comunicación del sistema superficial de producción al equipo submarino.

Componentes típicos de un umbilical:

- Dos líneas de HP y dos líneas de LP para redundancia hidráulica.
- Una línea para el espacio anular y una más disponible.
- Líneas para inyección de metanol.
- Líneas para inyección de inhibidores de incrustaciones, corrosión, asfaltenos y parafinas.

Existen dos tipos de umbilicales:

1.- Umbilicales Estáticos. Conexión entre una plataforma fija y un árbol submarino. El umbilical es soportado junto a la plataforma es soportado junto a la plataforma con una estructura hasta depositarlo en el lecho marino.

2.- Umbilicales Dinámicos. Cuelgan de una plataforma flotante como un SPAR, TLP, SEMI o de un barco FPSO.

En las Figuras 2.37 y 2.38 se muestran un corte transversal junto con un esquema de los umbilicales y su distribución en el lecho marino respectivamente.

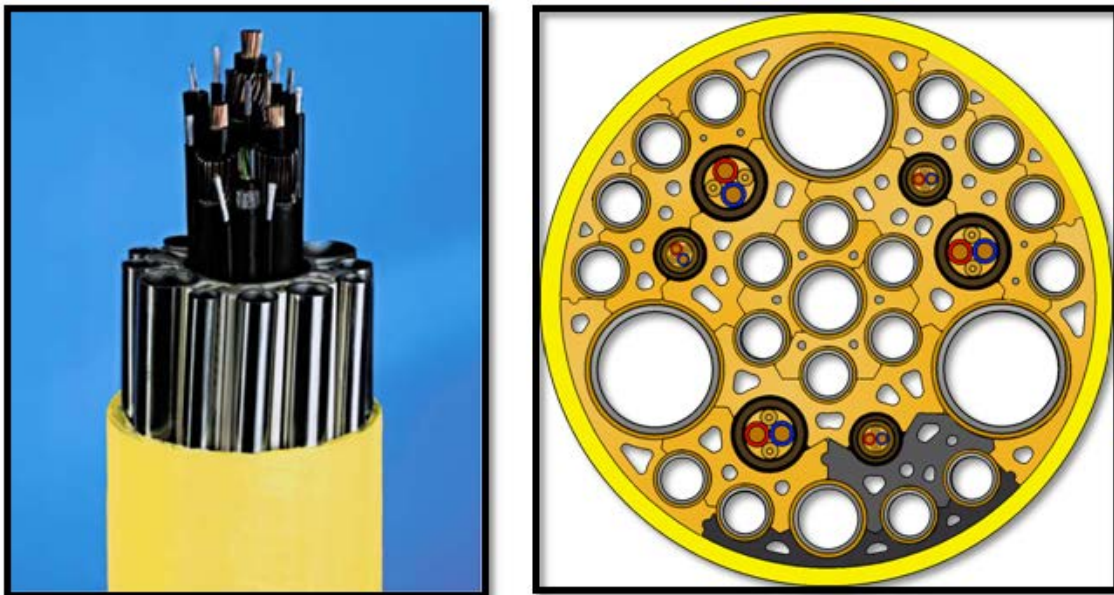


Figura 2.37 Umbilical

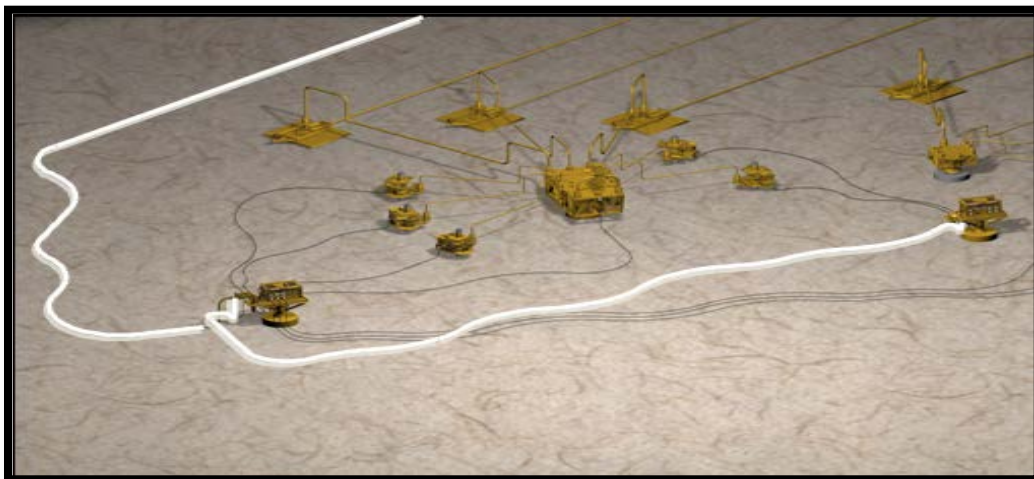


Figura 2.38 Distribución de los umbilicales en el lecho marino.

Por otro lado, los flying leads cuentan con las siguientes características:

- Son fabricados con tubos de acero inoxidable Superduplex o de tubos termoplásticos.
- Conectan el UTA (Umbilical Termination Assembly) con los SCM (Subsea Control Module) de los pozos o manifolds.
- Son instalados después de que han sido conectados los UMBILICALES con sus UTA.
- Son instalados con el apoyo de un ROV (Remoted Operated Vehicle).

En la Figura 2.39 se puede observar la distribución de este tipo de sistemas en el lecho marino.

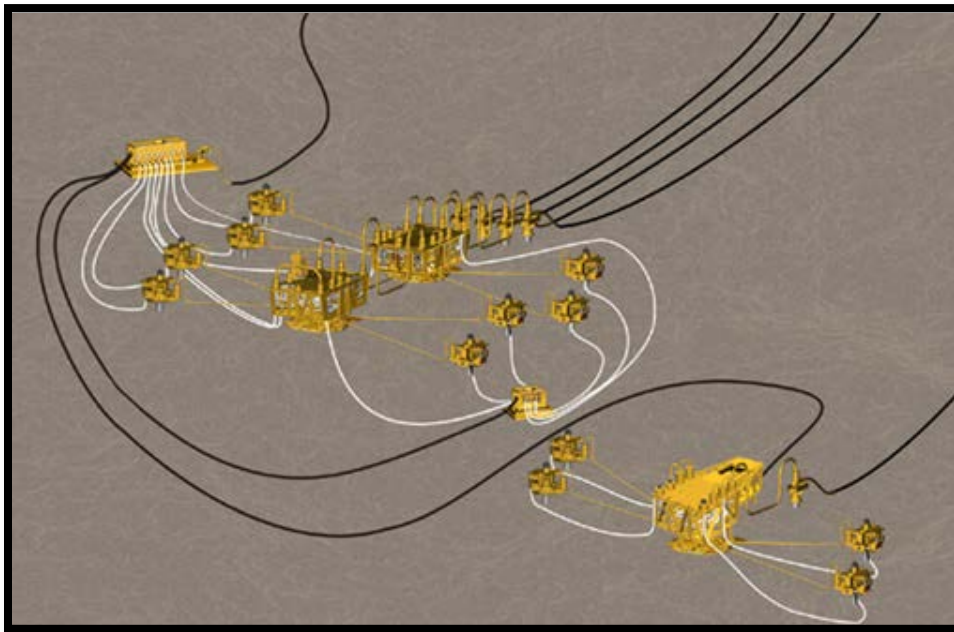


Figura 2.39 Distribución de flying leads en el lecho marino.

Los umbilicales y flying leads son el medio principal de comunicación, transferencia de energía hidráulica y eléctrica así como el medio para el control y obtención de datos para monitorear en tiempo real, desde la plataforma o barco, todas las operaciones de los diferentes equipos submarinos en producción. Cada proyecto de aguas profundas tiene diferentes necesidades de energía hidráulica, eléctrica y de comunicación por lo que los umbilicales y flying leads se diseñan y manufacturan de acuerdo a dichos requerimientos.

- Los principales daños que estos equipos puedan sufrir pueden ocurrir durante la etapa de construcción del campo submarino de producción.

2.4.10 Risers ^{4,9}

Se le denomina riser a la porción de una tubería que va del lecho marino a la superficie. A continuación se mencionan los diferentes tipos de risers:

- a) El riser convencional consiste en una tubería rígida conectada a la estructura de la plataforma y sirve como línea de flujo.
- b) Un riser tubo J, para tubería rígida, y riser tubo J o tubo I, para tubería flexible el cual permite la instalación de la tubería sin conexiones en el lecho marino y consiste de un conducto rígido conectado a la plataforma a través de donde las tuberías son jaladas.
- c) Un riser flexible consiste en una tubería flexible unida a la plataforma (en una manera similar a un riser convencional) o suspendido de una instalación flotante.
- d) Un riser de un template submarino.

La función de un riser de producción submarino es proveer conductos para los hidrocarburos o fluidos de inyección entre el equipo del lecho marino y las instalaciones de producción. Los risers pueden proveer soporte para líneas auxiliares y umbilicales de control. En la Figura 2.40 se observa la distribución de los risers en el lecho marino.

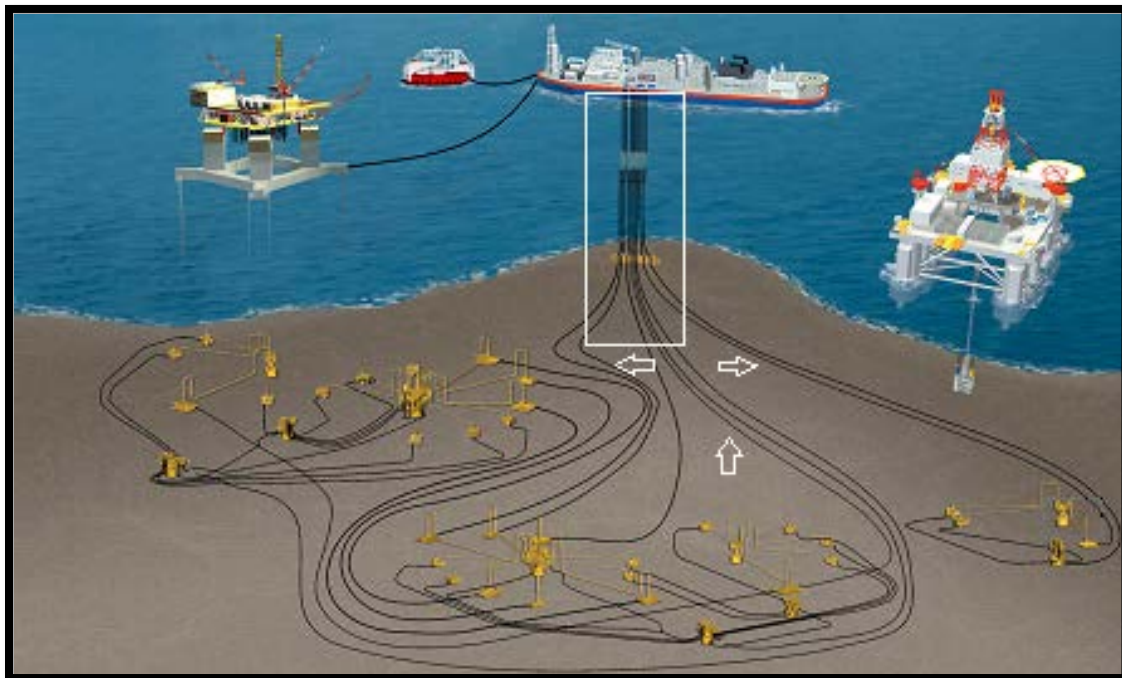


Figura 2.40 Distribución de risers en el lecho marino.

2.4.11 UTA (Umbilical Termination Assembly) ^{4,9}

El UTA (Umbilical Termination Assembly) Provee una conexión para la distribución de la energía hidráulica y eléctrica y comunicaciones. Es un ensamblaje para el final del umbilical submarino que facilitará su implementación. Provee las interfases mecánicas, eléctricas e hidráulicas necesarias para los jumpers que interconectan los conductores eléctricos de los umbilicales y los conductos químicos e hidráulicos con el equipo submarino. Algunas se llaman SUT (Subsea Umbilical Termination). En la Figura 2.41 se observa un equipo UTA.

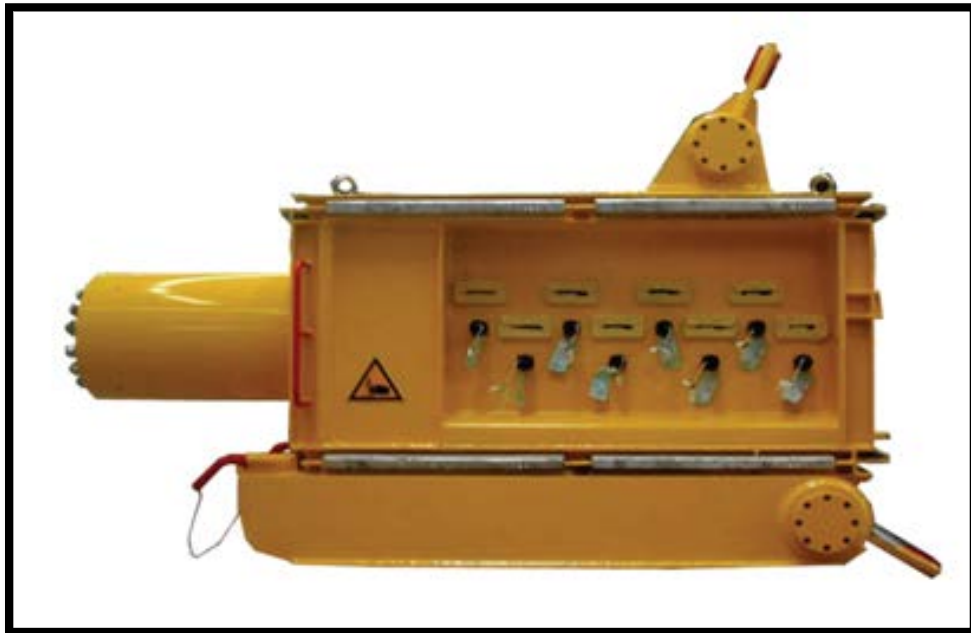


Figura 2.41 UTA (Umbilical Termination Assembly).

2.4.12 ROV's ^{4,10}

Los ROV's (Remote Operated Vehicles, Figura 68) son equipos de apoyo de gran importancia para la exploración, y explotación de campos de hidrocarburos en aguas profundas. Pueden definirse como robots submarinos no tripulados controlados remotamente desde la superficie por un piloto.

Los ROV's están equipados con cámaras y lámparas para aumentar la visibilidad, propulsores para la navegación y posicionamiento, además de algunos sensores para localización de objetos y equipos para inspección. En la Figura 2.41 se presenta un ROV.

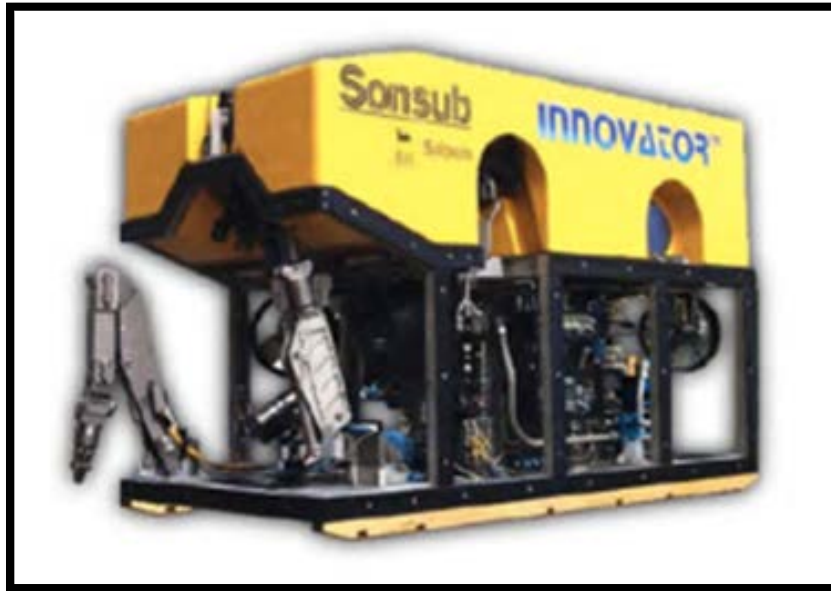


Figura 2.41 ROV (Remote Operated Vehicle)

A continuación, en la Tabla 2.4, se muestra la clasificación de los ROV's.

CLASIFICACIÓN	POTENCIA (hp)	FUENTE DE ENERGÍA	PROFUNDIDAD (metros)	CARGA	UTILIZACIÓN
Observación	< 20	Eléctrico	Limitada	Mínima a ninguna	Observación
Trabajo ligero	20 – 75	Electro-hidráulico ó Eléctrico	1000 – 3000	Moderada	Inspección, Apoyo mínimo en perforación
Trabajo	75 – 100	Electro-hidráulico	1000 – 3000	Pesada	Construcción, tendido, perforación
Trabajo pesado	> 150	Electro-hidráulico	2000 – 5000	Pesada	Construcción y telecomunicaciones

Tabla 2.4 Clasificación ROV's.

El armazón del ROV proporciona una plataforma firme para fijar componentes mecánicos, eléctricos, de propulsión incluyendo herramientas especiales como sonares, cámaras fotográficas, iluminación, manipuladores, sensores científicos y equipo de muestreo. El tamaño del armazón depende de los siguientes aspectos:

- Peso de la unidad completa del ROV en el aire.
- Volumen del equipo en cubierta.
- Volumen de los sensores y herramientas.
- Volumen de flotabilidad.

La flotabilidad es requerida para compensar el peso en el agua del ROV, el método preferido para operar el ROV es teniendo un peso neutro o lo más cercano a éste. Dependiendo de la profundidad a la que opere el ROV la flotabilidad es provista por espuma plástica o por espuma sintáctica.

Los sistemas de propulsión de los ROV's pueden ser de diferentes tipos, tales como: eléctrico, hidráulico, y propulsión a chorro canalizada. En el diseño de un sistema de propulsión las metas principales son:

- Maximizar la capacidad de propulsión.
- Menor consumo de energía.

2.4.13 Sistemas de Control ⁴

Los principales componentes de un sistema de control submarino son:

Instalados en superficie:

- Estación de Control Maestro (MCS)
- Unidad de Energía Eléctrica (EPU)
- Unidad de Energía Hidráulica (HPU)
- Suministro de Energía Ininterrumpida (UPS)
- Unidad de inyección de Químicos (CIU)

Instalados en el lecho marino:

- Umbilical y flying leads
- Módulo de control submarino

El objetivo de este capítulo y en especial el de esta sección en la que se presentaron los componentes del SIP utilizados en sistemas BEC es el de preparar al lector para el tercer capítulo de este trabajo, en el que nuevos desarrollos y casos particulares serán presentados.

2.5 Diseño de aparejos de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido ¹

2.5.1 Recopilación y Análisis de la Información¹

El diseño de una instalación de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido requiere de un conjunto de varias consideraciones parcialmente metódicas. En primer lugar, es importante que la bomba seleccionada se ajuste al gasto de producción deseado. Cada bomba tiene un rango de condiciones de flujo dentro del cual es más eficiente y menos susceptible al desgaste mecánico. El contar con una buena información del comportamiento de afluencia del pozo y en general del yacimiento ayuda a la prevención del sobredimensionamiento de la bomba, lo que puede resultar en una operación intermitente si el pozo dejara de bombear debido a que el nivel de fluidos se posicionara por debajo de la entrada de la bomba.

En segundo lugar, la bomba debe de tener el tamaño adecuado para producir el incremento de presión necesario para levantar los fluidos de producción hasta la superficie y mantener la presión necesaria en la cabeza del pozo. Esto solo es cuestión de seleccionar el número correcto de etapas en cuanto al bombeo centrífugo vertical se refiere. Una vez más, contar con buena información del comportamiento de afluencia es muy importante.

En tercer lugar, el tamaño correcto del motor podrá entonces ser seleccionado para ajustarse al gasto y altura junto con la eficiencia de la etapa de la bomba seleccionada.

El comportamiento de la bomba y los requerimientos del motor son afectados también por las características de la mezcla de fluidos a bombear de un pozo en particular. Consecuentemente, se deben de tomar en consideración factores como la densidad del fluido, la viscosidad, el contenido de gas, la corrosión y la abrasión del equipo.

El éxito del diseño de un aparejo de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido se basa en la buena calidad de la información utilizada que incluye: una prueba de producción, tipo de fluidos producidos, estado mecánico del pozo y datos complementarios que permitan asegurar el funcionamiento confiable del sistema.

Prueba de producción

Los datos del comportamiento de flujo en el yacimiento y en la tubería vertical establecen la capacidad máxima de producción del pozo y la presión de fondo fluyendo para cualquier gasto menor que el máximo. Este comportamiento se describe con la presión estática y de fondo fluyendo medidas a una profundidad conocida, y con el gasto

correspondiente. Si no hay gas en el pozo, los niveles estático y dinámico del fluido son suficientes, en lugar de las presiones.

La presión de fondo fluyendo para cualquier otro gasto, se determina con los datos de la curva de comportamiento de flujo, calculada mediante alguna de las formas comúnmente aceptadas:

-Línea recta de índice de productividad, utilizada cuando no hay gas presente o cuando todo el gas se encuentra en solución a la profundidad del intervalo productor.

-Curva de comportamiento de flujo, utilizada cuando la presión de fondo fluyendo es inferior a la saturación, lo que implica la presencia de gas libre en el yacimiento.

La temperatura de flujo en el fondo y en la cabeza son datos necesarios particularmente si hay gas presente. La cantidad de gas en solución y el volumen de gas libre son sensibles a la variación de temperatura, y cambian continuamente durante su trayectoria por la tubería de producción. También la selección del material para el cable conductor queda afectada por la temperatura del medio ambiente al que está expuesto.

Tipo de fluidos producidos

Los datos de un análisis PVT, siempre son necesarios e importantes, incluso cuando no hay gas presente. Si para un caso en particular no se tienen disponibles dichos datos, se pueden calcular mediante las correlaciones estándar; entonces, se requieren conocer las densidades relativas y porcentajes de líquidos y gas que componen la mezcla que se va a bombear. Por lo tanto las densidades relativas del agua y gas, la densidad API del aceite, el porcentaje de agua producida y la relación gas-aceite, deben ser conocidos. Estos parámetros influyen directamente sobre la demanda de potencia al motor y la viscosidad, además, influye sobre las curvas de comportamiento de las bombas.

Estado mecánico del pozo

Las dimensiones físicas del pozo son datos importantes que gobiernan la capacidad del aparejo posible de instalar. El tamaño y peso de la tubería de revestimiento determinan el diámetro máximo de motor y bomba que pueden introducirse en el pozo. Su importancia está en que la instalación es más eficiente, conforme los diámetros de motor y bomba son mayores siempre y cuando la producción deseada lo demande.

La profundidad total del pozo es el límite máximo para la colocación del aparejo. Igualmente, la profundidad media del intervalo disparado, es el límite de colocación del aparejo en la forma tradicional. En caso de que la zona de disparos quede por arriba de la

bomba, se requiere una instalación especial; consistente en una camisa de recubrimiento a lo largo del aparejo, para obligar a que los fluidos pasen por la parte externa del motor y lo enfríen.

Datos complementarios

Otra información no perteneciente al yacimiento ni al pozo, pero necesaria para el diseño del aparejo, se refiere al voltaje disponible del suministro de energía que conduce a la selección de los transformadores y de otros componentes eléctricos. El ciclaje (Hz) de la corriente, que gobierna la velocidad del motor y el rendimiento de la bomba, el tamaño y tipo de rosca para elegir la válvula de contrapresión, la de drene, la extensión de la mufa y la bola colgadora son ejemplos de este tipo de información.

Es primordial para el ingeniero de campo tener en mente que para cada aplicación se tiene una situación individual debido a las condiciones variantes del pozo y del fluido que se va a bombear, por lo que un análisis general del diseño debe de ser tomado en cuenta antes de llevar a cabo cualquier operación.

2.5.2 Identificación de los factores que afectan el diseño del aparejo de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido ^{1,11}

Geometría de flujo

El estado mecánico del pozo es parte de esta geometría que incluye el diámetro de la tubería de producción, mismo que está relacionado con el tamaño de la bomba. Dicho diámetro se selecciona para manejar apropiadamente el gasto que se desea producir, ya que influye sobre las pérdidas de presión desde la bomba hasta la superficie.

La aplicación de la ley de Darcy al flujo en el yacimiento requiere de la definición de las fronteras interna y externa del yacimiento. La definición de la frontera interna definirá la geometría de flujo en las cercanías del pozo, siendo la más importante en el establecimiento del comportamiento de los pozos, debido a que un mayor porcentaje de las caídas de presión ocurren en ese lugar.

En la Figura 2.43 se muestran las geometrías de flujo que pueden esperarse en la producción de hidrocarburos. En los pozos productores de aceite y gas, el flujo radial cilíndrico es probablemente el más representativo. Otras geometrías de flujo, también comunes, son las que se presentan en pozos parcialmente penetrantes (flujo esférico) y en pozos fracturados (flujo lineal y bilineal).

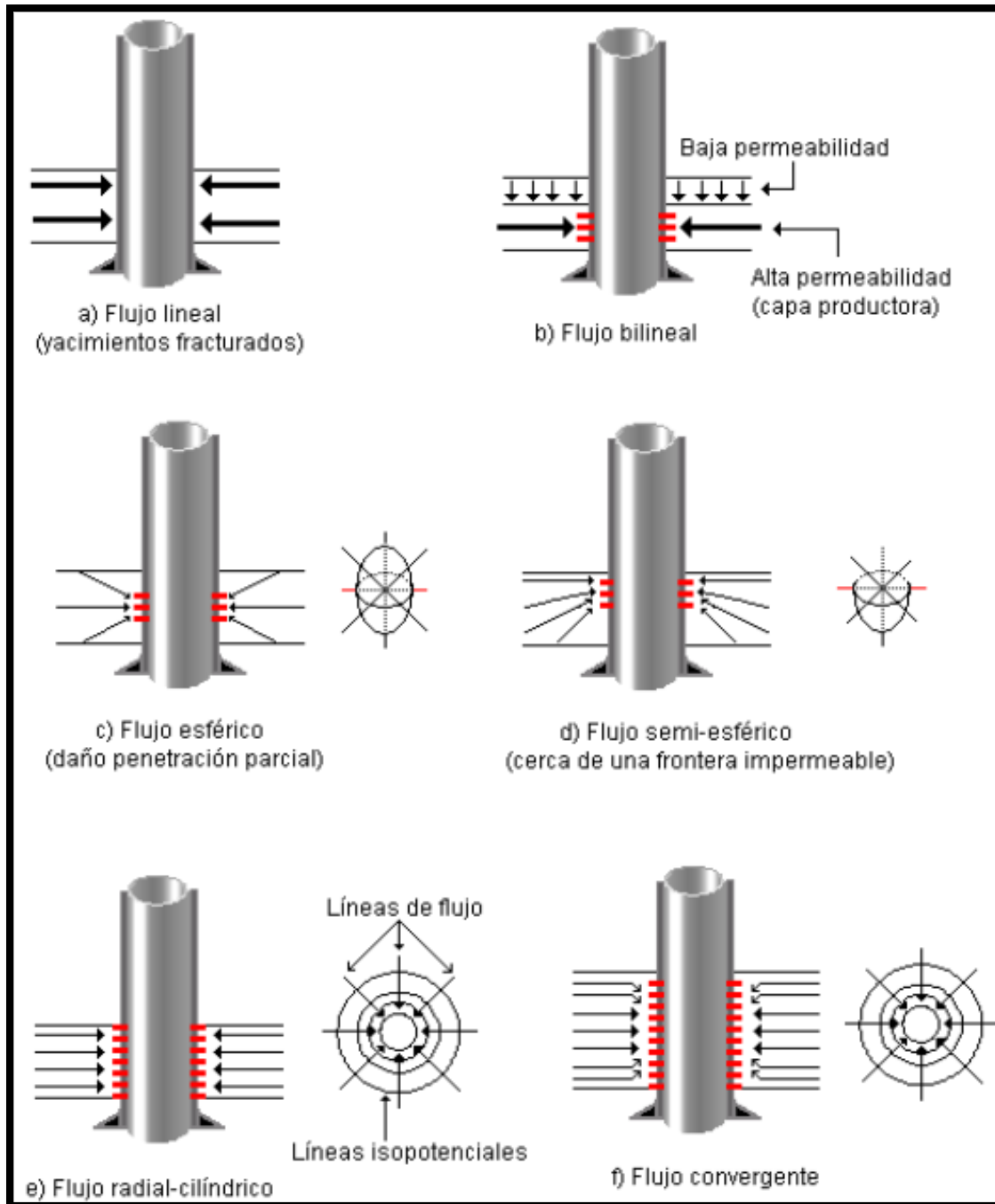


Figura 2.43 Diferentes Geometrías de Flujo para Pozos Petroleros

Es muy importante conocer la geometría de flujo de cada pozo, ya que la correcta utilización de la ecuación de Darcy dependerá de ella y por consiguiente, el diseño de nuestro sistema BEC también lo hará.

Capacidad de flujo del pozo

Este parámetro obtenido de la prueba de producción, permite diseñar la bomba, asegurando que el rango de gasto en el que opere esté cerca de su máxima eficiencia. De otra manera, si la capacidad de la bomba excede la aportación del pozo, se puede alcanzar la condición de bombeo en vacío; en consecuencia, el motor se sobrecalienta hasta que su aislamiento falla y se quema. Las curvas que indican el índice de productividad del pozo son necesarias para el cálculo de la capacidad de flujo del mismo. A continuación hablaremos de ellas.

Curva IP

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión ($P_{ws} - P_{wf}$) en este gasto particular se denomina índice de productividad IP y se simboliza con la letra J ; desde un punto de vista práctico, el índice de productividad es la medición más directa de la capacidad productiva de una formación productora; si la producción q esta en bpd de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento esta expresado en lb/pg^2 , el IP se define como: (ver la ecuación 2.3)

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots \dots \dots (2.3)$$

A menos que se indique otra cosa, el IP se basa en la producción neta de líquidos (producción de aceite más producción de agua).

Es práctica común evaluar el índice de productividad (J) durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar usando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo. Esto puede efectuarse con cierta precisión en pozos cuyo yacimiento éste sometido a empuje hidráulico, siempre y cuando la presión de fondo fluyendo sea mayor a la de burbujeo.

Sin embargo se puede incurrir en un error en pozos cuyo yacimiento esté sujeto a un empuje por gas disuelto, y que se encuentre por debajo de la presión de burbujeo. Para un yacimiento con empuje hidráulico muy activo, en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbujeo, el índice de productividad (J) será constante. Para un yacimiento con empuje por gas en solución, en el cual la P_{wf} sea menor que la P_b , el J cambiara en función de la recuperación acumulada.

En la Figura 2.44 se muestran en las curvas típicas que representan el comportamiento del flujo en el yacimiento de un pozo. En la línea A, la tendencia es una recta que se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es menor a P_b . Al abatirse la presión, el

comportamiento es como el que se observa en línea B y finalmente, cuando los abatimientos sean mayores en el yacimiento puede esperarse un comportamiento como el de las líneas C y D.

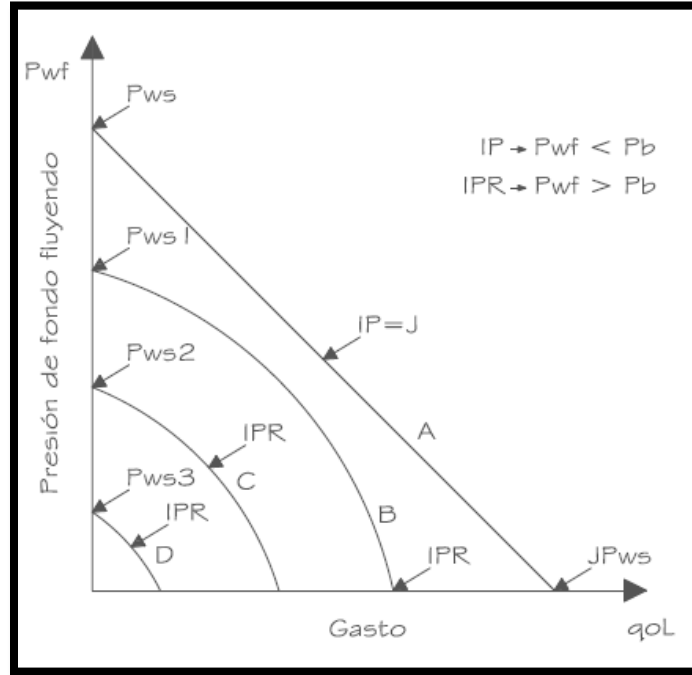


Figura 2.44 Índice de Productividad

En relación a la misma Figura 2.44, cuando la presión de fondo fluyente es mayor a la presión de saturación la pendiente de la recta es constante y entonces: $J = IP$ (línea A). Cuando $P_{wf} < P_b$ se considera un comportamiento no lineal al que se conoce como IPR (líneas B, C y D). El gasto teórico que se obtendría de un pozo cuando $P_{wf} = 0$ se conoce como $q_{m\acute{a}x}$.

Curvas de IPR

En la ecuación de Índice de Productividad se describen las variables que controlan y afectan el comportamiento de un pozo. Mediante su manipulación a través del diseño optimizado, puede realizarse diversos escenarios de producción del pozo.

Vogel (1968) propuso la siguiente expresión (ecuación 2.5) para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gastos adimensionales.

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \dots \dots \dots (2.5)$$

La ecuación 2.5 puede interpretarse como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. Esta ecuación aplica a casos donde no existe daño a la formación, es decir la eficiencia de flujo (EF) es igual a 1. (Figura 2.45).

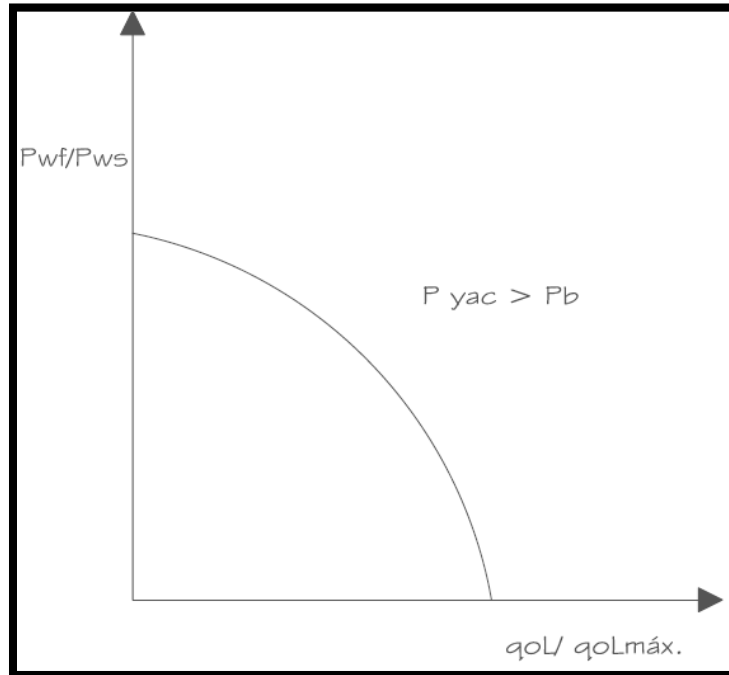


Figura 2.45 Representación de la Ecuación de Vogel.

En esencia la ecuación Vogel representa un modelo homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no se reflejan. Los cambios en los índices de productividad son atribuidos a los cambios en saturación, permeabilidades relativas y abatimientos de presión.

Para utilizar la correlación de Vogel se requiere una prueba de producción y ésta consiste en obtener un gasto de aceite a una presión de fondo fluyendo para la presión de fondo estática. Al comportamiento de flujo utilizando la correlación de Vogel se le conoce como curva de IPR.

IPR's futuras.

En el estudio técnico-económico de un pozo, es de gran importancia la predicción de los gastos de producción. Esto impone la necesidad de poder predecir el comportamiento del pozo, de tal forma, que se pueda planear la vida productora del pozo, para de esta forma poder determinar entre otras cosas, el momento en el que se debe instalar un sistema

artificial de producción, y evaluar cada uno de estos sistemas para elegir el ideal para el pozo, y además convenir apropiadamente las ventas de crudo a futuro.

Lo anterior, originó el desarrollo de diferentes métodos que permiten establecer el IPR del pozo a un tiempo futuro. A continuación se mencionarán diferentes métodos para la predicción antes mencionada:

1. Método de Fetkovich.
2. Método de Fetkovich-Vogel. (ECKMIER).
3. Método de Standing.
4. Método de Couto-Golan.
5. Método de Pívor Point.
 - Numérico.
 - Analítico.
 - Gráfico.

Gas libre en la bomba

La presencia de gas libre a la profundidad de colocación del aparejo, representa el mayor problema para dimensionar el equipo adecuado y producir efectivamente un pozo. La bomba se comporta a su más alta eficiencia cuando se bombean únicamente líquidos y aunque puede bombear gas libre, su presencia en exceso es causa de una operación ineficiente.

Si la producción del pozo tiene gas asociado, entonces, entre el nivel dinámico del fluido y el fondo, existe un rango de combinaciones de líquido y gas con diferentes densidades, mismas que influyen significativamente sobre la capacidad requerida para la bomba y su profundidad de colocación. Para el cálculo de estos dos parámetros, es imposible afirmar que cualquier criterio sea siempre el mejor, debido a que los datos del pozo no son siempre de la misma confiabilidad.

Como regla general, la mayoría de las instalaciones de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido impulsan a los fluidos por la tubería de producción, sin empacador en el pozo. Esto significa que el gas libre se puede desviar al espacio anular, o pasar a través de la bomba.

El funcionamiento de la bomba y del motor se ven afectados por la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba, en este punto, una mayor cantidad total de gas libre y en solución tiene efectos benéficos debido a que disminuye el peso de la columna hidráulica en la tubería de producción y reduce la demanda de potencia al motor. Pero la bomba

necesita manejar un gasto mayor, es decir, el requisito de capacidad volumétrica de la bomba se incrementa conforme aumenta la relación gas libre-líquido que debe manejar. Cuanto más gas está en solución al entrar a la bomba, su comportamiento es más fiel al señalado en sus curvas características. Por el contrario, se aparta de dicho comportamiento mientras la relación gas libre-líquido se incrementa.

Algunas formas prácticas para resolver el problema del gas libre a la profundidad de colocación de la bomba son:

a) Colocar la bomba de manera que la presión de succión sea superior a la presión de saturación. Entonces no existe gas en la entrada de la bomba y el gasto que se maneja es simplemente la producción de aceite a condiciones superficiales, multiplicado por su factor de volumen a condiciones de escurrimiento, más el gasto de agua si la hay. Esto puede hacerse únicamente si la profundidad a la que ocurre la presión de saturación se presenta arriba del extremo inferior de la sarta de producción.

b) Colocar la bomba de manera que la presión de succión sea inferior a la presión de saturación. Esto tiene la ventaja de acortar la longitud de la tubería de producción, la del cable conductor y en consecuencia un menor costo. Sin embargo, el gasto que la bomba maneja es igual al del aceite, más el del gas libre que pasa a través de la bomba, ambos medidos a condiciones de escurrimiento, más el gasto de agua si la hay. Conforme la bomba se coloca más arriba en el pozo, la cantidad de gas libre se incrementa y debe tenerse cuidado de que el flujo que llega a la succión no tenga una relación gas-líquido más alta de la que la bomba es capaz de tolerar.

Pozos desviados

Las bombas sumergibles están diseñadas para operar generalmente en una posición vertical pero pueden trabajar en pozos desviados y aún en posición aproximada a la horizontal, cuando sea necesario y con el requisito de que la flecha no esté forzada o flexionada. El límite de desviación de la vertical lo establece la capacidad de la unidad para mantener la separación entre el aceite lubricante del motor y el fluido del pozo, lo cual incumbe al fabricante y depende del tipo de protector utilizado. Para unidades diseñadas con una barrera flexible entre el aceite del motor y el del fluido del pozo, el límite de desviación cambia.

Empacadores

La forma preferente de instalar un aparejo de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido es sin empacador, de manera que queda colgando de la tubería de producción. La colocación de

un empacador significa una instalación especial, ya que éste debe permitir el paso del cable de potencia al motor. Si el empacador se requiere en el pozo, su selección se hace cuidadosamente, de modo que la bomba tenga sobre sí muy poco peso o nada de peso a compresión. Por ejemplo, teniendo en cuenta que cuando la bomba empieza a mover grandes volúmenes de líquidos calientes, la tubería de producción se alarga y ejerce compresión sobre la bomba si no se hacen los ajustes necesarios. En este caso un empacador permanente utilizando sellos de tipo largo, trabajaría satisfactoriamente. En resumen, si se requiere del uso de empacadores, úsese uno que pueda colocarse sin que la bomba o tubería de producción queden sujetas a compresión.

Efectos viscosos

La viscosidad afecta el comportamiento de las bombas centrífugas, disminuyendo su capacidad de carga, reduciendo la eficiencia y haciendo que la más alta eficiencia ocurra a un gasto menor. Para cualquier bomba, el efecto de viscosidad sobre la carga que produce, es mayor a más altos gastos. Las curvas de comportamiento que publican los fabricantes para cada bomba se basan en pruebas realizadas con agua, de manera que es necesario ajustar las curvas para fluidos de más alta viscosidad. La cantidad de ajuste varía entre bombas. Aquellas con pasajes de flujo más pequeños generalmente se afectan más por la viscosidad alta.

Temperatura

La temperatura de fondo es importante para la instalación de aparejos de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, porque es uno de los factores de control en la selección del cable conductor. Los cables disponibles en el mercado trabajan exitosamente a 350 °F o más, y son más costosos conforme su temperatura de operación sea mayor.

La temperatura también afecta al motor aunque la bomba no se coloque en el fondo debido a que un alto ritmo de producción mueve a los fluidos rápidamente hacia el aparejo, acarreando al motor una temperatura más alta que la existente bajo condiciones estáticas. Una temperatura más alta en el motor acorta su vida útil. Por ejemplo, por cada 18 °F de exceso en la temperatura de operación, por arriba del rango de aislamiento del motor, la vida de éste se reduce en un 50 %. La temperatura a la profundidad del aparejo operando, debe conocerse para determinar el volumen total de fluidos que entra a la bomba, especialmente para manejo de gas libre.

2.5.3 Operación vs. Condiciones de Descarga ¹

En la selección final de la potencia para el motor, es necesario tomar en cuenta que la demanda en caballos de fuerza (hp) para la operación de producción puede ser menor que la requerida en hp para la descarga del pozo. Por ejemplo, si el pozo tiene salmuera como fluido de control, la potencia requerida para condiciones estables de operación puede ser mucho menor que la potencia inicial requerida para la descarga. En ocasiones puede ser válido promediar entre ambos requerimientos de hp, teniendo en mente que el motor puede sobrecargarse cuando mucho un 20% por un periodo corto de tiempo, necesario para descargar el pozo. Esto siempre debe verificarse al finalizar el diseño para asegurar la descarga del pozo. Una alternativa para equilibrar la situación de demanda de potencia inicial y de operación es la de realizar la descarga a un gasto menor que el de operación.

Selección del aparejo

Una vez tomados en cuenta los puntos presentados en el apartado 2.5.2 de éste capítulo podemos entonces hablar de lo que se refiere al resto de los componentes del aparejo. Estos componentes siempre quedan ajustados a las dimensiones de la bomba y del motor, seleccionados en la siguiente forma:

1. El número de serie del protector y del separador de gas debe ser el mismo que el de la bomba.
2. El diámetro de la tubería de producción es función del gasto a manejar y a su vez, las dimensiones de los accesorios son función de dicho diámetro.
3. El tamaño de cable se elige de acuerdo a los requisitos de voltaje del motor, como consecuencia se determina el voltaje necesario en la superficie y las características electro-mecánicas que deben tener los dispositivos que se instalen en el tablero de control.
4. El voltaje superficial requerido, conduce a elegir el tamaño de transformador o transformadores que permitan cubrir la demanda de corriente, para asegurar la operación satisfactoria de la instalación de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.

2.5.4 Cálculos de diseño del sistema ¹

El diseño de instalaciones del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido es simple cuando se han entendido los fundamentos básicos del funcionamiento del equipo sumergible y la influencia de los factores que afectan su comportamiento.

Por su grado de complejidad, desde el punto de vista de diseño, la instalación más simple es para pozos productores de agua, debido a que no pasa gas libre a través de la bomba. La siguiente más simple es para pozos con baja relación gas-aceite, donde el gas libre puede o no pasar a través de la bomba. La tercera, es para pozos que producen bastante gas, de manera que una porción o todo el gas libre debe bombearse. Finalmente están las aplicaciones especiales para bombeo de fluidos viscosos, medio ambiente agresivo y otros factores.

El procedimiento de cálculo es general para los cuatro tipos de instalaciones mencionadas, pero para cada una se requieren modificaciones en algunos pasos del proceso. Estos casos serán oportunamente señalados conforme se avance en el grado de complejidad.

Carga dinámica total (CDT)

Es simplemente la carga total que la bomba genera cuando está bombeando el gasto deseado. Dicha carga, expresada como longitud de columna hidráulica, es la diferencia entre la presión que la bomba entrega en su salida y la presión existente en la succión, como se muestra en la Figura 2.46.

De manera más eficiente, cuando se bombea un líquido sin gas, la carga dinámica total es la suma de:

$$CDT = \left[\begin{array}{c} \textit{Profundidad de} \\ \textit{colocación} \\ \textit{de la bomba} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \textit{Presión en la} \\ \textit{cabeza} \\ \textit{del pozo} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \textit{Pérdidas de} \\ \textit{presión} \\ \textit{por fricción} \end{array} \right] - [\textit{Sumergencia}]$$

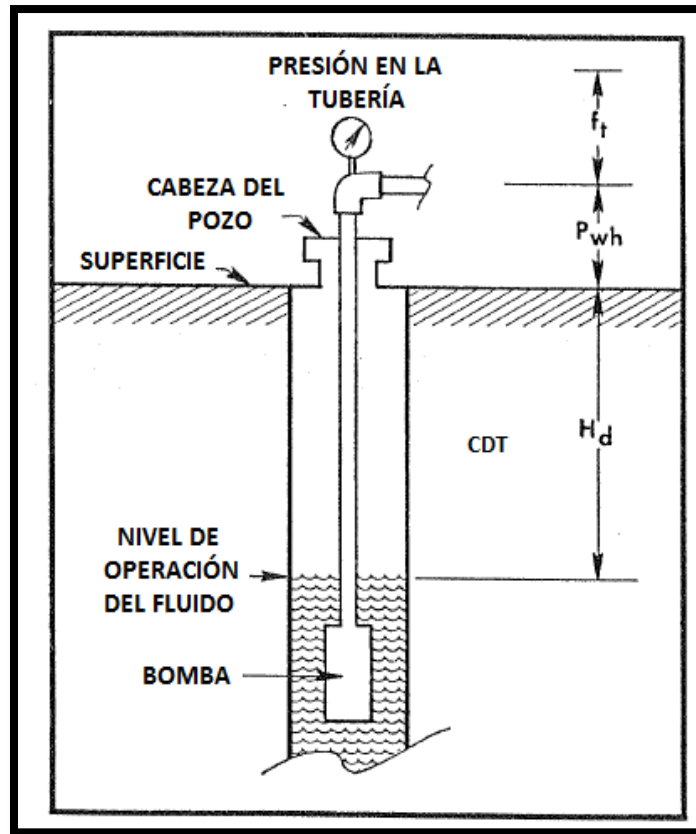


Figura 2.46 Ilustración de la Carga Dinámica Total.

Es decir, la carga dinámica total se define como la profundidad de colocación de la bomba, más la presión requerida en la cabeza del pozo, más las pérdidas de presión por fricción en la tubería de producción, menos la sumergencia; todos los términos expresados en unidades de longitud de columna hidráulica. Estos cálculos pueden hacerse utilizando la carga de columna hidráulica como unidad de presión debido a que la densidad del fluido es la misma a través de todo el sistema de bombeo.

La sumergencia se define como la longitud de columna hidráulica existente en el espacio anular, desde el nivel dinámico del fluido hasta la profundidad de colocación de la bomba. Entonces al hacer referencia al término “elevación neta”, debe entenderse que es la diferencia entre la profundidad de colocación de la bomba y la sumergencia.

Con frecuencia para propósitos de diseño, la presión requerida en la cabeza del pozo para transportar el flujo a través de la línea superficial, es reemplazada con las pérdidas de presión por fricción y diferencias de elevación en dicha línea.

Número de etapas

Con el valor de CDT determinado y utilizando la capacidad de carga leído en la gráfica de curvas características de la bomba seleccionada, el número de etapas (NE) requerido para impulsar la producción hasta la superficie, se calcula con la ecuación 2.3:

$$NE = \frac{\text{Carga Dinámica Total (pies)}}{\left(\frac{\text{Carga}}{\text{etapa}}\right)(\text{pies})} \dots \dots \dots (2.3)$$

Con referencia a la Figura 31, si se supone que la carga dinámica total es de 4725 pies y el gasto que se va a bombear es de 2100 (bbl/día), la capacidad de carga se encuentra entrando a la gráfica de la bomba con 2100 (bbl/día), moviéndose verticalmente a la curva de capacidad de carga y leyendo en la escala de la izquierda, la lectura de 4500 (ft) indica que la carga por etapa es de 45 pies . Por cada 100 etapas es de 4500 pies.

Entonces el número de etapas es:

$$NE = \frac{4725 (\text{pies})}{45(\text{pies/etapa})} = 105 \text{ etapas}$$

Potencia requerida

El cálculo de la potencia necesaria para impulsar el número de etapas calculado, se determina multiplicando NE, por el valor leído en la gráfica. El resultado de este producto, se aplica únicamente si el fluido bombeado es agua dulce con densidad relativa de 1.0. En caso contrario, dicho producto debe afectarse por la densidad relativa (ρ_r) o por la densidad relativa promedio (ρ_{rm}) del fluido que se trate. Entonces la demanda de potencia se calcula mediante la ecuación 2.4:

$$hp = \frac{hp}{\text{etapa}} \times \text{número total de etapas} \times \rho_r \dots \dots (2.4)$$

Nuevamente, utilizando la curva de comportamiento estándar de la bomba y asumiendo una densidad relativa de 1.0 correspondiente al agua, el requerimiento de poder de las 105 etapas calculadas se obtendrá tomando el valor de la potencia requerida por etapa de la curva. La potencia total requerida será entonces:

$$hp = 0.78 \frac{hp}{etapa} \times 105 etapas \times 1.0 = 90 [hp]$$

Selección del Cable

El tamaño y tipo de cable seleccionado para una aplicación de este tipo es determinado por la capacidad de corriente del cable y por las condiciones de presión y temperatura en las que operará. Como una guía, la capacidades de corriente de algunos cables se enlistarán a continuación en la Tabla 2.5.

Número	Material	Máxima Cap. de Corriente
1	Cobre	115
2/0	Aluminio	115
2	Cobre	95
1/0	Aluminio	95
4	Cobre	70
2	Aluminio	70
6	Cobre	55
4	Aluminio	55

Tabla 2.5. Capacidad de Carga de Cable. .

Si utilizáramos un cable de cobre del número 2 operando a 180°F y 58 amperes, obtendríamos una pérdida de voltaje de 20/1000 pies de cable como se muestra en la Figura 2.47.

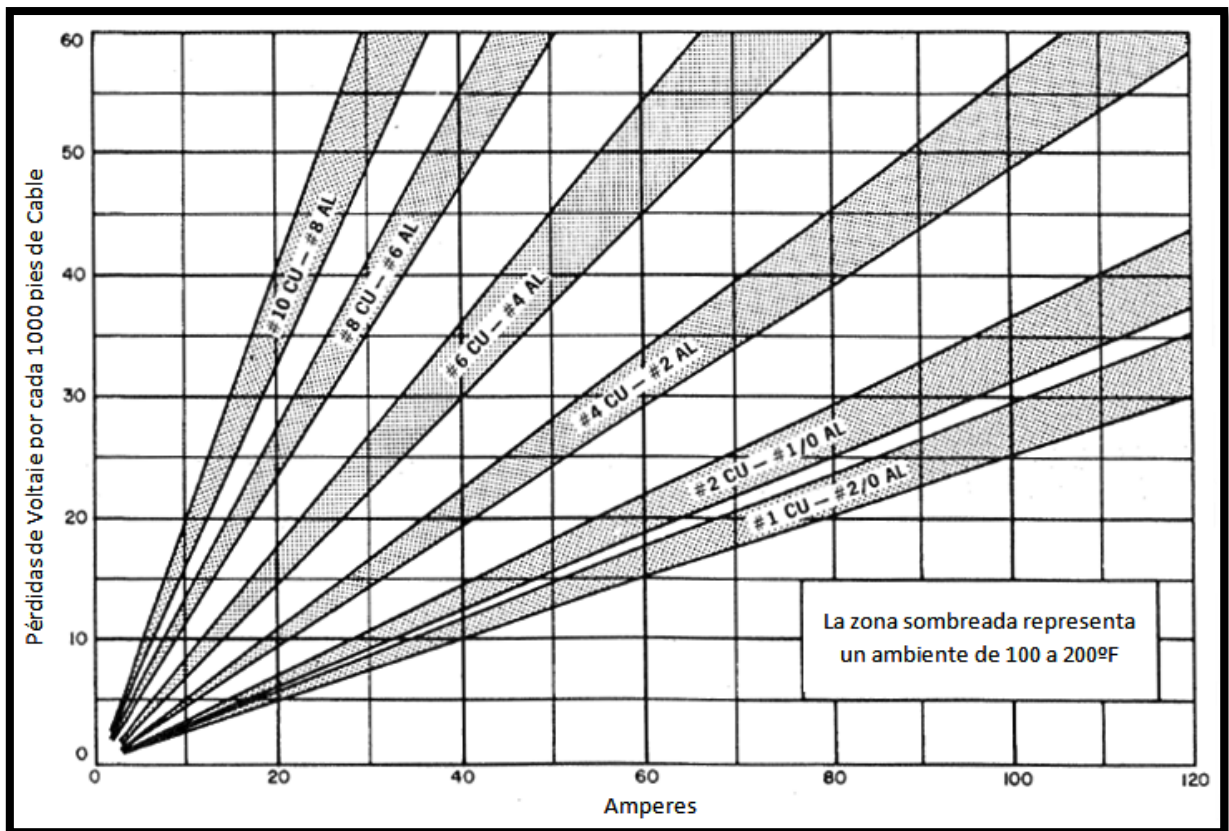


Figura 2.47 Tabla de Pérdidas de Voltaje CU=Cobre, AL=Aluminio.

