



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“EL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (BEC), EN CAMPOS PETROLEROS DE AGUAS PROFUNDAS A NIVEL MUNDIAL Y SUS PERSPECTIVAS PARA CAMPOS DE MÉXICO”

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
I N G E N I E R O P E T R O L E R O
P R E S E N T A:

RENÉ MARTÍN DE LA MORA IBARRA

DIRECTOR DE TESIS:

Ing. María Isabel Villegas Javier



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2012.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **DE LA MORA IBARRA RENE MARTIN**, registrado con número de cuenta 304138429 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente.


M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 06/06/2012


ING. MARIA ISABEL VILLEGAS JAVIER

FECHA DE ACEPTACIÓN: 06/06/2012


M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO
ARANDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 6/Junio/2012


DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO

FECHA DE ACEPTACIÓN: 06/06/2012


ING. JESÚS HECTOR DÍAZ ZERTUCHE

FECHA DE ACEPTACIÓN: 6 junio 2012

FECHA DE EMISIÓN : 05 de Junio de 2012

FEX-2
ICH

Agradecimientos

A mi Alma Mater la monumental Universidad Nacional Autónoma de México por permitirme ser parte de tan gigantesca entidad educativa y haber hecho de sus instalaciones como un segundo hogar.

A la Facultad de Ingeniería por abrirme los brazos hacia una maravillosa carrera como lo es la Ingeniería y más hermosa aun la Ingeniería Petrolera.

A mi mami María Eugenia Ibarra Hernández porque siempre me has apoyado en todo lo bueno que he conseguido en esta vida, por siempre estar presente para mí cuando más lo necesito, por enseñarme que para conseguir el éxito siempre hay que luchar, por heredarme la intolerancia al fracaso porque gracia a eso hoy me encuentro aquí. Por todo esto y mucho más GRACIAS mami.

A mi papa René de la Mora Medina por haberme apoyado desde pequeño muy a tu manera, pero siempre viendo porque no me faltara nada, por mostrarme el camino de los hombres buenos, por enseñarme que para superarse en la vida se tiene que luchar contra todo lo que se te interponga, por darme la valiosa oportunidad de una educación de calidad desde el principio, GRACIAS papá.

A mi mejor amigo, mi compañero, mi hermano Everardo Jesús porque desde que llegaste a este mundo me has apoyado en cualquier situación o problema, darme tu amistad de forma incondicional, porque siempre le pones buena cara a todo y encuentras la bondad en todas las personas y por haberme enseñado que cuando te lo propones el límite es el cielo. Tu que eres mi inspiración y ejemplo a seguir. GRACIAS, porque tú eres el ser humano más grande que conozco.

A mis abuelitos Aurora Hernández (Abue Pollo) y Manuel Ibarra por haberme bendecido con la mama más mala del mundo, porque siempre me han querido

y cuidado y por ser parte fundamental en mi formación como ser humano de bien. GRACIAS.

A mis abuelitos Consuelo Medina (Abue Chelo) y Jesús de la Mora + por bendecirme con el mejor papa del mundo, por quererme y cuidarme desde pequeño, por acompañarme y guiarme en mi formación como persona de bien. GRACIAS.

A Nancy A. Grajeda por todo el apoyo que me has brindado, por hacer que la estancia en esta maravillosa carrera fuera aun mejor, por poder contar contigo en las buenas, en las malas y en las peores, porque nunca dejaste de creer en mí, por guiarme y continuar haciéndolo ahora y porque sin ti este trabajo no hubiera sido posible GRACIAS Bubu.

A mi primo Alberto Axcana por haber sido la principal influencia para elegir la carrera de Ingeniería, por apoyarme siempre que te necesite y estuvo en tus manos apoyarme, por permitirme conocer tu faceta de profesor y por ser parte fundamental de mi vida. GRACIAS.

A la Ing. María Isabel Villegas Javier por guiarme en la realización de este trabajo, por enseñarme a amar la Ingeniería Petrolera, por brindarme sus conocimientos, por su amistad, por ser de esos Profesores que dejan su huella en el corazón y por aceptar este reto GRACIAS.

Al Ing. Alejandro Cortes Cortes por todos los conocimientos que transmitía al dar su clase, por su amistad, por el apoyo durante la carrera y por ayudarme a adorar esta profesión GRACIAS.

A mi amiga Aramis por ser parte fundamental tanto de esta carrera como de este trabajo, por los momentos raros, ridículos y chistosos que vivimos GRACIAS Aramiau.

A mi amiguitita Nelly porque eres una chava como ninguna, por siempre contar con tu apoyo incondicional y tu sincera amistad y saber que pase lo que pase siempre estarás ahí GRACIAS.

A mi carnal Amhed por darme tu amistad, consejos, por tu apoyo y porque me has cuidado desde que nos conocimos GRACIAS.

A mis amigos de la Prepa "1" Job, Marcos, Jorge (Chelo) y Edgar (Brody) por todas esas aventuras que vivimos, por los partidos que ganamos, empatamos o perdimos, por brindarme su amistad en una etapa decisiva de mi vida GRACIAS.

A mis queridos amigos Everardo, Justino (Justin) y Efraín (Manager) por su apoyo, amistad y locuras al principio, durante y al final de la carrera GRACIAS.

A mis amigos de la Facultad de Ingeniería André, Alejandro, Ricardo (Pime), Ricardo (Meza), Olgüita, Jaqui, Alfredo (Chapo), Eliel, Carlos Moreno, Daniel (Bonito), Nayeli, Francisco G., Juanito, Cuauhtémoc, Rodrigo y a todos mis compañeros por haber hecho mi estancia en esta maravillosa Facultad una experiencia única e irrepetible. GRACIAS.

A mis sinodales M.I. José Ángel Gómez Cabrera, Ing. María Isabel Villegas Javier, M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda, Dr. Edgar Ramírez Jaramillo e Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche por sus aportaciones a este trabajo de tesis GRACIAS.

Con cariño y afecto René Martín

Contenido

	Resumen	5
	Introducción	9
I	Generalidades	13
I.1	Necesidad del empleo del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC).	13
I.2	Panorama General del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC).	14
I.2.1	Antecedentes.	14
I.2.2	Ventajas del BEC.	17
I.2.3	Desventajas del BEC.	17
I.2.4	Parámetros para la aplicación del BEC.	18
I.3	Casos significativos con instalación de BEC en Aguas Profundas.	21
I.3.1	BEC en el separador Caisson en Marimba.	26
I.3.2	BEC en un Caisson submarino en una Prueba Extendida de Pozo (EWT) en Jubarte.	27
I.3.3	BEC en el Riser submarino de Navajo.	28
I.3.4	BEC en un separador Caisson (fase 1 de Jubarte).	28
I.3.5	BEC en un separador Caisson en el proyecto Parque das Conchas (BC-10).	29
I.3.6	BEC en el separador Caisson en Pérdido.	30
I.4	Aguas Profundas.	31
I.5	Perspectivas en México.	33
II	Bombeo Electrocentrífugo (BEC).	35

II.1	Descripción del BEC.	35
II.2	Componentes del BEC.	38
II.2.1	Elementos Subsuperficiales del Sistema (BEC).	40
II.2.1.1	Motor Eléctrico.	41
II.2.1.2	Protector o Sección Sellante.	42
II.2.1.3	Separador de Gas.	45
II.2.1.4	Bomba Centrífuga.	48
II.2.1.5	Sensores de Fondo.	51
II.2.1.6	Cable de Corriente Eléctrica.	52
II.2.1.7	Conexión del Motor (Mufa o Pothead).	55
II.2.1.8	Guía o Centralizador.	55
II.2.2	Elementos Superficiales del Sistema (BEC).	56
II.2.2.1	Bola Colgadora.	56
II.2.2.2	Caja de Unión o Venteo.	57
II.2.2.3	Tablero de Control.	58
II.2.2.4	Amperímetro	60
II.2.2.5	Transformador.	61
II.2.2.6	Variador de Frecuencia.	61
II.2.2.7	Accesorios.	62
II.2.2.8	Válvula de Drene.	62
II.2.2.9	Válvula de Contrapresión.	63
	Datos necesarios requeridos del pozo y del yacimiento para diseñar un Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergible.	64
II.3		
II.4	Ventajas y desventajas del Sistema de Bombeo	65

	Electrocentrífugo Sumergido (BEC).	
III	Aplicaciones del BEC en Aguas profundas a Nivel Mundial.	67
III.1	Brasil.	67
III.2	China.	95
III.3	Mar del Norte.	118
III.4	Golfo de México.	145
III.5	Metodología de aplicación del BEC en aguas profundas	159
IV	Perspectivas en México.	165
IV.1	Situación Actual del Desarrollo en Aguas Profundas.	165
IV.2	Tendencia a corto Plazo.	168
IV.3	Viabilidad de aplicar el BEC.	171
	Conclusiones.	173
	Referencias.	177
	Índice de Figuras	183
	Índice de Tablas	187

Resumen

El tema central de esta tesis es la aplicación del Bombeo Electrocentrífugo (BEC) a campos petroleros de aguas profundas a nivel mundial y sus perspectivas para campos de México, se eligió este tema debido a la falta de información referente al mismo; así como la necesidad de difundir la factibilidad del uso de este sistema en el área profunda del Golfo de México.

En yacimientos maduros (condición de la mayoría de los yacimientos mexicanos) la presión del fondo del pozo no es suficiente para acarrear los fluidos producidos a la superficie, por lo que en ese momento es necesario el uso de sistemas artificiales de producción para ayudar al pozo durante la producción. En los últimos años se ha comprobado que los yacimientos de aguas profundas generalmente no cuentan con la energía suficiente para llevar los fluidos hasta las instalaciones de superficie, debido a las grandes columnas hidrostáticas que existen desde el lecho marino hasta el nivel del mar.

Dentro de los sistemas artificiales de producción empleados para solucionar dicha problemática en aguas profundas se encuentran:

- Bombeo Neumático Continuo.
- Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.
- Bombeo de cavidades progresivas.
- Sistemas Híbridos (BN-BEC, BEC-BCP).

Siguiendo el objetivo de este trabajo se enfocará únicamente en el sistema BEC.

El BEC es un sistema artificial de producción, utilizado para energizar el fluido del pozo, mediante una bomba centrífuga de etapas múltiples accionada con un motor eléctrico de modo que se logre llevar los fluidos del fondo del pozo hasta las instalaciones en la superficie. Para la aplicación de este sistema es necesario conocer las propiedades de los fluidos a producir, del yacimiento, relación gas-aceite, corte de agua, presión de burbuja, presencia de arena, entre otras. Todo ello con el fin de diseñar un BEC que se adapte a las necesidades del campo a producir.

El empleo del BEC es un reto debido a que este sistema es muy complejo puesto que para cada pozo requiere un diseño específico, además se deben considerar algunas problemáticas del sistema como pérdidas de voltaje en el cable (debido a grandes longitudes que se requieren para conseguir llevar la corriente eléctrica al fondo del pozo), bloqueo por gas, desgaste de las etapas de la bomba, entre otras. Estas consideraciones son tomadas en cuenta comúnmente en el diseño de un BEC convencional, sin embargo para poder diseñar uno en aguas profundas además es necesario tomar en cuenta las bajas temperaturas, que pueden originar la presencia de hidratos de gas; los cuales causan problemas en la bomba centrífuga; así como otros problemas que se pueden presentar en estas áreas.

Una parte medular de este trabajo fue la investigación respecto a su utilización en campos de aguas profundas a nivel mundial, ya que mediante esta información podemos aprender de los errores y problemas que se presentaron en dichos campos; además se logra establecer un preámbulo de la factibilidad técnica y económica de la aplicación de dicho sistema; ya que aunque sea uno de los

sistemas artificiales más caros, aquellos casos en que se ha utilizado en los pozos resulta muy rentables y eficiente.

Finalmente en la última sección de este trabajo se presenta la situación actual de nuestro país en el área profunda del Golfo de México, en cuanto a la cantidad de pozos que actualmente se planean perforar o se están perforando, así como lo que espera encontrarse y lo que se ha encontrado en los pozos ya perforados, además se presenta la factibilidad de utilizar el sistema BEC en aplicaciones futuras de producción en campos del área profunda del Golfo de México.

Introducción

Un yacimiento de hidrocarburos es un medio poroso en el cual existe una, dos o tres fases inmiscibles: agua, aceite, y gas. Para extraer los hidrocarburos contenidos en los yacimientos hay que perforar pozos, que se consideran la unidad básica de producción. En un yacimiento pueden ser perforados desde un sólo pozo hasta cientos de ellos.

El comportamiento de los yacimientos durante su explotación está influenciado por las características productivas de la roca, la presencia del flujo multifásico a través del medio poroso, así como el esquema de explotación.

La recuperación de hidrocarburos se ha clasificado en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria o mejorada. La explotación primaria, incluye la recuperación natural, que puede ocurrir con flujo natural asociado a mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, como la expansión roca-fluido, gas disuelto, acuífero activo, casquete de gas o bien drene gravitacional y recuperación mediante sistemas artificiales de producción. La recuperación secundaria, es aquella que se aplica para mantener la presión del yacimiento o desplazar los fluidos del yacimiento, mediante la inyección de agua o gas para llevar el crudo hasta los pozos de producción; mientras que para la recuperación mejorada o terciaria se contemplan métodos térmicos, químicos y la inyección de gases miscibles para extraer el crudo.

La producción de un pozo alcanza un nivel máximo de producción a un tiempo determinado y a partir de ese punto declina por la pérdida de presión natural del yacimiento hasta un límite donde no puede ser concebido factible como proyecto por razones físicas y económicas. Cuando el pozo alcanza este límite

productivo, las fuerzas capilares que se desarrollan entre los fluidos y los poros del yacimiento, dejan atrapados a los hidrocarburos y estos dejan de fluir por los mecanismos naturales de producción. Para prolongar la producción en un pozo se requieren inversiones económicas adicionales para mantener su producción a través de nuevos mecanismos, tales mecanismos son:

1. Optimizar las instalaciones superficiales de producción.
2. Optimización del pozo en condiciones fluyentes.
3. La implementación de sistemas artificiales de producción.
4. La implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.
5. La utilización combinada de sistemas artificiales de producción y procesos de recuperación secundaria simultáneamente.

Sin embargo antes de pensar en utilizar algún sistema artificial se debe analizar las causas de las pérdidas de presión en el SIP (Sistema Integral de Producción) ya que éstas generalmente pueden ser ocasionadas por problemas en los elementos del SIP, por ejemplo daño en los pozos debido a la misma operación, el cual es removido mediante limpieza y estimulaciones.

Una vez que se han analizado las condiciones actuales de producción y aún así la problemática no se ha solucionado, es conveniente primero utilizar algún sistema artificial que permita recuperar estos hidrocarburos, antes de considerar cualquier proceso de mayor costo y de tecnología sofisticada.

Cuando el flujo de fluidos no es capaz de llegar a las instalaciones superficiales, debido a una serie de problemáticas, es necesario implementar un sistema artificial de producción acorde a las características del campo, ya que la

recuperación de hidrocarburos del yacimientos remanente representa entre un 60 a 70% del total que se encuentra en el yacimiento para ello es necesario efectuar un estudio en el que se involucren las diferentes alternativas de sistemas artificiales, como son: Bombeo Neumático, Hidráulico y electrocentrífugo ó electrosumergible, los cuales permitirán ayudar a vencer las caídas de presión y mantener el pozo fluyendo aumentando el volumen producido y por ende los factores de recuperación.

Más allá de cualquier método de levantamiento artificial utilizado para el término de la producción del yacimiento, es importante estudiar detalladamente todos los parámetros que incluyen el uso del mismo, así como las ventajas o desventajas de su aplicación, restricciones y el tiempo operacional del sistema. Por tal razón se procederá a continuación a desglosar los tópicos más importantes que involucra el estudio y/o aplicación del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.

Capítulo I. Generalidades

I.1. Necesidad del empleo del Bombeo ElectroCentrífugo Sumergido (BEC) ^{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7}

El comportamiento de los yacimientos durante su explotación está influenciado por las características productivas de la roca, las propiedades de los fluidos que viajan a través del medio poroso, así como el esquema de desarrollo implantado.

La explotación de un yacimiento tiene 3 etapas: la recuperación primaria (la recuperación de hidrocarburo asociada a mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, como expansión roca-fluido, gas disuelto, acuífero activo, casquete de gas o bien drene gravitacional), la cual ocurre únicamente con flujo natural, sin embargo en ocasiones las presiones de fondo de los pozos no son suficientes para llevar los fluidos hasta la superficie, por lo que es necesario diseñar e instalar un sistema artificial de producción que permita recuperar estos hidrocarburos. La recuperación secundaria es aquella que se aplica para mantener la presión del yacimiento o desplazar los fluidos del yacimiento, mientras que para la recuperación mejorada se contemplan métodos térmicos, químicos y la inyección de gases.

Debido a la explotación de los hidrocarburos, los pozos que se encuentran produciendo declinan en su producción por la pérdida de presión natural del yacimiento. Por tal razón es necesario instalar la infraestructura adecuada para la recuperación del petróleo, que en la mayoría de los yacimientos representa de un 60 a 70% del volumen total por recuperar, por lo cual, es conveniente un sistema artificial.

Durante la vida productiva de los yacimientos, la presión tiende a disminuir debido a la explotación del campo, a tal grado que los pozos productores dejan de fluir de forma natural, en varias ocasiones estas disminuciones de presión pueden ser originadas también por daños en los pozos, provocadas principalmente por la misma operación, el cual es removido mediante limpieza y estimulaciones. Cuando existen estas problemáticas, es necesario implementar un sistema artificial de producción, acorde a las características del campo. Para llevar a cabo esta tarea se deben realizar una serie de estudios que involucren la implementación de los distintos sistemas como: Bombeo mecánico, Hidráulico y Electrocentrífugo, los cuales ayudaran a vencer las caídas de presión y mantener el pozo fluyendo para así continuar con la plataforma de producción comprometida.

Más allá de cualquier sistema artificial de producción utilizado para la parte final de la producción del yacimiento, es importante estudiar detalladamente todos los parámetros que influyen en el uso del mismo, así como las ventajas o desventajas de su aplicación y el tiempo operacional del sistema. A continuación se procederá a desglosar los tópicos más importantes que involucra el estudio y/o aplicación de uno de ellos para el Sistema de Bombeo Electrocentrífugo sumergido, objetivo de este trabajo.

I.2. Panorama General del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC)

I.2.1 Antecedentes

El Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) es un método de levantamiento artificial que se caracteriza por emplear una bomba centrífuga (Ver figura I.1) ubicada en el fondo del pozo para producir los fluidos aportados por el

yacimiento desde el fondo del pozo hasta el separador. Este sistema artificial de producción también es conocido con el nombre de bombeo eléctrico.



Figura I.1 Bomba Electrocentrífuga (BEC).

El primer motor eléctrico sumergible capaz de operar en agua e impulsar una bomba fue inventado por el ruso Armais Arutunof en el año 1916. Arutunof fundó la compañía Russian Electric Dynamo Arutunof (REDA) en 1921 y tres años más tarde instaló el primer sistema de bombeo electrocentrífugo en pozos petroleros de Oklahoma, U.S.A. La primera aplicación del Bombeo Electrocentrífugo sumergido (BEC) fue en Venezuela en 1958, con el pozo silvestre 14.

Anteriormente las características que limitaban la utilización de este sistema eran: la presencia de arena y sólidos, alta relación gas aceite, pozos desviados, corrosión, grandes profundidades y altas temperaturas. En la actualidad los avances tecnológicos desarrollados sobre las bombas electrocentrífugas sumergibles han disminuido en gran medida estas limitantes; haciendo más flexible la aplicación de éstas en ambientes de pozos con tales problemas, gracias a estos avances ahora se pueden implementar a mayor profundidad, incrementando la capacidad de manejo de volúmenes de gas libre hasta un 75% haciéndolos más resistentes a los sólidos, a elementos corrosivos y logrando trabajar a temperaturas de operación internas de hasta 550 [°F].

El sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido, ha tenido gran éxito por ser económico y eficiente cuando se tienen altos volúmenes de fluido desde 70 hasta 100,000 [bpd] (dependiendo de la tubería de revestimiento). Por otra parte no requiere de grandes instalaciones de superficie sólo de un tablero de control de velocidad y cable.

Con las mejoras logradas a las bombas REDA electrosumergibles, se ha podido contribuir en la producción de pozos en aguas profundas gracias al desarrollo de equipo como; cables submarinos, conectores submarinos, transformación y transmisión de energía a larga distancia, así como árboles submarinos mejorados. En pozos de aguas profundas que requieren de levantamiento artificial la bomba electrosumergible constituye el elemento clave para el éxito de los proyectos puesto que garantizan el flujo hacia las instalaciones de superficie a través de conexiones prolongadas.

En 1994 se instaló la primera bomba electrosumergible en aguas profundas en el proyecto "PROCAP" de Petróleos Brasileños (Petrobras) en el pozo submarino

RJS-221 del campo petrolero “Carapeba”, esta bomba se mantuvo en operación durante un período de 36 meses sin falla alguna, recibiendo energía desde una plataforma fija ubicada a 1640 [pies] de distancia al lecho marino.

I.2.2 Ventajas del BEC

- Puede levantar altos volúmenes de fluidos.
- Opera con altos cortes de agua (aplicables en costa a fuera).
- Resulta versátil para inyectar fluidos a la formación.
- Vida útil prolongada.
- Aplicable para pozos desviados.
- No causa daños al paisaje.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y formación de incrustaciones.
- No requiere instalaciones superficiales de gran tamaño a excepción de un variador de frecuencia.
- Se cuenta con un motor eléctrico acoplado a la misma bomba en el fondo del pozo.

I.2.3 Desventajas del BEC

- Inversión inicial considerablemente alta.
- Alto consumo de potencia.
- No es rentable en pozos de baja producción.

- Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.
- Susceptible a la producción de gas y arena.
- Su diseño es complejo.
- Su tecnología es la más complicada y cara, pero se prefiere en caso de tener que elevar grandes gastos.
- Las bombas y motor son susceptibles a fallas.
- Complicada instalación y su energización no siempre es altamente confiable.
- En cuanto al costo de instalación, es muy elevado.

I.2.4 Parámetros para la aplicación del BEC

Un 15 a 20 por ciento de casi millón de pozos en todo el mundo son bombeados con algún tipo de sistema artificial de producción empleando bombas electrocentrífugas. Los sistemas BEC se caracterizan por ser la forma de tecnología de más rápido crecimiento de los sistemas artificiales de producción. A menudo son considerados como la mejor opción para altos volúmenes y grandes profundidades entre los sistemas artificiales de producción en campos de aceite.

Estos sistemas se encuentran en ambientes operativos en todo el mundo, debido a su versatilidad. Se puede manejar una amplia gama de gastos desde 70 a 100,000 [bpd] o más y llevar la producción prácticamente de cero hasta 15 mil [pies] de elevación. Como regla general, los BEC tienen menor eficiencia con fracciones significativas de gas, por lo general mayor que 10 % de volumen en la entrada de la bomba. Dada su alta velocidad de rotación de hasta 4000 rpm y

espacios reducidos, son también moderadamente tolerantes a los sólidos como arenas, si se espera un fluido cargado de sólido durante la producción, se emplean procedimientos especiales de funcionamiento y técnicas de colocación de la bomba. Cuando grandes cantidades de gas libre están presentes, los separadores de fondo y/o compresores de gas son requeridos en lugar de una entrada convencional.

Los sistemas BEC pueden ser utilizados en tuberías de revestimiento tan pequeñas como 4.5 [pg] de diámetro exterior y pueden ser diseñados para manejar contaminantes comúnmente encontrados en fluidos de aceite con corrosivos, tales como H₂S y los contaminantes de CO₂, abrasivos como arena, las temperaturas de fondo extremadamente altas y porcentajes altos de producción de gas. El aumento del corte de agua ha demostrado no tener ningún efecto perjudicial significativo en el rendimiento del BEC.

Los BEC también se han utilizado en pozos verticales, desviados y horizontales, pero deben ser ubicados en un tramo recto de la tubería para un rendimiento óptimo.

En base al costo por barril, el BEC se considera económico y eficiente. Con sólo la cabeza del pozo y el variador de velocidad visible en la superficie, los sistemas BEC tienen un tamaño reducido y la opción de un perfil bajo para prácticamente todas las aplicaciones, incluidas las instalaciones costa afuera. La Tabla I.1 presenta un resumen de las aplicaciones del BEC.

Profundidad Vertical de Operación	Hasta 15,000 [pies]
Volumen de Operación	70 a 100,000 BPD
Temperatura de Operación	Hasta 500 °F
Manejo de la Corrosión	Buena
Manejo de Gas	Baja
Manejo de Sólidos	Media a Buena
Gravedad del Fluido	> 10°API
Viscosidad	≈ 200 cP
Requisitos de Mantenimiento	Reparación del Pozo o Unidad de Extracción
Pozos Desviados	Colocación de 0° a 90°
Fuerza Motriz	Motor Eléctrico
Aplicación Costa fuera	Excelente

Tabla I.1 Resumen de la Aplicación del BEC.

Como se mencionaba anteriormente el sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) ha demostrado ser una alternativa altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos gracias a las características del equipo. Así mismo se le atribuye la capacidad de manejar grandes volúmenes de crudo, desde 150 hasta 100.000 barriles por día (BPD).

Otro atributo del sistema BEC es que permite controlar y programar la producción dentro de los límites del pozo, a través del uso del variador de

frecuencia y que el monitoreo continuo de las condiciones de presión y temperatura en el pozo, es posible gracias a las señales transmitidas por el sensor de presión y temperatura ubicado en el fondo pozo.

I.3. Casos significativos con instalación de BEC en Aguas Profundas

El bombeo submarino ha sido un medio eficaz para aumentar los gastos de producción y la recuperación desde la primera instalación de una bomba multifásica de doble tornillo (MPP) por AGIP, en el campo Prezioso en 1994. Desde entonces, se han reportado 22 instalaciones de bombeo submarino en todo el mundo, y otros 5 proyectos están en curso.

Como se sabe, los descubrimientos en aguas profundas y campos satélites requieren tie-backs más largos (líneas de flujo, tuberías y risers) para llevar los fluidos producidos a las instalaciones superficiales de procesamiento por lo que un beneficio potencial sería el bombeo submarino el cual ayudaría a superar las pérdidas de presión por fricción y la presión hidrostática, que limitan los gastos de producción y la recuperación final. En aguas profundas, la presión hidrostática de la columna de líquido suele ser de cinco a diez veces mayor que las pérdidas de presión por fricción en tuberías horizontales.

Las bombas utilizadas en las operaciones submarinas incluyen bombas de desplazamiento positivo y rotodinámicas como se muestra en la Figura I.2. A medida que disminuye la presión del yacimiento, la presión diferencial requerida de la bomba aumenta. Lo mismo ocurre a medida que aumenta el corte de agua que actúa como contrapresión adicional que se ejerce sobre el equipo del fondo marino, incrementando la presión hidrostática en el riser.

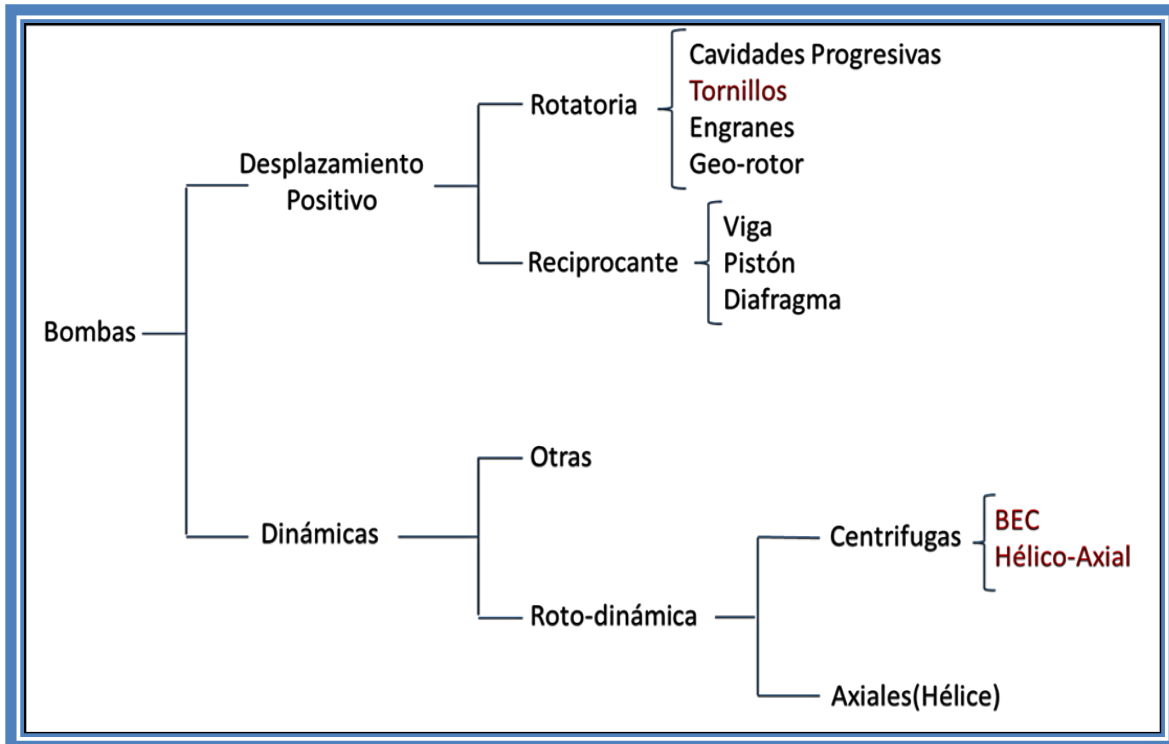


Figura I.2: Clasificación de bombas.

En yacimientos con empuje por gas disuelto, el gas libre se hace presente en la corriente de flujo cuando la presión disminuye a la presión de burbuja. El gas libre en un sistema de producción provoca baches en las tuberías del pozo, TP's y risers, bloqueando las bombas, que no son capaces de manejar corrientes de flujo con altos Bg. Por esta razón, es importante considerar los parámetros PVT del aceite (la presión de burbuja, la relación gas-aceite, y el factor de volumen de formación del aceite) y las presiones previstas a través del sistema de producción para entender dónde y cuándo el gas libre estará presente en el sistema, con el fin de aplicar las tecnologías apropiadas.

La Figura I.3 resume las operaciones diferenciales históricas y las capacidades de diferentes bombas submarinas al Bg, y en la Tabla I.2 se comparan los valores históricos con las capacidades probadas publicadas por el fabricante de

la bomba. Con la excepción de los BEC, la presión diferencial probada por el fabricante es significativamente mayor que el rendimiento real y es probable que se atribuya a un bajo Bg en la corriente de flujo durante la prueba. Los valores del Bg probado por el fabricante son más acordes al rendimiento histórico real, pero los valores son considerablemente más altos para las bombas centrífugas y helico-axiales. Nótese que los valores individuales del fabricante de presión diferencial de la bomba y del Bg no son alcanzables si se consideran en conjunto, es decir, una bomba helico axial no puede alcanzar un valor de presión diferencial de 2321 psi en una corriente de flujo con un Bg de 95%.

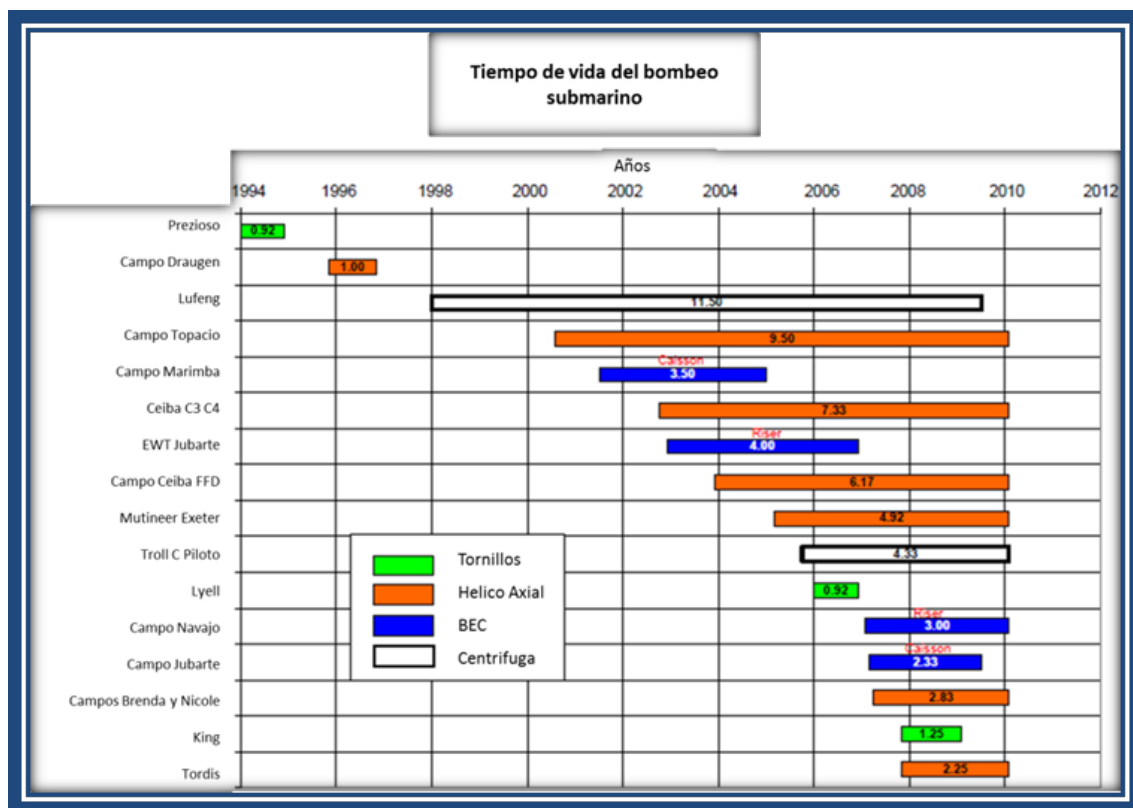


Figura I.3: Proyectos de Bombeo Submarino, tiempos de vida.

El rendimiento de la bomba y por lo tanto sus criterios de selección, está principalmente en función de la diferencia de presión necesaria y el Bg de la corriente de flujo.

Tipo de Bomba	ΔP		GVF	
	Histórica	Fabricante	Histórica	Fabricante
Centrífuga	2190 psi @ 0% GVF	5076 psi	3% @ 508 psi	15%
Tornillos Gemelos	725 psi @ 95% GVF	2176 psi	95% @ 725 psi	98%
Hélico-Axial	773 psi @ 42% GVF	2321 psi	75% @ 276-653 psi	95%
BEC	2303 psi @ 15% GVF	2756 psi	57% @ 583 psi	50%

Los valores del fabricante son los máximos valores individuales, se indica que no son alcanzables en conjunto.

Tabla I.2: Capacidades históricas y probadas de las bombas.

Los gráficos históricos de rendimiento se muestran en la Figura I.3 y la Figura I.4 donde se indica el tiempo de funcionamiento de bombas submarinas. Aquella bomba que presentó el tiempo de funcionamiento más largo fue una simple bomba centrífuga, instalada en el campo de Lufeng (Mar de China Meridional), este excelente rendimiento se atribuye principalmente al bajo Bg de la corriente de flujo de Lufeng (2%) y a la baja presión diferencial (el tirante de agua era relativamente poco profundo y un tie-back corto). Por lo que se concluye que las bombas centrífugas tienen una tolerancia al gas baja, Bg <15%.

El segundo tiempo más largo de funcionamiento de bombas es el de bombas hélico-axiales, las cuales han funcionado con éxito en entornos con requerimientos de presión diferencial de hasta 653 psi y Bg hasta del 75%.

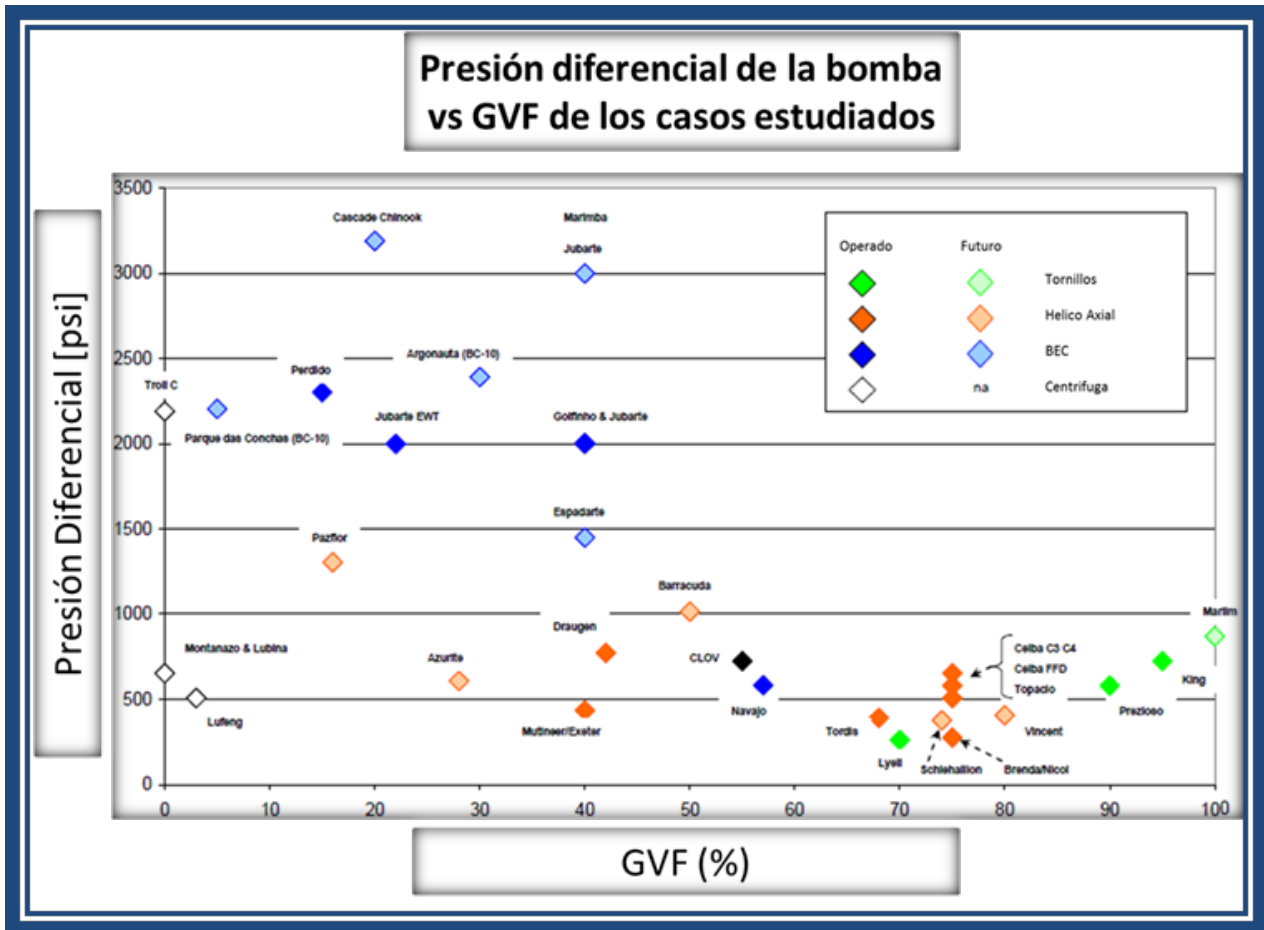


Figura I.4: Proyectos de bombeo submarino, capacidades de presión diferencial y Bg.

Las bombas que se ha empleado en aplicaciones más recientes de instalaciones de BEC, muestran tiempos de ejecución de hasta 4 años en pruebas de producción de duración limitada. Las capacidades superiores a la presión diferencial de los BEC (2000 a 3200 psi), con su capacidad para manejar volúmenes de gas de hasta un 15% lo hacen una excelente opción para la aplicaciones de aguas ultra-profundas donde solamente la presión hidrostática es del orden de 1800 a 3000 psi.

Las bombas centrífugas y hélico-axiales operan eficientemente en una sólo fase, con corrientes de flujo de baja viscosidad, pero se vuelven ineficientes en corrientes de flujo con alta viscosidad y altos Bg.

La literatura sobre las bombas de doble tornillo indica una tolerancia a la producción de arena, capacidad que no se presenta en otras bombas, sin embargo los problemas de la producción de arena se afrontan mejor en el pozo con equipos de control de arena.

