



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA
EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
PRODUCCIÓN

*SISTEMA BEC DUAL: UNA ALTERNATIVA PARA LA EXPLOTACIÓN DE
CAMPOS DE ACEITE PESADO*

TESIS
PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ILSE KARELI MORENO BRAVO

DIRECTOR DE TESIS:
M.I. SAÚL BAUTISTA FRAGOSO
INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

CIUDAD UNIVERSITARIA. Cd. Mx. ENERO 2019

Dedicatoria

A mis madres Aida Pimentel Rodríguez y Marisela Bravo Pimentel porque gracias a ellas el día de hoy pude alcanzar una de mis metas y lo más importante soy la persona que en estos momentos me he convertido, por eso y todo lo que me han dado las amo con todo mi corazón.

A mi hermana Brianda Bravo y a mis familiares por todo el apoyo brindado a lo largo de este trayecto y de mi vida, los quiero mucho y me encanta pasar tiempo y momentos maravillosos a su lado.

A María Portillo por todos sus consejos y palabras de aliento que independientemente del momento que esté pasando me impulsan a seguir adelante con mayor pasión y entrega. Doy gracias a la vida y a Dios por permitirnos cruzarnos en este mundo y por la amistad tan fuerte que hemos creado.

A mis amigos por estar en el lugar y momento adecuado y por todas las alegrías que hemos pasado juntos.

Agradecimientos

Al M.I. Saúl Bautista Fragoso por brindarme su amistad, por su gran apoyo y guía para llevar a cabo con éxito este trabajo.

A mis sinodales el M.I. Horacio Ortega Benavides, el M.I. Jaime Larios González, el M.C. David Escobedo Zenil y al Dr. Néstor Martínez Romero por sus comentarios y aportaciones que ayudaron al enriquecimiento de este trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater, que con orgullo me ha formado profesionalmente, siempre estaré agradecida por la formación brindada.

Justificación

En la actualidad los yacimientos que se encuentran en explotación están declinando, por lo que la producción de aceite ligero y fácil de extraer llegó a su pico desde hace aproximadamente 10 años, debido a lo anterior la explotación de yacimientos de aceite pesado resulta fundamental para cubrir la demanda mundial de los siguientes años, estos yacimientos son difíciles de explotar así que el uso de sistemas artificiales de producción son una herramienta muy útil para la explotación de dichos campos.

Objetivos

Proponer una solución alternativa al problema que enfrenta la explotación de pozos de aceite pesado con un sistema artificial de producción dual, con la finalidad de incrementar la rentabilidad del yacimiento.

Establecer una metodología sobre el diagnóstico de falla del cable y/o equipo de bombeo electrocentrífugo (BEC o BEC DUAL), que coadyuve a incrementar la vida útil de los equipos instalados en tiempos futuros.

Resultados esperados

Que la solución propuesta resulte factible para la explotación de yacimientos de aceite pesado y de esta manera mejorar la rentabilidad de la explotación al incrementar la producción, reduciendo los costos y los problemas operativos significativamente.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	2
AGRADECIMIENTOS.....	3
JUSTIFICACIÓN	4
OBJETIVOS.....	4
RESULTADOS ESPERADOS	5
INTRODUCCIÓN.....	9
CAPÍTULO I. REVISIÓN DE LA LITERATURA	10
BREVE HISTORIA DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	10
BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO EN MÉXICO.....	12
ANTECEDENTES SOBRE LA EXPLOTACIÓN DE CAMPOS DE ACEITE PESADO CON SISTEMAS BEC DUAL	13
<i>Campo H en la Cuenca de Muglad, Sudán</i>	13
<i>Campo Erdpress, Viena</i>	15
<i>Campo Otter, Mar del Norte</i>	22
CAPÍTULO II. ANÁLISIS DE FALLAS EN EL EQUIPO BEC.....	27
ESTADÍSTICAS DE LOS BEC EN MÉXICO	27
<i>Principales Causas de Fallas en el Equipo BEC.</i>	27
<i>Vida Útil Promedio de los Equipos BEC</i>	28
FALLAS DURANTE LA OPERACIÓN DEL EQUIPO BEC	30
<i>Problemas con el Cable de Potencia, Cable de Extensión del Motor, Empalmes y Penetradores.</i>	31
<i>Inyección Química a Través de la TP para Trabajos de Limpieza</i>	34
<i>Inyección de Químicos a Través de la TR</i>	34
<i>Tiempo de Vida Útil del Equipo</i>	35
<i>Problemas con la Bomba Electrosumergible</i>	36
PROCEDIMIENTO DE DIAGNÓSTICOS DE FALLA.....	37
CAPÍTULO III. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA BEC DUAL	40
EQUIPO SUBSUPERFICIAL	40
<i>Camisa</i>	40
<i>Motores del BEC</i>	41
<i>Separador de Gas</i>	42
<i>Protector</i>	43
<i>Cable de Potencia</i>	44
<i>Bomba Sumergible BEC</i>	45
<i>Sensor de Fondo</i>	47
<i>Mufa</i>	48
<i>Guía o Centralizador</i>	48
EQUIPO SUPERFICIAL	49
<i>Transformador Primario</i>	49

<i>Transformador Secundario</i>	49
<i>Switchboard/Tablero de Control</i>	50
<i>Variador de Frecuencia (VSD)</i>	50
<i>Caja de Venteo</i>	51
TIPOS DE CONFIGURACIONES DEL BEC DUAL	51
<i>Configuración Mezclada en el Fondo del Pozo</i>	51
<i>Configuración de Tubería Paralela</i>	52
<i>Configuración de Tubería Concéntrica</i>	53
CAPÍTULO IV. DISEÑO DE UN SISTEMA BEC DUAL	55
CAPÍTULO V. CASO DE ESTUDIO	67
CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO SELECCIONADO	67
<i>Localización</i>	67
<i>Geología Estructural</i>	68
<i>Estratigrafía</i>	68
<i>Trampa</i>	68
<i>Roca Almacén</i>	69
<i>Roca Generadora</i>	69
<i>Sello</i>	69
<i>Yacimiento</i>	70
CONDICIONES DEL POZO A	70
ANÁLISIS DEL CAMPO X	73
SELECCIÓN DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	74
<i>Análisis Cualitativo</i>	75
<i>Análisis Cuantitativo</i>	79
SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN SELECCIONADO	82
BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO DUAL	83
DISEÑO DEL SISTEMA BEC DUAL	83
CAPÍTULO VI. EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS	88
ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES	90
<i>Variación de la Frecuencia de la Bomba</i>	91
<i>Variación el Corte de Agua</i>	91
<i>Variación de la Presión Estática</i>	93
CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
RECOMENDACIONES	94
CONCLUSIONES	95
NOMENCLATURA	97
LISTA DE FIGURAS	99
LISTA DE TABLAS	101
BIBLIOGRAFÍA	102
ANEXO A “LOS NUEVE PASOS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA BEC”	104

**ANEXO B “DISEÑO DEL SISTEMA BEC DUAL CON EL SOFTWARE ESPECIALIZADO
SUBPUMP” 111**

Introducción

Cuando un pozo deja de fluir naturalmente o el gasto de producción es demasiado bajo para ser económicamente rentable, es ahí cuando se requieren los Sistemas Artificiales de Producción (SAP), el bombeo electrosumergible (BEC) es uno de los sistemas artificiales disponible. El BEC incrementa la presión del fluido producido, lo que permite un aumento en la extracción del pozo y proporciona la energía adicional requerida para que los fluidos del yacimiento fluyan a la superficie. La instalación típica del BEC emplea una bomba única de etapas múltiples impulsada por un motor eléctrico. Hoy en día es técnicamente posible emplear más de un conjunto de bomba/motor en la sarta de tubería, es decir, la instalación de un BEC Dual donde la segunda bomba puede aumentar la capacidad de bombeo y actúa como respaldo para mejorar la confiabilidad del sistema. Una bomba de respaldo independiente estaría justificada si se esperaran fallas frecuentes en el BEC, ya que permitirían el período más largo de producción ininterrumpida del yacimiento.

En este trabajo se analizará el sistema BEC Dual como una alternativa para producir aceite pesado en pozos profundos, se describirá el proceso de desarme de una bomba, así como las fallas más comunes que se presentan en este sistema.

Se muestran las diferentes configuraciones que pueden existir para la implementación de este sistema y se propone una metodología de diseño, la cual está basada en documentos de la literatura así como en la experiencia propia del tutor de esta tesis.

Por último se analiza un caso de estudio real en donde se puede apreciar el uso del sistema BEC Dual, así como las partes que lo componen.

En México no se tiene gran historial con el uso de este sistema, puede considerarse pionero en este tema, pero ya dio el paso más importante que es empezar, ahora lo que sigue es profundizar y volverse experto en estas cuestiones para proponer posibles soluciones a los problemas que hoy en día se enfrenta la industria petrolera.

Capítulo I. Revisión de la Literatura

Breve Historia del Bombeo Electrosumergible

El bombeo electrosumergible (BEC) fue inventado y desarrollado por el ruso Armais Arutunoff a finales de la década de 1910. En 1911, Arutunoff comenzó con la compañía REDA, Russian Electrical Dynamo of Arutunoff por sus siglas en inglés, y desarrolló el primer motor eléctrico que podría operar de manera sumergido en un pozo petrolero. Para adquirir fondos para el desarrollo de sus ideas, el ruso emigró a Alemania en 1919 y en 1923 se estableció en los Estados Unidos, la patente estadounidense que recibió de la bomba electrosumergible se emitió en 1926 y cubría las principales características del nuevo sistema artificial de producción.

La primera instalación de un equipo BEC se ejecutó con éxito en el campo El Dorado en Kansas en 1926. Arutunoff se fue a Bartlesville, Oklahoma en 1928 y fundó Bart Manufacturing Co., que más tarde en 1930 se reorganizó como REDA Pump Co.

Las primeras unidades BEC fueron impulsadas por motores trifásicos de inducción eléctrica de dos polos de 5 3/8" o 7 1/4" de diámetro externo. El motor más grande era de aproximadamente 20 ft de largo y desarrolló una potencia de 105 HP, encima del motor se puso una unidad de sellado que tenía como función principal evitar la entrada de fluidos del pozo al motor. En la parte superior de la unidad de sellado se colocó una bomba centrífuga multietapas, la cual levantó los fluidos del pozo hasta la superficie. La electricidad se le suministra al motor desde la superficie mediante un cable especial de tres conductos. En la actualidad, estos son los componentes principales de las instalaciones de bombeo electrosumergible. Después de más de 80 años de operación, la compañía establecida por Arutunoff sigue siendo uno de los principales proveedores de estos equipos en la industria petrolera mundial.