La definición de “voltaje requerido en superficie” se refiere al voltaje necesario en superficie para activar el motor más las pérdidas de voltaje asociadas al tamaño del cable y otros componentes eléctricos.

Ahora, utilizando el voltaje dado y el amperaje del motor, tamaño y tipo de cable, mas las pérdidas ya calculadas con la Figura 2.47, podremos calcular entonces el voltaje óptimo requerido por el motor en superficie. Suponiendo que los datos son los siguientes:

Motor: 890v, 58 amperes.

Cable: 3600 pies del número 2 (cobre).

Las pérdidas de voltaje para un cable de cobre del número dos resultaron ser de 20/1,000 pies de cable. Entonces, las pérdidas generadas por 3,600 pies de cable serán entonces $20v \times 3.6=72v$. Estas pérdidas, adicionadas al voltaje requerido por el motor son de $890v+72v=962v$. Una buena regla de dedo para el cálculo del voltaje en un banco de transformadores trifásicos es del 2.5% del voltaje requerido. En este caso, este sería de $962v \times 2.5\%$ o 24v. El voltaje total requerido en superficie será de 990v.

Finalmente, es importante mencionar que la cantidad de voltaje de operación es de cierta manera flexible, es decir, puede variar en un rango de 50v. Si el voltaje no puede ser exacto, será mejor que sea un poco más alto que más bajo. El voltaje deberá ser lo más cercano al valor óptimo que el transformador requiera.

2.5.5 Procedimiento del Diseño de Instalaciones de Aparejos de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido ¹

- 1.-Recopilar y analizar la información del pozo: Pruebas de producción, tipo de fluidos, estado mecánico y datos complementarios.
- 2.-Determinar la capacidad de producción del pozo a la profundidad de la colocación de la bomba o determinar la profundidad de colocación de la bomba para el gasto deseado. Esto incluye el determinar la presión de entrada de la bomba a utilizar para el diseño y el volumen total a ser bombeado para alcanzar la producción deseada.
- 3.- Calcular la carga dinámica total.
- 4.- De acuerdo con los datos de los pasos anteriores, elegir el grupo de gráficas de curvas características de las bombas que puedan introducirse en la T.R. del pozo y seleccionar la de la bomba que tenga la más alta eficiencia para el gasto que se va a bombear.
- 5.- Para la bomba seleccionada, calcular el número de etapas requerido que permita desarrollar la carga dinámica total necesaria y producir el gasto deseado.
- 6.-Determinar la potencia del motor requerida, utilizando la mayor densidad relativa del fluido que se tendrá para estos cálculos. Los procedimientos operativos se utilizan algunas veces cuando la densidad relativa del fluido del pozo en producción se utiliza para calcular la potencia del motor y las etapas se toman para descargar el fluido de matar bajo condiciones mínimas de sobrecarga. El tipo de protector es usualmente determinado por la serie del motor seleccionado.
- 7.- Seleccionar el tamaño y tipo de cable más económico a partir de los datos técnicos disponibles.
- 8.- Determinar la pérdida de voltaje a lo largo del cable y el voltaje superficial requerido. Este último valor establece el tamaño del tablero de control.
- 9.- Calcular los requerimientos de Kva (kilovatio-ampere), a fin de dimensionar los transformadores

10. Seleccionar los accesorios necesarios tales como:

- Tamaño y tipo del cabezal para la tubería de producción.
- Equipo de servicio requerido para realizar la instalación.
- Equipo opcional.

11. Determinar que otros dispositivos, accesorios y aditamentos se requieren para asegurar una buena operación, tales como:

- Protecciones anticorrosivas necesarias.
- Uso de materiales inhibidores de corrosión, en caso de ser necesarios.

2.5.6 Aproximación de Campo ¹

El dimensionamiento práctico del aparejo de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido de un pozo productor de aceite, agua y gas debe considerar el volumen total a la entrada de la bomba. Este incluye el volumen de gas libre, gas disuelto y líquidos. La exactitud de los datos PVT, permite calcular el volumen a condiciones superficiales.

En la aproximación de campo se cuenta con un procedimiento de siete pasos.

En el dimensionamiento práctico de una unidad de bombeo sumergida que cuente con una alta relación gas-aceite se siguen los siguientes pasos:

- 1.- Determinar la presión de operación en la succión de la bomba permitirá que el volumen de gas pasando a través de la bomba esté dentro de los límites del equipo.
- 2.- Determinar la densidad relativa promedio del fluido que se va a bombear.
- 3.- Determinar el factor de volumen del fluido, relación gas-líquido, densidad del gas, densidad del aceite y temperatura de fondo, a la presión de operación.
- 4.- Determinar el incremento de presión (CDT) necesario entre la succión y la descarga de la bomba para la capacidad requerida, incluyendo la presión de la cabeza del pozo y las pérdidas de presión por fricción.
- 5.- Seleccionar una o dos bombas de mayor capacidad volumétrica, sobre la bomba básica, conforme a un diseño en tándem o telescopiado.
- 6.- Determinar la carga de presión que debe suministrar cada sección tándem. La bomba se diseña entonces, para manejar el volumen en la succión y producir la carga de presión adicional necesaria.

7.- Determinar la potencia requerida, multiplicando por la densidad promedio del fluido en la descarga de la bomba base, y la potencia al freno máxima para cada sección de bombas superiores.

2.6 Tipos de Instalaciones del BEC ³

2.6.1 Instalación estándar ³

En la Figura 2.48 se observa que la unidad está localizada arriba de los disparos. El fluido que entra se mueve hacia arriba pasando por el motor. Este movimiento del fluido de la formación enfría el motor, disipando el calor generado por el motor. Si el motor estuviera localizado a la profundidad de los disparos, el efecto de enfriamiento se vería reducido. Disponer el motor a la profundidad de las perforaciones también podría resultar en un daño a la carcasa de éste debido al golpeteo generado por la entrada del fluido por las perforaciones de los disparos. Poner el motor debajo de los disparos eliminaría el efecto de enfriamiento en una unidad estándar.

Desde el fondo, el primer componente del sistema es el motor con el cable plano conectado a la mufa. El siguiente componente es la sección protectora la cual funciona como una cámara para el aceite del motor. El tercer componente es el Intake (entrada), por donde los fluidos de la formación entran a la bomba, este Intake puede ser también un separador de gas, lo que permite que el gas separado suba por el espacio anular y no entre a la bomba.

El siguiente componente es la bomba centrífuga. Localizada en la cima de bomba se encuentra la descarga de la bomba. La descarga de la bomba está conectada a la TP. El fluido entra en el Intake de la bomba y es mandado hacia arriba a través de las etapas por fuerza centrífuga, lo cual genera presión y simultáneamente comprime, después descarga el fluido de la formación en la TP a la presión suficiente para mandar los fluidos a la superficie.

Sobre la bomba se encuentra una válvula check que permite que la TP se mantenga llena del fluido de la formación cuando la bomba es apagada. La válvula check previene que los fluidos de la formación se regresen hacia la bomba y la hagan girar en sentido contrario a lo normal. Sobre la válvula check se encuentra la válvula de sangrado (bleeder valve). Ésta válvula provee un medio para vaciar la TP cuando alguna unidad es sacada del pozo.

En la superficie es un árbol de válvulas típico que sella el pozo y también sostiene la TP y el equipo subsuperficial. El cable de potencia corre paralelo a la TP hacia la superficie, en la superficie va de la cabeza del pozo hacia la caja de venteo, de la caja de venteo al variador

de frecuencia. El poder del variador de frecuencia proviene de la transformación del voltaje primario.

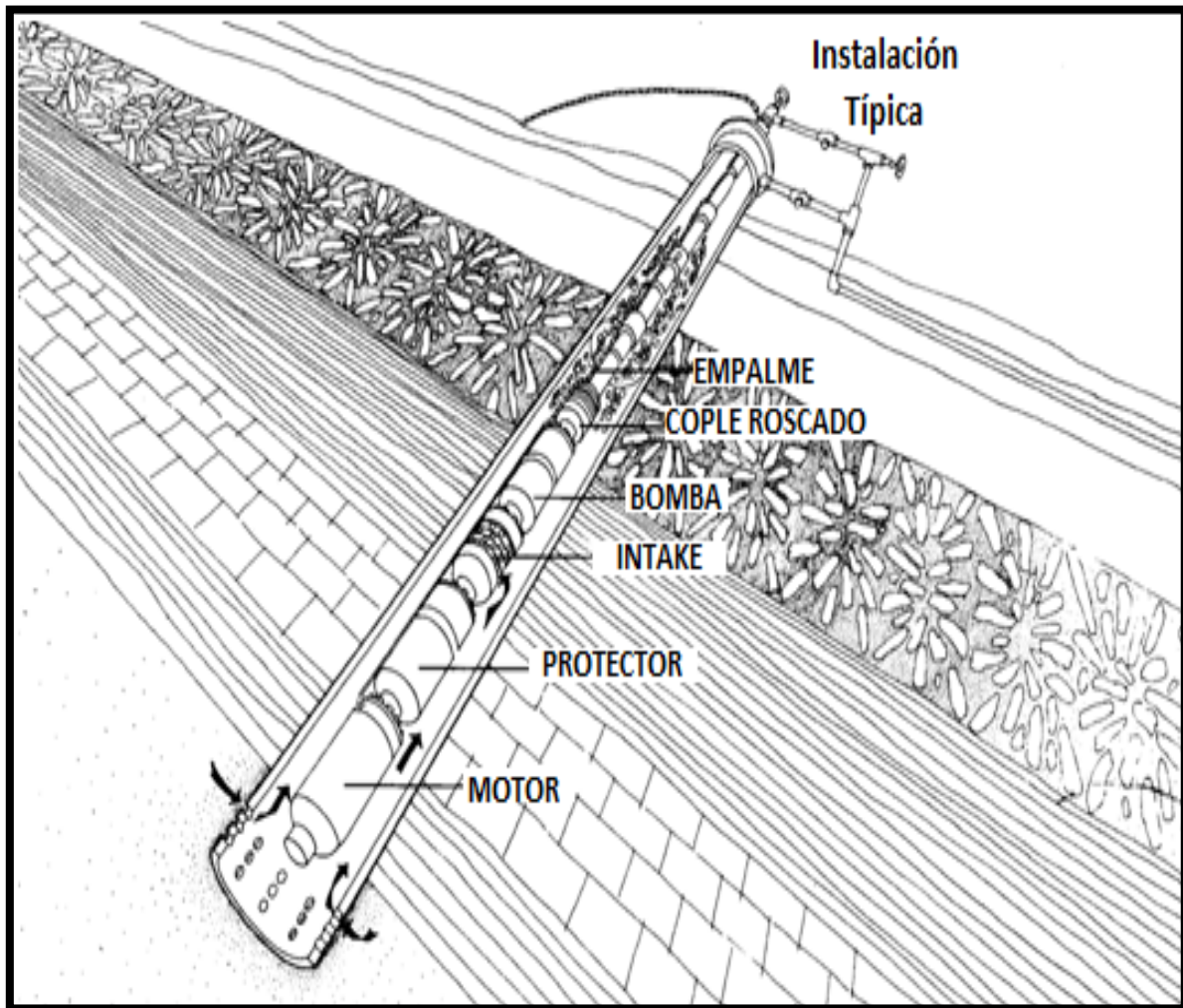


Figura 2.48 Instalación típica o estándar de un sistema BEC.

2.6.2 Sistema de bombeo con camisa (shrouded pumping system) ³

Este sistema es esencialmente el mismo que la instalación típica del BEC. La camisa direcciona los fluidos del pozo hacia el motor para propósitos de enfriamiento. Con la camisa, la unidad puede ser localizada en los disparos o debajo de ellos. En la Figura 2.49 se muestra una representación gráfica del este tipo de instalación.

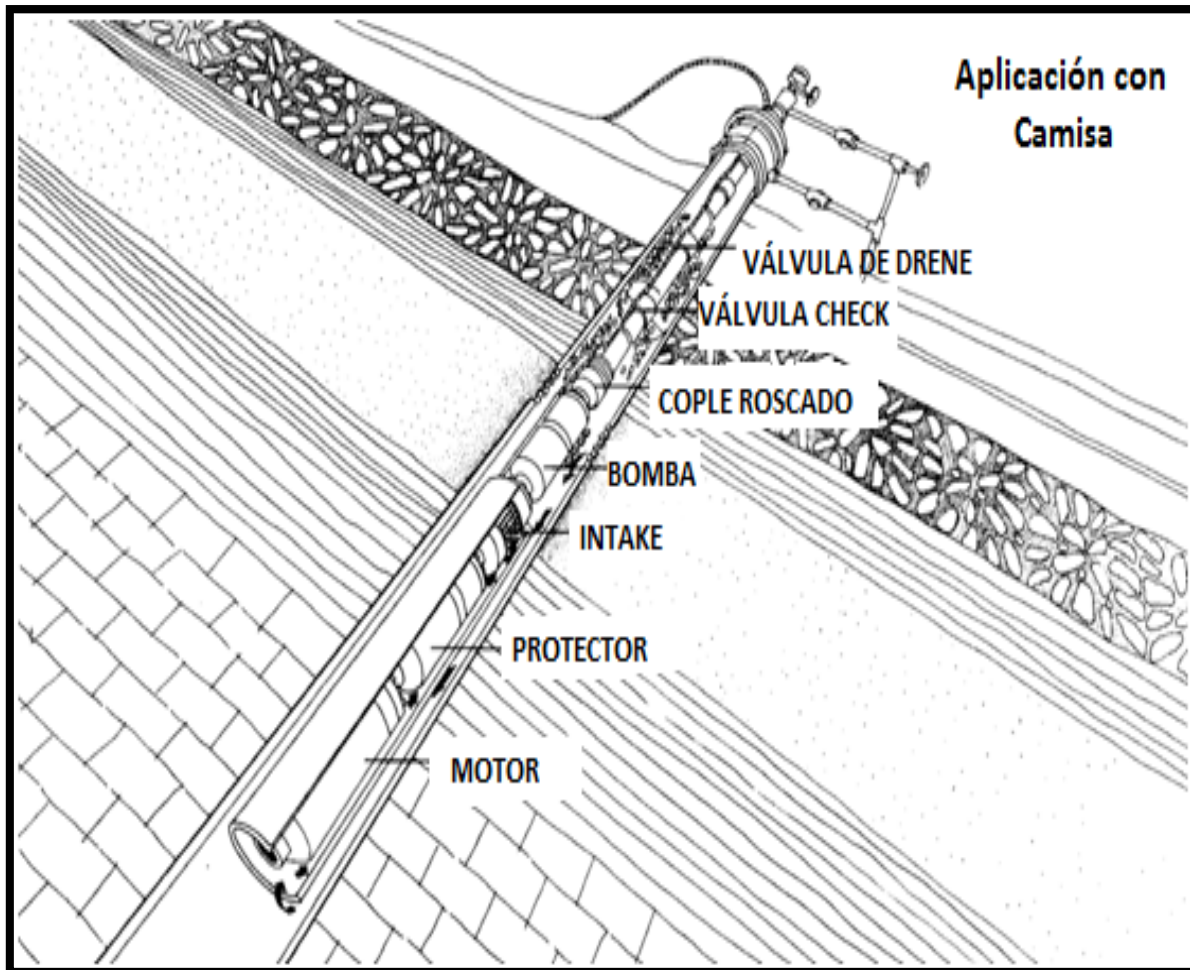


Figura 2.49 Instalación de un sistema BEC con camisa de enfriamiento.

2.6.3 Servicio de impulso (Booster Service Application) ³

Éste sistema es instalado en una sección de TR vertical somera, de alrededor de 100 pies de largo. Una línea de descarga de otro pozo u otros pozos alimenta de fluido el sistema. El sistema también requiere una camisa para poder enfriar el motor.

La finalidad de un sistema de impulso es incrementar la presión de entrada a una mayor que es determinada por el número de etapas de la bomba. El sistema de impulso puede agregar presión a largas líneas de flujo para el bombeo de fluidos del pozo a instalaciones de almacenamiento. En la Figura 2.50 se muestra una representación gráfica del este tipo de instalación.

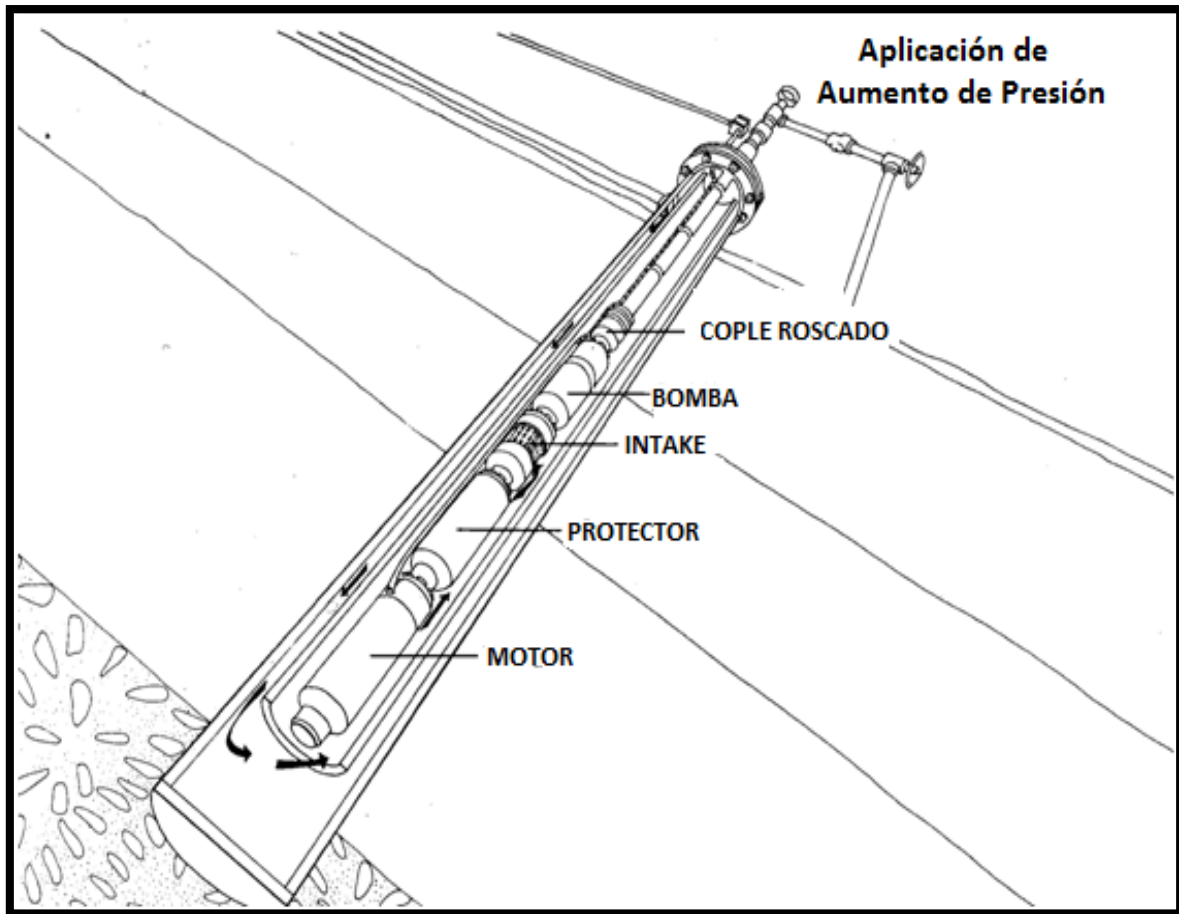


Figura 2.50 Instalación del sistema BEC para el aumento de presión.

2.6.4 Sistema de Inyección Directa³

Otra aplicación común es agregar presión a sistemas de inyección de agua en proyectos de inyección de agua. Estas instalaciones usualmente tienen poca profundidad, ya que si el pozo requiere mantenimiento o una ampliación, la bomba pueda ser fácilmente sacada o cambiada.

Una representación gráfica de este tipo de instalación se presenta en la Figura 2.51. Es muy importante mencionar que este tipo de instalación no corresponde a la producción de hidrocarburos, sin embargo en algunos procesos de la industria es necesaria la inyección de agua a pozos, ya sea para su almacenamiento o como un proceso de recuperación secundaria, por lo que este tipo de instalaciones resultan ser de mucha importancia.

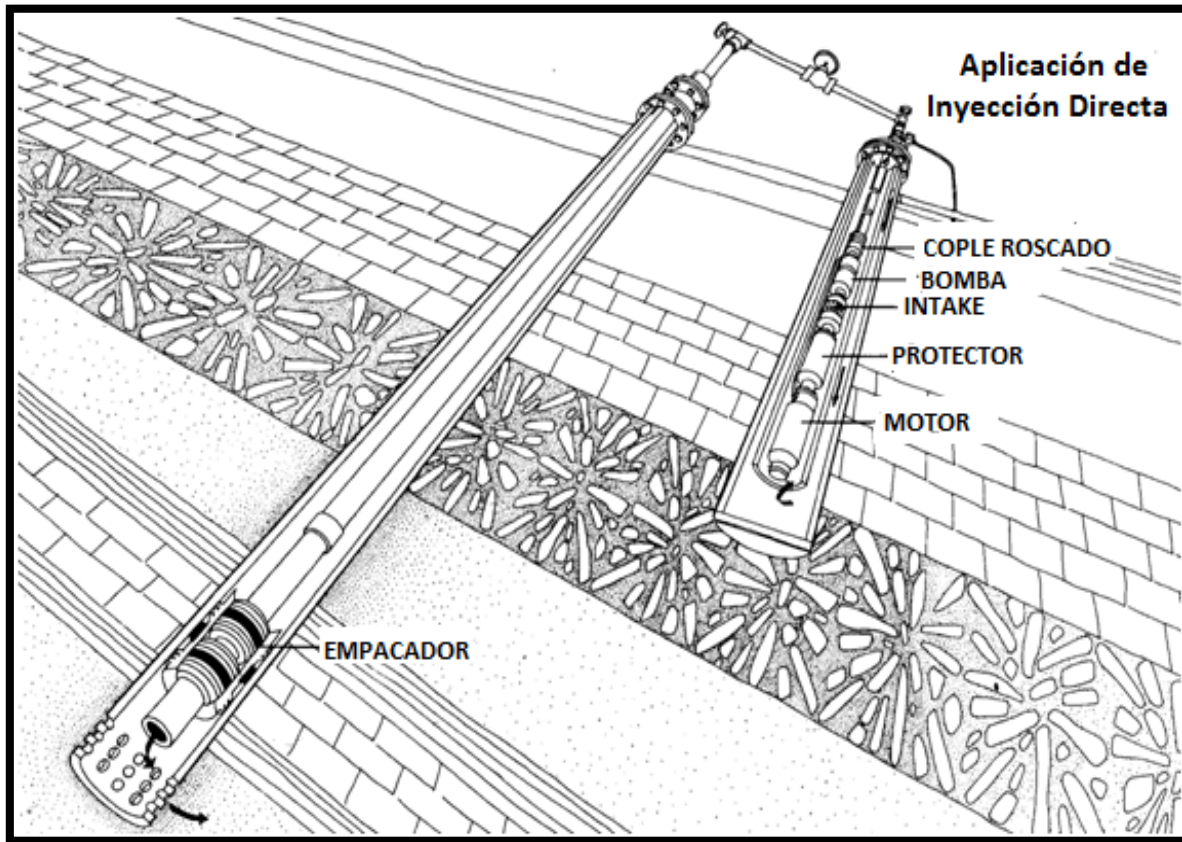


Figura 2.51 Instalación de un sistema BEC para la inyección directa de agua.

2.6.5 Sistema de Inyección/ Producción ³

Éste sistema está referido como un sistema cerrado de inyección. Es posible colocar un sistema BEC convencional en un pozo productor de agua e inyectar el agua producida directamente en un pozo de inyección. De un pozo productor de agua, es posible desarrollar presiones de más de 5000 psi en la superficie para propósitos de inyección. También es posible inyectar en más de un pozo de inyección al mismo tiempo.

Este sistema no requiere instalaciones de almacenamiento para el agua producida, no se necesitan bombas superficiales y no se necesitan plantas de control para la regulación de la inyección, por lo que su utilización representa en ocasiones una ventaja.

En la Figura 2.52 una se muestra una representación gráfica de este tipo de instalaciones.

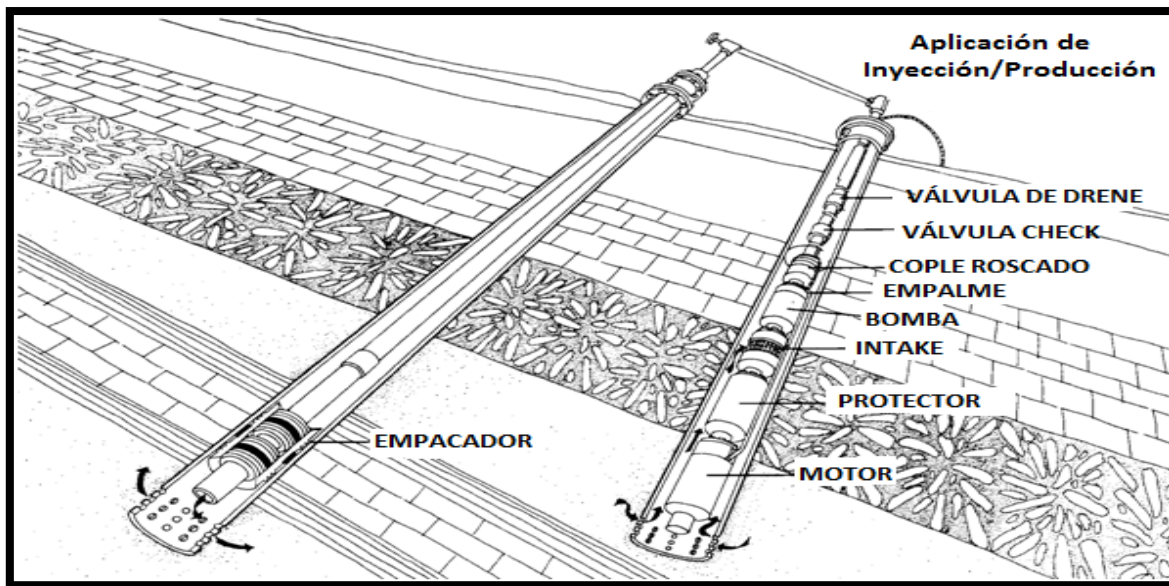


Figura 2.52 Instalación de un sistema BEC de Inyección/Producción.

2.6.6 Unidad de almacenamiento en cavernas (Cavern Storage Unit) ³

Existen muchas maneras para diseñar un sistema BEC para la aplicación de almacenamiento en cavernas. En la Figura 2.53 se muestra un domo salino en donde un producto es inyectado directamente en la caverna y bombeado hacia fuera cuando sea requerido con una unidad BEC con camisa.

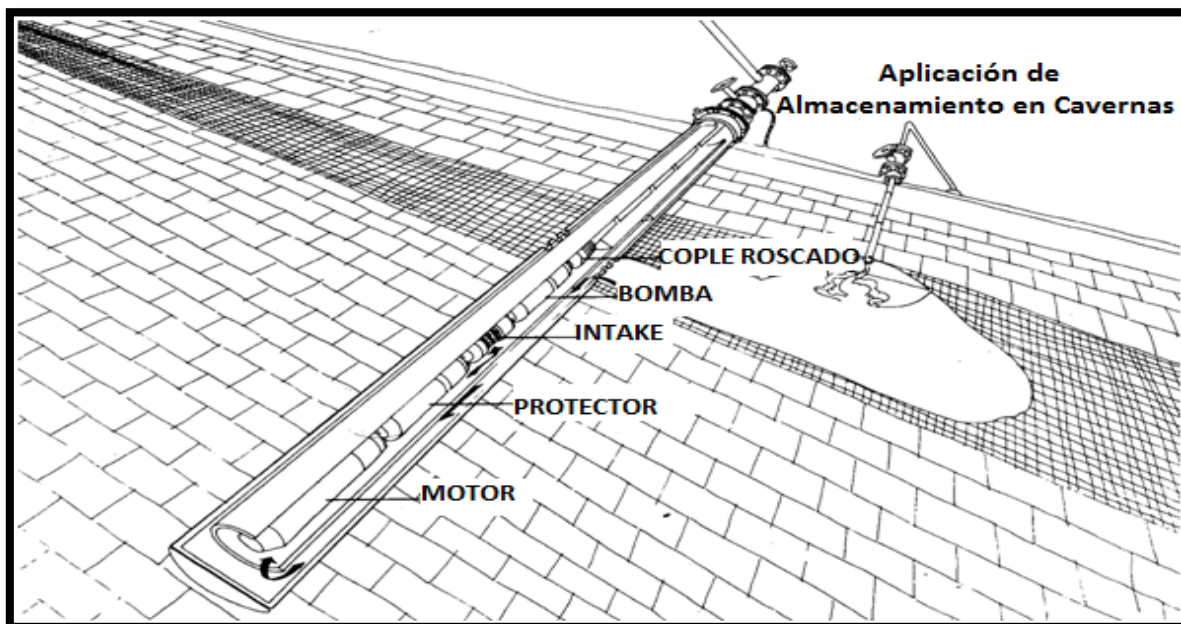


Figura 2.53 Aplicación de un sistema BEC para el almacenamiento en cavernas.

2.6.7 Sistema de Descarga en el Fondo (Bottom Discharge) ³

El sistema BEC de descarga en el fondo inyecta agua de una formación somera a una formación más profunda. Complementando la presión hidrostática del agua a la presión generada por la bomba, la unidad BEC sirve como un sistema de inyección totalmente cerrado. Esta aplicación tiene ventajas cuando sólo un pozo de inyección es requerido, o donde los patrones de inyección son tan erráticos que elaborar instalaciones superficiales son requeridas para controlar el programa de inyección de agua. Éste sistema también elimina la necesidad de 2 pozos.

La técnica de descarga en el fondo requiere que la instalación de la bomba sea debajo del motor como se indica en la Figura 2.54.

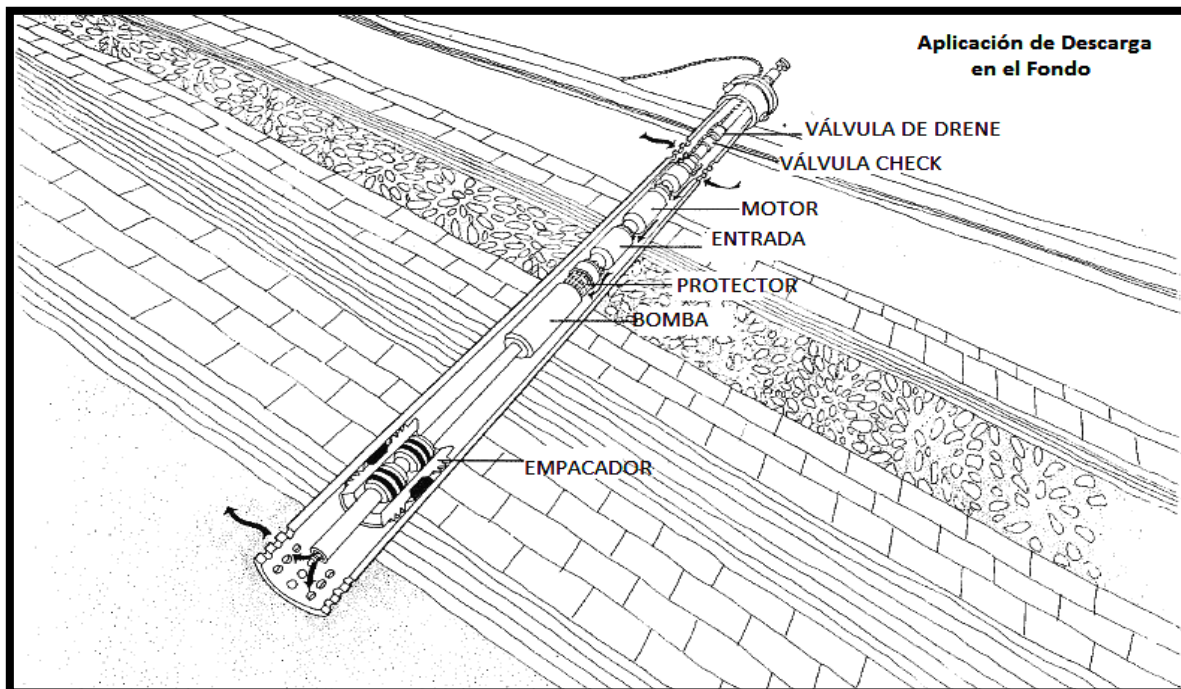


Figura 2.54 Aplicación de descarga en el fondo de un sistema BEC.

2.6.8 Unidades de entrada en el fondo (Bottom Intake Units) ³

Éste sistema es usado en una aplicación en donde el espacio libre de la TR imposibilita el volumen de producción deseado debido a la pérdida por fricción con la TP o las restricciones de un diámetro particular de bomba. En éste sistema, la bomba y el motor se encuentran inversos a la aplicación estándar del BEC, con la entrada de la bomba localizada en el fondo de la unidad BEC. Tienen un empacador permanente instalado en el

fondo del pozo y un “stinger” en la entrada de la bomba, el fluido del pozo es producido por el espacio anular.

Existen otros casos en donde se puede representar bien esta aplicación, uno de estos casos es para proyectos de almacenamiento en cavernas. Con ésta unidad, una caverna puede ser bombeada con una unidad instalada directamente en la caverna. Un esquema detallado de este tipo de aplicación se presenta en la Figura 2.55.

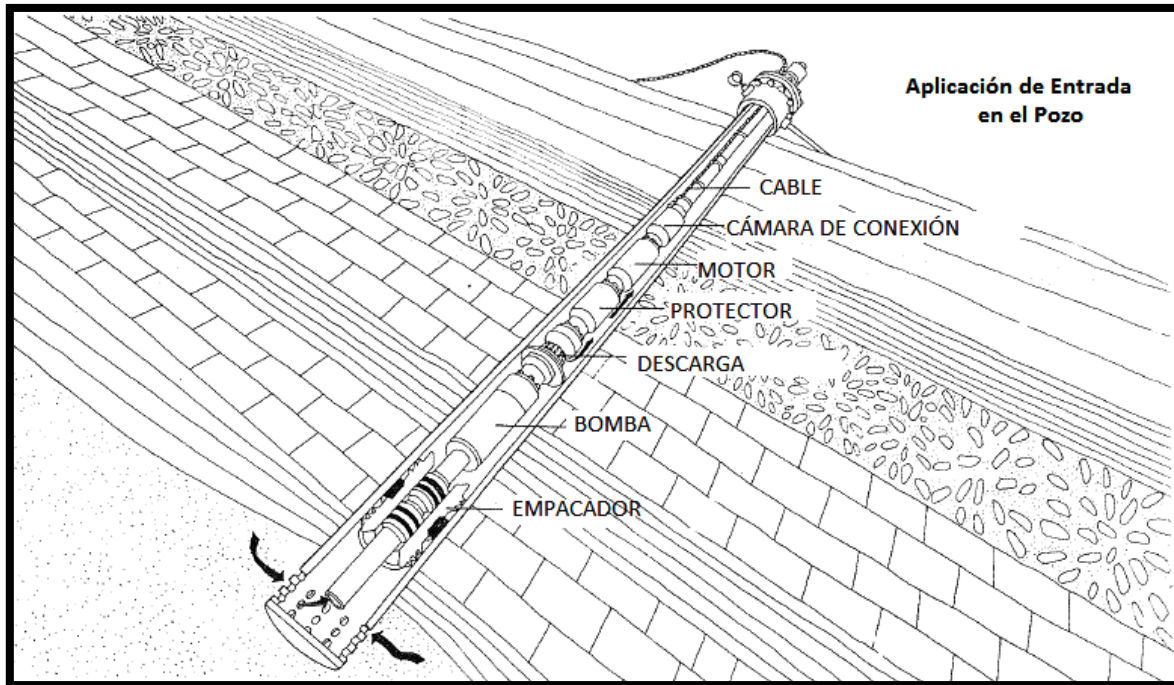


Figura 2.55 Aplicación de entrada en el pozo en un sistema BEC.

2.6.9 Unidades suspendidas por cable (Cable Suspended Units) ³

La unidad de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido recuperable se comenzó a desarrollar entre los años 80's y 90's prestándosele cada vez más atención. La idea de fabricar esta unidad de bombeo recuperable se debió a la popularidad que esta generaría en pozos perforados en instalaciones costa afuera, en los cuales los trabajos de armado y desarmado de tuberías es muy costoso. La Figura 2.56 muestra este sistema completo junto con la Figura 2.57. La bomba suspendida por cable no necesita de tubería de producción pero puede ser utilizada si se desea.

A la profundidad de operación, un asiento o zapata, soporta a la bomba y candados se sujetan a ella y la fijan al fondo. La bomba esta fija ahora en la posición deseada. Cuando la bomba no está funcionando, ésta no puede ser desanclada mediante el incremento de

la presión de fondo. La bomba se podrá recuperar levantando el motor al jalar del cable de potencia y haciendo que los candados se suelten.

El elemento de anclaje realiza un sello en la tubería de revestimiento entre la entrada de la bomba y la descarga de la misma, permitiendo la producción a través de la tubería de revestimiento sin tubería de producción. Sin embargo, este tipo de bombas puede funcionar en tuberías de producción preinstaladas si así se desea. En este caso, el elemento de anclaje se coloca en el extremo inferior de la tubería de revestimiento. Otra alternativa de hacerlo es instalando el elemento de anclaje dentro de la tubería de producción e instalando un segundo “zapato” al final de la misma para poder alojar una válvula de seguridad. Esto último permitirá tener un lubricante en el fondo del pozo que servirá para meter y sacar la bomba dentro del mismo.

Una válvula de seguridad puede instalarse por debajo de la entrada de la bomba haciendo que todo el fluido que pasa por ella pase primero a través de la válvula de seguridad. La válvula, abierta debido a la presión de descarga de la bomba se cerrará cuando ésta no esté en funcionamiento, eliminando el flujo cuando ésta se encuentre apagada.

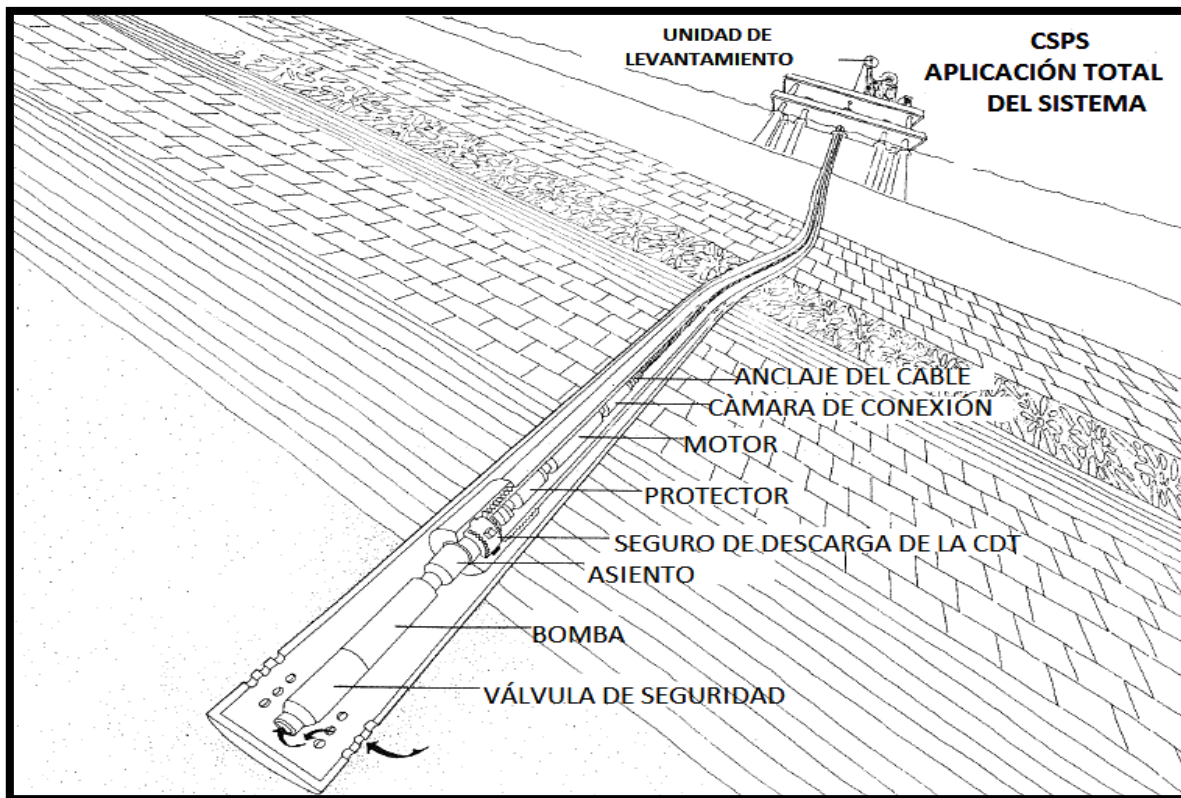


Figura 2.56 Aplicación total del Sistema CSPS (Cable Suspended Pumping Unit)

El cable de potencia debe de estar diseñado para soportar una tensión extrema producida al subir y bajar la bomba. Esta fuerza proviene de una armadura doble de acero que le proporciona la fuerza y un elemento que preverá la rotación del mismo.

Para reducir trabajos de pesca, el cable de potencia cuenta con una sección de seguridad que se activará al momento de generarse una sobrecarga en el, permitiendo que ninguna sección del cable se quede atascado y dejará el cuello de la herramienta libre para ser recuperado por las herramientas de pesca.

El cambio del equipo de bombeo podrá entonces realizarse sin la necesidad de matar el pozo mediante la utilización de un sistema de lubricación. El instalar el sistema de lubricación directamente en la cabeza del pozo permitirá tener el pozo bajo control mientras que el equipo de bombeo es retirado y reinstalado.

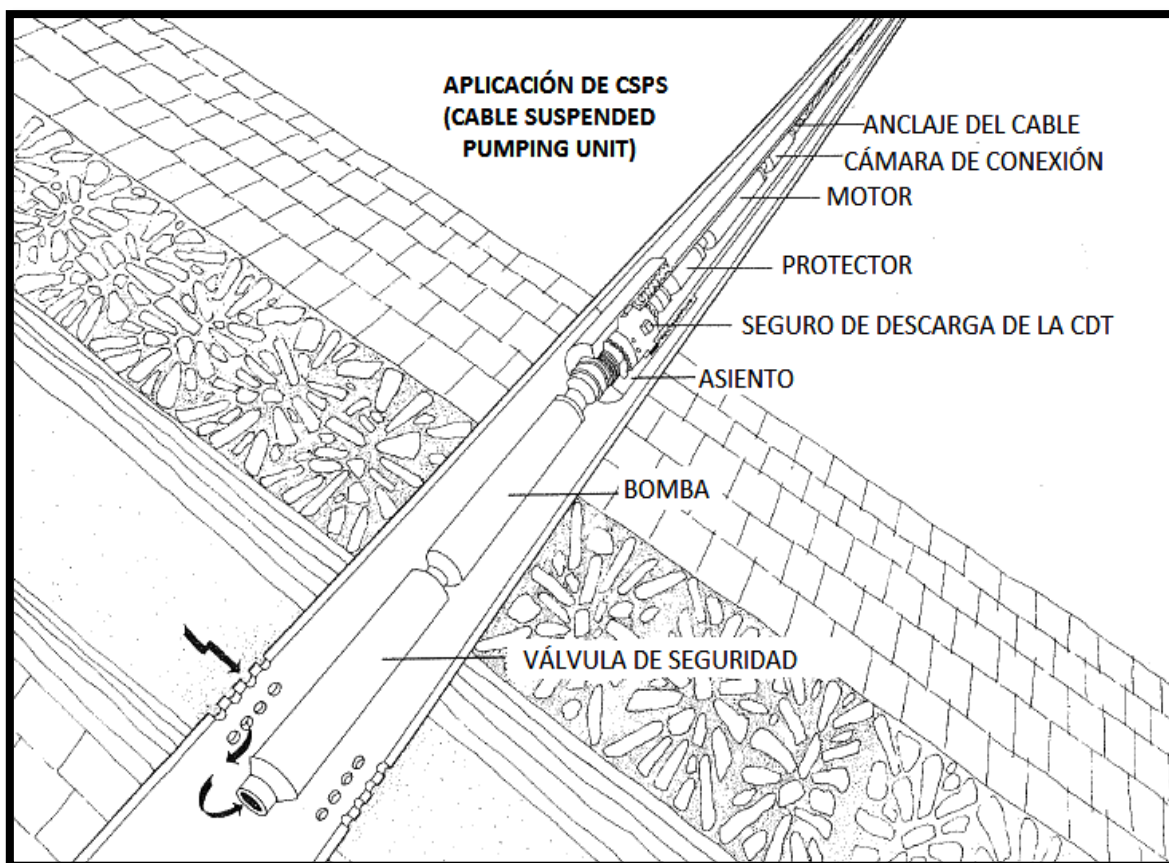


Figura 2.57 Aplicación CSPS.



CAPÍTULO 3
“NUEVOS DESARROLLOS EN
EL BOMBEO
ELECTROCENTRÍFUGO
SUMERGIDO EN
INSTALACIONES COSTA
AFUERA”

3. 1 Introducción ²³

Para cualquier pozo costa afuera, los costos de la intervención de las plataformas son primordiales. Para instalaciones costa afuera, los costos de las intervenciones de las plataformas son muy altos, la vida útil del BEC se ve directamente reflejada en la rentabilidad de su operación. De la misma manera la disponibilidad de una fuente de poder cercana afectará el costo inicial del proyecto. Las incertidumbres iniciales acerca del comportamiento del yacimiento guían la selección del equipo de la superficie, es decir, se deben considerar parámetros que afectarían el buen desempeño de los posibles SAP a utilizar. Para la buena selección de un SAP, se deben considerar datos como: desviaciones de pozos, propiedades de los fluidos (viscosidades, densidades, R_s , B_o , etcétera), temperaturas, profundidades, disponibilidad de energía, vida útil del equipo, producción esperada, entre otros.

En el caso de la aplicación del BEC en instalaciones costa afuera, las variables que afectan principalmente la posible selección de este sistema son: R_s , viscosidad del fluido, temperatura a la profundidad de la bomba, disponibilidad de energía eléctrica, vida útil del sistema, costos de intervenciones y la producción esperada. La disponibilidad de la energía eléctrica confiable y de calidad es muy importante para cualquier instalación costa afuera, y de igual manera para las instalaciones marinas con BEC, es de vital importancia contar con energía de calidad en todo momento para el correcto funcionamiento del BEC, de manera que si no se contara con este factor, no sería adecuado el uso de este sistema.

Para la correcta selección del equipo subsuperficial cuando se instala el BEC por primera vez y la respuesta del yacimiento será desconocida, se debe considerar la flexibilidad de operación del equipo como principal requerimiento de diseño, lo cual minimizará o eliminará las intervenciones realizadas en la plataforma debido a las limitaciones de la bomba o a las fallas de ésta.

Otro problema que concierne en la operación del BEC es la habilidad de manejar la producción de gas libre, cantidad excesiva de gas puede resultar en el deterioro del desempeño de la presión en la cabeza del pozo, flujo inestable y cavitaciones, y por último fallas del motor o la bomba. La mayoría de las bombas pueden manejar alrededor de 10% de gas libre sin la necesidad de herramientas para el manejo del gas en el fondo del pozo, si no se toma en cuenta la presencia de gas en el pozo y el equipo no cuenta con la capacidad de asimilar ese gas, la vida útil del equipo será muy pobre, es por esto que se debe considerar la presencia de gas y efectuar la elección entre separadores de gas o manejadores de gas, los nuevos desarrollos en el BEC han hecho posible que se pueda manejar hasta un 95% de gas combinando ciertos equipos y configuraciones.

Es necesario llevar a cabo un monitoreo constante del BEC para que se tenga un correcto análisis y toma de información del desempeño de este sistema. En caso de que se observe una falla mientras se monitorea este sistema, es de vital importancia que se tomen las acciones correctivas lo antes posible. Esta estrategia es un paso importante para asegurar una correcta operación y maximización de la vida útil del BEC.

A continuación se mencionarán las variables que más afectan la selección de este sistema y el porqué de su importancia:

- Su costo inicial es relativamente bajo si se cuenta con un suministro de energía adecuado, es decir, al tener energía confiable se evitan los apagados inesperados por la variación de la energía eléctrica, evitando así fallas en el equipo del BEC.
- Eficiencia buena (50%) para pozos que cuentan con altos gastos y decrece de manera significativa cuando se tienen gastos menores a 1000 [bpd] (<40%).
- Flexibilidad limitada si no se cuenta con un sistema variador de potencia VSD, no se tendrá arranques suaves del BEC y esto se reflejará en fallas en el sistema.
- Requiere de un sistema eléctrico muy confiable ya que es muy sensible a los cambios de producción.
- Los costos de operación varían si la potencia del motor es alta, los costos de energía son altos.
- Costos y tiempos de las reparaciones: es posible que algún componente del sistema falle y se tenga que efectuar una intervención en el pozo, por lo que el costo y tiempo de las reparaciones se ven directamente reflejados en la rentabilidad del sistema BEC. Este problema es aún más visible en instalaciones costa afuera, en donde la disponibilidad de las plataformas para efectuar reparaciones es reducida y el costo es alto.
- Vida útil del sistema: es de vital importancia conocer el tiempo de vida útil del sistema ya que se debe realizar un estudio económico para saber si la inversión se recuperará y se obtendrán ganancias durante el tiempo de operación del sistema BEC.
- Propiedades de los fluidos (viscosidades, Rs, porcentajes de sólidos, cantidad de impurezas).
- Ambientes extremos (altas temperaturas y presiones).

En general, el diseño de este sistema es relativamente simple pero requiere de una producción alta, así como de una excelente operación y nuevas tecnologías para alargar su vida útil, configuraciones que permitan que las reparaciones sean rápidas y de bajo costo, sistemas BEC con componentes que manejen fluidos muy viscosos así como también la producción con altos porcentajes de gas y las consideraciones de ambientes extremos (altas presiones y temperaturas).

A continuación se mostrará en la Tabla 3.1 algunos de los nuevos desarrollos en el BEC en instalaciones costa afuera que a nuestro parecer son de los más importantes en los últimos años, señalando como funciona cada desarrollo y los problemas que soluciona.

Tabla 3.1 NUEVOS DESARROLLOS DEL BEC.

DESARROLLO	AÑO	CARACTERÍSTICAS	PROBLEMÁTICA	BENEFICIOS
-BEC dual. -Herramienta Y.	2004	Un sistema de BEC dual usa dos bombas, trabajando una en servicio y otra en modo espera, respectivamente. Los sistemas de las dos bombas son completamente independientes, y cuentan con todos los componentes del BEC cada una, es decir, hay 2 motores, 2 secciones sello, dos bombas, etcétera.	-Costos, frecuencias y tiempos de reparaciones. -Vida útil del sistema BEC. -Control de los gastos del pozo desde la superficie. -Accionamiento de la bomba secundaria.	Con esta tecnología es posible reducir la frecuencia de las reparaciones, así como reducir los costos y alargar la vida útil del sistema. Con los sistemas de control aplicados en este sistema es posible que se cambie fácilmente el funcionamiento de una bomba por otra. Los sistemas son independientes ya que cuentan con la herramienta Y, la cual forma un By-pass a la salida de cada bomba (primaria y secundaria
BEC en un módulo de Bombeo en el lecho marino.	2007	Consta de un sistema BEC montado dentro de un sistema de bombeo, instalado verticalmente en un agujero de 30" de diámetro por 40m de longitud. El sistema de bombeo está compuesto por un PAB (base) y un módulo de bombeo recuperable instalado a 200m de distancia del pozo productor.	-No es rentable instalación de equipos BEC de diámetros grandes en pozos costa afuera. - Gran cantidad de gas. -Costos y tiempo de las intervenciones. -Inversión grande en pozos productores con BEC que requieren altos gastos (bombas grandes).	Es posible utilizar bombas de mayor diámetro (mayor gasto), debido a la gran amplitud del pozo somero. Será posible manejar grandes porcentajes de gas debido al tamaño de las bombas. No es necesario una gran inversión en el pozo productor ya que no se requerirán TP'S o TR's de grandes diámetros. El pozo podrá seguir produciendo en caso de que el sistema BEC tenga que ser apagado o reemplazado (operará con un SAP de respaldo de BN).
TTC (Thru-Tubing Conveyed) ó a través de la TP.	2008	El BEC TTC permite a las bombas electrocentrífugas ser cambiadas en pozos vivos sin necesidad de matar el pozo mientras se efectúan las reparaciones necesarias. La bomba es jalada y reemplazada con TF o línea de acero mientras que la TP, sección sello, motor, cable de poder y las válvulas del pozo permanecen en su lugar.	-Falla en la bomba debido a la presencia de sólidos. -Costo y tiempo de reparaciones.	Se puede contar con un mayor tiempo de vida útil de todo el sistema BEC ya que los estudios demuestran que las fallas en las bombas se presentan cada año y medio o dos años, cuando se encuentra en presencia de fluidos con contenido de sólidos, por lo que el cambio de estas, permite poder seguir usando todos los demás componentes del BEC (los cuales no presentan fallas tan recurrentes en estos ambientes). Reduce tiempos de reparaciones y costos.