I.3.1 BEC en el separador Caisson en Marimba

La primera instalación de un BEC en un caisson en el fondo marino se encuentra en el campo Marimba, ubicado a 1296 [pies]. de tirante de agua, costa afuera en Brasil. Esta instalación fue un proyecto conjunto de la industria (JIP) con Petrobras, ENI / Agip, y ExxonMobil, conocido como un sistema de bombeo y separación vertical anular (VASPS), la instalación del BEC ocurrió en el año 2000 y comenzó a operar en julio de 2001, pero experimentó una falla a menos de 6 meses de su arranque. La bomba fue sustituida en 2004, reanudando sus operaciones en 2005, y funcionó de forma continua durante 3.5 años hasta "la falla del pozo" en Julio de 2008.

La siguiente instalación reportada de un BEC en un caisson del fondo marino se localizó en el campo Jubarte, situado a 4429 [pies]. de tirante de agua, costa afuera de Brasil. Este sistema se conoce como BEC-MOBO (módulo de bombas o el módulo de producción) del fondo marino. La bomba comenzó a funcionar en Marzo de 2007, y operó durante 28 meses antes de experimentar problemas operacionales.

I.3.2 BEC en un Caisson submarino en una Prueba Extendida de Pozo (EWT) en Jubarte

El campo Jubarte está a 48 millas de la costa brasileña al norte de la cuenca de Campos, a 4593 [pies] de tirante de agua. El campo fue descubierto por Petrobras en 2001, y comenzó su producción en 2002. El yacimiento productor tiene buenas características de la roca (23% de porosidad, permeabilidad de 1200 md), con producción de aceite pesado de 14 [cP] de viscosidad (17 °API).

Como parte de un análisis técnico y económico de los sistemas artificiales de producción para el aceite pesado de Jubarte, Petrobras inició una serie de pruebas por etapas de la aplicación del BEC para determinar la confiabilidad del mismo (la vida de ejecución) en un ambiente de aguas profundas. Las pruebas del BEC comenzaron con una prueba extendida al pozo (EWT) del pozo 1-ESS-110 utilizando un BEC en el riser de perforación, sobre el árbol submarino. El BEC se ubicó en una cápsula de 9 5/8 [pg] en el fondo del riser.

La EWT se inició en Octubre de 2002 y terminó oficialmente en Enero de 2006 (38 meses), sin embargo, el pozo continuó produciendo con el BEC en el riser por otros 10 meses, durante dichas pruebas de la Fase1 del BEC, para un tiempo total de funcionamiento de 4 años, los gastos de producción que se alcanzaron fueron de 22000 bpd.

El sistema tenía una potencia de 900 HP (700 kW), con una bomba de 25000 bpd. Durante la EWT, el BEC operó con una presión diferencial de 2000 psi, producción de agua y aceite de 17 ° API en la corriente de flujo con un Bg del 22%.

I.3.3 BEC en el Riser submarino de Navajo

El campo Navajo está localizado en la zona de prolongación de la Ribera Oriental del Golfo de México a profundidades que van de 3600 a 4200 [pies]. La producción del pozo EB-690 No. 1 comenzó en Diciembre de 2005 y fluyó naturalmente durante Enero de 2007, cuando la compañía Anadarko instaló un BEC en el riser, para aumentar la producción del pozo EB 690 No. 1 y llevar los fluidos a la Spar Nansen. Antes de la instalación, el pozo produjo de forma errática con baches de gas y la carga de líquido en el riser, sin embargo dichas problemáticas fueron resueltas y el BEC está aún en funcionamiento después de más de 3 años.

El BEC de Navajo es una unidad de 4 [pg] de diámetro exterior que produce 3600 [bpd], con 0.75 [MW] (1,005 [cV]) y maneja una corriente de flujo con un Bg de 57%.

I.3.4 BEC en un separador Caisson (fase 1 de Jubarte)

El campo Jubarte está a 48 millas de la costa brasileña al norte de la cuenca de Campos, a 4339 [pies] de tirante de agua. El campo produce aceite con viscosidad de 14 cp. (17 ° API), agua y gas.

La fase 1 de desarrollo del campo Jubarte incluyó la producción de un pozo (7-JUB-02) hacia un Módulo de Bombeo (MOBO) el cual bombea una corriente de flujo separada de aceite y de agua a la parte superior del FPSO (la fase-1 también incluye la producción de dos pozos con bombeo neumático y un pozo con BEC). La instalación del MOBO se inició en marzo de 2007, y continuó hasta Julio de 2009 (2 ½ años).

El MOBO se compone de un Caisson de 30 [pg] a 130 [pies] de profundidad, situada a 650 [pies] del pozo. La bomba BEC posee una potencia de 1200 [hp] (0.9 [MW]), teniendo una vida de ejecución esperada de 4-6 años. Así mismo se utilizaron cuñas de alta resistencia para impedir la abrasión debido a la producción de arena.

Basado en los resultados de la EWT y fase 1 de pruebas de los sistemas artificiales de producción, Petrobras está llevando a cabo la fase 2 de desarrollo de Jubarte (Sistema de Producción Definitivo de Jubarte), en el que se operan quince pozos horizontales con MOBO's equipadas con BEC's con 1500 hp. Como respaldo para el BEC, se instalarán válvulas de bombeo neumático en los pozos.

Las plataformas se emplean para desinstalar los BEC, así que los costos de intervención pueden ser altos, sin embargo, se está trabajando para facilitar el cambio del BEC mediante cables con un barco especial.

Durante la prueba, se formaron incrustaciones en los impulsores del BEC, así que la inyección continua de un inhibidor de a incrustaciones se implementó, el agua en emulsión de aceite también fue un problema, así que la inyección continua de un desemulsificante también se llevó a cabo. Cabe mencionar que se puede realizar un bypass a los MOBO's para permitir las corridas de diablo en las líneas de flujo.

I.3.5 BEC en un separador Caisson en el proyecto Parque das Conchas (BC-10)

El proyecto Parque das Conchas está localizado en el bloque BC-10 costa afuera de Brasil a un tirante de agua de 7054 [pies]. La fase 1 del proyecto incluye el desarrollo de los campos Ostra, Albalone y Argonauta-BW, que han sido

recientemente puestos a producir, mientras que en la Fase 2 del proyecto, el Argonauta-ON se desarrollará.

Durante la fase 1 del proyecto, Shell instaló seis sistemas de Bombeo Submarinos que consisten en módulos de bombeo colocados en el fondo del mar. Estos módulos se denominan MOBO (módulo de bombas o el módulo de producción). Cada MOBO consiste en lo siguiente:

- Tubería conductora de 48 [pg] (enterrada en el lecho marino).
- Tubería conductora de 42 [pg] (perforado e instalada dentro de la tubería conductora de 48 [pg]).
- Tubería Caisson de 32 [pg] a 3280 [pies] (perforado e instalada en de la tubería conductora de 42 [pg]).
- Entrada helicoidal para la pre-separación de gas-líquido.
- Salida del gas de 5 [pg].
- Salida Aceite/agua de 5 [pg].
- BEC de 1500 [hp].
- Basurero.
- Sistema de Monitoreo del BEC.
- Medidores de presión para el control del nivel del líquido.

I.3.6 BEC en el separador Caisson en Pérdido

Pérdido se encuentra a 200 millas de la costa del Golfo de Texas a 8,000 [pies] de tirante de agua, siendo el primer desarrollo productor del Terciario Inferior en el Golfo de México.

Cinco sistemas de producción y separación vertical anular (VASPS) se han instalado recientemente en el desarrollo de aguas profundas del campo Pérdido, teniendo así la primera producción en el primer trimestre de 2010.

Los cinco VASPS, se espera manejaran una máxima producción de más de 100,000 bpd y 2 MMpcd, de acuerdo con Chevron, los VASPS de Pérdido reducen la contrapresión de los pozos de producción a 2000 [psi], incrementando las expectativas de producción, sin los VASPS, se pronosticaba que Pérdido únicamente produciría durante 18 meses.

Cada uno de los VASPS en Pérdido consta de los siguientes componentes:

- Tubería conductora de 48 [pg] (jeteo en el lecho marino).
- Tubería conductora de 42 [pg] (Cementada dentro de la tubería conductora).
- Casing con OD de 345 [pies] * 35 [pg].
- BEC (1340 hp) MW.
- BEC a boca de pozo.

I.4. Aguas Profundas

En la Industria Petrolera no existe una convención internacional para definir qué debe entenderse por campos profundos. Hasta hace 10 años, desde una

perspectiva europea la respuesta era simple, a partir de 200 [m] se consideraba aguas profundas, esencialmente corresponde al límite de la plataforma continental. Sin embargo, el gobierno de Estados Unidos (el país en el que se inició esa rama de la Industria Petrolera), las considera como aquellas en las que la profundidad es mayor de 1000 [pies], es decir, alrededor de 300 [m], inclusive en ese mismo país algunas publicaciones petroleras especializadas denominan aguas profundas a tirantes de agua de más de 500 [m] y ultra profundas a las de más de 1,500 [m].

Brasil que es un país pionero en esas actividades, no ha propuesto alguna definición y fue avanzando en la exploración marítima, perforando sus primeros campos en más de 500 [m] desde 1985. En Noruega y en Reino Unido, llaman profundos a los campos de 400 [m], actualmente, en el Mar del Norte, sólo existen cuatro campos de más de 500 [m], tres de los cuales permanecen vírgenes.

Pemex por su parte se alineó durante varias décadas con la definición de Estados Unidos, pero actualmente considero que la exploración y explotación de yacimientos en "Aguas Profundas" se refiere a la exploración y explotación de regiones ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 [m] (distancia entre la superficie y el lecho marino) ver Figura I.5.

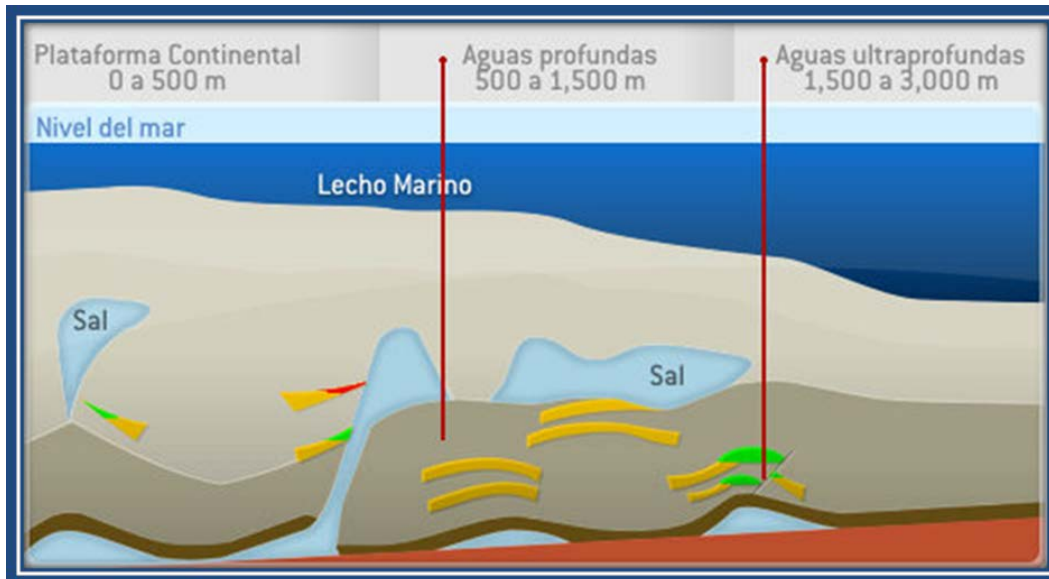


Figura I.5 Definición de Aguas Profundas para PEMEX

I.5. Perspectivas en México

La porción profunda de la Cuenca del Golfo de México se ubica en tirantes de agua superiores a 500 metros, cubriendo una superficie aproximada de 575,000 Km². PEP considera que ésta es la región de mayor potencial petrolero, con un recurso prospectivo de 29,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMPCE), lo que representa 56 % del recurso total del país.

Sin embargo, diversos expertos señalan que no existe información científica aplicada a la exploración petrolera que permita conocer a detalle la localización de los sitios para perforar pozos petroleros en aguas profundas del Golfo de México: “No se justifica la perforación de pozos petroleros en aguas profundas del Golfo de México, cuando las propuestas para realizarlos son apoyadas por conceptos de paleosedimentología, disciplina que nada tiene que ver con la exploración petrolera, la exposición de proyectos de exploración petrolera para perforar pozos

y la descripción de campos conocidos adolecen de la información rigurosa que requiere la actividad petrolera”.

Las áreas más importantes definidas para iniciar los trabajos de explotación en aguas profundas son: Cinturón Plegado Pérdido, Oreos, Nancan, Jaca-Patini, Lipax, Holok, Temoa, Han y Nox-Hux, localizadas frente a las costas de los estados de Tamaulipas y Veracruz. Se pronostica que a partir del 2015 se logre incorporar producción proveniente del Golfo de México, la cual aportaría un volumen de 13 mil barriles diarios (MBD).

Capítulo II.- Bombeo Electrocentrífugo (BEC)

Cuando los pozos dejan de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía, esta tiene la finalidad de acarrear los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, a esto se le denomina producción artificial. El propósito de los sistemas artificiales de producción es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar la diferencial de presión a través del yacimiento y provocar de esta manera, la mayor afluencia de fluidos sin que se generen problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, etc.

A continuación en este capítulo se incluirá la descripción a detalle del Bombeo Electrocentrífugo, los parámetros requeridos para el diseño y las ventajas y desventajas para aplicaciones en aguas profundas.

II.1 Descripción del BEC^{8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21}

El Bombeo Electrocentrífugo sumergido (BEC) emplea como elemento principal del sistema, una bomba multi-etapa que consiste en un impulsor rotatorio y un difusor estático el cual dirige el flujo a la siguiente etapa de la bomba. Su principio de funcionamiento se basa en la centrifugación de fluidos en varias etapas, consta de un estator que gira y por consecuencia expulsa con su velocidad al fluido hacia los rotores que están colocados sucesivamente para poder imprimir mayor presión, estos a su vez conducen el fluido a una tubería que lo descarga.

Así mismo cuenta con un motor en el fondo del pozo, el cual opera sin el empacador inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de la zona de disparos ya que requiere que los fluidos producidos refrigeren el motor,

puesto que la refrigeración insuficiente afecta el aceite contenido en el mismo y se refleja en problemas del sistema.

Generalmente los sistemas BEC son intolerantes a altos volúmenes de gas, son eficazmente operables en corrientes de fluido donde el Factor de Volumen del Gas (Bg) es menor del 20% (Revista E & P, Agosto 2009). Los fabricantes del BEC, como REDA entre otros, establecen una tolerancia del 10-25% de Bg; sin embargo, se ha reportado que el BEC puede trabajar por grandes períodos de tiempo bombeando fluidos con un Bg tan alto como 57%. Debido a su operación a altas revoluciones (4000 rpm) y su diseño con los espacios muy pequeños, el BEC no tolera la producción de arenas.

La técnica para diseñar las instalaciones de BEC consiste en:

- Seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada.
- Asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador.
- Elegir un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento.
- Obtener la eficiencia de bombeo deseada.

Este es un método altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayores requerimientos de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

Tradicionalmente el BEC ha sido usado como un sistema artificial de producción en pozos de aceite en tierra, pero recientemente ha sido usado para impulsar la producción desde el lecho marino de múltiples pozos o campos hasta las instalaciones en superficie. Este impulso desde el lecho marino se consigue al instalar un BEC tanto en el riser como en un separador Caisson.

Antes del 2002, los requerimientos del bombeo submarino se limitaban a una presión diferencial de la bomba menor a 700 psi, sin embargo como se requería aventurarse hacia aguas más profundas, para ello era necesario vencer mayores diferenciales de presión debido a las grandes presiones hidrostáticas y pérdidas por fricción asociadas con las longitudes de los risers y los tie-backs submarinos.

En ese momento, las únicas bombas probadas que tenían la capacidad de poseer una presión diferencial de 2000 psi eran las bombas centrífugas y el BEC. Las bombas centrífugas operan con corrientes de fluido que tienen un Bg hasta del 3% mientras que el BEC opera con corrientes de flujo de hasta 57% de gas (óptimo hasta 25%). Con la separación submarina, ambas bombas pueden ser usadas; sin embargo el Bg podría incrementarse por arriba del 3% si la presión del yacimiento o la presión en la línea de flujo antes de la bomba caen por debajo de la presión de burbuja, típico en un yacimiento con poca energía, como los que se encuentran en aguas profundas del Golfo de México. Por consiguiente, el BEC es el método a elegir para este tipo de yacimientos.

Hasta el 2010, cuatro sistemas de Bombeo Electrocentrífugo se han instalado para usarse como bombeo del fondo del pozo (dos en un riser y dos en el separador caisson). Los parámetros históricos reales se resumen en la Tabla I.1.

Bombas Electrocentrífugas (BEC)											
Campo	Tipo	Área	Operador	Inicio [año]	Tirante de Agua [m]	Distancia de Tie-back [m]	Gasto Total [BPD]	Gasto por Bomba [BPD]	Presión Diferencial [lb/pg ²]	Fracción Volumétrica de Gas [%]	Estado Actual @ Febrero 2010
Marimba	Caisson 1-BEC	Brasil	Petrobras	2001	395	1609	9100	9100	754	n/a	Operó 42 meses
Jubarte	Riser 1-BEC	Brasil	Petrobras	2002	1400	1609	21900	21900	2000	22	Operó 48 meses
Navajo	Riser 1-BEC	Golfo de México	Anadarko	2007	1110	8047	3600	3600	583	57	Operó 36 meses
Jubarte	Caisson 1-BEC	Brasil	Petrobras	2007	1350	4828	18100	18100	2002	Oct-40	Operó 28 meses
		Valores Máximos									

Tabla II.1. Capacidades históricas del BEC

II.2 Componentes del BEC

La unidad típica convencional del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido se compone de una serie de elementos (ver la Figura II.1), los cuales pueden ser agrupados en equipo de fondo, de superficie, cables y accesorios como se enlista a continuación:

Equipo de fondo

- Bomba centrífuga.
- Sección de entrada estándar o separador de gas.
- Sección de sello o protector.

- Motor eléctrico.

Equipos de superficie

- Cabezal de descarga.
- Variador de frecuencia o el controlador de arranque directo.
- Caja de unión o venteo.
- Transformadores.

Cables

- Cable conductor eléctrico.
- Cable de conexión al motor.
- Sensor de fondo.

Accesorios

- Válvula de drene.
- Válvula de venteo.
- Soportes en el cabezal.
- Centralizadores.
- Bandas de cable.

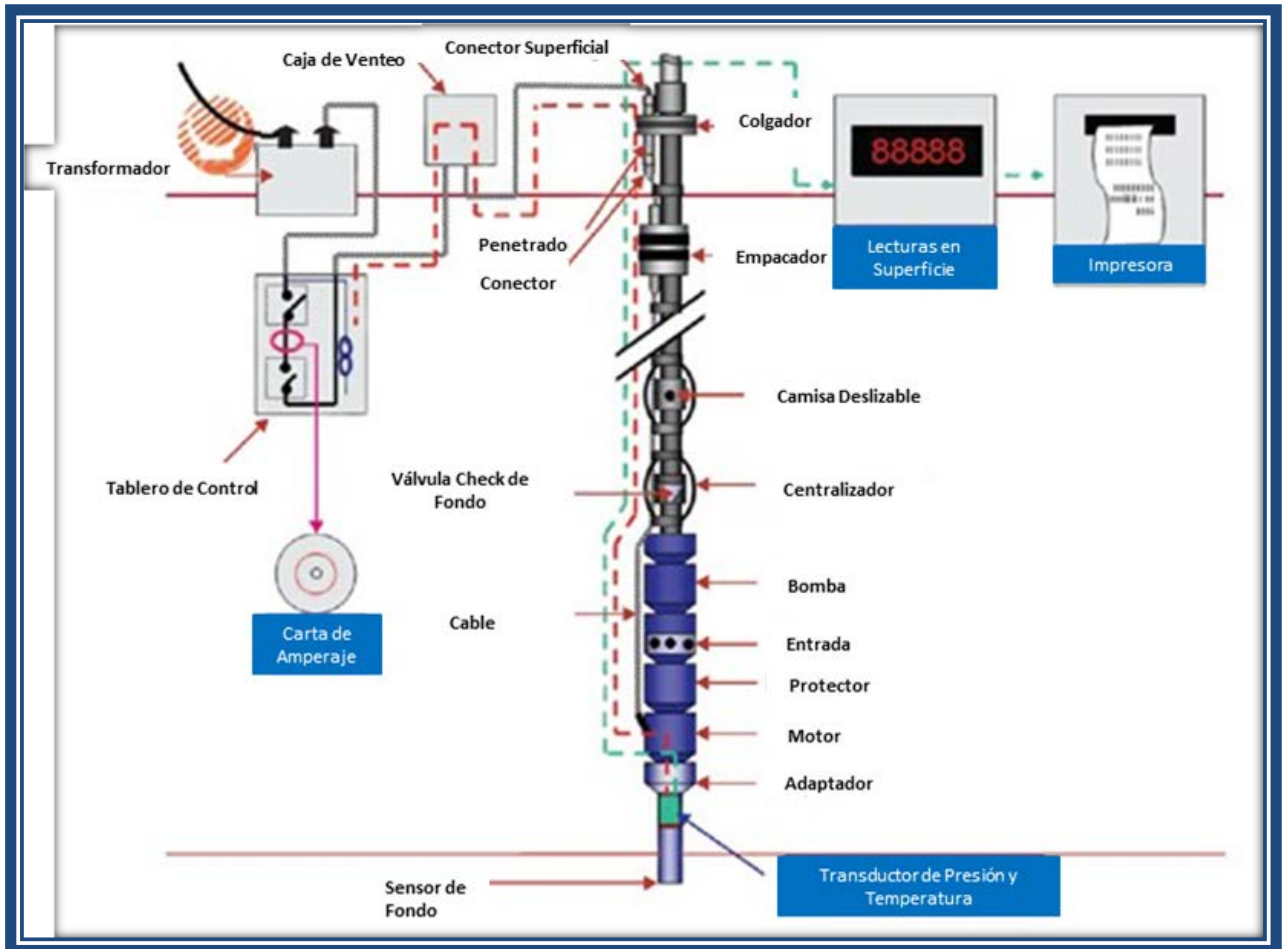


Figura II.1 Descripción General del Sistema BEC.

En el siguiente apartado se incluirá una descripción detallada de cada uno de los elementos que componen los equipos mencionados.

II.2.1 Elementos Subsuperficiales del Sistema (BEC)

Los componentes subsuperficiales son: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba electrocentrífuga, sensores de fondo, mufa, cable de corriente eléctrica y guía o centralizador.

II.2.1.1 Motor Eléctrico.

Este se localiza en la parte inferior del pozo y recibe energía eléctrica desde la superficie a través de un cable trifásico blindado, su carcasa es de acero al bajo carbón con láminas de acero fijas en su interior alineadas con la sección del rotor y del cojinete, su interior es llenado con un aceite mineral altamente refinado o aceite sintético que posee resistencia dieléctrica con conductividad térmica para disipar el calor y transmitirlo a la carcasa en donde los fluidos lo enfrían, a su vez este aceite tiene la función de lubricar los cojinetes. Una representación del motor se muestra en la Figura II.2.

El principio básico de funcionamiento no cambia ya que es el mismo que el de los motores convencionales de superficie, estos motores son de inducción, de dos polos, de tres fases o tipo jaula de ardilla. Estos alcanzan a desarrollar potencias de 7.5 hasta de 1170 [HP] según su diseño, utilizando corriente alterna de 50 ó 60 [Hz], y amperaje que varía de 12 hasta 130 [Amps].

Estos motores soportan grandes torsiones momentáneas en el arranque hasta llegar a su velocidad constante de operación que es de 3500 [RPM], si opera con corriente de 60 [Hz] y 880 [volts]. Su diseño debe ser compacto para adaptarse a las diferentes geometrías de los pozos.

El comportamiento del motor cambia de acuerdo a la carga a que está sometido, así a cada motor le corresponde una curva de rendimiento de velocidad, factor de potencia, eficiencia y amperaje en función del porcentaje de carga.



Figura II.2 Motor Eléctrico BEC.

II.2.1.2 Protector o Sección Sellante.

Se ubica entre el motor y la entrada de la bomba, sus componentes principales son un eje, una sección de sello, un filtro para prevenir la entrada de arena y un cojinete de empuje, como se muestra en la Figura II.3. Se clasifican en tres categorías según la forma de separar el fluido del pozo y el aceite del motor (Figura II.4):

- Tipo laberinto: utiliza la diferencia de peso específico entre el fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos sin mezclarse aunque estén en contacto, el principio del “tubo en U” mantiene el fluido pesado abajo del aceite, además el aceite del motor es inmiscible con el fluido del pozo. Para que funcione este tipo de protector, los fluidos del pozo deben tener peso específico más alto que el aceite, de lo contrario el aceite se iría al fondo de la cámara y el fluido lo desplazaría, si es un pozo con alto RGA su peso específico puede ser menor que el del aceite. No es recomendable en pozos horizontales o muy desviados, ya que entre mayor sea el ángulo, la capacidad de expansión del aceite será menor.

- Tipo bolsa elastomérica o sección sello positivo: generalmente son de Nitrilo o Aflas, éste usa una bolsa elastomérica con capacidad térmica de hasta 339 [°F] que separa al aceite del fluido del pozo, manteniéndolo dentro. La bolsa tiene la función de flexionarse para permitir los cambios de volumen por expansión y contracción del aceite. Una de las desventajas es que son susceptibles a la corrosión, pueden desgarrarse ante la presencia de ácido sulfhídrico y a altas temperaturas se endurecen. Debido a sus características este tipo de sello es recomendable para pozos desviados.
- Tipo fuelle: éste es llenado con un aceite que no pierde viscosidad al ser expuesto a altas temperaturas de hasta 475 [°F], utiliza un fuelle metálico para permitir la expansión y contracción del aceite del motor, además soporta elementos corrosivos como CO₂ y H₂S hasta en un 30%, por lo que este tipo de protector se recomienda en pozos de condiciones hostiles.

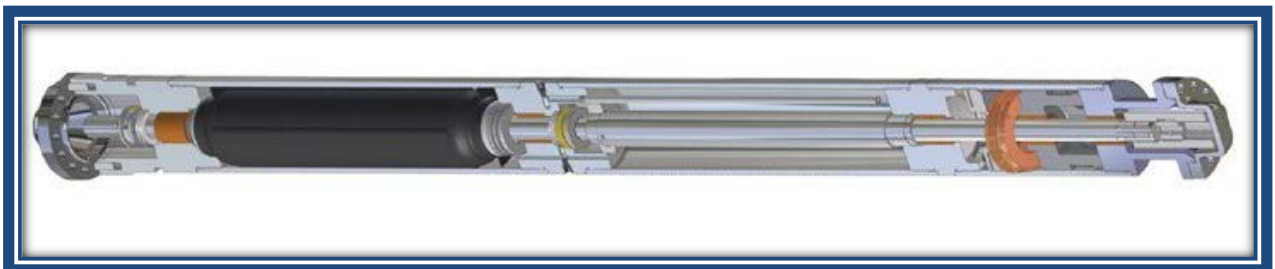


Figura II.3 Protector.

Combinaciones del protector.

Las combinaciones se usan para asegurar el funcionamiento del protector, se conectan cámaras en serie o paralelo, así que si falla una, sigue funcionando la otra, también existen arreglos de tres cámaras en el caso extremo de que fallen dos, por lo que se tiene la tercera para mayor seguridad.

- Conexión en serie: son similares a las resistencias en serie de un circuito eléctrico, una cámara en línea después de la otra, el fluido desliza al aceite de la cámara superior para poder entrar a la cámara inferior (cuando se tienen bolsas en serie no se incrementa la capacidad de expansión).
- Bolsas en paralelo: se utilizan en motores grandes que usan más aceite así que las bolsas en paralelo duplican la capacidad volumétrica de expansión. Existen muchas combinaciones posibles, sin embargo, no se pueden combinar dos cámaras de laberinto en paralelo ni una cámara laberíntica en paralelo a una bolsa.

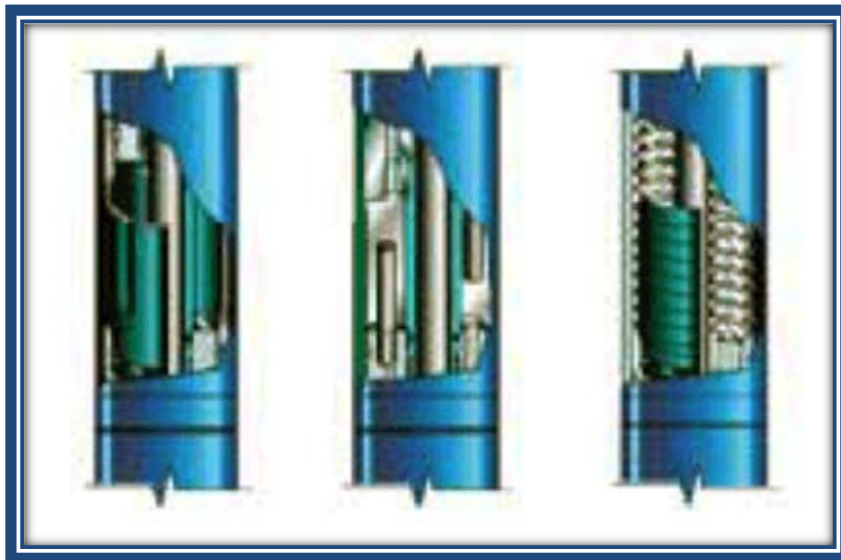


Figura II.4 Tipos de Protectores.

Funciones principales del protector:

- Transfiere la presión entre el motor y el fluido producido al espacio anular igualando las presiones, al mismo tiempo actúa como un sello para mantener el aceite lubricante del motor sin que se contamine con los fluidos del pozo.

- Conduce el empuje ascendente y descendente que desarrolla la bomba, por lo que sus fuerzas se distribuyen en la superficie del cojinete de empuje del protector.
- Actúa como un depósito de fluido para compensar la expansión y contracción del aceite dieléctrico del motor. La temperatura en el interior se incrementa y hace que el aceite se expanda, permitiendo que el exceso de volumen de aceite pase del motor al protector y desplace el mismo volumen de fluido del pozo (del protector al pozo). Al detenerse el motor el aceite dieléctrico se contrae al irse enfriando y regresa al motor (sin un protector, al detenerse el motor y contraerse el aceite, el volumen vacío se llenaría de fluidos del pozo).
- Transmite el torque del motor a la bomba, ya que se encuentra en medio de éstos, además une la flecha impulsora del motor y la de la bomba.

II.2.1.3 Separador de Gas.

Son secciones de entrada, pero con componentes adicionales para evitar el paso de gas libre hacia la bomba. Existen dos tipos de separadores de gas (Figura II.5), estáticos y dinámicos o rotativos, su diferencia es que los dinámicos ejercen un trabajo en el fluido para lograr mejor separación y los estáticos no ejercen ningún tipo de trabajo, ya que se colocan entre la bomba y el protector, generalmente se construyen integrados a la bomba, utilizados para evitar el gas libre dentro de la bomba debido a que éste reduce su eficiencia y genera el efecto de cavitación.

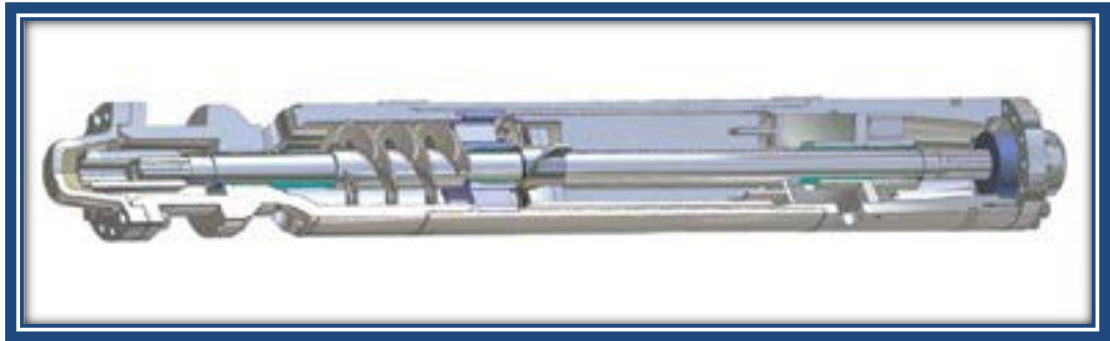


Figura II.5 Separador de Gas.

- Separador Estático o de flujo inverso: su función es invertir la dirección de flujo del fluido al entrar en el separador y desviar el gas libre hacia el espacio anular, aunque algunas burbujas no se logran separar y pasan con el líquido al interior de la bomba.
- Separador dinámico: éste succiona los fluidos que pasan a la cámara de incremento de presión donde el inductor aumenta la presión de la mezcla, después pasan a la cámara de separación y dependiendo del separador rotativo utilizado se separan por medio de centrifugación o por efecto vórtex, la fase líquida por su parte es expulsada a la pared interna del revestimiento por ser más densa que la fase gas, la cual fluye por el centro, posteriormente unas aletas redireccionan las dos fases cambiando la dirección tangencial a axial enviando el gas al espacio anular y el líquido a la succión de la bomba.

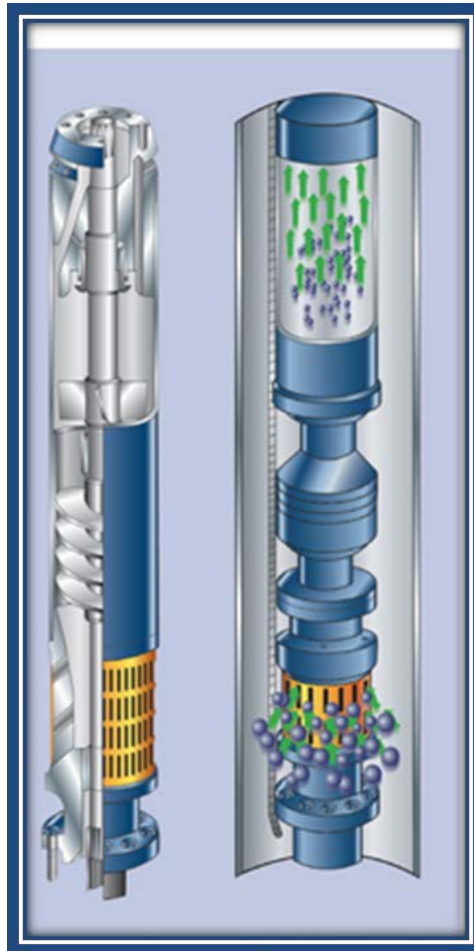


Figura II.6 Separador Vortex (Izquierda) y Manejador Avanzado de Gas (Derecha).

Es altamente recomendable usar un separador estático siempre que el pozo pueda operar sin problemas, puesto que entre más sencillo sea el aparejo de BEC es mejor. En la Figura II.6 se muestra un separador Dinámico marca REDA tipo Vortex y un separador AGH (Advanced Gas Handler), este dispositivo funciona reduciendo el tamaño de la burbuja de vapor y cambiando la distribución de la burbuja de gas, homogeneizando la mezcla líquida-gaseosa, al punto de comportarse como un líquido monofásico antes de entrar en la bomba, el

dispositivo AGH se puede instalar en serie sobre los separadores rotatorios o tipo vortex (Figura II.7), en pozos con alto RGA.

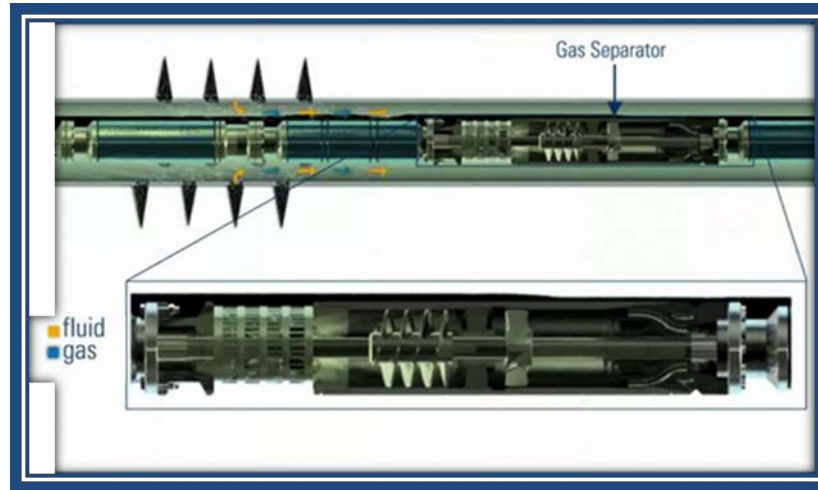


Figura II.7 Separador Vórtex.

II.2.1.4 Bomba Centrífuga

Las bombas centrífugas sumergibles son de etapas múltiples (Figura II.8 y II.9), cada etapa contiene un impulsor rotatorio y un difusor estacionario, el impulsor imparte energía cinética a los fluidos y el difusor la convierte en energía potencial. Cuando el fluido es admitido por un orificio cerca del eje éste se dirige al diámetro exterior del impulsor, el difusor a su vez lo envía al impulsor de la siguiente etapa aumentando la presión en cada paso hasta que el fluido es expulsado por la última etapa con presión suficiente para elevarlo a la superficie.

El volumen de fluido que la bomba maneja depende de su geometría o tamaño de etapa, la carga que genera la bomba y la potencia que requiere depende del número de etapas, éstas se designan de acuerdo al caudal de máxima eficiencia. Todas las etapas están hechas de una aleación especial o níquel resistente a la corrosión.

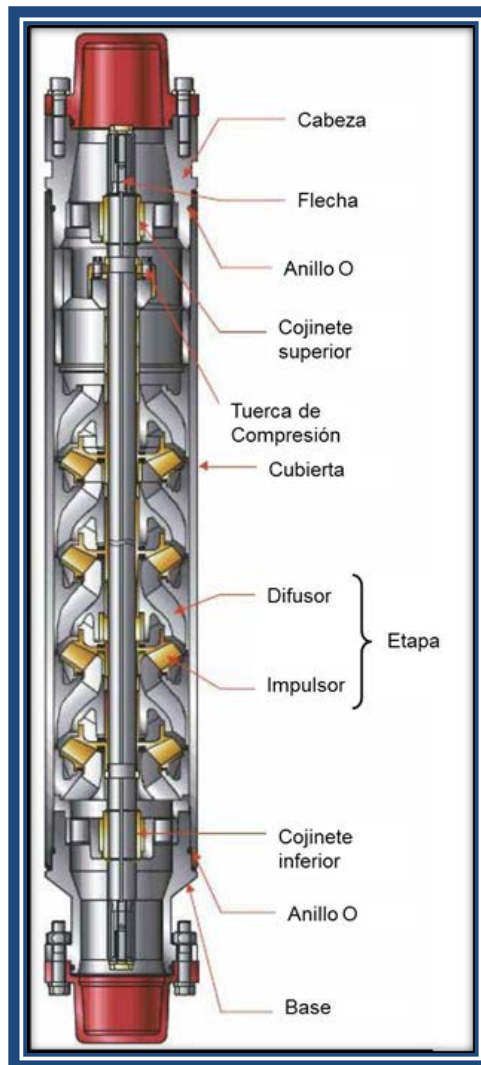


Figura II.8 Componentes de la Bomba Electrocentrífuga (BEC).

La función de la bomba es incrementar presión en los fluidos del pozo y hacerlos llegar a la superficie, existen tres tipos de bombas, clasificadas de acuerdo al empuje que generan:

- Flotante “FL”: Los impulsores que flotan sobre el eje pueden moverse hacia arriba o abajo (axialmente), este tipo es recomendable cuando se tiene que manejar fluidos moderadamente abrasivos.

- **Compresión:** Los impulsores están fijos al eje rígidamente y son comprimidos todos juntos, si un impulsor se mueve hacia arriba o hacia abajo el eje se moverá y todos los impulsores también, resulta altamente eficiente en el manejo de fluidos severamente abrasivos.
- **Impulsores inferiores tipo flotante "BFL":** Este tipo fue construido para eliminar todo el empuje descendente transmitido al protector, los impulsores superiores son del tipo compresión y los inferiores del tipo flotante.



Figura II.9 Corte transversal de la Bomba Electrocentrífuga (BEC).

Es recomendable que la bomba opere en un rango entre 75 y 125% del gasto de mayor eficiencia de la bomba según las curvas características de la bomba. Cabe mencionar que la cantidad de carga que genera un impulsor (o presión que desarrolla la bomba convertida a longitud de columna hidráulica que levanta) no depende de la densidad del fluido, así que la presión desarrollada por la bomba sólo depende de la velocidad del impulsor.