A lo largo de su historia, los equipos BEC han experimentado una mejora continua. A principios de la década de 1950 se produjo el primer avance cuando las unidades de sellado con sellos mecánicos en sus ejes aumentaron de forma sustancial la vida útil del BEC, ya que brindaban una protección mucho mejor contra la entrada de

fluidos del pozo hacia el motor. Otra mejora se presentó a principios de los años setenta cuando se introdujo el primer separador rotativo de gas y el siguiente momento revolucionario llegó en 1977 cuando se instaló la primera unidad electrosumergible con variador de velocidad (VSD).¹

El primer éxito a gran escala para las instalaciones BEC se produjo a fines de la década de 1920 cuando el campo de la ciudad de Oklahoma se convirtió del bombeo mecánico al bombeo electrosumergible. Las unidades electrosumergibles podrían levantar volúmenes de aceite de hasta 1,000 bpd, una cantidad 2-3 veces mayor que las producían unidades de bombeo mecánico. Las primeras aplicaciones también mostraron sus ventajas en las operaciones de inyección de agua, donde el incremento de los gastos de líquido podría aumentar considerablemente la producción de aceite.

Hoy en día, las aplicaciones principales incluyen operaciones de inyección de agua en tierra, producción costa afuera, y todos los demás casos donde hay electricidad disponible y se requieren producir grandes volúmenes de líquido. El rango usual de gastos de líquido, en el rango de profundidad de instalación típico de 1,000 a 10,000 pies, es entre 20,000 y 200 bpd, disminuyendo fuertemente con la profundidad del pozo, ver la Fig. 1. La profundidad extrema y los límites del gasto de líquido de las unidades BEC actuales son de aproximadamente 15,000 pies y 30,000 bpd, respectivamente. Un estudio realizado en Houston, Texas en el año de 2004 reportó un gasto sostenido de líquido de 31,800 bpd desde instalaciones que utilizan motores tándem de 2,000 HP en pozos con tubería de producción 5 1/2" y 9 5/8" en tuberías de revestimiento.

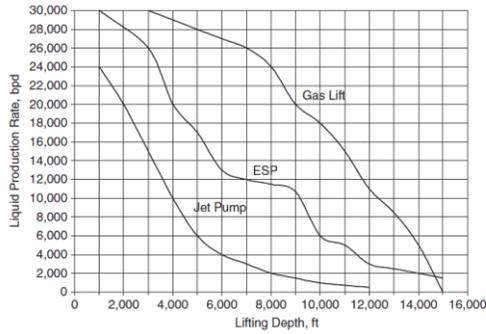


Figura 1. Gastos máximos de producción de líquido vs profundidad de levantamiento para diversos SAP (Takacs, 2009).

Las aplicaciones especiales fuera de la industria del petróleo, como la producción de pozos de suministro de agua, pueden alcanzar gastos de líquido mucho mayores; un importante fabricante ofrece bombas sumergibles con capacidad de producción máxima de 64,000 bpd.

Bombeo Electrocentrífugo en México

Las primeras pruebas del sistema BEC en México se dieron en la década de los 60's, 70's y 80's en el distrito de Poza Rica Veracruz, aunque no se alcanzaron los resultados esperados. Es prácticamente en pozos ubicados en los estados de Campeche y Tabasco donde se ha aplicado este sistema. En Campeche se tiene el pozo con uno de los mayores tiempos de vida a nivel mundial con dicho sistema, que es de aproximadamente de 8 años.

En el año de 1960 en la Región Norte se inició la instalación del primer sistema BEC en PEMEX, la instalación estuvo a cargo de la compañía REDA en el pozo Poza Rica 78. En 1961 se instaló otro sistema BEC en el pozo Poza Rica 81, este pozo en promedio operó 69 días.

En la década de los 70's en la misma región se instalaron 121 equipos en 23 pozos, de los cuales la compañía REDA instaló 114 equipos. La instalación de los equipos comenzó en 1972 en el pozo Poza Rica 77. De 1980 a 1983 se instalaron 22 equipos electrocentrífugos sumergibles.²

En la Región Sur el 1 de julio de 1995 se inició un programa para la instalación, puesta en marcha y monitoreo de los equipos BEC. En esta región se instalaron 20

de estos equipos, los pozos candidatos para la instalación de dichos equipos fueron seleccionados de los Activos Bellota Jujo y Samaria Luna. Se instalaron 18 equipos en 10 pozos, el primer equipo se instaló en el pozo Yagual 101, un equipo más se instaló en el pozo Mora 41 y otro más en Jujo 26. En el año de 1996 se instalaron 10 equipos en 5 pozos. En 1997 se instalaron 3 equipos más en los pozos Yagual 101 y Cunduacán 17 y en 1998 se realizó una instalación más en el pozo Ceiba 1.

Con la participación de 28 empresas nacionales e internacionales de países como Arabia Saudita, Rusia y Estados Unidos, Pemex presentó el proyecto de Bombeo Electrocentrífugo, con el cual se busca garantizar la producción de los yacimientos Ek, Balam, Takin, Maloob Zaap y Ayatsil, localizados en la Sonda de Campeche, en el Golfo de México.

El proyecto tuvo como objetivo garantizar el diseño, instalación, operación asistida y mantenimiento del sistema BEC para el aseguramiento del flujo de los crudos pesados de dichos yacimientos.

El sistema BEC se ha utilizado desde hace más de 15 años en yacimientos de aceite de 27 °API y más de 5 años en pozos productores de aceite de 13 °API.³

Por las características del crudo producido en los pozos exploratorios, se realizaron evaluaciones de potencial con el sistema BEC y se concluyó que este es el sistema artificial de producción más eficaz para explorar los yacimientos del cretácico pesado y extra pesado.

El proyecto tuvo un plazo de ejecución de 5 años con una inversión de mil millones de dólares y se realizó a través de una licitación pública internacional.

Antecedentes Sobre la Explotación de Campos de Aceite Pesado con Sistemas BEC Dual

Campo H en la Cuenca de Muglad, Sudán

El Campo H está ubicado en el bloque 2A en Sudán y es operado por Greater Nile Petroleum Operating Company (GNPOC). Produce desde la cuenca de Muglad, que

contiene la mayoría de las reservas probadas de petróleo de Sudán. El Campo H tiene varios pozos que se producen de una mezcla de múltiples yacimientos con diferentes regímenes de presión. La mayoría de los pozos penetran en las capas B-1 y B-3.

El pozo A-06 se perforó y se completó con una TR de 9 5/8" en el estrato B-1 y se comisionó con bombeo de cavidades progresivas (PCP) en 1999, después de que se reajustó con BEC en 2000. En 2004, se agregó una nueva zona, B-3 a la terminación matriz. En 2008, el estrato B-3 se aisló nuevamente ya que la producción combinada de ambas zonas no fue posible debido a la diferencia de presiones entre las dos zonas. La producción de aceite diferido de la zona aislada de B-3 fue de 250 bopd. Esta situación obliga a buscar una solución que ofrezca una separación total de la producción de cada estrato.⁴

En la búsqueda de una solución al problema, se exploró la aplicación del BEC Dual. La tecnología del BEC Dual se puede usar para separar la producción de dos zonas del pozo donde la producción mezclada no es posible.

El BEC Dual se inició en diciembre de 2010. En la tabla 1 se muestra el rendimiento de producción del pozo A-06 con dicho sistema, logró un aumento del 44% en la producción total del aceite mediante la segregación de la producción de esas zonas, erradicó el problema del flujo cruzado y permitió que cada zona se produzca en todo su potencial. Además, el rendimiento del pozo se optimizó para beneficiarse de una reducción del 15.5% de agua producida en comparación con la producción de la mezcla anterior con BEC simple.

Tabla 1. Rendimiento de la Producción del Pozo A-06 (Tajeldin, 2013).

Estrato	BEC Simple			BEC Dual		
	Aceite	Agua	Corte de Agua	Aceite	Agua	Corte de Agua
B1	300 bpd	6000 bpd	95.2%	320 bpd	1980 bpd	86.1%
B3				112bpd	3088 bpd	96.5%

El pozo A-06 fue la primera instalación de BEC dual en Sudán y se instaló para mitigar el problema del flujo cruzado, demostrando resultados exitosos y logrando

los objetivos. La instalación de este sistema en el pozo A-06 demostró la efectividad de la tecnología en pozos con un tamaño de TR de 9 5/8”.

Campo Erdpress, Viena

El campo Erdpress se encuentra en la cuenca austriaca de Viena, aproximadamente a 22 millas al noreste de Viena. Fue descubierto en 2003 por el pozo de exploración Erdpress 1. Durante la fase de evaluación, se perforaron dos pozos. De acuerdo con la evaluación petrofísica, se detectaron 37 horizontes portadores de hidrocarburos. Como se observa en la Fig. 2, el campo se caracteriza por yacimientos multiapilados a lo largo de la falla principal de Steinberg. Teniendo en cuenta todos los horizontes, el área de carga de hidrocarburos en el campo es de aproximadamente 865 acres y varía desde una profundidad de -1,968 pies TVDSS a -7,874 pies TVDSS.

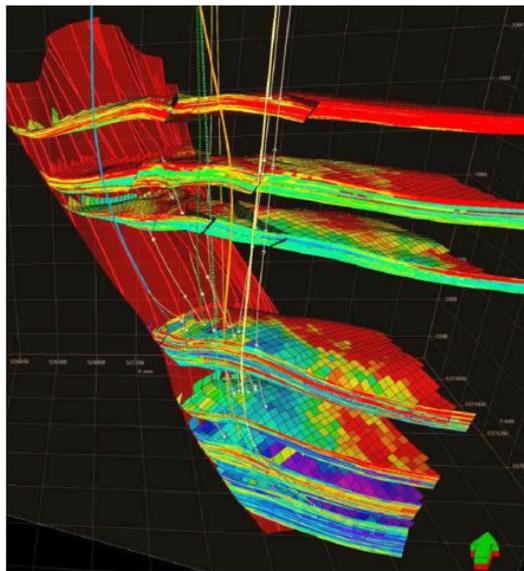


Figura 2. Campo Erdpress

Pozos candidatos Erdpress 6 y 13

El pozo Erdpress 6 fue perforado en 2005 con 9,515 pies de metros desarrollados (MD). Fue planeado como un pozo de aceleración de producción y encontró sus objetivos en la producción de aceite y gas. El pozo se perforó en un yacimiento de arenisca inferior a 9,297 pies de MD y se completó con un bombeo mecánico.⁵

Para la producción combinada se identificó un yacimiento a 8,905 pies MD. En la tabla 2 se muestran las propiedades del yacimiento de los dos horizontes.