DESARROLLO	AÑO	CARACTERÍSTICAS	PROBLEMÁTICA	BENEFICIOS
CIESP (BEC bajado con cable)	2011	El BEC puede ser instalado con un malacate, el cual es mucho más pequeño y fácil de transportar que una plataforma. El sistema proponía que con el cable de poder se bajara el sistema BEC pero se han hecho nuevos desarrollos en donde se observa que es muy difícil que un cable de poder soporte el peso de todo el sistema por lo que se crearon los cables duales para separar la función de soporte de la función eléctrica de los cables.	-Disponibilidad y costo de las plataformas de perforación/ reparación. -Altos costos de cables de poder que soporten el peso del sistema BEC. -Fallas en el cable de poder.	Se vuelve más fácil poder contar con equipo en superficie para efectuar intervenciones en el pozo (BEC). Debido a que los cables que soportan el peso del sistema son muy caros y aún así no se tiene un cable que soporte el peso total del sistema sin que presente fallas, se creó un sistema con cable dual, el cual elimina las fallas en el cable de poder.
CECT (BEC bajado con TF con el cable externo)	2011	Es necesario un BEC convencional y una TF, así como un sistema de inyección a través de la TF (el cable se encuentra por fuera de la TF). El tiempo de intervención con la plataforma es menor al de una instalación convencional (con TP) debido a que no existe la necesidad de parar para unir secciones de tubería, el tiempo de bajada (instalación) y de subida (sacar el equipo) es menor.	- Disponibilidad y costo de las plataformas de perforación/ reparación. -Altos costos y tiempos en las intervenciones/ reparaciones del sistema BEC. - Instalaciones BEC en pozos con pocas desviaciones.	Las plataformas con TF tienen mayor disponibilidad en la mayoría de los mercados y son significativamente menos caras que una plataforma de perforación o de reparación. Al eliminar el tiempo requerido para unir secciones de TP mientras se baja el BEC, menos tiempo de plataforma y del personal será requerido. Es posible instalar un BEC con TF a través de grandes desviaciones de pozos y también a distancias horizontales.
CICT (BEC bajado con TF con cable interno)	2011	El cable se encuentra por dentro de la TF, esto simplifica el proceso de instalación ya que elimina la necesidad de asegurar el cable de poder a la TF y de tener varios carretes en el sitio. Es requerido un sistema invertido del BEC (bomba en la parte inferior, motor en la parte superior) y el fluido es producido por el espacio anular entre la TF y TR.	- Mismos problemas presentados en el CECT. -Utilización del CECT en pozos muertos. -Tiempo de instalación con el CECT.	Mismos beneficios que el CECT además de que es una instalación más rápida y se puede utilizar el CICT con el pozo vivo.

DESARROLLO	AÑO	CARACTERÍSTICAS	PROBLEMÁTICA	BENEFICIOS
Intervención con línea de acero	2011	Este método consiste en que el BEC puede ser instalado o removido de un pozo sin el uso de una plataforma de perforación o de reparación. La tecnología para este método es comúnmente referida a un "conector mojado" del fondo del pozo. Esto es una conexión de poder que puede ser instalada y mantenida en el pozo para proveer energía al BEC. El BEC contiene la conexión de poder de manera que cuando el sistema es bajado, los pernos se alinean y la electricidad fluye al BEC.	<ul style="list-style-type: none"> -Bajar y sacar el BEC convencional con TP es tardado. -Necesidad de una plataforma de perforación/ reparación. -Altos costos y tiempos de reparación. - Mucho equipo en instalación superficial para instalación. 	<p>El BEC tiene un conector para unirse con la conexión del agujero pero ya que no se corre ni TP ni cable, sólo la línea de acero es requerida para instalar el BEC. Esto significa que cualquier instalación o retiro del BEC subsecuente puede ser logrado sin necesidad de una plataforma convencional, salvando así costos y tiempos. Se pueden instalar sistemas de control debajo de la bomba, permitiendo la intervención en pozos vivos y ya que no se requiere TP para instalarlo, un BOP puede ser suficiente para el control en superficie.</p>
REDA Hotline para sistemas BEC.	2008	Un sistema BEC en el que sus principales componentes (motor, bomba, cable y protectores) están fabricados con materiales resistentes a este tipo de ambientes, y que cuentan con modificaciones en algunas partes de ellos.	Ambientes abrasivos, corrosivos y con altas temperaturas.	<p>Extiende la vida útil del equipo en aplicaciones desarrolladas en ambientes severos, extiende el rango de operación del equipo e incrementa la producción en procesos de recuperación térmicos. Por la resistencia sus componentes, estos sistemas pueden manejar una fracción de gas de hasta un 95% cuando se combinan con manejadores avanzados y separadores de gas.</p>
Manejadores Avanzados de Gas (AGH y Poseidon).	2003	El manejador avanzado de gas en un aditamento cuya finalidad es la de reducir las burbujas de gas libre en el fluido para que la bomba pueda operar sin presentar problemas a causa de él.	Inferencia del Gas en la Bomba.	<p>Incrementa la producción de manera considerable en pozos que se consideraban demasiado gaseosos para el BEC, previene la degradación del comportamiento de la bomba, extiende la vida útil del equipo al eliminar el ciclaje de la bomba ocasionado por los bloques de gas y tiene una mayor confiabilidad en ambientes arenosos y abrasivos. Estos sistemas pueden manejar una fracción de gas hasta de 45% y 75% respectivamente.</p>

DESARROLLO	AÑO	CARACTERÍSTICAS	PROBLEMÁTICA	BENEFICIOS
REDA Maximus para sistemas BEC.	2005 y 2011	Un sistema BEC en el que sus componentes, además de estar integrados, cuentan con la tecnología "plug-and-play" que permite la reducción de tiempos de operación. Compatibles con las herramientas de monitoreo de presión y temperatura Phoenix de fácil instalación cuya utilización previene la mortalidad temprana de los equipos.	Tiempos de Operación y Confiabilidad del Sistema (Monitoreo en Tiempo Real).	Operaciones realizadas con el cable de corriente, lo cual reduce el tiempo de no productividad, instalación simplificada, maximiza la producción basándose en los datos de desempeño del sistema BEC, operación y monitoreo confiables que reducen la mortalidad del sistema BEC y por consiguiente extienden su vida útil, curva de comportamiento de la bomba no degradada a causa de las operaciones en ambientes gaseosos.
Sistema de Conexión de Alto Voltaje Mejorado (Horizontal)	2005	Remoción de los accesorios de alineación y conexión del conector y la utilización de componentes mecánicos específicos y partes del colgador de la tubería para proveer funcionalidad, la alineación del conector y la operación del mismo son provistas por un mecanismo de conexión mecánico construido de manera externa al cuerpo del árbol de válvulas, expansión de la recámara para los contactos incorporados, punto de entrada horizontal que permite incorporar un colgador de la tubería y una capa interna del árbol estándares.	Tiempos y Problemas Operativos debido a la posición y arreglo de la conexión de alto voltaje en el árbol de válvulas para BEC.	Un sistema de conexión de alto voltaje horizontal facilita y provee ahorros económicos importantes en ambientes submarinos con presiones extremadamente altas mediante la utilización de técnicas de terminación convencionales mediante la utilización de herramientas estándares y comunes, además de que el monitoreo del pozo es mandado directamente al barco de perforación, No es necesaria la remoción de los preventores (BOP) para realizar operaciones de mantenimiento o de terminación.
Métodos fríos y calientes en la explotación de crudos pesados con BEC		Los métodos fríos consisten en inyectar algún fluido (ligero) que combinado con el fluido de la formación (pesado), reduzca la viscosidad de este, para que el levantamiento a superficie sea más fácil. Los métodos calientes consisten en aumentar la temperatura del fluido de la formación para que de esta manera se reduzca la viscosidad de este, actualmente es posible combinar una inyección de vapor con los nuevos componentes del BEC resistentes a altas temperaturas.	-Fallas de componentes del BEC en producción de fluidos viscosos. -Baja producción de fluidos viscosos. -Más energía y potencia del equipo BEC.	Al reducir la viscosidad del fluido de la formación, se requerirá menos energía y potencia para producir volúmenes más grandes de hidrocarburos. Los componentes del BEC no se encontrarán tan "demandados" debido a que los problemas de bombear un fluido muy viscoso se verán reducidos.

3.2 BEC dual y herramienta “Y” ²⁴

Un sistema BEC dual usa dos bombas, trabajando una en servicio y otra en espera, respectivamente. Los sistemas de las bombas son totalmente independientes, y cada una cuenta con todos los componentes del BEC, es decir, en el pozo se encuentran dos sistemas completos de bombeo electrocentrífugo (dos motores, dos bombas, dos protectores, etcétera). La configuración dual fue desarrollada para reducir la frecuencia de las reparaciones y para usarse en áreas donde los costos de las reparaciones son altos (instalaciones costa afuera) y la vida útil de las bombas son cortas. Se realizaron análisis de las fallas en el BEC en el campo Otter (mar del norte), en donde se encontró que el uso de un BEC dual traía ventajas significativas al pozo.

Los retos principales al implementar un sistema dual de BEC en un pozo submarino es pasar dos cables de poder a través del árbol y el cambio de la alimentación eléctrica del cable de la bomba principal a la secundaria.

El árbol seleccionado es horizontal, para asegurar barreras de presión suficientes entre la corriente de los fluidos del pozo y el medio ambiente, un tapón externo fue usado, reemplazando el tapón de corona superior. El colgador de la tubería fue diseñado para permitir el paso de los conectores eléctricos duales, los cuales transmiten el poder eléctrico del tapón superior del árbol a los cables dentro del pozo.

Interruptor del cambio de alimentación eléctrica. Fue diseñado especialmente para esta configuración, el interruptor eléctrico está integrado en el ensamblaje del tapón superior del árbol. Se puede seleccionar la bomba superior o inferior por medio del sistema de control electrohidráulico. Este interruptor usa tecnología de conectores eléctricos mojados, que requieren que la línea sea aislada y descargada antes de la activación a la posición alternativa.

El uso de un árbol horizontal requiere un rediseño del colgador de la tubería y la interfase del tapón superior del árbol para acomodar un número sustancial de conectores de poder eléctrico y un interruptor submarino localizado en el tapón, esto se observa en la Figura 3.1.

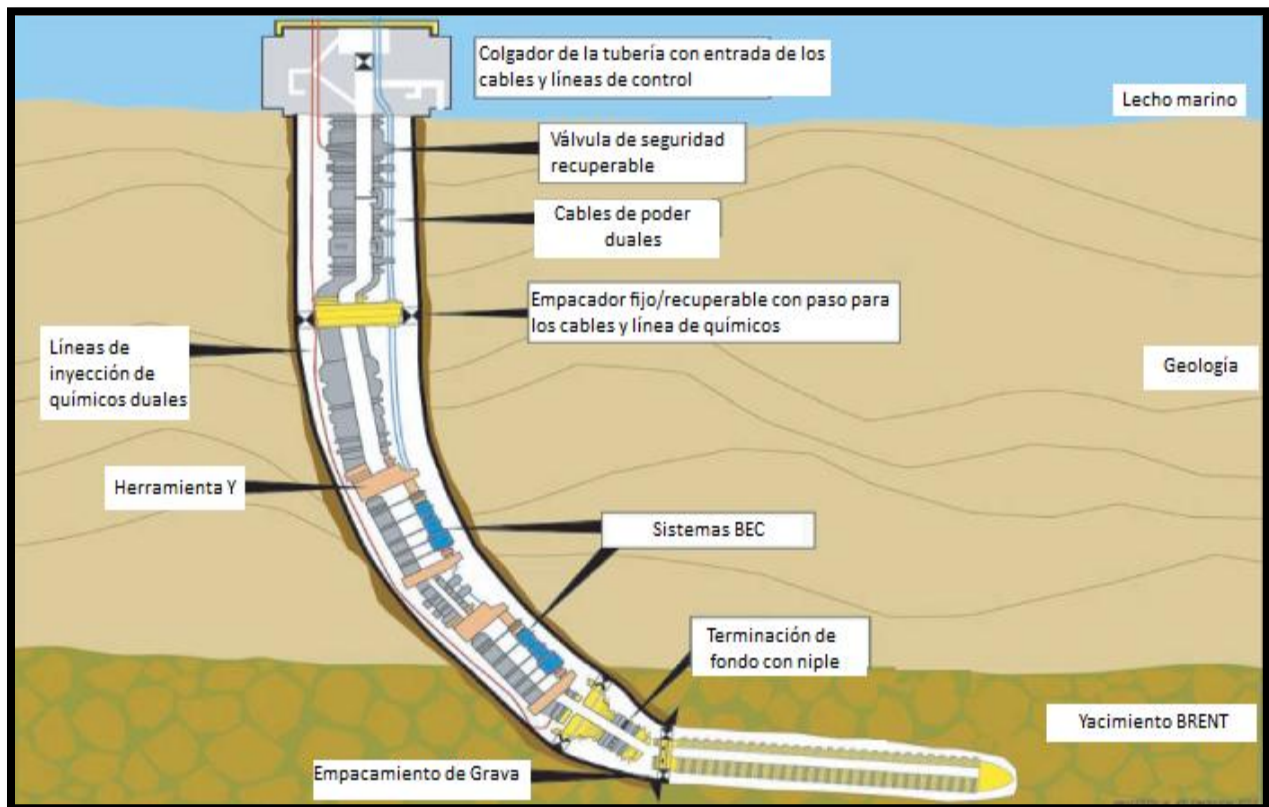


Figura 3.1 Árbol submarino y el tapón superior del árbol (tree cap) con los conectores eléctricos.

Todas las operaciones con los conectores eléctricos y el tapón son realizadas por un ROV; para acomodar las diferentes conexiones eléctricas, una interfase de ROV adicional es añadida en el tapón superior del árbol.

Las limitaciones de espacio en el cuerpo del colgador de la TP requiere un sistema de monitoreo en el agujero con la transferencia de la señal a través del cable de poder del BEC. El ensamblaje del BEC permite la producción entre 4500-22000 bpd y operando a una frecuencia de 40-70 Hz (Campo Otten). El uso de diferentes frecuencias y las características del estrangulador introduce dos variables, permitiendo mayor flexibilidad para el flujo del gasto del pozo. El siguiente sistema dual BEC (Figura 3.2) fue seleccionado para cada pozo del campo Otten.

BEC inferior. El sistema BEC del inferior es operado primero para minimizar el riesgo de sólidos acumulados en el área de la herramienta Y inferior. Velocidades más altas del fluido en la herramienta Y superior debe minimizar cualquier acumulación de sólidos durante la producción con el BEC inferior.

BEC superior. El sistema BEC superior es similar al inferior; sin embargo, la sección de la bomba es más grande y separada en dos cubiertas diferentes. Las etapas de más en esta bomba sirven para manejar el corte de agua que se presentará en una etapa futura.

Ambos equipos BEC (inferior y superior) están equipados con una herramienta denominada "Y". Esta configuración permite un periodo de libre flujo, con flujo mínimo pasando a través de las bombas, además de un sello automático del By-pass de la TP una vez que el BEC es puesto en marcha. Este arreglo evita la necesidad de una línea de acero para cambiar de funcionamiento entre bombas, lo cual no es rentable en aplicaciones costa afuera.

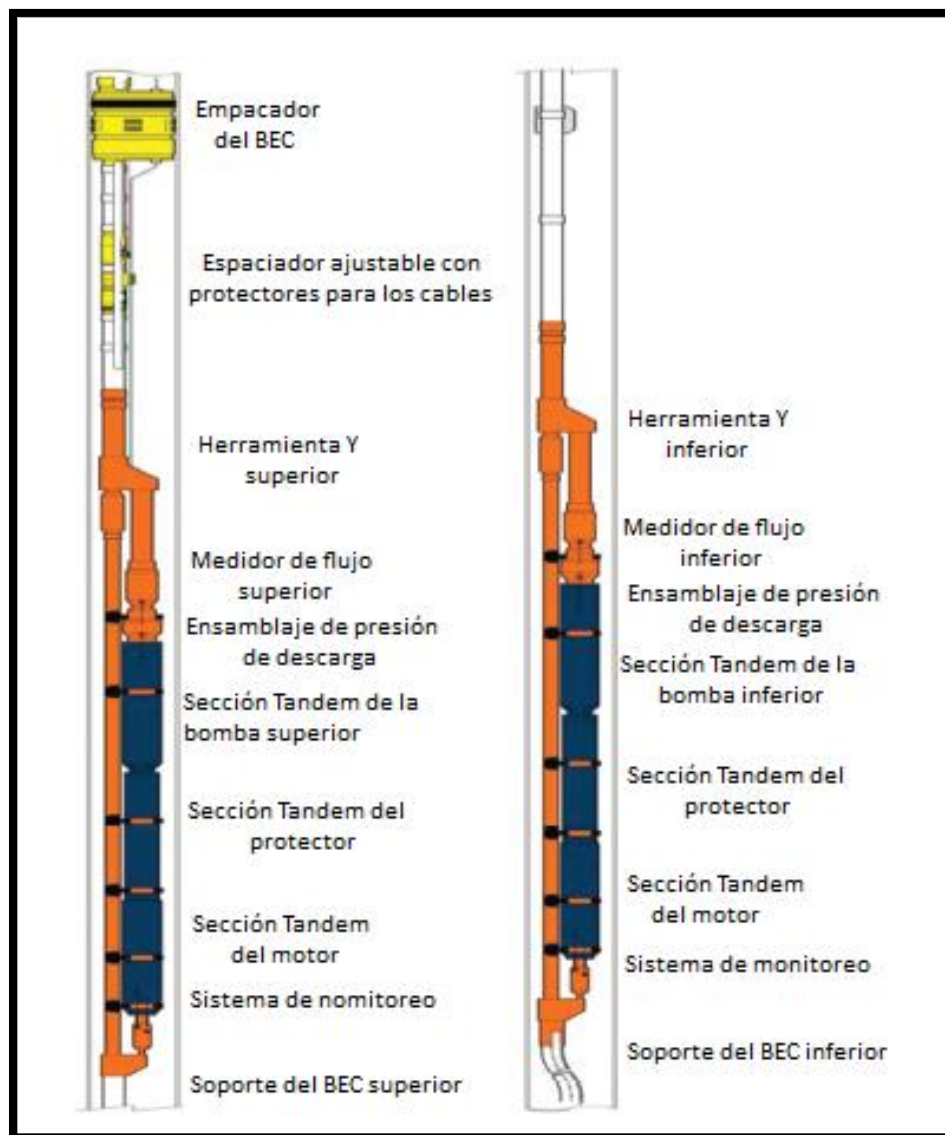


Figura 3.2 Arreglo general del ensamblaje del BEC.

Debido al valor probado del monitorio en tiempo real del BEC, ambos sistemas cuentan con un sistema que les permite adquirir y transmitir varios parámetros claves. Los parámetros son: gasto en el fondo del pozo, presión de descarga de la bomba, presión y temperatura a la entrada de la bomba, vibración, temperatura del devanado del motor y la pérdida de corriente eléctrica. La transmisión de los datos se da a través del cable principal de poder del BEC, mitigando la necesidad de un cable adicional, así como penetraciones adicionales en el colgador de la tubería.

Es necesario operar las dos bombas intercaladamente ya que se ha probado que ocurren fallas por mantenerlas en periodos de espera muy extensos, es por esto que no se deben dejar apagadas por periodos largos de tiempo (semanas).

3.3 BEC en un módulo de bombeo en el lecho marino ²⁵

El BEC era un sistema artificial el cual no se podía usar en conjunto con otro sistema, sin embargo, en los últimos años se ha desarrollado tecnología que permite que esto sea posible. A continuación se detallarán los componentes necesarios para combinar un BEC con un BN, sin necesidad de que el sistema BEC se encuentre en el pozo, es decir, se definirá el BEC como un módulo de bombeo en el lecho marino a la salida de un pozo con BN.

Esta tecnología se desarrolló en el campo Jubarte en Brasil, como una prueba piloto en donde se analizaron dos tipos de instalaciones para poder incrementar la producción del campo, las dos configuraciones analizadas fueron:

- a) Un sistema BEC fuera del pozo, en un módulo de bombeo en el lecho marino.
- b) Un sistema BEC dentro del pozo productor.

En ambos arreglos es posible operar con BN como sistema de respaldo mientras que el BEC se encuentre en reparación, en caso de una falla en la bomba. Por lo tanto, ambos pozos fueron equipados con mandriles y válvulas de BN. A continuación se definirá la configuración del sistema BEC como módulo de bombeo en el lecho marino.

Se describirá únicamente el inciso a) ya que en el estudio realizado por PETROBRAS, se llegó a la conclusión de que en el caso del campo Jubarte era de mayor importancia la aplicación del BEC en un módulo de bombeo en el lecho marino.

Esta tecnología fue implementada en el pozo 7-JUB-02, la potencia del BEC fue de 1200 Hp montado dentro de un módulo de bombeo, instalado verticalmente en un agujero de 30" de diámetro por 40m de longitud. La ventaja de utilizar el BEC en el lecho marino (sin la necesidad de instalarlo en el pozo productor), es que se pueden utilizar bombas de mayor diámetro (mayor gasto) debido a la gran amplitud con la que se contará en el pozo somero. El pozo fue equipado con un BN para proveer un SAP de respaldo, como se observa en la Figura 3.3. El sistema de bombeo está compuesto por un PAB (Figura 3.4) y un módulo de bombeo recuperable instalado a 200m de distancia del pozo productor. El módulo de bombeo fue diseñado para permitir un by-pass del BEC si se desea. Las partes (base y módulo) pueden ser instaladas por separado o unidas, el sistema unido se visualiza en la Figura 3.5. El sistema desarrollado también permite efectuar operaciones de corridas de diablo, para esto, es necesario el uso del by-pass.

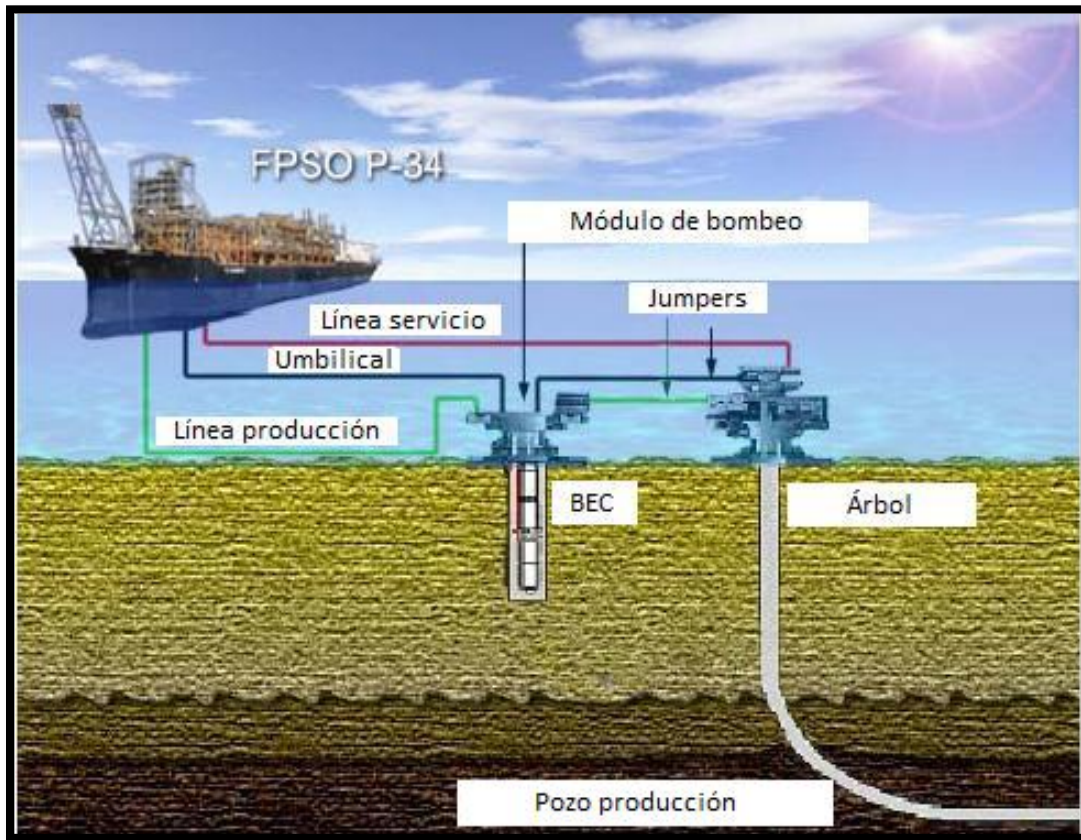


Figura 3.3 Sistema de Producción para el Pozo 7-JUB-02- BEC en el lecho marino.



Figura 3.4 Base del adaptador de la bomba (PAB).

El PAB tiene 4 conexiones verticales, una entrada para unidad de producción estacionaria (HUB), un umbilical proveniente de la unidad de producción estacionaria y un umbilical dirigido al pozo productor. También tiene una entrada de conexión del módulo de bombeo. La base tiene un panel para ser manejado por ROV's para poder activar el by-pass, las válvulas de bloqueo y las válvulas direccionales. También posee 3 válvulas que permiten corridas de diablo y para mantener la producción por medio de BN sin el módulo de bombeo instalado. La válvula para realizar la corrida de diablo tiene un controlador hidráulico remoto, las otras dos válvulas sólo pueden ser operadas por medio de ROV's y son para bloquear la entrada de la bomba y la descarga. El diseño conceptual original considera la posibilidad de que el módulo (BEC) pueda ser recuperado y/o instalado por cable, usando un barco especial. Sin embargo, aún se están realizando estudios para poder hacer esta flexibilidad posible.



Figura 3.5 Sistema unido listo para la instalación en el lecho marino (Módulo de bombeo).

Los beneficios principales de utilizar el BEC en un módulo de bombeo en el lecho marino son la reducción de los costos y tiempo de las intervenciones, además de la eliminación de tareas de reparaciones en caso de que se necesite un reemplazo de la bomba. Otra ventaja de este sistema es hacer posible el uso del BEC de gran poder y capacidad de levantamiento (diámetros grandes), sin incrementar el diámetro del pozo productor.

En la Figura 3.6 se ilustra el sistema, consiste en un pozo satélite horizontal conectado al FPSO a través de tuberías flexibles y un módulo recuperable (en donde se encuentra el BEC).

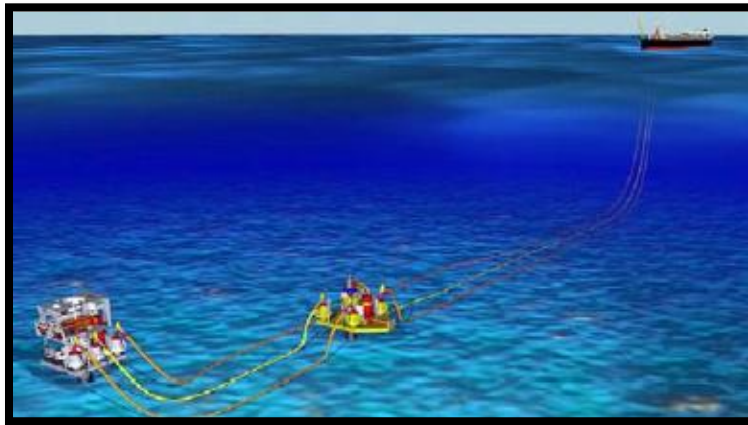


Figura 3.6 BEC instalado en un Módulo de bombeo.

En la Figura 3.7 se observan algunos detalles constructivos del ensamblaje del sistema, con base en la imagen, es fácil notar que los componentes del BEC requieren el uso de una camisa. La función de este accesorio es lograr el enfriamiento del motor. La camisa consiste en tuberías que cubren el BEC y adaptador adecuado (adaptador de la camisa).

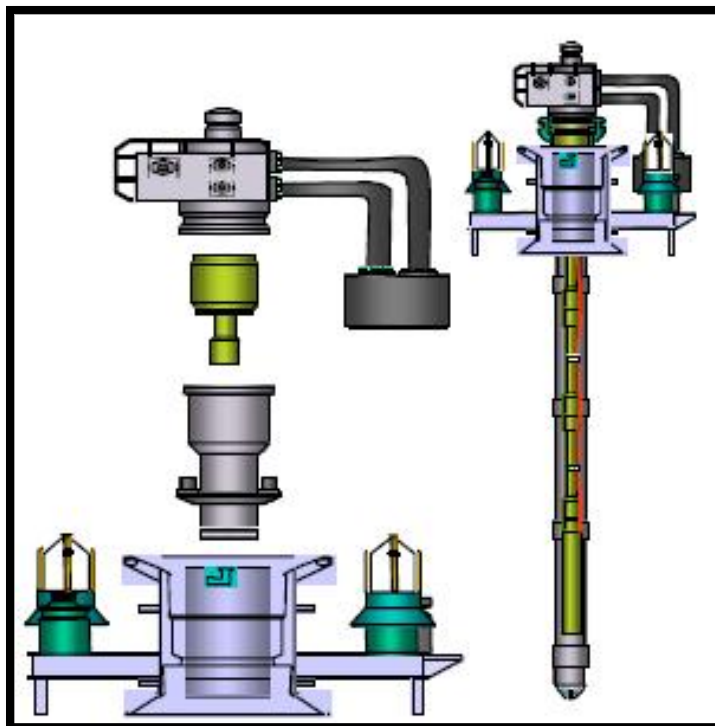


Figura 3.7 Detalles del ensamblaje del módulo de bombeo.

La cantidad de gas a ser manejado por la bomba está relacionada a la presión de admisión. Mientras que la presión de entrada incrementa, la diferencia de densidad entre el gas y el

líquido se reduce, permitiendo bombear porcentajes más altos de gas. El corte de agua tiene una gran influencia en la presión de entrada, si la densidad del agua de formación es pequeña, la presión de entrada aumentará y si la densidad del agua de formación es alta, la presión de entrada se reducirá.

En el caso del campo Jubarte, la cantidad máxima de gas libre admisible fue de 35% del volumen. Este número considera el uso de un manejador de gas y cumple con los límites recomendados por los fabricantes del manejador. El manejador de gas es un dispositivo diseñado para homogeneizar el fluido antes de la entrada de la bomba, comprimiendo el gas libre de nuevo en la fase líquida. Para reducir tiempos de instalación, el PAB y el módulo se unieron en la superficie y posteriormente fueron instalados simultáneamente. La recuperación y la re-instalación del módulo de bombeo es posible sin necesidad de matar el pozo productor; es por esto que no será necesario el uso de un preventor.

El módulo de bombeo, mostrado en la Figura 3.8, está diseñado para una presión de trabajo de 3000 psi. Puede ser instalado por cable o por un equipo de perforación. Tiene un aterrizaje suave para proteger las áreas con sellos metal-metal. Cuenta con un panel para ROV's que incluyen interfases para bloquear o desbloquear el aterrizaje suave y un centrador para analizar el anillo. El diámetro externo es de 16 $\frac{3}{4}$ ". El módulo de bombeo está unido al PAB con dispositivos para soltarse hidráulicamente. La base guía el módulo de bombeo mientras ésta penetra en el pozo auxiliar. Durante las corridas de diablo, las válvulas de entrada y descarga permanecen cerradas.

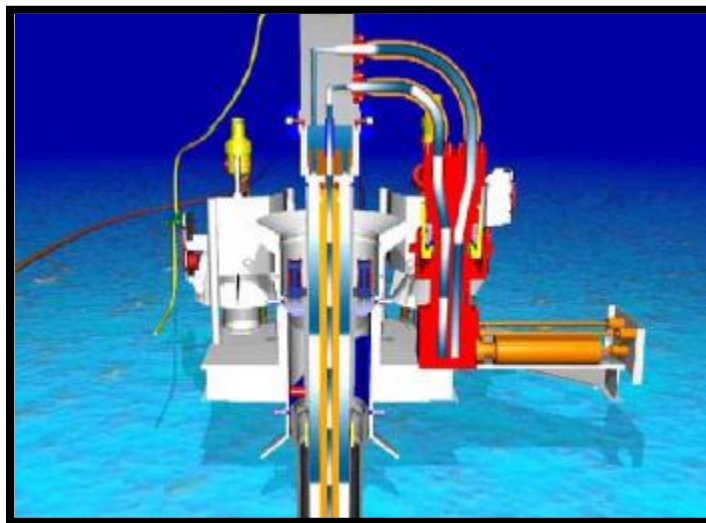


Figura 3.8 Módulo de bombeo. (otc 17398)

La instalación del BEC dentro del pozo productor tiene una serie de desventajas, además de los altos costos de intervenciones. Bloquea el acceso al pozo y requiere de grandes agujeros y TR's.

3.4 Métodos de instalación del BEC en el pozo ²⁶

- Con cable
- TF con cable externo
- TF con cable interno
- TTC (a través de la TP)
- Con línea de acero

3.4.1 CDESP (BEC bajado con cable)

La razón para desarrollar este método es debido a la disponibilidad y costo de las plataformas de perforación. El método de bajar un BEC usando sólo un cable, la ejecución presenta varios retos. Ya que el sistema no usa una TP para traer la producción a superficie, debe existir un sello sobre la entrada de la bomba pero debajo de la descarga de la bomba para proveer separación entre el fluido que sale de la formación del fluido que se producirá. Se debe considerar una manera para prevenir que BEC gire al arranque debido al alto torque que es requerido. Se requiere un sistema invertido del BEC (bomba en la parte inferior del sistema y el motor en la parte superior). Este arreglo es necesario debido a que no existe suficiente espacio para instalar un motor de diámetro grande a través del sello que se utilizará para separar la entrada de la bomba de la descarga de la bomba.

Dos métodos de instalar un sistema convencional fueron propuestos. Uno implica instalar una bomba convencional en el pozo con una pequeña sección de tubería de descarga. La sección de tubería se une a un empacador que tiene una entrada eléctrica. Una pequeña sección de la tubería de descarga es unida a la cima del empacador. Esta pequeña sección es perforada de manera que el flujo de descarga es directamente por la TR sobre el empacador. El cable se une a la cima de la tubería perforada en donde el cable de poder sale y pasa a través del empacador usando la entrada eléctrica.

El segundo método es situar el empacador en la mitad del BEC sobre los puertos de entrada. Alternativamente, el empacador puede ser situado en la mitad de la bomba y fijado por la presión de descarga. Esto requiere un empacador que selle lo suficiente para soportar el BEC y la columna de fluido en la TR antes de que el cable sea sobrecargado.

Los sistemas CDESP pueden ser instalados con un malacate, el cual es mucho más pequeño y fácil de transportar que una plataforma. Los sistemas con cable dual fueron desarrollados

para separar la función de soporte de la función eléctrica de los cables. El cable de soporte se vuelve un diseño simple. Aún se podría mejorar este sistema, desarrollando un cable que soportara el peso total del sistema y que también sea el que transporte la energía eléctrica al sistema BEC.

3.4.2 CECT (BEC bajado con TF con el cable externo)

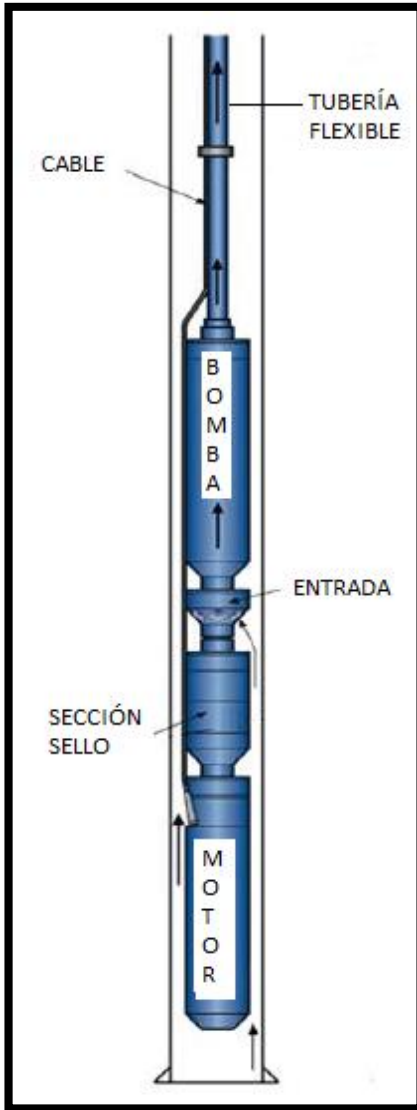


Figura 3.9 BEC bajado con TF con cable externo.

Los componentes de este método se observan en la Figura 3.9. Es requerido un sistema BEC convencional y una TF de longitud adecuada y un sistema de inyección a través de la TF. La cabeza del inyector es posicionada en una ventana de operación que permite que el personal tenga acceso a la cabeza del pozo. Durante la bajada del equipo, un técnico puede unir las abrazaderas del cable para mantener el cable de poder en posición mientras que la TF es bajada por el pozo. El tiempo de intervención con la plataforma es menor al de una instalación convencional (por TP), debido a que no existe la necesidad de parar para unir secciones de tubería, el tiempo de bajada (instalación) y de subida (sacar el equipo) es menor. Las plataformas con TF tienen mayor disponibilidad en la mayoría de los mercados y son significativamente menos caras que una plataforma de perforación o reparaciones mayores.

Al eliminar el tiempo requerido para unir secciones de TP mientras se baja el BEC, menos tiempo de la plataforma y del personal será requerido. Es importante mencionar que en plataformas costa afuera debido al espacio limitado, eliminando el tiempo del personal para ingresar la TP nos llevará a ahorros significativos en operaciones futuras. Es posible instalar un BEC con TF a través de grandes desviaciones de pozos y también a distancias horizontales. Existen límites en la longitud de instalación horizontal basados en el peso de la tubería y en el tipo de la TF empleada, pero estos factores pueden ser calculados para confirmar que la instalación pueda ser posible.

3.4.3 CICT (BEC bajado con TF con el cable interno)

El cable se encuentra por dentro de la TF como se observa en la Figura 3.10, esto simplifica el proceso de instalación ya que se elimina la necesidad de asegurar el cable de poder a la TF y de tener varios carretes en el sitio. Es requerido un sistema invertido del BEC (bomba en la parte inferior, motor en la parte superior) y el fluido es producido por el espacio anular, no a través de la TF. Conexiones eléctricas especializadas en el término del cable tanto en el pozo como en la superficie son requeridas.



Figura 3.10 BEC bajado con TF con cable interno.

Junto con una instalación más rápida, se puede utilizar el CICT (Figura 3.11) con el pozo vivo. Si existe suficiente espacio anular, se puede utilizar una terminación que incluye válvulas hidráulicas activadas desde superficie usando un liner e instalando todas las líneas de control en un paquete plano por fuera del liner. Si esta terminación es posible, se podrá aislar completamente el yacimiento, eliminando la necesidad de usar fluido para matar el pozo durante las operaciones de este método. Si no es posible utilizar un liner y un paquete plano, es posible instalar sistemas de control que permitan intervenciones con el pozo vivo dependiendo de los requerimientos de seguridad y ambientales del pozo en específico. Aún si es requerido fluido para matar, las válvulas del agujero están disponibles para aislar la zona de producción y minimizar el daño al yacimiento.

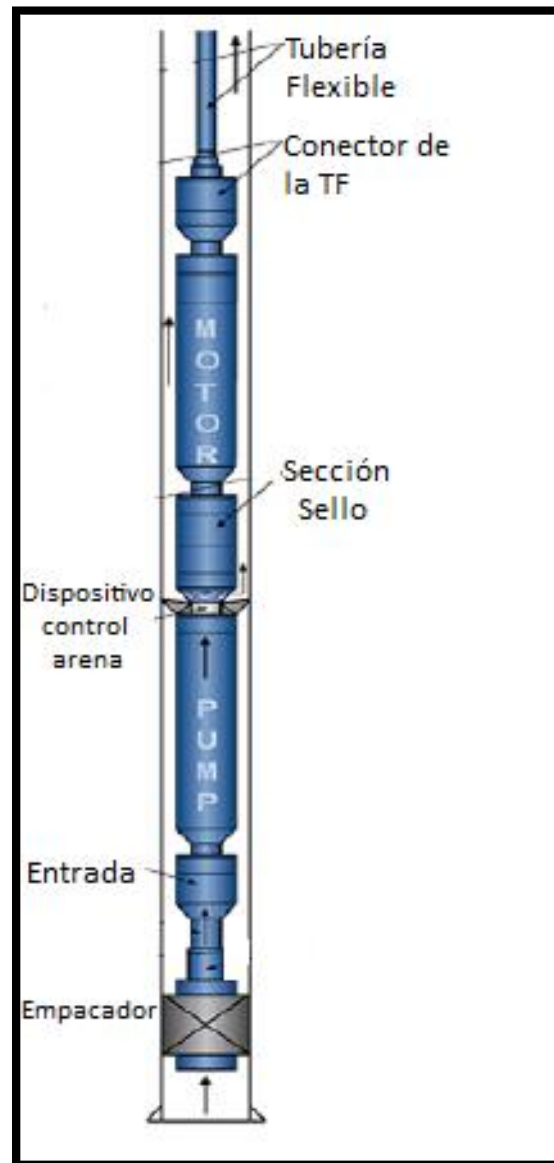


Figura 3.11 Instalación con cable interno y TF.

3.4.4 Bombeo Electrocentrífugo TTC (Thru-Tubing Conveyed) ^{26, 27}

Estudios recientes han demostrado que una falla frecuente en el BEC es causada en la bomba debido al desgaste en esta por abrasivos (arenas) o taponamiento (arena/incrustaciones). El alto costo y los tiempos de reparación han llevado a la necesidad de encontrar caminos para sacar o remplazar las bombas desgastadas o tapadas.

El BEC TTC (Thru-Tubing Conveyed o a través de la TP) permite a las bombas electrocentrífugas ser cambiadas en pozos “vivos” sin necesidad de “matar” (tener que detener la producción por un periodo largo para poder llenar el pozo con fluido de control, para poder sacar la TP y efectuar las reparaciones que sean necesarias) el pozo para trabajar en él. Cuando un remplazo de bomba TTC es realizado, la bomba es jalada y remplazada con tubería flexible o línea de acero mientras que la TP, sección sello, motor, cable de poder y las válvulas del agujero permanecen en su lugar. La bomba puede ser cambiada las veces que sea necesario hasta que una falla ocurra en la TP, sección sello, motor o en el cable de poder. Las bombas electrocentrífugas TTC son capaces de manejar altos gastos de gas y líquido, así como producciones moderadamente altas de sólidos.

Esta tecnología es de mayor importancia en áreas donde el costo de las reparaciones con la plataforma son altos o donde la disponibilidad de un equipo para una reparación es limitado, es decir, en instalaciones costa afuera, ya que los costos de las plataformas son altos así como la poca disponibilidad que existe actualmente de estos equipos.

La tecnología TTC es aplicada particularmente en pozos con alta producción de sólidos en donde la vida de la bomba es la falla principal, también provee una manera de subir, bajar o añadir componentes tal y como separadores de gas sin la intervención de una plataforma en pozos “vivos”.

Algunos pozos con este tipo de aparejo producen de 500-1000 BPD con producciones de sólidos de .05-.15% por volumen (Campo West Sak, Alaska), sin embargo en este mismo campo se observaron producciones de hasta 4000 BPD con mismas producciones de arena.

Los componentes del BEC TTC que irán fijos (Figura 3.12) en la TP mencionados de abajo hacia arriba serán: centralizador del motor, motor, secciones sello tandem, y el crossover (es el instrumento que permite que la bomba sea sacada mientras que el motor, sección sello, TP, línea de instrumentación y el cable de poder puedan ser dejados en el fondo del agujero, Figura 3.13) de la TP.

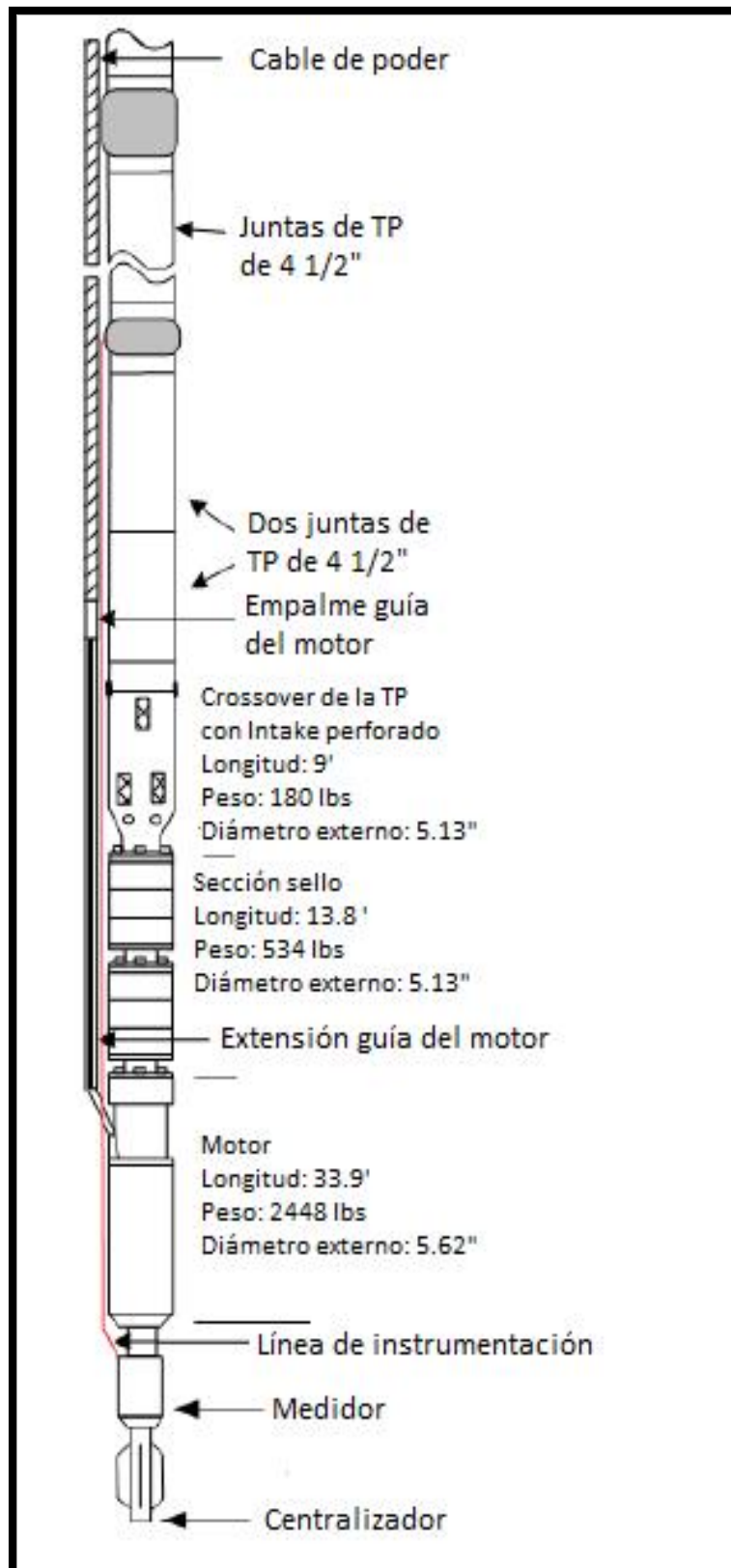


Figura 3.12 Componentes fijos del BEC TTC.



Figura 3.13 Crossover TTC.

El cable de potencia se encontrará por fuera de la TP desde la superficie hasta la profundidad del motor y una línea de instrumentación será corrida hasta una válvula localizada a un lado del mandril debajo del ensamblaje de BEC, el aparejo contará con un medidor justo debajo del motor.

La sección que podrá ser desalojada del pozo (Figura 3.14) consta de los siguientes componentes: un ensamblaje de bombas, empacadores, y un "slipstop" (dispositivo que se detiene a la TP).

El ensamblaje de bombas consiste de un “ojo” de bomba (Figura 3.15), el cual une la bomba con el crossover TTC, la bomba y un ensamblaje de descarga, el cual incluye un centralizador y un cuello de pesca. Los empacadores sellan la descarga de la bomba con la TP. El slipstop previene que el arreglo de empacadores sea sacados del agujero. El equipo fijo tiene una vida aproximada de 4 a 5 años mientras que el equipo móvil de 1 a 2 años (dependiendo de las características de flujo del pozo tal y como la producción de sólidos).

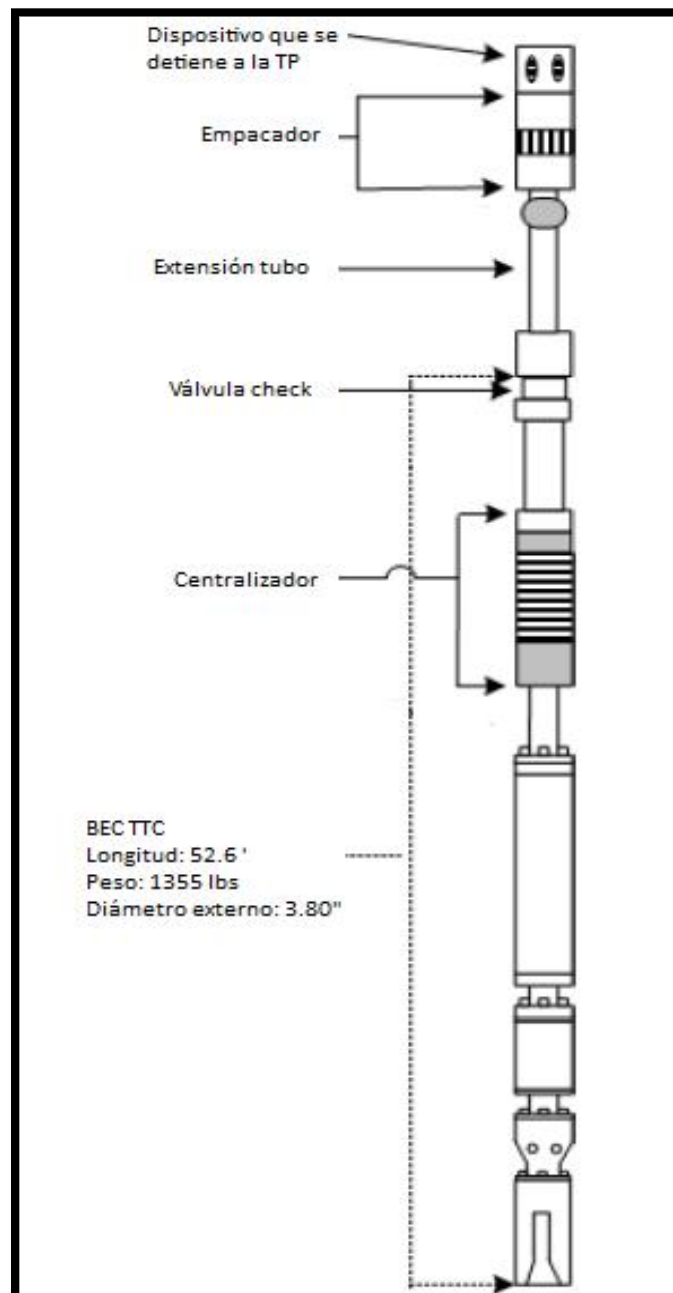


Figura 3.14 Componentes que podrán ser insertados y sacados con línea de acero en el BEC TTC.



Figura 3.15 Ojo de la bomba.

A continuación se muestran consideraciones para maximizar el tiempo de vida útil de los componentes del sistema BEC TTC.

MOTOR: Los motores deben de estar diseñados para todo el rango de la producción esperada durante los 4 o 5 años que es la vida útil de este. Se debe considerar el aumento en el corte de agua al paso de los años.

CABLES Y ABRAZADERAS: Para maximizar el tiempo de vida útil de estos componentes entre cada reparación, los empalmes del cable deben ser los mínimos. Usualmente sólo 2 o 3 empalmes, incluyendo el empalme del final del cable con el motor. Si hay suficiente espacio entre la TP y la TR, se usa el cable redondo; de otra manera, se utiliza el cable plano para espacios reducidos.

MEDIDORES DEL AGUJERO: Estos instrumentos combinados con alarmas y apagados automáticos son críticos para la operación del BEC.

Los medidores son usados para detectar taponamientos, situaciones de bombeo en vacío, temperatura alta del motor, cambios en la densidad bulk del fluido, vibración del eje debido al desgaste de la bomba y otros indicadores de operaciones anormales. Una detección temprana y acciones rápidas pueden salvar de una falla a un sistema BEC y prevenir la

necesidad de una reparación. El medidor abarca las lecturas de la temperatura del motor, presión de succión, temperatura de succión, presión de descarga, vibración bidimensional del motor y las pérdidas de corriente.