Curva de operación de la bomba.

Los fabricantes de las bombas publican curvas de desempeño de las bombas de una etapa donde definen el rango operativo óptimo o rango de producción

recomendado para la bomba, en este caso es la “zona sombreada” para una velocidad dada, cuando se trabaja fuera de esa zona el equipo puede sufrir desgaste en los impulsores y difusores.

II.2.1.5 Sensores de Fondo.

Los sensores de fondo sirven para registrar diversos parámetros de operación del equipo, estos registran y emiten una señal digital a través del cable de acero blindado hacia el tablero de control en superficie, en donde es decodificada por una computadora para mostrar el funcionamiento del equipo (Figura II.10). En la Industria Petrolera existen diversos tipos de sensores:

- Sensor de fuga de corriente: Protege el sistema eléctrico del calor excesivo de la bomba. Indica la falla del aislamiento del bobinado del motor eléctrico y la pérdida del aislamiento fase-tierra.
- Sensor de presión de descarga: Protege la bomba de la alta presión, causada por los cierres de las válvulas y los tapones de fluido pesado.
- Sensor de presión de admisión: Protege la bomba de la baja presión, causada por el nivel bajo del fluido y de la obturación por gas.
- Sensor de temperatura: Protege a la bomba del recalentamiento provocado por la recirculación a alta temperatura, a través de la admisión, así como de la temperatura elevada del fluido de producción.
- Sensor de aceite del motor: Protege el motor de la alta temperatura causada por las condiciones de flujo y refrigeración deficiente debido a la acumulación de incrustaciones.

- Sensor de vibración del motor y de la bomba: Protege a la bomba y al motor de la vibración y del daño mecánico, causado por la producción excesiva de sólidos y el desgaste mecánico excesivo.



Figura II.10 Sensores de Presión y Temperatura.

II.2.1.6 Cable de Corriente Eléctrica.

El cable es de tres fases, su función radica en transmitir corriente eléctrica necesaria desde la superficie hasta el motor sumergible para su adecuado funcionamiento, así mismo se encarga de enviar las señales digitales generadas por los sensores de fondo al tablero de control en la superficie a través de conductores de cobre estañado o aluminio, dichos conductores son aislados de manera individual y provistos de una barrera protectora y/o una fibra trenzada sobre el

aislamiento, además son encamisados para proveer protección tanto mecánica como química (generalmente son envueltos con armadura metálica “blindaje”), como se muestra en la Figura II.11.



Figura II.11 Componentes del cable del BEC.

Existen cables de construcción plana (conductores paralelos) y los cables redondos. Las diferencias que hay entre el cable plano sobre el cable redondo es que ofrece menor protección mecánica, haciendo que sea más susceptible a daño durante la instalación, por ejemplo, si se le aplica una fuerza de compresión, los

conductores en el cable redondo pueden moverse ligeramente debido a que es completamente simétrico (Figura II.12), en cambio en el cable plano, no hay lugar para absorber el esfuerzo haciendo que se comprima, además, los dos conductores en los extremos están a temperaturas iguales calentándose uniformemente, sin embargo, el conductor central está rodeado por estos dos conductores calientes, de tal forma que no puede disipar el calor haciendo que el conductor central funcione a mayor temperatura que los otros dos conductores (Figura II.12).

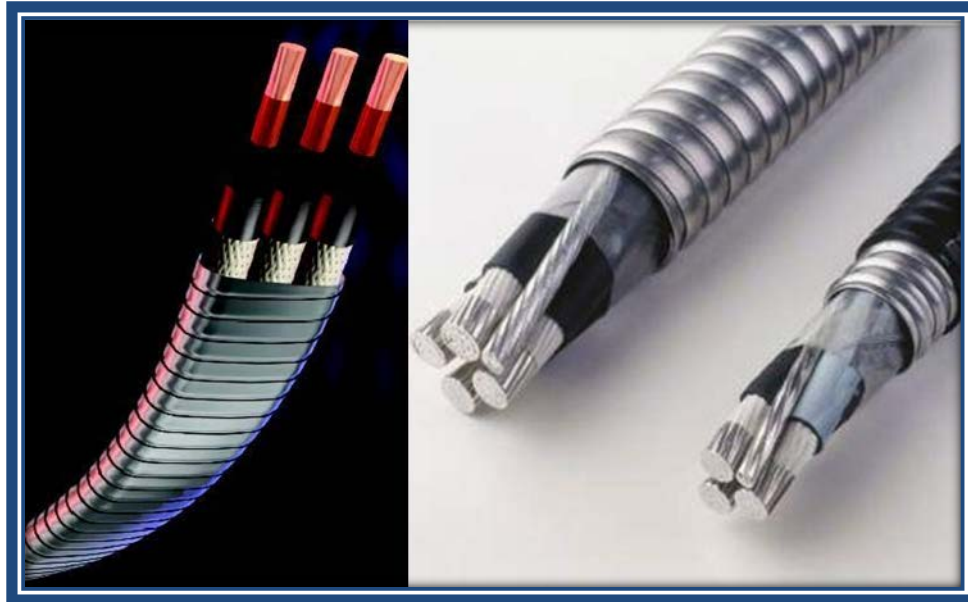


Figura II.12 Cable Plano (Derecha) y Cable Redondo (Izquierda).

Tome en cuenta que se debe tener una adecuada selección del cable de corriente eléctrica para las condiciones de operación, de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, pérdidas de voltaje debidas al tamaño y longitud del cable y otros componentes eléctricos del sistema, además de la temperatura, tipo de fluidos, tratamientos químicos, gas, nivel de fluido, etc.

II.2.1.7 Conexión del Motor (Mufa o Pothead).

Es un dispositivo que se utiliza para la conexión entre el motor y el cable de corriente eléctrica, como se muestra en la Figura II.13. Va encintado en cada una de sus fases y sujeta al motor. Antes de la instalación de la mufa se realizan pruebas eléctricas de aislamiento y de presión con 25 [psi] por un tiempo de 15 minutos para determinar cualquier anomalía, esto se debe realizar cuidadosamente en la localización del pozo ya que constituye una de las partes débiles de la instalación.



Figura II.13 Mufa (Pothead).

Una mufa puede ser utilizada en cualquier punto a lo largo del cable, donde se detecte una falla del mismo o donde la longitud del cable sea insuficiente para llegar a la superficie.

II.2.1.8 Guía o Centralizador.

La finalidad del centralizador es evitar que el equipo se golpee con las paredes de la tubería de revestimiento durante la instalación o cuando se requiera

introducir una herramienta al fondo del pozo (Figura II.14). Ya que si existiera una obstrucción primero golpearía a la guía protegiendo así a los sensores de fondo.

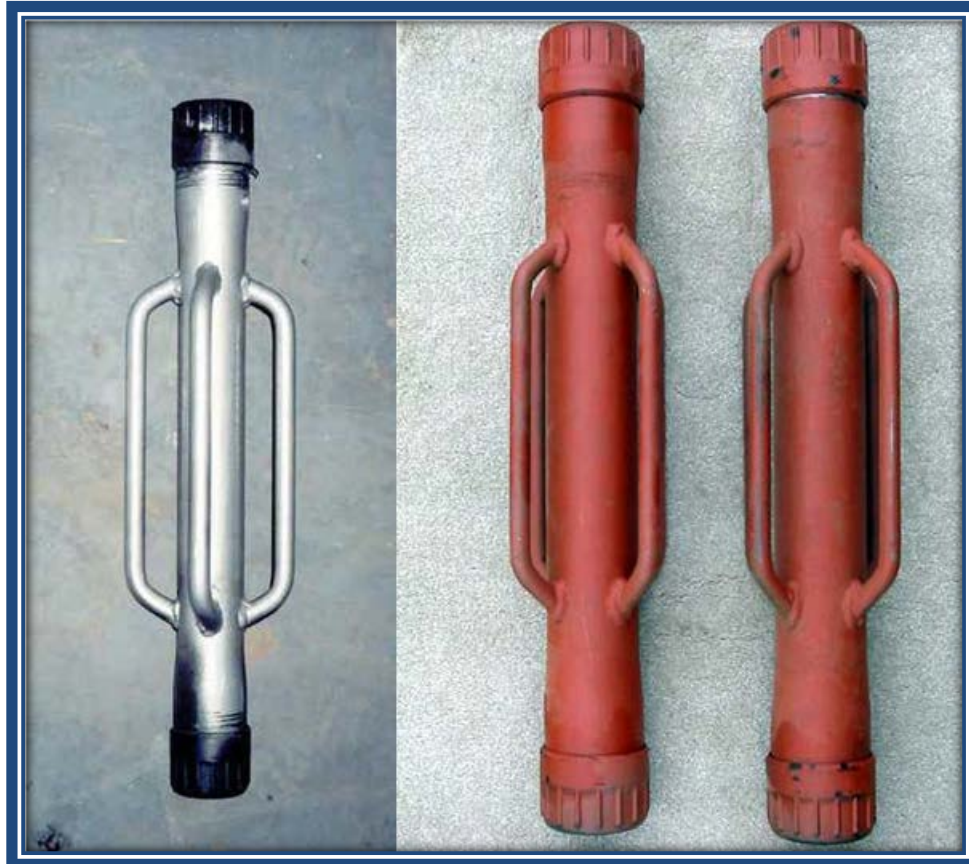


Figura II.14 Guía (izquierda) y Centralizadores (derecha).

II.2.2 Elementos Superficiales del Sistema (BEC).

Las partes superficiales son: bola colgadora, caja de unión o venteo, tablero de control, amperímetro, transformador y variador de frecuencia.

II.2.2.1 Bola Colgadora.

Este dispositivo tiene como objetivo sostener la tubería de producción, y permitir su paso, así como el del cable de corriente eléctrica. Esto se logra sellando

el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento evitando fuga de fluidos hacia la superficie. Esta bola colgadora se coloca sobre el árbol de válvulas y está fabricada de acero con una cubierta de neopreno.

II.2.2.2 Caja de Unión o Venteo.

La caja de venteo (Figura II.15) se localiza entre el cabezal del pozo y el tablero de control por razones de seguridad, ya que el gas puede viajar a través de lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero de control y producir un incendio o explosión; la caja de unión o venteo evita que esto ocurra porque los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando que el gas viaje a lo largo del cable y llegue al Tablero de control.



Figura II.15 Caja de Unión.

II.2.2.3 Tablero de Control.

También conocido como arrancador (Figura II.16), es un equipo por el cuál se opera y controla el aparejo de producción en el fondo del pozo, este equipo es resistente a factores como aire y agua. Existen diferentes tamaños acompañados de accesorios para ajustarse a cualquier instalación de bombeo, por ejemplo, los más simples pueden tener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga, los más complejos pueden llegar a tener botón de arranque, fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, variador de frecuencia, luces indicadoras de sensores, desconectores de fusibles, interruptor de aceite, amperímetros y otros dispositivos para control automático o a control remoto.

Los tipos de tableros existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos. Están compuestos de dos secciones principales, el compartimiento de alto voltaje y el compartimiento de bajo voltaje.



Figura II.16 Tablero de Control.

El comportamiento de alto voltaje tiene un circuito principal de energía eléctrica que se conecta con el botón de arranque (interruptor), cuando este es accionado se transmite la energía eléctrica a través del cable a la unidad de bombeo poniéndolo en marcha, cuando se para la bomba deja de operar.

En el comportamiento de bajo voltaje se tienen instalados fusibles de protección (relevadores) por sobrecarga y baja carga, estos son sensibles a los cambios repentinos de corriente eléctrica, cuando se presenta alguna de éstas se activan suspendiendo el bombeo inmediatamente para evitar posibles daños al sistema. En esta sección se pueden encontrar instalados varios accesorios y dispositivos según sea la complejidad del tablero.

II.2.2.4 Amperímetro

Este dispositivo registra la corriente eléctrica que consume el motor, mediante dispositivos conectados al cable este gráfica cartas denominadas “cartas del amperímetro” (Figura II.17) y con la cual se puede conocer el amperaje real en el cable conductor que alimenta al motor sumergible. Esto es posible porque el amperaje que consume el motor es sensible a los cambios de densidad relativa y al gasto, al aumentar la densidad relativa de los fluidos se requiere de más corriente para que el motor genere mayor potencia. Estas variaciones de corriente se reflejan directamente en la carta del amperímetro que sirven para identificar los posibles problemas y el lugar donde se presentan.

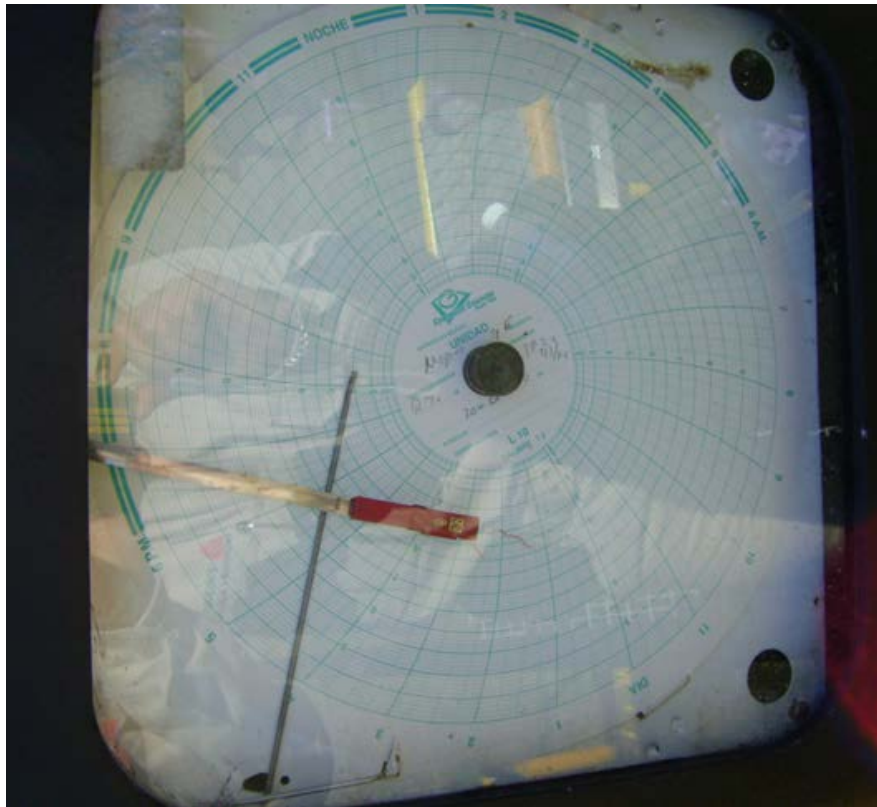


Figura II.17 Amperímetro.

II.2.2.5 Transformador.

Este equipo está diseñado para convertir el voltaje de la línea primaria al voltaje requerido para alimentar al motor eléctrico en el fondo del pozo, y es llenado de aceite para su auto enfriamiento (Figura II.18).



Figura II.18 Transformador.

II.2.2.6 Variador de Frecuencia.

Este dispositivo está localizado en el tablero de control. Maneja frecuencias variables que se requieran en el motor eléctrico sumergible y con esto logra modificar la velocidad permitiendo que el sistema produzca un rango de volúmenes de fluidos más amplio que el obtenido con una velocidad fija del motor; además de que facilita el arranque del motor (Figura II.19).



Figura II.19 Variador de Frecuencia.

II.2.2.7 Accesorios.

Otros accesorios pueden ser: válvula de drene, válvula de contrapresión, carrete de cable, cajas protectoras para transporte del equipo, etc.

II.2.2.8 Válvula de Drene.

Esta válvula establece la comunicación que existe entre el espacio anular y la tubería de producción, con la finalidad de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo, esto se logra dejando caer por la tubería de producción una barra de acero la cuál rompe un perno generando un orificio de comunicación con el espacio anular (Figura II.20).



Figura II.20 Válvula de Drene.

II.2.2.9 Válvula de Contrapresión.

La válvula de contrapresión (Figura II.21) permite que el flujo esté en un sólo sentido (ascendente), es decir, funciona como una válvula “check”. Cuando el flujo de fluidos se detenga por alguna razón esta válvula impide el regreso de la columna de fluidos evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, reduciendo cualquier daño a la bomba.



Figura II.21 Válvula de Contrapresión.

II.4 Datos necesarios del pozo y del yacimiento para diseñar un Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergible.

Para diseñar un sistema de BEC es necesario contar con la siguiente información:

- Análisis de pruebas como: Aforos, Pruebas de Producción, Pruebas PVT, Registros de presión temperatura así como el Índice de productividad del pozo (IPR) debido a que éste establece la capacidad máxima de producción del pozo.
- Dimensiones y estado mecánico del pozo:
 - Profundidad total del pozo y de los intervalos perforados, ya que éstos determinan la profundidad de colocación de la bomba.
 - Tamaño y peso de las tuberías (TP y TR), debido a que estas dimensiones determinan el diámetro máximo del motor y de la bomba que puedan colocarse.
- Presión de separación, presión en la cabeza y presión en el fondo del pozo.
- Temperatura del fluido cerca del fondo y en la cabeza del pozo.
- Densidad específica del aceite, densidad del agua y gas, RGA y porcentaje de los fluidos de la mezcla porque estos ayudan a determinar la potencia del motor.
- Conocimiento de producción de arena y/o depositación de parafinas.
- Viscosidad del fluido para calibrar las curvas características de la bomba.
- Voltaje disponible del suministro de potencia ya que determina el tamaño de los transformadores.

II.5 Ventajas y desventajas del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC).

VENTAJAS:

- Este sistema de levantamiento artificial es eficiente y económico cuando se tienen altos gastos de producción.
- Se puede sacar rápidamente de un pozo e instalarse en otro a bajo costo.
- No requiere de instalaciones superficiales voluminosas, sólo de un tablero de control y su transformador.
- La operación de este sistema artificial de producción se controla y supervisa fácilmente.
- Maneja grandes volúmenes de fluido en un rango de 100 a 90 000 [bpd].
- Puede ser utilizado en pozos desviados menores a 0° a 60°.
- Bajo impacto ambiental debido a la ausencia de ruido en superficie.
- Opera en pozos sómeros y a grandes profundidades de hasta 20 000 [pies].
- Opera a altas temperatura en un rango de 75 hasta 550 [°F].
- Debido a los materiales con los que está fabricado es resistente a la corrosión, abrasión e incrustación.
- Los sistemas BEC actuales se pueden instalar en pozos de gas, ya que cuentan con separadores de gas que permiten el manejo de éste.

- Puede operar con diferentes densidades de fluidos como hidrocarburos extra-pesado, pesado, mediano y ligero.
- Es aplicable tanto en pozos terrestres como marinos.

DESVENTAJAS:

- Limitaciones geométricas para instalar el aparejo de BEC en el pozo: La profundidad y la temperatura de operación limitan el rango de potencia del motor eléctrico y las características del cable, además el diámetro de la tubería limita el tamaño de la bomba y el motor.
- No es recomendable cuando se tengan que manejar grandes cantidades de sólidos.
- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema, debido a que es susceptible a las altas temperaturas, corrosión y a su mal manejo. En pozos muy profundos, el cable puede ser el componente más costoso del sistema.
- Requiere fuentes superficiales de suministro de energía eléctrica.
- El motor y la bomba son afectados por el nivel dinámico, si se bombea a un alto ritmo sin gas libre, baja el nivel dinámico hasta la succión de la bomba y el motor consumirá menor amperaje por lo que dejará de funcionar, en el caso contrario si aumenta el nivel dinámico habrá una sobrecarga de corriente y el motor y la bomba dejarán de operar.

Capítulo III.- Aplicaciones del BEC en Aguas Profundas a Nivel Mundial

III.1 Brasil^{21, 22, 23, 24, 25, 26}

El caso de Brasil es muy similar al caso de Estados Unidos, debido a que la disminución en la producción de los campos de fácil explotación los orillo a adelantarse una década en las perforaciones en aguas profundas, iniciando la explotación de sus campos desde comienzos de los años noventa (el caso del campo Marlim).

El campo Roncador es el más profundo en explotación con poco más de 1,850 metros de profundidad. Sumando los descubrimientos realizados entre 2007 y 2008, este País tendrá que explotar campos con tirantes de agua de más de 2,000 metros.

Entre Abril de 2007 y Enero de 2008 en Brasil se realizaron tres descubrimientos: los campos Tupi, Sugar y Júpiter. Estos campos tienen la particularidad de localizarse en una antigua cuenca en la que ya se habían perforado alrededor de 100 pozos, por lo que se trata de una “re-entrada”, según lo demostraron las herramientas de sísmica de mejor resolución, las cuales permitieron mejorar las imágenes superando los problemas de los cuerpos salinos en el subsuelo. Los funcionarios de PETROBRAS esperan que entre los siguientes cinco a siete años más, Brasil se encontraría explotando campos con más de 2,230 metros de tirante de agua, lo que hoy sólo ocurre en Estados Unidos.

Actividades realizadas en el campo Jubarte

- 1998 - Adquisición de datos sísmicos 2D.
- 2001 - Descubrimiento del campo (en el mes de Enero) con la perforación de un pozo vertical (ESS-100). Se realizó la prueba del pozo entubado. IP del pozo insuficiente para la producción comercial.
- 2001 - Adquisición de datos sísmicos 3D.
- 2001 - Estudios para perforar y probar un pozo horizontal basado en el enfoque de valor de la información (VOI).
- 2001 - Petrobras pide a la Agencia del Gobierno (ANP) una licencia para una Prueba Extendida al Pozo (en inglés, EWT, Extended Well Test) en el mes de Diciembre.
- 2002 - Plan de evaluación enviados a la ANP (en el mes de Febrero).
- 2002 - ANP establece las condiciones para el EWT, incluidos los pozos de delimitación adicionales, que se perforaron en un plazo de un año (para el mes de Abril).
- 2002 Perforación del pozo piloto (ESS-109 D) para el pozo horizontal (ESS-110HP) con la finalidad de utilizarlo en la EWT (durante el mes de Abril).
- 2002 - Estudios usando el enfoque del programa VOI donde la EWT debe aplicarse.
- 2002 - ANP aprueba el plan de evaluación, con la EWT incluida (Junio).
- 2002 - Perforación y prueba del pozo horizontal (ESS-110HP), con una longitud horizontal de 1.076 m. El IP del pozo resulto aproximadamente 12 veces el IP del pozo vertical (Julio).
- 2002 - Estudios de caracterización y factibilidad del Yacimiento para el plan de desarrollo (Julio).

- 2002 - Perforación de dos pozos de evaluación (ESS-12 y EES-114, Octubre).
- 2002 - Comienza la EWT (24 de Octubre).
- 2002 – Instalación del BEC.
- 2002 - Declaración Comercial del Campo Jubarte (11 de Diciembre).
- 2002 - Plan de desarrollo aprobado; la EWT evoluciona a la fase piloto del plan de desarrollo.
- 2003 - Fase I del plan de desarrollo aprobado por el Consejo de Petrobras.
- 2005 – Fin de la fase piloto del plan de desarrollo (Diciembre).
- 2006 – Inicio de la Fase I (Diciembre).
- 2011 – Inicio planeado de la Fase II.

Campo Jubarte

El campo de Jubarte (Figura III.1), se localiza en la parte norte de la cuenca de Campos, a unos 80 km (49,7 millas) costa afuera del estado de Espírito Santo, a una profundidad de entre 1000 y 1500 m.



Figura III.1 Campo Jubarte.

El campo Jubarte fue descubierto en Enero de 2001, en un yacimiento de turbiditas del Cretácico sustentadas en un acuífero grueso posteriormente se perforó un pozo vertical llamado ESS-100, se obtuvo una producción de aceite saturado de 17 [°API]. El pozo fue entubado y probado, pero el IP registrado mostró ser insuficiente para garantizar la producción comercial de aceite.

Con el fin de investigar el potencial de producción real, fueron aprobadas la perforación y pruebas de un pozo horizontal, de 1076 m, con base en el enfoque del "valor de la información". El pozo horizontal registró un IP 12 veces mayor a la IP del pozo vertical, lo que demostró que sería posible producir el aceite pesado en el campo de Jubarte comercialmente, finalmente la evaluación de la zona se completó con la perforación de dos pozos adicionales. Posteriormente con el

mismo enfoque, se propuso una prueba extendida de pozo, en el pozo horizontal que fluye a un FPSO (por sus siglas en inglés Floating Production Storage and Offloading), con el que comenzó a operar en Octubre de 2002. Una vez más, el gasto de producción obtenido fue mejor que el previsto, declarando la rentabilidad del proyecto en el mes de Diciembre de 2002.

Basado en datos de registros de pozos, muestras de núcleos, datos sísmicos y la interpretación de los datos de la prueba extendida de pozo, se realizaron análisis estratigráficos y estructurales, dando lugar a un completo modelo geológico 3D. Así mismo los estudios de flujo multifásico permitieron la construcción de un modelo de flujo de campo completo, lo que permitió la predicción del comportamiento.

Con un modelo de flujo confiable, respaldado por un análisis de incertidumbre, el plan de desarrollo para todo el campo fue definido. Para mitigar la incertidumbre de producción, la primera fase constó en la perforación de 4 pozos solamente, con diferentes sistemas artificiales de producción (2 BEC y 2 BN), conectados a un FPSO con una capacidad de procesamiento de 60,000 bpd.

Mediante los datos obtenidos se definió que el yacimiento de Jubarte se localiza en arenas con altas porosidades y permeabilidades. La porosidad petrofísica y la permeabilidad horizontal alcanzó valores promedio del 23% y 1200 mD, respectivamente. La viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento fue de 14 cP y la temperatura medida del yacimiento fue de 76°C. Tales características pronosticaron un alto índice de productividad para el pozo, que se obtuvo durante la prueba del pozo y la fase piloto para los demás pozos de la fase 1.

La presión estática original extrapolada fue de 289.9 kg/cm² y posterior a un año de producción dentro de la etapa piloto se observó que la presión era muy similar a la predicha (Figura III.2). El punto de burbuja del fluido se determinó en el laboratorio mediante análisis PVT con un valor de 183.7 [kg/cm²]. Por lo tanto las grandes diferencias entre la presión estática y la presión de burbuja origino la posibilidad de instalar un BEC en el lecho marino.

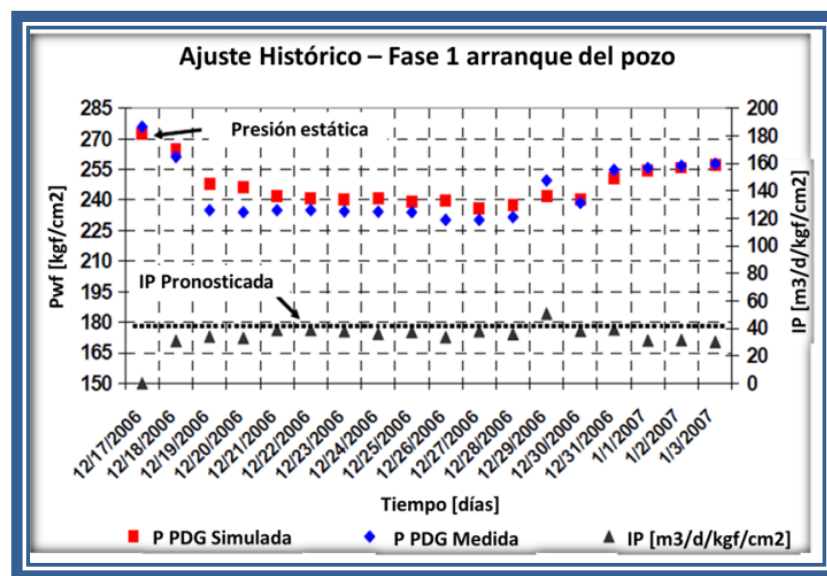


Figura III.2 Producción vs. Datos Simulados.

Las propiedades del aceite, gas y agua de la formación se muestran en las Tablas III.1, III.2 y III.3. El aceite del campo Jubarte se puede considerar como aceite pesado debido a su baja RGA; lo que también favoreció el uso del BEC.

Parámetro	Valor
Características del Aceite	
Grados API	17.19°
RGA	45.97 [m3/m3]
Viscosidad (Aceite Muerto)	357 [cP] @ 50[°C]
	1411 [cP] @ 30[°C]
Limite para la incorporación de agua	60 %
Temperatura de formación de ceras	15.2 [°C]
Precipitación de asfáltenos	Muy estable (aparición>2[ml])
Tendencia de bloqueo por hidratos	Sin tendencia
Formación de espumas	Severa

Tabla III.1 Características del aceite.

Durante la fase de evaluación, los estudios sustentaron la decisión de perforar un pozo exploratorio horizontal. En Febrero de 2002, el pozo fue perforado, con una longitud horizontal de 1070 m, siendo terminado con un empacador de grava en agujero descubierto. El resultado fue un índice de productividad 13 veces mayor que el que se hubiera obtenido en un pozo vertical, por lo tanto se propuso y aprobó una Prueba Extendida del Pozo (EWT) con el fin de obtener información muy valiosa. Durante la EWT, que comenzó en Octubre de 2002, PETROBRAS utilizó el FPSO Seillan, un barco con posicionamiento dinámico y capacidad de plataforma para realizar operaciones ligeras. El pozo se conectó al FPSO a través de un riser de perforación de 5.625 [pg] de diámetro interno.

Parámetro	Valor
Análisis Cromatográfico del Gas	
Densidad	0.6638 (adm)
Componentes:	
CO2	0.21% mol
N2	0.56% mol
C1	89.04% mol
C2	5.24% mol
C3	1.66% mol
IC4	0.63% mol
NC4	0.78% mol
IC5	0.40% mol
NC5	0.29% mol
C6+	1.19% mol

Tabla III.2 Análisis cromatográfico del gas.

Parámetro	Valor
Propiedades del Agua de la Formación	
Densidad	1.1056 (adm)
Salinidad	159727 mg/l
PH	5.8

Tabla III.3 Propiedades del agua de la formación.

Mediante una solución innovadora, un BEC de 900 [hp] y capacidad de 25,000 [bpd] fue instalado arriba del árbol submarino; para que en caso de que el BEC fallara, el riser de perforación sería recuperado por el FPSO para reemplazar la bomba. Debido a los buenos resultados obtenidos durante la EWT la fase piloto continuó hasta Enero de 2006.

Posterior a la fase piloto, PETROBRAS inicio la fase 1 de producción de Jubarte con el FPSO P-34 (Figura III.3). Esta nueva fase comprendió el desarrollo de 4 pozos productores con gastos esperados de 60000bpd de aceite. Se planteó en un inicio para uno de los pozos la instalación innovadora de un módulo de bombeo mediante un BEC (llamado dummy well), mientras que en otro pozo se instaló un BEC convencional (en los dos pozos restantes se instaló bombeo neumático).

Los dummy wells o estaciones de bombeo vertical, son "pozos falsos" donde se coloca un BEC, el cual se encuentra encapsulado a presión con un sistema de conexión en la parte superior; a donde llega la producción de uno o varios pozos productores, para llevar los fluidos a las instalaciones superficiales.

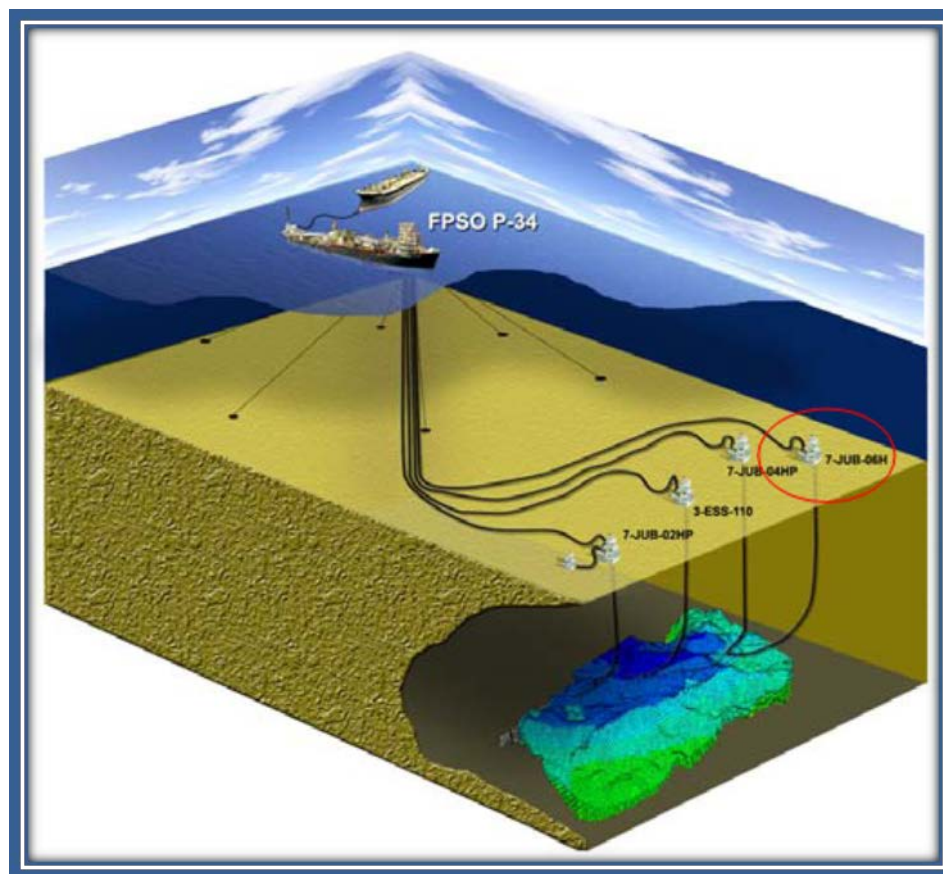


Figura III.3 Distribución de los pozos de Jubarte.

El sistema definitivo de producción de Jubarte (fase 2, ver Figura III.4), se implementó en 2011, el cual comprendió 11 nuevos pozos más 4 pozos de la fase 1 y 7 pozos inyectores de agua, conectados al FPSO P-57. Durante esta etapa productora, toda la producción de los pozos se irá a las dummy wells como el principal sistema artificial de producción mientras que el bombeo neumático será empleado como respaldo.

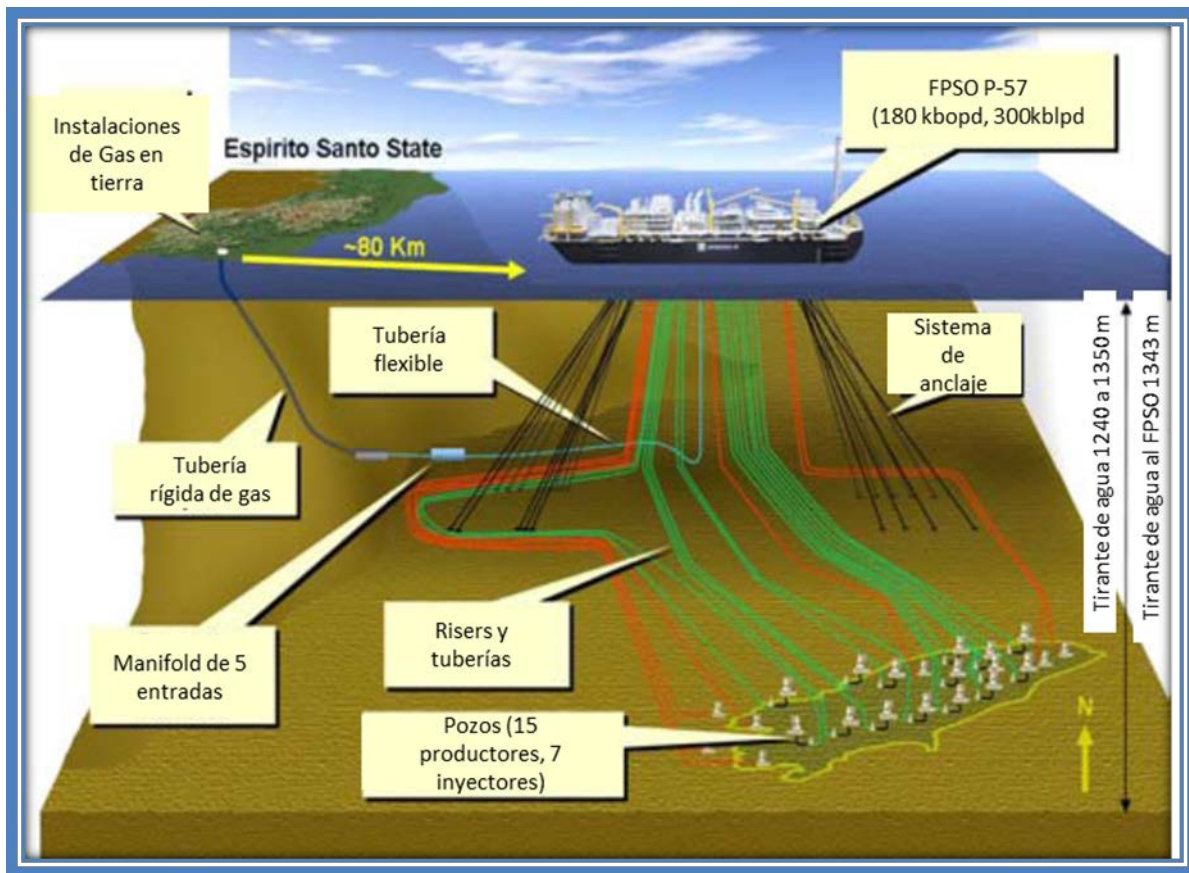


Figura III.4 Esquema planeado para el Sistema de producción definitivo.

Resumiendo, la estrategia de explotación para el campo Jubarte contempla 3 fases distintas, presentadas en la Tabla III.4.

Desarrollo del campo	EWT	Piloto	Fase 1	Fase 2
Jubarte				
Pozos productores	1	1	4	15
Pozos inyectores	NA	NA	NA	7
Control de Arena	Empacador de grava			
Prof. Horizontal [m]	1070	1070	(+/-) 1000	(+/-) 1000
Principal SAP	BEC	BEC	(2) BEC (2) BN	BEC
SAP de respaldo	-	-	BN para los pozos de BEC	BN (para 5 pozos)
Configuración (BEC)	Arriba del árbol submarino	Arriba del árbol submarino	1 BEC convencional y un módulo de bombeo BEC	Módulo de bombeo BEC
Potencia BEC	900 hp	900 hp	1200 hp	1500 hp
Tipo de unidad de producción	FPSO DP Seillean	FPSO DP Seillean	FPSO Turret	FPSO Spread Mooring
Capacidad de procesamiento del aceite	18500 bpd	22000 bpd	60000 bpd	180000 bpd
Capacidad de procesamiento de agua	18500bpd	22000 bpd	60000 bpd	300000 bpd
Compresión de Gas	-	-	-	3 MMm3/d
Inyección de agua	-	-	-	310000 bpd
Máxima producción	16500 bpd	22700 bpd	51000 bpd	180000 bpd
Máxima producción de gas	.14 MM m3/d	.14 MM m3/d	.34 MM m3/d	1.7 MM m3/d

Tabla III.4 Planeación del Desarrollo del Campo Jubarte.

Ingeniería de pozo

En la fase 1 de Jubarte, 4 pozos satélite horizontales (Figura III.5) producen al FPSO *Juscelino Kubitschek* (P-34). Esta etapa de producción no comprende inyección de agua al yacimiento. El P-34 está anclado en un área definitiva con todos los pozos conectados al FPSO.

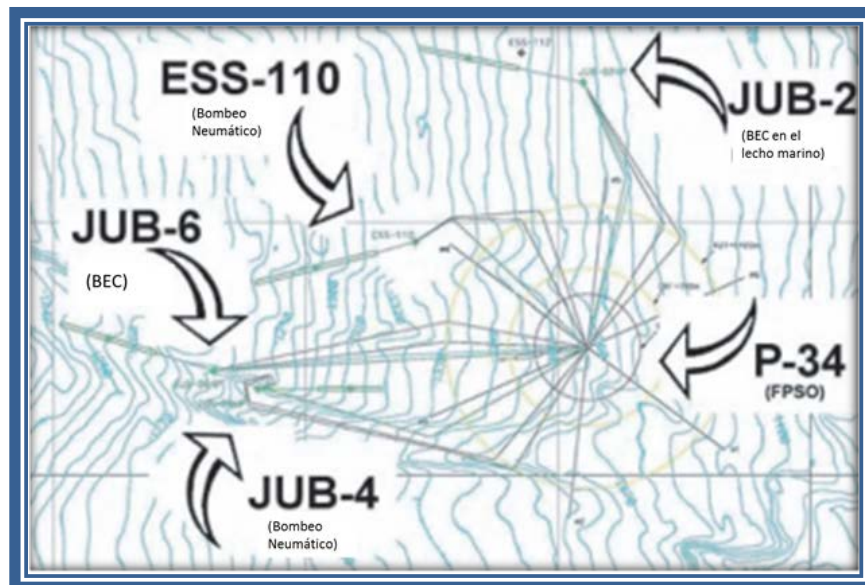


Figura III.5 Distribución del campo Jubarte.