Tabla 2. Propiedades del Yacimiento Erdpress 6 (Geier, 2016).

Erdpress 6	Horizonte Superior	Horizonte Inferior	Unidades
Presión	2840	2960	Psi
Porosidad	20	17	%
Permeabilidad absoluta	300-2000	100-500	mD
Saturación del agua	20	35	%
Espesor	49	23	ftTVD

El pozo Erdpress 13 fue perforado en 2011 con 7,390 pies de MD. El pozo encontró varios yacimientos de petróleo y gas, se tomó la decisión de perforar un yacimiento de arenisca a 7,245 ft MD. Este pozo también se completó inicialmente con un bombeo mecánico.

Para la producción combinada, se seleccionó el yacimiento menos profundo a 6,455 ft de MD. La Tabla 3 muestra las propiedades básicas del yacimiento de los horizontes de interés.

Tabla 3. Propiedades del Yacimiento Erdpress 13 (Geier, 2016).

Erdpress 13	Horizonte Superior	Horizonte Inferior	Unidades
Presión	25200	2840	Psi
Porosidad	20	20	%
Permeabilidad absoluta	600-1000	770	mD
Saturación del agua	50	30	%
Espesor	35	20	ftTVD

Comportamiento de la producción del Erdpress 6

La historia de producción de los dos horizontes saturados indicó un comportamiento de producción desigual. Mientras que el más profundo mostró un menor corte de agua (WC) a largo plazo, el superior se produjo con una mayor relación gas-aceite (RGA), índice de productividad (IP) y WC.

En el caso de cierre, se calculó un flujo cruzado con un gasto de 160 BFPD desde el horizonte superior al inferior. En condiciones de flujo, el horizonte inferior se restringió con 280 BFPD, que es el gasto objetivo deseado en función del comportamiento del yacimiento (por ejemplo, sumergimiento de la bomba, producción de arena). Como resultado, se necesitaría un gasto bruto de 1,000 BFPD fuera del horizonte superior para evitar el flujo cruzado. Este gasto sería demasiado alto para evitar el riesgo de un avance acuático temprano y problemas de arenamiento. Por lo tanto, la decisión fue clara, que la producción combinada solo puede funcionar con una separación entre estos dos yacimientos.

En el caso de una aplicación BEC dual, los gastos se pueden ajustar individualmente para un gasto óptimo.

Comportamiento de la producción del Erdpress 13

Se hicieron los mismos cálculos para el segundo pozo candidato Erdpress 13. Aquí se calculó un flujo cruzado de 45 BFPD en condiciones de cierre. Los gastos individuales en el caso de la producción combinada serían moderados con 190 BFPD para el inferior y fijo 280 BFPD para el horizonte superior.

Debido a que la productividad del horizonte superior vista en la prueba fue menor a la esperada inicialmente, la economía no justificó los mayores costos de una instalación BEC dual. En cambio, se propuso que Erdpress 13 se completara con un sistema de bombeo mecánico ya existente y sin separación entre los yacimientos.

Según la información recopilada, Erdpress 6 fue seleccionado para el proyecto piloto del BEC dual. El proceso de diseño del BEC se inició en estrecha cooperación con el proveedor de dicho sistema.

Inicialmente, la simulación dinámica de la producción mezclada era muy compleja ya que no se podían lograr condiciones de flujo estables. La interferencia de los dos flujos restringió el correcto funcionamiento de las bombas. Después de iteraciones que consumen mucho tiempo con varias configuraciones BEC, se determinó el diseño final.

Diseño del Sistema BEC Dual en el Campo Erdpress 6

La idea fundamental del diseño Dual es que los dos horizontes están separados por un empacador permanente. Los líquidos se bombean individualmente mediante dos BEC's y se mezclan justo encima de los BEC's en la sarta de la tubería (Fig. 3).

El fluido del horizonte inferior ingresa a la tubería y llega a la bomba inferior. La bomba inferior se coloca justo encima del liner de 7 pulgadas en la TR de 9 5/8" para garantizar suficiente espacio en el espacio anular. El fluido se impulsa, sale de la cápsula en la tubería de bypass de 2 7/8" y llega a la herramienta Y.

El fluido del horizonte superior pasa la cápsula en el espacio anular y entra a la cubierta de 5.5" de la bomba superior a través de un crossover inferior perforado. Esta cubierta es necesaria para estabilizar mecánicamente la bomba superior a la tubería de bypass y su salida conduce directamente a la herramienta Y.

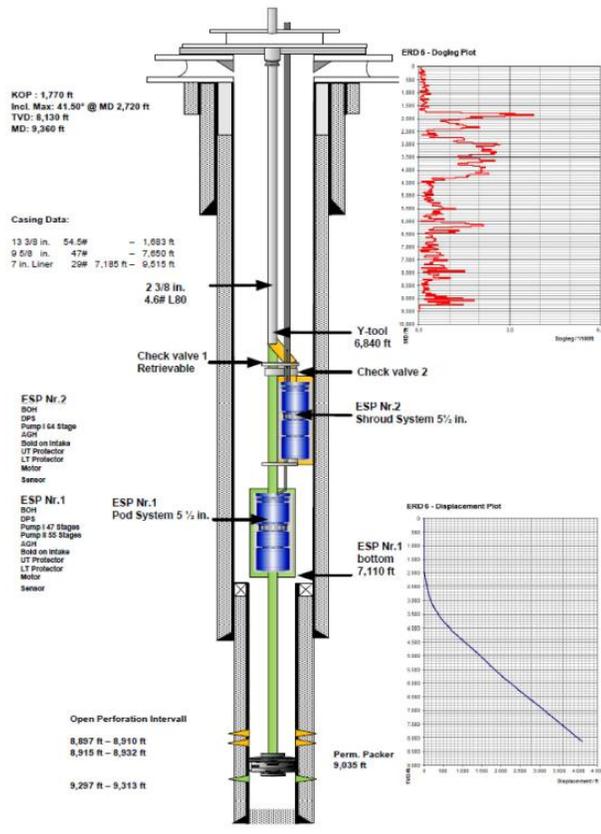


Figura 3. Sistema ESP dual del pozo Erdpress 6 (Geier, 2016).

La herramienta Y incluye dos válvulas de retención para cada sarta para evitar el flujo cruzado y permitir las operaciones de una sola bomba.

Justo encima de la herramienta Y, ambas corrientes de fluido se mezclan y se producen en la tubería de 2 3/8" a la superficie.

Los gastos objetivos individuales se establecieron en 280 BFPD para cada yacimiento. En consecuencia, se seleccionaron dos bombas de compresión similares con impulsores de flujo mixto, que cubren un amplio rango operativo recomendado de 250 - 1,400 BFPD a 50 Hz.

Debido al IP más bajo y la profundidad de ajuste de la bomba más profunda, la bomba inferior consta de más etapas que la superior, de modo que cada uno de ellos puede producir fluido a la superficie cuando el otro está encerrado.

Como la ventilación del gas asociado en el espacio anular no es posible para ambas bombas, se utilizaron manejadores avanzados de gas para que no excedan el 15% de gas libre permitido en la entrada.

Ambas bombas están equipadas con sensores para la medición continua de presión, temperatura y vibración para facilitar los cálculos de asignación necesarios y habilitar las configuraciones de alarma.

Finalmente, se instaló una tubería de producción L80 de 2 3/8", con conexiones superiores. Para conectar los dos cables planos a la tubería, se fabricaron abrazaderas de acoplamiento cruzado personalizadas.

Puesta en marcha

Los primeros intentos de encender las bombas por separado no tuvieron éxito. Debido al fluido WO, ambas bombas consumen mucha más energía que la potencia permitida de la placa del motor y, en consecuencia, los VSD se apagan automáticamente. Después de unos pocos procedimientos de puesta en marcha con cambio de rotación, la solución se encontró en un límite de amperaje de arranque más alto para los primeros segundos.

Pruebas de producción separadas

Se realizaron pruebas de producción separadas para producir de nuevo las pérdidas de fluido de WO y recoger muestras puras de los fluidos del yacimiento. Además, se controlaron las presiones y las velocidades de ambas bombas con un separador móvil durante los primeros ajustes de frecuencia.

Ya durante este tiempo de prueba inicial se confirmaron las diferencias significativas entre los horizontes. Además, el comportamiento de producción de ambos horizontes varió significativamente en comparación con el anterior al WO. Se supone que el fluido WO tuvo un impacto muy negativo en el WC del horizonte inferior ya que aumentó de 50% a 82% aproximadamente.

Sin embargo, la bomba inferior estaba funcionando de una manera muy estable con presiones y gastos constantes durante las pruebas. Sus parámetros de bombeo se tomaron como base para los cálculos posteriores.

Por el contrario, el horizonte superior mostró un fuerte cambio de WC y presiones de la bomba ondulada debido al comportamiento de la lechada de gas asociado. La afluencia del horizonte superior fue lo suficientemente buena como para mostrar apenas diferencias en la presión de entrada de la bomba al aumentar el gasto de producción.

La frecuencia fue cambiada para monitorear la sensibilidad de la bomba y cumplir con el gasto objetivo de la ingeniería del yacimiento.

El WC y el IP del horizonte superior no se estabilizaron incluso después de semanas y se encontró que la presión de descarga era fuertemente dependiente de la parte fluctuante del gas asociado. Por lo tanto, las pruebas de producción separadas se detuvieron y ambos parámetros del horizonte superior solo pudieron determinarse de manera imprecisa.

Durante las pruebas también se monitorearon los datos del sensor de cierre de la bomba respectiva, en comparación con los datos estimados del yacimiento y podrían usarse para pruebas de acumulación en un momento posterior.

Pruebas de producción combinadas

Después de probar las bombas por separado, las pruebas de producción combinadas se ejecutaron durante varias semanas. Las frecuencias de inicio se eligieron de acuerdo con los gastos de producción correspondientes durante las pruebas de bomba individuales. Sin embargo, el primer gasto de fluido mezclado excedió los gastos deseados en más del 25% y ambas bombas tuvieron que ser reprimidas. La fuerte influencia de las suspensiones de gas en los gastos de producción de la bomba superior ya se habían observado en las pruebas de bombas separadas. Ese comportamiento también ocurrió en las pruebas de producción combinadas.

Para identificar las frecuencias correspondientes para el gasto objetivo de cada bomba, se debe calcular la participación de producción de cada flujo. Se aplicaron diferentes tipos de métodos de asignación.