CROSSOVER TTC/ ENSAMBLAJE DE ENTRADA: Los dos componentes del sistema BEC TTC que lo hacen diferente del BEC convencional son el crossover TTC y la bomba bajada con línea de acero junto con los componentes usados para correr y conectar la bomba dentro de la TP.

La bomba bajada con línea de acero se une al ojo de la bomba y este a su vez se une a la sección fija por medio del crossover. El crossover TTC cubre el eje de entrada el cual une la bomba con la sección sello. Esta parte está diseñada para durar más que los componentes de la bomba para permitir múltiples cambios de esta.

El crossover perforado protege la bomba de sólidos de 3/8" o mayores. El diseño tiene suficiente longitud para acomodar un separador de gas unido a la entrada de la bomba. El gas separado es descargado a las perforaciones presentes en la parte superior del crossover y después regresado al espacio anular.

Consideraciones para los componentes bajados con línea de acero

OJO DE LA BOMBA: Localizado en la base de la bomba TTC, es un centralizador anti rotacional con un dispositivo para poder ser conectado con el crossover. Estas funciones toman lugar simultáneamente mientras que la bomba es bajada hacia el crossover de la TP. El ojo se alinea y une con el aparejo fijo, cuando la bomba es empujada dentro del crossover. El ojo contiene un cojinete lubricado con fluido del pozo.

BOMBA: El diseño de la bomba TTC depende de la TP y TR así como de los gastos deseados. En la Tabla 3.2 se muestran algunas bombas así como los diámetros de TP y TR en donde se ha utilizado esta tecnología.

BEC TTC			
Serie de la bomba	400	538	562
Diámetro TP	4 1/2" 12.75 lb	6 5/8" 20 lb	6 5/8" 20 lb
Drift TP	3.833"	5.924"	5.924"
Diámetro TR	7 5/8" 29.7 lb	9 5/8" 40 lb	10 3/4" 45.5 lb
Gasto Máximo	5000 bpd	10000 bpd	20000 bpd

Tabla 3.2 Datos de bombas y diámetros de tuberías en las que pueden instalarse.

La bomba utilizada en el campo West Sak en el BEC TTC fue bajada para diámetros externos de 4" a 3.80" o menos que el diámetro de drift de 4.5" de la TP. Los problemas con el recubrimiento de la bomba asociados con el diámetro reducido deben ser considerados en la instalación y la profundidad de la bomba. Por ejemplo, las bombas de 3.80" tienen un recubrimiento con una limitante en la presión de 2932 psi comparado con los 4029 psi que soporta una de 4" de diámetro.

Otra consideración en la selección de la bomba es la longitud y el peso de esta; los ensamblajes de la bomba deben ser lo suficientemente cortos para ser lubricados durante las sacadas de la bomba y la instalación en pozos vivos. Adicionalmente, la bomba no debe exceder las limitaciones de peso de la línea de acero usada para desplegarla. Por ejemplo, en el campo West Sak las bombas han sido limitadas a 48 pies de largo y 1100 lbs de peso.

Se ha tomado ventaja de las capacidades de la bomba TTC para optimizar el desempeño de la bomba y para incrementar la producción. Las bombas han sido sacadas antes y reemplazadas debido al desgaste gradual en casos donde las pérdidas de producción no pudieron justificar los costos de reparaciones de plataformas. La habilidad de tener el diámetro adecuado de las bombas maximiza la producción o minimiza situaciones de bombeo en vacío.

LUBRICADOR: La tecnología TTC permite cambios de la bomba utilizando línea de acero, tubería flexible o varillas. Los cambios de la bomba son realizados en pozos "vivos" con el uso de un lubricador. Un lubricador es una serie de secciones de tubería de alta presión conectadas por juntas de alta presión. Se debe tener los valores de presión que soporta el ensamblaje para proveer un ambiente seguro de trabajo en la cabeza del pozo. En la cima del lubricador se encuentra un dispositivo que contiene un sello y elementos de lubricación por donde pasa la línea de acero en cada corrida. En la base del tubo lubricador se tienen dos juegos de arietes que pueden ser cerrados alrededor de la línea de acero para proveer control al pozo en caso de un reventón.

Importancia de los sistemas BEC TTC

Los sistemas BEC TTC son la única aplicación de tecnología desarrollada para ambientes de altos costos en las reparaciones con plataformas, en donde la línea de acero y la tubería flexible se encuentran disponibles. Estos sistemas son efectivos para pozos en donde las características de producción causan que la falla primaria se presente en la bomba. Los retos que se deben de resolver son: la instalación de la bomba en pozos altamente desviados, mejorar el tiempo de vida útil de la bomba a través de la optimización y monitoreo del desempeño y reduciendo la susceptibilidad a sólidos y producción de gas.

En la Figura 3.16 se presenta la comparación entre un BEC convencional y un BEC TTC. Es fácil observar los componentes que podrán ser instalados o sacados por medio de línea de acero sin necesidad de tener que sacar otros (protector, motor, etcétera), es por esto que esta tecnología es muy importante para la aplicación en instalaciones costa afuera, ya que se reducen tiempos de reparaciones así como vidas útiles de equipos de BEC.

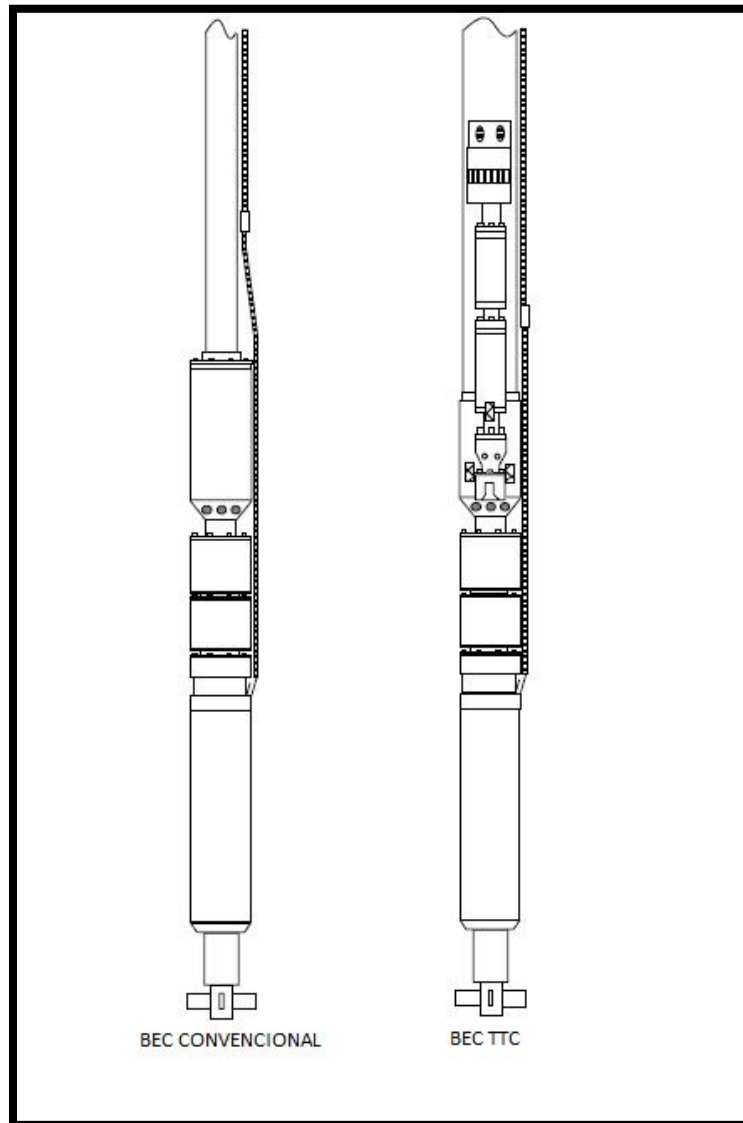


Figura 3.16 Comparación del BEC convencional con el BEC TTC.

3.4.5 Intervención con línea de acero ²⁶

Este método consiste en que el BEC puede ser instalado o removido de un pozo sin el uso de una plataforma de perforación o de reparación. El peso del BEC puede ser mucho para un sistema convencional de línea de acero, si este es el caso, algún tipo de levantamiento con montacargas es necesitado.

La tecnología para este método es comúnmente referida a un conector mojado del fondo del pozo. Esto es una conexión de poder que puede ser instalada y mantenida en el pozo para proveer energía al BEC. El BEC contiene la conexión de poder de manera que cuando el sistema es bajado, los pernos se alinean y la electricidad fluye al BEC. Este concepto es similar al del sistema TTC en donde el cable de poder y el conector se encuentran permanentemente instalados en el pozo, dejando solo la bomba como elemento recuperable. La diferencia crítica es que, una vez que la bomba es recuperada, el acceso al pozo está abierto para operaciones de remediación.

El conector está compuesto por una sección “permanente” y una “recuperable” (Figura 3.17). La sección del pozo permanente tiene las conexiones eléctricas, cuando se instala esta sección, el cable de poder es unido a la parte externa de la TP y permanece en el agujero. El BEC tiene un conector para unirse con la conexión del agujero pero ya que no se corre ni TP o cable, sólo la línea de acero es requerida para instalar el BEC. Esto significa que cualquier instalación o retiro del BEC subsecuente puede ser logrado sin necesidad de una plataforma convencional, salvando así costos y tiempos.

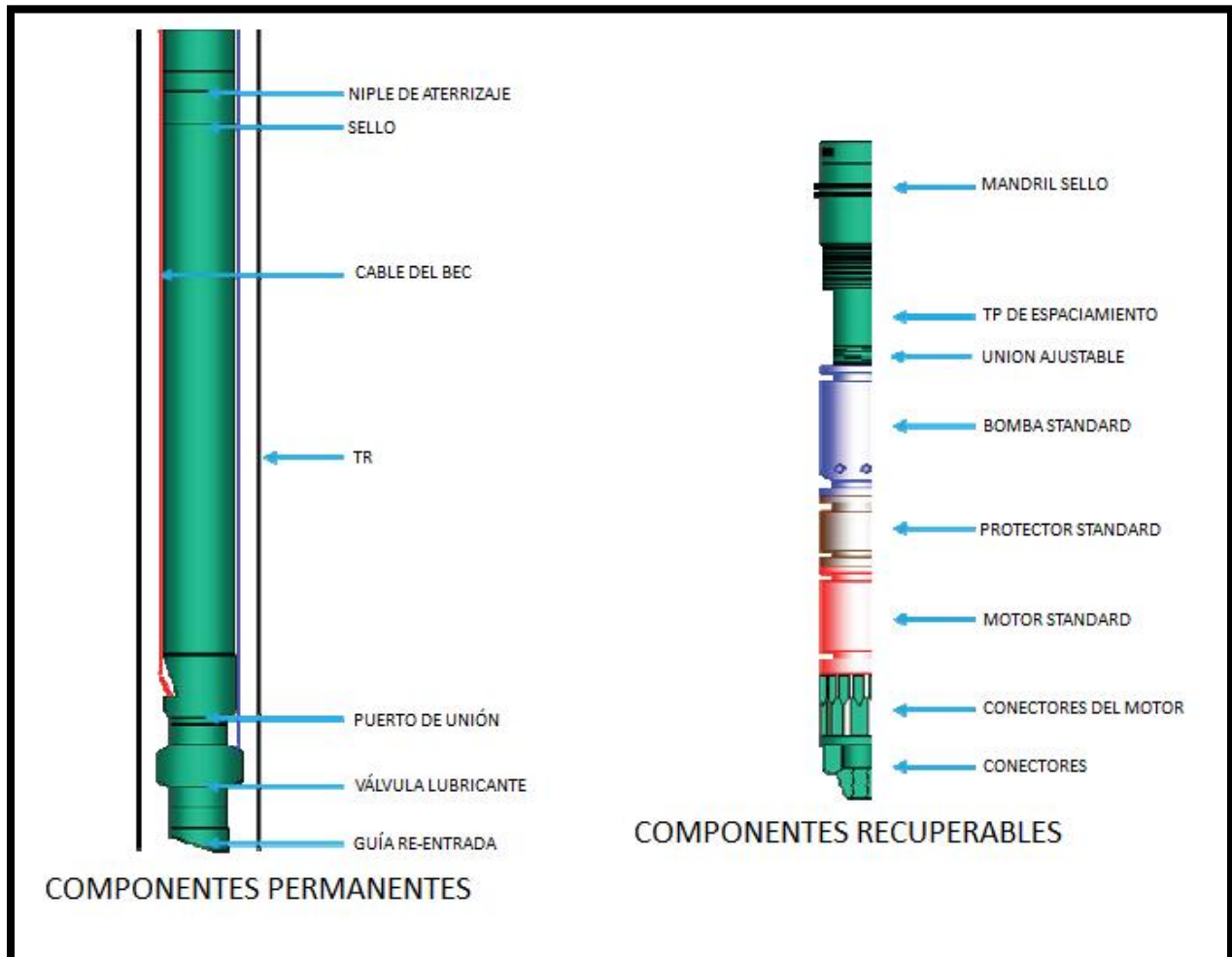


Figura 3.17 Secciones del pozo (componentes permanentes y recuperables).

En la Tabla 3.3 se hace una comparación entre los diferentes métodos existentes para instalar y/o reparar sistemas BEC, se observan las diferencias en los costos de las inversiones, el tipo de instalación en superficie que se necesita para la instalación del sistema BEC, si es necesario tener el pozo vivo o muerto, el lugar por donde fluirá el hidrocarburo en el pozo hacia la superficie, el costo de reparación y la instalación en superficie necesaria para realizar las intervenciones.

MÉTODO	CAPITAL INICIAL	TIPO DE PLATAFORMA PARA INSTALACIÓN INICIAL	POZO VIVO	FLUJO DE PRODUCCIÓN	COSTO DE LA REPARACIÓN	TIPO DE PLATAFORMA DE REPARACIÓN
Normal	\$\$\$	Perforación/Reparación	NO	TP	\$\$\$	Perforación/Reparación
CDESP	\$\$\$	Perforación/Reparación	NO	Anular/Liner	\$\$\$	Malacate
CECT	\$\$\$	TF	NO	TF	\$\$	TF
CICT	\$\$\$	TF	SI	Anular/Liner	\$\$	TF
TTC	\$\$\$\$	Perforación/Reparación	SI	Anular/Liner	\$	Línea acero
Línea acero	\$\$\$\$\$	Perforación/Reparación	SI	Anular/Liner	\$	Línea acero

Tabla 3.3 Comparación entre los diferentes métodos para bajar/sacar sistemas BEC (\$= Costo menor, \$\$\$\$\$= Costo mayor).

3.5 Sistema BEC Reda Hotline ²⁸

Una aplicación de los sistemas BEC es su utilización en conjunto con otros sistemas de levantamiento artificial o con métodos de recuperación mejorada con la finalidad de maximizar la eficiencia del proyecto y lograr una mayor recuperación de hidrocarburos del yacimiento. Tal es el caso de esta aplicación, en la que un sistema BEC es puesto en funcionamiento con un método de recuperación mejorada SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage), el cual consiste es una variante de la inyección de vapor a alta temperatura que nos permitirá cambiar las propiedades del fluido y así poder bombearlo a la superficie con un sistema artificial de producción, en este caso el BEC.

Como se ha mencionado, los sistemas BEC constan de ciertos aditamentos, en especial en la bomba y el motor, que son sensibles a las altas temperaturas a las que en este tipo de aplicaciones se trabaja. Es por esto que se llevaron a cabo pruebas que comenzaron en el año 2008 y terminaron en el 2009 y que además fueron validadas por ConocoPhillips para operaciones a temperaturas de 250°C. Este prototipo fue evaluado por un equipo de las compañías ConocoPhillips y Schlumberger por un periodo de 42 días en el loop de pruebas de C-FER Technologies con temperaturas de fluidos en un rango de 150 a 260°C, en donde la temperatura se mantuvo por encima de los 250°C aproximadamente el 40% del tiempo total de la prueba.

En el 2008, un sistema BEC disponible comercialmente y probado para una temperatura máxima de 218°C fue probado (Noonan et al, 2009) para validar sus rangos de operación publicados y llevado más allá de ellos para ayudar a definir la tecnología y cambios necesarios para operar a 250°C. Las pruebas del 2008 dieron grandes resultados, en los que se enfatizó en la importancia del monitoreo directo de la temperatura interna del motor del sistema ya que resultó un parámetro clave en durante la evaluación y posteriormente el desmantelamiento del sistema, el cual proveyó información crítica del comportamiento de componentes individuales. Como conclusión, estas dos compañías acordaron validar un nuevo prototipo durante el 2009.

Este nuevo proyecto, además de incluir una serie de curvas de comportamiento a diferentes velocidades y temperaturas de operación como las pruebas del 2008, se enfocó en un análisis continuo de más de 24 horas con fluidos de mayor temperatura y nuevos análisis de ciclos térmicos que no se habían llevado a cabo en el 2008 lo cual hizo que el programa se estructurara de mejor manera para comprender la dinámica de la temperatura de los fluidos que pasan a través del motor, de la carcasa del motor (la cual transfiere calor a los fluidos) y los diferenciales externos e internos de presión del motor.

El prototipo del sistema BEC utilizado en esta última prueba era muy similar al utilizado en la del 2008. La mayor diferencia fue que el prototipo nuevo tenía la sección sello, protector y motor, combinadas en una sola unidad con un motor con el doble de potencia necesaria para validar las teorías en cuanto a la importancia de la carga que el este necesita para aplicaciones SAGD. Este prototipo también contaba con cojinetes de un material especial para este tipo de ambientes. A continuación se presentan las especificaciones técnicas del prototipo:

- Bomba: Fabricación-compresión serie 538, S5000N. Bomba de 27 etapas, con cojinetes resistentes a la abrasión y protectores en un eje resistente a grandes esfuerzos.
- Entrada de la Bomba: Separador de gas en el fondo de la serie 528 con cojinetes resistentes a la abrasión y protectores en un eje resistente a grandes esfuerzos.
- Motor: Serie 562 con compensación de volumen integrada, 150 hp, 39.3 A, 2,400 V a 60 Hz (diferente al prototipo creado en el 2008).
- Instrumentación de fondo prototipo (integrada al motor) para monitorear la temperatura externa del motor, la temperatura interna del aceite y la presión (diferente al prototipo del 2008).
- Cable: 540/562 AWG #4 5 kV, con mufa del motor de alta temperatura y cable de potencia plano.
- Penetrador (Cabeza del pozo): Entrada resistente a altas temperaturas, probada a 230°C (450°F).
- VSD: 200 kVA, con transformador tipo “elevador” y caja de venteo.

El experimentar en el loop de pruebas de C-FER permitió la utilización de una gran variedad de instrumentación de fondo que pueden resultar ser difíciles de utilizar y resultar costosos al implementarse en una instalación de campo. En la Figura 3.18 se muestran los detalles de la instrumentación, en la que se incluyen:

- Monitoreo externo:
 - Temperatura superficial del motor: tres sondas térmicas colocadas directamente en la cubierta del motor en áreas de interés.
 - Temperatura del fluido producido: una sonda en la entrada del sistema BEC y otra en la cabeza del pozo.
 - Vibración en el fondo del sistema BEC: medida cerca de la entrada de la bomba en ambas direcciones, horizontal y vertical.

- Monitoreo Interno (integrado al motor y provisto por el productor del sistema BEC)
 - Temperatura del devanado del motor.
 - Temperatura del aceite del motor.
 - Presión del aceite del motor.

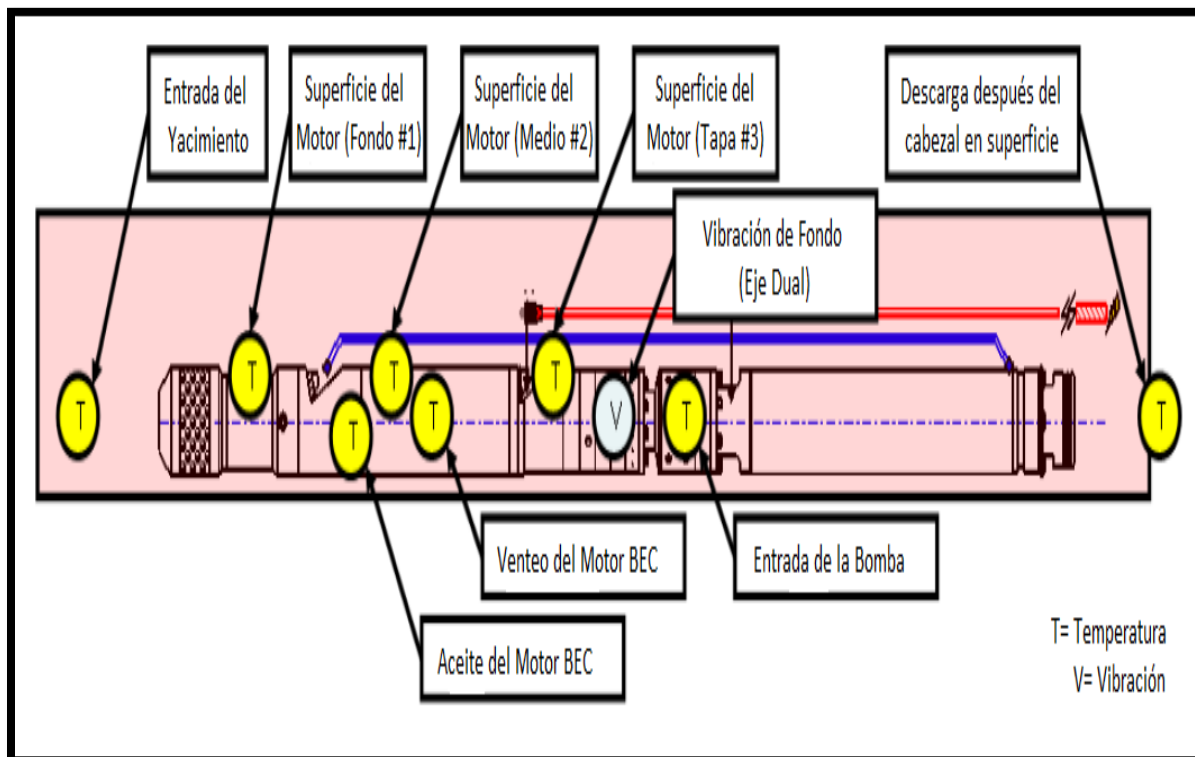


Figura 3.18 Esquema de la colocación y tipo de instrumentación en el fondo del pozo.

Este prototipo finalmente llegó al mercado por parte de la compañía REDA, de Schlumberger, dando pie a la línea especializada para altas temperaturas (HOTLINE) enfocada en sistemas BEC.

La línea para altas temperaturas del sistema BEC consta de diferentes nuevos desarrollos que no son más que modificaciones y accesorios al sistema anterior, pero con materiales especializados para los ambientes en los que se pretende este tipo de sistemas opere. A continuación se presentarán los componentes de este sistema, sus características y finalmente las ventajas de su aplicación en campo.

3.5.1 Motor²⁹



Figura 3.19 Motor REDA Hotline550, con estator, devanado, relleno de cobre, y aislamiento para altas temperaturas.

Los motores de esta línea están diseñados para trabajar en condiciones extremas. Operan de manera confiable en temperaturas extremadamente altas como las que se presentan en procesos de recuperación térmica tales como el SAGD y otros procesos de inyección de vapor. Estos motores cuentan con una jaula de ardilla trifásica y un diseño de inducción de dos polos como los que se encuentran en sistemas BEC estándares, sin embargo, la línea Hotline está diseñada para manejar las grandes variaciones de temperatura resultantes de un ambiente frío en superficie y extremadamente caliente en el fondo.

El diseño para altas temperaturas permite un torque inicial elevado y mejora la eficiencia. Las laminaciones de acero del estator concentran las fuerzas magnéticas del rotor para reducir las pérdidas de energía. Se le agregó un relleno de cobre al devanado del motor así como un sistema de aislamiento de temperatura.

Los motores de este tipo utilizan una mufa especialmente diseñada para soportar choques de temperatura. Esta mufa cuenta con una conexión encintada muy confiable y sellos de metal con metal que actúan como una barrera en contra de la entrada de fluidos. Estos motores utilizan un aceite dieléctrico especial para alta temperatura y sistemas de cojinetes para asegurar que los requerimientos de lubricación y carga se realicen en condiciones de operación con temperaturas altas. También cuentan con un recipiente de aceite en el motor lo suficientemente largo para permitir que el aceite se expanda y contraiga durante los grandes procesos térmicos junto con un filtro para eliminar sólidos. Un esquema de este tipo de motores se presenta en la Figura 3.19.

Dentro de las características más relevantes de este tipo de motores se encuentran:

- Sistema de aislamiento del motor probado hasta 288°C (550°F).
- Capacidad de soportar ciclos de calentamiento y enfriamiento severos.

- Sello metálico en la mufa, resistente a los choques térmicos.
- Recipiente especial expandido para adicionar.

Este tipo de sistemas puede aplicarse en pozos en donde la temperatura de fondo sea muy alta, en procesos de recuperación térmicos, aplicaciones geotérmicas, en motores con poco enfriamiento en aplicaciones en las que se manejen fluidos altamente viscosos, en pozos con gastos pequeños, en aplicaciones en donde se manejen fluidos abrasivos, en pozos gaseosos y en pozos con fluidos corrosivos incluyendo el H₂S y el CO₂, y finalmente en pozos con tratamientos químicos.

3.5.2 Protectores Avanzados para el Motor ³⁰

Estos protectores fueron diseñados para el mismo ambiente que los motores y puede aplicarse en los mismos casos que los motores de esta misma línea.

El diseño de este tipo de protectores cuenta con fuelles de metal INCONEL® que reemplazan la bolsa elastomérica para altas temperaturas. Los fuelles de metal permiten que el límite de operación térmico se extienda, y en pozos con contenido de gas previenen que éste migre y desplace al aceite del motor. Los protectores del motor son resistentes al H₂S y al CO₂ y son impermeables al gas. Es debido a sus características que estos protectores resultan ser ideales para pozos situados en ambientes altamente corrosivos o gaseosos, así como en otros ambientes extremos.

Los protectores avanzados para el motor tienen muchas características que mejoran el comportamiento en pozos en los que la producción contiene arenas o sólidos. Una de estas es características es que cuentan con una cabeza protectora con sellos duales elevados en el eje y un sistema de dispersión de arenas. Su diseño permite que cualquier partícula sólida o arena que provenga de la entrada de la bomba regrese al pozo por medio de los agujeros de drene. El escudo para arena también protege la parte superior del eje de los excesos abrasivos presentes. Los cojinetes del eje reducen el contacto del eje con los fluidos abrasivos y mejoran su estabilidad, reduciendo la vibración en el sistema. Es importante mencionar que este tipo de protectores han probado ser un elemento clave para alcanzar una larga vida útil en este tipo de sistemas.

A continuación se presentarán las características más importantes de este tipo de protectores. Un esquema de ellos se presenta en la Figura 3.20.

- Disponibles con recámaras de contención de fluidos de fuelles de metal, bolsa elastomérica o tipo laberinto.

- La opción con fuelles de metal, mostrada en la Figura CC. Es resistente a temperaturas demasiado elevadas y elimina la migración del gas.
- Sistema dual de cojinetes que reduce la vibración y elimina el desgaste en ellos.
- Sistema de dispersión de arenas que protege el sello mecánico del eje.
- Válvula chek de alta presión.
- Sellos duales elevados en el eje.



Figura 3.20 Protector Avanzado del Motor con Fuelles de Metal.

3.5.3 Bomba ³¹

Al igual que el motor y sus protectores, las bombas de este tipo en sistemas BEC operan dentro del mismo rango de condiciones extremas, ajustando la expansión y contracción térmicas ocasionada por los ciclos de temperatura tan extremos.

La resistencia a la abrasión que este tipo de bombas posee es resultado de la combinación de una construcción resistente a la compresión y a la abrasión de cojinetes radiales. Toda la carga se transmite a la sección de carga de los cojinetes en el protector, el cual es lubricado con aceite limpio. Este arreglo desaparece cualquier riesgo de daño ocasionado por arenas a los cojinetes de empuje y permite la operación de las bombas a gastos bajos sin efectos adversos. Los cojinetes radiales resistentes a la abrasión están patentados y están hechos con zirconia, carburo de silicón o carburo de tungsteno. La colocación de este tipo de cojinetes deberá ser precisa para proveer una estabilidad radial adicional.

Las bombas para sistemas BEC de la línea hotline de REDA están hechas de Ni-Resist®, níquel de alta resistencia y otros materiales resistentes a la corrosión, que permiten a la bomba operar en ambientes muy calientes y abrasivos. El eje de las bombas está hecho con un material especial que compensa las reducciones de fuerza ocasionadas por las altas temperaturas.

Estas bombas constan con etapas de flujo mixto que permiten producir un flujo de gas-líquido o vapor-líquido y al operar junto con alguna herramienta de manejo de gas estas bombas pueden manejar hasta un 75% de gas. Así mismo, cuando estas funcionan con un manejador de gas y además un separador de gas, las fracciones de gas a manejar ascienden hasta a un 95%. En la Figura 2.4 (Capítulo 2) se muestra un esquema de este tipo de bombas.

Dentro de las características principales de este tipo de bombas para altas temperaturas se encuentran:

- Capaces de producir con fracciones altas de gas libre al combinarse con alguna herramienta para el manejo de él.
- Compresión que permite un amplio y flexible rango de producción.
- Eje construido de INCONEL® y manejo avanzado del empuje para un comportamiento extendido a las condiciones deseadas.
- Materiales especiales de construcción para condiciones de bombeo en ambientes con temperaturas muy elevadas, corrosivos y abrasivos.

3.5.4 Cables de Potencia y Extensiones³²

El cable de potencia, diseñado también para los mismos ambientes que los componentes anteriores del sistema BEC, utiliza una combinación de cinta poliimida, conductor, EPDM y PEEK para proveer el recubrimiento y el aislamiento requeridos basado en las condiciones del pozo. Existen varios arreglos de él y soporta una temperatura de hasta 260 grados

centígrados. El cable también contiene paredes lo suficientemente fuertes para ambientes con alto contenido de gas altamente corrosivos. Adicionalmente, la armadura utilizada para proteger el cable de los esfuerzos mecánicos está disponible en acero galvanizado, acero galvanizado de alta resistencia, acero inoxidable y Monel® para poder trabajar en la mayoría de las condiciones posibles.

Las extensiones del cable están disponibles en opciones que soportan la misma temperatura. La mufa, el conector eléctrico entre el cable y el motor, está construida con sellos metálicos que proveen una barrera mecánica contra el paso de fluidos en este tipo de aplicaciones.

A continuación se presentan los tipos de cable disponibles para este tipo de aplicaciones. (Figura 3.21).



Figura 3.21 Diferentes tipos de Cable de Potencia, Línea REDA Hotline.

El sistema BEC para altas temperaturas, compuesto del motor, protector, bomba, cable y accesorios adicionales que dependiendo el caso se instalarán, presenta tres ventajas principales:

1. Extiende la vida útil del sistema BEC en aplicaciones con ambientes extremos.
2. Extiende el rango de operación del sistema.
3. Incrementa la producción en aplicaciones en las que un proceso de recuperación térmico se esté llevando a cabo.

Para concluir esta sección importante mencionar que la selección de este tipo de sistemas deberá de ser cuidadosa, ya que puede resultar sobrado en algunos casos, generando egresos innecesarios que disminuirán la rentabilidad del proyecto. Una mala selección de equipo inicial podría ocasionar que el proyecto no sea rentable y consecuentemente no se lleve a cabo.

3.6 Presencia de gas en los sistemas BEC y soluciones a ello ²⁸

La producción de gas en pozos petroleros representa uno de los mayores problemas al momento de utilizarse un sistema BEC. A continuación, se examinará la conjetura de que una bomba centrífuga bien diseñada no tendrá problemas al momento de bombear gas libre.

Recordando el capítulo dos de éste trabajo de tesis, una bomba centrífuga es un sistema de bombeo dinámico y uno de sus problemas tradicionales es su incapacidad para manejar grandes cantidades de gas. Esto último no quiere decir que no pueda manejar gas, sino que hay un costo al hacerlo. El usuario deberá de reconocer los límites de operación que dependen de la situación y equipo seleccionado.

El propósito de ésta sección es el de examinar el efecto del gas libre sobre una bomba centrífuga colocada en el pozo. Tres situaciones serán consideradas.

1. La presión en el fondo del pozo se encuentra en el punto de burbuja o mayor a él. No se formará gas en el pozo hasta que el crudo haya alcanzado un punto en donde la presión sea menor a la de burbuja. Esto puede facilitar la producción si la bomba se coloca a la profundidad suficiente para que no exista gas.
2. La presión en el pozo es menor que la del punto de burbuja. El gas está siendo liberado del crudo conforme éste se acerca al pozo y entra a él como gas libre. A menos que el gas pueda evitarse, el sistema de bombeo tendrá que lidiar con un flujo bifásico.
3. La producción directa de gas puede darse mediante la conificación de la capa de gas hacia las perforaciones o la producción de gas de alguna otra zona o formación a través de fracturas. Grandes cantidades de gas son enviadas al pozo y esto a su vez entregará a él grandes volúmenes de gas, mucho mayores a las que un análisis PV del aceite existente pudiera haber registrado.

El propósito de una bomba electrocentrífuga sumergible es el de levantar una columna de fluido la altura necesaria (hasta la superficie) a una tasa de producción deseada. La dificultad es que esto debe ser llevado a cabo con equipo lo suficientemente pequeño para entrar en el pozo. Un impulsor de una etapa de 4 pg. de diámetro puede impartir la velocidad suficiente al fluido para levantarlo 25 pies a 3500 RPM. Por lo tanto, para levantar 6,000 pies un fluido, requerirá de 240 de estas etapas de 4 pg. , o puede ser

realizado también con una sola etapa girando a 54,000 RPM. Obviamente el arreglo de etapas múltiples es la solución más práctica.

La suposición base del BEC de etapas múltiples es que cada una de las etapas está viendo las mismas propiedades del fluido en su entrada y que cada una de estas etapas añade el mismo levantamiento y requiriendo la misma potencia. El BEC crea la carga necesaria colocando un gran número de etapas en tándem.

La presencia de un gas comprimido o disuelto en una columna vertical de flujo de líquidos no es negativa. El gas aligera el gradiente del fluido en la tubería de producción y reduce la carga de la bomba con el efecto de "gas lift". El problema es el hacer que el gas se comprima o disuelva en el líquido y dentro de la sarta de producción. Si las dos fases se encuentran dispersas de manera homogénea una en otra, y permanecen dispersas, la bomba tendrá más problemas con el fluido en mayor medida que con la pérdida del trabajo en la compresión del gas.

En una bomba centrífuga el flujo multifásico raramente permanece homogéneo por mucho tiempo. Debido a la diferencia en densidades, la fuerza centrífuga segrega las fases más rápido que lo que la turbulencia puede restablecerlo. El aceite deberá tener una densidad del 70% del agua y los sólidos (arenas) deberán de tener de 2 a 3 veces la densidad del agua.

Interferencias del gas en la bomba centrífuga

El gas puede afectar el comportamiento de la bomba centrífuga de diversas maneras:

El gas disminuye la densidad de la mezcla de fluidos: La densidad no representa mayor problema como la diferencia de densidades entre las fases. Si solo fuera cuestión de la densidad de la mezcla, el levantamiento de salida de la bomba y el levantamiento requerido por la tubería de producción podrían ser ajustados y mantenerse. Con dos fases, el gas es compresible y el flujo es un poco irregular. Una tabla de amperaje cíclica o "gaseosa" indica una falta de estabilidad en los requerimientos de poder, causada por cambios cíclicos en la densidad del fluido y el flujo a través de la bomba.

El gas incrementa el volumen total del fluido que es necesario bombear: El incremento del volumen de fluidos fuerza a la bomba a ser operada a la derecha superior de la curva de la bomba. Esto requerirá la selección de una etapa de mayor volumen. Si una bomba requiere bombear 1200 BPD. El incremento en el volumen por si mismo causará que la carga de producción en el primer impulsor disminuya de 27 a 8.5 pies. Los 27 pies de carga con un 100% de líquidos representarán aproximadamente 11.5 lb/pg² de presión

actuando en el fluido. La carga de 8.5 pies con un 30% de gas libre representará solo una presión de 2.5 lb/pg² actuando sobre el fluido. El gas es comprimido mediante presión, no mediante carga. Esto es importante al confiar en la compresión de gas con las primeras etapas de la bomba.

El gas causa anomalías de flujo en el impulsor: La anomalía de flujo es un término utilizado para describir un número de fenómenos que resultan del flujo caótico y perturbado que es creado por las fases del fluido. Si las fases tan solo pudieran estar dispersas una en otra, la mezcla homogénea solo sufriría de los problemas de volumen y carga antes mencionados. El problema es su incapacidad de mantener un flujo homogéneo cuando la fuerza gravitacional o la centrífuga segregan las fases de una manera más rápida a la que la turbulencia puede mezclarlas de nuevo.

La carga es generada por la velocidad impartida y la presión es una función de la carga y la densidad. La fase de gas separada tendrá una velocidad similar a la del líquido pero no podrá desarrollar la presión suficiente para moverse junto con el líquido dentro del difusor y consecuentemente se acumulará en el impulsor bloqueando la bomba.

Factores que afectan la separación de fases

- **Relación de densidades:** La función de la densidad es muy importante para establecer la relación de densidad entre el gas y el líquido, la cual es responsable de la magnitud de las fuerzas de flotación, las cuales causan la separación de los fluidos.
- **Tamaño de la burbuja:** Las fuerzas de arrastre propician que las partículas se muevan con el líquido y las fuerzas de flotación propician que éstas se segreguen. El arrastre es una función de la sección transversal del área de la partícula y la fuerza de flotación es una función del volumen. Al momento de que el tamaño de partículas disminuye, es más común que fluyan junto con el fluido a que se separen. Una fase con partículas muy finas dispersas puede ser muy difícil de separar y algunas veces la mezcla desarrolla propiedades un poco inusuales. Las emulsiones son un buen ejemplo de esto.
- **Viscosidad:** La viscosidad del líquido es muy importante en la creación de la fuerza de arrastre. El arrastre incrementado en fluidos demasiado viscosos no dejará que las fases se segreguen demasiado fácil.
- **Geometría de la etapa:** La geometría específica de la etapa produce la creación de un campo centrífugo, el cual separa los fluidos, asó como la turbulencia, que los dispersa.
- **Magnitud de la aceleración centrípeta (velocidad):** La velocidad de rotación tiene un efecto dual similar que si incrementa, este incrementa la magnitud de la fuerza centrífuga causando que los fluidos se segreguen e incluso incrementa el

mezclado y la turbulencia que reducirán el tamaño de la burbuja dispersándolas en el líquido.

3.6.1 Soluciones para la presencia de gas en la bomba

Debido a que el gas interfiere con la operación normal de los equipos de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, debemos saber cómo controlarlo o manejarlo. A continuación se mencionarán las soluciones generales para esto y finalmente se presentará un nuevo desarrollo, el manejador avanzado de gas, mencionado en el capítulo dos de este trabajo de tesis y desarrollado en este subtema.

1) Evitar o excluir el gas: La exclusión o evasión del gas se define como una modificación del sistema para que el gas nunca entre al sistema manejador de fluidos. Los ejemplos clásicos son el de colocar la unidad debajo de las perforaciones e implementar algún método para enfriar el motor. Algunos de los métodos son:

- Separador de gas pasivo.
- Camisa invertida.
- Bomba del tipo “ratholed”
- Unidad encamisada debajo de la zona disparada.
- Bomba de recirculación debajo de la zona disparada.

2) Separación de gas: La separación de gas se define como el desarrollo de alguna acción sobre el fluido después de que este entró a la unidad con la finalidad de enviar el gas hacia el espacio anular y reducir o eliminar la cantidad de gas que pasará a través de la bomba. En el capítulo dos de esta tesis se mencionan los tipos de separadores de gas.

3) Manejo de Gas: El manejo de gas se define como un arreglo que mejora la capacidad de la bomba para bombear el gas. Si el gas no puede ser evitado o excluido, entonces la bomba deberá de ser capaz de comprimir y mover el gas con el líquido. A continuación se muestran algunos sistemas que han demostrado practicidad en el manejo de gas.

- **Una bomba con mayor cantidad de etapas** es el método más viejo y simple, éste requiere de la selección de una bomba con un número adicional de etapas. Este incremento en las etapas reduce la carga en las etapas superiores para contrarrestar la reducción de la presión producida por las etapas inferiores debido a la interferencia del gas.
- **Una bomba de mayor volumen** es de gran utilidad para manejar el volumen aumentado por la presencia de un nuevo fluido gaseoso a la entrada de ella. A

- menudo las etapas superiores no están operando dentro de su rango de operación y la carga adicional puede acortar la vida útil de la bomba.
- **Una bomba cónica**, la cual pretende solucionar el problema ocasionado por un flujo bajo en las etapas superiores mediante la utilización de etapas más pequeñas de manera progresiva mientras que el fluido es comprimido y el volumen reducido. Esto puede ajustarse a las condiciones del pozo utilizando una técnica de diseño de flujo másico. Una bomba cónica ajustada correctamente puede ser el método más eficiente energéticamente para manejar el gas en los sistemas de BEC. Y, si las condiciones del pozo difieren de las suposiciones, la bomba cónica no operará en su rango óptimo probablemente y tendrá muchas etapas operando por arriba o debajo de su rango óptimo.
 - **Un cargador de gas** es muy similar a la bomba cónica. Es básicamente una bomba tándem corta inferior con etapas de gran volumen. Usualmente contiene algún accesorio para protegerse de la carga inferior para poder operar dentro de un gran rango de condiciones de flujo. Es más simple que la bomba cónica y a menudo puede ser adicionada en el campo.
 - **Una etapa especial** especialmente diseñada para operar a bajas presiones o con fluidos gaseosos. Un ejemplo de esta es la etapa NPSH, la cual tiene un tamaño para manejar grandes volúmenes y diseñada para reducir el choque a la entrada y la separación de fases. Otras etapas incluyen una variedad de etapas de circulación y auto descarga.
 - **Un manejador avanzado de gas (AGH)** se encarga de dispersar el gas en el líquido. Si las burbujas son lo suficientemente pequeñas, están serán transportadas por el fluido a través del impulsor en lugar de separarse y posteriormente bloquearlo. En cuanto mayor sea la viscosidad del líquido, será más fácil que transporte el gas. A continuación se desarrollará éste nuevo desarrollo y mencionará la importancia que la utilización de éste tiene en la industria petrolera moderna.

El manejo del gas, si bien no es un nuevo desarrollo, si lo son los manejadores avanzados de él que las diferentes compañías de servicios han desarrollado con la finalidad de poder instalar sistemas de BEC en ambientes más difíciles y abrasivos.

Nuevo Desarrollo, Manejadores Avanzados de Gas ^{29,30,31}

Como se mencionó en el capítulo dos de esta tesis, un manejador avanzado de gas (AGH), Figura 2.8, es una bomba centrífuga de etapas múltiples altamente modificada diseñada para incrementar la capacidad de manejo de gas de las bombas principales. El AGH se

incluye como parte del sistema BEC y fue requerido al momento en el que el tipo de terminación del pozo no permitía la utilización de un separador de gas.

El diseño de una la etapa centrífuga del AGH altera la distribución de la presión en el impulsor, creando una mezcla homogeneizada con burbujas de gas de menor tamaño, condicionando al fluido a entrar en la bomba con un comportamiento de un fluido de una sola fase. La compañía Reda de Schlumberger, Centrilift de Baker y Weatherford cuentan con tecnologías similares de manejadores de gas.

A continuación se presentarán dos diferentes tecnologías para el manejo avanzado de gas. El Poseidón de Schlumberger y el Manejador Avanzado de Gas cuyas características y tecnologías son similares en las tres compañías antes mencionadas.

La importancia de la utilización de este tipo de herramientas recae en los beneficios o ventajas que se obtendrán al hacerlo y su selección y utilización dependerán de las condiciones presentes en el pozo, por lo que una buena caracterización de los fluidos presentes en él permitirá la correcta selección de la herramienta a utilizarse.

Es importante tener en cuenta también, que la selección de una herramienta o sistema debe analizarse a fondo para no trabajar con equipos que estén sobrados en pozos que no los necesiten, evitando costos innecesarios que disminuirán la rentabilidad de nuestro proyecto.

3.6.2 Manejador Avanzado de Gas (características presentadas en la Tabla 3.4).

- Gastos de 10000 a 25000 BPD a condiciones de colocación de la bomba.
- Fracción máxima de gas de 45% a condiciones de colocación de la bomba.
- La utilización de esta unidad incrementa el requerimiento de poder de la bomba hasta en 100 hp.

Es importante mencionar que el manejador avanzado de gas presentado en este trabajo es una herramienta desarrollada para poder lidiar con el gas libre presente en el pozo; refiriéndonos al capítulo dos de este trabajo, el AGH puede también ser instalado en serie sobre uno o un tándem de separadores de gas rotatorios, si es necesario, en pozos con muy altas RGA, proporcionando una configuración capaz de manejar hasta un 75% de gas libre como el equipo Poseidón de Schlumberger, del cual hablaremos a continuación.

<p>Aplicaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pozos con alta RGA que son demasiado gaseosos para la utilización de separadores dinámicos de gas. • Pozos submarinos. • Pozos gaseosos con empacadores de fondo colocados por encima de la bomba. • Pozos de deshidratación de gas. • Pozos de conversión de Bombeo Neumático a BEC.
<p>Beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Puede incrementar la producción de manera considerable en pozos que previamente se consideraban demasiado gaseosos para la utilización de bombas sumergibles. • Previene la degradación del comportamiento de la bomba al condicionar la mezcla del gas con el líquido. • Extiende la vida útil del equipo al eliminar el ciclaje de la bomba ocasionado por los bloqueos de gas. • Tiene una mejor confiabilidad en ambientes arenosos y abrasivos.
<p>Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Elimina la surgencia y el bloqueo por gas en pozos de hasta un 45% de gas libre y presiones de fondo bajas. • Construcción resistente a la abrasión. • Paletas Inconel[®] de alta resistencia.

Tabla 3.4 Características del Manejador Avanzado de Gas.

3.6.3 Poseidón (producto de Schlumberger, características principales presentadas en la Tabla 3.5)

- El tamaño del sistema es de 5.62 pulgadas.
- Schlumberger especifica que puede manejar una fracción de gas de hasta 75% a 65Hz.
- El gasto máximo que maneja es de 9000 BPD a condiciones de colocación del equipo (arrojando un gasto de líquido de 2250 BPD suponiendo que se tiene un 75% de gas libre).

<p>Aplicaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pozos de aceite con demasiado contenido de gas para manejarse con el quipo convencional. • Pozos productores de aceite con empacadores no venteados. • Pozos submarinos. • Pozos de conversión de Bombeo Neumático a BEC.
<p>Beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incrementa la producción y vida del yacimiento en pozos de aceite con un alto corte de gas al incrementar la caída de presión y permitiendo la operación efectiva de la bomba a menores presiones de la entrada. • Incrementa la producción al generar menos interrupciones de producción a causa de los bloqueos por gas. • Mejora la vida útil de la instalación con la estabilización de la corriente del motor. • Extiende la vida útil de la bomba.
<p>Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flujo axial, diseño de etapas multifásicas para manejar altos porcentajes de gas libre. • Diseño hidráulico especial para minimizar la separación del gas y el líquido. • Construcción resistente a la abrasión ideal para aplicaciones arenosas. • Etapas disponibles en metales 5530 y Ni-Resist.

Tabla 3.5 Manejo de gas con la bomba multifásica Poseidón.

En la Figura 3.22 se muestra una configuración de éste sistema, en la que un manejador de gas, sobre un separador mejora la capacidad de manejo de gas considerablemente.

Importancia de la utilización de un manejador avanzado de gas.

La importancia de la utilización de éste tipo de tecnología en los sistemas de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido se ha vuelto común y seguramente en poco tiempo se volverá indispensable en instalaciones terrestres como lo es en instalaciones costa afuera en la actualidad a medida que el tipo de yacimientos a explotarse lo requiera.

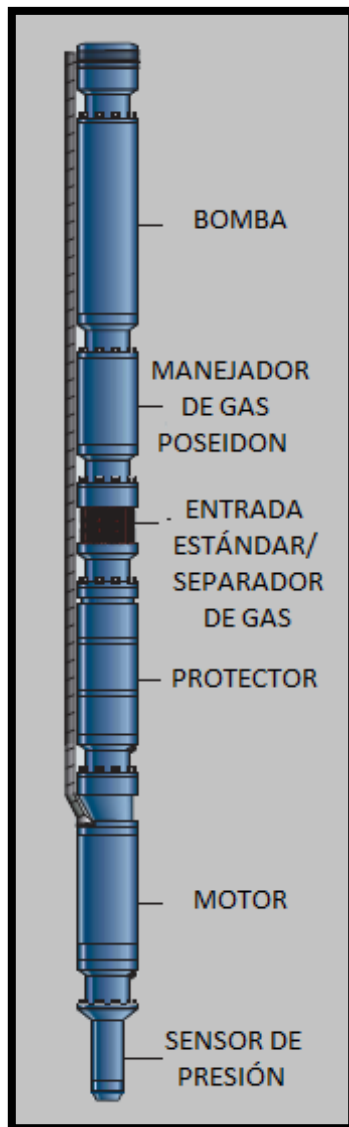


Figura 3.22 Sistema de Bombeo Sumergible Poseidón

Como se ha presentado a lo largo de este capítulo, uno de los grandes retos de los sistemas de BEC es el de alargar su vida útil y evitar situaciones en las que una reparación mayor sea necesaria. Es por ello que la utilización de este tipo de manejadores de gas se ha vuelto de vital importancia para lograrlo.

La utilización de este tipo de equipos submarinos se comenzó debido a que el tipo de terminaciones y condiciones de fondo no permitían el uso de los separadores de gas convencionales, por lo que la geometría y versatilidad de los AGH son las características que han hecho que este tipo de equipos se vuelvan indispensables cuando el fluido a bombear presente grandes cantidades de gas libre, permitiendo una mejor producción y disminuyendo los bloqueos ocasionados por el gas en la bomba, lo que a su vez mejora la rentabilidad del proyecto al disminuir costos en cuanto a tiempos de reparación y producción diferida debido al cese de la producción que éstos ocasionan.

Finalmente, es importante mencionar que el Ingeniero de campo será el encargado de la evaluación de este tipo de sistemas para su implementación en el campo, ya que no siempre serán la solución debido a la versatilidad de fluidos y condiciones que se puedan presentar en el campo.

3.7 Sistema BEC Reda Maximus^{28,29}

En todo trabajo en la industria petrolera el tiempo se traduce en dinero, mientras más rápido se haga una tarea, más rápido se reanudará la producción y menores serán los costos de operación de la misma. Es por esto, que todos los nuevos desarrollos deberán, además de solucionar los problemas actuales, ser cada vez más fáciles de instalarse y de desinstalarse, no solo en las aplicaciones que en este trabajo de tesis se presentan, sino en la industria petrolera en general.

Existe un sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido de la compañía Schlumberger llamado Maximus, de la filial de esta llamada REDA que ayuda con este tipo de problemas.

El sistema Reda Maximus es un sistema que maximiza la confiabilidad y el comportamiento del mismo mediante la utilización de componentes integrados con la intención de disminuir las conexiones mecánicas necesarias.

Este tipo de bombas tienen un rango de operación de 1,880-7860 (bl/día) y cuentan con un mejor diseño de etapas que le permiten aumentar su rango operativo. Este nuevo sistema permite una instalación más rápida, así como la capacidad de personalizar las configuraciones de la entrada de la bomba y del separador de gas. Un componente multifuncional de esta tecnología es un motor ProMotor[®] que combina el motor, el protector del mismo y un sensor de fondo en una sola unidad. Esta unidad es llenada previamente en un ambiente controlado del productor para facilitar las operaciones en el campo y reducir el tiempo en las tareas a realizar. Un esquema de este tipo de motores se puede observar en la Figura 3.23, en donde se puede observar que este tipo de sistemas es más compacto que los sistemas BEC convencionales.

El sensor integrado en la unidad ProMotor es capaz de medir la presión y la temperatura en el fondo del pozo, permitiendo a los ingenieros de producción mejorar el desempeño de la bomba e incrementar la producción arrojando datos en tiempo real.

La unidad ProMotor es compatible con todas las bombas de la marca REDA y está disponible en un rango de potencia de 25 a 675 (hp) para su utilización en sistemas BEC estándares con gastos pequeños de 200 a 10,000(bl/día). Las unidades ProMotor pueden utilizarse también en tándem para aplicaciones en las que se requiera una mayor potencia y están equipadas de la siguiente manera:

- La sección superior del tándem integra al motor y al protector.
- La sección inferior combina el motor inferior de la sección tándem y los sensores de fondo de pozo.

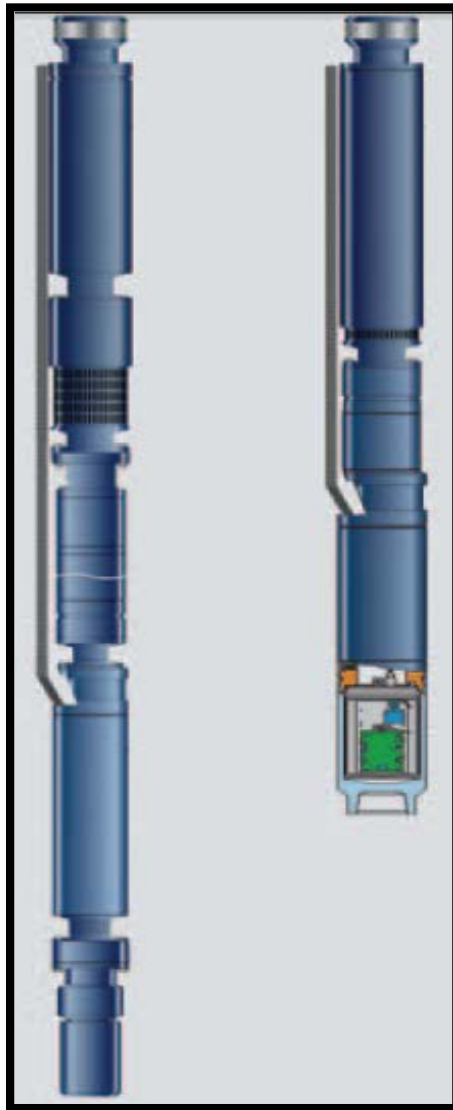


Figura 3.23 Sistema Reda Maximus (Derecha), Sistema Convencional (Izquierda).