Todas las líneas de flujo son tuberías de 6 [pg] de diámetro aisladas con recubrimiento térmico, el cual posee un Coeficiente de Intercambio Térmico menor a 6 Watts por metro Kelvin [W/mK], mientras que las tuberías de servicios son tubos flexibles de 4 [pg] de diámetro.

Sistemas de control

Cable del BEC o Umbilical. Un umbilical es un dispositivo que tiene como función el control hidráulico, la inyección de químicos y transportar las señales eléctricas, para los pozos con BEC se desarrolló un umbilical especial, que cuenta

con un cable de alimentación eléctrica integrado (Figura III.6). Con esto se minimiza el número de risers en el FPSO y permite optimizar el diseño submarino.

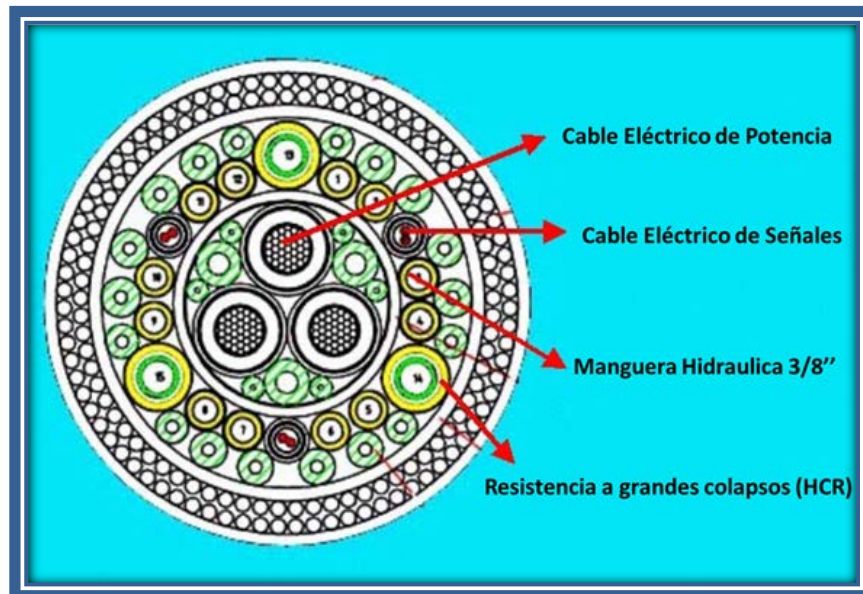


Figura III.6 Umbilical especial para BEC.

Configuración del equipo de fondo del pozo

En la fase 1, los pozos productores se terminaron con una sarta de tuberías de producción de acero al carbono de 7 [pg] (26 [lb/pies], ID 6.276 [pg]), además se incluyeron mandriles de bombeo neumático unidos a la sarta de tuberías, los cuales han funcionado como SAP de apoyo para el pozo. En caso de que el BEC falle, el bombeo neumático producirá el pozo hasta que el BEC se sustituya. En tales pozos se alcanzaron a perforar grandes longitudes horizontales, alrededor de 1000 m, para garantizar altos índices de productividad. El control de arenas se realizó utilizando empacadores de grava en agujero descubierto (OHGP), tecnología que fue probada durante la fase piloto.

El pozo JUB-06 se compone de un casing de 13 5/8 [pg] (34.6 [cm]) que va alrededor de los 2,480 [m] (8.136 [pies]) como se muestra en la Figura III.7. El

Kickoff point (KOP) del pozo está alrededor de los 2,175 [m] (7,136 [pies]) de la superficie. El BEC se instaló a 0 ° de la vertical y se encapsuló en una tubería de 10 ¾ [pg] (27,3 [cm]). Tiene un liner de 9 5/8 [pg] (24.4 [cm]) que va desde 2,480 [m] (8,136 [pies]) hasta 3,130 [m] (10.269 [pies]), en la zona productora. El pozo se perforó con un diámetro inicial de 8 ½ [pg]. (21.6 [cm]) en una sección horizontal de 1,000 [m] (3,280 [pies]) y se terminó con un empacador de grava de 7 [pg] (17.8 [cm]).

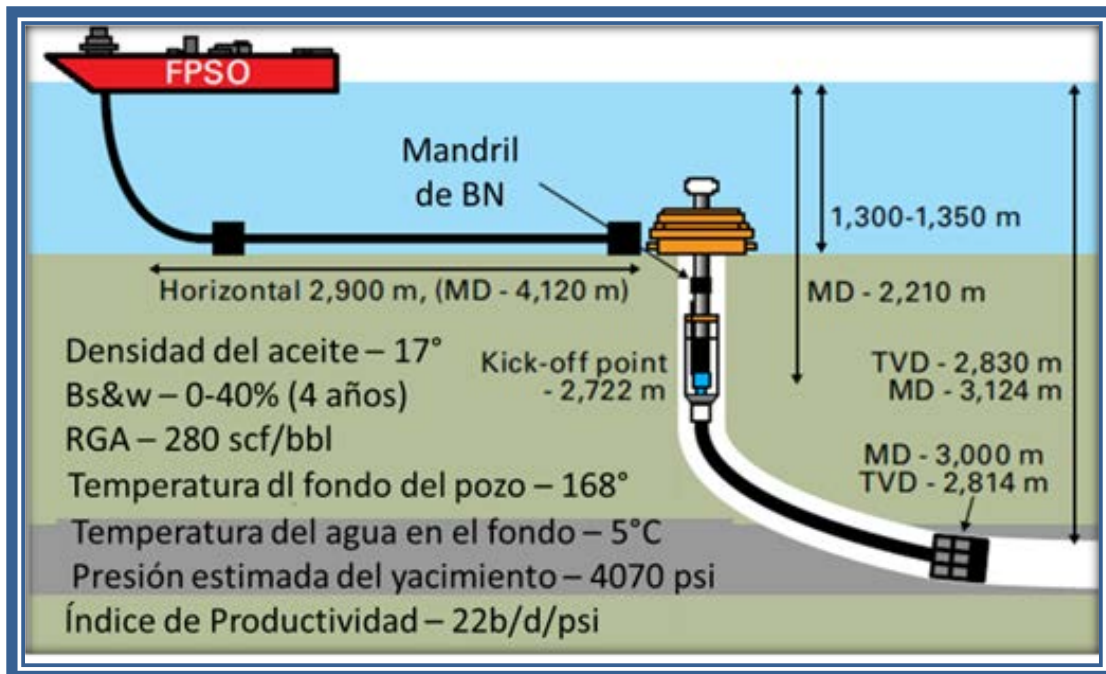


Figura III.7 Diagrama del FPSO de Jubarte.

Arriba del empacador de grava se colocó una válvula de no retorno (VNR), la cual impide la inyección de salmuera en el yacimiento durante una intervención. Si el peso del líquido por arriba de la VNR es superior a la presión del yacimiento, la VNR se cierra, aislando el yacimiento. Entonces, el pozo puede ser circulado a través de un orificio sobre la VNR con una pérdida mínima o ninguna pérdida hacia

el yacimiento. Las VNR están incorporadas en el fondo de la sarta y no se saca durante una intervención.

Una sarta receptáculo instalada alrededor de 2.385 [m] (7.825 [pies]) completa la sarta más profunda. A continuación se muestra en la Figura III.8 la instalación del pozo JUB-06.

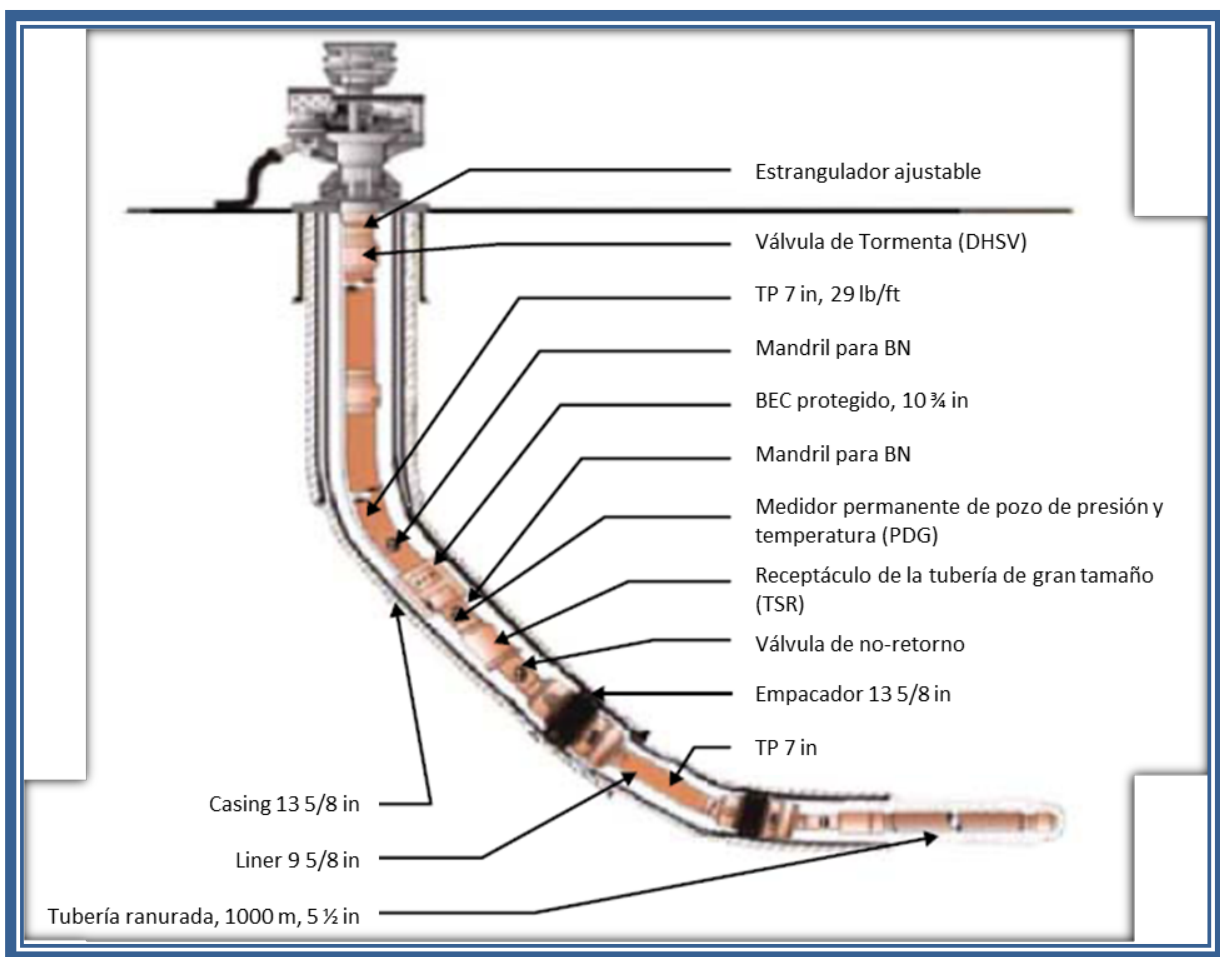


Figura III.8 Estado Mecánico del pozo JUB-06.

Equipo BEC

El pozo 7-JUB-06 HA fue equipado con un BEC de gran potencia y alta confiabilidad, además se le instaló un sistema de bombeo neumático como respaldo en caso de falla. El pozo satélite horizontal conectado a la plataforma P-34 a través de tubería flexible. Además se desarrolló para este proyecto un árbol submarino horizontal especial para el BEC (Figura III.9).

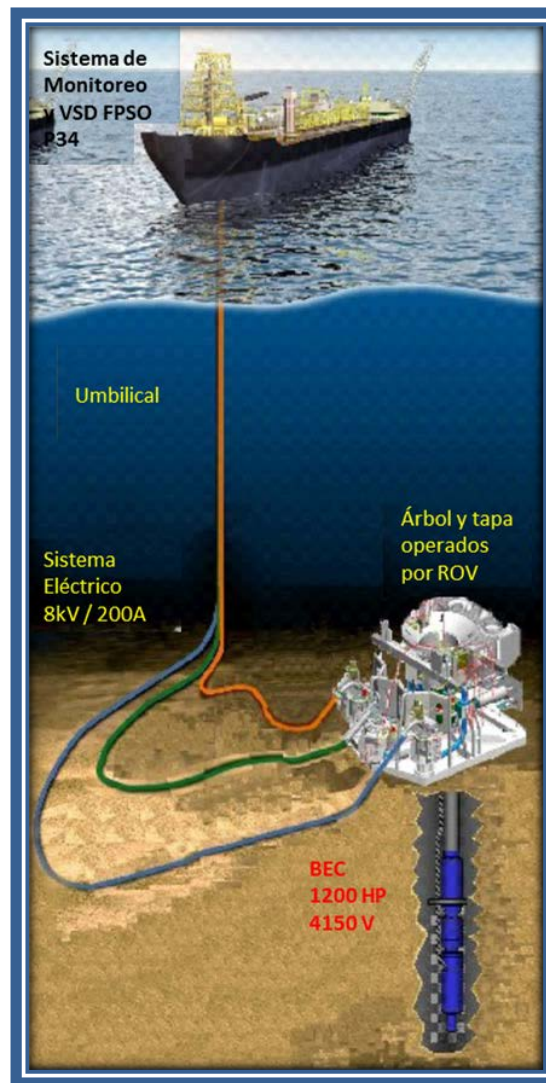


Figura III.9 Sistema BEC de alta potencia (1200 Hp) y alta confiabilidad.

El BEC se encuentra encapsulado en una tubería de 10 $\frac{3}{4}$ [pg] (27.3 [cm]) con una capacidad de producción de 3,500 [m³/día] y 124,000 [pie³/d]. Los límites de diseño y especificaciones requeridas por Petrobras se enlistan enseguida:

- El motor no debe exceder de 1,200 [hp].
- Máximo 200 [A] debido a las limitaciones del penetrador submarino.
- BEC encapsulado en una tubería de 10 $\frac{3}{4}$ [pg] (27.3 [cm]).
- Sarta de tuberías y BEC de acero al carbono (Figura III.10).
- Inyección de químicos para prevenir la formación de incrustaciones, romper la emulsión, y anti-espumantes.

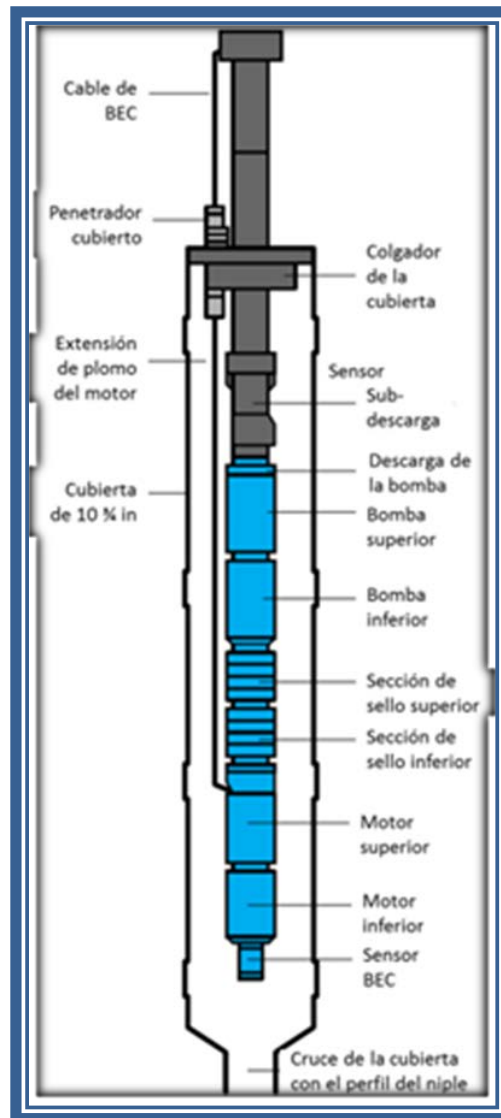


Figura III.10 BEC encapsulado.

- Las consideraciones iniciales para el diseño y operación del equipo BEC fueron:
 - Operar dentro del rango del BEC (hp, q, p).
 - Un consumo máximo de 4,500 [V]. El motor elegido es 4,160 [V], y podría llegar a 64.9 [Hz].

- Frecuencia máxima recomendada de operación de 62 [Hz] (recomendada por el fabricante de la bomba).
- Mínima frecuencia de arranque de 35 [Hz], por no más de 30 minutos. Mínima frecuencia de operación de 40 [Hz].
- Compresión de la Bomba, donde las etapas están fijadas al eje y todas las fuerzas de empuje hacia abajo se transfieren a los cojinetes situados en la sección de cierre.
- El BEC se debe colocar en posición vertical, antes del kickoff point (KOP) del pozo.
- Mantener la presión de descarga por debajo del rango máximo de la línea de flujo submarino. La Presión de Explosión del housing del BEC debe estar por debajo del rango de la línea de flujo submarino.
- El modo de operación de la Unidad de velocidad variable debe consistir en la modulación del ancho del pulso filtrado de potencia (FPWM).
- El material de la carcasa debe ser de acero de carbón.
- La inyección de químicos para evitar la formación de incrustaciones (Figura III.11).

Para el diseño se requirieron especificaciones y parámetros de funcionamiento de la bomba, motor, sensores, cable de alimentación, la extensión del conductor del motor, penetrador cubierto, y la cápsula.

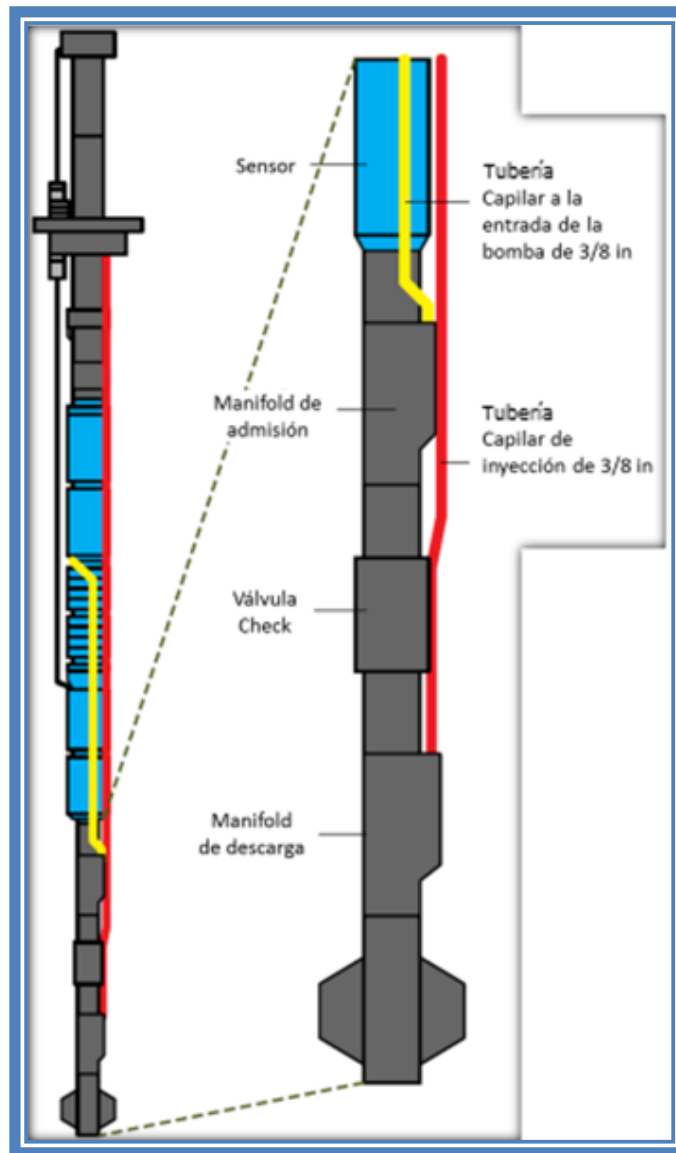


Figura III.11 El sistema de inyección de químicos.

Una particularidad del JUB-06 es el sistema de inyección química, el cual previene la formación de incrustaciones y reduce el efecto de espumas y emulsiones, esto se realiza mediante un manifold de inyección que va conectado a la base del sensor. El diseño del sistema inyecta el producto directamente en la entrada de la bomba para evitar el contacto de los químicos con materiales no metálicos del BEC (especialmente del motor y la sección de sello) mediante una

tubería capilar, incorporada al cable de alimentación, así mismo una válvula check de 2 3/8 [pg] se ha instalado en la base del BEC.

Para evitar daños del cable de potencia se utilizaron algunos accesorios especiales de terminación como:

- Mandril de BN especial con protección para el cable que permite orientación.
- Unión ajustable con función de swivel, que permite alinear el cable con el conector eléctrico de la carcasa.

La expectativa de que el equipo funcione sin fallo es de al menos 4 años tal vez 6. Para asegurar este rendimiento y el tiempo de vida del equipo se sometió a un estricto control de calidad incluyendo las pruebas FAT (Factory Acceptance Test); además se sometió el equipo a un seguimiento del desempeño del BEC mediante variables medidas por los sensores de los equipos y los parámetros del variador de velocidad (VSD).

Finalmente el equipo BEC quedó compuesto por los siguientes elementos:

a) Bomba

- Baker Hughes CENTRILIFT HC27000.
- Serie 675 (6.75 [pg] DI).
- 58 etapas HC-27000. Capaz de producir alrededor de 4500 [m³/día] de volumen en el tanque de almacenamiento a 60 [Hz]. La bomba posee una eficiencia del 73%.
- Compuesto de una sección superior y una inferior (27 etapas cada uno). El intake está incorporado a la sección inferior.

- Compresión de la bomba.
- Cojinetes compuestos de carburo de Tungsteno en cada etapa
- El eje de alta resistencia está clasificado en 1250 hp @ 60 Hz.
- Y se incluyó un revestimiento especial (ARMOR I) para prevenir las incrustaciones. Toda la superficie está cubierta y con un terminado resistente al impacto. El recubrimiento está diseñado para prevenir las incrustaciones, así como minimizar el desgaste abrasivo.

b) Sección de sello

- Serie 675 (6.75 [pg] DI).
- Sección de sello en Tándem con 3 cámaras de protección en cada una. La sección de sello en la parte superior es de tipo bolsa de goma y en la parte inferior es de tipo laberinto.
- El eje de alta resistencia está clasificado en 1,250 [hp] @ 60 [Hz].
- Cojinete de empuje de gran carga, auto-nivelable, diseño de los soportes de inclinación, el cual evita que se desalinee. Las almohadillas son “Peek” que se caracterizan por estar revestidas para una temperatura mayor y un mejor aislamiento.
- Cojinetes de carburo de Tungsteno en la base y en la cabeza para mejorar la estabilidad del eje.

c) Motor

- Serie 725 (7.25 [pg] DI).
- Motor en tándem de 600 hp, 2,080 [V], 178 [A] para cada motor, sumando un total de 1200 [hp], 4160 [V] y 178 [A].

d) Cable de potencia (Figura III.12)

- Modelo CELR GTE 1/0; 5 [kV] con una armadura doble galvanizada.

- Línea capilar de 3/8 [pg], espesor del capilar de inyección de químicos es de 0.049 [pg].
- Cable de plomo para mejorar la confiabilidad en caso de usar como método de respaldo de producción el bombeo neumático.
- Calificado para 450[°F].
- Temperatura máxima de operación estimada en 260[°F].



Figura III.12 Cable de potencia con capilar integrado.

e) Extensión de plomo del motor

- Modelo KLHT AWG 1; 5 [kV], forrado de plomo y armadura de Monel.
- Calificado para 450[°F].
- Máxima temperatura de operación estimada en 220[°F].

f) Penetrador cubierto

- Penetrador RMS tipo 016/12/463; Modelo HE AWG 1.
- Terminado con colgador cubierto; puerto 2 3/8 [pg]. EUE.
- Calificado para 180 [amps] a 130[°C] (266[°F]).
- Temperatura máxima de operación de 93[°C] (200[°F])
- Presión de trabajo de 5000 [psi].

g) Cápsula

- Compuesta de 10 ¾ [pg], juntas del casing de FJL 60.5 [lb/pie].

- Colgador cubierto con puertos para penetrador de 2 3/8 [pg] y extremo de la línea de 3/8 [pg].
- Soporte de la presión de prueba después de ser ensamblado (antes del ensamble del BEC) en ejecución y válvula de pie con un niple de perfil ubicado en el cruce de la cubierta.
- Calificado para una presión diferencial de 5000 [psi].

Aseguramiento de Flujo

El aseguramiento de flujo de Jubarte se obtuvo principalmente por medio del aislamiento térmico de las líneas de flujo. Además se contaba con instalaciones para el remplazo de líquidos y corridas de diablo.

El aceite de Jubarte se considera muy estable en lo referente a la floculación precipitación de asfáltenos. Aunque el fluido no presenta características favorables para la precipitación de parafinas, el sistema de producción de la P-34 se instaló para la eliminación de depósitos orgánicos mediante las corridas de diablo en caso de que se presentaran. El aislamiento del sistema garantizó que la temperatura fluyente dentro de la tubería y en las paredes de la tubería fuera mayor a 3[°C], que la temperatura de aparición de las ceras. Este valor límite se estableció al analizar la relación entre la entalpia desarrollada en el proceso de cristalización y el calor latente de la parafina.

En cuanto a la formación de hidratos, el aceite del campo Jubarte y sus emulsiones no tienen tendencia a formar bloqueos por hidratos. Por lo tanto, los procedimientos habituales de PETROBRAS para la prevención de hidratos en el arranque y durante las operaciones de purga se realizaron, porque no se esperó ningún problema que involucre hidratos.

Depósito de Inorgánicos (Incrustaciones)

El BEC que operó en el campo Jubarte con una producción de aceite pesado de 17 ° API, con una Relación Gas-Aceite (RGA) de aproximadamente 258 [scf/bbl] (0,03 [m³/ bbl]) durante aproximadamente un año (tiempo que duró la prueba extendida), se retiró y desmanteló. Al abrir el BEC, las incrustaciones encontradas en las etapas de la bomba fueron de 86% sulfato de bario, 12% de sulfato de estroncio, y el 2% óxido de hierro (Tabla III.5).

Además, en el análisis del agua que se realizó desde dos puntos diferentes, se confirmó la cantidad de sólidos presentes en el agua:

	Prueba 1	Prueba 2
Bario (Ba²⁺)	46 mg/L	124mg/L
Estroncio (Sr²⁺)	411 mg/L	330 mg/L
Sulfato (SO₄⁻⁻)	51 mg/L	20 mg/L

Tabla III.5 Pruebas de Depósito de Inorgánicos.

La formación de incrustaciones está en función de los cambios de presión y temperatura, estos depósitos inhiben la transferencia de calor desde el motor al fluido del pozo, haciendo que el motor se caliente y degrade el rendimiento de la bomba incrementando por ende el riesgo de bloqueo.

Tal problemática debe ser considerada durante el diseño para evitar que se dañe la bomba. Para evitar el depósito de incrustaciones en este caso en los impulsores y difusores del BEC, se recubrieron con ARMOR I. El ARMOR I es un revestimiento de fluoropolímero que hace que la nucleación y el crecimiento de las incrustaciones sea difícil, mejorando las propiedades físicas del material de la etapa

de la bomba mediante la reducción de la rugosidad superficial y garantizando un mejor funcionamiento de la bomba. El revestimiento de fluoropolímero también protege partes de la bomba contra los agentes químicos agresivos y los factores ambientales.

Adicionalmente, para reducir la precipitación, se realizó la inyección continua de un producto químico para evitar las incrustaciones y las emulsiones a través del umbilical y la inyección química en el manifold para un punto de inyección en la entrada de la bomba.

También fue necesario realizar un control de arenas para evitar el desgaste prematuro de los componentes y partes móviles de la bomba; así como prevenir bloqueos de la bomba. Para el control de arena se empleó un empacador de grava en agujero descubierto (OHGP), el cual de acuerdo con la fase piloto se determinó que era suficiente para controlar la producción de arena.

El efecto de la emulsión, de acuerdo con datos obtenidos experimentalmente del fluido de Jubarte representa un incremento de la viscosidad debido a la formación de emulsiones agua-aceite; es importante destacarlo ya que estas favorecen a que las tasas de corte de la bomba sean muy altas; lo cual se refleja directamente en la potencia de las bombas. Por estas razones es necesario la inyección de desemulsificantes por arriba del BEC.

Flujo Natural / Bombeo Neumático a través del BEC

La presentación tradicional de funcionamiento de la bomba en la Industria del BEC es una curva que muestra el flujo en la abscisa y la elevación de la cabeza como la ordenada, como se muestra en la Figura III.13. Esta representación se emplea para visualizar el funcionamiento normal de la bomba, es decir que la

bomba gire en la dirección correcta a una velocidad adecuada, produciendo la cabeza positiva (mayor en la descarga que en la entrada) y el flujo positivo (que fluye desde la entrada hacia la descarga). A cierto flujo, la bomba girará, cuando una bomba se detiene, y el peso del líquido es superior a la presión de admisión, el flujo caerá de nuevo a través de la bomba. Cabe mencionar que el volumen de fluidos debe ser suficiente para romper la inercia de la bomba y el motor.

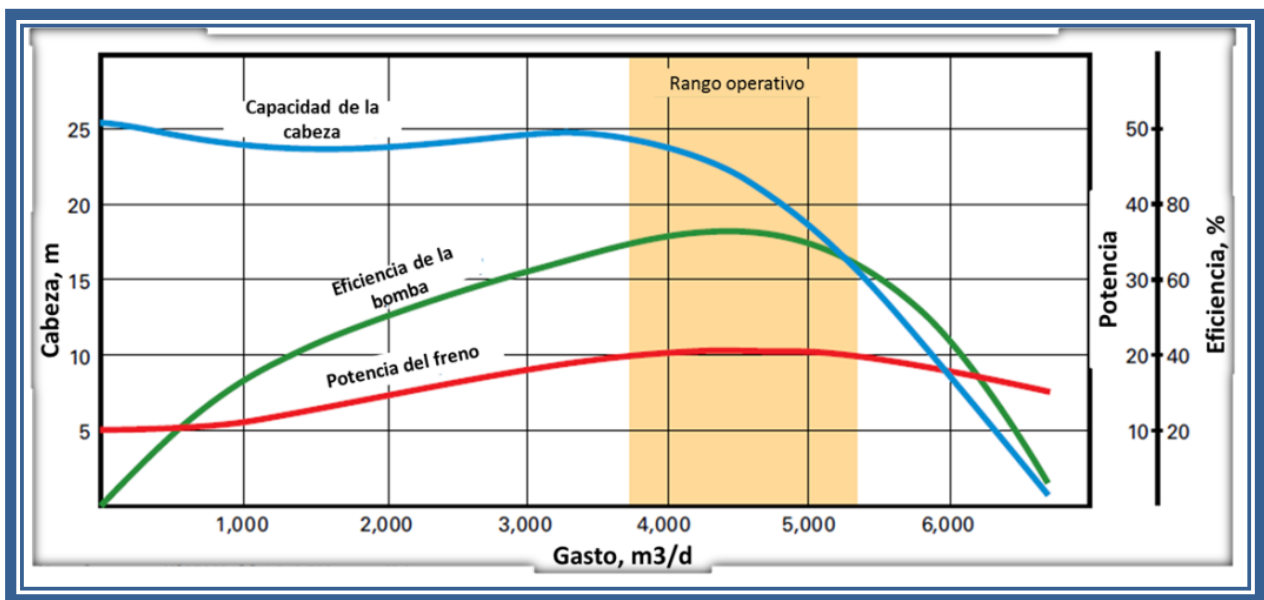


Figura III.13 Curva del Funcionamiento de la Bomba BEC.

Si el gasto es suficiente para hacer girar el BEC, se espera que:

- El cojinete de operación del BEC creó una película lubricante entre el rotor y el cojinete. Dicha película se forma por la viscosidad del fluido y la velocidad de rotación. Nótese que a baja velocidad, hay contacto de metal con metal que desgasta los cojinetes.
- Fluyendo a través de la bomba, el flujo continuo en la dirección positiva, pero si la bomba no se activa, esto representará un impedimento para el flujo y

generará una caída de presión. Esto coloca a la operación de la unidad en el segundo cuadrante. Las fuerzas de empuje de la bomba se ven afectadas y la presión creada por "impulso" ahora es negativa y actúa en lugar de las fuerzas de empuje hacia arriba restantes. Las etapas pueden resultar dañadas debido a las grandes fuerzas de empuje hacia arriba.

Precauciones tomadas

Cada bomba BEC tiene su propia curva de cuatro cuadrantes. La curva indica el límite para empezar a girar las etapas. Como regla general, 25% a 30% del gasto del punto de mejor eficiencia (BEP) a 60 Hz generará energía suficiente para comenzar a girar la bomba. La bomba de JUB-6 tiene un BEP de 27000 bpd, y el pozo produjo alrededor de 10000 bpd de flujo natural (37% del BPE). Esto está por encima de la tasa máxima recomendada para la bomba, sin embargo, hay una curva para cada bomba y motor, y probarla es recomendado.

Las herramientas se han utilizado para las terminaciones duales y también para producir un pozo a través de la bomba BEC. En el caso de una cápsula, o incluso un empacador por encima de la BEC, existe la opción de utilizar herramientas tales como camisas hidráulicas u otras que ayuden a realizar un bypass a la bomba cuando se detiene a fin de maximizar la producción, cuando no se limita a producir el pozo por bombeo neumático o por flujo natural. Esto se está analizando ya que existe la posibilidad de que la herramienta falle si se agrega a la línea, por lo que la confiabilidad debe ser la primera preocupación de una instalación submarina.

III.2 China^{27, 28, 29, 30, 31, 32, 33}

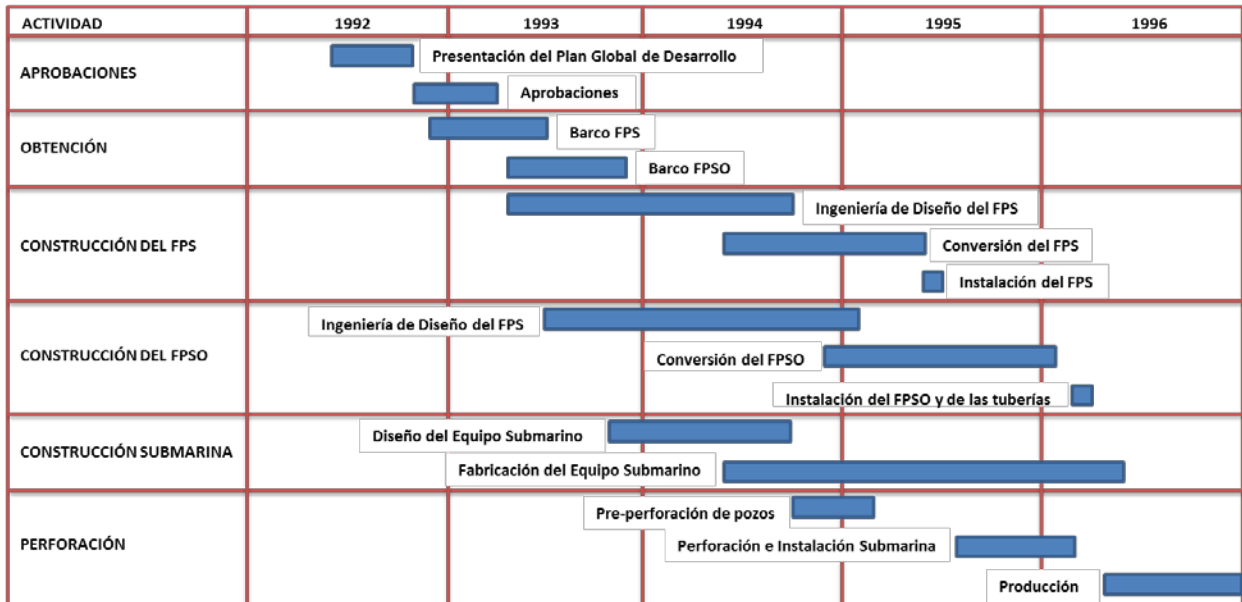


Figura III.14 Planeación de Actividades del Campo Liuhua.

Campo Liuhua

El campo Liuhua, se localiza en el Mar de China Meridional aproximadamente a 120 [millas] al sur-sureste de Hong Kong (Figura III.15) a 1020 [pies] de tirante de agua, en un lugar con condiciones ambientales severas y las características adversas del yacimiento.

El campo Liuhua fue descubierto en Enero de 1987, con la perforación del pozo Liuhua 11-1-1A. La prueba de bombeo de este pozo fue de 2240 bpd de aceite pesado de 21° API, en un yacimiento de carbonatos de Zhujiang, con un espesor de 246 [pies] (75 m), el cual se encuentra a 3.000 [pies] (914 m) por debajo del lecho marino; además se determinó que el yacimiento se encontraba sobre un gran acuífero, lo que ocasionó un desplazamiento ineficiente del aceite. La perforación de dos pozos adicionales, el Liuhua 11-1-3 y 11-1-4, confirmó la existencia de un

yacimiento con una acumulación significativa de aceite, que se estimó en 1.3 MMMMbls de aceite. Con el fin de investigar el potencial de producción del campo cada pozo se probó utilizando sistemas artificiales de producción, como Bombeo Neumatico, Bombeo Hidraulico tipo Jet y Bombeo Electrocentrífugo; para maximizar los gastos de producción, sin embargo mediante los sistemas artificiales de producción en los pozos, el potencial de producción a largo plazo del campo se veía limitado por el mecanismo de desplazamiento ineficiente del yacimiento. Esto debido al gran tamaño del acuífero debajo del yacimiento, lo que indicó que se puedan producir grandes volúmenes de agua como resultado, las instalaciones de producción y manejo necesitarían ser capaces de manejar grandes cantidades de agua costa-fuera.

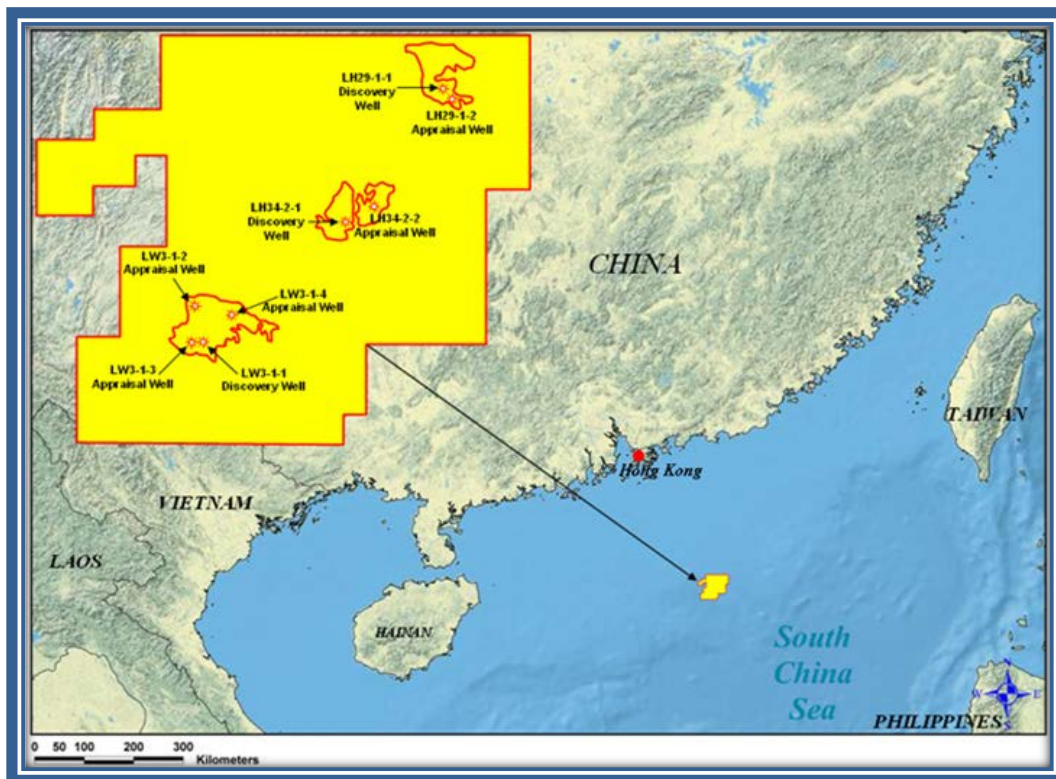


Figura III.15 Campo Liuhua.