Optimización de producción

Se realizaron pequeños cambios de frecuencia para analizar la sensibilidad de las bombas. Resultó que la bomba inferior estaba impedida para fluir por la contrapresión generada por la superior y, por lo tanto, requería una frecuencia más alta. Por otro lado, la bomba superior parecía aumentar al mezclarse y necesitaba menos frecuencia con la misma velocidad. Además, se encontró que cada cambio de frecuencia para la bomba superior debía duplicarse para la bomba inferior.

Campo Otter, Mar del Norte

El campo Otter se encuentra en el área norte del Mar del Norte en el borde del área Viking Graben (ver Fig. 4). El campo es operado por Total E&P UK plc en nombre de los socios de la empresa conjunta Dana Petroleum (E&P) Ltd., Esso E&P UK Ltd., y Shell UK Ltd.

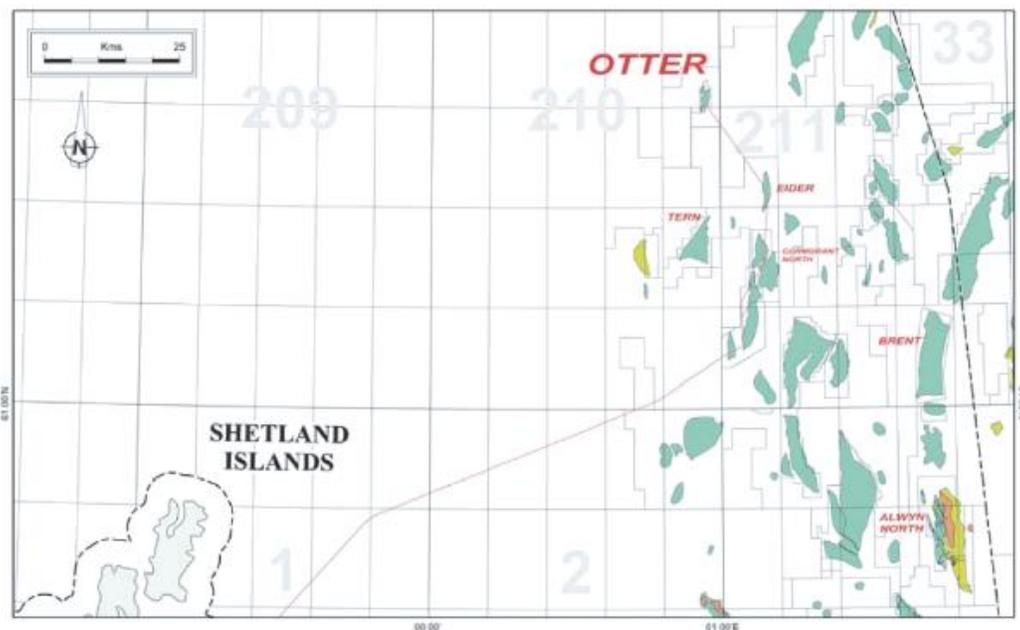


Figura 4. Localización del Campo Otter (Horn, 2004)

El campo fue descubierto en 1978 por Phillips Petroleum; sin embargo, no se desarrolló hasta 2002 debido al tamaño limitado del descubrimiento y los desafíos técnicos. La operación del campo fue adquirida por Fina Exploration en 1997, y se renovó el interés en desarrollar el campo. Para demostrar las reservas y la capacidad de entrega, se perforó y se probó un pozo de exploración (210 / 15a-5) en 1998. Los resultados de este pozo fueron alentadores y se lanzó un estudio de investigación de desarrollo. Un pozo de estudio adicional se perforó en el 2000 para confirmar una extensión del campo hacia el norte antes de ejecutar el proyecto de desarrollo.⁶

Las reservas de hidrocarburos en el campo Otter se encuentran en compartimentos con fallas de la secuencia Brent del Jurásico Medio, con el yacimiento superior a aproximadamente 2000 m por debajo del nivel del mar. El yacimiento tiene buena porosidad y excelente permeabilidad, con pozos horizontales capaces de producir en el rango de 15 a 20,000 BPD. El fluido del yacimiento estaba bajosaturado en las condiciones iniciales, con una RGA de 450 ft³/bbl, y contiene niveles bajos (<0.3mol%) de dióxido de carbono y trazas de sulfuro de hidrógeno. El yacimiento tenía una presión inicial de 62 bares más que el punto de burbujeo. Los pozos fluyen durante la etapa de producción inicial pero requieren sistemas artificiales una vez que aumenta el corte de agua o se produce una disminución de la presión.

La estrategia de desarrollo consiste en tres pozos de producción, cada uno equipado con BEC Dual, y dos pozos de inyección de agua para proporcionar soporte a la presión.

Diseño del pozo de producción

Todos los pozos de producción se perforaron desde la plantilla/manifold combinado con una sección horizontal en la sección del yacimiento.

TR de producción. Una TR de producción de 10 ¾" se seleccionó para proporcionar espacio suficiente para la bomba combinada y los conjuntos de bypass y la herramienta Y.

La TR de 10 ¾" se ejecutó en un agujero de 13 ½". El control direccional en esta fase fue crítico porque se requirió una sección inclinada libre de pata de perro de al menos 150 m de longitud para la instalación del motor y los conjuntos de bomba para minimizar el esfuerzo en estos componentes giratorios. El ángulo en la sección inclinada se limitó a 55° para garantizar que los tapones de aislamiento se puedan correr y tirar con una línea de acero, según sea necesario. La TR de producción se instaló en la parte superior del yacimiento Brent para evitar problemas de estabilidad de lutita al perforar la sección horizontal en el yacimiento con un fluido de perforación de baja densidad. La Inclinación en la zapata en la tubería de 10 ¾" estaba en el orden de 85° para minimizar el trabajo direccional requerido en el yacimiento.

Intervalo de producción. La sección del yacimiento fue perforada en un agujero de 8 ½" y completada con una tubería ranurada de 5 ½". La tubería fue diseñada para ser utilizada en configuraciones independientes o con grava, con el método de control de arena seleccionado una vez que se había perforado la sección y la litología encontrada claramente identificada. Debido a la colocación correcta de la sección, no se requirió ningún paquete de grava en ninguno de los tres pozos de producción perforados.

Diseño de terminación

La terminación se dividió en dos secciones, inferior y superior. La terminación inferior permite el aislamiento del agujero superior desde la sección del yacimiento en agujero descubierto, evitando la necesidad de matar la sección horizontal en caso de reparaciones. También agrega una barrera sobre el yacimiento descubierto mientras que se completa la terminación superior, que contiene el empacador y los conjuntos del BEC dual.

Tubería de producción. Una TP de 5 ½" de diámetro exterior, 20 lbm/ft, 13 Cr, 80 ksi se seleccionó sobre el empacador. Debajo del empacador, se usó una combinación de TP de 4 ½" con una TP de 3 ½" de OD, 9.2 lbm/pies, 13% de Cr,

para el bypass. Todas las TP's eran de calidad Premium, con sellos de metal a metal.

Sistemas BEC's

El ensamblaje del BEC seleccionado permite la producción entre 4,500 y 22,000 BPD para el rango de cortes de agua e IP y está diseñado para operar a una frecuencia variable de entre 40 y 70 Hz. El uso de diferentes frecuencias y configuraciones de estrangulador introduce dos variables, lo que permite una mayor flexibilidad para los gastos de producción. En la Fig. 5 se muestra la configuración del sistema BEC que se seleccionó para cada uno de los pozos de producción.

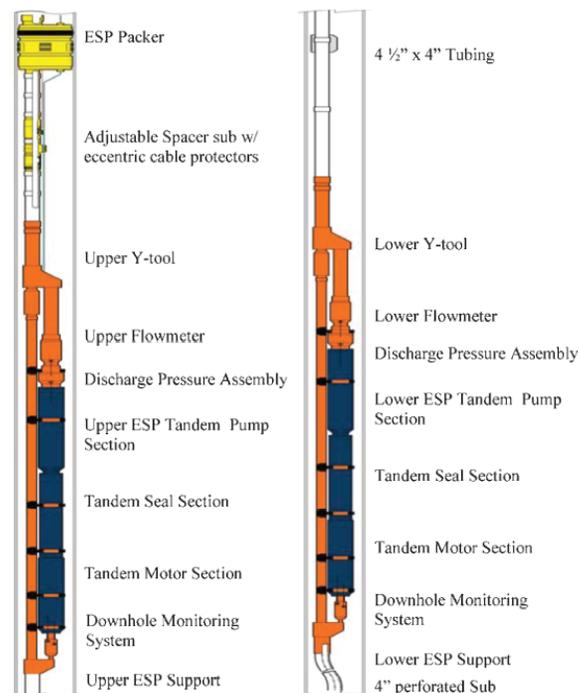


Figura 5. Ensamblaje General del BEC (Horn, 2004)

BEC Inferior. Se opera primero para minimizar el riesgo de que los sólidos se asienten en el área inferior de la herramienta Y. Las velocidades más altas de los fluidos en la herramienta Y superior deben minimizar la acumulación de sólidos durante la producción con el BEC inferior.

BEC Superior. El sistema superior es similar al inferior; sin embargo, la sección de la bomba se modificó para tener 68 etapas en dos alojamientos separados. El aumento en el número de etapas es para acomodar la probabilidad de un mayor requerimiento de presión a la salida de la bomba mientras el corte de agua aumenta más adelante en la vida del campo, mientras se mantienen los niveles requeridos de producción de fluidos.

Desempeño del BEC

En agosto de 2003, se inició el primer BEC para equilibrar la extracción del yacimiento. Las bombas en los pozos segundo y tercero se iniciaron en ese mismo año pero meses después para optimizar aún más la producción. Con este sistema operando en los tres pozos, la producción del campo excedió los 32,000 BPD.

A fines de 2003, el proyecto tenía un total acumulado de 7 meses de operación exitosa de la bomba, con el sistema primario de bombeo funcionando en todos los pozos. Los sistemas secundarios de bombeo funcionaban todos, como lo demuestran las ejecuciones de funcionamiento regulares para evitar daños causados por el modo de espera prolongado.

El proyecto Otter ha demostrado que el uso de un BEC en un proyecto submarino de pozos múltiples es técnicamente factible a una distancia de 21 km desde la plataforma que recibe el hidrocarburo. Al aplicar tecnología probada y realizar un riguroso programa de pruebas para comprobar la idoneidad del equipo, el proyecto demostró que incluso en un desarrollo marginal, los BEC son un sistema de levantamiento artificial rentable.

Capítulo II. Análisis de Fallas en el Equipo BEC

Estadísticas de los BEC en México

Principales Causas de Fallas en el Equipo BEC.