Una vez mencionadas las características de la bomba utilizada en este tipo de sistemas y de la importancia de los sensores de fondo que están incluidos en la unidad ProMotor, hablaremos del motor y los protectores del mismo integrados a esta unidad:

Motor³⁰

Este tipo de motores combinan la fuerza y la confiabilidad de los motores de la compañía y cuentan con un nuevo concepto “plug-and-play”, es decir, que sus sistemas de unión con otras herramientas son de fácil colocación. Un simple ejemplo de la tecnología “plug-and-play” es la conexión de unos audífonos a cualquier reproductor de música portátil.

Los motores cuentan con la tecnología MaxJoint, la cual se asegura de que el motor siempre tenga la cantidad de aceite necesaria para funcionar, además de contar con un tipo de conector de la mufa llamado MaxLok que permite una conexión más rápida y confiable. En la Figura 3.24 se muestra este tipo de conexión.



Figura 3.24 Los motores REDA Maximus incluyen el conector de la mufa tipo MaxLok para mejorar su desempeño.

Con este nuevo sistema del motor, el estator y algunos componentes internos son capaces de trabajar de manera correcta en ambientes severos, ya que el nuevo diseño del estator provee una conductividad térmica mejorada del devanado del motor hacia la carcasa del mismo.

Los motores Maximus cuentan con una base GRB (gauge-ready-base) lista para conectarse con cualquier sistema de monitoreo de fondo tipo Phoenix (marca de Schlumberger) para la obtención de datos del fondo del pozo permitiendo una conexión directa y sin adaptadores de la herramienta de monitoreo de fondo con el motor sin la necesidad de rellenar el motor con aceite. Este tipo de motores pueden ser colocados con o sin el sensor de fondo dependiendo de las necesidades que se presenten.

Protectores del Motor³¹

Al igual que los motores, los protectores REDA Maximus cuentan con la tecnología plug-and-play, lo que combinado con la confiabilidad de los protectores de este tipo hacen de ellos una muy buena elección en ambientes severos. Los protectores de línea de corriente Maximus trabajan en el pozo, reduciendo tiempos de no productividad e incrementando la producción y son fabricados con los materiales necesarios y el diseño adecuado para mejorar la confiabilidad del sistema en ambientes severos. Los operadores pueden personalizar la configuración de estos si el pozo lo requiere. Un protector de este tipo se muestra en la Figura 3.25.

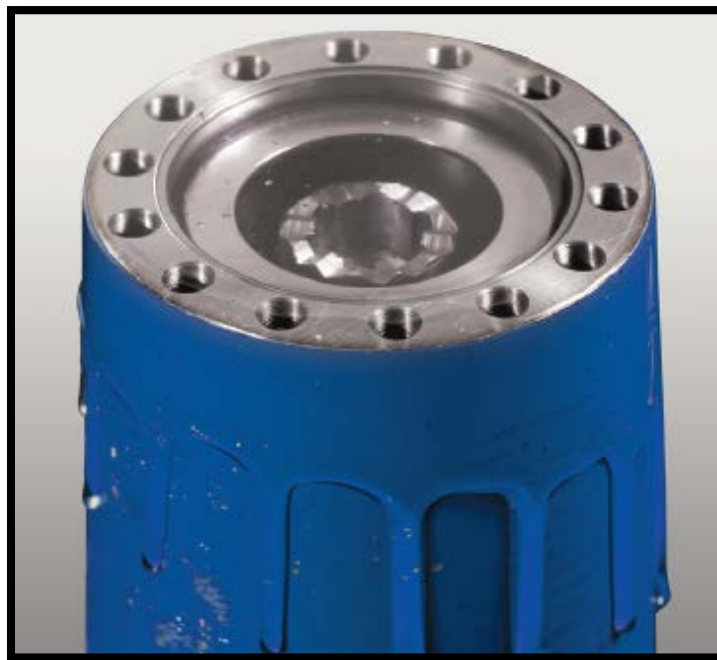


Figura 3.25 Protector del Motor, El aceite libre de burbujas llenado previamente en la fábrica, es desplazado cuando el conector MaxJoint es colocado en el pozo.

Finalmente, se presentarán las aplicaciones, características y beneficios que este sistema ofrece:

Aplicaciones

- Levantamiento artificial en ambientes con un gasto de 1880 a 7860 (bl/día) a 50Hz.
- Programa de optimización de producción.
- Altas cantidades de gas libre y bajo corte de agua.
- Alto corte de agua y bajas cantidades de gas libre.

- Requerimientos de instalación en temperatura ambiente baja (Canadá, Alaska, Siberia)

Beneficios:

- Operaciones realizadas con el cable de corriente, lo cual reduce el tiempo de no productividad.
- Instalación simplificada.
- Maximiza la producción basándose en los datos de desempeño del sistema BEC.
- Operación y monitoreo confiables que reducen la mortalidad del sistema BEC y por consiguiente extienden su vida útil.
- Curva de comportamiento de la bomba no degradada a causa de las operaciones en ambientes gaseosos.

Características

- **Bomba**
 - Tipo compresión.
 - Combinación única en la sección baja de la bomba: etapas especiales para manejo de gas en la parte baja de la bomba y etapas de flujo mixto en la parte superior.
- **Unidad ProMotor**
 - Sencillo o en Tándem.
 - Ensamblado del protector integrado.
 - Sensor de monitoreo de presión y temperatura en tiempo real integrado.
 - Compatible con todas las unidades estándares de bombeo REDA.

3.8 BEC en crudos pesados en instalaciones costa afuera.

La explotación de hidrocarburos en la actualidad representa uno de los más grandes retos a nivel mundial y sobre todo en el país. Ya que, siendo México un país cuyo mayor ingreso es la comercialización de estos productos, la explotación y el buen manejo de este recurso no renovable será la clave de un desarrollo sustentable de los campos petroleros que existen en México.

Una gran cantidad de campos petroleros en México son campos maduros y es en estos en donde se han utilizado los sistemas artificiales de producción para mejorar la producción. Un campo maduro es aquel que ha alcanzado el pico de su producción y comienza su etapa

de declinación, más del 46 % de la producción mundial de hidrocarburos proviene de este tipo de campos y el 70 % de la producción acumulada proviene de campos con más de 30 años de explotación. Las reservas de crudos pesados en el país representan un gran porcentaje de las reservas de hidrocarburos totales, por lo que la necesidad por extraer este tipo de hidrocarburos es inminente y la utilización del sistema BEC en este tipo de campos ha resultado buena y costeable como se mostrará en esta tesis.

Para que la aplicación del BEC en crudos pesados sea rentable, es necesario poder disminuir la viscosidad del crudo para una explotación adecuada, existen diferentes métodos para efectuar esta reducción en la viscosidad, en este capítulo se hablará sobre 2 innovaciones: métodos “fríos” y métodos “calientes”.

Esta tesis tratará sobre los nuevos desarrollos en la explotación de crudos pesados mediante el sistema BEC ya que se ha observado en otros países con más experiencia en este tema, que en aguas someras o profundas existe la presencia de crudos de baja densidad API (crudos pesados) y se ha aplicado el BEC en pozos con la presencia de este fluido, presentándose resultados favorables con el uso de ciertas técnicas para mejorar la producción del crudo.

3.8.1 Técnicas “frías” para la reducción de la viscosidad

En general, la producción de aceite pesado y extra pesado requiere más energía y potencia de equipos que el aceite ligero debido a la viscosidad. Ese requerimiento adicional implica incrementos en costos operativos. Por eso, técnicas termales como la inyección de vapor han sido aplicadas exitosamente en SAP tales como PCP y Bombeo Mecánico. Sin embargo las técnicas termales no deben ser usadas directamente en el BEC porque se corre el riesgo de una falla en el motor por las condiciones de alta temperatura, por esto se emplean técnicas “frías” para la reducción de la viscosidad en instalaciones de BEC. Uno de los métodos fríos más exitosos es la técnica de inyección de un aceite diluyente. Se maneja que las técnicas “calientes” no deben ser usadas directamente, pero esto no significa que no puedan ser utilizadas, ya que estas técnicas si pueden ser utilizadas en el BEC (no directamente), y presentar muy buenos resultados.

Técnica de inyección de un aceite diluyente para el BEC.

Consiste en inyectar aceite con una alta densidad API (aceite ligero) para poder mezclarlo con el crudo de baja densidad API (aceite pesado) de la formación. El objetivo principal de esta técnica es el decremento de la viscosidad del aceite.

Inicialmente, el aceite ligero es inyectado en la cabeza del pozo reduciendo la viscosidad en la línea de producción, una baja viscosidad en la línea de producción implica una reducción en la presión de la cabeza del pozo y en muchos casos incrementa el gasto del pozo.

Sin embargo, una nueva técnica ha sido desarrollada en campos del este de Venezuela, donde el aceite ligero es inyectado en el fondo del pozo permitiendo la reducción de la viscosidad y/o el incremento de la presión de entrada de la bomba. La inyección del aceite ligero puede ser hecha a través de tubería capilar o tubería flexible desde la cabeza del pozo hasta el fondo del pozo o simplemente inyectarlo por el espacio anular.

Para poder diseñar y analizar una instalación de BEC con inyección de aceite ligero, un nuevo fluido debe ser tomado en cuenta:

$$Q_{\text{total}} = Q_{\text{formacion}} + Q_{\text{aceite ligero (diluyente)}}$$

Plan de automatización

La automatización ha sido muy importante en los procesos de producción de aceite. Permite el monitoreo, supervisión, optimización y control de la producción para así reducir costos y maximizar la producción con respecto a una función objetivo. En la actualidad, la automatización no sólo consiste en instrumentación y medición sino también en optimización y control.

Una breve descripción del plan de automatización usado en varios de los pozos que operan con la técnica de inyección de aceite ligero se muestra:

1.- Instrumentación. Muchas variables son medidas en los pozos:

- Variables de la cabeza del pozo: temperatura, presión en la línea de producción, gasto de inyección de la línea de producción del aceite ligero, gasto de inyección del aceite ligero a la presión del fondo del pozo y de la línea del aceite ligero.
- Variables eléctricas: consumo de corriente del motor, voltaje
- Variables del fondo del pozo: presión de entrada de la bomba, temperatura.

2.- Supervisión básica y control

Aquí se incluyen las variables de supervisión, usando telemetría convencional y sistemas, que incluyen manejo de alarma y ejecución de comandos remotos por ingenieros de producción y operadores.

Adicionalmente, instrumentos tales como válvulas y accionadores son incluidos en el arreglo de automatización, lo cual permite dosificar y controlar la inyección de aceite ligero en ambas partes, cabeza del pozo y fondo del pozo.

3.- Control y Supervisión Avanzada.

Son herramientas de alta tecnología que permiten optimizar la producción de una manera integral. Esto es, todas las variables que son adquiridas son analizadas por un software que es revisado por un ingeniero de producción o un operador experto en el tema.

Básicamente, la supervisión y detección de situaciones anormales está basada en la trayectoria de un modelo que transforma los datos de campo en conocimiento y resultados, generando un diagnóstico del proceso en tiempo real. Aunque se cuente con este software se necesita la experiencia de un ingeniero que haya trabajado con este software anteriormente.

El sistema de control permite el manejo de condiciones de: presencia de gas, cambios día/noche, altas presiones en la línea de producción, cambios en la frecuencia de operación y en la inyección del aceite ligero automáticamente en tiempo real.

En conclusión, el sistema de control optimiza el proceso de producción: gasto de producción, consumo del diluyente, consumo de energía y el punto de operación del equipo del BEC.

Variaciones de aplicación

Variación 1: Inyección del diluyente por el espacio anular

Este tipo de inyección está recomendado en caso de crudo extrapesado, alta relación gas aceite y/o nivel bajo de fluido. Generalmente la inyección por el espacio anular es aplicada cuando el equipo ya está operando. El objetivo principal es mejorar las condiciones operacionales subsuperficiales a través del incremento del nivel del fluido. Existen muchos efectos positivos en el incremento del nivel de fluido, los más importantes son:

- Mejoramiento del status operacional de la bomba.
- Reduce la presencia de gas en la bomba, debido al incremento de la presión de entrada de la bomba.

Una bomba puede operar por debajo de la carga debido a un mal diseño, daño del yacimiento o declinación. Las bombas operando por debajo de la carga son casos típicos en

donde se aplica esta técnica porque al diluyente en el espacio anular incrementa la producción total del fluido, mejoramiento del sistema BEC y el incremento de la vida del equipo. La vida de la instalación de BEC ha sido aumentada a 36 meses en pozos localizados en campos del este de Venezuela. En la Tabla 3.6 se muestran los tiempos de funcionamiento de algunos sistemas BEC.

Pozos	Días continuos antes de la falla
MFB-444	1151
MFB-447	1376 (seguía funcionando)
MFB-449	1075 (seguía funcionando)
MFB-450	744
MFB-431	1277
MFB-373	1912
MFB-546	1026 (seguía funcionando)
MFB-418	1018
MFB-473	755

Tabla 3.6 Pozos operando con la inyección por el espacio anular.

Variación 2: Inyección de diluyente por tubería capilar o tubería flexible

Esta técnica está basada en la inyección de diluyente por una pequeña tubería (3/4") llamada capilar, la cual está unida al cable de potencia que va de la cabeza del pozo al fondo del pozo debajo de la entrada de la bomba. Esta técnica es recomendada en caso de aceite pesado o extra pesado. La viscosidad del fluido es fuertemente reducida por la inyección de un gasto adecuado de diluyente debajo de la entrada de la bomba. Si el sistema opera con una viscosidad más baja, el tamaño del equipo y los requerimientos de potencia son fuertemente reducidos. La inyección del diluyente por la tubería capilar debe ser tomada en cuenta en el momento del diseño, es decir antes de que el equipo sea instalado. Cuando se reduce la viscosidad, factores de corrección más bajos pueden ser usados para el diseño del BEC. Como consecuencia de esto se requieren equipos más pequeños y más económicos.

Por ejemplo, en los campos Bare el motor y la bomba fueron reducidos 40% y 25%, respectivamente, incrementando el volumen de fluido 40% usando diluyente. Gracias a esto los precios se redujeron drásticamente. La vida útil del equipo se incrementa, debido a la baja presencia de gas en la bomba y existe un menor daño debido a la menor viscosidad del fluido. En la Tabla 3.7 se muestran los días de los equipos operando bajo esta situación:

Pozos	Días continuos antes de la falla
MFB-459	903
MFB-456	689
MFB-507	894
MFB-375	1020 (seguía funcionando)
MFB-484	46 (arenas)
MFB-446	62 (arenas)
MFB-502	791

Tabla 3.7 Pozos operando con la inyección por tubería capilar

3.8.2 Técnicas “calientes” para la reducción de la viscosidad

El aceite pesado y extra pesado ha sido extraído por producciones “frías” y “térmicas” (inyección cíclica de vapor) con BM como el SAP implementado. El BM ha sido sustituido por el BEC en pozos horizontales en el cinturón del Orinoco extendiendo este sistema a áreas con aceite pesado. En 1997 existían más de 80 pozos produciendo 50000 bpd con producción en “frío” con BEC. En algunos pozos horizontales no se tenía el desempeño que se esperaba debido a que la formación había recibido un daño por los fluidos de perforación durante la terminación de los pozos. Como resultado de esto, la acción que se tomó fue estimular estos pozos con baja productividad. La primera estimulación a algunos pozos fue a base de químicos, teniendo buenos resultados iniciales incrementando la producción de 150 bpd a 800 bpd, esta producción duró uno o dos meses.

La otra estimulación aplicada fue “térmica” (estimulación cíclica de vapor), la primera prueba fue hecha en el pozo MFB-418 del campo BARE en el cinturón del Orinoco. Este pozo incrementó su producción de 150 bpd a 900 bpd manteniendo el mismo gasto durante 4 meses. Este pozo empezó a producir con un BEC y continuó produciendo con el mismo método, el cual opera especialmente bien con estimulaciones “térmicas”.

VARIACIÓN 3: Inyección por tubería capilar en pozos estimulados con vapor

Ya que el equipo BEC no puede operar a altas temperaturas, normalmente la inyección de vapor en pozos con BEC está prohibida. Sin embargo, buenos resultados se pueden obtener combinando la inyección de vapor con la inyección de diluyente. El procedimiento general es el siguiente:

- a) Se inyecta vapor por unos días
- b) El pozo debe estar inactivo por unos días

- c) El sistema BEC debe ser instalado
- d) Inyección de diluyente por el espacio anular debe ser hecha, sirve también para disminuir la temperatura.

Este procedimiento permite incrementar la producción y la vida útil del equipo. El pozo MFB-418 fue estimulado exitosamente usando la técnica que se describe a continuación en la Tabla 3.8:

DATOS (Unidades)	Valor
Gasto inicial de producción (BPD)	250
Presión del vapor de inyección (lb/pg ²)	700
Temperatura del vapor de inyección (° F)	550
Calidad del vapor (%)	80
Volumen total de inyección (TON)	5000
Tiempo de la inyección del vapor (días)	10
Tiempo de inactividad (días)	7
Temperatura fondo del pozo despues de la inyección (° F)	500
Gasto de la inyección del diluyente (BPD)	300
Gasto final de producción (BPD)	750
Tiempo funcionando del equipo (meses)	30

Tabla 3.8 Datos de operación de la estimulación del pozo MFB-418, combinando la inyección de vapor y la inyección de un diluyente.

Definitivamente, la técnica de inyección del diluyente tiene beneficios muy importantes, tales como: incrementar la producción, extender la vida útil del equipo y reducir el costo del equipo. Esta técnica, también mejora la eficiencia de la bomba, permite obtener una mezcla de fluido más fácil de manejar en estaciones de flujo y tanques. El fluido mezclado corresponde más a ciertas especificaciones de comercialización del aceite. La automatización industrial debe ser parte de los esfuerzos para optimizar las operaciones. Si los campos se encuentran automatizados a un nivel III, se tiene un completo control y optimización de las operaciones.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

CAPÍTULO 4

“APLICACIÓN DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO EN INSTALACIONES COSTA AFUERA”

4.1 Introducción

En el capítulo anterior de este trabajo de tesis, titulado “**Nuevos Desarrollos del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido en Instalaciones Costa Afuera**”, diferentes desarrollos y tecnologías para el sistema BEC fueron presentados, indicando sus ventajas y las condiciones de operación en las que ellos pudieran ser utilizados si se requiriera.

Es importante mencionar una vez más que la selección de estos equipos depende tanto de las condiciones del yacimiento, como de las condiciones del pozo y la experiencia del Ingeniero encargado del proyecto ya que pueden presentarse situaciones similares pero con ligeras variaciones entre yacimientos, campos e incluso pozos en las que diferentes tecnologías deban de utilizarse.

A continuación, se presentarán diferentes aplicaciones de estos desarrollos en diferentes campos del mundo. La mayoría de estos desarrollos están localizados en instalaciones costa afuera. Sin embargo, se presentan casos localizados en tierra como la utilización de un diluyente en Venezuela para disminuir la viscosidad de los crudos pesados a producir y la utilización de sistemas de inyección de vapor a alta temperatura (SAGD) en Canadá, que si bien no van con el título del capítulo, van de acuerdo con el propósito de este trabajo, ya que las condiciones de operación como las altas presiones y temperaturas en Canadá o la producción de hidrocarburos pesados en Venezuela pueden presentarse en los desarrollos submarinos.

La selección de los nuevos desarrollos citados en el capítulo anterior se realizó mediante las siguientes condiciones:

1. Que el desarrollo fuera reciente y se desecharon aquellos que tuvieran una antigüedad de más de 15 años.
2. Que la utilización de este desarrollo representara un beneficio técnico-económico considerable.
3. Que el desarrollo se haya aplicado con éxito en algún proyecto en el mundo.

A continuación, se presentará una breve historia de las primeras aplicaciones de este sistema (BEC) en instalaciones submarinas de la empresa PETROBRAS, así como los principales problemas presentados y la solución a ellos, seguida por las aplicaciones más representativas de los nuevos desarrollos para este tipo de sistemas en diferentes partes del mundo y por diferentes compañías petroleras.

4.2 Aplicaciones de Sistemas BEC en Brasil ³³

Debido a que la mayoría de las reservas petroleras de Brasil están localizadas en aguas profundas, un gran esfuerzo se ha llevado a cabo en la investigación y el desarrollo de equipo submarino de exploración en este país.

Históricamente, la compañía Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) ha mejorado satisfactoriamente sus instalaciones de BEC en la cuenca de Campos. La instalación más profunda de la compañía, el RJS-477, el cual no está en uso actualmente, está localizado a una profundidad de 1109 m, y logró producir 3773 (BPD) con un 40% de gas libre. Desde el pozo submarino pionero, el RJS-221, considerado como el primero pozo submarino en el mundo operado con un sistema BEC en aguas profundas, la compañía ha estado planeando la instalación de más de 20 pozos con sistemas BEC en aguas profundas.

Dentro del contexto de producir aceite en pozos localizados en aguas ultra profundas, PETROBRAS está comprometido para desarrollar un sistema BEC de gran tamaño. Esta instalación de BEC involucrará un motor de alta potencia (> 1000 HP) para bombear más de 12579 barriles de aceite pesado por día.

El alcance del programa de investigación de PETROBRAS, para el desarrollo de la producción en aguas ultra profundas, PROCAP 3000, incluye una nueva investigación y el desarrollo del proyecto para mejorar las especificaciones de los equipos de aguas profundas logradas. Sin embargo, aun cuando el tema principal de este proyecto es en el equipo de bombeo del BEC, la tecnología desarrollada tendrá una relevancia igual a cualquier situación en la que sea necesaria instalar cualquier otro sistema artificial de producción localizado en aguas ultra profundas. Debido a la necesidad de producir aceites pesados en las instalaciones submarinas profundas de las cuencas brasileñas, nuevos niveles estándares necesitarán ser alcanzados por PETROBRAS.

Debido a que las intervenciones en los pozos submarinos involucran operaciones costosas y tardadas, un sistema BEC equipado con un motor de alta potencia (> 1000 HP), instalado en aguas ultra profundas, debe de ser más confiable que los existentes. Con la finalidad de tener una visión más clara de las dificultades que este desarrollo implica, una nueva profundidad de 2500/3000 m se ha puesto como objetivo, y se espera obtener un ensamblaje no solo capaz de bombear un aceite pesado (< 17 API) a un gasto alto (> 12579 (BPD)), sino de manejar un 50% de gas libre. Las dificultades de instalar un sistema BEC en aguas ultra profundas reside en el hecho de que todos los equipos deberán certificarse a condiciones estándares de operación compatibles

con las temperaturas existentes en estos ambientes submarinos (4 °C). Esta certificación, considerando las variables presentes en aguas ultra profundas, solo podrá ser obtenida a través de simulaciones experimentales rigurosas con personal altamente calificado y análisis especializados.

Un número de fabricantes de sistemas BEC han sido consultados para redefinir el escenario del proyecto PROCAP 3000. Las tecnologías actuales del equipo submarino del BEC presentan limitaciones, por ejemplo, las relacionadas con la transmisión de energía y la cantidad de gas libre manejado por la bomba. Una especial atención debe otorgarse a los conectores eléctricos submarinos, transformadores y cables que serán expuestos al ambiente hostil submarino. La mayor parte de los esfuerzos del proyecto se esperan gastar en el diseño de un sistema eléctrico capaz de transmitir alto poder a un alto voltaje en sistemas submarinos ultra profundos. Así mismo, dificultades en el diseño del árbol submarino son esperadas debido a la necesidad de disminuir los costos de intervención y la alta confiabilidad del sistema.

4.2.1 Experiencias y Aplicaciones del BEC

RJS-221, El primer pozo submarino en el que PETROBRAS descubrió reservas significativas de aceite en aguas profundas en la cuenca de Campos, Rio de Janeiro. De estos descubrimientos de nuevos programas de investigación para el desarrollo de nueva tecnología submarina para aguas profundas, el PROCAP y sus versiones consecutivas, PROCAP 2000 y PROCAP 3000 se iniciaron. A finales del año 1992, el PROCAP 2000 involucró un portafolio de proyectos, que incluía el desarrollo de una alternativa de bombeo neumático para la producción submarina. En esos tiempos, las unidades flotantes de producción habían sido consideradas para recibir de manera directa la producción de los pozos satélites y cabezales de distribución.

Los pozos satélites submarinos involucran largas líneas de producción, bajas temperaturas de aceite junto con otros aspectos que reducen la eficiencia de la producción mediante un flujo natural o mediante la utilización del sistema del bombeo neumático. Debido al incremento de sedimentos y agua en el aceite y el decaimiento en la presión del yacimiento se dificultó la utilización del bombeo neumático. Estas limitantes motivaron el desarrollo de un nuevo método de levantamiento artificial para pozos submarinos satélites, especialmente en el caso de pozos localizados en aguas someras para reducir el número de plataformas a utilizar. El nuevo método tendría que reducir los costos e incrementar la producción de aceite resultando en una producción del yacimiento anticipada.

Un nivel de análisis de producción que comparó los costos de estos dos sistemas de producción durante un periodo de 10 años, encontró un tiempo medio de falla de 5 años para el bombeo neumático mientras que para el BEC solo fue de 2 años. Ese análisis demostró la factibilidad de implementar este tipo de métodos, especialmente para el campo Albacora, por lo que no solo era importante el reducir el tiempo medio de falla de estos sistemas sino que también era necesario el reducir los costos de intervención. Esto llevó al desarrollo de un árbol de válvulas submarino horizontal para la instalación BEC del pozo RJS-477.

Para ese entonces, se había concluido que el mejor sistema de producción para la instalación del pozo RJS-221 era a través de una bomba de BEC cuya rotación del motor eléctrico pudiera ser controlada por un sistema variador de frecuencia (VSD). La instalación del sistema prototipo BEC del pozo RJS-221 se dio junto con la firma de un acuerdo tecnológico de cooperación entre seis compañías (Reda, Lasalle, Tronic, Pirelli, Cameron y Sade-Vigesa) en Marzo de 1994.

En Octubre de 1994, un sistema BEC operó por primera vez en un pozo submarino. Este sistema BEC, instalado a 1900m por debajo del lecho marino en el pozo RJS-221, fue controlado desde la plataforma adaptada Carapeba 1, localizada a 500 m del pozo. El aceite fue bombeado a lo largo de 15 km de líneas desde el pozo hasta la plataforma Pargo, a 13.5 km de la plataforma Carapeba 1, en donde era unido con el aceite bombeado a través del sistema BEC de otras plataformas. El aceite estaba fluyendo a través de la plataforma Carapeba 1, que actuó como un cabezal de distribución, debido a la ausencia de bombas de transferencia en ella. En este caso, la energía eléctrica era generada en la plataforma Pargo y transferida a 13.8 kV mediante cables submarinos. Un VSD y un transformador superficial fueron utilizados para transmitir la energía al sistema BEC a 1350 V. Un cable de 615m de largo y 3.3/6 kV de clase submarina fue utilizado para conectar el VSD al árbol submarino y un cable de 1990 m de largo se utilizó para proveer de energía al motor del BEC a 1200 kV. La Figura 4.1 muestra un diagrama que compara un sistema BEC convencional con el utilizado en el pozo RJS-221.

El árbol submarino del pozo RJS-221, se localizaba a 86 m de tirante de agua, y su sistema BEC operó durante dos años y diez meses, lo cual motivo a PETROBRAS a continuar con el desarrollo de esta tecnología.

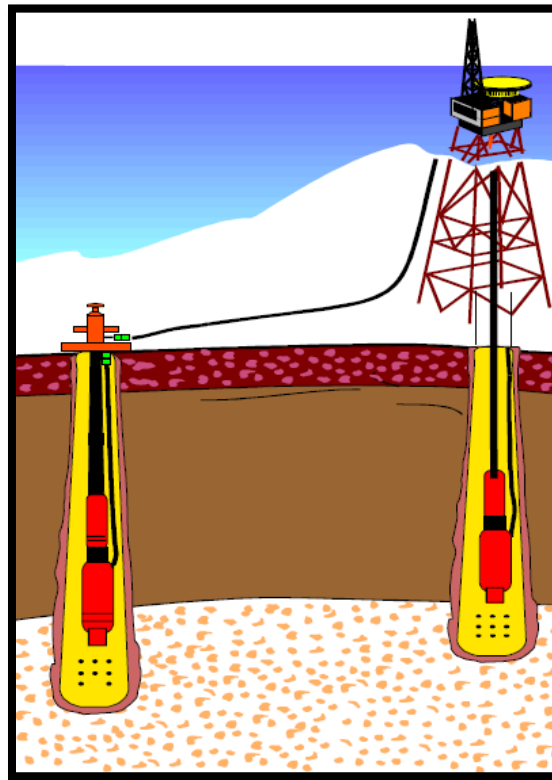


Figura 4.1. Plataforma convencional adaptada para BEC (derecha) y la instalación BEC del pozo RJS-221(izquierda).

Un paso adelante, PETROBRAS estableció un nuevo objetivo para transmitir energía hasta por 25 km, lo cual permitiría, considerando la geografía de la cuenca de Campos, conectar pozos con un tirante de agua de 1000 m con plataformas de agua somera. Para alcanzar este objetivo, un cable eléctrico y un transformador submarino fueron desarrollados para operar en aguas profundas. El transformador submarino, siendo el primero en su clase en el mundo fue utilizado para reducir el costo del cable submarino.

RJS-477 Un sistema BEC pionero en aguas profundas, El pozo RJS.477 fue un pozo localizado en el campo Albacora a una profundidad de 1109 m. Fue un pozo vertical con 2297 metros de tubería de revestimiento de 10 ¾" con 71 lb/pie de peso y de la cual, salía un liner adicional de 313 metros y 7" con 29 lb/pie de peso. El anticipo de la producción de Albacora Este a través del pozo RJS-477 fue muy importante ya que de él se obtuvieron datos del campo y con ellos se mejoró el conocimiento de este yacimiento así como de los fluidos que produce. El aceite era bombeado desde el pozo RJS-377 hacia la plataforma P-25, localizada en el campo Albacora a una profundidad de 575 m.

El diseño del sistema BEC y el análisis de flujo fueron realizados a través de dos simuladores multifásicos de flujo, el Simult IV, aplicado a la línea de flujo y al flujo del pozo, y el Subpump, aplicado para la selección de los componentes del equipo BEC. Las propiedades de los fluidos y características del yacimiento se muestran en las Tablas 4.1 y 4.2.

Propiedades de los Fluidos	
°API	20
RGA	75 m ³ /m ³
Densidad del Gas	0.75
Presión de Burbuja	3584 lb/pg ²
Agua y Sedimentos	0 %
Viscosidad @ 35°C	210 cp.

Tabla 4.1. Propiedades de los Fluidos.

Características del Yacimiento	
Presión Estática Inicial del Yacimiento	3598 lb/pg ²
Presión Estática de Operación	3555 lb/pg ²
Índice de Productividad	12 m ³ /d/kgf/cm ² (5.29 bpd/lb/pg ²)
Temperatura del Yacimiento	56 °C

Tabla 4.2. Características del Yacimiento.

El diseño de flujo involucró 7200 m de línea de flujo y un riser de 740 m. Un análisis del yacimiento estableció que la producción de aceite del pozo RJS-477 debería de ser del orden 3773 BPD. Las simulaciones de flujo, considerando flujo multifásico y las propiedades de los fluidos, indicaron un flujo natural bajo, lo que dio pie a la selección de un sistema artificial de producción. Las simulaciones también demostraron que el método más efectivo de levantamiento artificial para bombear el líquido a través de la línea de flujo era el sistema BEC.

La entrada de la bomba se encontraba localizada a 76 m por encima del liner de 7" y 1100 m por debajo del árbol de válvulas submarino. Una tubería de producción de 4½", 7200 m de línea de flujo de 4" con un coeficiente térmico de 10.39 w/m/K y 740 metros de un riser de 4" y un coeficiente térmico de 8.9 w/m/K fueron utilizados.

El fluido del yacimiento a 56°C fue bombeado a través del árbol submarino y de las líneas de flujo, cuyas temperaturas ambiente variaban entre 4 y 8 °C hasta alcanzar la plataforma P-25. Las temperaturas esperadas en el árbol de válvulas y en la

plataforma eran de 49 y 7°C respectivamente en las simulaciones. Como en las simulaciones se pronosticó un 0% de contenido de agua y sedimentos a lo largo de toda la producción de aceite del pozo RJS-477 la posibilidad de ocurrencia de hidratos no fue considerada relevante. Pero como la formación de parafinas si lo era, una línea anular de 4" para la utilización de diablos periódicamente fue considerada.

En el diseño del sistema BEC, una bomba REDA GN-5200 con 126 etapas flotantes para un rango de producción de 2956 a 5094 BPD. Para bombear 3773 bpd de aceite se utilizó un motor eléctrico de 270 HP/3436 V/45.3 A, que operó a una frecuencia de 53 Hz. Este motor contaba con las especificaciones para poder operar a 204 °C y cables submarinos para sistemas BEC 2 AWG fueron utilizados para transmitir la energía eléctrica necesaria desde la plataforma P-25 hacia el motor.

La producción en superficie de 3773 bpd era equivalente a 4685 bpd a la entrada de la bomba considerando una presión de 2588 lb/pg². Como la presión de la formación era esperada a 2915 lb/pg², un 10% de gas libre se había pronosticado, lo que era equivalente a un gasto de gas de 2577 pies³/día. A pesar de que una bomba de compresión fue utilizada el índice de productividad estaba limitado a 3.5 bpd/lb/pg² para poder garantizar un flujo mínimo óptimo. Como la presencia de gas libre era esperada, este tenía que fluir a través de la bomba, de otra manera, tendría que fluir a través de un aceite viscoso a baja temperatura por el espacio anular, lo cual no era posible. Para la opción del flujo de gas a través de la bomba se consideró el desarrollar un nuevo empacador sin válvula de venteo de gas junto con un medidor permanente de presión y penetradores para el cable de potencia. Otra alternativa pudo haber sido el producir todo el gas a través de la bomba en un sistema BEC montando en la T.P. Este último se consideró como la mejor opción. En esta configuración en la tubería de producción, el sistema BEC se instala en el pozo dentro de un liner. El extremo inferior de la tubería, por debajo de una capsula, el cual contiene el arreglo del sistema BEC, es instalado en el receptáculo del sello de la tubería. En la Figura 4.2, se muestra un diagrama esquemático de esta configuración. Esta alternativa se ha utilizado en PETROBRAS muchas veces, debido a que elimina la necesidad de instalar un empacador adicional. Así mismo, esta configuración llamada TM (Tubing Mounted), había ya sido utilizada en el sistema BEC convencional ya que provee un sistema de intervención amortiguado.

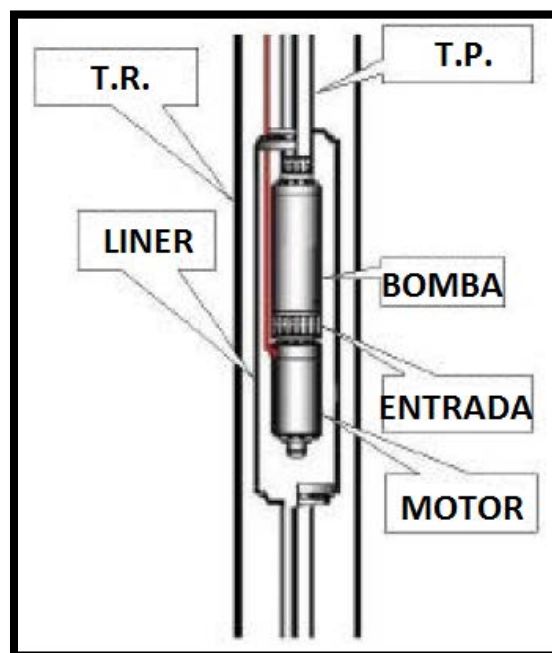


Figura 4.2. Sistema BEC montado en T.P.

Después de probar diferentes variadores de frecuencia (VSDs) de diferentes fabricantes, dos compañías fueron seleccionadas para la transmisión de energía submarina, Siemens y Robicon. El sistema P-25 provee un poder eléctrico de 600V /60 Hz. Un transformador incrementaba este voltaje a 660 V para alimentar al VSD y otro transformador incrementaba estos 660 V a 11000 V para la transmisión eléctrica a través del cable submarino. Un transformador submarino, a 5 m de distancia del árbol submarino se encontraba reduciendo los 11000 V a 3500 V. Unos conectores Tronic, colgadores y submarinos, especialmente desarrollados para su utilización en aguas profundas fueron utilizados para conectar el suministro de poder al cable del sistema BEC. La aplicación de un transformador de fondo fue a consecuencia de la necesidad de reducir el tamaño del cable submarino y también para probar que la configuración del sistema eléctrico para la transmisión de energía a largas distancias. Es importante mencionar que la utilización de un transformador de submarino no permite el desarrollo de pruebas de continuidad en el sistema BEC. Pruebas de arranque de larga distancia fueron desarrolladas antes de que la prueba de la sarta del sistema RJS-477. El resultado mostró que es posible arrancar un motor a través de 30 km de cable.

El arranque del sistema RJS-477 se llevó a cabo en Junio de 1998. En la Tabla 4.3 se muestran los datos de arranque del sistema. Es importante señalar que la cantidad de gas libre fue evaluada a través de un simulador de flujo.

Fecha	q _o (bpd)	q _g (MMpcd)	P (Medidor de Fondo) (lb/pg ²)	% de Gas Libre
02/06/99	0	0	3555	0
02/06/99	2245	0.776	2830	6.8
07/06/99	3144	1.059	2574	10.4
20/06/98	3031	1.094	2574	9.8
28/06/98	3283	0.988	2474	11.1
29/06/98	3560	1.271	2375	12.5
30/06/98	3792	1.306	2261	14.3

Tabla 4.3. Datos operacionales de las pruebas de arranque del pozo RJS-477.

Demasiadas precauciones se han tomado para proteger el equipo subsuperficial del sistema BEC. Para proteger que el motor eléctrico se sobrecaliente solo es necesario ajustar el VSD para que pare el equipo las veces que una sobrecarga ocurra. Esto puede ocurrir cuando exista una falla eléctrica en el sistema o en el caso de una bomba bloqueada. Se ha observado que un sistema VSD programado para paros cuando una sobrecarga ocurra es apropiado. Para el sistema eléctrico RJS-477 un valor de sobrecarga del 20% se aplicó para proteger al motor del sistema BEC.

Para prevenir que el sistema BEC opere sin la carga necesaria, es decir, por debajo de los valores establecidos es un poco más complejo. Aún cuando un 15% es recomendado, se han dado casos en los que no es suficiente para la protección del sistema. En el caso en el que un eje se encuentre dañado, este valor apagará el sistema eléctrico en la mayoría de los casos. No pasa lo mismo cuando un flujo bajo debido a un cierre de válvula por derrame en la tubería, un valor del 15% ha sido poco observado en estos casos. Para la correcta protección en este tipo de situaciones varios parámetros del sistema deben de ser monitoreados como la temperatura en la cabeza del pozo y la variación de la presión del sistema. Para la protección de un motor de un sistema BEC RJS-477 un valor mínimo fue establecido basado en el consumo de energía del motor con la válvula superficial en la cabeza del pozo cerrada. Este bajo valor fue determinado al monitorear los valores de presión en la cabeza del pozo, a través de un manómetro de fondo, y evaluando la presión en la entrada de la bomba a través de simulaciones. El valor mínimo de corriente fue determinado de tal forma que garantizara un flujo suficiente en el fondo del pozo para refrigerar el motor adecuadamente.

La instalación RJS-477 operó de manera satisfactoria por 3 años y medio con problemas menores y no se detectaron problemas por parafinas durante las corridas de diablo.

RJS-320. Otra experiencia de aprendizaje: El RJS-320 fue el tercer sistema BEC submarino a ser instalado en PETROBRAS. Como se trataba una instalación totalmente submarina con equipo probado para este ambiente, los Ingenieros de PETROBRAS no esperaban mayores problemas en esta operación pero cada instalación y cada pozo tiene un comportamiento inherente y una falla básica ocurrió en el sistema BEC.

El pozo RJS-320 se encuentra localizado a 3.2 km de la plataforma receptora de su producción, Carapeba 1. Un cable submarino 2 AWG de 3200 m junto con un riser de 4" fueron instalados. El árbol submarino utilizado en el pozo pionero RJS-221 fue reformado e instalado en esta aplicación. Dos bombas REDA SN-2600 (96+108 etapas) con un manejador de gas y un motor de 300 HP fueron utilizados.

La frecuencia de operación seleccionada para el motor fue de 56 Hz para un gasto de diseño de 2515 bpd. El aceite de 24 °API presentaba una baja RGA ($22 \text{ m}^3/\text{m}^3$), 30% de contenido de agua y sedimentos y una alta temperatura de la formación (105°C). Ocurrieron tres fallas en el pozo RJS-320, dos debido a fallas en el penetrador encapsulado y una más debida a una obstrucción en la entrada de la bomba. Cuatro meses después del arranque del sistema un paro debido a un corto circuito se suscitó. El tapón de aislamiento de caucho del penetrador encapsulado presentó varias grietas internas que no pudieron ser detectadas en las inspecciones visuales externas. En una segunda intervención, después de tres meses de operación, otro más presentó un corto circuito, lo cual sugirió que este tipo de penetradores no eran apropiados para el ambiente. Después de la segunda intervención, todas las especificaciones del sistema BEC de fondo fueron cambiadas. Un nuevo arreglo, compuesto de tres bombas de 68 etapas y un motor de 450 HP/2708 V/9.54 A, así como el penetrador y la capsula de caucho no se utilizaron mas. Debido a la alta temperatura del pozo, la cubierta externa del cable de poder se desprendió de él, ocasionando una obstrucción en la entrada de la bomba. La Figura 4.3 muestra una imagen de la entrada de la bomba obstruida.

Es importante señalar que esta cubierta del cable de poder del sistema BEC se había utilizado en el cable del pozo RJS-477, pero no presentó problema alguno ya que la temperatura del yacimiento era de 56°C, como se muestra en la Tabla BB. Este tipo de cubiertas se instalaron en su momento para otorgar una protección adicional a los cables de potencia durante las intervenciones. Como resultado, ningún tipo de cubiertas protectoras se han instalado en los cables de potencia desde entonces.



Figura 4.3. Taponamiento de la Entrada de la Bomba.

En la cuarta y última instalación, el arreglo de fondo del sistema BEC fue el mismo que el utilizado en la primera. El encapsulador y el penetrador no fueron utilizados. El arranque del sistema del pozo RJS-320 se dio el 20 de Noviembre del 2004 y desde ese entonces ha trabajado de manera regular. En la Tabla 4.4 se muestra la cantidad de días que duraron las tres instalaciones previas antes de fallar.

Instalación	Tiempo Antes de Fallar (días)
Primera	129
Segunda	100
Tercera	217

Tabla 4.4. Tiempo Medio de Falla de las instalaciones del RJS-320.

ESS-100. Sistema BEC montado en Riser. En Enero del 2001 se descubrió el campo Jubarte en aguas profundas y así como en el caso del pozo RJS-477 y en el campo Albacora, la anticipación de la producción era necesaria. Pero en el caso del primer pozo a producir en este campo, el ESS-100, un diferente enfoque fue tomado. Un sistema BEC con dos motores de 2125 V/128 A/450 HP, una bomba de 21 etapas y un manejador de gas fueron instalados en el riser, unos cuantos metros por encima del árbol submarino. El principal objetivo de este desarrollo fue la aceleración de la terminación del pozo y después de 10 meses de que el FPSO amarrara el sistema BEC,

este iniciaba su operación. La Figura 4.4 muestra un esquema de la configuración de este pozo.

El motor era controlado por un VSD, y operado de Diciembre del 2002 a Diciembre del 2003 a una frecuencia de 32 a 65 Hz. Durante su operación 16353 a 22014 bpd de fluido fueron producidos. El análisis de los resultados de la primera anticipación de la producción de aceite mediante este sistema señalada en 121,700 barriles adicionales durante 93 días, cerca de 2.5 millones de dólares de ingresos.

El pozo ESS-100 produjo aceite pesado (17 °API) con una RGA baja (58 m³/m³). Debido a que la turbulencia en la bomba del sistema BEC estaba generando condiciones favorables para la formación de espumas, un antiespumante tuvo que ser utilizado. En Septiembre del 2003, el pozo comenzó a producir con un 3% de agua. Después de un año de operación, el sistema BEC se sacó para ser analizado. En el desarmado del sistema BEC se descubrieron depósitos de las etapas de la bomba. Varios análisis se llevaron a cabo y los resultados mostrados que la mayoría de la composición de los depósitos era de sulfato de bario (86%). Esto ha sido determinante para los nuevos diseños de esta instalación en el pozo en el campo Jubarte considerando la inyección de un anti incrustante por debajo del sistema BEC a través de un nuevo diseño de cable de poder que incorpora un capilar especial para hacerlo. Además, como una cantidad considerable de agua es esperada (un 50% después de un año de producción), un incremento en la viscosidad de 3.5 veces el valor inicial resultaran de la emulsión generada del agua y el aceite. Si una larga línea de producción se escoge para transferir la producción de aceite del campo Jubarte hasta los FPSOs lejanos, una mayor cantidad de poder será requerida que la utilizada para ese sistema BEC del pozo ESS-100 (900 HP).

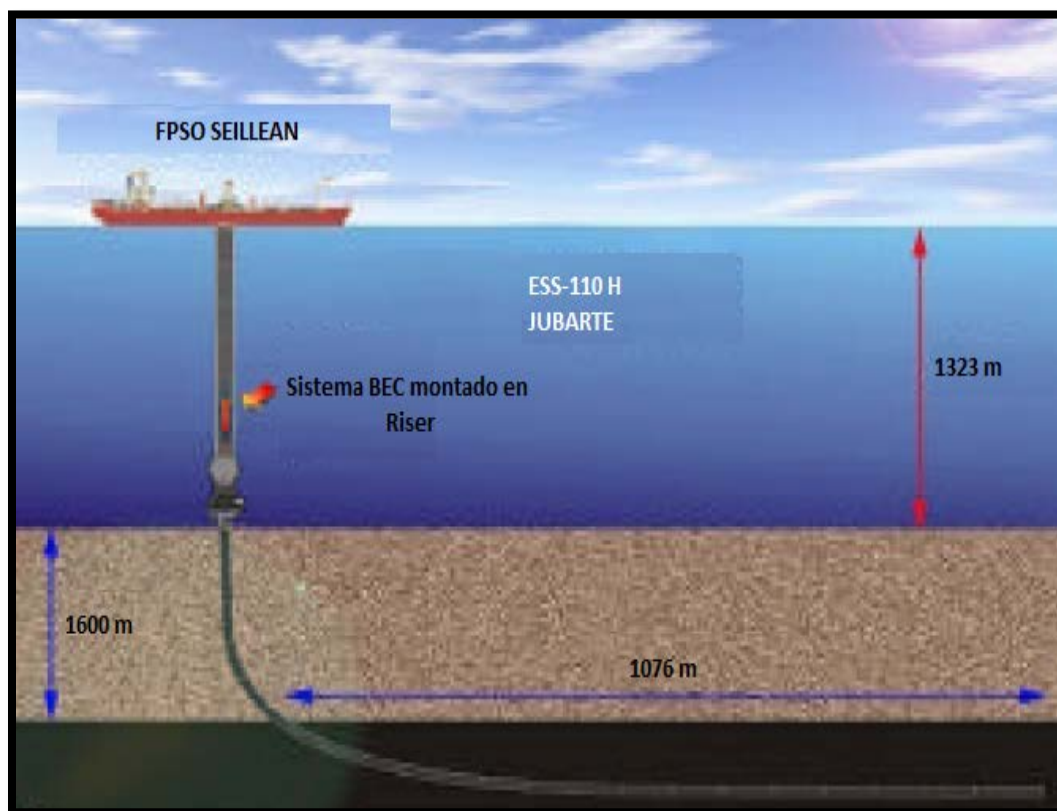


Figura 4.4. Esquema del Pozo ESS-100.

4.2.2 Principales Logros

Las exitosas operaciones de los sistemas RJS-477 Y ESS-100 hicieron que la tecnología de PETROBRAS calificara para instalaciones de sistemas BEC en aguas profundas mayores a los 1000m de tirante de agua. Además, en una prueba del sistema del cable eléctrico, involucrada en el desarrollo RJS-477, se demostró que es posible arrancar un sistema BEC a través de un cable de poder de 30km de largo.

La bomba del sistema BEC RJS-477, la cual, de acuerdo al fabricante, operaría de manera correcta con un máximo de gas libre del 17%, operó con más del 30% de gas libre por más de 2 años. Esta capacidad de la bomba de operar con altos porcentajes de gas libre fue confirmada con reportes técnicos.

Desde la instalación del sistema RJS-477, debido a las bajas temperaturas de las líneas de flujo en ambientes profundos, la formación de hidratos se ha observado, lo cual ha traído dificultades al flujo en largas distancias. El sistema BEC fue montado completamente en el riser después de 10 meses de anclado del FPSO y 22 meses después del descubrimiento del campo Jubarte.

4.3 Tecnología de Manejo de Gas Poseidón: Un Caso de Estudio de Tres Pozos con Sistema BEC en el Congo ³⁴

En la República del Congo, las presiones en los yacimientos Likalala y Kombi disminuyeron desde que se comenzaron a producir, alcanzando una presión por debajo del punto de burbuja y generando una capa secundaria de gas. Consecuentemente, la relación gas-aceite (RGA) y las fracciones de gas presentes en los pozos ha incrementado. Estos campos son producidos mediante la utilización de sistemas de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido; sin embargo, el abatimiento de presión ha sido limitado por la tecnología de manejo de gas tradicional de los sistemas BEC, la cual no puede manejar más de un 40% de fracción libre de gas. Total E&P Congo instaló tres sistemas BEC con bombas helicoaxiales avanzadas en estos dos yacimientos. Después de casi dos años de operación en los pozos Likalala 106 y Kombi 102, la producción se ha estabilizado e incrementado como resultado de la eliminación de los paros ocasionados por el gas e incrementando los caídas o diferenciales de presión. A continuación se presentará una revisión de estas aplicaciones, enfocada en el sistema BEC y en simulaciones de producción del pozo. Se incluirá también un análisis y una revisión del comportamiento del pozo y su afluencia a través de las instalaciones.

4.3.1 Información del Pozo y del Campo

Los tres pozos analizados son el Likalala 106, 112 y el Kombi 102 (ver detalles en Tabla 4.5). Son parte del permiso KOMBI-LIKALALA-LIBONDO, el cual es operado por Total (65%) en una sociedad con ENI (35%). Estos yacimientos, que presentan una estructura anticlinal, están localizados en la plataforma continental Congoleza Albiano-Cenomaniano. Los campos están localizados costa afuera en la Punta Negra del Congo y fueron puestos en producción en el año de 1999. Los campos cuentan con múltiples capas desconectadas caracterizadas como petrolíferas, de 10 a 100 m de espesor con capas de gas en algunas zonas. Los yacimientos Albianos y Cenomanianos son carbonatos Sendji y arenas Tchala, respectivamente, con porosidades entre 15% y 25% y permeabilidades variantes desde 50 md y 5000 md. La viscosidad del aceite varía de acuerdo con la capa en la que se encuentre entre 1.5 cp en las capas del Albiano hasta varios cientos de cp para las capas del Cenomaniano. Los pozos considerados en esta sección corresponden a las capas del Albiano. La producción de Likalala es exportada a través de una línea de flujo multifásico de 18 km directamente al campo Kombi en donde es mezclada con la producción del mismo y posteriormente exportados a través de otra línea de flujo multifásico de 16 km hacia la planta de procesamiento Yanga. Como un resultado de las líneas de flujo

multifásico, los sistemas BEC son diseñados para generar las presiones requeridas de exportación, que varían entre 507 y 362 lb/pg² en Likalala y Kombi respectivamente.