Propiedades de los fluidos y del yacimiento	
Formación	Carbonatos Zhujiang
Profundidad de la cima del yacimiento	1204 [m] (3950 [pies])
Porosidad	76 [m] (250 [pies])
Permeabilidad	20-8000 [mD]
Mecanismo de empuje	Acuífero asociado
Relación Gas-Aceite	20-30 [pie ³ /bl] (3.6-5.3 [m ³ /m ³])
Gravedad del aceite	16-23 °API
Viscosidad del aceite	35-100 [cP]
Presión inicial del yacimiento	1800 [psi]
Temperatura del yacimiento	52°C (126°F)
Arena/Ceras	No
Gastos	15000 BPD (2384 [m ³ /d])

Tabla III.6 Propiedades de los fluidos y del yacimiento del Campo Lihua.

Las condiciones en el lugar del descubrimiento fueron también motivo de preocupación, debido a la profundidad del agua combinada con las características de producción, el realizar un desarrollo convencional mediante una plataforma fija no se consideró económicamente rentable. Por otro lado, las duras condiciones meteorológicas en donde los tifones son anuales, pondría grandes limitaciones técnicas en los sistemas flotantes de producción. Dado que el Mar Meridional de China estaba en su fase de desarrollo inicial, aún no se consideraban tuberías para la evacuación de hidrocarburos, lo cual significó que algún tipo de sistema flotante

de producción (FPS) para la perforación, construcción, producción flotante, almacenamiento y descarga (FPSO) debió ser contemplado.

Debido a las características del yacimiento (Figura III.16) y las difíciles condiciones del medio ambiente (Tabla III.7), el desarrollo no pudo proceder hasta no poseer una mejor comprensión de las capacidades de producción del campo.

Se reconoció que los altos volúmenes de producción de agua sería el mayor problema para el desarrollo económico del campo. Por lo tanto, si se encontraba un mejor sistema de desarrollo y se lograba retrasar la producción de agua, y además se manejaba de forma eficiente cuando se llegaran a producir grandes cantidades, entonces el potencial del desarrollo del campo sería mayor.

Condiciones de Tifones y Monzones			
	Tifón	Tifón	Monzón
Periodo de regreso (años)	10	100	100
Olas significativas (ft)	41	50	36
Altura máxima en la ola (ft)	44	60	-
Corriente (superficie) (knots)	3.4	4.5	3.4
Corriente (-200 ft) (knots)	2.8	4.5	3.4
Corriente (-400 ft) (knots)	0.6	0.6	0.6
Viento (1 min/10 m elev.) (knots)	74	111	59

Tabla III.7 Condiciones de tifones y monzones del Campo Lihua.

Se desarrolló un plan para evaluar el yacimiento usando un programa de pruebas extendidas en tres pozos. Los pozos se perforaron y fueron probados durante seis meses mediante un sistema flotante temporal de perforación, producción y apoyo. El programa de pruebas extendidas se llevó a cabo en 1987 y

1988. El primer pozo (Liuhua 11-1-3) fue perforado de forma vertical a través del yacimiento. Una prueba de producción se llevó a cabo en este pozo con un gasto inicial de 4000 bpd y un corte de agua del 20%, después de 42 días, el gasto de producción se había reducido a 2200 bpd con un corte de agua del 70%.

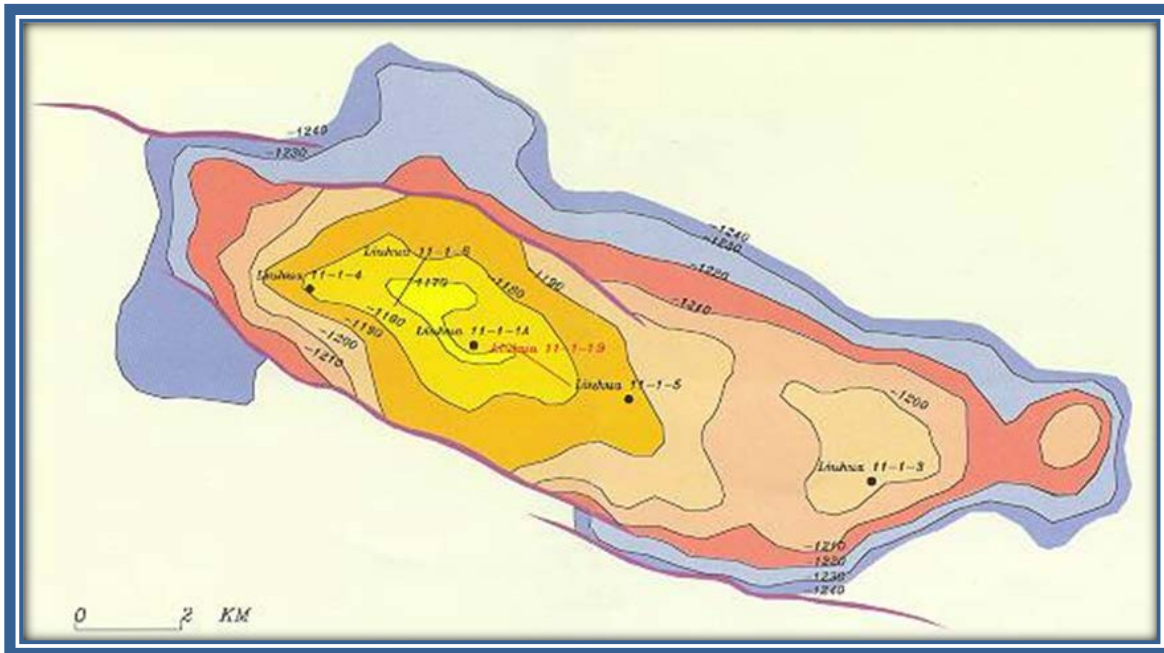


Figura III.16 Cima de carbonatos Zhujiang del Campo Liuhua.

Un segundo pozo (Liuhua 11-1-5) fue perforado con una trayectoria desviada de 78° a través del yacimiento. La prueba de producción de este pozo se llevó a cabo con un gasto inicial de 8000 bpd y sin agua, sin embargo, después de 51 días, la producción había descendido a 5500 bpd con un corte de agua de 51%. Estos datos obtenidos, resultaron ser de particular importancia ya que se observó el comportamiento de la relación agua-aceite, la cual continuó siendo una preocupación, aunque se mostró una notable mejoría respecto al pozo vertical. El tercer y último pozo, el Liuhua 11-1-6, (Figura III.17) se perforó como un pozo horizontal a través del yacimiento. La tecnología de perforación horizontal estaba,

en ese momento, a la vanguardia de los nuevos y emocionantes conceptos de desarrollo de los campos de gas y aceite, por lo que la operación resulto un éxito.

El pozo fue probado con una bomba a un gasto inicial de 12,000 [bpd] y sin agua. Después de 120 días de producción el pozo produjo 6,400 [bpd] con un corte de agua del 26%.

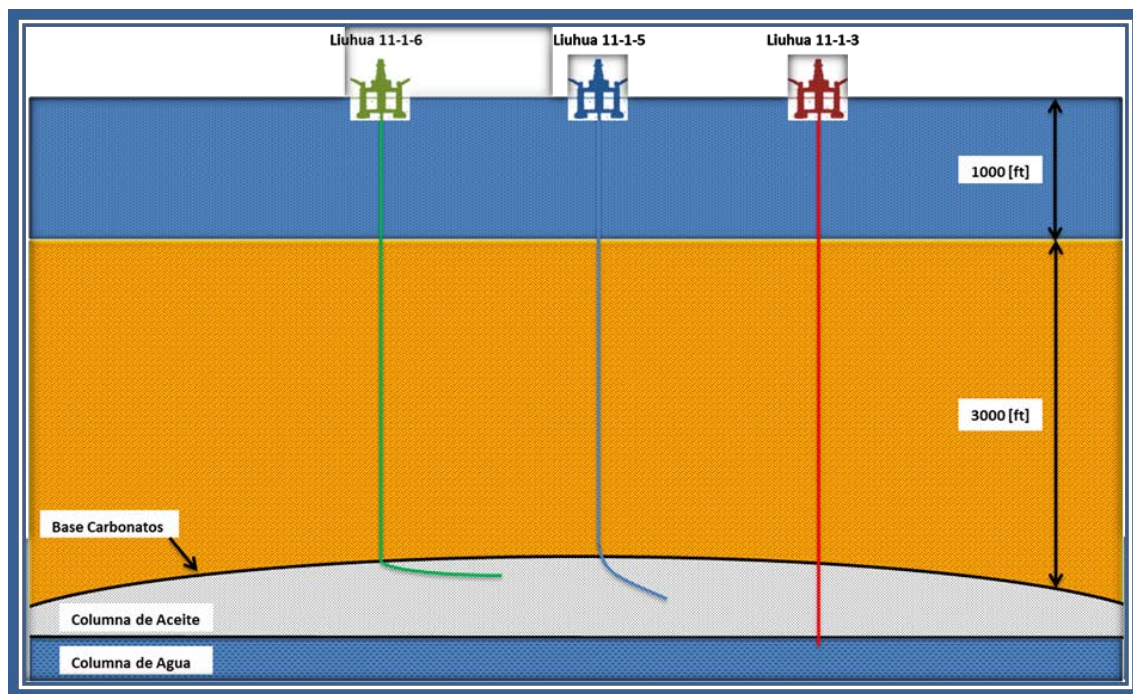


Figura III. 17 Prueba pozo mostrando la trayectoria horizontal, desviado y vertical.

Mientras que la historia de la producción del pozo Liuhua 11-1-6 era mucho mejor que la de cualquiera de los dos pozos anteriores, fue el comportamiento de la relación agua-aceite lo que era muy alentador. Durante el programa de pruebas extendidas al pozo, se produjeron más de 1.4 MMbl. No fue sino hasta conocer el desempeño de los tres pozos que se estableció la relación entre la trayectoria del pozo y la producción. En base a estas observaciones se definió que el desarrollo no

sería posible sin algún tipo de sistema artificial de producción como podría ser el bombeo electrocentrífugo sumergido (BEC).

Perfil de Producción

Los resultados del programa de pruebas extendidas al pozo se evaluaron con un sofisticado simulador del estado del arte del yacimiento de Amoco, este simulador utiliza una gran cantidad de datos de producción, geológicos y geofísicos como entrada. Dichos estudios confirmaron la descripción previa del yacimiento y el mecanismo de producción que podrían emplearse para alcanzar la rentabilidad del proyecto (Figura III.18).

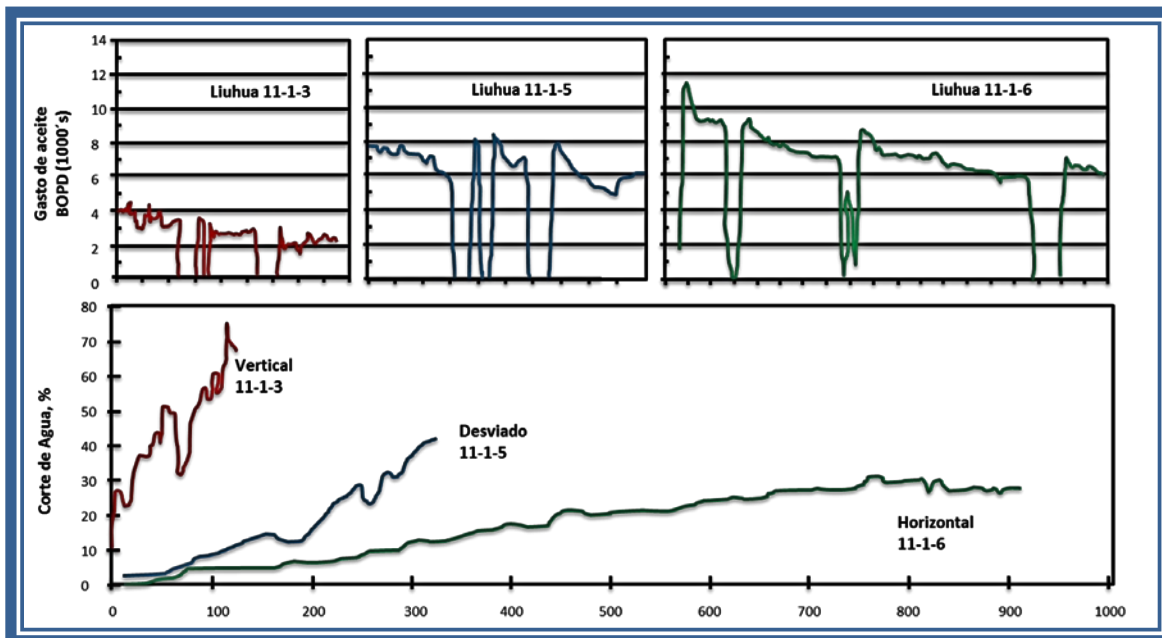


Figura III.18 Historias de producción de los tres pozos.

El simulador se ejecuta en un modo predictivo para establecer un perfil de producción para el plan de desarrollo del pozo, los sistemas artificiales de producción y las instalaciones de producción pueden ser dimensionados.

Se determinó en base a este análisis que un área limitada del campo era más adecuada para el desarrollo. Esta zona contiene aproximadamente el 50% del aceite original in-situ, y puede ser desarrollada con un total de 20 a 24 pozos perforados con 2.500 [pies] (760 m) de sección horizontal en el yacimiento. Los resultados del modelo se ajustaron para tener en cuenta el tiempo de inactividad previsto debido al mal tiempo que probablemente limitaría la descarga de aceite. El perfil de producción también fue ajustado para tomar en cuenta las fallas en los equipos mecánicos, en particular del BEC.

Al mismo tiempo que la prueba extendida y la simulación del yacimiento estaban en marcha, se comenzó a evaluar los obstáculos técnicos para el desarrollo del campo. Los datos de la prueba del pozo y los resultados del modelo indican que el desarrollo sólo podría concretarse mediante el uso de tecnología nueva e innovadora incorporada en el diseño, logrando por ende el equilibrio óptimo entre la tecnología nueva y la existente, manteniendo los costos en un mínimo absoluto, resultando ser un reto importante.

Después de la ingeniería inicial, se determinó que el desarrollo del campo consistiría en un sistema submarino con dos embarcaciones flotantes.

Descripción de Desarrollo

Una gran cantidad de análisis de Ingeniería y Geología fueron necesarios después del descubrimiento inicial en Enero de 1987, antes de la autorización del proyecto, por lo tanto, no fue hasta Marzo de 1993, seis años más tarde, que aprobaron el Estudio operacional pre-desarrollo por los socios y el gobierno chino.

Los componentes principales de desarrollo contenidos en el Estudio operacional pre-desarrollo contemplaba un FPS para la perforación, la producción y apoyo; y un

FPSO para el procesamiento, almacenamiento y descarga de aceite a los buque-tanques de transporte. El desarrollo de 20 a 24 pozos horizontales requirió Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, convirtiéndose en la primera aplicación en la Industria Petrolera en una instalación submarina. Se cree que este campo fue el primer desarrollo de la industria costa afuera que consistió únicamente de pozos horizontales (Figura III.19).

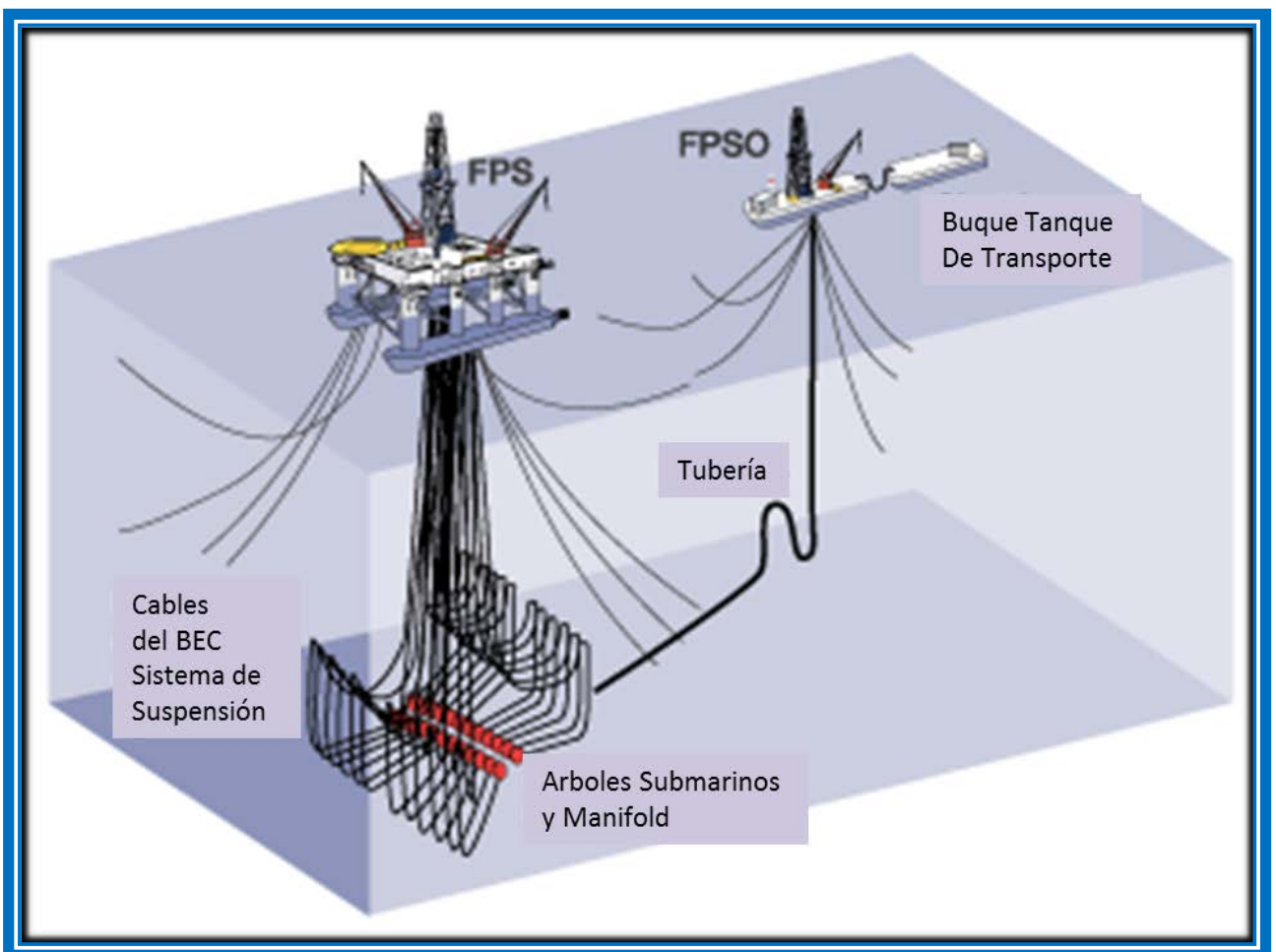


Figura III.19 Visión general del desarrollo del Campo Lihua.

Después de haber completado el trabajo detallado del estudio operacional pre-desarrollo, los socios estaban en condiciones de acelerar el desarrollo.

Inmediatamente después de la aprobación del proyecto, se formaron los equipos de evaluación para localizar y comprar los dos buques. Los equipos de proyecto se formaron y la mayoría de los grandes compromisos para el proyecto fueron realizados en Agosto de 1993. La conversión de los FPS se inició en Singapur en Junio de 1994 y se terminó en Junio de 1995.

A fin de acelerar los gastos máximos de producción (Figura III.20), perforaciones para la pre-producción se iniciaron mediante el contrato de una plataforma semi-sumergible en 1994. Durante esta fase del proyecto, la mayor parte de los trabajos submarinos de posicionamiento básico se completaron. Esto permitió al proyecto conseguir una ventaja inicial en el amplio programa de perforación. El diseño detallado y la fabricación de los componentes principales del sistema submarino comenzaron en 1993 y estaban prácticamente terminados a principios de 1995.

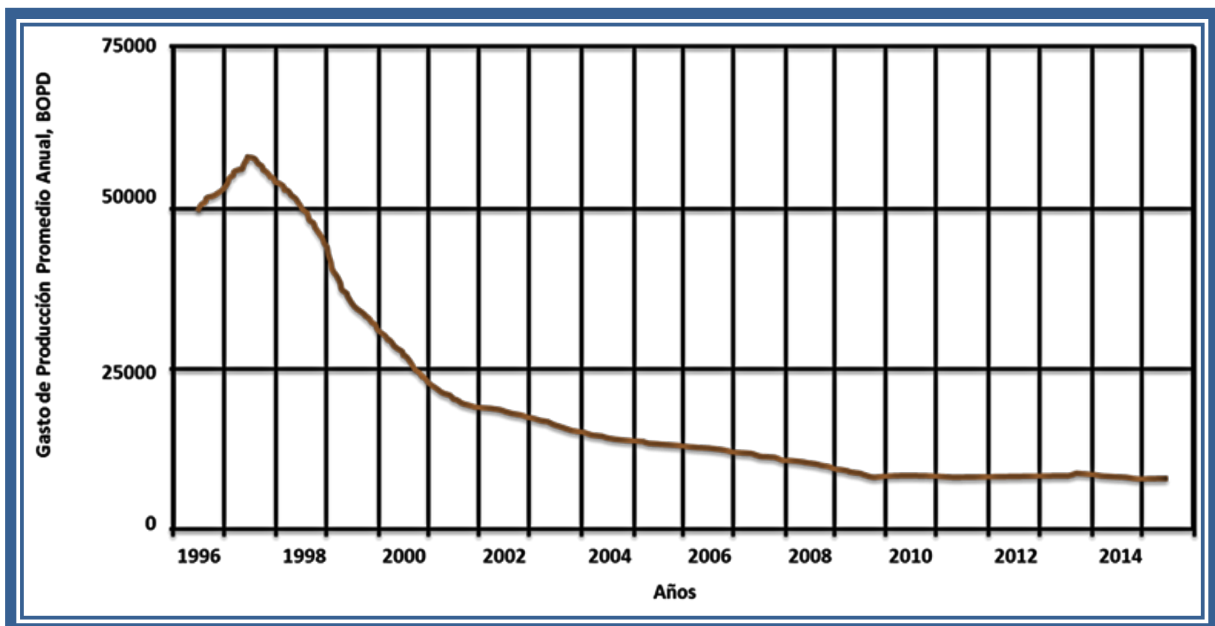


Figura III.20 Perfil de producción.

La conversión del FPSO comenzó en Singapur en 1994 con el trabajo terminado a principios de 1996. El FPS se instaló en Julio de 1995 y el FPSO se instaló según lo previsto en Marzo de 1996. La actividad de perforación continuó hasta finales de 1996 y la primera producción ocurrió en Abril de 1996. Un resumen de calendario global el proyecto se muestra en la Figura III.14.

Equipo de Superficie.

El FPS es un buque de perforación semi-sumergible reconstruido, este buque antes conocido como West Star drill, es un Sedco Clase 700 y ha sido rebautizado como Nanhai Tiao Zhan (Figura III.21). El buque fue adaptado para cubrir las diversas necesidades de producción, además de que conservó su capacidad de perforación y mantenimiento de pozos, proporcionando todo el apoyo necesario para la construcción submarina, la producción, y los sistemas de pozo; está equipado con la suficiente capacidad de generación de energía eléctrica para las bombas BEC.

El buque está anclado permanentemente y todos los cables de potencia y control recorren desde la superficie a través de la columna de agua.



Figura III.21 FPS Nanhai Tiao Zhan (Izquierda) y FPSO Nanhai Sheng Li (Derecha).

El buque FPSO es un antiguo buque tanque con capacidad para 140,000 tons de aceite muerto. El buque, anteriormente conocido como el Mega Eagle, ha sido rebautizado a Nanhai Sheng Li. El FPSO está anclado de forma permanente, aproximadamente a 1.7 [millas] (2.8 [km]) del FPS. La producción fluye a través del sistema de tuberías submarinas hacia el FPSO. Tiene la capacidad para procesar 65,000 BPD y 300,000 barriles de petróleo crudo equivalente/día, con capacidad para almacenar 720,000 bls de aceite procesado. El aceite es descargado a los buque-tanques de transporte los cuales se encargan de llevar la producción al mercado.

Manifold submarino.

Los sistemas del manifold y la tubería sumergidos son únicos en la Industria costa fuera. Los sistemas constan de varios elementos pequeños, los cuales fueron armados in-situ, a bordo del FPS, eliminando la necesidad de una costosa plantilla

pre-construida. Conceptualmente se incluyó un sistema de construcción por bloques conectados entre pozos, así como un manifold central. Todos los equipos submarinos se pudieron recuperar con las herramientas del FPS.

Dada la profundidad del agua, esto tuvo un impacto positivo y significativo en la economía y la seguridad del proyecto. Además existen dos vehículos submarinos de control remoto, ROV, que llevaron a cabo todas las actividades de intervención rutinarias bajo el agua.

La tecnología utilizada en el pozo, cabezales y los sistemas empleados en la terminación de este desarrollo no tienen precedentes, ya que representaron el primer uso de BEC's en pozos submarinos en un todo el campo, y como tal, requería de un gran replanteamiento de los conceptos básicos de terminación submarina. La solución de la Ingeniería se planteó en base a la necesidad de conseguir un tiempo de vida largo, así como el reemplazo económico de los equipos cuando fuera necesario.

Los únicos requisitos y limitaciones del campo Liuhua son:

- Pozos horizontales.
- Aceite amargo viscoso de baja gravedad.
- No hay válvulas check en el árbol submarino.
- No hay estranguladores en el árbol submarino.
- Cambio de condiciones de yacimiento (Índice de Productividad).
- Presión máxima de tuberías submarinas limitada.

- Deseo de minimizar cualquier devolución fluido del yacimiento del semi-sumergible FPS.
- Deseo de minimizar la necesidad de tubería flexible y cable.
- Mínima frecuencia de pruebas a pozos.
- Producción mezclada en el fondo marino.
- Clima severo dando lugar a evacuaciones frecuentes por tifones.

Diseño del equipo de terminación del pozo Lihua

El pozo Lihua con BEC (Figura III.22) se completó con la disposición de los equipos de arriba hacia abajo, incluyendo:

- Árbol horizontal con colgador de tubería proporcionado por la compañía FMC que encierra el conector eléctrico húmedo (WMEC).
- Unión ajustable.
- Dos juntas de tubería de 4 ½ [pg].
- Válvula de seguridad subsuperficial auto-ajustable completa (DHSSV) con coples de flujo.
- 60 a 100 juntas de tubería de 5 [pg].
- Válvula de corte activada por la presión anular.
- Empacador hidráulico de doble configuración multi-agujero.
- Unión ajustable y swivel.
- Válvula de check de agujero completo.
- Válvula de corte activada por la presión de la tubería.
- Medidor de flujo de fondo de pozo y sensor de presión de descarga de BEC.

- Ensamble BEC con 500 [hp] nominales.
- Paquete de medición multi-sensor.
- Conjunto Stinger completo con anclaje químico secundario.

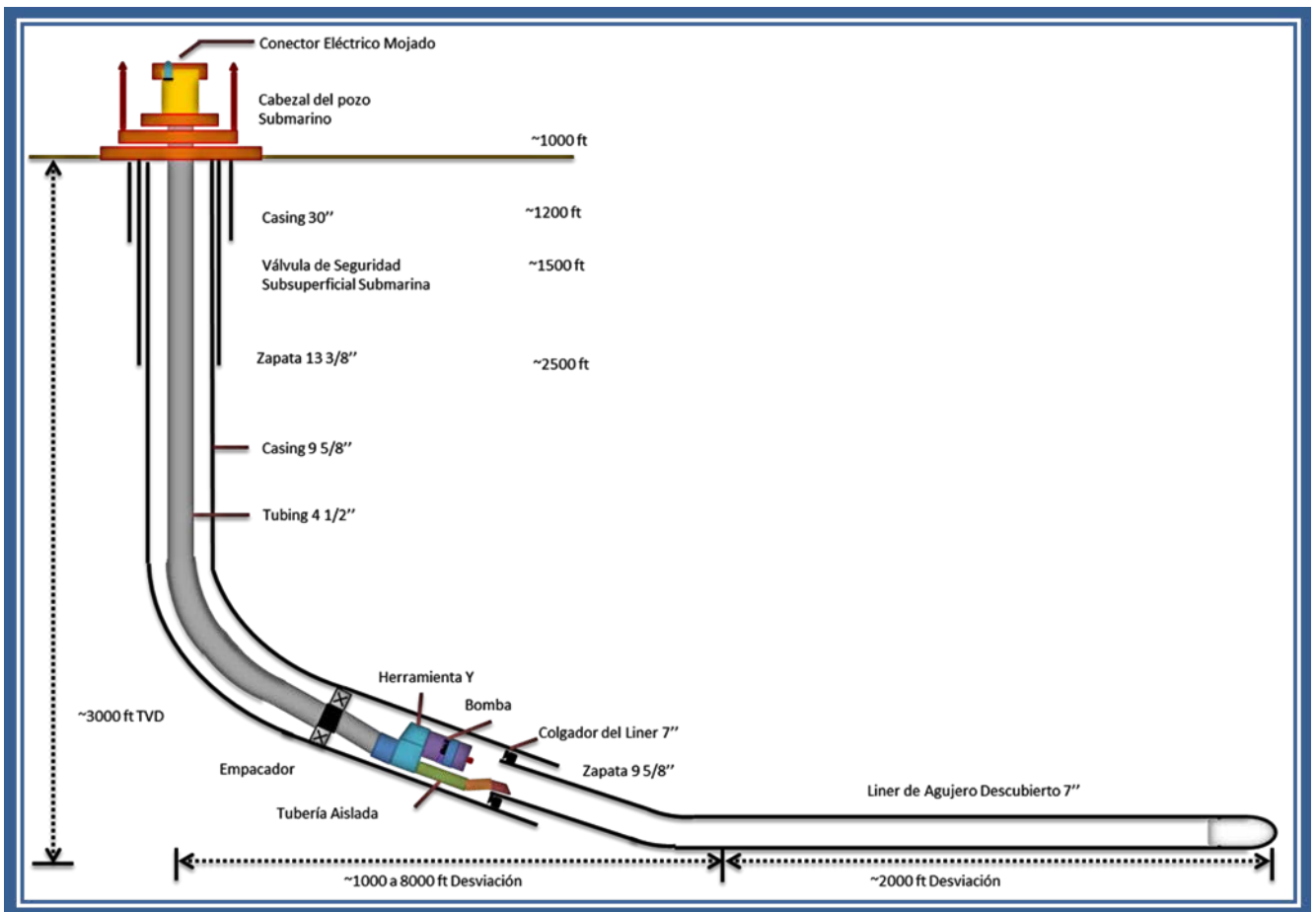


Figura III.22 Esquema del pozo.

A continuación se detalla el funcionamiento y modelo de los elementos que componen el BEC:

- El cable de BEC de # 1 - 5-[kV] y la línea de inyección de químicos de 3/8 [pg] están sujetos a toda la longitud del equipo de terminación y la tubería. En otras profundidades del pozo están la línea de control DHSSV y la línea de control de múltiples sensores.

- Colgador Horizontal del Árbol de FMC tiene tres agujeros verticales y dos horizontales. Los agujeros verticales son para los fluidos del yacimiento, el agujero del cable BEC es para albergar el WMEC, y el agujero del DHSSV transporta los fluidos de control. Los dos agujero horizontales son para los fluidos del yacimiento e inyección de químicos.
- El Conector eléctrico húmedo ajustable (por sus siglas en ingles Wet-Mateable Electrical Connector, WMEC) es suministrado por Tronic. La mitad del conector se termina en el agujero principal del cable del BEC y reside en la colgador de la tubería. La otra mitad del WMEC reside en la tapa del árbol. Las dos mitades del conector están unidas en un medio de agua de mar en el fondo del mar. El conector tiene una potencia de 5000 voltios y 125 amps continuos, esta nueva y única pieza de tecnología es clave para realizar la conexión eléctrica submarina del BEC a una profundidad de 1020[pies] de tirante de agua en Lihua.

El WMEC y los equipos asociados al conector eléctrico del BEC se utilizan para transmitir energía eléctrica trifásica a través del árbol submarino para la operación del BEC (Tabla III.8). Los conectores eléctricos proporcionan el cierre o apertura de las interfaces, necesarias para la instalación de equipos eficientes, intervenciones y operaciones de diagnóstico.

La principal ventaja de usar un WMEC en la tapa del árbol o en la interfaz del colgador de la tubería es permitir la instalación y realización de pruebas de terminación del pozo independientemente de la instalación de la tapa de los árboles y el riser del cable en el agua (IWPC). Otra de las ventajas del WMEC es que permite retirar la tapa de árbol submarino y colocarla en la

base de la línea de producción (por sus siglas en inglés Production Guide/Flow Base, PGFB) cuando la terminación del pozo se debe recuperar o reintroducir. Esto es un beneficio importante ya que elimina la necesidad de recuperar el riser IWPC cuando se desea tener acceso a la terminación del pozo.

Especificaciones eléctricas del WMEC	
Numero de contactos	3
Voltaje de operación	5.0 KVAC
Voltaje de prueba	12.7 KVDC
Corriente de operación	80-125 amps
Corriente máxima	180 amps
Frecuencia de operación	30-90 Hz
Resistencia de aislamiento (min)	100 megaohms

Tabla III.8 Especificaciones eléctricas del conector.

- Uniones Ajustables y swivels fueron suministradas por Halliburton, se encuentran por debajo del colgador horizontal del árbol de la tubería y por debajo del empacador de fondo de pozo. Ambas áreas tienen una orientación crítica y los requisitos de espacio para permitir que los conectores del cable del BEC (WMEC y empacador penetrador) se ajusten correctamente en sus respectivos receptores, reduciendo el potencial de daño en estas áreas clave.
- Válvula de seguridad sub-superficial de fondo de pozo. La DHSSV hidráulica auto-ajustable, proporcionada por CAMCO se encuentra a unos 100 [pies] debajo de la línea de lodo. Su función de auto-ajuste fue elegida para ayudar

con la liberación de la presión atrapada debajo de la DHSSV en caso de un cierre, mientras que el BEC está en funcionamiento. Los BEC's son capaces de producir por arriba de 2,200 [psi] de presión diferencial a boca de pozo en caso de operar contra una válvula cerrada, esta alta presión puede ser atrapada bajo la DHSSV debido a la válvula check de paso total en la sarta. Tal característica de auto-compensación fue necesaria, porque esta región no es de fácil acceso para igualar la presión hidráulica atrapada.

- La Válvula de corte activada por la presión anular fue proporcionada por Halliburton. Esta válvula, se encuentra por encima del empacador de producción y actúa como un respaldo en caso de una falla de la válvula de cierre de la tubería activada por presión. La sarta de terminación incluye una válvula check en el fondo del pozo, la cual actúa como válvula haciendo circular el aceite por el espacio anular antes de hacer una reparación de pozo.
- Empacador hidráulico. El empacador hidráulico de doble conjunto proporcionado por NODECO tiene cuatro agujeros, un agujero es para el fluido del yacimiento, uno para el penetrador del cable BEC, y dos agujeros más pequeños están disponibles para los fluidos de control. Para la producción del campo Lihua se utilizó en el fondo del pozo, la inyección de productos químicos tales como demulsificantes e inhibidores de corrosión e incrustaciones. Uno de los agujeros más pequeños es el orificio de productos químicos, mientras que el otro es un agujero de repuesto. Una de las razones principales para la selección del empacador NODECO hidráulico es que es un sistema capaz de proveer dos tapones hidráulicos, que no se retiraran del pozo para revestirlo. Esto fue visto como una ventaja significativa teniendo en

cuenta las incógnitas operativas asociadas con el WMEC y el colgador de la tubería.

- Multisensor de fondo de pozo. El multisensor de fondo de pozo fue proporcionado por Phoenix. Así como el paquete de monitoreo de la presión y temperatura de entrada, temperatura del aceite del motor, presión de descarga, y el gasto. El maximizar el tiempo de vida del BEC es primordial para la economía del Campo de Lihua, para lo que las condiciones de operación de fondo de pozo, algunos de los parámetros críticos de operación y la información del flujo del pozo deben ser monitoreadas constantemente. Los valores limitados de presiones en las tuberías del fondo marino también influyen en el éxito de las operaciones de las unidades. Algunas de las capacidades de apagado desde superficie están vinculadas directamente con la información del paquete de medición de fondo de pozo.
- Válvula check / válvula de cierre activada por la presión de la tubería. La válvula check de cierre total, / válvula de cierre activada por la presión de la tubería fue proporcionada por CAMCO. Esta válvula de retención es necesaria ya que los árboles submarinos no están equipados con válvulas de retención y los pozos producen en un manifold común en el fondo marino. Sin la válvula de retención, el fluido producido en el manifold submarino iría en contraflujo hacia el pozo haciendo que el BEC girará en sentido contrario; lo cual resultaría perjudicial para el BEC. La válvula de retención se sitúa por debajo del empacador hidráulico y se utiliza en las operaciones de ajuste del empacador, eliminando así el necesidad de enchufes de línea de acero, puesto que es una válvula de retención en la sarta de tuberías, una válvula de corte activada por la presión de la tubería es necesaria. En reparación de pozos, esta válvula de

corte activada por la presión de la tubería es cerrada y el fluido producido es bombeado de nuevo hacia la formación. Esto reduce el riesgo de llevar cualquier líquido producido por el agujero junto con el equipo de terminación a la cubierta del FPS.

Ensamble BEC.

- El ensamble BEC fue proporcionado por REDA (Figura III.23). La alta viscosidad del aceite de Liuhua, combinado con la baja presión de fondo del pozo y el deseo de obtener altos gastos resultó en altos requerimientos de potencia del motor (más de 400 caballos de fuerza), sin embargo, debido a las limitaciones de presión del manifold en el fondo marino, la elección final de la bomba y las envolventes de operación tuvieron que adaptarse a la limitación de la máxima diferencial de presión a boca de pozo de 2,250 psi.

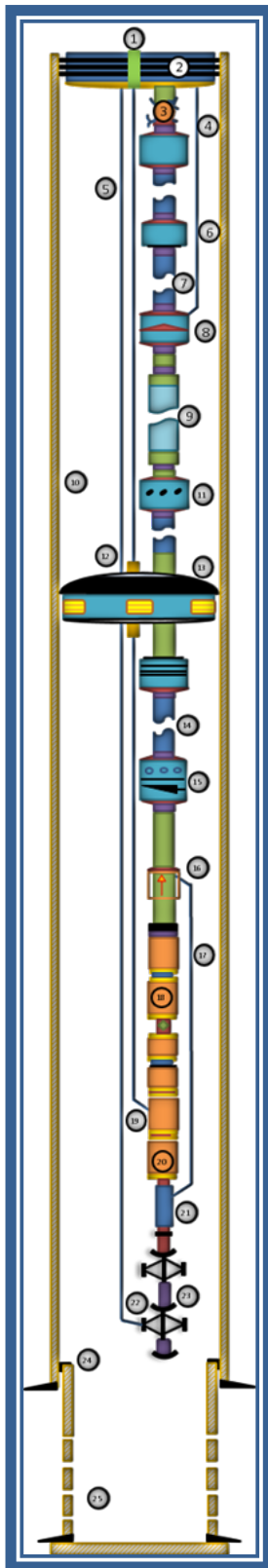


Figura III.23 Esquema del Ensamble BEC.

#	Elemento
1	Conector Eléctrico Húmedo Ajustable (WMEC)
2	Colgador de Tubería Horizontal
3	TP 4 ½ [in], 12.6 ppf 180 New Vam
4	Ensamble de Unión Ajustable
5	Cable principal del BEC
6	Herramienta de Monitoreo de Corrosión
7	Línea de Control Hidráulico de la Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo
8	Ensamble de la Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo
9	Sarta principal de TP de 5 [in], 15.0 ppf 180 New Vam
10	TR 9 5/8 [in], 47 ppf L80
11	Ensamble de la Válvula de Circulación Anular
12	Sistema Empacador-Penetrador
13	Subensamblaje del Empacador
14	TP 4 ½ [in], 12.6 ppf 180 New Vam
15	Ensamble de la Camisa y la Válvula Check
16	Ensamble del Medidor de Flujo
17	Cables de los Medidores de Flujo y la Presión de Descarga
18	Ensamble BEC
19	Extensión de Plomo del Motor (MLE) y Conector del Motor
20	Adaptador del Motor
21	Ensamble Multisensor
22	Línea de Inyección Química del Fondo de Pozo
23	Ensamble Stinger
24	Equipo Hidráulico para colgar la Línea
25	Sección Horizontal del Yacimiento

- Ensamble Stinger. El ensamble stinger fue proporcionada por Lasalle, el cual actúa como un localizador de agujero, alineando el agujero más grande con el equipo BEC en la transición del DI de perforación vertical más grande al DI más pequeño del árbol y de la tubería de producción. El ensamble también proporciona una superficie de montaje para algunos testigos de corrosión en el fondo de pozo y la terminación de la línea de inyección química.
- Circuito de alimentación eléctrico del BEC a través del Árbol submarino. El WMEC se utiliza para conectar el circuito de potencia entre la tapa del árbol y colgador de la tubería. El cable de alimentación de fondo de pozo pasa por el colgador de la tubería y se termina con el conector WMEC, que está firmemente instalado en la cara superior del colgador de la tubería. La unión del conector WMEC se instala en el interior de la tapa del árbol mirando hacia abajo, y está apoyado en un arreglo compatible al montaje del resorte.