En México, la falta de información de los equipos BEC's es un aspecto que influye de manera significativa al momento de evaluar las fallas en dichos equipos. Del año de 1960 a 2006 se cuenta con información de que se han instalado un total de 245 equipos BEC's y sólo se tiene información suficiente de 91 BEC's, es decir, de un 37.1% de los equipos totales, del resto solo se sabe que dejaron de funcionar.

De los 91 equipos de bombeo electrosumergible que se tienen registros, las fallas se clasificaron en 6 categorías:

- a) Fallas tipo eléctricas, éstas se deben al bajo amperaje, a equipos aterrizados o a una sobre corriente en el sistema, en el sensor y el variador de corriente. A este tipo de falla le corresponde un 25.3%.
- b) Fallas por problemas con las bombas, atascamiento, obturamientos debajo de ellas, cavitación y desacoplamiento de la flecha. Este tipo de falla se dio en un 25.3%
- c) Fallas del motor e intentos de arranque. Estas fallas representan el 20.9%.
- d) Fallas debido al sistema yacimiento-pozo, pueden ocurrir por la mala y escasa información del yacimiento, por problemas mecánicos del pozo y por los tratamientos a los que fue sometida la formación productora. Representan el 16.4%
- e) Fallas con el cable, el empalme carrete-carrete y problemas en la mufa causaron el 11% de las fallas.
- f) Fallas por los desperfectos en el separador de gas representan el 1.1%

En la Fig. 6 se puede observar de manera esquemática las fallas causadas al sistema BEC por sus diferentes elementos, así como la frecuencia con la que ocurrieron.⁷

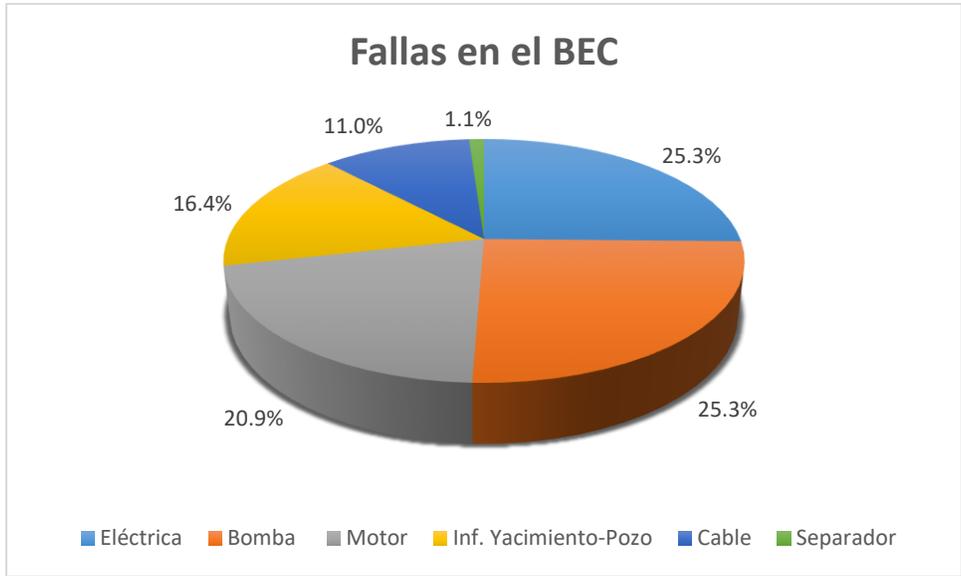


Figura 6. Causas de Falla en los Equipos BEC (Bautista, 2007)

Vida Útil Promedio de los Equipos BEC

El promedio de la vida útil de los equipos BEC instalados en las distintas regiones de Pemex Exploración y Producción (PEP) se hizo con base a los tiempos efectivos de operación de los equipos que contaban con dicha información.

En el periodo de 1960 a 2006 en las cuatro regiones de PEP se ha trabajado con cinco compañías: REDA, Centrilift, Kobe, ODI y Daqing Petroleum Bureau.

En la Región Norte en el ciclo de 1960 a 2000 se instalaron 158 equipos BEC, de los cuales se tiene información suficiente de 116 equipos, de estos 103 operaron aproximadamente medio año, 12 operaron entre 6 meses y 1 año, un equipo funcionó entre 1 y 1.5 años, tal como se muestra en la Fig. 7.

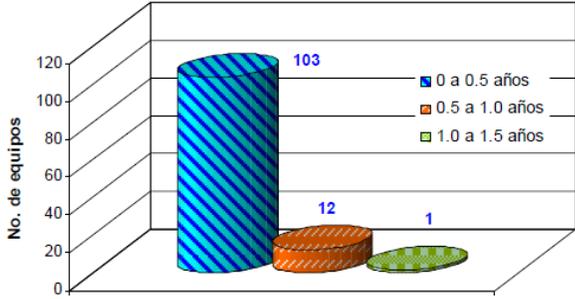


Figura 7. Vida Útil de los Equipos BEC en la Región Norte (Bautista, 2007)

En la región Sur en la época de 1995 a 1998 se instalaron 18 equipos BEC, de los cuales de 17 se tiene información de sus periodos de operación. De estos equipos 10 funcionaron como máximo 2 meses, 4 operaron entre 2 y 4 meses, 1 trabajó de 4 a 6 meses, 1 operó de 12 a 14 meses y 1 funcionó de 14 a 16 meses, en la Fig. 8 se puede observar y comparar los periodos de operación de los diferentes equipos BEC instalados en esta región.

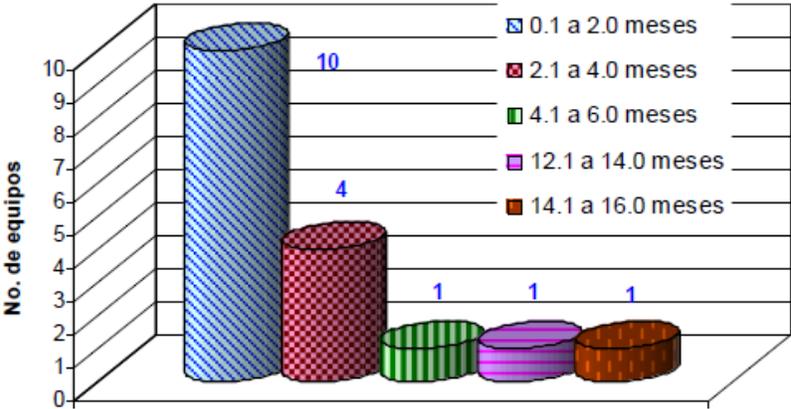


Figura 8. Vida Útil de los Equipos BEC en la Región Sur (Bautista, 2007)

En la Región Marina Suroeste en el año 2005 se instalaron 3 equipos BEC, de los cuales 2 equipos funcionaron entre 4 y 6 meses y el otro equipo operó de 2 a 4 meses, tal como se muestra en la figura 9.

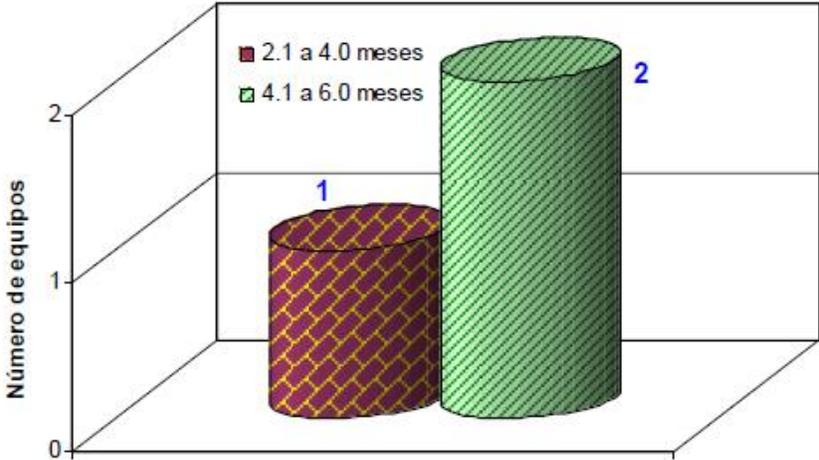


Figura 9. Vida Útil de los Equipos BEC en la Región Marina Suroeste (Bautista, 2007)

En la Región Marina Noreste se instalaron 65 equipos BEC, de los cuales 6 equipos se instalaron en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap en el año de 1992 a 2006, 1 trabajó 1 mes, 1 más operó entre 1 y 2 meses, 1 más funcionó entre 2 y 3 meses, 2 equipos operaron de 3 a 4 meses y 1 equipo más operó de 5 a 6 meses; 1 equipo se instaló en el pozo Cantarell 1082 en el año 1996-1997 y operó entre 7 y 8 meses; 58 equipos BEC se instalaron en los campos Ek y Balam en la época de 1995 a 2006, 22 trabajaron menos de 6 meses, 7 operaron entre 6 meses y 1 año, 10 funcionaron entre 1 y 1.5 años, 5 equipos de 1.5 a 2 años, 2 equipos de 2 a 2.5 años, 1 equipo operó de 6.5 a 7 años y uno más funcionó aproximadamente 8.5 años, en la Fig. 10 se muestra la vida operativa de los diferentes equipos BEC instalados en esta Región.

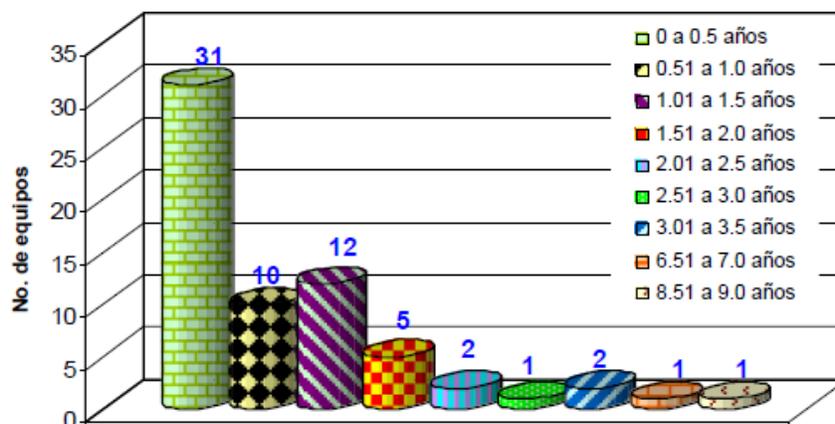


Figura 10. Vida Útil promedio de los Equipos BEC Instalados en la Región Marina Noreste (Bautista, 2007)

Fallas Durante la Operación del Equipo BEC

Durante la operación del equipo pueden ocurrir diversos problemas que pueden impactar negativamente en la rentabilidad del proyecto, si estos problemas no se identifican y se toman las medidas preventivas pertinentes a tiempo el equipo puede presentar fallas prematuras y ocasionar pérdidas significativas y en algunos casos la cancelación del proyecto.