		Kombi 102	Likalala 106	Likalala 112	
PVT	Gravedad del Aceite	34	34		
	Temperatura de Fondo (°C)	54	62		
	Densidad del Agua Producida	1.16	1.16		
	Pb- Punto de Burbuja (bara)	89	127.5		
		(lb/pg ²)	1291	1849	
	Rs- RGA en solución (sm ³ /m ³)	73	86		
		(pies ³ /bl)	409	482	
	Bo- Factor de volumen del Aceite	1.205	1.236		
Características de Afluencia	Pr- Original (bara)	98	127.5	72	
		(lb/pg ²)	1421	1849	1044
	Pr-Durante la operación de Poseidón (bara)	Estabilizado a 55 (bara)=800 (psia) aprox.	Estabilizado a 75 (bara)=1090 (psia) aprox.	72	
	PI Aproximada (sm ³ /d/bar)	50	10	40	
		(bpd/lb/pg ²)	21.7	4.3	17.3
	Longitud del drenaje horizontal (m)	1460	450	766	
Profundidades	Profundidad de la sección horizontal (m TVD)	1052	1113	1258	
	Profundidad del Sistema BEC (m TVD)	1052	1085	1161	
	Ángulo de Inclinación de la vertical en el BEC (Grados)	89	76	4	
Pre Instalación del Poseidón		Las mediciones fueron difíciles ya que el pozo era inestable.			
	Gasto del Líquido (sm ³ /d)	450	480	No aplicable, ya que éste es el primer sistema BEC en un pozo recién perforado.	
		(bpd)	2830		3019
	Presión de Entrada de la Bomba (bara)	49	39		
	RGA (sm ³ /m ³)	150 a 200	110		
		(pies ³ /bel)	840 a 1120		616
	Corte de Agua	25%	0%		
Gas Libre a la entrada de la bomba /primera etapa. (%)	40% a 50%	50% a 60%			
Fecha de Instalación del Poseidón		Junio 07	Septiembre 06	Agosto 09	
Post Instalación del Poseidón	Gasto del Líquido (sm ³ /d)	900	550	250-410	
		(bpd)	5660	3459	1572-2578
	Presión de Entrada de la Bomba (bara)	41	22-25	65-58	
	RGA (sm ³ /m ³)	100	110	350-1225	
		(pies ³ /bel)	560	616	2000-6900
	Corte de Agua	25%	1%	1 %	
	Gas libre a la entrada de la bomba/ primera etapa. (%)	45%-50%	65%-70%	68%-79%	

Tabla 4.5. Resumen del Comportamiento de los Pozos.

El abatimiento de presión ha llevado a la generación de capas de gas secundarias en ambos yacimientos. Este factor, combinado con la necesidad de parar la separación de gas en el fondo y el mantenimiento de altos diferenciales de presión, identificaron la necesidad de un sistema BEC con la capacidad de manejar altas fracciones de gas libre para permitir el desarrollo del permiso Likalala-Kombi.Libondo. Estas son las principales causas que motivaron a Total para iniciar pruebas pilotos con el sistema BEC con tecnología Poseidón.

4.3.2 Arreglo de los Pozos

Los tres pozos presentados tienen una terminación similar, terminados en arenas y con un solo drenaje horizontal. La gran diferencia entre estos pozos es la longitud de los drenajes horizontales. Kombi 102 tiene una sección de casi 1500 m de longitud, mientras que Likalala 106 y 122 tienen una sección horizontal de drene de 450 m y 700 m respectivamente. Estos sistemas de drene están a una profundidad similar de aproximadamente 1,100 m (TVD).

Como se puede observar en la Figura 4.5, la terminación en la parte superior son idénticas, con el mismo set de empacadores superficiales y válvula subsuperficial de seguridad en la tubería de revestimiento proveyendo una segunda barrera mecánica.

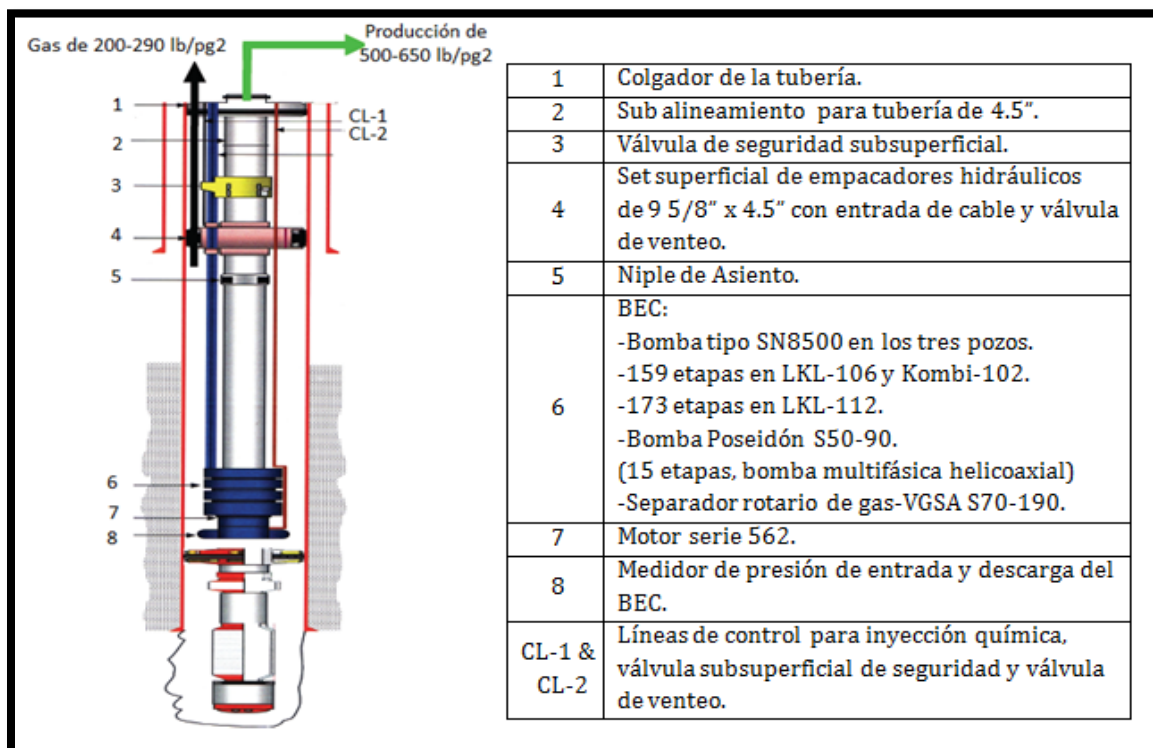


Figura 4.5. Terminación y Diseño de la Sarta del BEC.

El punto importante aquí es la separación de gas y su venteo al espacio anular se realiza mediante una válvula de venteo localizada en el empacador. Esta válvula es colocada en el mismo puerto del empacador por el cual pasa el cable de alimentación, haciendo que el cable de potencia del sistema BEC corra concéntricamente dentro de la válvula de venteo.

4.3.3 Historial de Producción: Campo Likalala, Pozos #106 y #112

El desarrollo Albiano Likalala incluye a cinco pozos productores y uno inyector. Todos los pozos productores cuentan con una terminación horizontal de arena para optimizar el flujo del fluido y maximizar el índice de productividad (IP). Ambos pozos están terminados en la misma capa y utilizan un sistema BEC de levantamiento artificial. Durante la fase inicial de producción (antes del 2005), el gas venteado al espacio anular del pozo era reinyectado a la línea de producción en superficie, lo que significaba que la línea de producción y del espacio anular se mantuvieran iguales. Este abatimiento limitado se realizó debido a que la presión a la entrada de la bomba debe de ser mayor que la presión de la tubería de revestimiento para mantener la sumergencia de la bomba.

Después del 2005, el gas venteado fue conectado a quemadores para reducir la presión en la T.R. a 290 lb/pg² y subsecuentemente, en el 2008 a 203 lb/pg² actuales. De acuerdo a los planes de reducción de quema y venteo de gas de la compañía TOTAL en el campo, una opción a ser considerada es la de parar la separación y venteo del gas en el fondo. Este plan incrementará la fracción de gas libre en el sistema BEC, la cual se ha reducido en los últimos años como resultado de la disminución de la RGA. El yacimiento es saturado, con una presión inicial igual a la del punto de burbuja. Su producción inicial venía de los pozos #101, #102 y #110 con grandes abatimientos de presión entre 435 y 580 lb/pg² y presiones de fondo fluyendo entre 580 y 725 lb/pg², las cuales se encontraban muy por debajo del punto de burbuja de 1849 lb/pg². Posteriormente, el soporte del acuífero natural en este yacimiento es débil y la inyección de agua no fue iniciada sino hasta 5 años después del inicio de la producción, resultando en la generación de una capa de gas secundaria. Como resultado, cuando el pozo #106 fue puesto en producción en el año 2005, tuvo una RGA inicial en un rango de 150 a 200 Sm³/m³, la cual es alrededor del doble de la Rs de 86 Sm³/m³.

El pozo LKLM106, cercano al único pozo inyector, LKLM103, se encuentra localizado en la parte sur del campo como se puede observar en la Figura 2. Esta proximidad, originó el decremento de la RGA que comenzó a finales del año 2006. La ola de presión

proveniente del inyector, originalmente incrementó la distancia a la capa de gas y subsecuentemente estabilizó la presión del yacimiento, lo cual aceleró el abatimiento de la RGA hasta alcanzar los valores de la R_s a finales del 2008. La presión de soporte del inyector, confirmada por el abatimiento de la RGA, motivó a TOTAL a incrementar el diferencial de presión en el pozo #106 e investigar una solución en el sistema BEC que pudiera manejar las altas fracciones de gas libre esperadas a las presiones de fondo fluyendo menores. Un sistema BEC Poseidón fue instalado en Septiembre del 2006, y los diferenciales de presión incrementaron substancialmente. El resultado fue una reducción en la presión de fondo fluyendo de 580 a 391 lb/pg² y posteriormente a 333 lb/pg² a finales del 2008.

Likalala 112 es un desarrollo interno del campo perforado en el 2009. El objetivo era la cresta de la estructura; sin embargo, sus perforaciones fueron más profundas para poder producir en el futuro la capa secundaria de gas de acuerdo a lo aprendido en casos anteriores. La RGA inicial nunca fue tan alta pero se estableció subsecuentemente entre 200 y 300 Sm³/D. Un índice de productividad mayor fue alcanzado con el pozo #112 que con el #106 debido en parte por el área de drene horizontal mayor que el primero presentaba.

4.3.4 Historial de Producción: Campo Kombi y Pozo #102.

El campo Kombi C1C5, localizado en las arenas dolomíticas del albiano, fue desarrollado mediante dos pozos productores y dos inyectores. Las permeabilidades del yacimiento son de aproximadamente 50 md y en algunas capas arenosas alcanzan 1 Darcy. Estas permeabilidades altas combinadas con un aceite ligero de baja viscosidad (0.9 cp) contribuyen a índices de productividad mayores en Kombi que los que se presentan en la capa A2 de Likalala. Terminaciones horizontales en las arenas con sistemas BEC fueron utilizadas en todos los pozos con el objetivo de maximizar el drene en el yacimiento desde una sola plataforma marina. Debido a que el yacimiento se encuentra saturado ya que su presión inicial es igual a la del punto de burbuja, las presiones de fondo fluyendo se encuentran debajo del punto de burbuja desde el momento en el que los pozos se ponen en producción independientemente de los abatimientos o diferenciales de presión aplicados en ellos. Adicionalmente, debido a que el aporte del acuífero asociado es débil en el yacimiento, se inició una inyección de agua para mantener la presión a inicios de la vida de este yacimiento, con la perforación del primer pozo inyector en el año 2000 (KOMB109) en la parte norte del campo. Los volúmenes inyectados, sin embargo, no fueron suficientes para mantener la presión del yacimiento. El apoyo en el mantenimiento de presión en la parte sur del campo para Kombi #102 se inició al final del año 2006 con el pozo inyector KOMB110,

6 años después, el pozo Kombi #102 inició su producción. Como resultado de lo anterior, las presiones del yacimiento disminuyeron de 1300 a 750 lb/pg² aproximadamente durante los primeros 5 años de producción (ver Figura 4.6). Esta condición creó una capa de gas secundaria, la cual es la principal razón de las altas RGA que se encuentran entre 150 y 300 Sm³/m³. La RGA permaneció alta hasta mediados del 2005 cuando la presión del yacimiento se estabilizó e incrementó poco a poco, alcanzando las 826 lb/pg² a finales del 2007. Como se esperaba, la RGA disminuyó aproximadamente 60 Sm³/m³, la cual es la RGA de formación estabilizada actual.

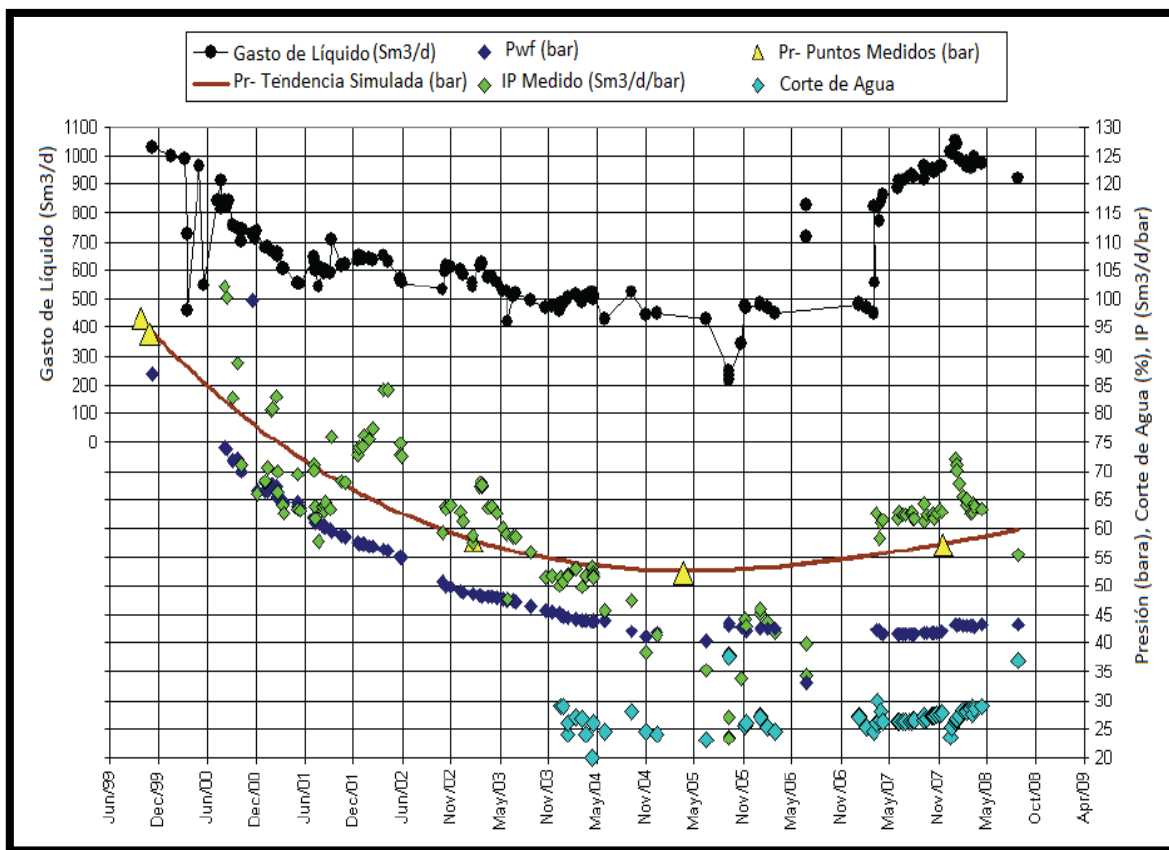


Figura 4.6. Presiones de Yacimiento y tendencias del IP del Pozo Kombi #102.

La presión del espacio anular en la cabeza del pozo del pozo Kombi #102 afectó a la sumergencia del sistema BEC. A finales del 2002, la presión en la tubería de revestimiento disminuyó de 650 a 435 lb/pg² y subsecuentemente hasta 362 lb/pg². A diferencia de Likalala, no se requirió del venteo de gas debido a que la línea de flujo de exportación es de solo 362 lb/pg² en Kombi. Durante los primeros periodos de producción hasta junio del 2001, el pozo se encontraba en un estado transitorio con gastos de líquido y presiones de fondo fluyendo decayendo.

Consecuentemente, los índices de productividad que fueron calculados entre 32.5 y 43.4 bpd/lb/pg² son ignorados. Poco después, el pozo entro en un estado pseudo estacionario y el índice de productividad se calculó de aproximadamente 26 bpd/lb/pg². Este valor fue utilizado para graficar la curva de comportamiento de afluencia (IPR) mostrada en la Figura 4.7, la cual está basada en las últimas presiones del yacimiento entre 750 y 870 lb/pg². Debido a que las presiones del yacimiento fueron medidas físicamente cuatro veces durante la vida del pozo, podemos decir que los cálculos del índice de productividad son confiables.

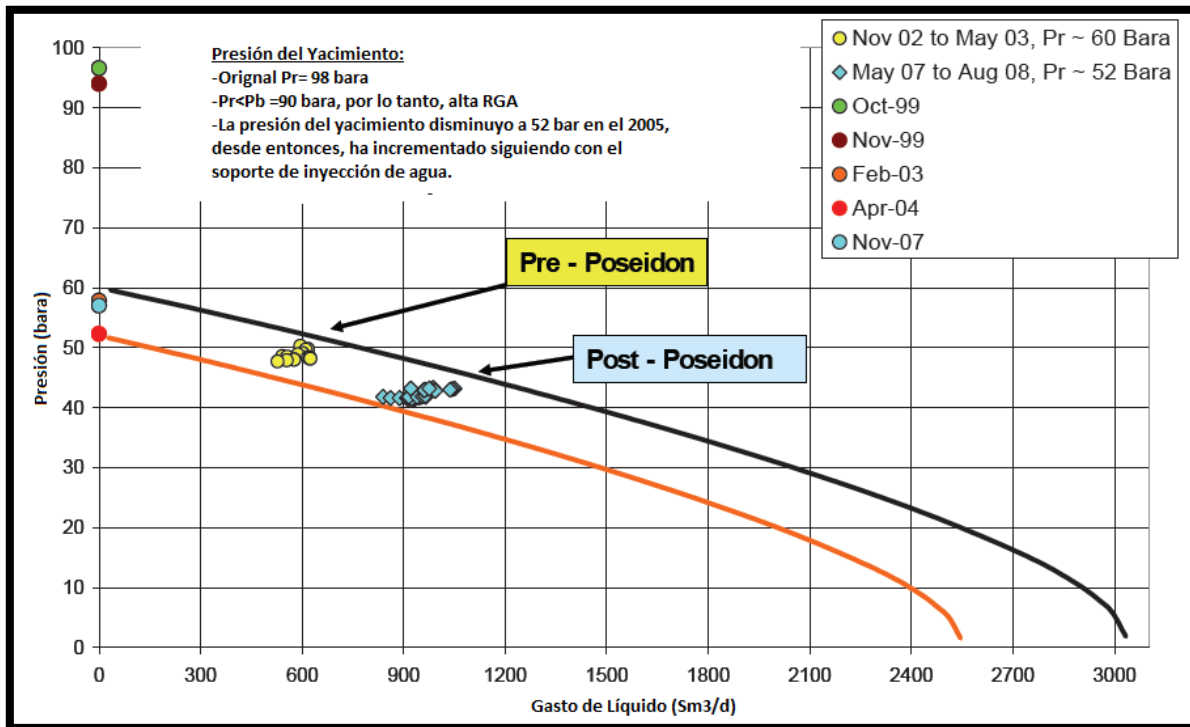


Figura 4.7. IPR de Kombi 102 y puntos de operación del sistema BEC.

4.3.5 Resultados de la Implementación del Equipo Poseidón de Likalala 106

Antes de instalar un sistema BEC con una bomba de incremento de presión helicoaxial, el pozo Likalala 106 fue producido utilizando un sistema BEC con un manejador y un separador de gas. El pozo estaba produciendo aproximadamente 500 Sm³/d; sin embargo, el diferencial de presión ya estaba limitado debido a la alta fracción de volumen de gas (FVG) ya existente. El sistema BEC estaba operando con una presión a la entrada del sistema entre 552 y 595 lb/pg² y una FVG de aproximadamente un 50% en la primera etapa del sistema BEC. Debido a que las condiciones de estabilidad no fueron alcanzadas, existe alguna incertidumbre en estos cálculos y medidas. En Septiembre del 2006, una bomba helicoaxial de aumento de

presión fue agregada a la sarta de herramientas del sistema BEC que se encontraba en el pozo. La bomba de aumento de presión de 17 etapas de diseño helicoidal (mostrada en la Figura 4.8) fue instalada en el pozo y los resultados obtenidos se resumirán a continuación:

- El sistema BEC fue operado por casi un año, entre Septiembre del 2006 y Agosto del 2007, con una FVG de más de 67% en la primera etapa del sistema, la cual alcanzó un máximo de 70%.
- La presión de fondo fluyendo fue reducida 15 (bar) (217 lb/pg²) aproximadamente. Este es un punto importante, ya que, aunque la producción solo incrementó en 50 Sm³/d, no pudo ser posible reducir la presión de fondo fluyendo y la producción pudo haber disminuido substancialmente como un resultado de la caída de la presión del yacimiento de 81 a 75 (bara) (1174-1087 lb/pg²). La pérdida de producción se estimó en alrededor de 200 Sm³/d entre Mayo del 2006 y Marzo del 2007, lo cual representa cerca del 40% de la producción nominal.

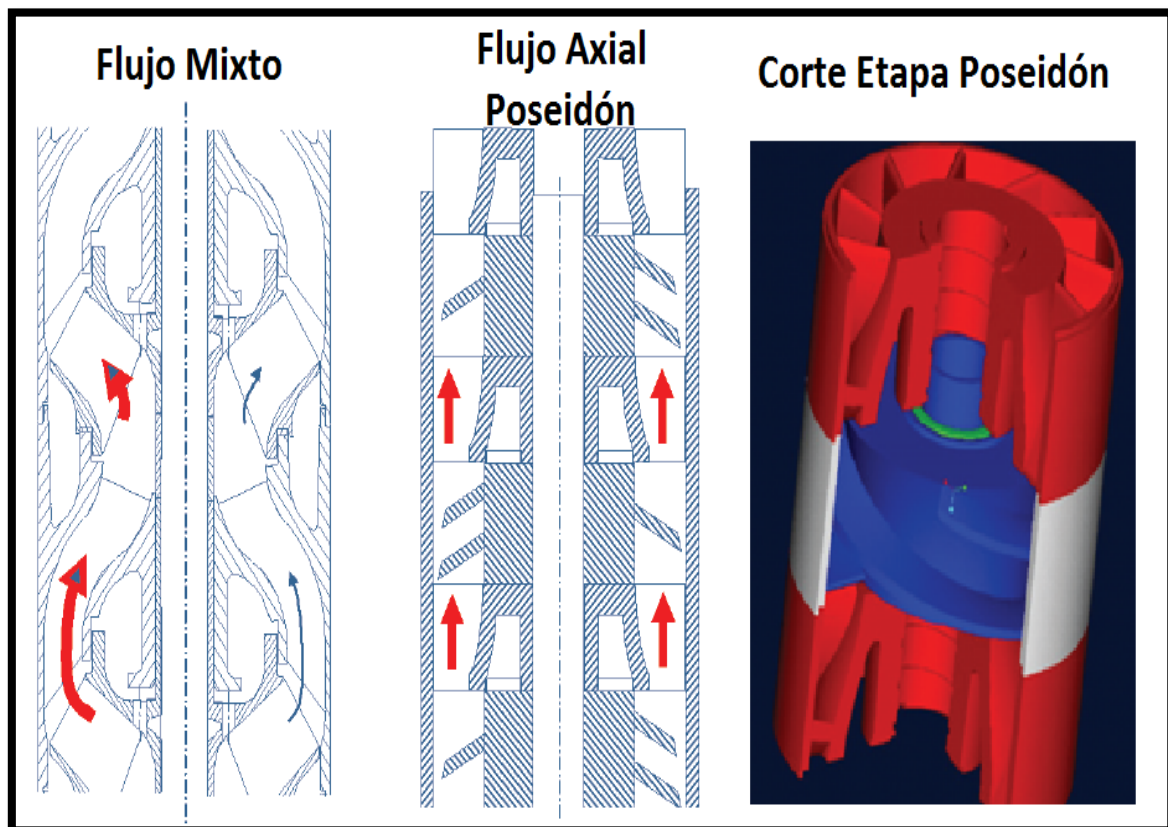


Figura 4.8. Comparación entre los patrones de flujo helicoidal y mixto en el impulsor.

4.3.6 Resultados de la Implementación del Equipo Poseidón de Likalala 112

Likalala 112 fue puesto en producción con un sistema BEC al terminar su perforación en el 2009. Posteriormente, basados en las lecciones aprendidas del pozo Likalala #106, un equipo Poseidón de aumento de presión tipo “booster” fue instalado con el primer sistema BEC en el 2009. Como resultado no existe un “antes” o un “después” para comparar la producción con o sin la bomba helicoaxial de aumento de presión; sin embargo, este pozo es notable, ya que mostró la mayor cantidad de gas libre a la entrada del sistema Poseidón, un 80%. Esta condición fue confirmada mediante pruebas de pozo separadas de 12 hrs. de duración durante un periodo de 3 días y mediante la aplicación del análisis nodal, aun cuando la producción fue inestable debido a la oscilación de la presión en la cabeza del pozo. Subsecuentemente, la presión de fondo fluyendo estabilizada a aproximadamente a 812 lb/pg² a 450 Sm³/d con una fracción de volumen de gas (FVG) del 70% y una producción estable. La producción del sistema BEC no hubiera sido posible sin la utilización de la bomba de impulso Poseidón en este pozo debido a que no existía una condición de diferencial de presión que redujera la FVG por debajo de un 40% para utilizar un AGH en lugar de un Poseidón.

4.3.7 Resultados de la Implementación del Equipo Poseidón Kombi 102

El pozo Kombi 102 mostró una gran inestabilidad con el sistema BEC original antes de instalarle una bomba helicoaxial de aumento de presión en su sarta de herramientas, la cual se observó de diferentes maneras:

- La presión en la cabeza del pozo mostró grandes oscilaciones, con variaciones de presión de hasta 25 (bar) (360 lb/pg²).
- La corriente del sistema también fluctuaba.
- La FVG fue estimada entre un 40 y un 50% en la primera etapa del sistema. La incertidumbre en el cálculo se debe a la inestabilidad del pozo.

En Enero del 2007, un sistema BEC con una bomba de aumento de presión Poseidón se instaló con la misma configuración que en el pozo Likalala 106 y los siguientes resultados fueron obtenidos:

- Los parámetros de producción como la presión en la cabeza del pozo se estabilizaron.
- Los paros y reinicios debidos al bloqueo por gas se eliminaron, por lo que la producción aumentó.

- El sistema BEC fue operado por casi 3 meses entre Enero y Marzo del 2007 con una FVG mayor que el 45% en la primera etapa de la bomba helicoaxial y con un máximo de 49%.
- La presión de fondo fluyendo fue reducida entre 8 y 10 (bar) (116 y 145 lb/pg²), lo cual se ilustra en la Figura 3 mediante los puntos de operación en la curva del comportamiento de afluencia (IPR), lo cual incrementó la producción en un 50%, de 600 a más de 900 Sm³/d.

Los resultados de los tres pozos se muestran en las Tablas 4.5 y 4.6, sin embargo, la mejor representación de esto se muestra en la Figura 4.8, en donde la FVG a la entrada del Poseidón es graficada contra la presión de entrada. Se ha sabido desde hace ya mucho tiempo, que el manejo de gas de los sistemas BEC es mejorado presiones de entrada elevadas y es por esta razón que los resultados se grafican de esta manera.

		Likalala 106			Likalala 112		Kombi 102	
<u>Mediciones en Pozo</u>								
Fracción de Volumen de Gas en la Entrada del Poseidón	%	66%	55%	49%	79%	68%	47%	31%
Frecuencia del BEC.	Hz	64.8	60.0	58.3	57.5	58	60.0	54.0
Presión de Entrada Medida	bara	31	26	22	65	58	42	41
Presión de Descarga Medida	bara	105	123	130	89	101	122	129
Gasto de Aceite	Sm ³ /d	481	539	465	245	406	591	672
Gasto de Agua	Sm ³ /d	4	24	85	5	4	208	241
Corte de Agua	%	1%	4%	15%	2%	1%	26%	26%
RGA en la T.P. del BEC		80	49	38	304	177	84	59
Factor Turpin		2.93	2.16	2.00	4.09	2.35	0.96	0.51
Relación de densidades promedio entre el gas y el líquido.		19.45	20.18	22.33	12.00	12.00	15.99	15.35
Consumo de Poder Medido	bhp	237	256	262	104	218	284	262
<u>Resultados de la Simulación</u>								
$\alpha = Ch, FVG=0.75$		0.596	0.5519	0.3170	0.4898	0.5284	0.3183	0.1278
Gasto de Producción Promedio en el BEC.	bpd	7275	6249	5374	7534	7846	8679	8110
Mejor punto de Eficiencia de la Bomba a la frecuencia de operación.	bpd	9355	8662	8417	8301	8373	8662	7796
Gasto de Producción Promedio como % del BEP.		78%	72%	64%	91%	94%	100%	104%
Poder Calculado del modelo del BEC.	bhp	262	270	281	124	181	315	284
Poder Calculado como % del poder medido.		110%	105%	107%	119%	83%	111%	108%

Tabla 4.6. Resumen de resultados de 7 resultados de la simulación.

Es muy probable que la primera explicación cuantitativa de los eventos físicos fuera publicada por Turpin y colaboradores (1987) en la cual los autores correlacionaron el comportamiento de la bomba con un factor ϕ , conocido como el factor de Turpin, calculado mediante la Ecuación 4.1. Turpin concluyó que cuando $\phi > 1$, la bomba sufre una disminución significativa de carga y eventualmente se bloquea a causa del gas. Las mediciones de estos tres pozos fueron comparadas con la FVG para un ϕ igual a 1 y a 3. La Figura 4.8 muestra la operación estable lograda con $\phi = 3$, aún cuando existe una disminución en la carga del sistema.

$$\phi = 2000 X \frac{Qg}{Ql} \dots \dots \dots (4.1)$$

Eq.1. Correlación empírica para el manejo de gas del sistema BEC, establecida por Turpin y colaboradores (1978). El numerador es comúnmente conocido como la RGL. En esta ecuación debe de expresarse en lb/pg².

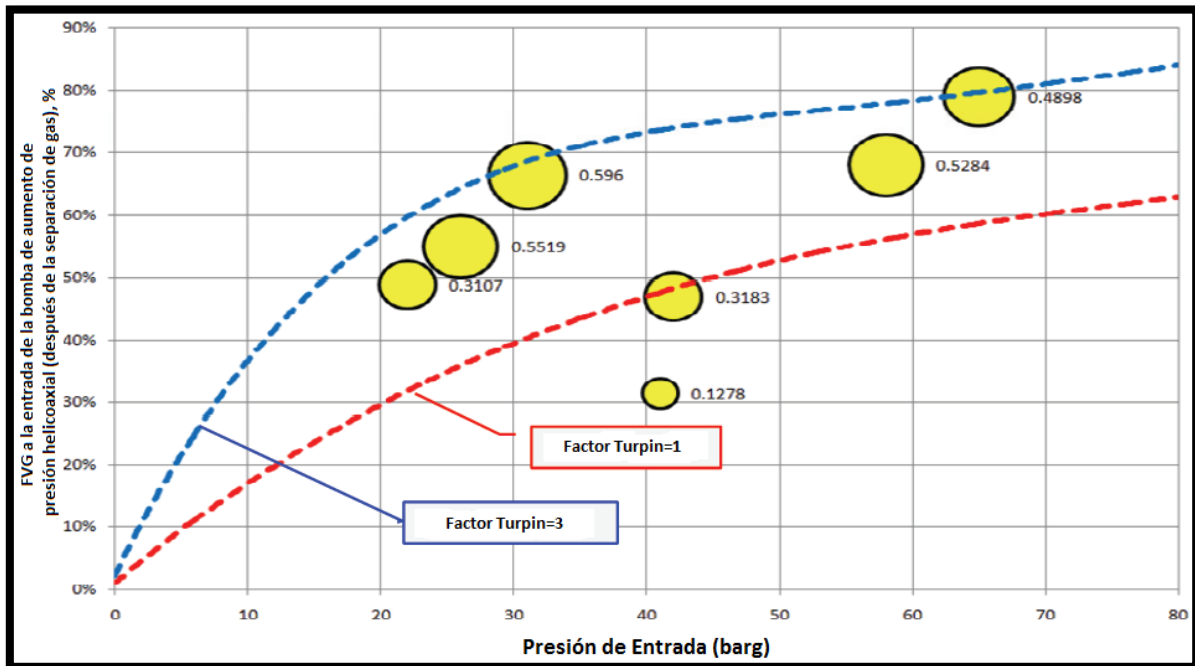


Figura 4.8. Resultados consolidados para los tres pozos con siete mediciones de FVG a la entrada de la bomba Poseidón. Un factor Turpin de tres es alcanzado en los dos casos. El tamaño de la burbuja se refiere a la disminución de la carga a una FVG de 75%.

4.4 La Tecnología REDA Maximus incrementa la producción en un 70% para un operador de Rusia ³⁵

TNK-BP Vanyoganneft opera el campo Van-Yogan en la región Nizhnevartovsk de Rusia, donde las temperaturas invernales son extremadamente bajas. Si bien el potencial de producción de los pozos es considerable, la producción real está limitada por la tubería de revestimiento de 65/8 pulgadas utilizada normalmente en Rusia. Este tamaño de tubería de revestimiento limita las opciones de motores y bombas.

El potencial de producción del pozo 8049 de TNK-BP Vanyoganneft era de más de 4000 m³/d. No obstante, debido a las limitaciones técnicas del equipo de fondo, el pozo producía en realidad unos 650 m³/d. Por otro lado, la vida útil del sistema ESP de la compañía competidora oscilaba entre 61 y 457 días. El operador contactó a Schlumberger para que proveyera una solución que maximizara la producción del pozo y mejorara la vida útil del sistema ESP.

4.4.1 Selección del Sistema REDA Maximus

El sistema integrado REDA Maximus ProMotor fue seleccionado para esta operación porque no es dependiente del clima, como lo son otros sistemas, y se instala en forma más confiable y en menos tiempo, lo que permite poner el pozo en producción más rápido y sin dejar lugar para errores en la localización del pozo. Para alcanzar una máxima producción con una tubería de revestimiento de 65/8 pulgadas, se seleccionaron una bomba de tipo compresión REDA GN10000 Serie 540 de 150 etapas y un sistema REDA Serie 456 de 450 hp.

El sistema REDA Maximus ProMotor que combina el motor, el protector y un sensor de fondo de pozo en una sola unidad, fue montado en fábrica para ahorrar el valioso tiempo de equipo de perforación (Figura 4.9). El diseño de tipo “conectar y usar” de los motores y protectores REDA Maximus, los cuales fueron provisionados con un aceite de alta capacidad dieléctrica en el ambiente controlado de las plantas de manufactura y los centros de servicio de Schlumberger, eliminó la ejecución de operaciones dependientes del clima que requerían mantenimiento en el campo. Esto redujo el tiempo de instalación y aseguró la integridad del equipo durante el montaje en condiciones ambientales rigurosas.



Figura 4.9. Llenado del Motor REDA Maximus en el centro de manufactura.

La bomba de compresión REDA blindada en la fábrica aumenta la confiabilidad del sistema mediante la transferencia de todo el empuje axial desarrollado por las etapas a la carcasa protectora de gran capacidad de carga, sin la complicación que implica la instalación de los ejes durante el montaje en la localización del pozo.

4.4.2 Resultados Obtenidos

El equipo fue instalado a una temperatura ambiente de -27°C en menos de 3 horas, el sistema ESP REDA Maximus permitió un ahorro de al menos 3 a 5 horas de tiempo de instalación con respecto a los sistemas ESP convencionales. La producción del pozo se incrementó hasta alcanzar $1\ 100\ \text{m}^3/\text{d}$, a partir de los $650\ \text{m}^3/\text{d}$ previos, lo cual representa un incremento del 70%.

Después de 890 días de producción estable, la unidad fue programada para ejecutar una operación de reparación selectiva pero exhibió un mínimo desgaste en el motor o en la bomba. Subsecuentemente, fue puesta a cero y llenada con aceite nuevo, posteriormente se envió al campo para ser instalada en otro pozo. Este tiempo de operación demostró ser un 700% mejor que el de los sistemas ESP utilizados previamente en este campo. Debido a los resultados obtenidos, Vanyoganneft está utilizando exclusivamente el sistema REDA Maximus ProMotor en este yacimiento, ya que se adapta a sus necesidades.

En la Figura 4.10, podemos observar el historial de producción del pozo 8049 antes y después de la instalación de este sistema, cuyo tiempo medio de falla fue de casi dos años y medio, que, comparado con el tiempo medio de falla establecido en la industria como ideal (de 3 a 4 años) en ambientes submarinos, es muy bueno si tomamos en cuenta que las condiciones extremas en las que operó y los tiempos de instalación y desinstalación en campo tan cortos hacen de este sistema una excelente opción técnico económica.

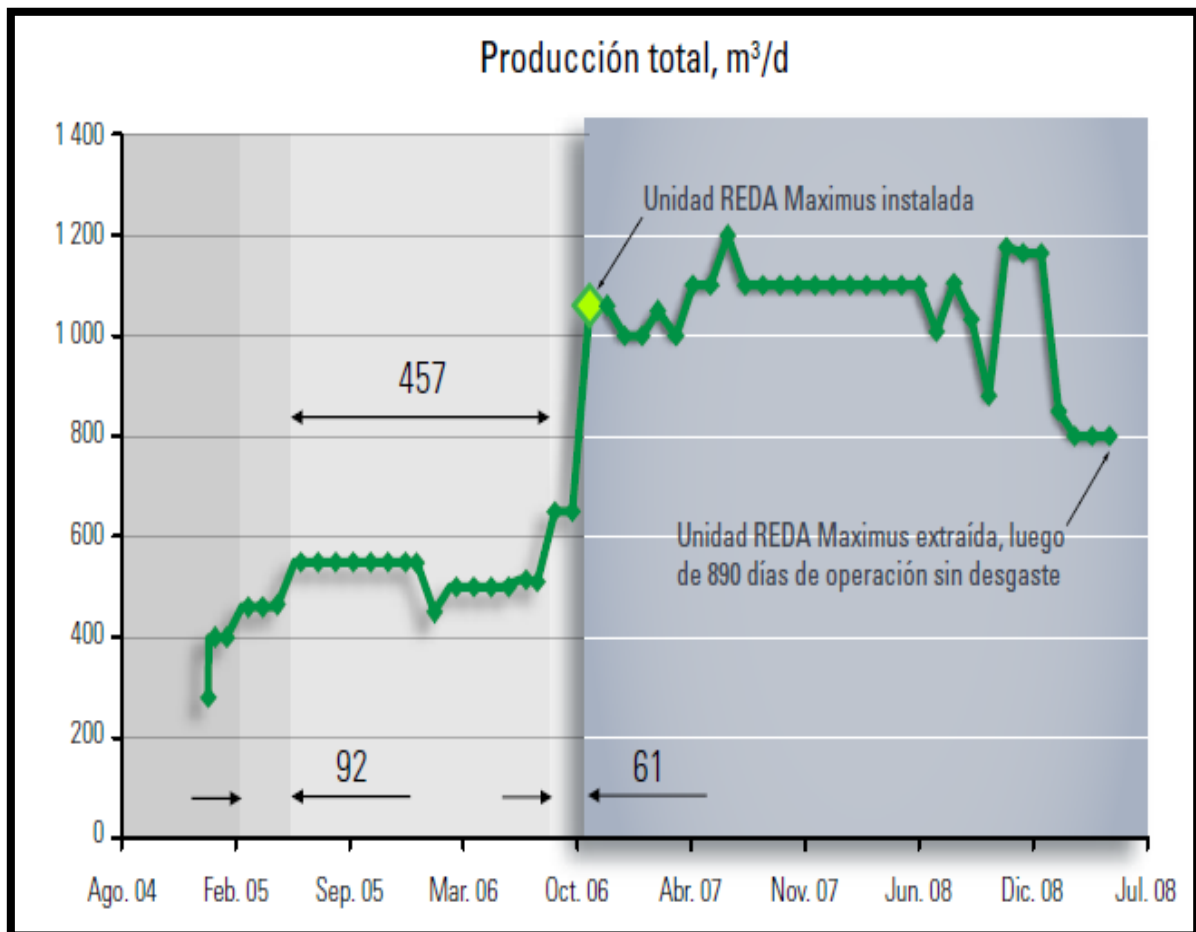


Figura 4.10. Historial de Producción del Pozo 8049 de la operadora TNK-BP Vanyoganneft.

4.5 Instalaciones del BEC en aplicaciones de SAGD en Canadá ³⁶

Al presentar esta aplicación de los sistemas BEC para altas temperaturas, en este caso en Alberta, Canadá, localizado lejos de cualquier ambiente submarino, se pretende asociar las características del yacimiento y los fluidos contenidos en él a un ambiente submarino y extremo, en donde altas temperaturas son alcanzadas e hidrocarburos pesados son producidos.

La necesidad de un sistema BEC para altas temperaturas ha ido incrementado conforme la industria del petróleo ha madurado. Las reservas no convencionales, de aceite pesado de Suncor, al norte de Alberta, de Canadá se estiman en más de 1 trillón de barriles. Se estima también que tiene un potencial de producción de 14 billones de barriles de petróleo crudo, sin embargo, los métodos tradicionales de recuperación de minería no permiten que todos los desarrollos presenten una rentabilidad económica. Se estima que menos de un quinto de las arenas impregnadas de aceite son candidatas a ser minadas. Para tratar con esta problemática, Suncor se ha volcado a la utilización de los sistemas de drene gravitacional asistidos por vapor (SAGD) como una actividad clave para aumentar la producción de bitumen para sus clientes.

4.5.1 Recursos de Aceite Pesado y Aceite en Arenas en Canadá

La situación en Canadá difiere de manera significativa a la del resto del mundo en términos de reservas de hidrocarburos y su demanda. Ciertamente, la industria petrolera canadiense está enfrentando la disminución de las reservas de aceites ligeros. Sin embargo, al mismo tiempo, una gran abundancia de depósitos de aceite pesado y bituminoso sigue sin ser explotado. De acuerdo con las estadísticas gubernamentales, las arenas canadienses contienen cerca de 175 billones de barriles de petróleo crudo en reservas que pueden ser explotados con la tecnología actual, poniendo así a las arenas aceitosas en segundo lugar en reservas después de Arabia Saudita.

Los tres depósitos principales de bitumen, también llamado arenas aceitosas, se encuentran en la provincia de Alberta en Canadá y son Athabasca, Peace River y Cold Lake. Los desafíos económicos no son de importancia ya que los precios por barril de petróleo se encuentran por encima de los 25 USD y las líneas de exportación al principal consumidor, los Estados Unidos de América, ya existen, por lo que no es necesaria una gran inversión en infraestructura. A continuación, en la Tabla 4.7, se muestran las principales características de este tipo de hidrocarburo.

Arenas Bituminosas de Canadá	
Reservas Probadas	174 a 175 billones de barriles
Producción (2005)	1.1 MMBPD
Inversión (1996-2004)	4.4 billones CAD
Inversiones Futuras	100 billones CAD
Acuerdos de Arrendamiento	2,700
Tierra no Arrendada Aún	70%
Área Total	140,800 km ²
API de las arenas bituminosas	Alrededor de 8°
API de las arenas bituminosas mejorado	31- 33°

Tabla 4.7. Características de las Arenas Bituminosas Canadienses, Fuentes: Asociación Canadiense de Productores Petroleros, Junta de Utilidades Energéticas y la Asociación Canadiense de Aceite Pesado.

4.5.2 Características del Sitio

Aproximadamente del 80 al 90% de las arenas Canadienses son demasiado profundas como para ser minadas superficialmente de manera económica. Técnicas térmicas llevadas a cabo en el fondo del yacimiento son utilizadas para alcanzar y recuperar estas reservas. Varios proyectos comerciales en los depósitos de Athabasca, Cold Lake y Peace River cuentan con mucha historia al hablar de este tipo de técnicas. Hasta ahora, la estimulación cíclica de vapor (CSS) y los métodos SAGD han emergido como las dos técnicas adecuadas y probadas.

4.5.3 SAGD

El proceso SAGD, como se muestra en la Figura 4.11, consiste en dos pozos horizontales alineados. El vapor es inyectado en la parte superior de uno de ellos y los fluidos del yacimiento son producidos por el inferior.

El proceso no es cíclico; esto quiere decir, que el vapor es inyectado de manera continua y los fluidos son producidos de manera continua. Alrededor y por encima del pozo de inyección, una cámara de vapor crece. El vapor inyectado fluye hacia la cámara de vapor y eventualmente entra en contacto con las arenas impregnadas en sus bordes. El vapor transfiere su calor latente a la arena, el aceite se calienta, su viscosidad disminuye y comienza a fluir (con condensados de agua) por los efectos de la gravedad hacia el pozo productor.

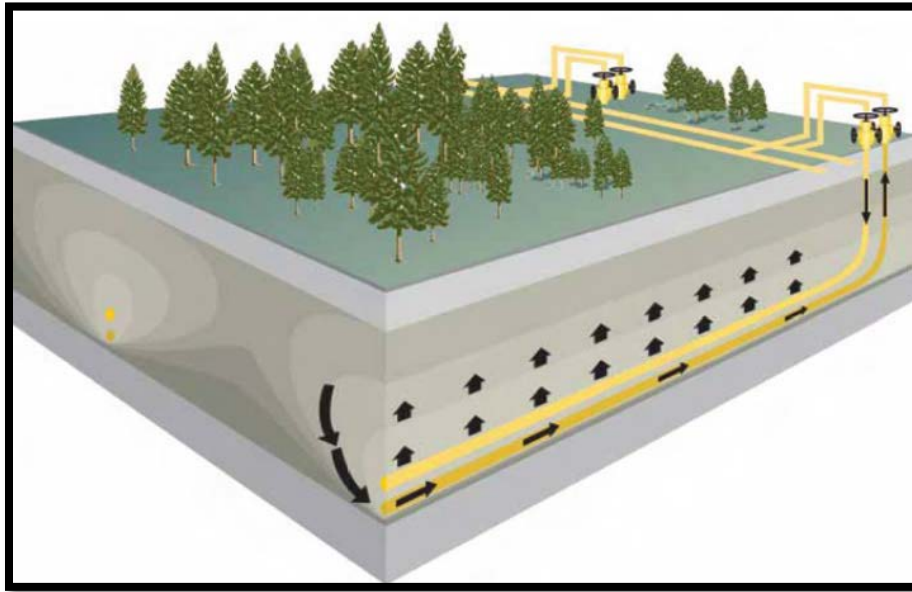


Figura 4.11. Arreglo de Pozos de un Sistema SAGD.

El largo del pozo es usualmente entre 500 y 1200 m. Típicamente, el espaciamiento entre los pozos de inyección y producción es de 5 m y el pozo productor es situado a pocos metros de la zona impregnada. La calidad del vapor inyectado debe de ser lo más alta posible en las arenas, ya que cualquier condensado en el fluido inyectado caerá bajo los efectos de la gravedad desde el inyector hacia el productor sin transferir su calor a las arenas.

Para iniciar la cámara de vapor, la circulación de vapor es llevada a cabo en cada pozo hasta por 3 meses o a veces un poco más para calentar la formación conductivamente entre los dos pozos. Después de que la temperatura del aceite entre los pozo es lo suficientemente elevada, el pozo inyector y el productor son cambiados al modo SAGD regular.

La eficiencia económica de la operación del SAGD es dictada por la utilización del gas natural, el tratamiento y la reutilización del agua utilizada. La actividad más costosa en el SAGD es la generación de vapor. A menudo, la eficiencia térmica se mide mediante el radio de acumulación de vapor/aceite (CSOR). En cuanto mayor sea el CSOR, mayor será el aprovechamiento del vapor, lo que significa que una mayor de gas es quemada por unidad de bitumen producida y, consecuentemente, el proceso es menos rentable. Por otro lado, mientras el CSOR sea menor, es menor la cantidad de gas quemado por unidad de bitumen producida por lo que resulta ser un proceso más rentable. La rentabilidad de los procesos SAGD es más sensible al CSOR que al gasto de producción de aceite, y mientras mayor sea el precio del gas, la determinación del

CSOR se vuelve más importante. La utilización de este tipo de procesos debe de ser evaluada debido a la cantidad de gas natural y agua que utilizan y así desarrollarse de manera sustentable.

4.5.4 Utilización de Sistemas Artificiales de Producción en el Campo Firebag

Las operaciones con SAGD presentan desafíos similares a aquellas con producciones convencionales: Incrementar la producción y la recuperación, disminuir costos de levantamiento y reducir emisiones alcanzando los objetivos mencionados. El rendimiento optimizado, la vida útil y la flexibilidad operacional de los sistemas de levantamiento artificial son cruciales para la reducción de costos de producción, presentando esto último el principal costo por unidad de producción para la operación y mantenimiento de pozos, equipo relacionado e instalaciones.

El costo del sistema artificial de producción es un componente clave de la factibilidad económica de los proyectos de los procesos SAGD. El desarrollo y la aplicación de la tecnología correcta permitirá a los pozos con SAGD ser producidos más tiempo y en condiciones más estables, y permitirá la reducción de las pérdidas de producción, así como el número de procesos costosos de intervención y reparación y la frecuencia de reemplazo de equipo.

Suncor, como los demás operadores con procesos SAGD, pronto se dio cuenta que la producción de pozos con SAGD en modo de flujo natural, los cuales involucran incrementos progresivos de inyección de vapor y presión no serían sustentables. Las posibles fugas de la cámara de vapor, mantener una alta presión en ella para que los fluidos producidos puedan ser llevados a superficie, se verían restringidos eventualmente por las capacidades máximas de generación e inyección de vapor en superficie. Por lo tanto, se generó la necesidad de buscar una tecnología de levantamiento artificial que pudiera ser instalada bajo las condiciones únicas de los pozos con SAGD. Inicialmente, se pensó que una bomba multifásica de alta temperatura podría ser utilizada para levantar fluidos extremadamente calientes y gaseosos característicos de los sistemas SAGD. Con esto en mente, Suncor trabajó para adaptar una bomba multifásica superficial para aplicaciones subsuperficiales.

La primera bomba multifásica fue instalada en el campo Firebag en Enero del 2005 después de casi dos años de cambio y ajustes ingenieriles a la bomba. Dos bombas de este tipo más fueron instaladas en Mayo y Diciembre del 2005. La conveniencia de esta tecnología y el bajo consumo de poder fueron probados, sin embargo los objetivos de tiempo de vida no fueron alcanzados.

Después de la opción de la bomba multifásica, la estrategia de levantamiento artificial del campo Firebag fue cambiada a los sistemas BEC. Se consideró que este tipo de bombas podrían ser utilizadas en ambientes de pozos con SAGD si el subenfriamiento (diferencia entre la temperatura local a lo largo de la línea de producción y la temperatura de saturación a la presión local) a la entrada de la bomba pudiera ser controlado y optimizado para que la cantidad de vapor fuera la menor posible.

Si el subenfriamiento es demasiado bajo, el vapor vivo es producido y la eficiencia energética del proceso disminuiría. Las irrupciones de vapor dentro del liner causará entonces fallas en él, habrá posible producción de arenas, así como la cavitación de la bomba si la presión de entrada disminuye más que la carga de succión neta positiva especificada de la bomba.

Con estas consideraciones en mente, el primer sistema BEC fue instalado en el campo Firebag en Junio del 2005. Desde entonces y hasta Julio del 2008, 21 pozos productores con SAGD han sido terminados con sistemas BEC. El comportamiento de la bomba ha sido satisfactorio, y el tiempo de vida de los equipos ha estado dentro de las expectativas y limitaciones de la tecnología actual.

4.5.5 Sistemas BEC en el campo Firebag

Los sistemas BEC son el método de levantamiento artificial preferido en el campo Firebag. Al menos un 80% de la producción de este campo se ha levantando con este método. El otro 20% es producido mediante flujo natural. Para este año al menos de 100 a 120 pozos se planearon para ser terminados con sistemas BEC para alcanzar el objetivo de producción in-situ de Suncor.

El primer sistema BEC instalado en el campo Firebag en Junio del 2005 fue desarrollado específicamente para operaciones con SAGD como se trató en el Capítulo 3 de este trabajo de tesis. Como resultado de una extensa investigación ingenieril, diseño y rigurosos análisis de calificación en un loop de pruebas de un pozo caliente, así como pruebas piloto exitosas, este sistema BEC posee una temperatura máxima de operación de 218 °C. Este sistema BEC ha sido utilizado en procesos SAGD desde el año 2003, con un tiempo de vida acumulado equivalente a 144 años de experiencia en operaciones de procesos SAGD.

Las características y comportamiento de las instalaciones de BEC en el campo Firebag se resumen en la siguiente tabla: (Tabla 4.8).

Sistemas BEC en Firebag	
Configuración típica del BEC	Bomba: J12000N
	Entrada: BFI & AGH
	Protector: Tipo SAGD
	Motor: 257 HP SAGD
	Cable: #4
	VSD: SWD 390 KVA
	Filtros Armónicos
Bombas Instaladas (Julio-2007)	21
Profundidad de Asentamiento	450 a 700 m (MD)
Temperatura de Fondo Máxima	205 °C
Temperatura de Operación Subenfriada	5 a 10 °C
Desviación a Profundidad de Asentamiento	Hasta 12°/30m
Inclinación de la Bomba a la Prof. Asentamiento	87 a 88°
Fallos en la Bomba (Reemplazos)	20
Tiempo de Vida Promedio	311 días
Tiempo de Vida Máximo	658 días
Tiempo de Vida Mínimo	29 días
Tiempo de Vida Acumulado	9, 443 días (26 años)

Tabla 4.8. Características de los Sistemas BEC en Firebag,

4.6 Experiencias usando una aplicación de BEC en la producción de aceite pesado en campos del este de Venezuela ³⁷

La estrategia de automatización de PDVSA para el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido en crudos extra pesados está inspirada en la realidad de las condiciones subsuperficiales y en las experiencias exitosas de aplicación de estos sistemas.