Los conectores WMEC automáticamente se acoplan cuando la tapa del árbol se asienta y se cierra en el árbol submarino. El conector de enchufe WMEC se integra en un conjunto de arneses del cable que incluye un conector eléctrico en seco ajustable (DMEC) en el extremo opuesto. Este ensamble está montado dentro de la tapa árbol. El enchufe DMEC está instalado en el interior de la brida de la terminación externa utilizado para conectar el riser IWPC a la tapa del árbol. El uso de un DMEC en esta interfaz simplifica las operaciones de perforación al permitir que el riser IWPC sea rápidamente recogido hacia la tapa del árbol en el moonpool antes de bajar la tapa del árbol.

Un cable de prueba puede ser corrido junto con el colgador de la tubería introduciendo la línea para permitir el acceso eléctrico directo al circuito de

potencia de fondo de pozo para las operaciones de diagnóstico. El sistema de diagnóstico también está configurado para permitir las pruebas de baja como de alta impedancia del circuito del riser IWPC mientras que la tapa del árbol se encuentra colocada en el PGFB.

III.3 Mar del Norte^{34, 35, 36}

Campo Otter

El campo de Otter se encuentra en la zona norte del Mar del Norte (ver Figura III.24) en el límite del área Graben Vikingo y se localiza en los bloques 210/15a y 210/20d del UK (ver Figura III.25). El campo es operado por TotalFinaElf exploración UK plc en nombre de los socios de capital mixto Dana Petroleum (E & P) Ltd., Esso Exploración y Producción de Shell UK Ltd y UK Ltd.

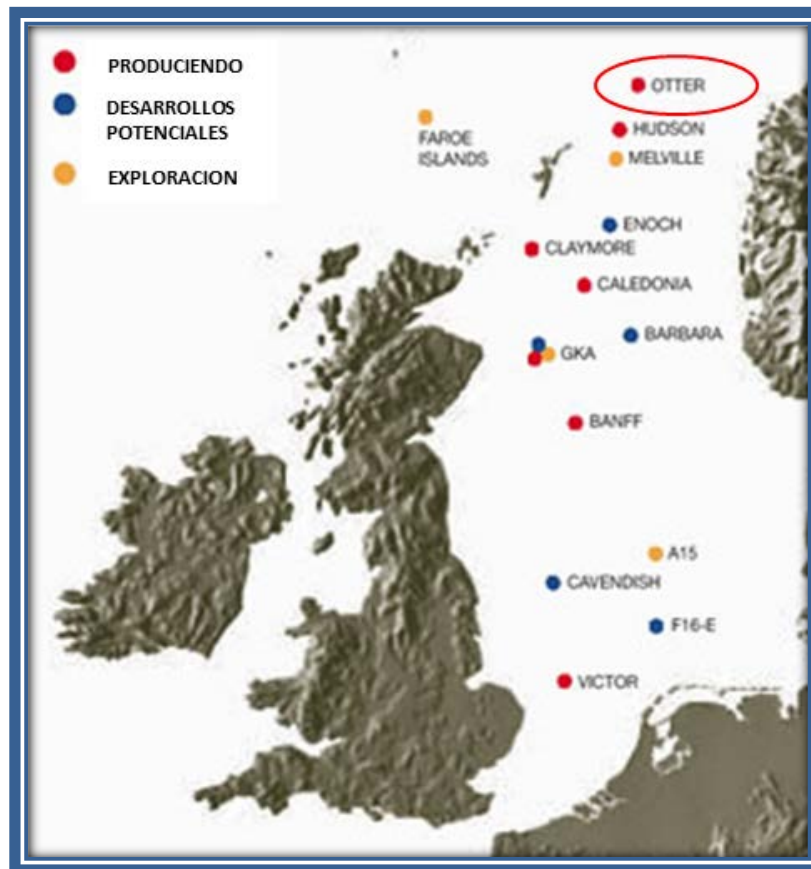


Figura III.24 Campo Otter.

El campo (originalmente nombrado Wendy) fue descubierto en 1977 gracias al pozo 210/15-2 que inició con una producción de 4746 [bpd]. En ese momento las

operaciones estaban a cargo de Phillips Petroleum, sin embargo, el campo permaneció sin desarrollar hasta el 2002 debido al tamaño limitado de los descubrimientos y desafíos técnicos. La empresa operadora del campo fue adquirida por Fina Exploración en 1994 y en este momento el interés en el desarrollo del campo fue renovada.

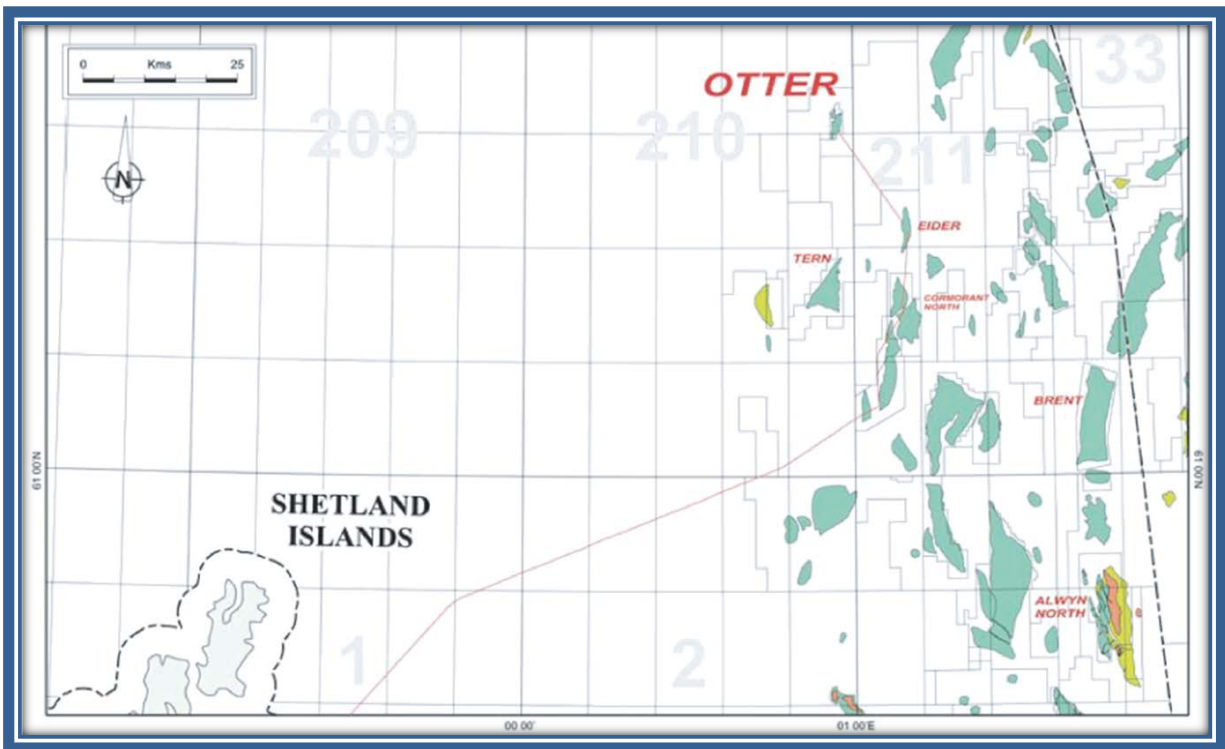


Figura III.25 Localización del Campo Otter.

Para probar las reservas y capacidad de entrega de pozo, se perforó y probó un pozo delimitador, el 210/15a-5 en 1997. Los resultados de este pozo fueron alentadores y un estudio de exploración de desarrollo se puso en marcha, por lo que un nuevo pozo delimitador el 210/15a-6 fue perforado en el año 2000 con el objetivo de confirmar la extensión del campo hacia el norte antes del arranque del proyecto de desarrollo.

Las reservas de hidrocarburos en el campo de Otter se encuentran en compartimentos fallados de la secuencia del Jurásico Medio Brent, con la parte superior del yacimiento alrededor de 1970 metros por debajo del nivel del mar y el contacto agua-aceite (WOC) a 2052 [mbnm]. La trampa de Otter es un panel de inmersión oriental inclinado que se divide en cuatro grandes bloques y varios bloques menores por una red de fallas subsidiarias.

Basado en los tres pozos de exploración y evaluación, el yacimiento de Brent es de aproximadamente 100 [m] de espesor en la estructura de Otter, pero la columna de aceite es, como máximo, de 60 [m], donde la mayor parte del aceite se produce en la parte alta de Brent, en las formaciones Tarbert y Ness con una pequeña cantidad en la formación Etive. El sello superior es proporcionado por las lutitas Heather de mediados y finales del Jurásico.

El yacimiento tiene una buena permeabilidad y excelente porosidad, con pozos horizontales capaces de producir en el rango 15-20,000 [bpd]. El fluido del yacimiento se encontraba bajo saturado a condiciones iniciales con una relación gas / aceite de 450 [pie³/ bl], y contiene niveles bajos de dióxido de carbono (mol <0,3%) y trazas de sulfuro de hidrógeno. El aceite de Otter tiene una gravedad de 36.5 [°API]. El yacimiento inicialmente se encontraba presurizado, aproximadamente 62 [bar] por encima del punto de burbuja.

Los primeros pozos fueron capaces de fluir naturalmente durante la etapa inicial de la producción, sin embargo posteriormente se requirió de sistemas artificiales de producción una vez que aumentó el corte de agua y disminuyó la presión.

La planificación sub-superficial del desarrollo está centrada en minimizar el número de pozos requeridos, mientras que maximiza la recuperación de aceite.

Para lograr ésto y mitigar los posibles riesgos de la segmentación del yacimiento y la invasión temprana de agua, tres pozos sub-horizontales de producción fueron perforados en la parte superior del yacimiento a través de culminaciones estructurales, y la conexión de los bloques adyacentes fallados. La estructura estratigráfica del yacimiento BRENT se puede evaluar a partir de la Figura III.26. Para mayor referencia, la unidad de Tarbert T20 se encuentra por encima de la unidad de Tarbert T10 así como la unidad Ness Canal NC 50 está por debajo de la unidad NC 60.

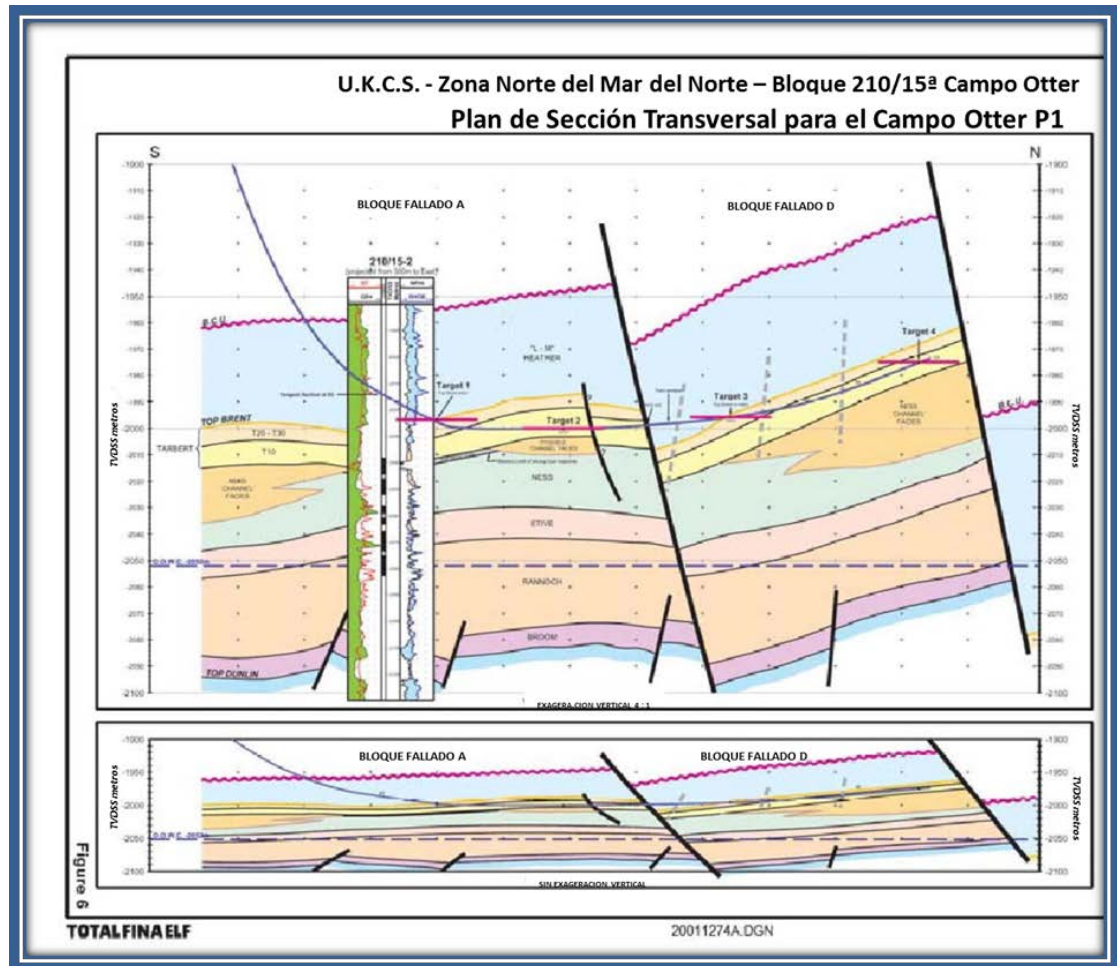


Figura III.26 Planeación de la perforación del pozo del yacimiento BRENT.

El principal objetivo productor es a los 8 [m] de espesor de la unidad inferior, denominado T10, de la formación superior de Brent Tarbert y se compone de areniscas marinas sómeras. Los criterios principales de la Ingeniería de yacimientos fueron los siguientes:

- Permanecer lo más alto posible en cada bloque para mantener un mínimo de 32 [m] verticales de soporte por encima del contacto agua-aceite
- Conseguir un mínimo de 150 [m] a lo largo del yacimiento de sección de drene en cada bloque.

Integración de técnicas de geo-navegación en tiempo real se utilizaron con éxito para poner a prueba los pozos dentro del yacimiento con la mejor calidad y así realizar los ajustes después de penetrar una falla con lanzamientos impredecibles.

Estrategia de Desarrollo.

El desarrollo consta de tres pozos de producción cada uno equipado con un BEC dual y dos pozos de inyección de agua para mantenimiento de presión. Los sistemas con bomba dual permiten la aceleración de la producción significativamente y una mayor recuperación, manteniendo al mismo tiempo la redundancia de levantamiento y la flexibilidad operativa.

El equipo submarino instalado se compuso de una combinación de cuatro plantillas de perforación con una ranura para el manifold de producción integrado, que se colocaron antes del inicio de las operaciones de perforación. La profundidad del agua en la ubicación de la plantilla es de 184 [m]. Un pozo satélite, el pozo delimitador 210/15a-5 situado a 35 m de la instalación principal, está ligado a la plantilla para su uso como pozo inyector de agua. Tanto la plantilla y el pozo satélite tienen estructuras independientes de protección para evitar daños en las instalaciones por objetos que caen de la actividad pesquera.

El manifold está conectado a la plataforma Eider (Figura III.27), operado por Shell UK, a una distancia de 21 [km]. La plataforma Eider recibe la producción del campo Otter a través de una tubería de 10 [pg] y la línea de suministro de agua para inyección del manifold se realiza a través de una tubería de 10[pg]. Las líneas de flujo están conectadas al manifold para permitir corridas de diablo de ida y vuelta. Eider también proporciona un control, monitoreo del manifold y funciones

del pozo a través de un único umbilical multinúcleo y proporciona energía para el ESP a través de tres cables submarinos.



Figura III.27 Plataforma Eider.

El diseño del manifold y los árboles de Producción son tales que todos los tie-ins de los pozos terminados pueden llevarse desde la plataforma de perforación con el ROV a bordo. Una representación esquemática de la evolución se muestra en la Figura III.28.

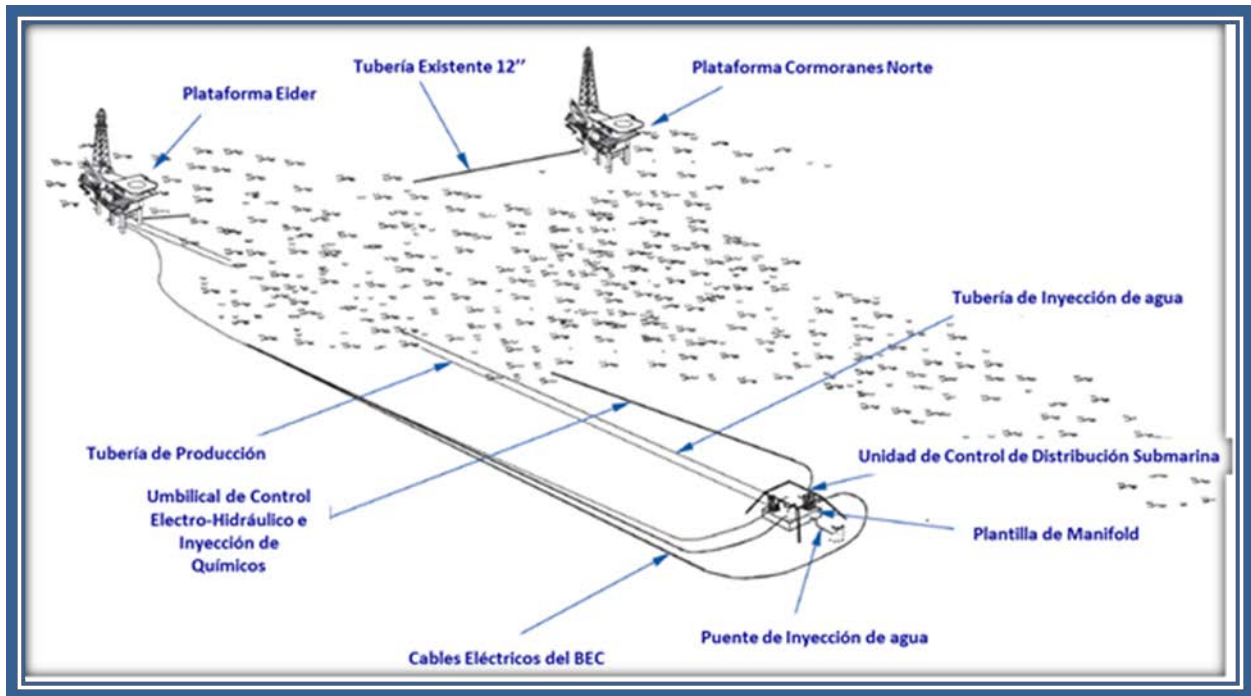


Figura III.28 Distribución de los equipos submarinos del Campo Otter.

Las estructuras combinadas plantillas, el manifold y la protección fueron instaladas en Octubre de 2000. Las tuberías se colocaron en Septiembre de 2001. La instalación de tuberías, tie-ins, cables, umbilicales y anclajes fueron completados durante el invierno de 2001/2002. Las operaciones de perforación comenzaron en Junio de 2002 con la plataforma semisumergible Transocean John Shaw (Figura III.29). La producción del primer pozo se inició en Octubre de 2002, continuando con los siguientes pozos productores de la plantilla. Se previó que las operaciones de perforación de los pozos se completarían hasta Abril de 2003.



Figura III.29 Plataforma Transocean John Shaw.

El campo entró en operación en la fecha prevista en Octubre de 2002, con un máximo gasto de producción de más de 30,000 [bpd], que se obtuvo en Mayo de 2003. La inyección de agua se inició en Marzo de 2003, tras terminar la primera inyección, y las operaciones de perforación se completaron en Mayo de 2003.

Un riesgo de producción de arena durante la vida del campo había sido identificado mediante pruebas de laboratorio. Lo que tendría un gran impacto en la economía global del proyecto, por lo tanto, lograr y mantener la producción de arena libre a través del diseño óptimo de la terminación fue fundamental para el éxito general del desarrollo.

Opciones Consideradas de Sistema Artificial de Producción

Se identificó en una etapa temprana que la elección de un método de levantamiento artificial para el campo Otter sería fundamental para el éxito económico del desarrollo. Varias plataformas principales fueron consideradas, una de ellas tenía la posibilidad de proporcionar gas para Bombeo Neumático y brindaba la opción de usar un FPSO para limitar la inversión en infraestructura submarina, aspecto que fue considerado (Figura III.30).

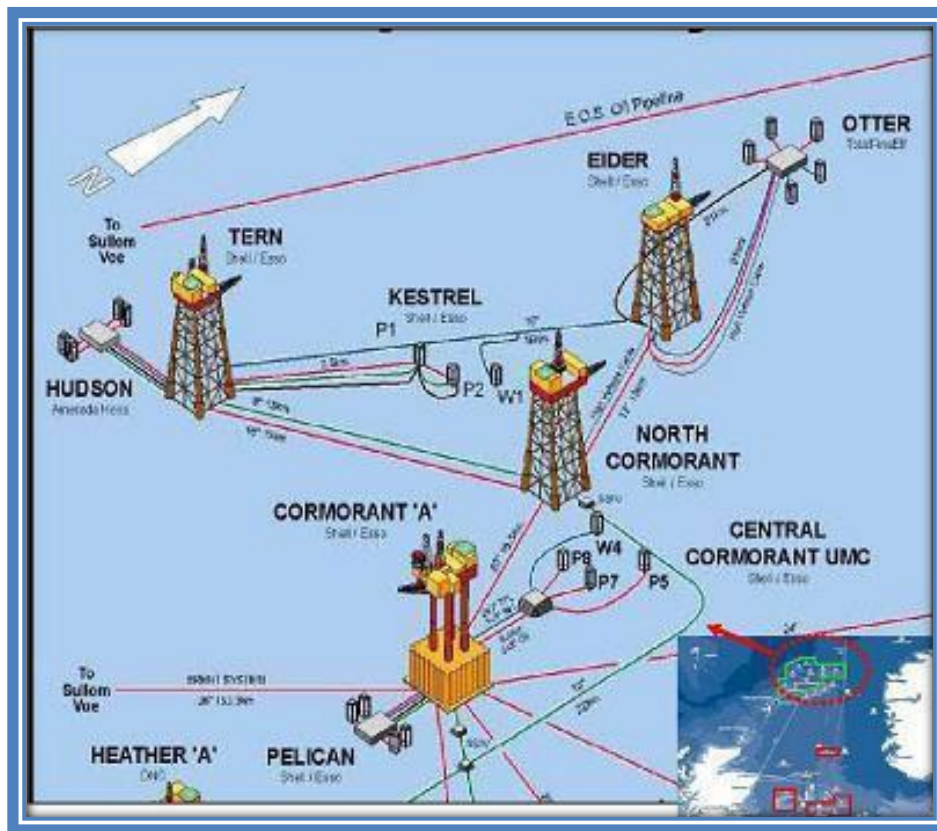


Figura III.30 Plataformas Usadas para la explotación del campo Otter.

- Bombeo Neumático. En la etapa inicial el Bombeo Neumático fue la opción preferida, ya que se creía que era el más confiable y por lo tanto, ofrecía los menores costos operativos. Sin embargo, los estudios detallados de flujo

multifásico de los hidrocarburos producidos y bombeo de gas en la línea de exportación indicaron que el bacheo sería un problema importante, el cual daría lugar a graves dificultades durante la producción. Estudios de operatividad también indicaron que las dificultades de control y un Bombeo Neumático multi-pozo a larga distancia desde la plataforma anfitrión podría causar inestabilidad adicional en el flujo.

- Bombeo Hidráulico sumergido. Esta tecnología está ganando popularidad y se cree que ofrecen ventajas potenciales para un desarrollo submarino remotos. Sin embargo, los sistemas de circuito abierto más utilizado aumentan el volumen de los fluidos producidos para ser tratados en la instalación principal, y habrían limitado el gasto de producción de aceite, por lo tanto, sistemas de circuito cerrado fueron considerados, pero fue vista como una tecnología no probada, en particular para una aplicación submarina.
- Bombas Electrocentrífugas sumergibles. El BEC fue considerado, pero a pesar del aumento de la confiabilidad de estos sistemas, se creía que el número de servicios a pozo para reemplazar las bombas por fallas reduciría la eficiencia de producción y aumentaría los costos de operación del campo a un nivel inaceptable. En previos desarrollos del Mar del Norte se han utilizado pozos submarinos con BEC y han incluido el Bombeo Neumático de respaldo en caso de fallo de este, sin embargo, como se explicó anteriormente esto no era factible en Otter.

Para mitigar los efectos de falla en la bomba un sistema dual BEC se consideró y finalmente fueron elegidos para el desarrollo.

BEC dual. Un sistema dual BEC utiliza dos bombas, una en servicio y otra en modo de espera. Los sistemas de bombas son completamente independientes con la duplicación de todos los componentes de los motores para el árbol de producción. La configuración dual se había desarrollado para su uso en el sistema a boca de pozo en superficie para reducir la frecuencia de reparación y se empleó en zonas donde los costos de reparación de pozos eran altos o la vida útil de la bomba era corta. Antes de la instalación del sistema dual en Otter nunca se habían desplegado en una aplicación submarina. El análisis estadístico de fallas de la bomba había indicado que el uso de BEC dual podría aportar ventajas significativas a la disponibilidad de pozo.

Los principales desafíos para la implementación de un sistema de bomba dual en un pozo submarino fueron el paso de dos cables de alimentación a través del árbol de Producción y el cambio de la alimentación de la bomba principal a la bomba secundaria. Se evaluó que la tecnología existente podría ser fácilmente modificada para superar los desafíos técnicos, por lo que el sistema de BEC dual fue elegido como la mejor opción.

- Árboles de producción. Los árboles de producción submarinos fueron seleccionados de un diseño horizontal. Para asegurar suficientes barreras independientes de presión entre el flujo de fluidos del pozo, además en el exterior se utilizó una tapa de árbol externa reemplazando el tapón de corona superior. El colgador de la tubería fue diseñado con un agujero excéntrico de producción para permitir el paso de los dos conectores eléctricos húmedos ajustables que llevarían energía eléctrica desde la tapa del árbol a través de los cables hasta el fondo del pozo.

- Interruptor. El interruptor eléctrico, desarrollado específicamente para este proyecto, se integró en el ensamblaje de la tapa de los árboles. La selección de la bomba superior o inferior se realizó por medio del sistema del árbol de producción, el cual era de control electrohidráulico. Este interruptor utiliza una tecnología de conexión eléctrica estándar húmeda ajustable que requiere que la línea sea aislada y descargada antes del cambio a la posición alterna.

Retos de un tieback submarino de 21 kilómetros

El uso de una plataforma semi-sumergible para el desarrollo de terminaciones complicadas tales como las utilizadas en Otter presenta ciertos retos. Consideraciones tales como retrasos debido al mal tiempo y la protección del sistema de fondo de pozo contra el oleaje, requirieron de una Ingeniería total del sistema y el uso de componentes especiales para asegurar una operación exitosa. La posibilidad a corto plazo que se presente mal clima, influyó en las consideraciones iniciales sobre los métodos de la suspensión de las operaciones de terminación para permitir soltar la plataforma con seguridad de las instalaciones submarinas. Estas condiciones podrían afectar negativamente a la economía total del proyecto.

El uso de árboles de producción horizontales estándar requieren un rediseño del colgador de la tubería y la interfaz de tapa de árboles para acomodar un gran número de conectores eléctricos húmedos ajustables y un interruptor submarino situado en la tapa de los árboles. Todas las operaciones con los conectores eléctricos y la tapa del árbol son realizadas por el ROV, así mismo, para acomodar las diferentes conexiones eléctricas se utilizó una placa adicional en la tapa del árbol de interfaz con el ROV.

Las limitaciones de espacio en el cuerpo del colgador de la tubería requiere sistemas de monitoreo de fondo de pozo, con una transferencia de señal a través del cable de alimentación del BEC.

Las operaciones simultáneas de perforación, terminación y producción requieren consideraciones adicionales con respecto a la planificación y ejecución de dichas actividades. La realización segura de tales operaciones simultáneas sólo puede realizarse mediante una planificación cuidadosa y una coordinación adecuada entre la plataforma y la plataforma principal. Un sistema de paro de emergencia remoto fue instalado en la plataforma para permitir un rápido cierre de la producción en caso de presentarse algún incidente en la plantilla.

La longitud del cable requerido para los pozos de Otter tiene un efecto importante en el diseño del sistema. Este es el más largo paso submarino de salida para un sistema BEC hasta la fecha, y la capacidad de control del BEC en esta distancia no se había probado antes de esta implementación.

Los estudios del sistema energía predijeron una caída de voltaje de aproximadamente 1000 [V] en el cable submarino / fondo de pozo y también se predijo una distorsión de voltaje armónico en el variador de velocidad (VSD) a la salida se amplificaría por el cable.

A fin de minimizar la distorsión de voltaje armónico fue necesaria una forma de onda sinusoidal. Como resultado, fue seleccionado un VSD con modulación de pulso de múltiples niveles de ancho (PWM) con una salida sinusoidal cerca.

El uso de un cable único submarino fue considerado, pero eliminado en una etapa temprana, debido a la necesidad de distribución de energía y un VSD submarino. El desarrollo de los equipos necesarios, no se consideró factible dada la

corta duración del proyecto, por lo que el equipo debía ser lo más simple y más robusto, la opción de tres cables se elegiría.

Un estudio del sistema de energía armónico se llevó a cabo en la plataforma de Eider para determinar los niveles existentes de perturbación. Este estudio y estudios posteriores demostraron que el aumento de los armónicos del sistema de energía debido a la VSD no superara los límites aceptables. El estudio se repetiría cuando todos los BEC estuvieran en operación para confirmar el nivel de distorsiones.

La capacidad del sistema de monitoreo de fondo de pozo para transmitir datos con éxito durante los 25 [km] (incluyendo el cable subsuperficial) del cable de alimentación no se conocía. Esto debido a la incertidumbre de los efectos de la distancia en la forma de onda de salida del VSD. En consecuencia, la calidad de la señal que sería recibida en la plataforma anfitrión debería verificarse, asunto tratado durante la prueba del sistema eléctrico descrito a continuación.

Diseño de los pozos de producción

Todos los pozos de producción se perforaron desde la plantilla del manifold combinada con un drene horizontal hasta la sección de yacimiento.

- Tubería de producción. Un revestimiento de producción de 10 ¾ [pg] fue seleccionado con el fin de proporcionar suficiente espacio para la bomba y la herramienta “Y” combinada con los ensambles de derivación.
- El revestimiento de 10 ¾ [pg] se corrió en un agujero perforado de 13 ½ [pg] y escariado en forma simultánea con un sistema rotativo direccional con escariador. El control direccional en esta fase fue importante para evitar una

pata de perro libre en la sección inclinada, de al menos 150 [m] de longitud, así mismo fue requerido para la instalación de los ensambles de motor y la bomba minimizando el estrés sobre estos componentes de rotación. La inclinación en la sección inclinada se limita a 55° para asegurar que los enchufes de aislamiento se puedan correr y sacar con línea de acero si es necesario. El revestimiento de producción se colocó en la parte superior del yacimiento Brent para evitar problemas de estabilidad durante el drene de las lutitas debido a la perforación horizontal del yacimiento con un fluido de perforación de bajo peso. La inclinación en la zapata de 10 ¾ [pg] era del orden de 85° para minimizar el trabajo de dirección requerida en el yacimiento.

- Intervalo de producción. La sección del yacimiento fue perforada en un agujero 8 ½ [pg] y se terminó con un liner perforado de 5 ½ [pg]. Las pantallas fueron diseñadas para ser utilizadas tanto en configuración autónoma como con empacador con grava, la elección del método de control de arena se efectuó tras el vaciado del pozo perforado y la clara identificación de la litología. Debido a la correcta colocación de los drenes no fue necesario empacador de grava en ninguno de los tres pozos perforados de producción.

Diseño de Terminación

Una representación esquemática del diseño de la terminación del pozo de producción se muestra en la Figura III.31. La terminación fue dividida en dos secciones inferior y superior. La función de la terminación inferior es permitir el aislamiento de la parte superior del pozo desde la sección del agujero abierto al yacimiento evitando la necesidad de matar la sección horizontal en caso de reparación de pozos. También agregó una barrera encima del yacimiento abierto

mientras se ejecuta la terminación superior. La cual constó del empacador y dos ensambles BEC.

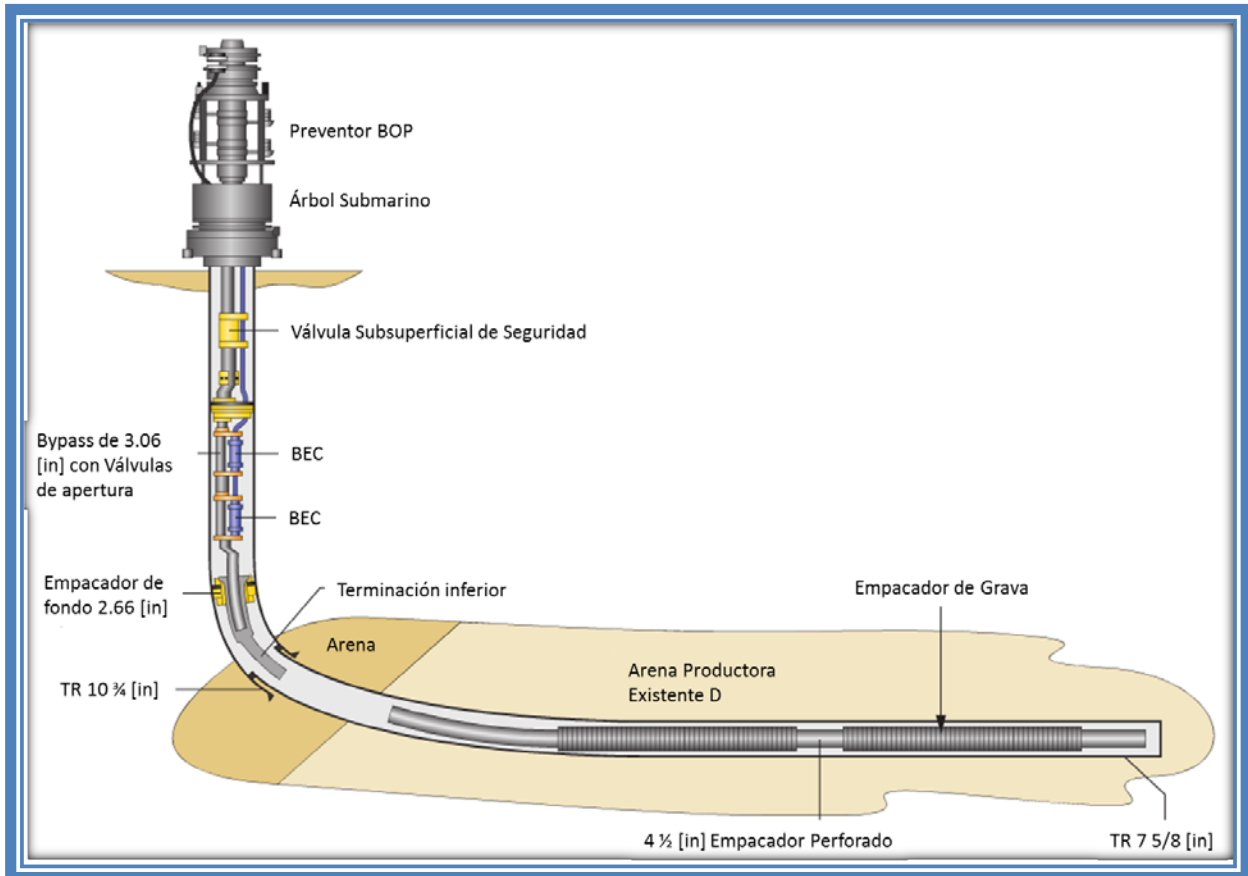


Figura III.31 Terminación del pozo T2/P1 con BEC Dual.

- Terminación inferior. Consta de un empacador con una tubería de drene que contiene un niple de perfil para permitir la colocación o sacar un enchufe de cable a través de la terminación superior. Este niple se encuentra en el fondo de la sección inclinada del pozo con un ángulo máximo de 55°. La tubería de drene se colocó en la parte superior del ensamble del empacador de grava para dar continuidad mecánica para las intervenciones con tubería flexible. El ensamble se corrió en salmuera filtrada, utilizando una herramienta de ajuste

de la tubería de perforación, con el enchufe de cable instalado en el niple. Una vez que la terminación superior se corrió y el colgador de la tubería aterrizó el enchufe se recuperó con línea de acero a través de la tubería de by-pass.

- Terminación superior. La terminación superior incluye el sistema BEC dual, el empacador de producción, la válvula de seguridad de fondo del pozo y el colgador de la tubería. El ensamble superior fue clavado en la terminación inferior para asegurar el hermetismo mecánico entre las dos líneas. A continuación se incluyen los elementos de la sarta de terminación superior:
 - Ensamblajes superiores e inferiores de la bomba. El diseño de estos ensambles se detalla a continuación, se incluyen herramientas “y” automáticas para permitir la producción usando el sistema superior o inferior. Cada sistema era totalmente independiente, con una gama completa de instrumentación para monitorear las condiciones tanto de pozo y de motor, incluyendo el flujo. La transmisión de datos a la superficie fue a través de los cables de alimentación principales mediante un sistema de comunicaciones-potencia.
 - Empacador de producción. El empacador fue diseñado específicamente para el proyecto Otter, el cual, utiliza un ajuste hidráulico y un mecanismo sin ajuste. Esto fue necesario debido a las cargas impuestas al empacador durante operaciones de compresión de inhibidor de incrustaciones, lo que habría desajustado los sistemas de tensión. El mandril del empacador es una barra sólida que contiene un agujero de producción excéntrico, dos conductos para la inyección de productos químicos y dos penetraciones para los cables de alimentación eléctrica.

Un empacador prototipo fue sometido a un programa completo de pruebas incluyendo la calificación de la norma ISO13410-2, v3 con las cargas previstas, y la función del sistema de liberación.

- Camisa deslizable. Esto permite la producción anular y la comunicación de la tubería para asegurar la compensación de la presión total a través de los elementos recuperables del empacador antes de activar el mecanismo de liberación del empacador. Desplegadas en posición cerrada, el dispositivo sólo se activa antes de lanzar el empacador recuperable.
- Válvula de seguridad de fondo de pozo. Una válvula de aleta en las tuberías recuperables se encuentra 100 [m] bajo el lecho marino. La válvula no es de auto-compensación, para maximizar la confiabilidad se instaló un diseño a prueba de fallos. La operación es hidráulica a través de una línea de control de $\frac{1}{4}$ [pg] vinculados con el sistema de control del árbol de producción. El diseño se adapta para la instalación de una válvula de seguridad de respaldo insertada con los cables recuperables.
- Ajuste submarino. Debido al espacio limitado disponible en el colgador de la tubería horizontal no era posible colocar los conectores eléctricos y penetradores directamente en los cables fondo del pozo para alimentar a través de ensambles de fondo instalados. En cambio, los penetradores y conectores eléctricos con terminación se suministran en un corto tramo de cable eléctrico (llamado cola de cerdo) mientras que los ensambles se alimentan a través de la parte superior del colgador de la tubería. La cola de cerdo debe entonces ser empalmada a los cables eléctricos de fondo de pozo en el piso de perforación. El ajuste submarino fue diseñado específicamente para permitir el empalme del cable horizontal que

permitiera cualquier holgura en los cables eléctricos de fondo que habrían de tratarse una vez que el colgador de la tubería se hubiese colocado hasta la sarta de terminación. El sistema cuenta con un arreglo de doble carrera con rosca a la izquierda en el superior y rosca derecha en el fondo. La integridad de la presión del espacio anular TR-TP se consigue a través de dos conjuntos de empacadores Chevron (barrera principal) y dos anillos de metal-metal de compresión (segunda barrera). Una vez que se colocan en su posición final, los anillos de compresión son energizados y dos llaves de torque fijan el conjunto evitando la rotación para prevenir cualquier daño a los dispositivos de sello durante la operación posicionamiento de la terminación.