Todos los diseños de los equipos BEC están orientados a que trabajen durante la operación de manera óptima, sin importar el tipo de material que se esté utilizando, la optimización de componentes, etc., pero existen situaciones o condiciones inesperadas durante la operación tales como:

- Incremento de la RGA
- Incremento del corte de agua
- Producción de sólidos
- Caída brusca de la presión estática del yacimiento
- Problemas de producción menor a la que se esperaba
- Problemas de corrosión
- Problemas de deposición de asfaltenos, parafinas, etc.

A continuación se detallan los diferentes problemas que ocurren durante una operación del equipo BEC.

Problemas con el Cable de Potencia, Cable de Extensión del Motor, Empalmes y Penetradores

Sistemas Eléctricos con Cortocircuito

Algunos factores que causan cortocircuito son:

- Operar el equipo con paros continuos por sobrecarga, debido a la presencia de sólidos o atascamientos.
- Operar el equipo con cables que están golpeados, estos golpes los pueden adquirir al momento de introducir el equipo BEC.
- Operar el equipo con muy alto consumo de corriente, superando el amperaje nominal de los penetradores.
- Conexiones inadecuadas en los empalmes o cuando se instalan los penetradores. Si no hay una buena conexión de los nicopress, lo que ocurre es que cuando el equipo BEC entra en operación, en esa zona mal conectada y apretada se está generando un arco y se genera un incremento de temperatura, ocasionando recalentamiento y produciendo los cortocircuitos.

Sistemas Eléctricos con Excesivo Desbalance de Corriente

Los desbalances se deben a varios factores:

- Tipo de cable que se usa en la terminación del pozo y la profundidad a la que se instala. El cable que genera menos desbalance es el tipo redondo por su geometría helicoidal.
- Conexión eléctrica defectuosa.
- Condiciones de humedad en el momento de hacer conexiones o hacer empalmes.

Sistema Eléctrico Operando con una Fase a Tierra

Cuando se presenta este problema de una fase a tierra se denomina single phase.

Algunas causas que lo provocan son:

- Conexiones inadecuadas.
- Excesivos desbalances.
- Presencia de emulsiones.
- Cables golpeados.

Excesivo número de arranques

Este problema es muy común ya que cuando se para un pozo se procede a arrancarlo repetidamente, sin tomar en cuenta las consecuencias que pueden ocurrir en el equipo de fondo, en el cable de potencia, el cable de extensión, los penetradores, las conexiones en el motor, los altos torques, etc.⁸

En la parte eléctrica se debe de considerar que el sistema eléctrico tiene rangos máximos permisibles de corriente y voltaje y es justamente en los arranques donde se obtienen corrientes puntuales máximas y si éstas se repiten pueden ocasionar daño en cualquier punto de dicho sistema, el problema se vuelve crítico cuando no se han realizado ajustes apropiados en los parámetros de control y de protección en el variador de frecuencia.

El máximo número de arranques en un pozo es de tres, si después de estos intentos el equipo no logra arrancar se debe de realizar un análisis minucioso e integral del sistema entre todas las áreas técnicas involucradas en la operación con el fin de establecer alternativas finales de arranque. Otro punto a considerar es que cuando no arranca el equipo se debe de dejar un tiempo de espera de 20 a 30 minutos antes de ejecutar el siguiente intento, este tiempo se puede aprovechar para hacer algunos análisis del por qué no arrancó y qué variables se deben de modificar.

Interrupciones Eléctricas

Uno de los problemas que más afecta a la rentabilidad del proyecto es la producción diferida, la cual se puede presentar cuando ocurren interrupciones eléctricas en el equipo BEC.

Algunas consecuencias que se pueden presentar cuando se presentan interrupciones eléctricas en un pozo BEC en operación son:

- Pérdida paulatina del aceite dieléctrico en el protector durante las paradas, debido a la contracción y expansión térmica del fluido, el volumen desplazado es reemplazado por un volumen igual de fluido, si el volumen que reemplaza es agua por motivo de densidad se va acumulando en la parte inferior de las cámaras del protector hasta que logra migrar hacia el motor provocando problemas eléctricos y reduciendo la vida útil del equipo.
- Las interrupciones eléctricas en pozos productores de arena son muy graves, porque la arena tiende a precipitarse sobre las etapas de la bomba, lo que ocasiona problemas de arranque, atascamiento y rotura del eje.
- Cuando se vuelve a arrancar el equipo y no se realizaron los procedimientos adecuados, en muchas ocasiones el sistema eléctrico se ha ido a tierra provocando que el equipo BEC no vuelva a arrancar.

Durante las interrupciones eléctricas y el restablecimiento de los pozos BEC en operación es muy importante revisar y analizar las condiciones hidráulicas que tuvieron antes de la interrupción, los ajustes de parámetros de control y de protección que tenía el variador de frecuencia, los parámetros del equipo de

transformación y los parámetros del equipo de generación. Hacer un exhaustivo análisis de todos estos parámetros facilitará el arranque normal de los pozos.

Inyección Química a Través de la TP para Trabajos de Limpieza

Durante una operación se pueden presentar diferentes problemas, uno de ellos es el taponamiento que puede ser causado por presencia de asfaltenos y parafinas.

Para resolver estos problemas se puede recurrir a la inyección de diésel, arominas y ácidos a través de la TP con la finalidad de limpiar la bomba o destaponar los impulsores. La concentración de los ácidos como el clorhídrico (HCL) y el sulfúrico (HF) deben de ser bien formuladas para evitar afectaciones a los componentes internos del equipo BEC, principalmente en el elastómero. También se debe tener en cuenta el tiempo de deposición que se deben dejar los ácidos en la bomba cuando el equipo está parado, este tiempo va a depender de la concentración que se utilice en el HCL y HF.

Se recomienda que este tipo de trabajo se realice con una tubería flexible y que el equipo esté operando.

Inyección de Químicos a Través de la TR

La inyección de diferentes tipos de químicos a través de la TR se usa para el control de la corrosión, el control de incrustaciones, para mejorar el API y para destaponar los impulsores de la bomba.

Algunas clases de químicos que se usan son:

- Inyección de inhibidores de corrosión. Se utiliza para prevenir la corrosión en el equipo BEC cuando éste no se instaló de acero inoxidable y el corte de agua del pozo apareció y se incrementó.
- Inyección de inhibidores de incrustaciones. Se usan con la finalidad de reducir la deposición de incrustaciones sobre los motores BEC, ya que estas deposiciones provocan que el motor no se enfríe de manera adecuada.

- Inyección de diluyentes. Se utiliza cuando el crudo es muy pesado y se quiere incrementar su API.
- Inyección de diésel, arominas o ácidos. Se lleva a cabo cuando los impulsores se han taponado por parafinas, asfaltenos o arenas.

Hay que tener en cuenta que la inyección de químicos, en especial los ácidos pueden afectar la armadura del cable, el material de aislamiento del cable, las cintas que protegen a los empalmes, etc., para ello hay que tomar en cuenta la formulación de estos productos para que no dañen al equipo o desde el diseño del pozo se deben considerar medidas preventivas en caso de utilizar alguna inyección de químicos.

Tiempo de Vida Útil del Equipo

No es lo mismo operar un equipo BEC con un largo tiempo de vida operando, por ejemplo 2 años, a operar un equipo que lleve meses operando, por ejemplo 2 meses de operación, para ello es necesario tener en cuenta cómo cambian las condiciones eléctricas del sistema debido a la reducción en su capacidad de aislamiento, a la invasión de fluidos externos del pozo, al desgaste natural, entre otros factores.

En estos casos de equipos con largo tiempo de vida útil es necesario optimizar todos sus parámetros de control y operación con la finalidad de prolongar la vida útil del equipo BEC.

Es muy importante correlacionar todos los parámetros del sistema subsuperficial y superficial, porque en algunos casos se puede estar arreglando o mejorando un parámetro pero se puede estar descontrolando otro y este parámetro es el que puede ocasionar la falla prematura.

Problemas con la Bomba Electrosumergible

Bomba con Eje Roto o Atascado

El eje de la bomba se puede romper por la alta torsión que se presente durante la operación o el arranque, esto se debe a los diferentes tipos de atascamiento a los que está expuesta la bomba, algunas causas de este problema son:

- Atascamiento del eje debido a la precipitación de sólidos sobre los impulsores de la bomba.
- Atascamiento del eje por la precipitación de asfaltenos o parafinas.
- Atascamiento del eje por la presencia de partículas metálicas en los difusores, impulsores y el eje de la bomba. Esto ocurre cuando la bomba está desgastada y los efectos de severo empuje descendente y ascendente producen fricciones metálicas entre etapa y etapa provocando pequeñas partículas metálicas.
- Atascamiento durante el arranque, ya que el equipo se posiciona directamente en empuje ascendente y no llega a rotar.

Bomba Desgastada

Toda bomba que se diseña para una operación tiene un volumen de fluido determinado a levantar, este volumen se puede monitorear con la curva de comportamiento de la bomba.

Después de cierto tiempo de operación de la bomba, esta sufre un desgaste natural y depende en gran medida de la forma en cómo se diseñó así como de las condiciones del yacimiento.

El diagnóstico de una bomba desgastada se puede observar en la disminución de la producción del pozo, en el incremento del nivel de fluido, en el incremento en la presión de succión, en la reducción de amperios en la carta amperimétrica, así como en las constantes paradas por sobrecarga.

Algunas alternativas para tratar de retardar el desgaste de la bomba es operar a una frecuencia moderada y minimizar los paros para realizar mantenimiento al equipo de superficie.

Bomba Trabajando en Zona de Severo Empuje Descendente

Una bomba trabajando en esta zona significa que ya no trabaja en la zona de trabajo óptimo y en la curva de comportamiento, el punto de comportamiento se ubica a la izquierda de la zona de trabajo óptimo.

El diagnóstico de esta operación se puede observar en la disminución de la producción, en la disminución de la presión en la TP, en el aumento del nivel del fluido, en la reducción de la carga sobre el motor y en las fluctuaciones de sobrecarga que se presenten en las cartas amperimétricas.

Un equipo puede estar trabajando en la zona de empuje descendente por diferentes factores, como son:

- Bomba sobredimensionada. Sucede cuando se instala una bomba de mayor capacidad que la productividad del pozo.
- Caída abrupta de la presión del yacimiento.
- Bomba con largo tiempo de vida útil y producto del desgaste natural.