En general, la producción de aceite pesado y extra pesado requiere más energía y potencia de equipos que el aceite ligero debido a la viscosidad. Ese requerimiento adicional implica incrementos en costos operativos. Por eso, técnicas termales como la inyección de vapor han sido aplicadas exitosamente en SAPs tales como PCP y Bombeo Mecánico. En el BEC, las técnicas termales no podían ser usadas directamente porque se corría el riesgo de una falla en el motor por las condiciones de alta temperatura, por esto se empleaban técnicas "frías" para la reducción de la viscosidad en este tipo de instalaciones. Uno de los métodos fríos más exitosos es la técnica de inyección de un aceite diluyente que disminuirá la viscosidad del aceite a producir.

4.6.1 Técnica de inyección de un aceite diluyente para el BEC

Esta técnica, consiste en inyectar aceite con una alta densidad API (aceite ligero) para poder mezclarlo con el crudo con baja densidad API (aceite pesado) de la formación. El objetivo principal de esta técnica es el decremento de la viscosidad del aceite. Inicialmente, el aceite ligero es inyectado en la cabeza del pozo reduciendo la viscosidad en la línea de producción, una baja viscosidad en la línea de producción implica una reducción en la presión de la cabeza del pozo y en muchos casos incrementa el gasto del pozo.

Sin embargo, una nueva técnica ha sido desarrollada en campos del este de Venezuela, donde el aceite ligero es inyectado en el fondo del pozo permitiendo la reducción de la viscosidad y/o el incremento de la presión de entrada de la bomba. La inyección del aceite ligero puede ser hecha a través de tubería capilar desde la cabeza del pozo hasta el fondo del pozo o simplemente inyectarlo por el espacio anular.

Para poder diseñar y analizar una instalación de BEC con inyección de aceite ligero, un nuevo fluido debe ser tomado en cuenta (Ecuación 4.2):

$$Q_{total} = Q_{formación} + Q_{aceite\ ligero\ (diluyente)} \dots \dots \dots (4.2)$$

4.6.2 Plan de automatización

La automatización ha sido muy importante en los procesos de producción de aceite. Permite el monitoreo, supervisión, optimización y control de la producción para así reducir costos y maximizar la producción con respecto a una función objetivo. En la actualidad, la automatización no sólo consiste en instrumentación y medición sino también en optimización y control.

Una breve descripción del plan de automatización usado en varios de los pozos que operan con la técnica de inyección de aceite ligero se muestra:

1.- Instrumentación

Muchas variables son medidas en los pozos:

- Variables de la cabeza del pozo: temperatura, presión en la línea de producción, gasto de inyección de la línea de producción del aceite ligero, gasto de inyección del aceite ligero a la presión del fondo del pozo y de la línea del aceite ligero.
- Variables eléctricas: consumo de corriente del motor, voltaje.
- Variables del fondo del pozo: presión de entrada de la bomba, temperatura.

2.- Supervisión básica y control

Aquí se incluyen las variables de supervisión, usando telemetría convencional y sistemas, que incluyen manejo de alarma y ejecución de comandos remotos por ingenieros de producción y operadores. Adicionalmente, instrumentos tales como válvulas y accionadores son incluidos en el arreglo de automatización, lo cual permite dosificar y controlar la inyección de aceite ligero en ambas partes, cabeza del pozo y fondo del pozo.

3.- Control y Supervisión Avanzada.

Son herramientas de alta tecnología que permiten optimizar la producción de una manera integral. Esto es, todas las variables que son adquiridas son analizadas por un software que es revisado por un ingeniero de producción o un operador experto en el tema.

Básicamente, la supervisión y detección de situaciones anormales está basada en la trayectoria de un modelo que transforma los datos de campo en conocimiento y

resultados, generando un diagnóstico del proceso en tiempo real. Aunque se cuente con este software se necesita la experiencia de un ingeniero que haya trabajado con este software anteriormente.

El sistema de control permite el manejo de condiciones de: presencia de gas, cambios día/noche, altas presiones en la línea de producción, cambios en la frecuencia de operación y en la inyección del aceite ligero automáticamente en tiempo real.

En conclusión, el sistema de control optimiza el proceso de producción: gasto de producción, consumo del diluyente, consumo de energía y el punto de operación del equipo del BEC.

Variación 1: Inyección del diluyente por el espacio anular

Este tipo de inyección está recomendada en caso de contar con un crudo extra pesado, alta relación gas aceite y/o nivel bajo de fluido. Generalmente la inyección por el espacio anular es aplicada cuando el equipo ya está operando. El objetivo principal es mejorar las condiciones operacionales subsuperficiales a través del incremento del nivel del fluido.

Existen muchos efectos positivos en el incremento del nivel de fluido, los más importantes son:

- Mejoramiento del status operacional de la bomba.
- Reduce la presencia de gas en la bomba, debido al incremento de la presión de entrada de la bomba.

Una bomba puede operar por debajo de la carga debido a un mal diseño, daño del yacimiento o declinación. Las bombas operando por debajo de la carga son casos típicos en donde se aplica esta técnica porque al diluyente en el espacio anular incrementa la producción total del fluido, mejoramiento del sistema BEC y el incremento de la vida del equipo.

La vida de la instalación de BEC ha sido aumentada a 36 meses en pozos localizados en campos del este de Venezuela.

En la Tabla 4.9 se muestra una relación de los pozos con su tiempo continuo de operación antes de fallar.

Pozos	Días de uso continuo antes de fallar
MFB-444	1151
MFB-447	+1376
MFB-449	+1075
MFB-450	744
MFB-431	1277
MFB-373	1912
MFB-546	+1026
MFB-418	1018
MFB-473	755

Tabla 4.9. Pozos operantes en los campos Bare con inyección de diluyente en el espacio anular. (+, en el momento de la toma de datos, 2001, estos equipos se encontraban aún en operación).

Variación 2: Inyección de diluyente por tubería capilar

Esta técnica está basada en la inyección de diluyente por una pequeña tubería (3/4") llamada capilar, la cual está unida al cable de potencia que va de la cabeza del pozo al fondo del pozo debajo de la entrada de la bomba. Esta técnica es recomendada en caso de aceite pesado o extra pesado. La viscosidad del fluido es fuertemente reducida por la inyección de un gasto adecuado de diluyente debajo de la entrada de la bomba. Si el sistema opera con una viscosidad más baja, el tamaño del equipo y los requerimientos de potencia son fuertemente reducidos. La inyección del diluyente por la tubería capilar debe ser tomada en cuenta en el momento del diseño, es decir antes de que el equipo sea instalado. Cuando se reduce la viscosidad, factores de corrección más bajos pueden ser usados para el diseño del BEC. Como consecuencia de esto se requieren equipos más pequeños y más económicos.

Por ejemplo, en los campos Bare el motor y la bomba fueron reducidos 40% y 25%, respectivamente, incrementando el volumen de fluido 40% usando diluyente. Gracias a esto los precios se redujeron drásticamente. La vida útil del equipo se incrementa, debido a la baja presencia de gas en la bomba y existe un menor daño debido a la menor viscosidad del fluido.

En la Tabla 4.10 se muestran los días de los equipos operando bajo esta situación:

Pozos	Días de uso continuo antes de fallar
MFB-459	903
MFB-456	689
MFB-507	894
MFB-375	+1020
MFB-484	46 (Arenas)
MFB-446	62 (Arenas)
MFB-502	791

Tabla 4.10. Pozos operantes en los campos Bare con inyección de diluyente mediante tubería capilar. (+, en el momento de la toma de datos, 2001, estos equipos se encontraban aún en operación).

Variación 3: Inyección por tubería capilar en pozos estimulados con vapor

Ya que el equipo BEC no puede operar a altas temperaturas, normalmente la inyección de vapor en pozos con BEC está prohibida. Sin embargo, buenos resultados se pueden obtener combinando la inyección de vapor con la inyección de diluyente.

El procedimiento general es el siguiente:

1. Se inyecta vapor por unos días
2. El pozo debe estar inactivo por unos días
3. El sistema BEC debe ser instalado
4. Inyección de diluyente por el espacio anular debe ser hecha, sirve también para disminuir la temperatura.

Este procedimiento permite incrementar la producción y la vida útil del equipo. El pozo MFB-418 fue estimulado exitosamente usando la técnica que se describió anteriormente y en la Tabla 4.11, mostrada a continuación se pueden observar las condiciones de operación de la estimulación al pozo.

Datos de Operación de la Estimulación Pozo MFB-418	
Producción Inicial (BPD)	250
Presión de Inyección de Vapor (LPC)	700
Temperatura de Inyección de Vapor (°F)	550
Calidad del Vapor (%)	80
Volumen Total de Inyección (TON)	5000
Tiempo de Inyección de Vapor (días)	10
Tiempo de Inactividad (días)	7
Temperatura de Fondo Antes de la Inyección (°F)	500
Gasto de Inyección de Diluyente (BPD)	300
Gasto de Producción Final (BPD)	750
Vida del Equipo (meses)	30

Tabla 4.11. Datos de Operación del Pozo MFB-418, combinando la inyección de vapor y diluyente.

4.7 Otter: Una unión submarina del pozo con la plataforma de 21 km de distancia y usando BEC dual²⁴

El campo Otter en el norte del mar del norte ha sido desarrollado con 3 pozos de producción submarinos, cada uno equipado con un BEC dual. El BEC dual fue elegido debido a que incrementa el rango de manejo de producción que dará el pozo y minimiza los costos operacionales asociados con las reparaciones. El campo está localizado a 21 km de la plataforma que recibe el hidrocarburo, haciendo así de este desarrollo la infraestructura submarina más larga utilizando terminaciones con BEC hasta la fecha.

El campo Otter se observa en la Figura 4.12, este es operado por Total E&P UK, la cual es un conjunto de Dana Petroleum (E&P), Esso E&P UK y Shell UK. El campo fue descubierto en 1978 por Phillips Petroleum, sin embargo, había permanecido sin desarrollar hasta el 2002 debido al tamaño limitado del descubrimiento y a los retos tecnológicos. La operación del campo se realizó por Fina Exploration en 1997, y el interés en desarrollar el campo se renovó. Se perforó un pozo exploratorio para probar reservas y los resultados fueron alentadores y se lanzó un estudio de desarrollo. En el 2000 se hizo otro pozo de estudio para confirmar la extensión del campo antes de ejecutar el proyecto de desarrollo.

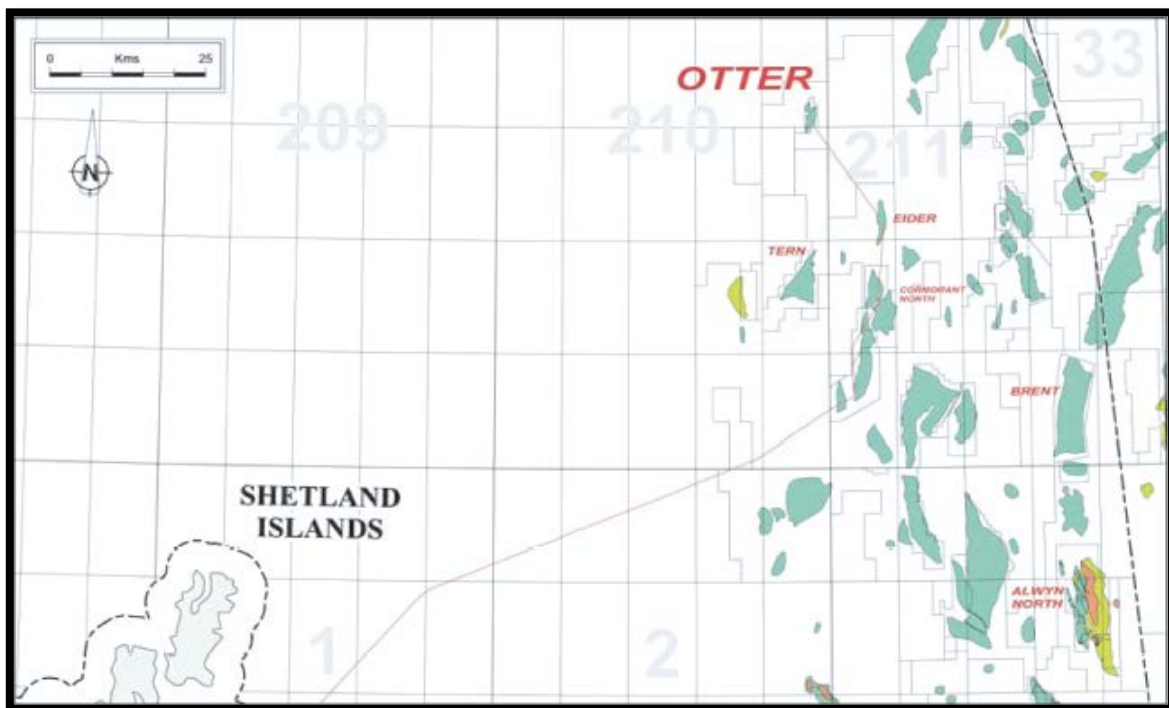


Figura 4.12 Localización del campo Otter.

Las reservas en el campo Otter son encontradas en compartimientos fracturados en la secuencia Brent del Jurásico medio, con la cima del yacimiento a 2000 m debajo del nivel del mar. El yacimiento tiene buena porosidad y excelente permeabilidad, con pozos horizontales capaces de producir alrededor de 15 a 20000 bpd. El fluido del yacimiento era bajo saturado en las condiciones iniciales, con una RGA de 450 pie³/bl y contenía bajos niveles (menor a .3mol%) de dióxido de carbono y rastros de ácido sulfhídrico. El yacimiento tenía una presión inicial de 62 bares (aprox. 900 psi) por encima del punto de burbuja. Los pozos fluían durante la etapa inicial de la producción pero requerían sistemas artificiales una vez que el corte de agua se incrementaba o cuando la presión decaía.

4.7.1 Estrategia de desarrollo

El desarrollo consistió en 3 pozos productores, cada uno equipado con un BEC dual, y dos pozos de inyección de agua para proveer soporte a la presión. El equipo submarino comprende una plantilla de perforación combinada de 4 ranuras con un manifold de producción integral, los cuales fueron instalados antes de que las operaciones de perforación comenzaran. La profundidad del agua en la localización de las plantillas es de 184 m. Un pozo satélite (pozo 210/15a-5, localizado a 35 m de la instalación principal) se encuentra unido a la plantilla como un pozo inyector de agua.

El manifold se encuentra unido a la plataforma Eider, operada por Shell UK, a una distancia de 21 km. La plataforma recibe la producción de Otter por una tubería de 10 pg. y manda agua de inyección al manifold por medio de una tubería de 10 pg. Las líneas están unidas al manifold de manera que sea posible realizar corridas de diablo. Eider también provee control y monitoreo del manifold y las funciones del pozo por medio de un umbilical y provee poder al BEC por medio de 3 cables submarinos. Una representación esquemática del desarrollo se muestra en la Figura 4.13.

4.7.2 Calendario de Desarrollo (Tiempo de desarrollo)

El desarrollo de Otter fue autorizado en Diciembre de 1999 y los contratos se realizaron en los meses siguientes. La plantilla, manifold y las estructuras protectoras fueron instaladas en Octubre del 2000. Las tuberías de transporte fueron instaladas y conectadas cuando se terminó la instalación a finales del 2001. Las operaciones de perforación comenzaron en Junio del 2002 con la plataforma *Transocean John Shaw*. La producción del primer pozo empezó en Octubre del 2002, continuando con las operaciones de perforación y terminación de los siguientes pozos mientras que ya se

tenía producción en la plantilla. Las operaciones de perforación terminaron en Mayo del 2003.

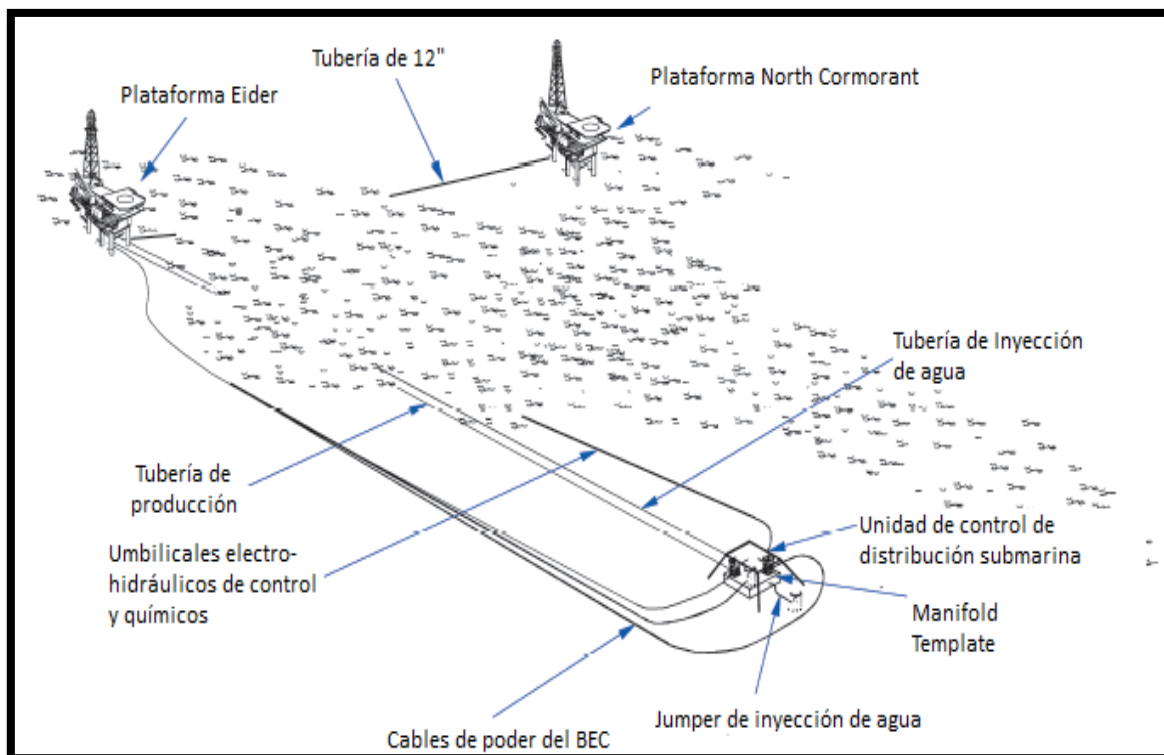


Figura 4.13 Distribución del equipo submarino en el campo Otter.

4.7.3 BEC dual

Un sistema BEC dual usa dos bombas, trabajando una en servicio y otra en espera, respectivamente. Los sistemas de las bombas son totalmente independientes, y cada una cuenta con todos los componentes del BEC, es decir, en el pozo se encuentran dos sistemas completos de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (dos motores, dos bombas, dos protectores, etcétera). La configuración dual fue desarrollada para reducir la frecuencia de las reparaciones y para usarse en áreas donde los costos de las reparaciones son altos (instalaciones costa afuera) y la vida útil de las bombas son cortas. Antes de la aplicación en el campo Otter, los sistemas de BEC duales nunca se habían instalado en instalaciones costa afuera. Anteriormente se habían realizado análisis de las fallas en el BEC, en donde se encontró que el uso de un BEC dual traía ventajas significativas al pozo.

Uno de los principales retos en implementar un sistema de BEC dual en un pozo submarino era pasar dos cables de poder a través del árbol submarino y el cambio de poder de la bomba primaria a la bomba secundaria. Este reto pudo ser superado modificando un poco las tecnologías existentes.

4.7.4 Árbol Submarino

El árbol seleccionado es horizontal, para asegurar barreras de presión suficientes entre la corriente de los fluidos del pozo y el medio ambiente, un tapón externo fue usado, reemplazando el tapón de corona superior. El colgador de la tubería fue diseñado para permitir el paso de los conectores eléctricos duales, los cuales transmiten el poder eléctrico del tapón superior del árbol a los cables dentro del pozo.

Interruptor del cambio de alimentación eléctrica. Fue diseñado especialmente para esta configuración, el interruptor eléctrico está integrado en el ensamblaje del tapón superior del árbol. Se puede seleccionar la bomba superior o inferior por medio del sistema de control electrohidráulico. Este interruptor usa tecnología de conectores eléctricos mojados, que requieren que la línea sea aislada y descargada antes de la activación a la posición alternativa.

4.7.5 Diseño del pozo de producción

TR de producción. Una TR de 10 ¾ pg. fue seleccionada para proveer suficiente espacio para la bomba combinada y la herramienta Y. La TR de 10 ¾ fue corrida en un agujero de 13 ½ pg. El control direccional en esta fase fue crítico debido a un dogleg, se requirió una sección desviada de al menos 150m de largo para la instalación del motor y la bomba para minimizar el esfuerzo en estos componentes rotatorios. La inclinación en la sección desviada fue limitada a 55° para asegurar que los tapones de aislamiento pudieran ser corridos y jalados con línea de acero, si era necesario. La TR de producción fue posicionada en la cima del yacimiento Brent para evitar los problemas de estabilidad de la lutita cuando se perforara la sección horizontal en el yacimiento con un fluido de perforación de baja densidad. La inclinación en la zapata de la tubería de 10 ¾ pg. se encuentra en el orden de los 85° para minimizar el trabajo direccional requerido en el yacimiento.

Tubería de Producción. Diámetro externo de 5 ½ pg., 20 lb/m, instalada sobre el empacador. Debajo del empacador se utilizó una combinación de TP de 4 ½ pg. de diámetro externo con una TP de 3 ½ pg. de diámetro externo para el bypass. Todas las tuberías de producción son de clase Premium, con sellos metal con metal.

Intervalo de producción. La sección del yacimiento fue perforada dejando un agujero de 8 ½ pg. y completada con una tubería ranurada de 5 ½ pg. La tubería fue diseñada para ser usada ya sea en una configuración con empacamiento de grava o sin empacamiento de grava. No se necesita empacamiento de grava en ninguno de los 3 pozos perforados.

4.7.6 Diseño de Terminación

La terminación fue separada en dos secciones: la inferior y la superior. La terminación inferior permite el aislamiento del agujero superior de la sección del yacimiento en agujero descubierto, evitando así la necesidad de matar la sección horizontal en caso de intervención en el pozo (reparación). También añade una barrera sobre el yacimiento descubierto mientras que se completa la terminación superior, la cual contiene el empacador y los ensamblajes del BEC dual.

Terminación inferior. Consiste en un empacador con un niple en el fondo que permite colocar o jalar un tapón con línea de acero a través de la terminación superior. El niple fue localizado en el fondo de la sección desviada del pozo, con una inclinación máxima de 55°. La cola de la tubería se instaló en la cima del ensamblaje del empacamiento de grava (donde podría haber) para dar continuidad mecánica para las intervenciones con TF. El ensamblaje fue corrido en salmuera usando una herramienta de instalación de tubería de perforación con el tapón de línea de acero instalado en el niple. Una vez que la terminación superior fue corrida y el colgador de la tubería aterrizado, el tapón fue recuperado con una línea de acero a través del bypass de la TP.

Terminación superior. Incluye el sistema de BEC dual, empacador de producción, válvula de seguridad del pozo y el colgador de la tubería. El ensamblaje superior fue unido a la terminación inferior para asegurar el acceso mecánico entre los dos aparejos. Los elementos de la terminación superior se muestran a continuación:

Ensamblajes de las bombas superior e inferior: el diseño de estos ensamblajes incluye herramientas Y para permitir la producción con la bomba superior o inferior. Cada sistema totalmente independiente, con un juego completo de instrumentación para monitorear las condiciones del pozo y del motor, incluyendo el flujo. La transmisión de los datos a la superficie es vía los cables de poder usados en el BEC.

Empacador de producción. El empacador fue especialmente diseñado para el proyecto Otter y usa un mecanismo hidráulico para instalar y desinstalarlo. Esto fue

necesario debido a las cargas impuestas en el empacador durante las operaciones, las cuales desinstalarían los sistemas más comunes de agarre de los empacadores. El mandril del empacador es una barra sólida que contiene un agujero de producción excéntrico, dos conductos para inyección de químicos y dos penetraciones para los cables de poder.

Un empacador prototipo fue sujeto a un análisis completo, incluyendo el ISO13410-2 V3 con las cargas anticipadas y la función del sistema de liberación.

Manga deslizante. Esta manga permite la producción por medio de la comunicación del espacio anular con la TP para asegurar la ecualización total de la presión a través de los elementos del empacador recuperable antes de activar el mecanismo de liberación del empacador. Desplegada en una posición cerrada, el dispositivo es activado solo antes de liberar el empacador recuperable.

Válvula de seguridad del pozo. La válvula recuperable de la TP se sitúa a 100m debajo del lecho marino. La operación es hidráulica a través de una línea de control de ¼ pg. unida al sistema de control del árbol submarino.

Debido al espacio limitado disponible en el colgador de la tubería horizontal, no es posible unir los conectores eléctricos directamente sobre los cables del fondo del pozo o para alimentar a través de los ensamblajes desde el fondo hasta el colgador de la tubería. En lugar de esto, las perforaciones y conectores eléctricos son suministrados hasta que se unen a una pequeña sección de cable eléctrico (llamados colas de cerdo, pigtails), y los ensamblajes son alimentados desde la cima del colgador de la tubería. Las colas de cerdo deben ser empalmadas a los cables eléctricos en el piso de la plataforma. El ajuste submarino fue especialmente diseñado para permitir empalme horizontal del cable.

4.7.7 Abrazaderas y protección del cable

Abrazaderas cruzadas para el cable especialmente diseñadas para operaciones submarinas son usadas. Bisagras reforzadas y ensamblajes de bloqueo reducen los riesgos del daño causado por el movimiento de la plataforma. No se usan uniones intermedias o bandas metálicas. Todos los componentes en la terminación fueron diseñados con protectores integrales excéntricos para prevenir el daño a los cables eléctricos y para controlar las líneas durante su desplegado.

4.7.8 Líneas de inyección de químicos

Líneas dobles de inyección de químicos de $3/8$ pg. son usadas para permitir la inyección continua de inhibidor de corrosión. Estas líneas son terminadas con válvulas de inyección de químicos duales.

4.7.9 Diseño del ensamblaje del BEC dual

Parámetros de diseño. El diseño del sistema de BEC dual estuvo basado en los siguientes criterios.

Diseño del sistema BEC individual. El propósito fue diseñar un sistema de bombeo con la flexibilidad operacional suficiente para permitir un tipo de equipo individual para ser usado para los 3 pozos productores. Esto simplificó la obtención del equipo inicial y dio flexibilidad operacional.

Gasto de flujo. El sistema fue requerido para producir gastos entre los 6200 y los 22000 bpd.

Presión. El sistema BEC fue desarrollado para resistir al menos 76 bares para asegurar la entrega del fluido en las instalaciones de la plataforma de producción.

Presión a la entrada de la bomba. La presión debe ser mantenida arriba de 145 bares para evitar el desprendimiento de gas libre en la bomba y la formación de sólidos debajo de la bomba.

Flexibilidad operacional. El sistema seleccionado debía tener suficiente rango operacional para acomodarse a la productividad predicha del pozo y a los cortes de agua, por un periodo de 10 años.

Sistema BEC. El BEC seleccionado permite una producción entre los 4500 bpd y 22000 bpd para el rango de cortes de agua y productividades, está diseñado para operar a una frecuencia variable de entre 40 y 70 Hz. El uso de diferentes frecuencias y estranguladores introduce dos variables, permitiendo más flexibilidad para los gastos de producción. El sistema de BEC dual que se observa en la Figura 3.2 fue seleccionado para cada uno de los pozos de producción.

Diseño de la bomba. La bomba seleccionada fue de 20000 bpd, 5.62 pg. de diámetro externo, capaz de entregar 22000 bpd a un 0% de corte de agua. Tiene una construcción tándem, incorporando en total 55 etapas.

Diseño de la etapa. Debido a la posible producción de sólidos finos, se reforzaron con protección adicional. Se usaron cojinetes de carburo de tungsteno con revestimiento del mismo material añadido a superficies de pequeñas tolerancias y flujos.

Motor. Para potenciar la bomba, se usó un motor eléctrico de 684 Hp a 60Hz de 5 ½ pg. de diámetro externo en tándem.

Sección sello. Se usó un protector en tándem, con cojinetes de empuje que resisten altas cargas para protección adicional del motor.

Metalurgia. Los materiales fueron seleccionados de manera que se maximizara la resistencia a la corrosión para ser consistente con el resto del equipo del pozo. Los datos de los fluidos producidos no sugieren la presencia o el potencial de agentes corrosivos, pero aun así se tomaron medidas preventivas.

BEC superior. El BEC superior es similar al inferior; sin embargo, la sección de la bomba fue modificada para tener 68 etapas en dos carcasas diferentes. El mayor número de etapas se debe a la posibilidad de un mayor requerimiento de presión a la salida de la bomba mientras el corte de agua aumenta al paso de la vida del campo, para así mantener los niveles requeridos del fluido de producción.

Bypass. Ambos BECs fueron equipados con una herramienta “Y” que funciona como un bypass. Esta configuración permite un periodo de libre flujo, con un flujo mínimo pasando por las bombas, además de proveer sellos automáticos al bypass de la TP una vez que el BEC sea puesto en operación. Este arreglo evita la necesidad de la intervención con línea de acero para cambiar de operación las bombas, lo cual no es económico en instalaciones costa afuera. Se utilizó una tubería con 3 ½ pg. de diámetro externo.

Espaciamiento del cable. Tal y como pasa en cualquier instalación costa afuera, existen requerimientos estrictos de las barreras del pozo, de este modo se ilustra la necesidad del empacador antes mencionado. El correcto espaciamiento de la extensión de cable al motor (MLE) es de importancia crítica para la instalación del BEC dual, para evitar la necesidad de un empalme de cable debajo del empacador.

La terminación de BEC dual en el campo Otter tiene un dispositivo rotatorio adicional debajo del empacador para tensar el cable en el área de la extensión.

4.7.10 Sistema de cableado fuera y dentro del pozo

Sistema de cableado fuera del pozo. Se muestra a continuación:

Cable submarino. El cable submarino es de 21.6 km x 150 mm² con 50-m x 50-mm² de cola para facilitar el manejo por los buzos. Este cable se encuentra doblemente reforzado y los tres cables son instalados en una sola zanja para prevenir daños. El cable submarino es unido a un conector mojado de 8-kV.

Cableado de la cabeza del pozo. El cable submarino se une al árbol submarino por medio de un cable que fue instalado en la plantilla antes de la instalación completa y la conexión de 8-kV fue instalada por buzos. Todos los demás conectores tienen un diseño de 5-kV que pueden ser manipulados por ROV después de la instalación del árbol submarino.

Cableado dentro del pozo. El cable seleccionado se muestra a continuación:

MLE. Se usó un AWG (American Wire Gauge) #4 con funda de protección para altas temperaturas.

Cable de poder principal. El cable de poder es un AWG #1, terpolímero de etileno-propileno-dieno con barrera de protección.

4.7.11 Sistema de monitoreo del fondo del pozo

Debido al valor probado del monitoreo en tiempo real, ambas bombas se encuentran equipadas con un sistema que permite la adquisición y transmisión de varios parámetros claves. Estos parámetros son: gasto en el fondo del pozo, presión de descarga de la bomba, presión y temperatura en la entrada de la bomba, vibración, temperatura del motor y pérdidas de corriente. La transmisión de los datos ocurre a través del cable de poder principal, mitigando así la necesidad de un cable adicional y agujeros a través del colgador de la TP. Una conexión serial une el paquete de comunicación en el variador de frecuencia (VSD) al sistema de control distribuido en la plataforma (DCS). El DCS es unido al sistema de monitores en tiempo real de Shell (RTMS), el cual provee los datos a tierra en las oficinas de los operadores y de los contratistas por medio de una conexión de alta velocidad.

Descripción general del sistema de monitoreo en la plataforma. Se instalaron 3 módulos en la plataforma, cada uno contiene un VSD y sistemas auxiliares, incluyendo calefacción, ventilación y aire acondicionado, alumbramiento y un módulo de distribución de poder y comunicación para los sistemas de monitoreo en el agujero. Estos módulos fueron completamente manufacturados en tierra antes de enviarse a la plataforma. Cada módulo y VSD controla un BEC dual, con poder del interruptor de alto voltaje que suministra directamente a cada VSD.

4.7.12 Sistema de control del BEC

El sistema es controlado a distancia a través del DCS de la plataforma o manualmente controlado desde el tablero de control del VSD. Todas las funciones de control están directamente conectadas.

4.7.1 Desempeño del BEC

En agosto del 2003, el primer BEC fue encendido para balancear la extracción del yacimiento. Las bombas en el segundo y tercer pozo fueron activadas ese mismo año pero meses después para optimizar la producción. Con los BEC operando en los 3 pozos, la producción del campo aumentó en 32000 bpd.

Al final del 2003, se tenía una operación exitosa en las bombas primarias, las cuales se encontraban en funcionamiento en los 3 pozos. Las bombas secundarias se intercalaban en funcionar para evitar un daño por periodos en espera largos.

4.8 Un nuevo descubrimiento para el bombeo submarino- Un módulo de bombeo en el lecho marino ^{25,38,39}

En algunos escenarios en campos costa afuera, los sistemas artificiales por medio del bombeo son potencialmente más productivos que la aplicación de bombeo neumático. Sin embargo, los sistemas de bombeo requieren una inversión alta inicial y la confiabilidad a largo plazo está sujeta aún a mejoras de la industria. Además, las implicaciones del flujo de dinero son significantes durante cualquier periodo del alto de la producción y de las reparaciones que se necesitan debido a la falla de la bomba. Todo esto puede ser minimizado con el BEC, el cual permite un bypass de producción y poder sacar la bomba sin tener que remover el árbol submarino y el aparejo de terminación del pozo. Se instaló un BEC con esta funcionalidad a una profundidad de 1400m en la fase 1 del desarrollo del campo Jubarte, en instalaciones costa afuera en Brasil, en el 2005.

PETROBRAS es uno de los pioneros en el BEC en aplicaciones costa afuera. Los recientes descubrimientos de aceite pesado en aguas profundas y la necesidad de producir aceite de campos marginales han formado al BEC como una de las alternativas más atractivas en los planes de desarrollo de los campos de PETROBRAS. En la producción de algunos de los campos de aceite en regiones costa afuera, los sistemas artificiales que usan métodos de bombeo son potencialmente más productivos que la aplicación de BN. En la Figura 4.14 se muestra una comparación entre el BEC y el BN para un escenario costa afuera con un aceite de 17° API, en el campo Jubarte.

En el 2001, PETROBRAS comenzó a investigar alternativas para minimizar la pérdida de producción y los altos costos en las reparaciones asociados con las fallas del BEC. Para mantener la producción mientras que se espera la disponibilidad de la plataforma de reparación, se propuso una solución la cual fue un sistema BN de respaldo. Para reducir el tiempo de intervención y los costos se propuso instalar el BEC fuera del pozo, lo cual haría que la instalación y la recuperación del equipo fueran más fáciles; en este caso, un bypass permitiría que se pudiera producir por medio del BN.

Las bombas instaladas externas son usualmente integradas en módulos y estructuras, para facilitar la instalación y el manejo. Estos módulos de bombeo pueden ser instalados íntegramente a la PAB, en una base estructural o dentro de un agujero somero.

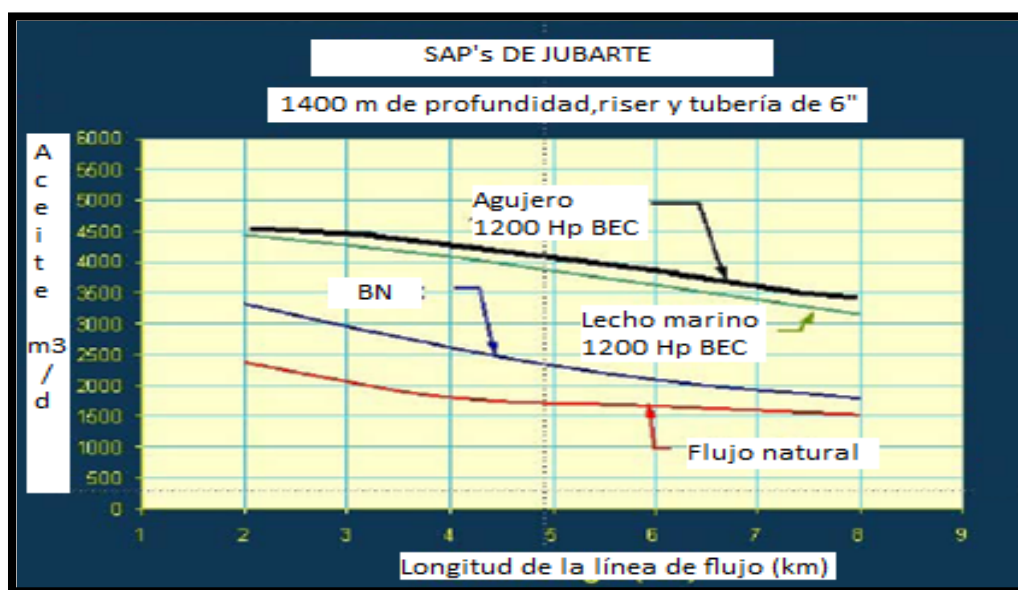


Figura 4.14 Comparación entre el BEC y BN en el campo Jubarte.

En la Tabla 4.12.a se muestran los detalles de las fases de desarrollo del campo Jubarte.

Campo Jubarte	Fase piloto	Fase 1	Fase 2
Pozos producción	1	4	15
Pozos inyectores	0	0	7
Control de arena	Empacamiento de grava	Empacamiento de grava	Empacamiento de grava
SAP principal	BEC	Dos pozos con BEC y Dos pozos con BN	BEC
SAP de respaldo	Módulo en el lecho marino	BN (2 pozos)	BN (capacidad de 5ª 10 pozos)
Configuración BEC	Dentro del riser sobre el PAB	Módulo en el lecho marino (1 pozo), BEC en el pozo (1 pozo)	Módulo en el lecho marino optimizado
Tiempo de producción	2002-2005	2005-2009	2009-2030
Unidad de producción	FPSO	FPSO anclado	FPSO anclado
Barriles de producción	20000	60000	180000
Sistema de exportación de aceite	Descarga	Descarga	Descarga
Sistema de exportación de gas	No	No	Tubería de gas

Tabla 4.12 Fases de desarrollo del campo Jubarte.

En esta tesis se mostrará la aplicación del BEC en un módulo en el lecho marino que se realizó en la fase 1 del desarrollo del campo Jubarte.

4.8.1 Descripción general de la Fase 1

En la fase 1, 4 pozos horizontales producen hacia el FPSO *Juscelino Kubitschek* (P-34). Esta fase de producción no contempla la inyección de agua en el yacimiento. El P-34 es anclado en la locación definitiva (Figura 4.15) con todos los pozos conectados con él.



Figura 4.15 FPSO P-34 anclado en la locación.

Características del yacimiento

Las areniscas en el campo Jubarte están caracterizadas por los altos valores de porosidad y permeabilidad. La porosidad y la permeabilidad horizontal alcanzan valores de 23% y 1200 mD, respectivamente. La viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento es de 14 cp. y la temperatura del yacimiento es de 76°C. Tales características garantizaron un alto índice de productividad para el pozo que produjo en la etapa piloto, y para todos los pozos en la fase 1. La presión estática inicial extrapolada fue de 289.9 kgf/cm². Después de un año de producción en la fase piloto, el valor de la presión no experimentó una alteración significativa. La presión de burbuja del fluido determinada en el laboratorio es de 187 kgf/cm².

Características del fluido

Las propiedades del aceite, agua de formación y gas son mostradas en la Tabla 4.13, Tabla 4.14, Tabla 4.15, respectivamente. El fluido de Jubarte puede ser considerado como aceite pesado y presenta baja relación gas-aceite.

Parámetro	Valor
Grados API	17.19°
RGOF	45.97m ³ /m ³
Viscosidad (aceite muerto)	357 cp. @ 50°C 1411 cp. @ 30°C
Agua/emulsión de aceite	60%
Temperatura de aparición de ceras	15.2°C
Precipitación de asfaltenos	Muy constante (mayor a 2ml)
Tendencia de bloqueo de hidratos	Sin tendencia
Formación de espuma	Severa

Tabla 4.13 Características del aceite de Jubarte.

Parámetro	Valor
Densidad	1.1056 (adim)
Salinidad	159727 mg/l
PH	5.8

Tabla 4.14 Propiedades del agua de formación.

Parámetro	Valor
Densidad	.6638 (adim)

Tabla 4.15 Propiedades del gas.

Ingeniería del pozo. En la fase 1, los pozos de producción fueron hechos por una TP de 7" (26 lb/ft, 6.276" de diámetro interno). Distancias horizontales largas, de alrededor de 1000m, para poder tener altos índices de productividad. El control de arenas fue realizado usando agujero descubierto con un empacamiento de grava. Esta tecnología resultó ser útil en la fase piloto.

PETROBRAS trabajó junto con compañías de servicios para diseñar y construir un prototipo el cuál será instalado en un pozo auxiliar en el campo Jubarte, localizado en la región marina de Brasil a una profundidad de 1400m. Fue diseñado para trabajar con un BEC de 30m. El pozo auxiliar será localizado a 200m de distancia del pozo

productor, como se muestra en la Figura 4.16, esta distancia fue adoptada tomando en cuenta aspectos de seguridad.

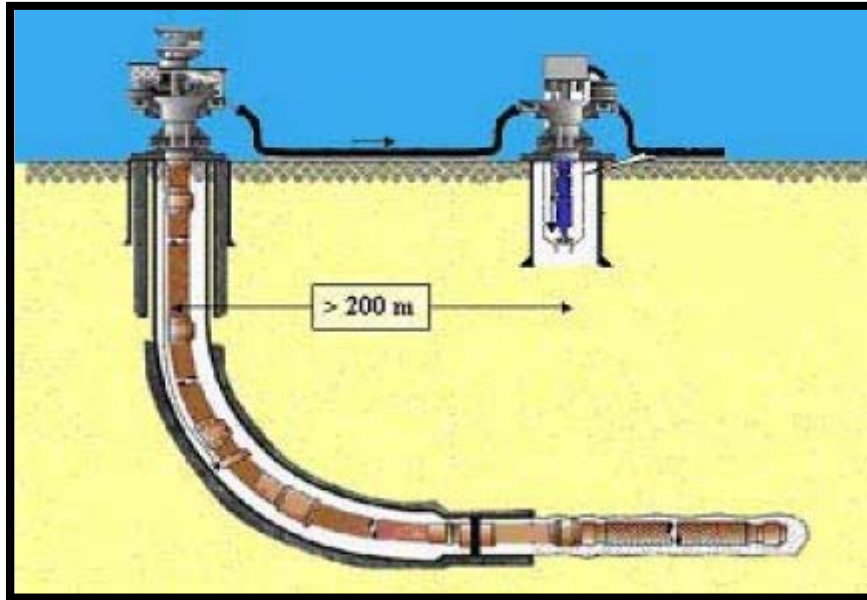


Figura 4.16 Distanciamiento entre el pozo productor y el módulo de bombeo en el lecho marino.

El reto principal fue el diseño para la recuperación y la instalación del módulo con el BEC de 30m de largo sin remover la TP del pozo productor. El sistema fue diseñado de manera que será posible efectuar esta operación por cable, sin necesidad de una plataforma, usando un buque, como se muestra en la Figura 4.17.

En el campo Jubarte se analizaron 4 pozos en los que podrán operar con BN , pero sólo en dos se podrán producir también con BEC, en estos dos pozos el BN será un sistema de respaldo para el BEC. En el pozo JUB-6, la bomba está localizada dentro del pozo productor, en el JUB-2, el módulo de bombeo está instalado dentro de un agujero somero en el lecho marino. Ambas bombas son de alrededor de 1200 Hp y motores de 4.5 KV serán utilizados para potenciarlas. En la fase 2 de Jubarte, PETROBRAS inyectó agua para mantener la presión del yacimiento; esto ya se consideraba antes de instalar los sistemas BEC. Un estudio económico mostró que mientras que el agua se incrementara en la producción el método de BEC sería más apropiado. Esa fue la razón por la cual se instalaron bombas electrocentrífugas en el campo Jubarte.

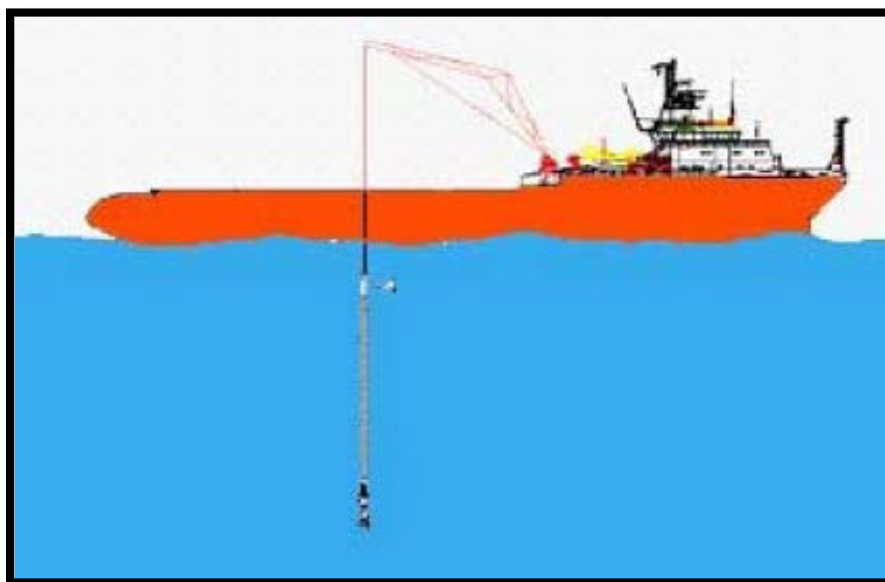


Figura 4.17 Uso de un buque para remover el BEC del módulo de bombeo.

El propósito de este prototipo era probar la confiabilidad de esta nueva tecnología, para proveer una alternativa para el BN para el uso en las siguientes fases de producción del campo Jubarte, así como en otros campos. Un nuevo sistema de umbilical (Figura 4.18) se desarrolló para ser utilizado en esta aplicación, se integró el cable de poder y las funciones electro-hidráulicas, para reducir a un viaje de despliegue del equipo. Este nuevo cable se usó en el JUB-2 y JUB-6. El cable eléctrico tiene una sección de 240 mm², clase 12/20 KV (operación a 4.16 KV @178 A) y está diseñado para los altos requerimientos de poder de la bomba.

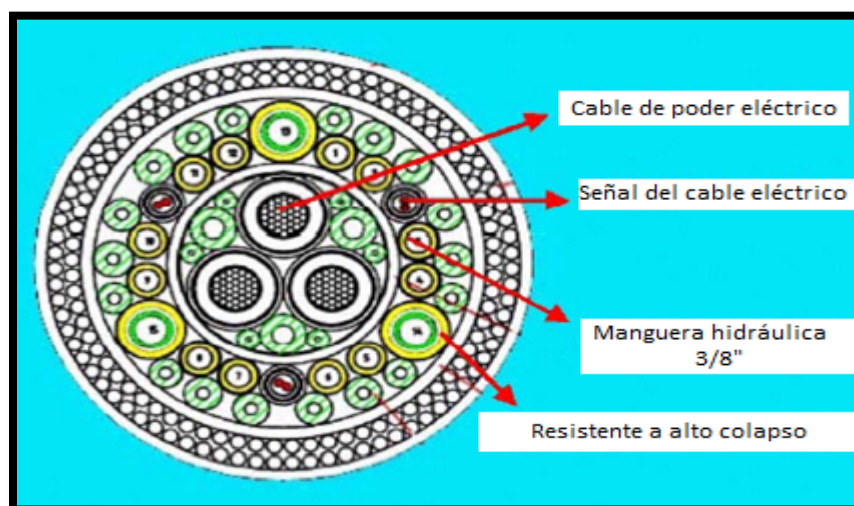


Figura 4.18 Umbilical desarrollado para esta aplicación.

Todos los sistemas eléctricos, incluyendo el VSD están dimensionados a 2000 Hp.

El prototipo del BEC en el lecho marino

Para instalar el módulo de bombeo, un agujero somero se acondicionó con 37m de profundidad. El agujero tiene una TR de baja presión de 30" de diámetro. Una base de bombeo (PAB) se instaló en la cima del agujero y el módulo de bombeo se instaló en el PAB, haciendo de soporte para el sistema, como se muestra en la Figura 4.19.



Figura 4.19 Soporte para el sistema del BEC.

El módulo de bombeo se diseñó para la instalación y la recuperación por cable. El poder eléctrico requerido es de 1200 Hp, 4500 V, a una profundidad de 1400m. Para reducir riesgos, una plataforma con una tubería de perforación se usó para ejecutar la primera instalación. La unión del PAB y el módulo se efectuaron en la superficie y después se desplegaron simultáneamente en el lecho marino, reduciendo el tiempo de uso de la plataforma. La recuperación y reinstalación del módulo de bombeo es posible sin la necesidad de matar el pozo de producción, es por esto que no fue necesario desplegar un riser de perforación o un preventor.



CAPÍTULO 5

“ANÁLISIS DE RESULTADOS”

5.1 Introducción

Los planes de desarrollo de diversos proyectos en aguas profundas involucran la utilización de sistemas de levantamiento artificial de BEC. Sin embargo, la percepción en la industria es que la vida útil promedio de este tipo de sistemas en la actualidad es mucho más corta que lo que se necesita para implementarse en proyectos a gran escala, debido a que los costos de intervención en este tipo de proyectos pueden ser demasiado altos, basándonos en el hecho de que una intervención en este tipo de proyectos en los Estados Unidos varía entre 50 y 75 millones de dólares (Alhanati y Trevisan, OTC-23341, 2012). Por esto fue y sigue siendo necesario mejorar la confiabilidad de este tipo de sistemas por medio de nuevos desarrollos tecnológicos en ellos.

La utilización del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido ha aumentado de manera exponencial en México debido al éxito en su aplicación, un buen ejemplo de esto es que dentro de los proyectos contemplados en la cartera de Petróleos Mexicanos (PEMEX) se encuentra el de Bombeo Electrocentrífugo (BEC), con el cual Pemex Exploración y Producción (PEP) pretende garantizar la producción de Ek, Balam, Takin, Maloob Zaap y Ayatsil, localizados entre 80 y 130 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen Campeche.

Como se mencionó con anterioridad, los costos por intervención en este tipo de sistemas son demasiado altos, por lo que el éxito económico de cada proyecto estará ligado a minimizar el número de intervenciones de reparación de equipo y minimizar los paros de producción ocasionados por estas, maximizando la producción. Esto último no solo requiere la utilización del mejor equipo disponible, sino también de seleccionar el mejor diseño posible, así como de realizarlo mediante las mejores prácticas operacionales con el objetivo de maximizar el potencial de este tipo de sistemas. Un objetivo planteado por los operadores es el de tener el 95% de seguridad de obtener una vida útil de 5 años a pesar de los ambientes tan extremos que se presentan en el campo.

A continuación se presentarán los resultados obtenidos en cada una de las aplicaciones de los nuevos desarrollos en el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido en diferentes partes del mundo, así como los resultados obtenidos al realizar un estudio en donde miembros de un Comité Técnico Especializado con representantes de Chevron, ConocoPhillips, Nexen, Petrobras, Statoil y Total con la finalidad de presentar los temas predominantes referentes a la confiabilidad de los sistemas BEC en sistemas submarinos.

5.2 Resultados de la Aplicación del Sistema BEC en Brasil ³³

Los resultados mostrados en esta sección están referidos al trabajo realizado por M.P. Riveiro, P. da Silva, J.S. de Matos y J.E.M. da Silva en el artículo de la OTC número 17415 en el año 2005, en donde se presentan las aplicaciones en el campo de este tipo de sistemas en instalaciones submarinas llevadas a cabo por la compañía PETROBRAS hasta el año de publicación del mismo, mostrando el mismo las dificultades y soluciones aplicadas a cada una de ellas generando una gran retroalimentación y experiencia para la compañía como para las diferentes compañías del mundo. A continuación se presentarán los resultados obtenidos en estas aplicaciones, presentadas en el capítulo anterior, de manera puntual:

- Una de las lecciones aprendidas fue que debido a los altos costos de operación de los pozos satélites en aguas profundas, la confiabilidad del sistema y los tiempos de reparación son los factores más importantes a ser considerados en el diseño del pozo.
- Así mismo, debido a la confiabilidad del sistema, los controles de calidad de los fabricantes, una selección de materiales apropiados y la automatización de sistemas deben de ser tomados en cuenta.
- Es de importancia señalar, que las conexiones remotas y las características de monitoreo son también esenciales en pozos satélite localizados a larga distancia.
- En los casos en los que la lejanía de los pozos satélite es considerable, las líneas de flujo son expuestas a temperaturas ambientales muy bajas, por lo que la formación de hidratos y depósitos de parafinas deben de ser esperadas y por lo tanto acciones en contra de ellos deben de ser tomadas en cuenta para lograr diseño apropiado.
- Cuando se producen hidrocarburos, es muy común la presencia de gas libre con ellos, por lo que si una gran cantidad de gas libre es esperada, debe considerarse la utilización de bombas de flujo mixto con alto gasto debido a que estas se desempeñan de manera aceptable cuando bombean fluidos con gas libre en ellos.