- Abrazaderas y protección de cables. Las abrazaderas de cable utilizadas son de acoplamiento cruzado los cuales han sido diseñados específicamente para operaciones submarinas. Bisagras reforzadas y ensamble de bloqueo reducen los riesgos de daños debido al movimiento de la plataforma, por lo que no fueron utilizadas abrazaderas medio articuladas o bandas de metal. Todos los componentes de la terminación fueron diseñados con protectores excéntricos integrales para evitar daños en los cables eléctricos y líneas de control durante la implementación.
- Líneas de inyección química. Dos líneas de inyección de químicos de 3/8 [pg] son utilizadas para permitir la inyección continua de inhibidores de incrustaciones. Estas están terminadas con dos válvulas de inyección química y ensambles de explosión de disco por debajo del motor BEC.
- Tubing 5 ½ [pg] de diámetro exterior, 20 [lb/pie], 13Cr, 80ksi fue seleccionado por encima del empacador. Por debajo del empacador una combinación de 4 ½ [pg] de diámetro exterior se utilizó con una tubería de

3 ½ [pg] de diámetro exterior, 9.2 [lb/pie], 13% Cr, 80ksi para la bomba de tubería de derivación. Todas las conexiones del tubo eran de tipo premium, con los sellos de metal a metal.

Diseño del ensamble del BEC Dual

Los parámetros de diseño del sistema BEC se basan en una serie de criterios, que se incluyen a continuación:

- Diseño de Sistemas de BEC sencillo. El objetivo era diseñar un sistema de bombeo con la suficiente flexibilidad de operación para permitir que un tipo de equipo sea usado para los tres pozos de producción. Esta era una idea inicial para simplificar el equipo, garantizando mayor operatividad y una reducción para el stock de la ejecución de trabajos de reacondicionamiento posteriores.
- Caudal. El sistema fue necesario para permitir las tasas de producción de entre 6200 y 22000 [bpd], con 18000 [bpd] en el corte de agua del 90%.
- Presión. El sistema BEC debería ser capaz de desarrollar una presión en boca de pozo de al menos 1102.29 psi para asegurar la entrega a las instalaciones de la plataforma de producción de fluidos Shell Eider.
- Presión de admisión de la bomba. Mantenerse por encima de 2103 [psi] para evitar la liberación de gas dentro de la bomba y prevenir la acumulación de incrustaciones de sulfato de bario por debajo del BEC.
- La flexibilidad operativa. El sistema seleccionado debe tener un rango de operación suficiente para alcanzar el IP predicho para niveles constantes del pozo y cortes de agua, durante la vida del pozo de 10 años.

Sistema BEC. El ensamble BEC seleccionado permite producir entre 4,500 y 22,000 [bpd] para la gama de cortes de agua y de IP's establecidos, además está diseñado para funcionar con una frecuencia variable entre 40 y 70 [Hz]. El uso de diferentes frecuencias y ajustes de estrangulador introdujo dos variables que permitirían una mayor flexibilidad para ajustar los gastos de producción. La siguiente configuración del sistema BEC dual fue seleccionada para cada uno de los pozos de producción (ver Figura III.32 de la disposición general):

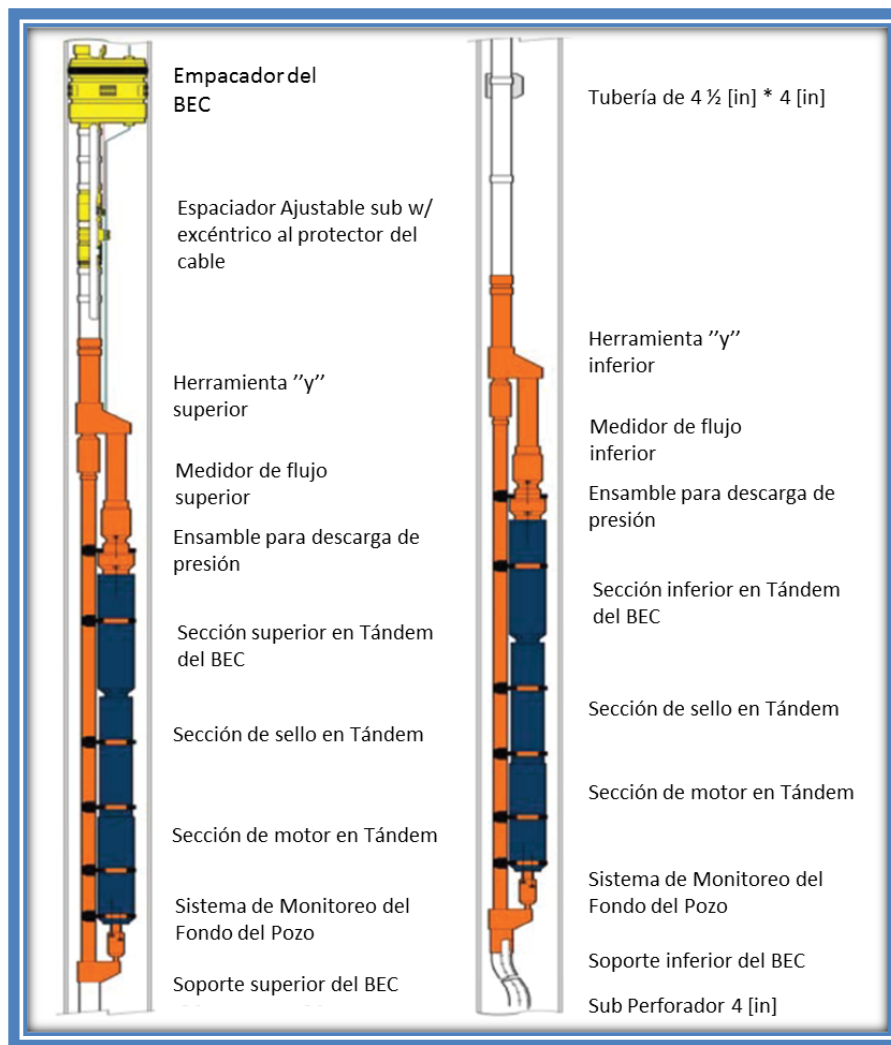


Figura III.32 Representación General del Ensamble BEC Dual.

- ✓ BEC Inferior. El BEC inferior está diseñado para ser operado con el objetivo de minimizar el riesgo de sedimentación de sólidos en la parte inferior en la zona de la herramienta “y”. Otorgar mayor velocidad del fluido en la parte superior de la herramienta “y” minimizando por ende cualquier acumulación de sólidos durante la producción con el BEC inferior.
- ✓ BEC Superior. El sistema superior es similar al sistema inferior sin embargo, la sección de la bomba se modificó para tener 68 etapas en dos carcasas separadas. El aumento del número de etapas es para solventar la posibilidad de requerimientos mayores de cabeza a medida que aumenta el corte de agua posteriormente en la vida del campo, manteniendo los niveles necesarios de la producción de fluido.
- Diseño de la bomba. La bomba sumergible seleccionada fue una de 20,000 [bpd], con 5.62 [pg] de DE, tipo flotante, capaz de entregar hasta 22,000 [bpd] con un corte de agua de 0% con una construcción en tándem incorporando 55 etapas en total.
- Diseño de la etapa de la bomba. Debido a las preocupaciones acerca de la producción de sólidos finos adicionales, se han añadido capacidades de protección contra la erosión, formado por cojinetes de carburo de tungsteno que fueron usados con revestimiento de carburo de tungsteno añadido a la tolerancia de finos y las superficies de flujo.
- Motor. Para encender las bombas se instaló un motor eléctrico tándem 684 [hp] @ 60 [Hz], con 5.62 [pg] de DE fue seleccionado.

- Sección de Sello. Una sección de sello de cuatro bolsas tándem con cojinetes de empuje de alta carga para la protección adicional del motor fue utilizado.
- Metalurgia. Los materiales del BEC fueron seleccionados para maximizar la resistencia a la corrosión, logrando que esta aplicación sea consistente con el resto de los equipos de fondo de pozo. Los datos de los fluidos producidos no sugieren la presencia de agentes de corrosión como el H₂S.
- Ensamble del By Pass. Tanto los Ensamblados superiores como inferiores del BEC están equipados con un sistema automático de herramienta “y” para by-pass. Esta configuración permite períodos libres de flujo con caudal mínimo pasando a través de las bombas, gracias al sellado automático de la tubería de by-pass, una vez que el BEC es puesto en funcionamiento. Este sistema evita la necesidad de operaciones con línea de acero con el fin de alternar las bombas, lo cual no resulta económico en aplicaciones submarinas. Dado que la maximización del diámetro de la tubería de by-pass es una cuestión clave, un by-pass de 3 ½ [pg], 9.2 [lb/pie], 13Cr, 80ksi fue seleccionada.

Ambos sistemas de by-pass tienen asentados niples de perfiles de rotación ubicados en los telescopios submarinos por debajo del bloque “Y” con fines de reparación de pozos.

- Espacio de salida del cable. Como en cualquier terminación costa afuera, existen estrictos requisitos de barrera, y por tanto, la necesidad de instalar un empacador de producción antes mencionado. El correcto espacio de salida del cable de extensión del motor (Motor Lead Extension, MLE) es de vital importancia para dos instalaciones de sistemas BEC evitando la necesidad de un empalme de cable por debajo del empacador de producción.

El diseño de la terminación dual de Otter tiene un nuevo dispositivo ajustable de rotación por debajo del empacador para eliminar la holgura en el cable de extensión del motor, además, ambos sistemas de empacador de penetración están equipados con ajuste submarinos situado en la parte superior del empacador de producción que permite el ajuste independiente de los cables de cable de extensión del motor.

Sistema de cableado de fondo de pozo. El cable seleccionado fue el siguiente:

- Extensión principal del motor. Utiliza un cable del # 4 AWG (por sus siglas en inglés American Wire Gauge o Calibre de Cable Americano) con cubierta de plomo para alta temperatura cable de extensión del motor.
- Cable de alimentación principal BEC. Utiliza un cable del # 1 AWG de caucho de etileno propileno dieno (por sus siglas en inglés ethylene-propylene-diene terpolymer o EPDM) basado en las barreras tipo del cable eléctrico. Este fue seleccionado en base a su extensa trayectoria en las aplicaciones del Mar del Norte.
- Sistema de penetración del empacador. Los sistemas BEC superior e inferior incluyen sistemas con empacador de plomo de penetración completa. Esto le brinda una protección adicional contra el ingreso de líquidos al pozo.
- Sistema de monitoreo de fondo de pozo. Debido a la evidente utilidad del monitoreo en tiempo real, el BEC superior e inferior están equipados con un sistema que permita la adquisición y transmisión de varios parámetros clave. Estos parámetros son: el gasto del pozo, la presión de descarga de la bomba,

presión de admisión, la temperatura de la bomba, las existencia de vibraciones, la temperatura del embobinado del motor y la corriente de fuga. Los parámetros críticos son medidos con sensores en cada uno de los sistemas BEC. La transmisión de datos es a través del cable de alimentación principal del BEC mitigando la necesidad de un cable adicional o penetraciones a través del colgador de la tubería. Una conexión en serie conecta el paquete de comunicación en la parte superior al VSD en la plataforma de DCS. El DCS es a su vez vinculada a Shell RTMS (sistema de monitoreo en tiempo real), que proporciona datos en tierra a las oficinas de ambos operadores, y en la oficina del contratista a través de una conexión de alta velocidad.

Descripción general del sistema de la superestructura

Tres módulos independientes fueron instalados en la cubierta de la plataforma Eider, cada uno con un sistema VSD y auxiliares para el BEC, climatización, iluminación, distribución de energía en la parte superior del módulo de comunicaciones para el monitoreo de fondo de pozo, etc. Estos módulos se prefabricaron completamente en tierra antes de su envío a la plataforma.

La conexión de la VSD hacia el empalme de la plataforma submarina de cable es de 75 [m] por 70 [mm²] de cable en alta mar estándar.

El cable submarino es de 21.6 [km] por 150 [mm²] con una cola de 50 [m] por 50 [mm²] para facilitar su manejo por los buceadores. Este cable está doblemente blindado y mientras que los tres cables de alimentación de cada módulo están instalados en un único agujero para evitar daños. El cable submarino se termina con un conector húmedo de 8 [kV].

En los pozos llenos de aceite se eligieron cables con conectores húmedos submarinos para facilitar su manipulación con el ROV. El cable submarino que conecta el árbol de producción se preinstaló en la plantilla con la conexión de 8 [kV] establecida por los buceadores. Todos los otros conectores submarinos eran de un diseño de 5 [kV] de modo que pudieran ser manipulados y colocados por el ROV después de la instalación del árbol de Producción.

El encendido del BEC se llevó a cabo por medio de un interruptor eléctrico de dos vías montado en la tapa del árbol de Producción. En la tapa del árbol se colocaron un par de conectores húmedos ajustables de 5 [kV] que realizan la conexión con los penetradores del colgador de la tubería, que se empalman en el fondo del pozo aproximadamente a 1750 m de cable.

El sistema BEC es controlado remotamente a través de la plataforma del Sistema de Control Distribuido (por sus siglas en inglés DCS o Distributed Control System), o de control manual/local desde el teclado del VSD. Todas las funciones de control están conectadas directamente. Los datos se transmiten a través de una conexión en serie con el sistema de plataforma de Sistema de Control Distribuido.

III.4 Golfo de México³⁷

Estados Unidos alcanzó su pico de producción (peak oil) desde los años setenta, a partir de ese momento inició inevitablemente su incursión en campos marinos profundos. Hasta la fecha ese país posee más de la mitad de este tipo de yacimientos.

Como se sabe, la explotación de yacimientos en el Golfo de México implica una gran dificultad, no sólo por las grandes profundidades, sino también por las condiciones bajo las cuales se realizan las operaciones y la logística que éstas implican, sin embargo, debido a la gran demanda de los hidrocarburos los países petroleros han tenido que incursionar en este rubro aunque en ocasiones sin mucho éxito, por ejemplo sólo en EU se ha llevado a cabo una perforación más allá de los 3,000 [m] y los resultados no fueron satisfactorios ya que el pozo resultó seco. Así mismo, es el único país del mundo donde la tecnología de explotación desarrollada le permite explotar campos en 2,400 metros de profundidad, a diferencia de países como Brasil, donde el campo más profundo en producción se encuentra a 1,800 metros de profundidad, y en otros países los pozos de 2000 metros son verdaderas excepciones.

Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) para el caso del Golfo de México (GoM)

Los proyectos de producción en aguas profundas del Golfo de México se caracterizan por tener altas presiones de yacimiento, buenos espesores y buenas permeabilidades, lo que lleva inicialmente a los pozos a producir con muy altos gastos. Los yacimientos típicos de aguas profundas también poseen RGA de moderadas a altas (de 600 a más de 3,000 [pie³/bl]), que proporcionan un empuje natural del fluido hasta la declinación de la presión del yacimiento. Sin embargo,

los sistemas artificiales de producción pueden ser necesarios cuando la energía del yacimiento no es suficiente para producir el fluido hasta las instalaciones de superficie.

Los sistemas artificiales de producción aplicados en aguas profundas pueden beneficiar los proyectos de producción, manteniendo gastos adecuados conforme declina la presión del yacimiento y reduciendo la presión de abandono para aumentar la recuperación final. La factibilidad económica de los sistemas artificiales de producción estará dictada sobre todo por la confiabilidad, beneficio a la producción, y los rangos de operación (presión de admisión y gasto del pozo).

Cada proyecto posee diferentes características y por ende diferentes esquemas de explotación, por lo que es muy difícil desarrollar una guía general sobre la aplicación de los sistemas artificiales de producción para el Golfo de México en aguas profundas, por lo general esta aplicación es viable en proyectos terrestres gracias a la experiencia que se ha adquirido a través de los años.

Componentes y consideraciones de diseño del BEC para el Golfo de México en aguas profundas.

El BEC es utilizado comúnmente en pozos de profundidad moderada con altos gastos de hidrocarburos, altos cortes de agua y bajos cortes de gas, sin embargo, los pozos en aguas profundas en el Golfo de México se caracterizan por sus grandes profundidades, altos gastos, bajos cortes de agua y RGA de moderada a alta, bajo tales premisas, el sistema BEC debe ser adaptado a estas condiciones para garantizar su éxito en esta área. En consecuencia el diseño del BEC para aguas profundas debe considerar el tamaño del revestimiento, la fracción de volumen de

gas (Bg) en la entrada de la bomba, el gasto total a través de la bomba y el sistema de potencia.

Generalmente el BEC tiene un rango limitado en el diseño con respecto al gasto volumétrico y a la carga dinámica total (elevación), por lo tanto debido a las condiciones variables del flujo a través del tiempo la mayoría de los sistemas BEC en aguas profundas deberían ser operados por el VSD, con el propósito de disminuir el número de ajustes como cambiar el tamaño de las bombas y los motores durante la vida productiva de cualquier pozo.

Para obtener los gastos deseados con el sistema BEC en aguas profundas, generalmente los motores tendrían que pertenecer a la serie 540 (5.40 [pg] de DE) y las bombas a la serie 513 (5.13 [pg] de DE) donde el revestimiento más pequeño que se puede colocar en este equipo es de 7 pg, # 32 (el cual sigue creando problemas de depuración).

Manejo de gas

Una de las limitaciones más importantes del sistema BEC es la cantidad de gas libre que puede tolerar la bomba, ya que si el nivel es muy alto se producirá un “bloqueo por gas” (fenómeno caracterizado por que las burbujas entre las etapas son continuas) generando degradación de la cabeza y baja eficiencia al bombear los líquidos.

Las bombas de menor flujo con etapas radiales pueden manejar un volumen aproximado de 10 a 15% de gases libre (Bg), mientras que las bombas de mayor flujo con las etapas de flujo mixto pueden tolerar hasta un 25% de Bg a presiones de menos de 500 psi. Tome en cuenta que a mayores presiones de entrada, un volumen mayor de gas puede ser manejado.

El Bg (volumen de gas) está en función de la presión de admisión de la bomba o PIP (por sus siglas en inglés Pump Intake Pressure), el punto de burbuja y la RGA. Dado que la PIP y la profundidad de la bomba también determinan la máxima caída de presión del fondo del pozo, limitar el Bg disminuirá en consecuencia la producción, sin embargo, hay varias maneras de incrementar la capacidad de manejo de gas o de reducir el volumen de éste en la entrada de la bomba sin limitar la producción, una de ellas es colocar la bomba muy por debajo del nivel dinámico.

Limitar el Bg en la entrada de la bomba puede requerir algún tipo de separación de gas en la zona de admisión, ya sea por un medio estático o dinámico. El método dinámico más común de separación de gas es el uso de un separador de gas rotativo RGS (por sus siglas en inglés Rotary Gas Separator) como entrada. Un separador de gas rotativo es un dispositivo centrífugo que arroja los fluidos en el exterior de una cámara y los desvía a la base de la bomba, mientras que el gas se ventila por la tubería de revestimiento. El separador de gas rotativo se monta inmediatamente debajo de la bomba fungiendo como zona de admisión. El efecto del 70% de la separación de gases se muestra como la capacidad de obtener una menor presión de entrada antes de que se alcance el límite del Bg.

La producción de gas por el espacio anular requiere un empacador encima de la bomba con un tubo de ventilación y una válvula SCSSV anular asociadas. Irónicamente, la separación de gas en la entrada de la bomba reduce el "efecto de bombeo neumático" en la tubería de producción e incrementa los requerimientos de cabeza, inclusive cuando el gasto volumétrico a través de la bomba disminuye. La válvula adicional en el empacador y los requerimientos de producción directa

del gas en el espacio anular podrían representar también repercusiones en la confiabilidad u operatividad del equipo.

Otros métodos que reducen el volumen de gas libre en la entrada de la bomba son los separadores de gas rotativos en tándem, la separación estática con camisas y los separadores estáticos, por otro lado, un método para tolerar un mayor B_g es mediante el uso de bombas "cónicas".

En las aplicaciones de inyección de agua, mantenerse alejado de los límites de gas libre en la admisión es más fácil, porque la presión del yacimiento se mantiene cerca del punto de burbuja y la RGA disminuye conforme aumenta el corte de agua. Si existe gas libre presente, las etapas de la bomba cercanas a la entrada verán un mayor gasto efectivo, y las etapas más cerca de la descarga verán un gasto efectivo menor.

El diseño de un impulsor de bomba flotante intenta equilibrar tres fuerzas básicas: el peso del impulsor, las fuerzas hidrostáticas, y el impacto hidráulico del fluido. Siempre cabe la posibilidad de que haya una "empuje descendente" en las etapas individuales de la bomba, pero esto se reduce a gastos más altos. A gastos muy bajos en la curva de la bomba, el empuje descendente se vuelve extremo, reduciendo la eficiencia y acortando la vida útil de la bomba. Gastos mínimos y máximos recomendados se establecen en base del empuje y la eficiencia.

Abrasivos

La producción de arena a través de un BEC provocará un desgaste radial de los cojinetes del eje y agrava el desgaste causado por la operación durante el empuje descendente. El desgaste radial en el eje y en los cojinetes causará vibración excesiva en la bomba, ocasionando que falle el protector y los sellos del

motor. El tercer mecanismo de desgaste en ambientes abrasivos es la erosión general de las superficies de flujo en los impulsores y difusores, el cual es particularmente grave en los separadores de gas rotativos.

Con algunos equipos una pequeña cantidad de producción de arena es tolerable, como la arena de fondo producida por una terminación para altos gastos. Varias modificaciones en el sistema de bombeo se pueden hacer para prolongar la vida útil del BEC si se anticipa la producción de arena. El fijar las etapas de la bomba (axial) al eje eliminará el empuje descendente en las etapas, y reducirá la pérdida de eficiencia causada por el desgaste del empuje descendente. Una bomba de impulsores fijos no es tan eficiente como una bomba de impulsores flotantes, pero puede tener una vida más larga en una aplicación arenosa. El empuje en la etapa es realizado por completo por el cojinete de empuje en la sección del protector, lo que puede reducir la vida útil del componente.

Limitación de la Profundidad

Los equipos convencionales de BEC tienen como profundidad máxima alrededor de 12,000 [pies] debido a las limitaciones de la elevación de la cabeza y la temperatura en el sistema. En la mayoría de aplicaciones de aguas profundas, el BEC se colocará necesariamente más allá de esta profundidad con el fin de proporcionar la carga suficiente para mantener el gas libre a un nivel razonable, sin reducir el gasto. Los requerimientos de elevación dinámica de la cabeza total inclusive en pozos profundos deben permanecer dentro de un rango razonable (menos de 12,000 [pies]) debido a la baja gravedad específica de los fluidos bombeados y las altas presiones de admisión. Los límites de la presión de ruptura

del revestimiento de la bomba estándar por lo general no se deben exceder por las mismas razones.

Otra limitación que debe considerarse para el diseño del BEC en aguas profundas son las pérdidas de potencia (I^2R) en el cable. La caída de voltaje puede ser tan alta en 12,000 [pies] de cable que sería necesario un VSD sólo para encender la bomba. Por lo tanto en la mayoría de estas áreas en las aplicaciones de BEC sería necesario utilizar un cable de perfil plano por razones de espacio. Tome en cuenta que este tipo cables están sujetos a su vez a un desequilibrio de voltaje, que también podría afectar el funcionamiento del sistema y el calentar el motor.

Motor y sistema de Potencia

Los motores utilizados en los sistemas BEC son generalmente trifásicos de inducción tipo jaula de ardilla, que funcionan de manera similar a los motores de inducción utilizados en aplicaciones de superficie. El tamaño de un motor de fondo estará limitado por el diámetro interior de la TP y la necesidad de que el fluido sea producido a través del espacio anular entre el motor y la TP. Estos motores están contruidos por lo tanto, con una serie de rotores montados sobre un eje común, en donde múltiples motores pueden conectarse entre sí, para aumentar la potencia disponible.

Los motores BEC soportan una temperatura máxima (generalmente 350[°F]) determinado por el deterioro del aislamiento del embobinado del motor. El motor es enfriado por el flujo de los fluidos a través del revestimiento del motor, y tanto la velocidad de los fluidos como su capacidad calorífica controlan la tasa de transferencia de calor. Las temperaturas internas normales de operación del motor

van de 80 a 90 [°F] por encima de la temperatura ambiente, pero esto puede duplicarse con fluidos de bajo calor específico, como aceite y gas.

Por lo tanto, se deben elegir motores de alto voltaje para minimizar las pérdidas de potencia, donde el voltaje requerido en la boca de pozo es la suma del voltaje de la placa del motor y la caída de voltaje del cable. Los VSD generalmente se utilizan para variar el voltaje mediante el cambio de frecuencia, por lo que voltaje superficial puede ser muy alto. Tome en cuenta finalmente que el máximo voltaje de los cables del BEC convencional y los sistemas de alimentación es de 5,000 [Volts], parámetro que se convierte en otra restricción en el diseño del BEC.

Hidratos

Los pozos en aguas profundas, la formación de hidratos es un fenómeno común debido al enfriamiento en los risers que van de la instalación en superficie al fondo del mar. La experiencia de campo indica que los hidratos se pueden formar en ausencia de gas libre y con cortes de agua menores al 1%. Esto puede afectar a cualquier pozo, sin embargo debe tenerse en cuenta que la inyección de gas reduce la temperatura de los fluidos y el BEC calienta los fluidos.

Dado que la temperatura de formación de hidratos aumenta con respecto a la presión, escenarios de paro deben ser considerados en el diseño de sistemas artificiales de producción. Los hidratos también se pueden formar en cualquier parte de la sarta de tuberías debajo de la línea de lodo. En la ausencia de cualquier esquema de prevención de hidratos, los pozos deben ser operados de manera que todos los puntos de la sarta de tubería permanezcan fuera de la región de formación de hidratos.

Actualmente no existen tratamientos químicos (incluyendo el metanol) que económicamente puedan abatir la temperatura de la formación de hidratos en forma continua. En campo, algunas operaciones como la ventilación, purga, instalación de válvulas eléctricas de bombeo neumático o calefacción eléctrica en el fondo de pozo han sido implementadas para solucionar esta problemática.

Uso del BEC

Un aspecto crítico para tomar la decisión la instalación de un sistema BEC en un campo nuevo es el tiempo de uso de éste. Las dos mediciones más comunes del tiempo de uso son "el promedio de días de fallo" (de un grupo de bombas que fallaron) y el promedio de tiempo entre fallas. Ambos métodos dan una tendencia central, sin describir la forma de la distribución de fallas en el tiempo. El tiempo de uso es muy dependiente de las condiciones de producción, (temperatura, gasto, potencia, frecuencia de reinicios, el diseño, fluidos de producción, arena, etc.), por lo que un buen diseño en base a estas características garantizará la eficiencia del sistema y prolongará su vida útil.

Todos los hechos documentados respecto al tiempo de uso del BEC históricamente demuestran un sesgo positivo, en el que la media supera al promedio y la mediana supera a la moda. Un grupo de 67 sistemas BEC de alta potencia (450 a 600 [hp]) en el Mar del Norte se ajustó a una función de distribución exponencial de fallas (la cual es muy utilizada para describir acontecimientos que se repiten de forma aleatoria en el tiempo, tales como el tiempo entre fallas de equipos electrónicos). Estos datos arrojaron un tiempo de uso medio de 246 días, una mediana de 192 días, y una moda de 100 días. También hay una notable tendencia de menor vida de ejecución a mayor potencia.

Sería poco acertado aplicar las estadísticas anteriores a un nuevo proyecto de aguas profundas sin ciertas consideraciones. Una instalación de BEC en aguas profundas del Golfo de México debe pasar por una Ingeniería, Control de calidad y Procedimientos de prueba más severos, debido a la inversión que esta operación implica. Por lo tanto, a pesar de la falta de experiencia que se tiene en este rubro, si todas las medidas razonables fueron tomadas para garantizar la calidad de las instalaciones sería apropiado anticipar una vida de uso media de uno a dos años en aguas profundas del Golfo de México.

Configuración del pozo

En una instalación convencional, el BEC está suspendido de la parte inferior de la tubería con el cable de alimentación sujeto por bandas o anclado a los tubos y saliendo del colgador de la tubería a través de uno de los varios tipos de penetradores de boca de pozo. Si se requiere un empacador por encima del BEC, se deben proporcionar una entrada adicional para el cable.

Si el gas se ventila por el revestimiento, la producción de gas requerirá de una de las válvulas en superficie del revestimiento, una práctica desconocida en el Golfo de México. Si es necesaria separación rotativa de gas (o venteo natural de gas), además de un empacador de producción para el control del pozo, el empacador debe ser ventilado con una apertura mínima de 1 [pg] de DI. Una válvula SCSSV pequeña se puede colocar en la TR por encima del empacador, y ser controlada en paralelo o por separado de la válvula SCSSV de producción (Figura III.33).

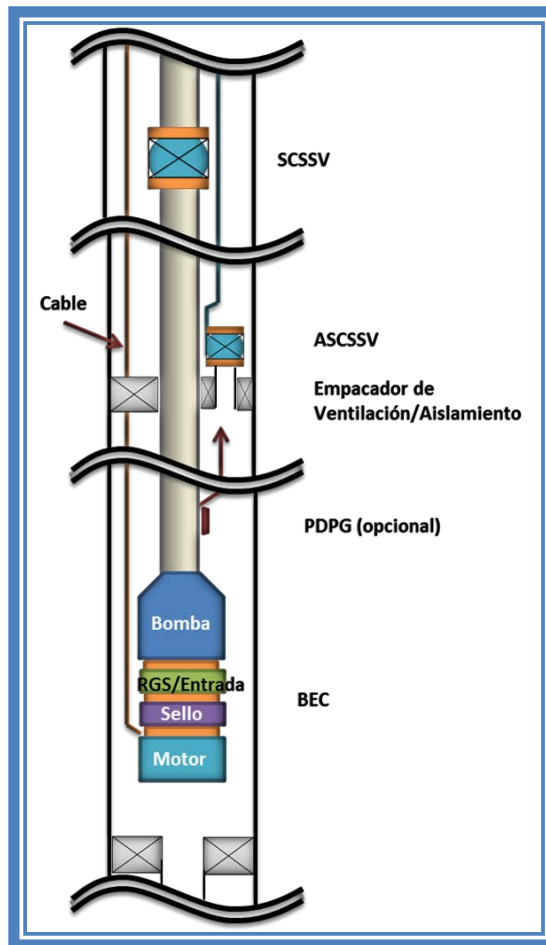


Figura III.33 Variaciones en el diseño del BEC.

Las variaciones en el diseño básico pueden incluir:

1. Una sarta lateral por encima del empacador de producción para mantener el gas fuera de la pared del revestimiento.
2. Un sistema de respaldo de Bombeo Neumático completo con una camisa deslizable por encima del BEC.
3. Sistemas BEC y de Bombeo Neumático simultáneos, lo que podría reducir el tamaño del equipo BEC a valores razonables en aplicaciones de alta potencia.

4. Un sistema convencional de BEC con cierre total del pozo por debajo de la bomba.
5. BEC en tubería flexible.

Curvas de Elevación

Las curvas de elevación describen el comportamiento de la presión de salida (TP) del sistema a diferentes gastos en un punto dado en el sistema, por lo general en la cara de la formación. La intersección de la curva de elevación y la curva de IPR (relación de rendimiento de flujo) define el gasto de producción y la presión fluyendo en la cara de la formación. Las dos curvas juntas son llamadas “Curvas del sistema”, y la intersección entre ellas es conocida como “Solución del sistema”.

Curvas de elevación para BEC.

Una curva de gradiente para un BEC se muestra en la Figura III.34. El aumento de la presión en la bomba depende de las condiciones del fluido en la entrada, lo cual está directamente relacionado a la presión de admisión. Por esta razón, una curva de elevación para el BEC no puede ser considerada aparte de la curva de IPR. Esto complica el análisis, ya que las curvas de elevación generalizadas no se pueden construir para un determinado diseño BEC. Cada curva de elevación sólo es válida para el punto particular de IPR para el cual se generó.

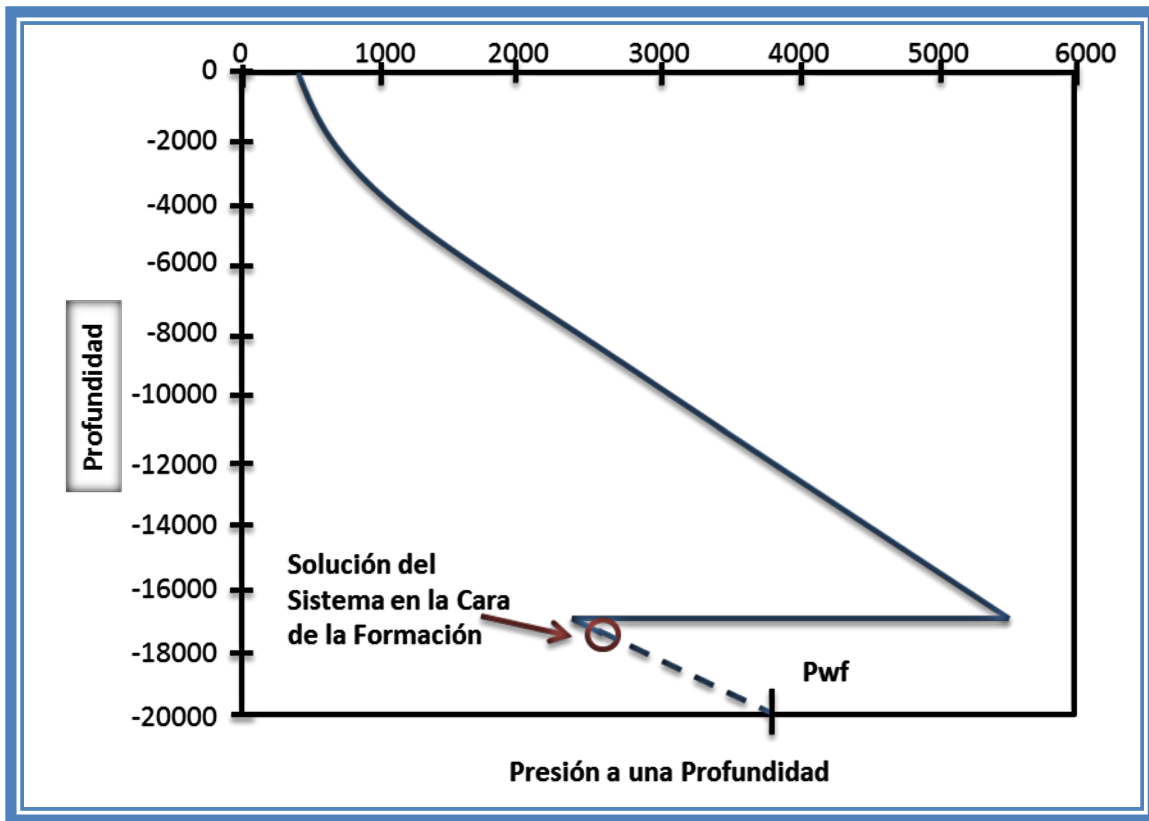


Figura III.34 Curva de gradiente para un BEC.

Una curva de elevación para un BEC se genera al escoger una condición de flujo de la curva de IPR, calculando la caída de presión a la entrada de la bomba, luego la contribución de la bomba y finalmente la caída de presión a una determinada presión en la cabeza. La intersección de la curva de IPR y la curva de elevación del BEC generada da la solución del sistema en la cara de la formación.

Los paquetes de análisis nodal capaces de calcular curvas de elevación para el BEC generalmente lo hacen desde un solo punto del diseño (etapas de la bomba y frecuencia). Las curvas generadas de esta forma, no toman en cuenta los límites de gas libre en la entrada, rangos de operación recomendados (es decir, el tornado

de la bomba), los requerimientos de potencia o el hecho de que el sistema sería operado a una frecuencia diferente para diferentes condiciones de entrada.

La solución a esto es el diseño de una bomba que va a cumplir con todas las restricciones sobre los sucesivos puntos de IPR, simplemente cambiando la frecuencia. Una curva de gasto de producción y presión de fondo fluyendo se puede generar para que corresponde a cada uno de los puntos de la IPR. La curva de elevación "compuesta" contiene curvas de elevación cortas que cumplen todas las restricciones de cada diseño en un solo punto.

III.5 Metodología de aplicación del BEC en aguas profundas

Para la adecuada explotación de campos en aguas profundas se deben estudiar a fondo las características del yacimiento y de los fluidos, para que el ingeniero de producción logre evaluar el comportamiento a futuro de la producción y defina el mejor escenario de explotación.

Inicialmente en base a las características exhibidas por el pozo y a un análisis de la producción, el ingeniero debe decidir entre aquellos sistemas artificiales de producción que pueden ser aplicados en aguas profundas como Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, Bombeo Neumático Continuo, Bombeo de cavidades progresivas o Sistemas Híbridos (BN-BEC, BEC-BCP).

Si se concluye que el BEC es la opción viable a aplicar, a continuación se propone la siguiente metodología para la aplicación de este sistema y sus variantes, desarrollada en base a la información obtenida de los casos prácticos expuestos en este trabajo:

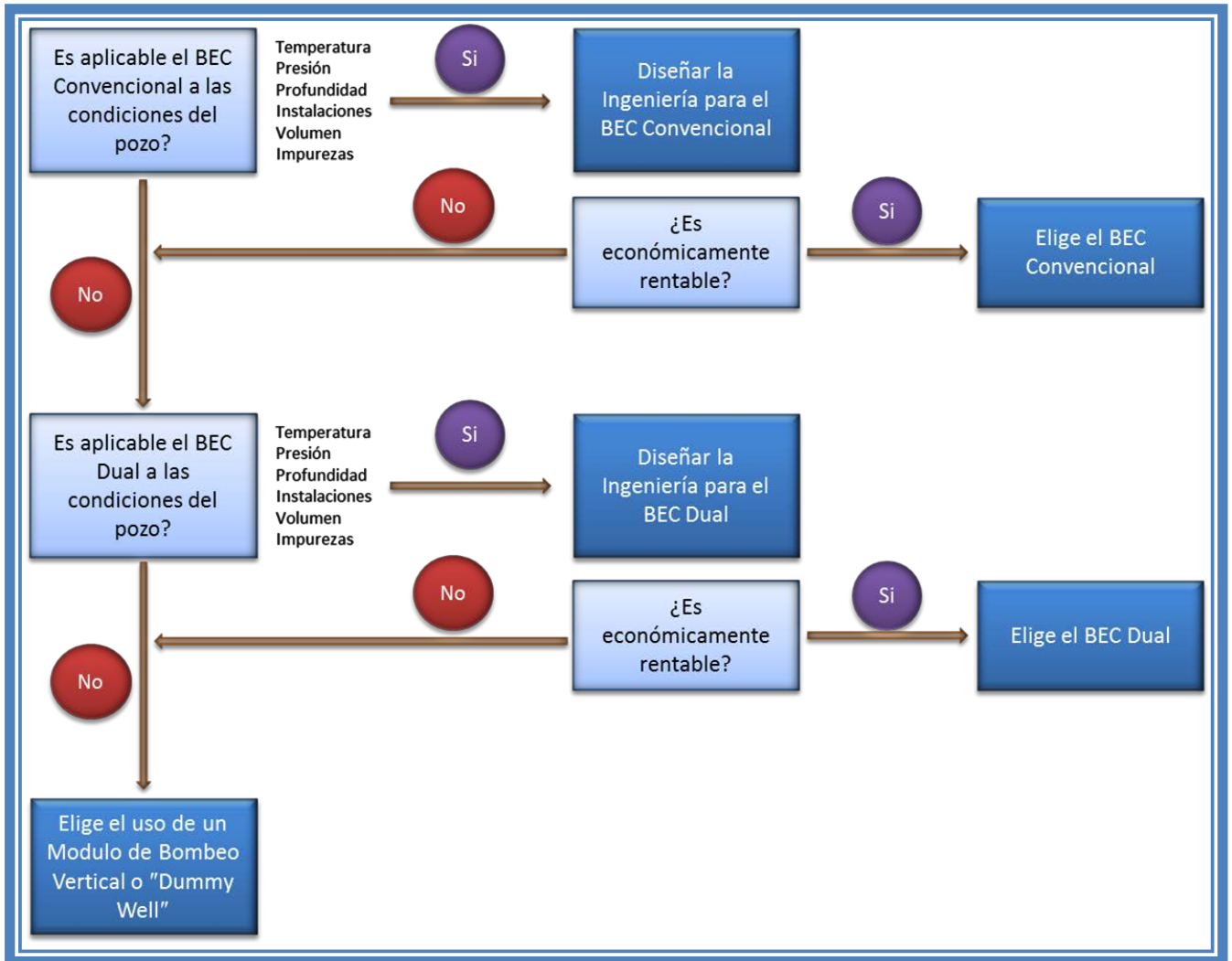


Figura III.35 Metodología de selección del BEC en aguas profundas.