Procedimiento de Diagnósticos de Falla

1. Realizar el desarme (teardown) en presencia del personal designado por la compañía.
 - 1.1 Verificar que todo el personal haga uso de su equipo de seguridad.
 - 1.2 Corroborar que el personal conozca los planes de respuesta a emergencias.
 - 1.3 Comunicar a todo el personal las actividades de riesgo que se pudieran presentar al maniobrar con los equipos retirados del pozo.
2. Trasladar los equipos BEC hasta el taller de la compañía que lo fabrica.

3. Desarmar y realizar pruebas de los equipos BEC, en los talleres de las compañías deben disponer de todos los equipos y herramientas requeridas para esta actividad.
4. Realizar el registro del número de serie de cada equipo, esto permitirá llevar un control de la vida de operación del equipo y comparar la curva de desempeño obtenida en la inspección con la curva inicial del equipo (curva de origen).
5. Realizar en los talleres una inspección visual (condición de carcasas, sólidos observados, daños por corrosión y abrasión).
6. Verificar giro, juego axial y radial del eje de la bomba.
 - 6.1 Comprobar giro suave y corroborar que el juego axial y radial del eje esté dentro de tolerancia. De ser así, llevar la bomba a un banco de lavado y pasar al banco de prueba donde se le realizará prueba de vibración, curva de desempeño y comparar con la curva característica inicial de la bomba.
 - 6.2 Verificar bomba trabada (sin giro), desarmar y observar las condiciones de las etapas (desgastes ascendente y descendente, sólidos en las etapas, corrosión, abrasión, incrustaciones), condiciones de ejes (desgaste, ruptura) y condiciones de la carcasa.
7. Desarmar los sellos o protectores, verificando el estado de los componentes internos (condición del aceite, condición de los sellos mecánicos, estados de las bolsas, estados de los tubos laberínticos, estado de la zapata de empuje, bujes) condiciones de ejes (desgaste, ruptura) y condiciones de la carcasa.
8. Realizar mediciones eléctricas al motor, condición de trabajo del aceite, condición del estator y rotor, condición del eje y carcasa.
 - 8.1 Comprobar balance entre fases, giro suave, buenas condiciones de estator, rotor, eje y carcasa, realizar prueba de lavado y secado, llevar al banco de prueba, realizar cambio de aceite, medición eléctrica, prueba de vibración y generar la curva del motor, la cual debe ser comparada con la curva característica inicial del motor.

- 8.2 Verificar desbalance entre fases y malas condiciones del estator y rotor, realizar desarme del motor y determinar origen de la falla.
9. Realizar una inspección visual a la descarga y entrada del equipo BEC, con el objetivo de observar daños por corrosión, abrasión o deformación que puedan presentar.
 10. Desarmar el separador o manejador de gas para observar el estado de los componentes internos (alabes guía, rotor separador, difusor crossover, inductor, condiciones de etapas) ya que estos componentes sufren desgaste y desprendimiento cuando el fluido del pozo presenta alto volumen de gas, fluidos abrasivos y corrosivos.
 11. Desarmar sensor de fondo y verificar los componentes electrónicos, presencia de fluido y realizar prueba de aislamiento, resistencia y mecánica.
 12. Verificar condiciones del MLE, para determinar si presenta algún punto de indicio que provocó la falla eléctrica a nivel del motor. Cambiar el MLE cada vez que se intervenga un pozo.
 13. Pasar el cable de potencia de un carrete a otro, durante esta actividad realizar lavado e ir observando las condiciones del cable (golpe, corto circuito, carcasa dañada), dependiendo del número de daño que presente el cable se procede a reparar o desechar el mismo. Reportar y analizar el punto de falla del cable y correlacionarlo con la profundidad de operación del pozo, de esta manera identificar si existe algún problema mecánico en el pozo, o determinar si el cable sufrió daño durante la instalación o extracción.
 14. Verificar condiciones eléctricas del penetrador y conectores eléctricos del cabezal del pozo y de las capsulas especiales. Realizar prueba de resistencia de aislamiento, resistencia óhmica y prueba mecánica.
 15. Realizar y entregar un informe detallado que contenga la inspección de cada uno de los componentes del sistema BEC, así como la causa raíz que generó la falla del sistema.

Capítulo III. Configuración del Sistema BEC Dual

El sistema BEC es un sistema que transfiere potencia a los fluidos a través de una bomba centrífuga multietapas impulsada por un motor eléctrico e instalada a profundidad con la sarta de producción, lo más cercano posible a la zona productora, conectada a un sistema de control y un transformador a través de un cable eléctrico.⁹

El equipo que conforma a este sistema se divide en dos categorías: equipo subsuperficial y equipo superficial.

Equipo Subsuperficial

Es el equipo que se encuentra en el fondo del pozo y está compuesto por: el cable de poder, la bomba, la entrada (intake) o separador de gas, el protector, la mufa, el motor eléctrico, la camisa, el sensor y la guía, tal como se muestra en la figura 11.

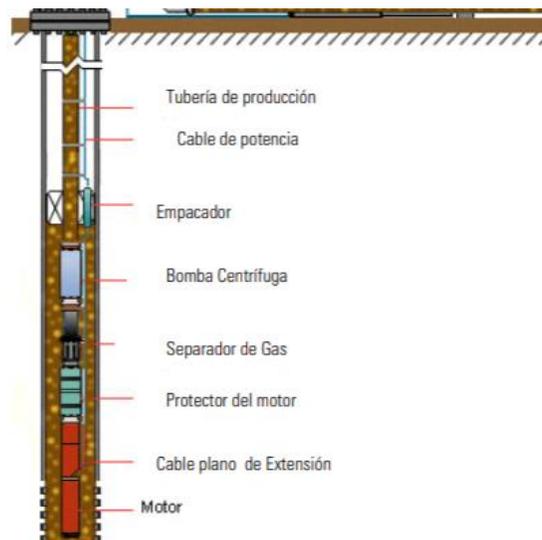


Figura 11. Equipo subsuperficial del BEC (Schlumberger)

Camisa

Su aplicación es opcional y cuelga desde el intake hacia abajo, tiene la finalidad de forzar al fluido a pasar mojando la superficie exterior del motor para remover el calor generado. Se puede utilizar cuando se presentan las siguientes condiciones:

- Gastos bajos.
- TRs muy grandes.
- La unidad está a la profundidad de los disparos o por debajo.

Motores del BEC

Los principios básicos de diseño y operación de los motores de los equipos BEC son los mismos que los motores eléctricos normales de superficie, es decir, son de inducción, trifásico, tipo jaula de ardilla y con dos polos de inducción.¹⁰

El motor de inducción tiene un rotor que es un electroimán que girará para tratar de alcanzar el campo del estator como se muestra en la figura 12. Si hay un eje conectado al rotor se obtendrá un trabajo útil. Tiene barras de conducción en todo su largo, incrustadas en ranuras a distancias uniformes alrededor de la periferia. Se le llama de jaula de ardilla por el parecido que hay entre el rotor y ésta.

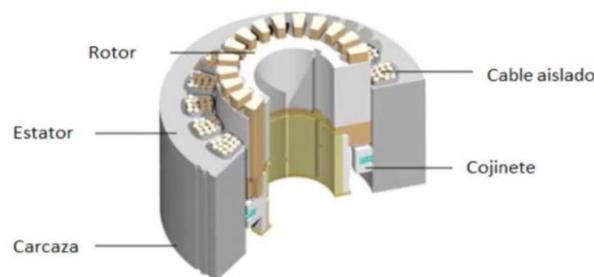


Figura 12. Corte transversal del motor (Baker Hughes, 2009)

Algunas características del motor BEC son:

- Contar con una geometría adecuada, ya que se instala dentro de la TR.
- Hay diferencias en el diseño y construcción por el ambiente en que operan.
- Tienen un diámetro pequeño para poder instalarse en el pozo, para obtener altos HP es necesario aumentar la longitud del motor.
- Se llenan completamente con un aceite mineral altamente refinado o con un aceite sintético para lubricar su interior.
- Puede utilizar corriente alterna de 60 Hz o 50 Hz.
- Su comportamiento está en función a la carga que se está sometido.

- Cada motor tiene sus curvas de rendimiento.

Los motores se proporcionan como:

- Sección única, con la cabeza y la base.
- Tándem.
 - Tándem superior, con cabeza pero sin base.
 - Tándem centro, sin cabeza y sin base.
 - Tándem bajo, sin cabeza pero con base.

Las combinaciones Tandem se usan para alcanzar HP más altos. Cuando se usan motores Tandem se añaden HP y voltaje, pero la corriente sigue siendo la misma.

Separador de Gas

La cantidad de gas libre a la entrada de la bomba determina el uso de una sección de entrada simple (intake) o un separador de gas. La eficiencia de separación del intake es de 0 a 20%.

Se encuentra ubicado entre la bomba y el protector y tiene la función de desviar el gas libre de la succión de la bomba hacia el espacio anular.¹¹

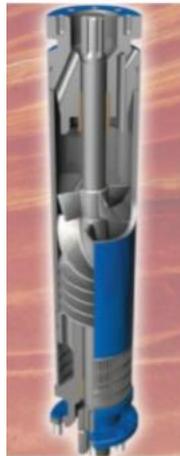


Figura 13. Separador de gas (Baker Hughes, 2009)

Están diseñados para evitar el paso de gas libre hacia la bomba.

Reda fabrica tres tipos de separadores: estático, dinámico y vortex.

- Separador estático. También denominado separador de flujo inverso, la separación del gas se lleva a cabo por medio de la inversión de la dirección del flujo en la sección de entrada del BEC. Se disminuye la cantidad de gas arrastrada por el líquido y parte del gas se va por el espacio anular y el resto pasa a la bomba. Tiene una eficiencia de separación de 20 a 50%.
- Separador dinámico. También conocido como separador rotativo. La separación se realiza por centrifugación y cuenta con cuatro secciones: succión, cámara de incremento de presión, cámara de separación y By-pass. Tiene la desventaja de que las cámaras de presión y de separación tienen una longitud considerable. Tiene una eficiencia de separación de 80 a 95%.
- Separador VORTEX. Es un separador dinámico que utiliza el efecto de remolino (vortex) que se genera en el fluido al pasar por los puertos de entrada, inductor, propulsor y by-pass de descarga. Posee un mejor rendimiento y durabilidad en fluidos severamente abrasivos. Presentan mejor eficiencia de separación.

Protector

Se encuentra ubicado entre el motor y el intake, evita el ingreso del fluido del pozo al motor y si no es seleccionado apropiadamente se puede reducir la vida útil del equipo.