- Durante el desarrollo de estas aplicaciones se utilizó un árbol de válvulas horizontal, el cual se había aplicado previamente en una instalación en un pozo en el Mar del Norte, sin embargo, nuevas características de diseño para su aplicación en pozos en aguas profundas eran necesarias. Al utilizarse este tipo de árboles submarinos, los cuales presentan menores costos de operación que los arboles estándares verticales, se logró otorgar una mayor viabilidad a los proyectos con este tipo de sistemas (BEC) en ambientes submarinos, en especial, en aguas profundas.
- Finalmente, en este estudio se concluyó que la transmisión eléctrica a frecuencia variable es esencial para obtener la mejor relación costo beneficio en la producción de aceite en pozos localizados en instalaciones lejanas.

5.3 Resultados de la Aplicación de la Tecnología de Manejo de Gas, Poseidón, en el Congo³⁴

Los resultados mostrados en esta sección están referidos al trabajo realizado por L. Brunet y E. Segui en el artículo de la SPE número 141668 en el año 2011, en donde se presentan las aplicaciones en el campo de la tecnología de manejo de gas Poseidón para sistemas BEC en tres pozos localizados en el Congo A continuación se presentarán los resultados obtenidos en estas aplicaciones, presentadas en el capítulo anterior, de manera puntual:

- El primer resultado obtenido con los casos de estudio que la bomba helicoaxial Poseidón permite trabajar a las aplicaciones de sistemas BEC con una fracción de volumen de gas (FVG) en la bomba helicoaxial de impulso de hasta un 80%, sin embargo debe de tomarse en cuenta que la operación estable fue alcanzada con una FVG de hasta 70%.
- Adicionalmente, siendo una función de la FVG, el comportamiento de la bomba resultó ser dependiente de la presión de entrada absoluta.
- Es de importancia mencionar que existe la posibilidad de que el comportamiento de la bomba sea también dependiente de la velocidad de rotación y el punto de operación relativos al mejor punto de eficiencia, sin embargo estos últimos factores requieren ser verificados con nuevos análisis de campo.

- Dentro de los resultados obtenidos, la bomba helicoaxial estabilizó la producción y eliminó los costosos paros de producción. Esta bomba incrementó la producción, la cual es una función del tiempo de funcionamiento, y es también esperado que esto incremente la vida útil del equipo.
- En los pozos Likalala 106 y Kombi 102, los diferenciales de presión y la producción incrementaron como resultado de la utilización del manejador avanzado de gas Poseidón y en el pozo Likalala 112 pudo producirse mediante la utilización de un sistema BEC con altas cantidades de gas libre.
- Como consecuencia de los resultados obtenidos, TOTAL instaló tres bombas de aumento de presión helicoaxial Poseidón en otras operaciones alrededor del mundo y ha planeado instalaciones futuras. Estas instalaciones permitirán que una mayor cantidad de simulaciones y de análisis de este tipo de sistemas se lleven a cabo.
- Así mismo, la evaluación comparativa de rendimiento de los equipos para su uso en futuras aplicaciones fue posible gracias a la disponibilidad de datos en un sentido más amplio, con la ayuda de un desarrollo en medidores de presión y flujo, así como métodos para recolección y almacenamiento de datos.
- Las aplicaciones de BEC para altas RGA requieren de una aproximación integral, que tome en consideración al yacimiento, la terminación del pozo, las instalaciones superficiales y el sistema artificial de producción ilustrado mediante el análisis de esta sección.

5.4 Resultados de la Aplicación de la Tecnología “Plug and Play” REDA Maximus en Rusia ³⁵

Los resultados mostrados en esta sección están referidos al caso de estudio publicado por Schulmberger en el año 2010 titulado *“La Tecnología REDA Maximus incrementa la producción en un 70% para un operador de Rusia”*, en donde se hace constar que este tipo de tecnología funciona de manera excelente y ha otorgado a las compañías operadoras la factibilidad de la aplicación de este tipo de sistemas (BEC) de una manera más eficiente. A continuación se presentarán los resultados obtenidos en estas aplicaciones, presentadas en el capítulo anterior, de manera puntual:

- El sistema REDA Maximus resultó ser un buen candidato para este tipo de pozos, al maximizar la producción actual en ambientes extremos y limitados a un espacio restringido y a su vez aumentando la vida útil del equipo.
- Este sistema cuenta con un pre llenado del Motor en el centro de manufactura, así como con la tecnología del tipo “conectar y usar”, que han resultado ser eficientes al ahorrar tiempos de operación tanto para el operador como para el prestador de servicios, permitiendo obtener resultados técnico-económicos satisfactorios.
- Finalmente, se ha comprobado que esta tecnología funciona ya que la producción del pozo 8049 de TNK-BP Vanyoganneft fue incrementada en más del 70% sin presentar desgastes notables en el sistema, por lo que fue posible la reparación del equipo en el centro de manufactura junto con un servicio que permitió su reutilización en operaciones futuras.

5.5 Resultados de la Aplicación de la Tecnología REDA Hotline, para altas temperaturas en Canadá ³⁶

Los resultados mostrados en esta sección están referidos al trabajo realizado por Stuart L. Scott en el revista JPT en Julio del 2008 con su artículo “Artificial Lift: Technology Focus”, en donde presenta diferentes sistemas artificiales de producción y su aplicación en diferentes campos del mundo, haciendo énfasis en los equipos BEC para altas temperaturas que fueron utilizados en el campo Firebag en Canadá para la producción de hidrocarburos de arenas bituminosas con la utilización de un método de recuperación secundaria de inyección de vapor a altas temperaturas. Esta aplicación, si bien no está localizada en un ambiente submarino, puede ser utilizada para la producción de crudos pesados en aguas profundas de manera eficiente. A continuación se presentan los resultados y conclusiones generadas por el autor en este trabajo:

- Con base en los resultados obtenidos, la utilización de sistemas BEC en el campo Firebag ha seguido un rápido proceso de progreso y aprendizaje, así como ajustes en él desde su primera instalación en Junio del 2005. Este cambio tan rápido y su optimización ha sido determinada mediante la alta calidad del yacimiento y los pozos tan productivos. Como resultado, instalaciones más eficientes de bombas y procedimientos de instalación y reparación han sido implementados.

- Así mismo, un conjunto de nuevas tecnologías han sido implementadas en el fondo del pozo. El tamaño y capacidad de las bombas han ido de 1000 a 2500 m³/d. El tamaño del motor también ha ido de 150 a 250 hp. El mismo proceso de incremento ha sido implementado para los equipos eléctricos en superficie. La configuración de la entrada ha evolucionado desde una entrada libre a un separador de gas de fondo (BFGS), manejadores avanzados de gas (AGH) o alguna combinación de ambos para alcanzar un mayor rango de operación.

5.6 Resultados de la Aplicación de la Inyección de un Diluyente como un Método Frío Reductor de Viscosidad en Venezuela ³⁷

Los resultados mostrados en esta sección están referidos al trabajo realizado por H. Aponte, L. Toussaint y M. Ramos de la compañía PDVSA y plasmado en el artículo de la SPE número 69708, en donde se presentan los resultados obtenidos de inyectar un diluyente como un método frío reductor de viscosidad en diferentes pozos mediante diferentes configuraciones para crudos pesados en Venezuela. A continuación se presentarán los resultados obtenidos en estas aplicaciones, presentadas en el capítulo anterior, de manera puntual:

- Tomando en cuenta los resultados obtenidos de estas aplicaciones en el capítulo anterior es definitivo, que la técnica de inyección del diluyente tiene beneficios muy importantes, tales como: incrementar la producción, extender la vida útil del equipo y reducir el costo del equipo.
- Así mismo, esta técnica mejora la eficiencia de la bomba y permite obtener una mezcla de fluido más fácil de manejar en estaciones de flujo y tanques.
- Otra gran ventaja de esta aplicación, es que al disminuir la viscosidad del hidrocarburo, el fluido mezclado se acerca más a ciertas especificaciones de comercialización del aceite.
- Finalmente, la automatización industrial debe ser parte de los esfuerzos para optimizar las operaciones. Si los campos se encuentran automatizados a un buen nivel, entonces se tendrá un completo control y optimización de las operaciones.

5.7 Resultados de la Aplicación de la Tecnología BEC dual en el campo Otter, al Norte del Mar del Norte ²⁴

Los resultados mostrados en esta sección están referidos al trabajo realizado por Mark Horn, Frederic Coudeville, Eugene Bessalov y Howard Butcher en su artículo publicado por la SPE número 87902 en el 2004, en donde se presenta la utilización de un sistema BEC dual en el campo Otter en el Mar del Norte. A continuación se muestran los resultados y conclusiones obtenidas de la realización de este trabajo:

- El principal resultado de este proyecto, es que el sistema BEC en el campo Otter probó ser aplicado en instalaciones costa afuera para varios pozos de una manera técnica rentable , aún cuando los pozos se encontraban alejados 21 km de la plataforma huésped.
- Es de importancia mencionar que al aplicar tecnología dual y ejecutar un programa exhaustivo de análisis que probó el equipo adecuado, el proyecto demostró ser factible en desarrollos marginales, siendo un sistema artificial de producción efectivo técnica y económicamente.
- Se concluyó también que el uso de un sistema de bombeo dual ayuda a mejorar la economía del campo y paga dividendos en incrementar la disponibilidad del pozo y costos menores en reparaciones, además que incrementa las reservas económicas al extender la vida del yacimiento.
- Por otro lado, el proyecto demostró que el desarrollo de una plantilla (template) se adecua idealmente a un desarrollo de BEC dual, permitiendo un rápido funcionamiento de los pozos, esto se refleja en empezar a ver producción antes de que se vaya la plataforma de perforación. Esto permite que en el caso de que se presentaran problemas en la corta vida del pozo puedan ser resueltos antes de remover la plataforma.
- Finalmente, este indica que con la tecnología existente, el límite operacional para el BEC aún no ha sido alcanzado, por lo que el futuro para los desarrollos del sistema BEC en instalaciones costa afuera resulta ser prometedor.

5.8 Resultados de la Aplicación del Sistema BEC Instalado en un Módulo en el Lecho Marino en el Campo Jubarte en Brasil ^{25,38,39}

Los resultados presentados en esta sección están referidos a una serie de tres artículos creados por los trabajadores de la compañía PETROBRAS y publicados por la SPE y la OTC especializados en la aplicación de este tipo de sistemas en el campo Jubarte en Brasil, de los cuales se tomó la información más relevante para su presentación en el capítulo anterior y la presentación de los resultados obtenidos durante la aplicación, así como las conclusiones se presentan a continuación.

- En un inicio, las características del yacimiento, confirmadas por los resultados adquiridos con el BEC en la fase piloto, motivaron los esfuerzos acerca del uso del BEC en instalaciones costa afuera, y los argumentos de la reducción de costos favorecieron el arreglo teniendo en cuenta que el BEC estaría instalado en un módulo de bombeo en el lecho marino.
- Como resultado, esta tecnología indicó que sería el SAP definitivo para levantar el aceite en la fase 2 debido a la reducción potencial de los costos relacionados a las operaciones de reparación y a las altas producciones que se podían manejar.
- Así mismo un sistema de BN de respaldo incrementa la flexibilidad del proyecto minimizando los impactos por las fallas en el BEC debido a que reduce la carga total del mismo.
- Al término de la fase piloto y la fase 1 se concluyó que el BEC en un módulo en el lecho marino era un sistema robusto, flexible y confiable.
- Sin embargo, en la aplicación del BEC en un módulo en el lecho marino se llegó a la conclusión de que la instalación del mismo dentro del pozo productor tenía una serie de desventajas, debidas principalmente a los altos costos de intervención. Es importante mencionar que el que se haya llegado a esta conclusión en este caso en particular, no significa que el sistema no sea rentable en este tipo de ambientes con diferentes arreglos como los mencionados con anterioridad.

5.9 Análisis de las Deficiencias de los Sistemas BEC

5.9.1 Introducción

A continuación se mostrarán los resultados obtenidos del estudio realizado en el 2012 por Alhanati y Trevisan publicado en el artículo de la OTC-23341 en donde se llevaron a cabo sesiones con miembros de un Comité Técnico Especializado en el tema (con representantes de Chevron, ConocoPhillips, Nexen, Petrobras, Statoil y Total) y cuyo objetivo fue el de presentar los temas predominantes referentes a la confiabilidad de los sistemas BEC en sistemas submarinos.

5.9.2 Tiempo Medio de Falla (TMF) (Mean Time to Failure, MTTF)

El tiempo medio de falla se refiere al tiempo transcurrido desde la instalación del sistema BEC hasta que falla y tiene que ser retirado para su reparación o sustitución. De acuerdo al estudio realizado, este TMF deberá ser entre 3 o 4 años para que el proyecto tenga una excelente rentabilidad. La Figura 5.1 presenta dos curvas que indican la probabilidad de que un sistema de éste tipo tenga un TMF en específico.

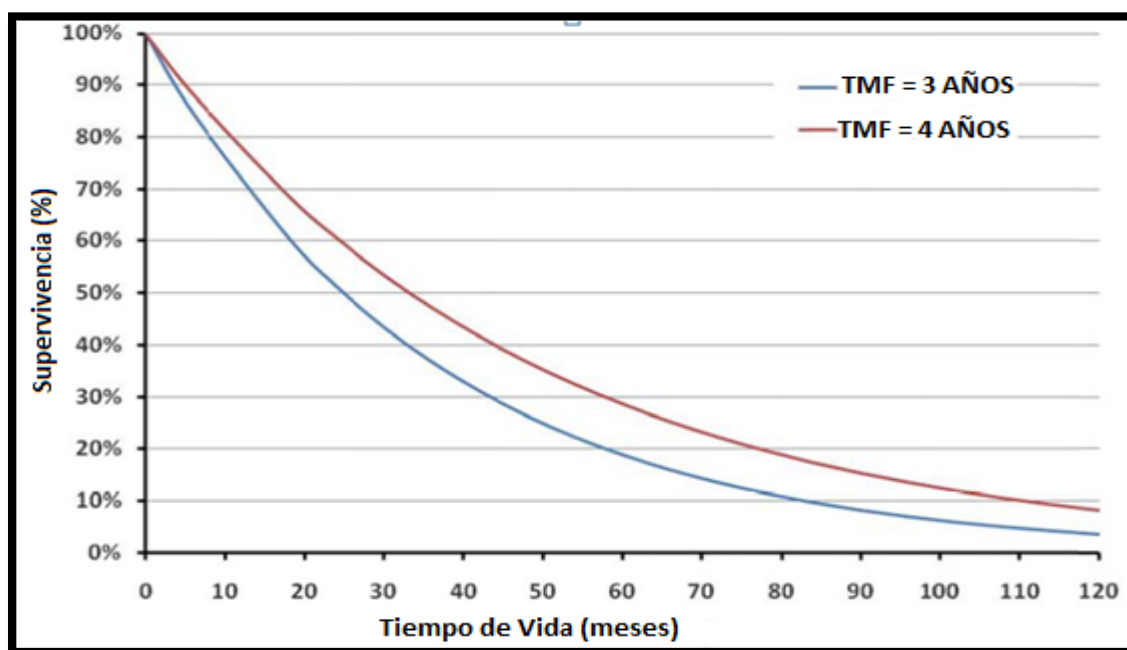


Figura 5.1 Probabilidad de un TMF específico en un sistema BEC.

Como se puede observar en la Figura 5.1, la probabilidad actual de que un sistema BEC sobreviva 5 años sin presentar falla alguna es de tan solo un 20 o 30%. Nótese que el 50% de probabilidad de que este tipo de sistemas trabajen sin presentar falla

alguna, es decir, de alcanzar un TMF, es solo de 2 a 3 años, mientras que el 90% de probabilidad de no presentar falla alguna es solo de 4 a 6 meses.

Para comprender estos resultados tenemos que tener en cuenta que para estas aplicaciones de alta potencia en aguas profundas y contando solo con pequeñas mejoras a la tecnología actual, solo se podrán alcanzar objetivos comunes, por lo tanto son necesarias mejoras significativas en la tecnología de los sistemas BEC y así poder alcanzar los niveles de confiabilidad que las aplicaciones de alta potencia en aguas profundas requieren.

5.9.3 Diferencias en la Aplicación

Existen demasiadas características en este tipo de aplicaciones que generan más incertidumbre en lo que respecta a la capacidad del equipo de operar de manera confiable en el campo, un ejemplo claro es la incertidumbre asociada a la productividad del pozo y el yacimiento, ya que el equipo tendrá que operar de manera confiable dentro de un gran rango de presiones diferenciales, gastos y contenido de gas.

Para lidiar con caídas de presión relativamente rápidas, algunos de estos sistemas deberán instalarse en el fondo del pozo. Existirán limitaciones en cuanto al tamaño de los sistemas debido a los límites impuestos por el diámetro de la tubería de revestimiento que puede utilizarse a ciertas profundidades. Algunos operadores creen que una tubería de revestimiento de producción de 11 ¾" puede instalarse a profundidades de hasta 12,000 pies por debajo de la cabeza del pozo, permitiendo la instalación de sistemas a BEC de mayor diámetro a estas profundidades. Sin embargo, esto no podría ser posible para pozos localizados en aguas ultra profundas con cabezales localizados en tirantes de agua de 10,000 pies o más. En el futuro, algunos sistemas deberán ser instalados a mayores profundidades (por debajo del cabezal) y por lo tanto, se requerirán de estos sistemas de alta potencia en lugares de operación más reducidos lo cual ocasionará que el sistema BEC tenga una mayor longitud debido al acomodo en tándem de varias bombas para cumplir con los requerimientos de potencia necesarios, así como problemas de espaciamiento para colocar empacadores y conectores eléctricos utilizados por el sistema.

5.9.4 Principales Fuentes de Incertidumbre Asociadas a la Confiabilidad de los Componentes del Sistema BEC

A continuación se presentarán las principales fuentes de incertidumbre asociadas a la confiabilidad de los componentes del sistema BEC que los expertos especializados en este sistema indican.

Cable de Potencia:

La principal preocupación acerca del cable está relacionada con el diseño de los subcomponentes del mismo (incluyendo a los penetradores del cabezal y los empacadores, así como la mufa del motor) en lo que respecta a las altas variaciones de presión y temperatura que son inherentes en este tipo de aplicaciones. Como se menciono con anterioridad, la selección del mismo deberá tomar en cuenta: a) el espacio físico limitado disponible en el colgador de la tubería para acomodar el penetrador de la cabeza del pozo en conjunto con la tubería de revestimiento para colocar el empacador penetrador; y b) el alto voltaje al que este tipo de equipo operará, lo que ocasionará un desgaste en los materiales del cable.

En el caso de la mufa del motor, esto se relaciona a la incertidumbre en la capacidad de alcanzar una estabilización razonable de presión a lo largo de la mufa cuando las condiciones de operación cambian rápidamente (p.e. durante un paro o un arranque del sistema). Nótese que las mufas son normalmente probadas con un par de cientos de lb/pg² de presión diferencial.

Mientras que, teóricamente los empalmes del cable son tan fuertes como el cable mismo, las condiciones difíciles en las que estos empalmes deben realizarse en campo incrementan la probabilidad de que sean defectuosos.

Motor:

Como se menciono con anterioridad, debido a las restricciones impuestas por el tamaño de la tubería de revestimiento, los sistemas BEC deben de ser más largos, con componentes adicionales en tándem. Teóricamente, los componentes adicionales deberían de producir un decremento en la confiabilidad del sistema, pero no existen evidencias de peso de esto. El flujo de aceite a través de motores más delgados y largos será peor, lo cual puede comprometer la lubricación de los cojinetes y el enfriamiento interno del motor. Con la finalidad de lidiar con las limitaciones en el espacio, los diseños de los factores de seguridad deben de ser relativamente

pequeños, especialmente gracias a la potencia y al poder que deben de ser transmitidos por la flecha.

Existe una gran controversia acerca de si la confiabilidad de los motores pueda o no ser mejor necesariamente. Mientras que es sencillo acomodar ciertos requerimientos de diseño y factores de seguridad incrementados, los motores de mayor diámetro contarán con mayores diámetros de las partes giratorias, lo cual impondrá mayor carga en los cojinetes radiales y consecuentemente resultarán en un problema de incremento de vibraciones.

La principal preocupación con el motor parece estar relacionada con el tamaño de los cojinetes radiales y las cargas a las que ellos estarán sometidos durante la operación normal. Existe también incertidumbre con respecto a que también los fabricantes entienden la dinámica de la flecha y los cojinetes para que las cargas puedan ser predichas de manera adecuada y los cojinetes diseñados adecuadamente para soportar este tipo de cargas. Algunos creen que estas problemáticas serán peores para los pozos instalados en posición vertical ya que estos sistemas verticales deberían estar sujetos a mayores problemas de vibración.

Como se menciono con anterioridad, el equipo normalmente operará a altos voltajes, lo que a la larga dañará la los componentes eléctricos y los sub componentes, incluyendo al motor. Sin embargo, no está claro qué tanto impacto y de qué magnitud se tendría en la confiabilidad del motor y, finalmente que tan preocupante esto podría ser.

Sección de Sellado o Cámara de Sellado:

La gran preocupación de este componente está relacionada con las fugas a través de los sellos mecánicos que inevitablemente sucederán en su momento. El problema es exacerbado debido a los paros y re arranques que la tecnología BEC podría experimentar en este tipo de aplicaciones. Los pozos del fluido encontrarán paso hacia el motor eventualmente, a través de los sellos mecánicos, aunque el sello sea diseñado para soportar grandes cambios de temperatura. La utilización de varios sellos mecánicos en serie podría reforzar la confiabilidad de estos componentes. No obstante, existe también cierta incertidumbre con respecto a la tecnología y ciencia detrás de este tipo de cámaras de sellado, sobre todo en su disponibilidad y comportamiento. Muchos creen que la tasa en el cambio de presión y/o de temperatura podría tener un efecto sobre todo el comportamiento de la sección de la

cámara de sellos, sin que una estabilización de la presión no necesariamente se dé durante el arranque o el paro de un sistema como se había mencionado antes.

El problema se complica aún más debido a que los ciclos de presión y temperatura a los que el sistema será sometido durante su operación no son perfectamente comprendidos tampoco, como se mencionó con anterioridad.

El protocolo actual en la industria para la prueba de estos componentes (API RP 11S7) es probablemente insuficiente para estas aplicaciones tan demandantes.

Bomba:

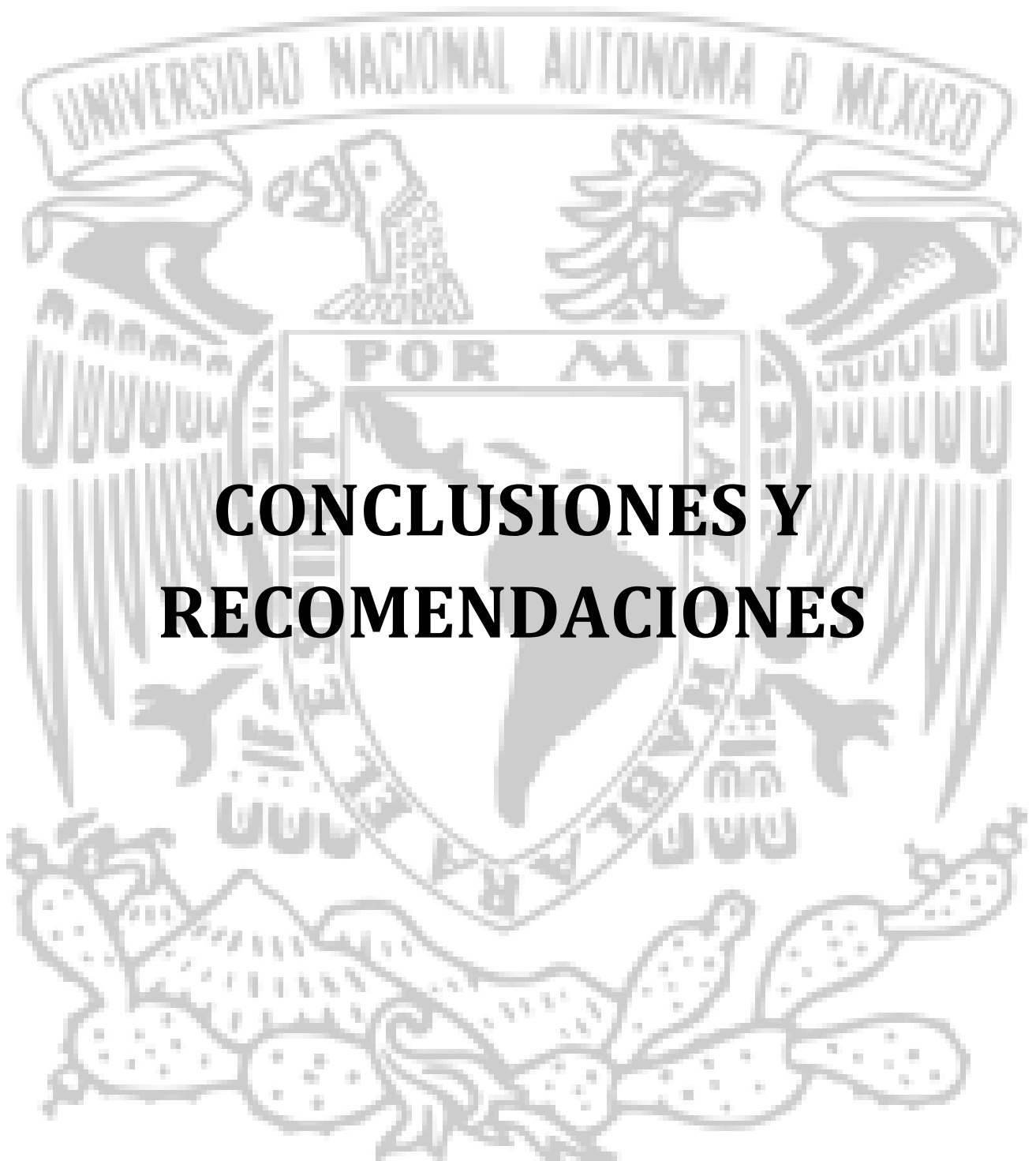
Aparentemente existen pocas preocupaciones con respecto a la confiabilidad de las bombas. Como se mencionó con anterioridad, estas deberán de estar operando dentro de un gran rango de condiciones operativas, particularmente dentro de un gran rango de contenido de gas en la entrada de ellas. Sin embargo pueden ser diseñadas para un gran rango de condiciones de manera anticipada.

Los sistemas instalados en el fondo del pozo tendrán que manejar todos los fluidos producidos por el pozo, ya que la posibilidad de ventear al gas libre al espacio anular del pozo es probable. Los sistemas de lodos deberán de lidiar con un alto contenido de gas durante los re arranques llevados a cabo después de los paros, a menos que arranques especiales sean llevados a cabo.

5.9.5 Conclusiones (Alhanati y Trevisan, 2012)

- En el estudio realizado los autores concluyeron que un enfoque integral hacia el pozo y hacia el diseño del sistema de producción siempre es deseado, pero aún más en este tipo de aplicaciones tan demandantes. Es evidente, que el tomar en cuenta algunos de los problemas citados a lo largo de este capítulo puede volverse menos difícil si se toman consideraciones propias del sistema artificial de producción al momento de seleccionar el pozo y la disponibilidad de instalaciones en cada plataforma como el tamaño de la T.R., la terminación del pozo, el colgador de la tubería, el arreglo del pozo, etc.
- Finalmente se recomienda y exhorta a que los fabricantes de los equipos tengan un rol activo en la definición de los protocolos de prueba de los equipos, así como de los planes asociados a ellos. Teniendo a ambos sectores involucrados, los fabricantes y los operadores, permitirá revisar y balancear los

requerimientos necesarios, haciendo más rápida la adopción de los componentes y su implementación en campo de manera eficiente.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El futuro de este sistema artificial es muy prometedor, por lo que su completa comprensión resulta ser muy importante. Este trabajo de tesis pretende ser una guía completa de este sistema y mostrar que es uno de los mejores candidatos para su aplicación en instalaciones costa afuera. Tal es su éxito que Pemex cuenta con un proyecto llamado BEC en puerta.
- La selección del equipo a utilizar dependerá de las necesidades específicas de cada pozo y será responsabilidad del Ingeniero encargado del proyecto su selección, es decir, se deberá de seleccionar un equipo que cumpla con las necesidades del pozo y no estar sobrado en características para cumplir con su propósito con la mayor eficiencia económica posible.
- La utilización del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido en Instalaciones costa afuera cuenta con un amplio rango de condiciones de operación debido a los nuevos desarrollos y métodos aquí mencionados; así mismo, puede instalarse sin problema alguno en plataformas marinas, en donde el espacio es limitado, ya que es un sistema cuya mayor parte de componentes se instalan en el lecho marino y dentro del pozo.
- Las prácticas de diseño deben de tomar en cuenta lo que es operacionalmente alcanzable; igualmente, las prácticas operacionales deberán de mantener al sistema trabajando con el diseño seleccionado, con el objetivo alcanzar un tiempo medio de falla lo más prolongado posible.
- Los ambientes tan agresivos y extremos a los que se necesita trabajar han dado pie a la generación de nuevas tecnologías que con el paso del tiempo se mejoran cada vez más, sin embargo, habrá ocasiones en donde problemas se suscitarán y será necesario documentar cada uno de estos casos para la creación de una base de datos de los problemas y soluciones dadas a cada uno de ellos.
- Se concluye que es necesario conocer cuáles son los puntos del sistema que presentan más problemáticas durante la operación, ya que esto permitirá la realización de un mejor diseño, perfeccionándolo y aumentando la eficiencia técnica y económica del proyecto.

- Se concluye que la vida útil del sistema aumenta en las aplicaciones de BEC dual y herramienta Y debido a que se cuenta con dos bombas y es posible que una trabaje y otra se encuentre en espera, permitiendo así que cada bomba pueda tener un periodo de descanso y no se presenten fallas por uso continuo.
- Al utilizar un sistema BEC dual se concluyó que la producción con altos cortes de agua es posible debido al correcto diseño de la bomba debido a su consideración antes del despliegado, considerando estos para años posteriores a la instalación del sistema.
- Se concluye que la utilización del sistema BEC en un módulo de bombeo en el lecho marino es factible ya que los costos de reparación se reducen debido a la facilidad con la que el sistema BEC puede ser recuperado sin la necesidad de intervenir el pozo productor.
- Se concluye que la instalación del sistema BEC con cable es factible, ya que una infraestructura más pequeña en la superficie es requerida, disminuyendo los costos los problemas de disponibilidad de equipo.
- Se concluye que la utilización de manejadores avanzados de gas junto con separadores de fondo y/o sistemas para alta temperatura potencializan la capacidad de manejo de gas, lo que hace posible manejar una fracción de gas de hasta 95% si es necesario.
- Con base en los resultados obtenidos, se concluyó que este tipo de sistemas incrementan la producción de manera considerable por lo que permiten la implementación del sistema BEC en pozos que se consideraban demasiado gaseosos para ello.
- Mediante la aplicación de sistemas BEC para altas temperaturas se concluyó que estos aumentan el rango de operación de los mismos por lo que su utilización en ambientes más severos se posibilita.
- Se concluyó que la utilización de sensores de fondo para el monitoreo en tiempo real es un factor clave en la maximización de la confiabilidad del sistema ya que puede indicarnos tendencias y prevenir fallas en el equipo.

Recomendaciones

- Se recomienda que el sistema BEC dual sea operado de manera intercalada, ya que al dejar las bombas sin funcionar durante varias semanas aumenta la posibilidad de que se presente alguna falla en ellas.
- Ya que se obtuvo un mejor resultado en el BEC en el módulo de bombeo que su aplicación en el pozo productor, permitiendo así la utilización de bombas de mayor diámetro y aumentando la capacidad de bombeo del pozo, se recomienda utilizar este desarrollo.
- La utilización de un sistema artificial de respaldo es recomendable para evitar la producción diferida al momento de realizar una reparación en el equipo colocado en el módulo de bombeo en el lecho marino.
- Se recomienda la instalación del sistema BEC con cable por cualquiera de sus métodos, ya que estos reducen considerablemente los costos y tiempos de las reparaciones, al simplificar el desplegado y la recuperación de la herramienta.
- Es recomendable la utilización de las tecnologías AGH y Poseidón, que resultaron ser excelentes para disminuir los paros por bloqueo por gas en la bomba del sistema y debido a los altos costos de intervención.
- La utilización de los sistemas REDA Hotline para altas temperaturas se recomiendan en conjunto con el método de recuperación SAGD, el cual anteriormente no podía ser utilizado debido a las altas temperaturas que se generaban en el fondo del pozo.
- Se recomienda la utilización de los sistemas REDA Maximus, cuya ventaja es la utilización de componentes “plug and play”, que facilitan la instalación de sus elementos, incluso con el cable de potencia, y reduce los tiempos de operación. Así mismo, se recomienda su extrapolación a todos los elementos y desarrollos mencionados, lo que reducirá costos de operación basándonos en el hecho de que una plataforma marina cuesta alrededor de 1 millón de dólares por día, se use o no.
- Se debe evaluar la utilización de los métodos fríos reductores de viscosidad debido a la existencia de los sistemas para altas temperaturas mencionados en este trabajo.

- Se recomienda analizar exhaustivamente el método de inyección del diluyente reductor de viscosidad como un método frío, tomando en cuenta que cada pozo puede presentar condiciones totalmente diferentes.
- Se recomienda no solo enfocarse en una tecnología en especial, ya que la mayoría de ellas son compatibles unas con otras, por lo que el Ingeniero a cargo del proyecto deberá integrarlas si se requiere y es posible.
- Los métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada han tomado una gran importancia en la actualidad y su implementación junto con los sistemas artificiales de producción, en este caso el BEC, es inminente, por lo que, en escenarios o proyectos en los cuales el objetivo sea maximizar la producción se recomienda la planeación de estos proyectos integrales desde un inicio.



REFERENCIAS

Referencias Títulos:

1. Kermit e Brown, "**The technology of artificial lift methods**", Volume 2a, PenWell Books, University of Tulsa, 1980.
2. Adam Vasper, "**Auto Natural, or In-Situ Gas-Lift Systems Explained**", SPE.
3. Felipe de Jesús Lucero Aranda, "**Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción**", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, 2010.
4. Osvaldo Parra, Gerardo Sánchez, "**Soluciones para problemas que se presentan en el Bombeo Mecánico**". Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
5. Leonardo Garrido, Ana Gabriela; "**Bombeo Mecánico: Descripción, Diseño y Diagnóstico**". Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1999.
6. Eduardo González Carmona; "**Automatización del procedimiento del diseño API del sistema de Bombeo Mecánico aplicando la técnica de Spline cúbico**", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 2009.
7. Keneth D. Oglesby; Jose Luis Arellano and Gary Scheer, "**Fourteen Years of Progressing Cavity Pumps in a Southern Oklahoma Waterflood**", SPE 80919.
8. Activo Integral Samaria Luna, Villahermosa Tabasco 2011.
9. Hawen Wany and Daoyong Yang, "**Reliability Improvement of Progressive Cavity Pump in a Deep Heavy Oil Reservoir**", SPE 137271.
10. <http://www.parveenoilfield.com/plunger.htm>
11. Boyun Gud, William C. Lyons, Ali Ghalambor. "**Petroleum Production Engineering a Computer-Assisted Approach**". Editorial Elsevier Science and Technology Books, 2007.
12. J.D. Clegg, S.M. Bucaram, N.W. Heln Jr. "**Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods**", SPE.
13. Héctor Díaz Zertuche; "**Bombeo Electrocentrífugo Sumergido**", CIPM, México, 2002.

14. Kermit E. Brown; **“The Technology of Artificial Lift Methods”**, Volume 2b, PenWell Books, University of Tulsa, 1980.
15. Instituto Mexicano del Petróleo; **“Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas”**, Curso IMP, 2008.
16. Schlumberger; **“Bombeo Electrocentrífugo Sumergido”**, Curso impartido por SLB al IMP, 2003.
17. Chengjian Li, Zongzhao Liu, Zhai Yang, and Yinzheng Wang, Bohai Oil Research Institute; **“The Application of One VSD Driving Multi-ESPs Technology (OVDMT) in Offshore Heavy Oil Field”**, SPE 64619, 2000
18. Jacques B. Saliés; **“Subsea Technology”**, SPE, JPT, August 2010.
19. M.P. Laureano; **“Improved High Voltage Connection System for Subsea Electrical Submersible Pumps”**, OTC 17520, 2005.
20. Axel Eggemann; **“Subsea Systems Glossary”**, Cameron, 2006.
21. Instituto Mexicano del Petróleo; **“Asimilación de tecnología para la planeación, evaluación, selección, operación y mantenimiento de sistemas submarinos, presentación: Aplicación de Vehículos Operados a Control Remoto (ROVS)”**, Curso IMP, 2008.
22. Simona González Maya; **“Apuntes de Terminación de Pozos”**, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.
23. N.K Mitra, SPE, Y.K. Singh, Oil & Natural Gas Corp.; **“Increased Oil Recovery From Mumbai High Through ESP Campaign”**, OTC 18748, 2007.
24. Mark Horn, SPE, Frederic Coudeville, SPE, Eugene Bespalov, SPE, Howard Butcher, SPE, Baker Hughes Centrilift; **“Otter: A 21-Kilometer Subsea Tieback With Dual Electric Submersible Pumps”**, SPE 87902, 2004.
25. Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, Petrobras; **“The New Deepwater Oil and Gas Province in Brazil: Flow Assurance and Artificial Lift: Innovations for Jubarte Heavy Oil”**, OTC 19083, 2007.
26. K.T. Bebak, SPE, Matt Wisnewski, Baker Hughes, **“Alternate Deployed Systems Application Guide”**, SPE 14187, 2011.
27. Walter Dinkins, Steve Tetzlaff, Baker Hughes; John C. Patterson, ConocoPhillips Company; Hai Hunt, Peter Nezaticky, James Rodgers, ConocoPhillips Alaska, Inc.;

- Bret Chambers, BP Exploration (Alaska) Inc., "Thru-Tubing Conveyed ESP Pump Replacemen-Live Well Intervention", SPE 116822, 2008.
28. S.G. Noonan, M. Dowling, L. D'Ambrsio, and W. Klaczek; "Getting Smarter and Hotter With ESPs for SAGD", SPE 134528, Florencia, Italia, 2010.
29. Schlumberger; "Reda Hotline High-Temperature ESP Motors", www.slb.com/hotline.
30. Schlumberger; "Reda Hotline Advanced Motor Protectors", www.slb.com/hotline.
31. Schlumberger; "Reda Hotline High-Temperature ESP Pumps", www.slb.com/hotline.
32. Schlumberger; "Reda Hotline ESP Power Cables and Motorlead Extensions", www.slb.com/hotline, Schlumberger.
33. M.P. Ribeiro, P. da Silva Oliveira, J.S. de Matos, and J.E.M. da Silva, PETROBRAS; "Field Applications of Subsea Electrical Submersible Pumps in Brazil"; OTC-17415, 2005.
34. L.Camilleri, SPE, Schlumberger; L. Brunet and E. Segui, SPE, Total; "Poseidon Gas Handling Technology: A Case Study of Three Wells in the Congo", SPE 141668, 2011.
35. Schlumberger; "La Tecnología REDA Maximus incrementa la producción en un 70% para un operador de Rusia", Caso de Estudio; www.slb.com/artificiallift, 2010.
36. Stuart L. Scott, "Artificial Lift" Technology Focus, JPT, July 14th 2008.
37. H. Aponte, L. Toussaint and M. Ramos, PDVSA Oil & Gas; "Experiences Using an ESP Application on Heavy-Oil Cold-Production Automation in Eastern Venezuela Fields", SPE 69708, 2001.
38. R. Rodrigues, R. Soares, J.S. de Matos, C.A.G. Pereira, y G.S. Ribeiro, Petrobras, "A New Approach for Subsea Boosting- Pumping Module on the Seabed ", OTC 17398, 2005.
39. Marcio F.C Bezerra, Carlos Pedroso Jr., Antonio C.C. Pinto, y Carlos H.L. Bruhn/ Petrobras, "The Appraisal and Development Plan for the Heavy Oil Jubarte Field, Deepwater Campos Basin, Brazil", OTC 16301, 2004.
40. Francisco J.S. Alhanati, Francisco E. Trevisan, C.FER Technologies; "Reliability Gaps in ESP Technology for Deepwater Applications"; OTC-23341, 2012

Referencias Figuras:

Capítulo 1

- 1.1 Adam Vasper; “**Auto Natural, or In-Situ Gas-Lift Systems Explained**”, SPE, Schlumberger.
- 1.2 <http://www.geoestratos.com.mx/geoestratos/images/stories/bache2.png>
- 1.3 Adam Vasper; “**Auto Natural, or In-Situ Gas-Lift Systems Explained**”, SPE, Schlumberger.
- 1.4 <http://americancompletiontools.com/gasliftequipment/images/basiccomponents.jpg>
- 1.5 <http://www.galpenergia.com/ES/agalpenergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Extracao-e-processamento.aspx>
- 1.6 <http://208.88.130.69/April-2003-Whats-new-in-Artificial-Lift-Part-1.html>
- 1.7 Felipe de Jesús Lucero Aranda; “**Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción**”, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, 2010.
- 1.8 Fotografía tomada en un pozo en Activo Samaria Luna Villahermosa Tabasco.
- 1.9 <http://www.lufkin.com/oilfield/pumps.html>
- 1.10 <http://www.lufkin.com/oilfield/pumps.html>
- 1.11 <http://cmtoti.blogspot.com/2011/03/bombeo-neumatico-unidad-hidroneumatica.html>
- 1.12 Fotografía tomada en un pozo en Activo Samaria Luna Villahermosa Tabasco.
- 1.13 Fotografía tomada en un pozo en Activo Samaria Luna Villahermosa Tabasco.
- 1.14 Fotografía tomada en un pozo en Activo Samaria Luna Villahermosa Tabasco.
- 1.15 <http://www.pcpinternational.com/about.htm>

1.16 Felipe de Jesús Lucero Aranda, “**Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción**”, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, 2010.

1.17 <http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=627>

1.18 Felipe de Jesús Lucero Aranda, “**Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción**”, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, 2010.

1.19 <http://www.oilwellhyd.com/petroleum.html>

1.20 Felipe de Jesús Lucero Aranda, “**Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción**”, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, 2010.

1.21 http://otimex.com/equipo_artificial_hidraulico.html

1.22 http://npsdover.com/Product_Rod-Lift%20Solutions.aspx

1.23 <http://www.weatherford.com/Products/Production/PlungerLift/PlungerLiftSystemOverview/>

1.24 <http://www.parveenoilfield.com/plunger.htm>

1.25 <http://www.parveenoilfield.com/plunger.htm>

1.26 <http://www.pftsys.com/products.php>

Capítulo 2

2.1 F.J.S. Alhanati, S.C Solanki, and Zahacy; “**ESP Failures: Can We Talk the Same Language?**”,SPE-148333-MS,2001.

2.2 Kermit E. Brown; “**The Technology of Artificial Lift Methods**”, Volume 2b, PenWell Books, University of Tulsa, 1980.

2.3 J.L. Bearden, E.B Brookbank and Wilson; “**How We Did it Then: The Evolution Growth of ESPs (A survey of progress and changes in the ESP product during the past 82+ years)**” Oral presentation given at the PSE ESP Workshop, The Woodlands, Texas, USA, 29 April-1 May.

2.4 Aportación de la Tesis, Figura base tomada de <http://www.slb.com>.

- 2.5 REDA, “Curvas características de la bomba centrífuga, Modelo 540 GN2100, 105 etapas, 3486.3 RPM, 50 Hz.”
- 2.6 Héctor Díaz Zertuche; “**Bombeo Electrocentrífugo Sumergido**”, CIPM, México, 2002.
- 2.7 Aportación de la Tesis; combinación y modificación de imágenes obtenidas de <http://www.slb.com> y del e-book, “**Electric Submersible Pumps**”, Shauna Noonan, SPE, 2011.
- 2.8 Schlumberger, http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets_advanced_gas_handling.ashx.
- 2.9 Aportación de la Tesis; figura tomada de <http://www.slb.com> y modificada para este trabajo.
- 2.10 Aportación de la Tesis; combinación y modificación de imágenes obtenidas de <http://www.slb.com> y del e-book, “**Electric Submersible Pumps**”, Shauna Noonan, SPE, 2011.
- 2.11-2.13 Felipe de Jesús Lucero Aranda; **Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción**, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2010.
- 2.14-2.16 Schlumberger; “**Bombeo Electrocentrífugo Sumergido**”, Curso impartido por SLB al IMP, 2003.
- 2.17 Felipe de Jesús Lucero Aranda; **Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción**, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2010.
- 2.18 Kermit E. Brown; “**The Technology of Artificial Lift Methods**”, Volume 2b, PenWell Books, University of Tulsa, 1980.
- 2.19 Schlumberger; “**Bombeo Electrocentrífugo Sumergido**”, Curso impartido por SLB al IMP, 2003.
- 2.20 Electric Submersible Pumps Inc.; Curvas de comportamiento de la bomba TA-900 de una etapa @ 3500 RPM.

- 2.21 Kermit E. Brown; **“The Technology of Artificial Lift Methods”**, Volume 2b, PenWell Books, University of Tulsa, 1980.
- 2.22 Aportación de la Tesis; Imagen tomada en el Activo Samaria Luna, Villahermosa, Tabasco, 2011.
- 2.23 Felipe de Jesús Lucero Aranda; **Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción**, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2011.
- 2.24 Insituto Mexicano del Petróleo; **“Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas”**, Curso IMP, 2008.
- 2.25 Jacques B. Saliés; **“Subsea Technology”**, SPE, JPT, August 2010.
- 2.26 Insituto Mexicano del Petróleo; **“Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas”**, Curso IMP, 2008.
- 2.27 M.P. Laureano; **“Improved High Voltage Connection System for Subsea Electrical Submersible Pumps”**, OTC 17520, 2005.
- 2.28-2.40 Insituto Mexicano del Petróleo; **“Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas”**, Curso IMP, 2008.
- 2.41 Axel Eggemann; **“Subsea Systems Glossary”**, Cameron, 2006.
- 2.42 Instituto Mexicano del Petróleo; **“Asimilación de tecnología para la planeación, evaluación, selección, operación y mantenimiento de sistemas submarinos, presentación: Aplicación de Vehículos Operados a Control Remoto (ROVS)”**,Curso IMP, 2008.
- 2.43-2.45 Simona González Maya; **“Apuntes de Terminación de Pozos”**, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.
- 2.46-2.58 Kermit E. Brown; **“The Technology of Artificial Lift Methods”**, Volume 2b, PenWell Books, University of Tulsa, 1980.

Capítulo 3

- 3.1-3.2** Mark Horn, SPE, Frederic Coudeville, SPE, Eugene Bespalov, SPE, Howard Butcher, SPE, Baker Hughes Centrilift, **“Otter: A 21-Kilometer Subsea Tieback With Dual Electric Submersible Pumps”**, SPE 87902, 2004.
- 3.3-3.8** Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, Petrobras, **“The New Deepwater Oil and Gas Province in Brazil: Flow Assurance and Artificial Lift: Innovations for Jubarte Heavy Oil”**, OTC 19083, 2007.
- 3.9-3.12** K.T. Bebak, SPE, Matt Wisnewski, Baker Hughes, **“Alternate Deployed Systems Application Guide”**, SPE 14187, 2011.
- 3.13-3.16** Walter Dinkins, Steve Tetzlaff, Baker Hughes; John C. Patterson, ConocoPhillips Company; Hai Hunt, Peter Nezaticky, James Rodgers, ConocoPhillips Alaska, Inc.; Bret Chambers, BP Exploration (Alaska) Inc., **“Thru-Tubing Conveyed ESP Pump Replacemen-Live Well Intervention”**, SPE 116822, 2008.
- 3.17** K.T. Bebak, SPE, Matt Wisnewski, Baker Hughes, **“Alternate Deployed Systems Application Guide”**, SPE 14187, 2011.
- 3.18** S.G Noonan, M. Dowling, L. D’Ambrsio and W. Klaczek; **“Getting Smarter and Hotter With ESPs for SAGD”**, SPE 134528, Florencia, Italia, 2010.
- 3.19** Schlumberger; **“Reda Hotline High-Temperature ESP Motors”**, www.slb.com/hotline.
- 3.20** Schlumberger; **“Reda Hotline Advanced Motor Protectors”**, www.slb.com/hotline.
- 3.21** Schlumberger; **“Reda Hotline ESP Power Cables and Motorlead Extensions”**, www.slb.com/hotline.
- 3.22** Schlumberger; **“Poseidon Multiphase Gas-Handling System”**, www.slb.com
- 3.23** Schlumberger; **“Reda Maximus Reliable Electrical Submersible Pumping Systems with Integrated Measurement Technology”**, www.slb.com.

3.24 Schlumberger; “Reda Hotline Advanced Motor Protectors”,
www.slb.com/hotline.

3.25 Schlumberger; “Reda Hotline High-Temperature ESP Pumps”,
www.slb.com/hotline.

Capítulo 4

4.1-4.4 M.P. Ribeiro, P. da Silva Oliveira, J.S. de Matos, and J.E.M. da Silva, PETRBRAS; “**Field Applications of Subsea Electrical Submersible Pumps in Brazil**”; OTC-17415, 2005.

4.5-4.8 L.Camilleri, SPE, Schlumberger; L. Brunet and E. Segui, SPE, Total; “**Poseidon Gas Handling Technology: A Case Study of Three Wells in the Congo**”, SPE 141668, 2011.

4.9-4.10 Schlumberger; “**La Tecnología REDA Maximus incrementa la producción en un 70% para un operador de Rusia**”, Caso de Estudio, www.slb.com/artificiallift, 2010.

4.11 Stuart L. Scott, “**Artificial Lift**” Technology Focus, JPT, July 14th 2008.

4.12-4.13 Mark Horn, SPE, Frederic Coudeville, SPE, Eugene Bespalov, SPE, Howard Butcher, SPE, Baker Hughes Centrilift, “**Otter: A 21-Kilometer Subsea Tieback With Dual Electric Submersible Pumps**”, SPE 87902, 2004

4.14 R. Rodrigues, R. Soares, J.S. de Matos, C.A.G. Pereira, y G.S. Ribeiro, Petrobras, “**A New Approach for Subsea Boosting- Pumping Module on the Seabed**”, OTC 17398, 2005.

4.15 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, Petrobras, “**The New Deepwater Oil and Gas Province in Brazil: Flow Assurance and Artificial Lift: Innovations for Jubarte Heavy Oil**”, OTC 19083, 2007.

4.16-4.19 R. Rodrigues, R. Soares, J.S. de Matos, C.A.G. Pereira, y G.S. Ribeiro, Petrobras, “**A New Approach for Subsea Boosting- Pumping Module on the Seabed**”, OTC 17398, 2005.

Capítulo 5

5.1 Francisco .S. Alhanati, Francisco E. Trevisan, C.FER Technologies; “**Reliability Gaps in ESP Technology for Deepwater Applications**”; OTC-23341, 2012

Referencias Tablas:

Capítulo 1

1.1 Felipe de Jesús Lucero Aranda, **“Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción”**, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, 2010.

1.2-1.7 Aportación de la tesis.

1.8-1.10 J.D. Clegg, S.M. Bucaram, N.W. Heln Jr. **“Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods”**, SPE.

Capítulo 2

2.1 Schlumberger; **“Bombeo Electrocentrífugo Sumergido”**, Curso Impartido por SLB al IMP.

2.2 Héctor Díaz Zertuche, **Bombeo Electrocentrífugo Sumergido**, CIPM, México, 2002.

2.3 Instituto Mexicano del Petróleo; **“Asimilación de tecnología para la planeación, evaluación, selección, operación y mantenimiento de sistemas submarinos, presentación: Aplicación de Vehículos Operados a Control Remoto (ROVS)”**, Curso IMP, 2008.

2.4 Kermit E. Brown, **The Technology of Artificial Lift Methods**, Volume 2b, University of Tulsa, PenWell Books, 1980.

Capítulo 3

3.1 Aportación de la tesis.

3.2 Walter Dinkins, Steve Tetzlaff, Baker Hughes; John C. Patterson, ConocoPhillips Company; Hai Hunt, Peter Nezaticky, James Rodgers, ConocoPhillips Alaska, Inc.; Bret Chambers, BP Exploration (Alaska) Inc., **“Thru-Tubing Conveyed ESP Pump Replacemen-Live Well Intervention”**, SPE 116822, 2008.

3.3 K.T. Bebak, SPE, Matt Wisnewski, Baker Hughes, **“Alternate Deployed Systems Application Guide”**, SPE 14187, 2011.

3.4 Schlumberger; “AGH, Advanced Gas Handling Device”,
www.schlumberger.com/oilfield, 2004

3.5 Schlumberger; “Poseidon Multiphase Gas-Handling System”, www.slb.com

Capítulo 4

4.1-4.4 M.P. Ribeiro, P. da Silva Oliveira, J.S. de Matos, and J.E.M. da Silva, PETRBRAS;
“Field Applications of Subsea Electrical Submersible Pumps in Brazil”;
OTC-17415, 2005.

4.5-4.6 L.Camilleri, SPE, Schlumberger; L. Brunet and E. Segui, SPE, Total; “Poseidon
Gas Handling Technology: A Case Study of Three Wells in the Congo”, SPE
141668, 2011.

4.7-4.8 Stuart L. Scott, “Artificial Lift” Technology Focus, JPT, July 14th 2008.

4.9-4.11 H. Aponte, L. Toussaint and M. Ramos, PDVSA Oil & Gas; “Experiences Using
an ESP Application on Heavy-Oil Cold-Production Automation in Eastern
Venezuela Fields”, SPE 69708, 2001.

4.12-4.15 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo
A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro,
Petrobras, “The New Deepwater Oil and Gas Province in Brazil: Flow Assurance
and Artificial Lift: Innovations for Jubarte Heavy Oil”, OTC 19083, 2007.