Una vez que se ha seguido la secuencia antes descrita, se recomienda atender las siguientes características especiales de la producción:

- Hidratos. Si existe la presencia de hidratos en el pozo a tratar se recomienda adicionar una línea de inyección de químicos, así como un aislamiento térmico en la línea de flujo como en el caso del campo Jubarte.

- Arenas. Si el pozo presenta producción de arenas se debe considerar el uso de tubería ranurada y un empacador de grava con lo que se pretende erradicar esta problemática como en los casos de los campos Jubarte y Otter.
- Emulsiones y corrosivos. En el caso de que existan corrosivos o formación de emulsiones en el pozo se recomienda utilizar un umbilical especial que integre las señales eléctricas, las hidráulicas así como la inyección de químicos, con el objetivo de minimizar la cantidad de entradas en el cabezal, facilitando así la inyección de químicos en el pozo y reduciendo los daños al equipo como se muestra en los casos de Jubarte y Otter.
- Producción de agua debido a un acuífero asociado. Para minimizar el problema de la entrada de agua se sugiere la producción mediante pozos horizontales los cuales maximizan la recuperación de hidrocarburos y minimizan la invasión de agua en el yacimiento como en los casos de Lihua y Otter.
- Distancias considerables del pozo a las instalaciones de superficie. La principal problemática que se presenta al utilizar un BEC y tener distancias considerables son las pérdidas de voltaje debidas al cable, para ello se propone el uso de más de un variador de frecuencia que ayude a los equipos a arrancar y a funcionar adecuadamente, como en el caso del campo Otter.
- Incrustaciones. Si existieran incrustaciones en los equipos de fondo del pozo se propone utilizar recubrimientos como el ARMOR I para evitar que estas se adhieran al equipo y prevenir que se desgaste o se dañe anticipadamente, como en el campo Jubarte.

- Condiciones medio-ambientales. Para el caso de difíciles condiciones medio-ambientales se puede utilizar FPS y FPSO en caso de que se requiera retirarse del lugar de explotación, así como la instalación de equipos de desconexión para evitar accidentes, como en los casos de Lihua y Otter.

Componente\Campo	Jubarte	Liuhua	Otter
Bomba Centrífuga	Centrilift, Serie 675 en Tándem	REDA (400 [hp])	BEC Dual (Tándem)
Intake o Separador de Gas	Incorporado a la bomba	Incorporado a la bomba	Incorporado a la bomba
Sensores de fondo		Sensor Múltiple	Sensores en cada BEC
Protector	10 ¾ [pg] Pdif=5000 [psi]		
Sello	Serie 675 en Tándem con 3 cámaras de protección		En Tándem para cada BEC con 4 cámaras de protección
Motor	Serie 725 en Tándem		En Tándem para cada BEC con 684 [hp]
VSD			3 módulos con un VSD
Cable	CELR GTE 1/0; 5 [kV] con la tubería capilar integrada	Cable #1 5 [kV], tubería capilar integrada y WMEC de 3/8 [in]	Cable de comunicación-potencia #1 AWG EPDM con WMEC [5kV]
Válvula de seguridad (DHSSV)	Válvula de Tormenta	Válvula de Seguridad subsuperficial completa auto-ajustable	Válvula de seguridad de fondo de pozo operada hidráulicamente
Válvula check		Válvula check que cubre por completo el agujero	
Problemáticas del campo	• Prevenir la formación de hidratos	• Acuífero asociado como mecanismo de empuje	• Presencia de corrosivos
	• Incrustaciones	• el tirante de agua	• Acuífero asociado
	• Transferencia de calor del motor a los fluidos del yacimiento	• Difíciles condiciones medio ambientales	• Tieback de 21 [km]
	• Presencia de ceras		• Producción de arenas
	• Entrada de arenas		•
Soluciones	• Formación de emulsiones		
	• Aislamiento térmico de las líneas de flujo	• Producción mediante pozos horizontales	• Inyección de químicos para evitar la corrosión
	• Mantenimiento de la temperatura 3°C por encima de la temperatura de formación de ceras	• Uso de FPS y FPSO para la producción y perforación de los pozos	• Producción mediante pozos horizontales
	• Recubrimiento de las etapas de la bomba con ARMOR I.		• Uso de 3 módulos con un VSD cada uno para evitar las pérdidas de voltaje
	• Inyección de químicos para prevenir incrustaciones y emulsiones		• Uso de Empacador de grava y tubería ranurada
	• Empacador de Grava		

Tabla III.9 Resumen comparativo de los casos prácticos.

Capítulo IV. Perspectivas en México

IV.1 Situación Actual del Desarrollo en Aguas Profundas^{3, 4, 5, 38}

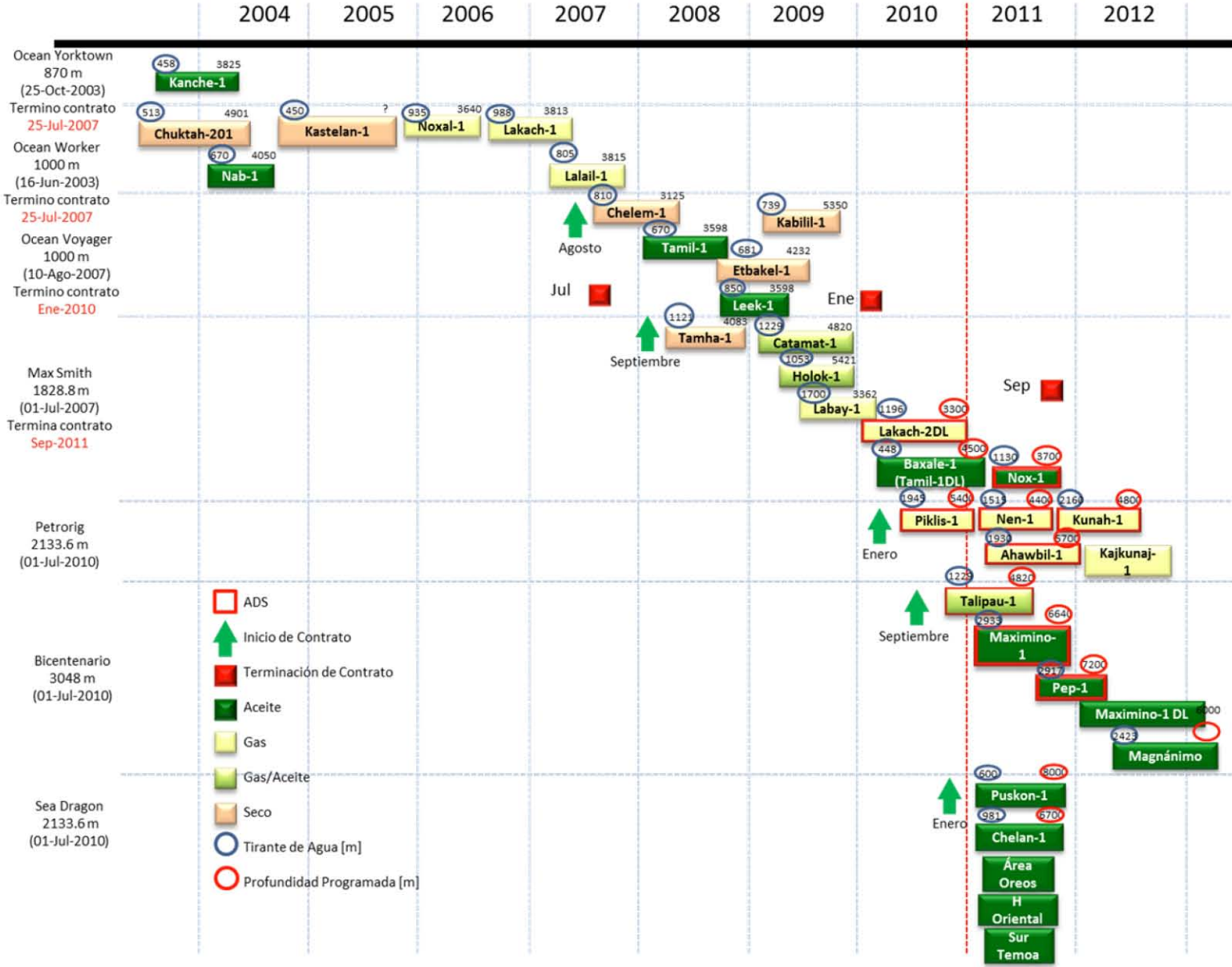
PEMEX descubrió entre 2004 y 2007 cinco campos con tirantes de agua en profundidades mayores a 500 metros. En ese momento la unidad especializada en Aguas Profundas de PEMEX elaboró un programa de desarrollo en avances graduales hacia el Golfo de México profundo; en un inicio se proponía perforar 11 pozos exploratorios para el 2007, mientras tanto se continuaría con la respectiva caracterización empleando instrumentos modernos de sísmica. Sin embargo al coincidir con la inesperada elevación de los precios, la Secretaria de Energía reformuló su programa hacia finales del 2006; PEMEX se planteó perforar 47 pozos profundos entre 2007 y 2012 (Ver Figura IV.1).

En Marzo de 2008 PEMEX creó un activo para la explotación de los primeros campos descubiertos en el proyecto Coatzacoalcos, fundamentalmente Lakach, Noxal y Lalail, en dicha área se calculó un volumen de reservas totales igual a 2.4 [MMMPCD].

Los primeros conceptos de Ingeniería de desarrollo que se han publicado sugieren el uso de un spar o una plataforma de patas tensionadas (TLP), para reunir la producción de los campos, combinado con equipos de separación, bombeo y procesamiento en tierra.

A continuación se incluye en la Tabla IV.1 la planeación para la perforación de los pozos en aguas profundas de México desde el año 1999 hasta el año 2012.

Figura IV.1 Pozos de PEMEX para Aguas Profundas del Golfo de México.



Relación de pozos perforados en Aguas Profundas por PEMEX (23 de Marzo de 2011)

	Plataforma	Pozo	Tir.agua (m)	Prof. (mbnm)	Inicio	Termino	Campo	Tipo	Aceite (bpd)	Gas (MMMPCD)	Condensado (bpd)
1	Mata Redonda	Chuktah-1	364	4968	Enero-1999	Septiembre-1999	Nox-Hux	seco			
2	Ocean	Chuktah-201	513	4901	Agosto-2003	Abril-2004	Nox-Hux	seco			
3	Worker	Nab-1	670	4050	Abril-2004	Noviembre-2004	Nox-Hux	aceite	117		
4	Ocean Yorktown	Kanche-1	458	3825	Agosto-2004	Abril-2005	Ku-Maloob-Zaap				
5		Kastelan	450		Noviembre-2004	Noviembre-2005	Holok	seco			
6	Ocean	Noxal-1	935	3640	Diciembre-2005	Junio-2006	Holok	gas		9.5	
7	Worker	Lakach-1	988	3813	Julio-2006	Marzo-2007	Holok	gas		25-30	
8		Lalail-1	805	3815	Marzo-2007	Agosto-2007	Holok	gas		18	
9	Ocean	Chelem-1	810	3125	Noviembre-2007	Enero-2008	Holok	seco			
10	Voyager	Tamil-1	670	3598	Febrero-2008	Octubre-2008	Holok-Temoa	aceite extrapesado	150		
11	Max Smith	Tamha-1	1121	4083	Agosto-2008	Diciembre-2008	Holok	seco			
12		Etbakel-1	681	4232	Noviembre-2008	Marzo-2009	Holok-Temoa	aceite	no comercial		
13	Ocean Voyager	Leek-1	850	3505	Noviembre-2009	Febrero-2009	Holok	gas y condensado		22.41	3.29
14		Kabilil-1	739	5350	Marzo-2009	Septiembre-2009	Holok	seco			
15		Catamat-1	1220	4820	Diciembre-2008	Mayo-2009	Jaca-Patini	gas	no comercial		
16		Holok-1	1053	5422	Junio-2009	Noviembre-2009	Holok-Temoa	seco			
17		Labay-1	1700	3362	Septiembre-2009	Febrero-2010	Holok	gas			
18	Max Smith	Lakach-2DL	1196	3300	Marzo-2010	Agosto-2010	Holok	aceite			
19		Baxale-1 (Tamil-1DL)	448	4500	Agosto-2010	Marzo-2011	Nox-Hux	aceite			
20		Nox-1	1130	3700	Abril-2011	Noviembre-2011	Nox-Hux	aceite			
21		Piklis-1	1945	5400	Junio-2010	Febrero-2011	Holok	gas			
22		Nen-1	1515	4400	Febrero-2011	Julio-2011	Holok	gas			
23	Petrorig	Kunah-1	2160	4800	Julio-2011	Febrero-2012	Holok	gas			
24		Ahawbil-1	1930	5700	Febrero-2011	Julio-2011	Holok	gas			
25		Kajkunaj-1			Enero-2011	Abril-2011	Holok	gas			
26	Bicentenario	Talipau-1	1229	4820	Diciembre-2010	Abril-2011	Jaca-Patini/Perdido	gas y condensado			
27		Maximino-1	2933	6640	Abril-2011	Noviembre-2011	Jaca-Patini/Perdido	aceite			
28		Puskon-1	600	8000	Abril-2011	Agosto-2011	Jaca-Patini	aceite			
29		Chelan-1	981	6700	Abril-2011	Agosto-2011	Nox-Hux	aceite			
30	Sea Dragon	Area de Oreos			Abril-2011	Agosto-2011	Oreos	aceite			
31		H Oriental			Abril-2011	Agosto-2011	Holok	aceite			
32		Sur Temoa			Abril-2011	Agosto-2011	Temoa	aceite			
33		Pep-1	2917	7200	Noviembre-2011	Abril-2012	Jaca-Patini/Perdido	aceite			
34	Bicentenario	Maximino-1DL			Abril-2012	Octubre-2012	Jaca-Patini/Perdido	aceite			
35		Magnanimo	2423	6000	Noviembre-2012	Marzo-2013	Jaca-Patini/Perdido	aceite			

Tabla IV.1 Relación de pozos perforados en Aguas Profundas del Golfo de México por PEMEX.

IV.2 Tendencia a corto Plazo

Dentro de la estrategia nacional de energía, se encuentran tres objetivos fundamentales asociados con el eje rector de seguridad energética, los cuales son: "Restituir reservas, revertir la declinación de la producción de crudo y mantener la producción de gas natural". Estos objetivos impactan en las metas exploratorias de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y en particular las de la cuenca del Golfo de México Profundo, motivo por el cual, Pemex Exploración y Producción (PEP) ha establecido una estrategia exploratoria que permitirá evaluar el potencial petrolero estimado en 29 mil 500 millones de petróleo crudo equivalente, volumen que representa más del 50 por ciento del total de los recursos prospectivos del país.

Parte fundamental del cumplimiento de la estrategia exploratoria de PEP ha consistido en adquirir más de 45 mil kilómetros de sísmica 2D y alrededor de 55 mil kilómetros cuadrados de sísmica 3D, así mismo, se han perforado y terminado 15 pozos de los cuales, nueve se declararon productores y seis improductivos, lo que da una tasa de éxito exploratorio de 66 por ciento a pesar de tratarse de pozos de alto riesgo. Todo lo anterior ha incorporado reservas 3P por más de 540 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Sumado a estas actividades, se ha llevado a cabo la identificación y el mapeo de siete provincias petroleras en aguas profundas del Golfo de México (ver Figura IV.2), llamadas:

- Cinturón Plegado Pérdido.
- Provincia Salina del Bravo.

- Cordilleras Mexicanas.
- Planicie Abisal.
- Cinturón Plegado de Catemaco.
- Provincia Salina del Istmo.
- Escarpe de Campeche.

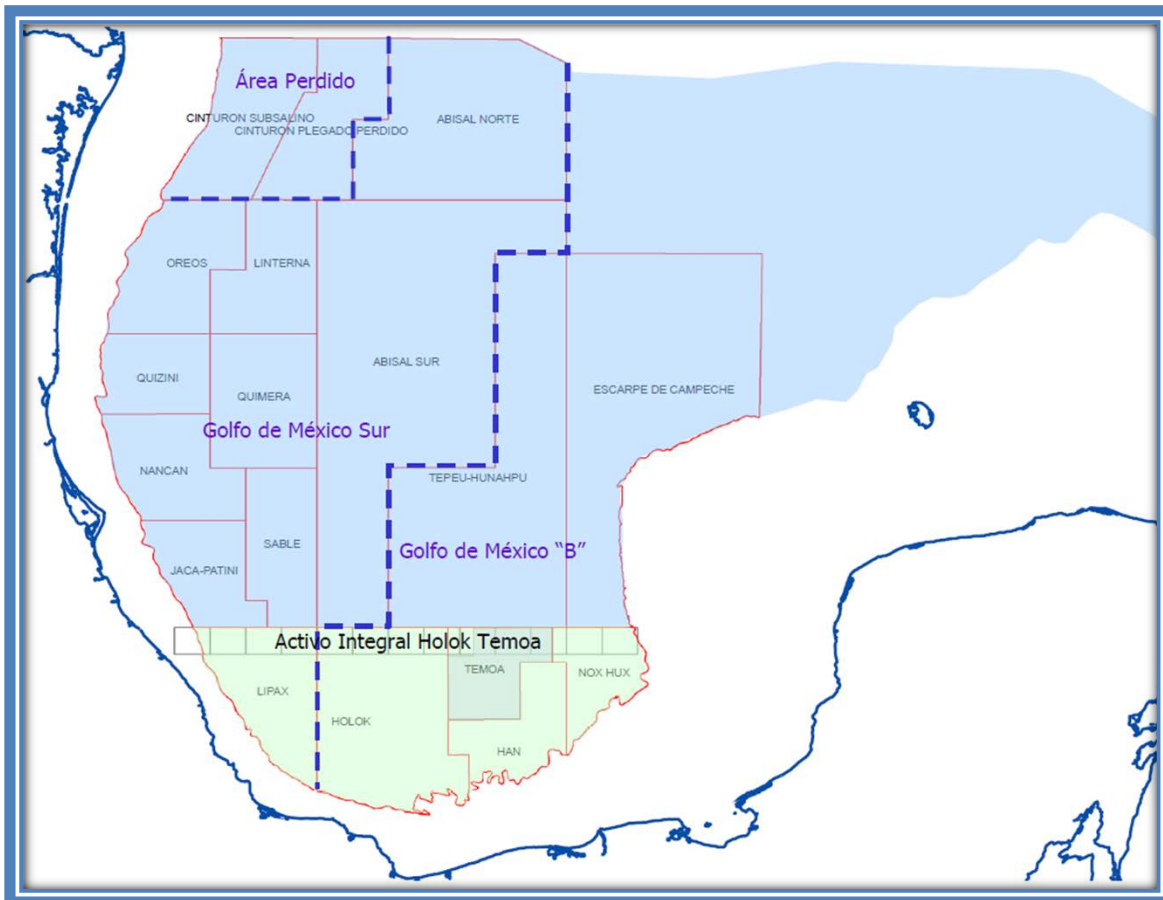


Figura IV.2 Provincias Petroleras del Golfo de México.

De estas provincias, Pemex Exploración y Producción ha enfocado sus esfuerzos primordialmente en seis, de las cuales, en tres se ha logrado probar

directamente la presencia de hidrocarburos en el subsuelo, a través de hechos y logros que se citan a continuación:

En el área que comprende el Cinturón Plegado de Catemaco y el sur de las Cordilleras Mexicanas se descubrió una provincia gasífera con recursos prospectivos en un rango de 5 a 15 billones de pies cúbicos de gas y una reserva 3P de 2.4 billones de pies cúbicos de gas. Dentro de esta área se encuentra el Campo Lakach con una reserva de 1.3 billones de pies cúbicos de gas. Recientemente se terminó el primer pozo delimitador en esta zona con resultados exitosos, los cuales permitirán reclasificar las reservas y dar certidumbre a su desarrollo. Dichas tareas se plantean realizar a través de una arquitectura submarina tipo "Tie-back" a 55 kilómetros de la costa a una profundidad de 1,200 [m] de tirante de agua, situando la planta de proceso en tierra con una capacidad inicial de 400 millones de pies cúbicos de gas por día.

En la Provincia Salina del Istmo, particularmente en el área Nox-Hux, se han descubierto yacimientos de aceite pesado y extrapesado, que representan la continuación hacia aguas profundas del trend productor del complejo Ku Maloob Zaap.

Por otro lado, de especial importancia se considera la Provincia Cinturón Plegado Pérdido, ya que si bien en las aguas territoriales mexicanas no se ha comprobado la existencia de yacimientos, esta es el área con más probabilidad en México por ser la continuación de los descubrimientos de Aceite ligero de los Estados Unidos de Norteamérica. En ella se tiene programado iniciar la perforación del pozo Maximino-1 a principios del año 2012, en un tirante de agua de 2,933 [m],

lo cual marcaría el reto tecnológico en perforación y terminación sobre todo en el caso de ser exitoso.

Con la finalidad de acelerar la evaluación del potencial petrolero en el Golfo de México profundo con enfoque en la búsqueda de yacimientos de aceite, se realizaron esfuerzos con el fin de actualizar los estudios de modelado geológico-geoquímico que fortalecerán la cartera de localizaciones exploratorias, para ello se ha adquirido en promedio 15 a 20 mil [km²] anuales de sísmica 3D, que incluyen tecnología de grabación sísmica de azimut amplio en zonas de oportunidades subsalinas, así como datos de gravimetría y magnetometría. Para ese efecto se contrató un barco sísmico por un período de 5 años, a fin de dar mayor certidumbre a las localizaciones exploratorias y en los lugares en que las condiciones geológicas lo permiten, se aplicaran métodos electromagnéticos e interpretación cuantitativa.

De igual manera, está en ejecución con importantes avances, la perforación y terminación de pozos exploratorios, para lo que se tienen contratados cuatro equipos de perforación.

IV.3 Viabilidad de aplicar el BEC

El Bombeo Electrocentrífugo como sistema artificial de producción ha sido utilizado por Pemex en aplicaciones terrestres desde hace 15 años, sin embargo, no se ha obtenido el éxito deseado, debido a la falta de experiencia para desarrollar la aplicación (Figura IV.3). Por esta razón en México el BEC es considerado poco confiable a diferencia de otros países, quienes han probado su alta eficiencia y rentabilidad.

Recientemente Pemex Exploración y Producción (PEP), implementó el proyecto de Bombeo Electrocentrífugo (BEC), que tiene como finalidad garantizar la producción de los yacimientos Ek, Balam, Takin, Maloob Zaap y Ayatsil localizados entre 80 y 130 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. Dicho proyecto ofrece una gran oportunidad para que Pemex adquiera experiencia acerca de esta aplicación.

La situación actual de México no contempla el uso del sistema BEC para la explotación de campos en aguas profundas del Golfo de México, ya que aún se encuentra en la etapa de exploración. Por ello tal vez a mediano o a largo plazo se podría considerar el sistema BEC como una opción rentable.

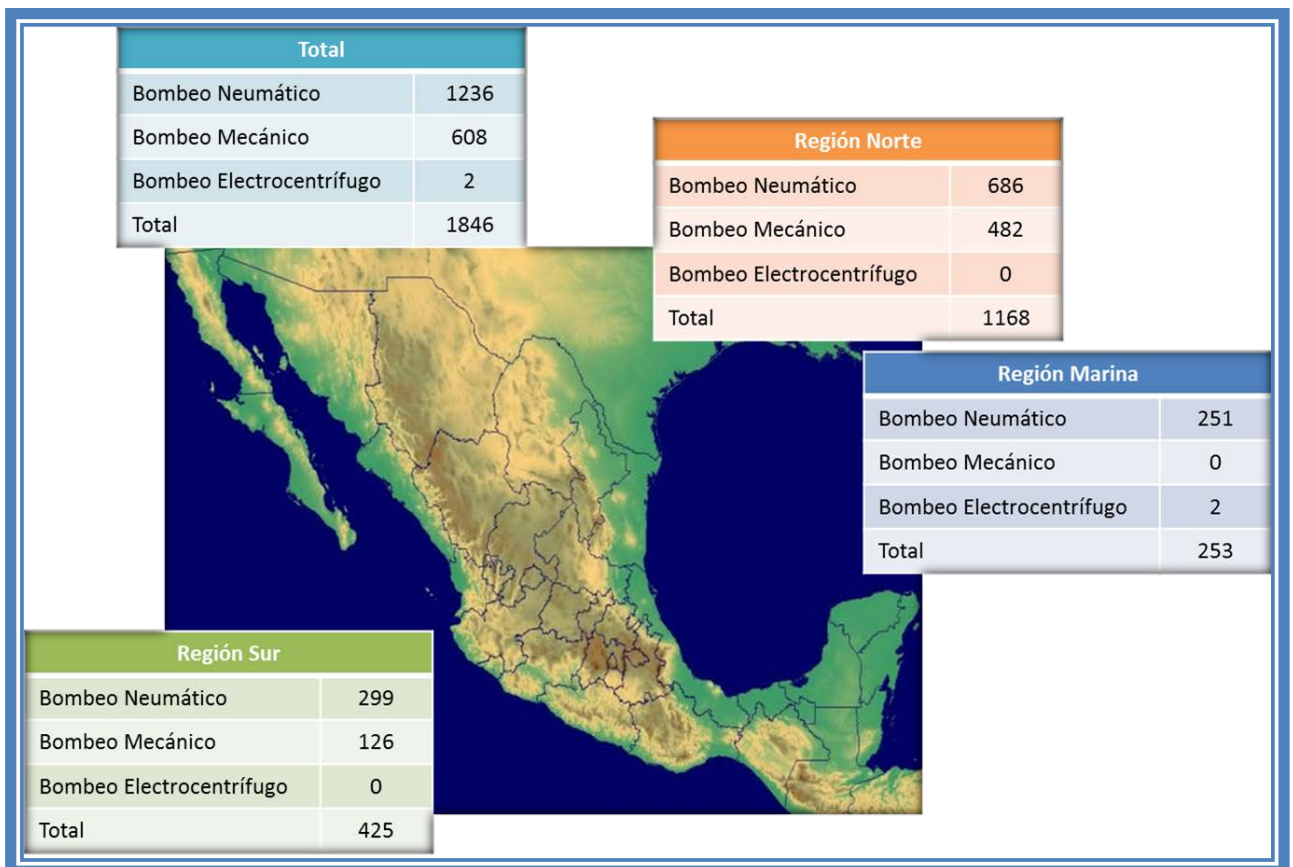


Figura IV.3 Sistemas Artificiales de Producción en México.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- De acuerdo a lo desarrollado en este trabajo, los objetivos planteados fueron cubiertos, dado que se abordó el tema de los sistemas del Bombeo Electrocentrífugo (BEC) en campos petroleros de aguas profundas a nivel mundial y sus perspectivas para campos de México, sin embargo la información existente es limitada sobre todo a lo que se refiere a la aplicación en el área profunda del Golfo de México.
- Implementar un sistema artificial de producción representa una tarea complicada, la cual debe ser precedida por una serie de estudios que garanticen la aplicabilidad de dichos sistemas.
- El conocimiento de las características particulares de pozo, permitirá que el Ingeniero de Producción pueda desarrollar un diseño adecuado del BEC.
- La calidad de los datos obtenidos en la toma de información para el diseño del BEC, impactará directamente el desempeño del sistema artificial de producción.
- A través de la experiencia obtenida en los últimos años, se ha comprobado que el BEC resulta rentable para aplicaciones de campos en aguas profundas como se muestra en los casos prácticos, a pesar de la considerable inversión que éste implica.
- El BEC puede ser adaptado para operar como medio de transporte de fluidos del lecho marino hacia la superficie

Recomendaciones

- En México, primero debe ser explorado el potencial del BEC en campos terrestres, con el objetivo de adquirir los conocimientos necesarios para la aplicación de este sistema artificial en campos nuevos y aguas profundas.
- Se deben realizar estudios detallados de la aplicabilidad del BEC en campos de aguas profundas del Golfo de México, ya que este sistema representa una buena alternativa para facilitar su extracción y su transportación hacia las plataformas de producción.
- En base a la información recabada en este trabajo se recomienda tomar en cuenta las consideraciones que se incluyen a continuación para el diseño del BEC en aguas profundas:
 - El motor no debe exceder la potencia establecida por el fabricante.
 - Respetar el amperaje límite del penetrador submarino.
 - Tuberías y BEC fabricados de acero al carbono para incrementar su resistencia en presencia de corrosivos (incluyendo la carcasa de la bomba).
 - Instalar un equipo de inyección de químicos a la par del BEC con el objetivo de inhibir la formación de incrustaciones.
 - Con respecto a la bomba, es indispensable que ésta trabaje bajo los rangos de operación establecidos por el fabricante, prolongando así la vida útil del equipo.

- De preferencia, la bomba electrocentrífuga debe ser colocada en posición vertical evitando posibles complicaciones durante la instalación.
- Mantener la presión de descarga por debajo del rango máximo de la línea de flujo submarino, con el fin de no exceder la presión de explosión del housing de la bomba.
- Los trabajos de producción en aguas profundas constantemente se tornan más complejos, por lo que se sugiere la implementación de equipos y sistemas más sofisticados que permitan cumplir los objetivos de producción esperada.
- El diseño del BEC en aguas profundas debe ser un proceso multi- disciplinario, ya que la logística para operaciones costa fuera es más complicada.

Referencias

1. "A report to MMS for Enhanced Recovery Study"/ Knowledge Reservoir.// Julio 2010.
2. "Exploración en aguas profundas del Golfo de México", Hoja informativa, agosto 2010.
3. Fabio Barbosa, Instituto de Investigaciones Económicas, Universidad Nacional Autónoma de México, "Situación actual de Pemex en las aguas profundas del Golfo de México", Vol. 5, No 015 (2008).
4. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=136&catid=11898>
5. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=8&catID=11300&contentID=17758>
6. Euphemio, M.L.L., Petrobras; Kuchpil, Cássio, Petrobras; Figueiredo, M.W., Petrobras, "SS: Subsea Processing - Subsea Processing and Boosting - Building Blocks for PETROBRAS Scenarios", Offshore Technology Conference, Mayo 2009.
7. Francisco Javier Landon Mojica, Levi Gamaliel Rodríguez Ramírez; Tesis "Sistemas Submarinos de Producción"; Escuela Superior De Ingeniería Y Arquitectura "Unidad Ticoman" del IPN, 2010.
8. Cesar Alcocer Alegria; Tesis "Bombeo Electrocentrífugo Sumergido"; Facultad de Ingeniería de la UNAM; 2000.
9. <http://www.pump-zone.com/topics/pumps/pumps/electric-submersible-pumps-oil-and-gas-industry>
10. http://www.ep-solutions.com/PDF/Papers/Electrical_Submersible_Pump.pdf

11. <http://www.oiljetpump.com/esp-electrical-submersible-pump.htm>
12. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=electric%20submersible%20pump>
13. Marcelino Gómez Vicente, Sindy Evelyn Moreno Colin; Tesis “Factibilidad Técnico-Económica de Sistemas Artificiales Híbridos”; Facultad de Ingeniería de la UNAM; 2008.
14. http://www.sealseastern.com/espanol/aflas_es.html
15. http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/esp_components/high_efficiency_motors.aspx
16. <http://www.rogtecmagazine.com/2009/05/esp-pumps-operators-options-for.html>
17. http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/gas_solutions/esp_gas_separator.aspx
18. <http://www.weatherford.com/Products/Production/ElectricSubmersiblePumping/IntakesandGasSeparators/>
19. <http://www.woodgroup-esp.com/products/Pages/GasSeparators.aspx>
20. <http://www.alkhorayefpetroleum.com/product1.html>
21. <http://www.cnpc.com.cn/cptdc/en/productservices/cysb/part4/>
22. Marcos Pellegrini Ribeiro, Giovani Colodette, Ignacio Martínez, Leandro Neves, “Subsea, downhole 1,200-hp ESP produces Jubarte well off Brazil”, Oil & Gas Journal. --Volumen 106.12, Marzo 2008. --pp. 43-47.
23. R. Rodrigues, R. Soares, J.S. de Matos, C.A.G. Pereira, and G.S. Ribeiro, Petrobras, “A New Approach for Subsea Boosting - Pumping Module on the Seabed”, Offshore Technology Conference, Mayo 2005.
24. 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”, Offshore Technology Conference, Mayo 2007.
25. Bento Daher Jr., Cezar Augusto Monteiro Siqueira, Ivan do Nascimento, Iubatan Antonino Pinto, Jackson Burjack Farias, and Roberto Adelar Bonora Vieira, Petrobras E&P, and Roberto de Oliveira Goulart, Petrobras R&D Center, “Jubarte Field—Development Strategy”, Offshore Technology Conference, Mayo 2007.
26. 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, “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Marzo 2008.
27. R.S. Paces, Amoco Production Co" and Liu DeFu, Nanhai East Oil Corp., “South China Sea Extended Well Testing Program: Implementation and Results”, Offshore Technology Conference, Mayo 1990.
28. A.R, Baillie, Amoco Production Co, Jing Hui Chen, Nanhai East Oil Corp., “Liuhua 11-1 Field of Technology Development: An Innovative Application of Technology”, Offshore Technology Conference, Mayo 1992.
29. Joseph H. Bryant, Jerry R. Methvin and Earl E. Dague, Amoco, Zhu Ming Cai and Wang Han Kun, China Offshore Oil Nanhai East Corporation, Jeff R. Brown, Kerr-McGee Corp., “Liuhua 11-1 Development – Field Development Overview”, Offshore Technology Conference, Mayo 1996.
30. James M. Rohloff, Douglas R. Bourne, Amoco Orient Petroleum Company, Yao Jun Shari, China Offshore Oil Nanhai East Corporation, James Reid, Lasalle Engineering, Donald H. Hay, Aker Omega Inc., “Liuhua

- 11-1 Development – Downhole Completion Program with Electric Submersible Pumps and Wet-Mateable Electrical Connectors”, Offshore Technology Conference, Mayo 1996.
31. David Sorrel, Aker Marine, Inc., John D. Green and Mark J. Florida, Amoco, Chen Ming, China Offshore Oil Nanhai East Corporation, John Sheridan, Clough Stena (Asia) Joint Venture, “Lihua 11-1 Development– Phase I Installation”, Offshore Technology Conference, Mayo 1996.
 32. “Subsea Production Assurance”, Schlumberger, Abril 2004.
 33. C.P. Peng, SPE, C.F. Bateman, SPE, J.M. Kaffenes, SPE, and J.L. Yanosik, SPE, Amoco Production Co., and Liu Huan-Min, Chinese Offshore Nanhai East Corp., “Extended Production Tests in the Lihua 11-1 Reservoir”, Society of Petroleum Engineering, Agosto 1994.
 34. Mark Horn TotalFinaElf Exploration UK plc, Frederic Coudeville TotalFinaElf Exploration UK plc, Eugene Bessalov Baker Hughes Centrilift, Howard Butcher Baker Hughes Centrilift, “Otter: The World’s Longest Subsea Tie-Back With Dual ESP”, Offshore Technology Conference, Mayo 2003.
 35. Profinet.J., Petit.G., Goyalon.D, Total E& P, Horn, M., Furgier,J-N., Coudeville, F., Total E&P UK plc, “OTTER North Sea Subsea Field Development: Sand Control Strategy and Implementation”, Society of Petroleum Engineers, Febrero 2004.
 36. Ian Tribe, Schlumberger Drilling & Measurements; Gordon Holm, Stuart Harker, Christian Longis, Keith Milne, Simon Stromberg, Total E&P UK plc; Rita Greiss, Kate Webb, Schlumberger Drilling & Measurements, “Optimized Horizontal Well Placement in the Otter Field, North Sea using

New Formation Imaging While Drilling Technology”, Society of Petroleum Engineers, Septiembre 2003.

37. Stair, Craig D., Shell Deepwater Development Inc., “Artificial Lift Design for the Deepwater Gulf of México”, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30 September 1998.
38. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=159>
39. <http://content.yudu.com/A1rjyk/Autumn2006/resources/36.htm>

Índice de Figuras

Figura I.1	Bomba Electrocentrífuga (BEC)	15
Figura I.2	Clasificación de Bombas	22
Figura I.3	Proyectos de Bombeo Submarino, tiempos de vida	23
Figura I.4	Capacidades históricas y probadas de las bombas	25
Figura I.5	Definición de Aguas Profundas para PEMEX	32
Figura II.1	Descripción General del Sistema BEC	40
Figura II.2	Motor Eléctrico BEC	42
Figura II.3	Protector	43
Figura II.4	Tipos de Protectores	44
Figura II.5	Separador de Gas	46
Figura II.6	Separador Vórtex y Manejador Avanzado de Gas (AGH)	47
Figura II.7	Separador Vórtex	48
Figura II.8	Componentes de la Bomba Electrocentrífuga (BEC)	49
Figura II.9	Corte transversal de la Bomba Electrocentrífuga (BEC)	50
Figura II.10	Sensores de Presión y Temperatura	52
Figura II.11	Componentes del cable del BEC	53
Figura II.12	Cable plano y redondo	54
Figura II.13	Mufa (Pothead)	55
Figura II.14	Guía y centralizadores	56
Figura II.15	Caja de unión	57
Figura II.16	Tablero de control	59
Figura II.17	Amperímetro	60
Figura II.18	Transformador	61
Figura II.19	Variador de frecuencia	62

Figura II.20	Válvula de drene	63
Figura II.21	Válvula de contrapresión	63
Figura III.1	Campo Jubarte	70
Figura III.2	Producción vs Datos Simulados	72
Figura III.3	Distribución de los pozos de Jubarte	75
Figura III.4	Esquema planeado para el sistema de producción definitivo	76
Figura III.5	Distribución del campo Jubarte	78
Figura III.6	Umbilical especial para el BEC	79
Figura III.7	Diagrama del FPSO de Jubarte	80
Figura III.8	Estado Mecánico del pozo JUB-06	81
Figura III.9	Sistema BEC de alta potencia (1200 hp) y alta confiabilidad	82
Figura III.10	BEC encapsulado	84
Figura III.11	Sistema de inyección de químicos	86
Figura III.12	Cable de Potencia con capilar integrado	89
Figura III.13	Curva de funcionamiento del BEC	93
Figura III.14	Planeación de actividades del campo Liuhua	95
Figura III.15	Campo Liuhua	96
Figura III.16	Cima de carbonatos Zhujiang del campo Liuhua	99
Figura III.17	Prueba de pozo mostrando trayectoria horizontal, vertical y desviado	100
Figura III.18	Historia de producción de los 3 pozos	101
Figura III.19	Visión general del desarrollo del campo Liuhua	103
Figura III.20	Perfil de producción	104
Figura III.21	FPS Nanhai Tiao Zhany FPSO Nanhai Sheng Li	106

Figura III.22	Esquema del pozo	109
Figura III.23	Esquema del ensamble BEC	115
Figura III.24	Campo Otter	118
Figura III.25	Localización del campo Otter	119
Figura III.26	Planeación de perforación del pozo del yacimiento Brent	122
Figura III.27	Plataforma Eider	124
Figura III.28	Distribución de equipos submarinos del campo Otter	125
Figura III.29	Plataforma Transocean John Shaw	126
Figura III.30	Plataformas usadas para la explotación del campo Otter	127
Figura III.31	Terminación del pozo con BEC dual	134
Figura III.32	Representación general del ensamble BEC dual	139
Figura III.33	Variaciones en el diseño del BEC	155
Figura III.34	Curva de gradiente para un BEC	157
Figura III.35	Metodología de selección del BEC en aguas profundas	160
Figura IV.1	Pozos de PEMEX para aguas profundas del Golfo de México	166
Figura IV.2	Provincias petroleras del Golfo de México	169
Figura IV.3	Sistemas Artificiales de Producción en México	172

Índice de Tablas

Tabla I.1	Resumen de la aplicación del BEC	20
Tabla I.2	Capacidades históricas y probadas de las bombas	24
Tabla II.1	Capacidades históricas del BEC	38
Tabla III.1	Características del aceite	73
Tabla III.2	Análisis cromatográfico del gas	74
Tabla III.3	Propiedades del agua de formación	74
Tabla III.4	Planeación del desarrollo del campo Jubarte	77
Tabla III.5	Pruebas de depósito de inorgánicos	91
Tabla III.6	Propiedades del fluido y yacimiento del campo Liuhua	97
Tabla III.7	Condiciones de tifones y monzones del campo Liuhua	98
Tabla III.8	Especificaciones eléctricas del conector	111
Tabla III.9	Resumen comparativo de los casos prácticos	163
Tabla IV.1	Relación de pozos perforados en aguas profundas del Golfo de México por PEMEX	167