Los protectores BEC (figura 14) son cruciales para preservar la integridad del motor eléctrico de la bomba. Los protectores tipo laberinto utilizan una trayectoria tortuosa para limitar la entrada de fluidos del pozo. El fuelle metálico de presión positiva permite la ecualización de la presión y la expansión del aceite dieléctrico del motor.¹²

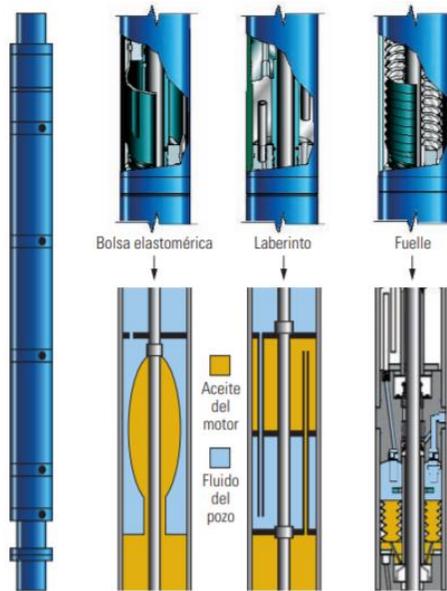


Figura 14. Protector del BEC (Schlumberger)

Dentro de las funciones principales podemos encontrar:

- Provee un sello y equilibra las presiones internas y externas para evitar que el aceite del motor sea contaminado por el fluido del pozo, actuando también como un recipiente del aceite para el motor.
- Soporta la carga axial desarrollada por la bomba.
- Transmite el torque desarrollado en el motor hacia la bomba, a través del eje del protector.

Cable de Potencia

Consiste de tres fases de conductores aislados individualmente, los conductores se cubren con un material protector y finalmente se protegen del daño químico, abrasivo y mecánico con una cubierta y un blindaje, su configuración puede ser plana o redonda, tal como se muestra en la Fig. 15.

Tienen la función de transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor y de transmitir señales del fondo del pozo a la superficie por lo regular de presión y de temperatura.

Algunas características de cable de potencia son: capacidad de aislamiento, dimensiones externas, pérdidas de voltaje, tolerancia a la temperatura y el costo, ya que por lo general el cable es lo más caro en todo el sistema.

En el cable de potencia las pérdidas de voltaje son función del tamaño del conductor, del flujo de corriente, la longitud del cable y de la temperatura.

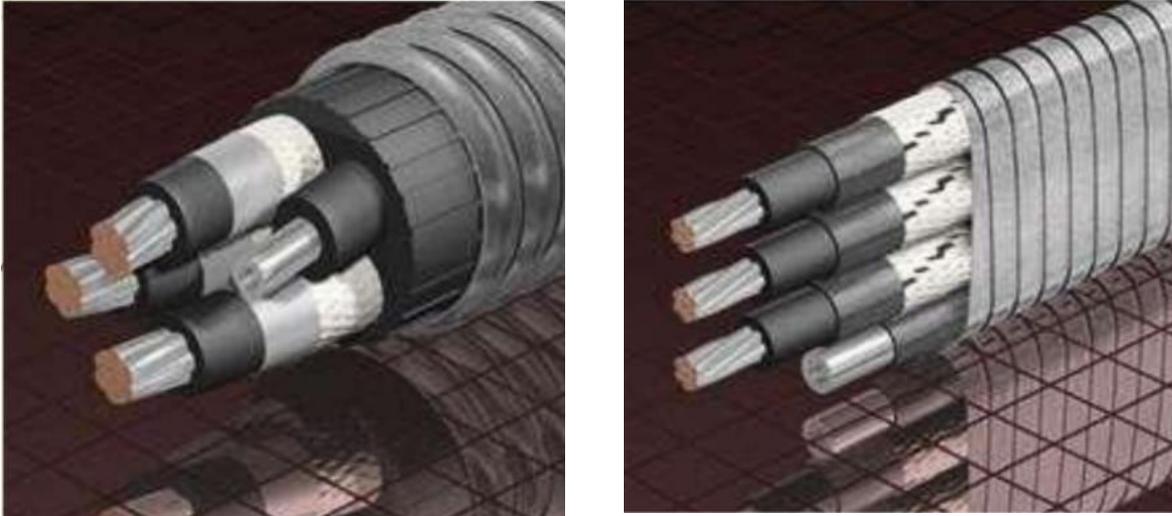


Figura 15. Configuraciones del Cable de Potencia

También se deben tener en cuenta algunas consideraciones para la selección del cable.

- Es mejor utilizar un cable de mayor calibre porque su eficiencia en el sistema es mayor al tener menores pérdidas de voltaje.
- Mientras mayor es el calibre del cable mayor es su costo.

Se debe buscar un punto de equilibrio entre el costo inicial y el costo de operación.

Bomba Sumergible BEC

Es el corazón del sistema y es una bomba centrífuga de multietapas, donde la geometría de la etapa determina el volumen de fluido que la bomba puede manejar y el número de etapas determina la Altura Dinámica Total (TDH).

El movimiento rotatorio del motor es transferido al eje y luego a los impulsores, el tamaño del impulsor es la variable más importante que afecta el funcionamiento de las bombas, ya que el diseño de su geometría determina el tipo de fluido a manejar.

Las bombas más grandes proporcionan una mayor eficiencia, un menor costo, es mejor para gases y fluidos viscosos, maneja HP más grandes y posee un empuje más grande.



Figura 16. Bomba centrífuga (UNAM, 2013)

La selección de la bomba para su aplicación depende de varios factores:

- Tamaño de la TR. Determina el tamaño máximo de la bomba.
- Frecuencia de la corriente eléctrica disponible. Determina la velocidad de rotación del motor.
- Gasto deseado. Determina la selección de la bomba para un gasto óptimo en un rango de eficiencia más alta.
- Condiciones especiales. Si se trata de pozos gasificados, fluidos viscosos, corrosivos, etc.

El desempeño operacional de una bomba se muestra en su curva de desempeño. Esta curva es generada para cada bomba que se fabrica y considera la relación entre la potencia, la eficacia, el gasto y la elevación de la bomba con respecto al gasto operativo. El rango operativo recomendado de la bomba se define para cada una de sus etapas en la curva de desempeño del catálogo.

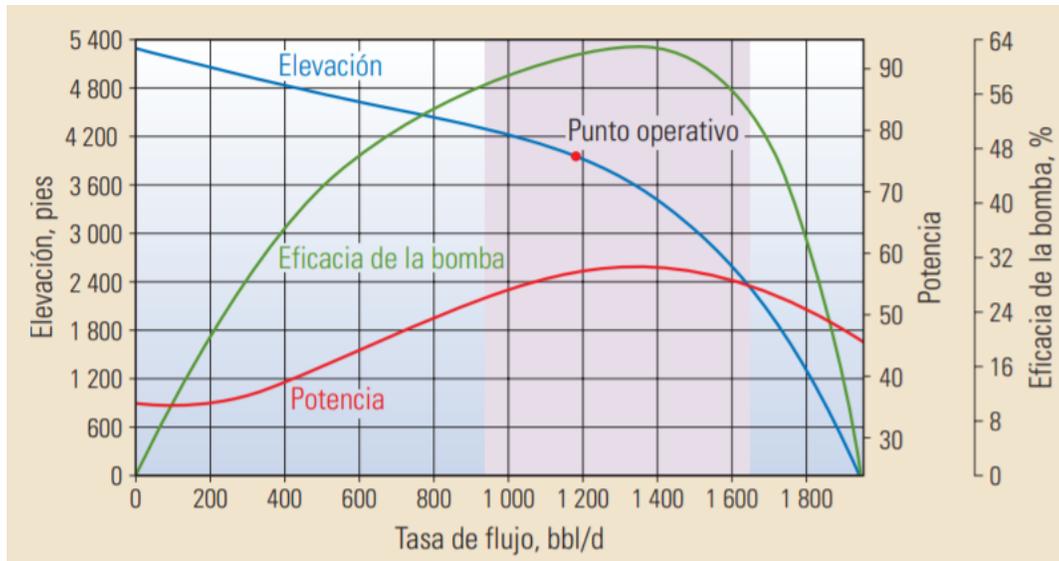


Figura 17. Curva de desempeño de la bomba (Schlumberger, 2015)

En la figura 17 se muestra una curva de desempeño de una bomba, estas curvas son generadas con la finalidad de representar la capacidad de una bomba para desplazar los fluidos y determinar el número de etapas de la bomba requeridas para lograr el gasto de producción deseado. La curva de color azul representa la capacidad de elevación y muestra la cantidad de levantamiento a un gasto dado. La curva de color rojo, muestra los requisitos de potencia de la bomba para un rango dado de gastos y provienen de pruebas de desempeño. La curva de color verde hace referencia a la eficiencia de la bomba y se calcula a partir de la elevación, la capacidad de flujo, el peso específico del flujo y la potencia. El área de color púrpura indica el rango operativo más eficiente para esta bomba específica y el punto rojo, es el punto operativo y en este caso muestra que a 60 Hz, esta bomba de 185 etapas opera en el rango óptimo.¹³

Sensor de Fondo

Se utilizan para registrar diversos parámetros de operación del equipo, registran y emiten una señal digital a través del cable y en superficie la información es decodificada para mostrar el funcionamiento del equipo. Existen diferentes tipos de sensores, algunos son:

- Sensor de presión de descarga. Tiene la función de proteger a la bomba de la alta presión que se causa por los cierres de las válvulas y los tapones de fluido pesado.
- Sensor de presión de admisión. Protege a la bomba de la baja presión que se causa por el bajo nivel del fluido y la obturación por gas.
- Sensor de temperatura. Protege a la bomba del recalentamiento provocado por la recirculación a alta temperatura.

Mufa

La conexión del motor o mufa es un arreglo que se utiliza para realizar la conexión entre el motor y el cable de corriente eléctrica. Se encinta en cada una de sus fases y se sujeta al motor. Antes de hacer la instalación es necesario realizar pruebas eléctricas de aislamiento y de presión con la finalidad de determinar anomalías.



Figura 18. Conexión del motor (UNAM, 2013)

Guía o Centralizador

La guía tiene la finalidad de evitar que el equipo se golpee con las paredes de la tubería durante la instalación o cuando se desee introducir una herramienta al fondo del pozo.

Equipo Superficial

Es el equipo que se encuentra en la superficie del pozo o en la plataforma marina y está constituido por el transformador primario, el transformador secundario, el variador de frecuencia (VSD)/ switchboard, la caja de venteo y el cabezal del pozo, como se muestra en la Fig. 19.

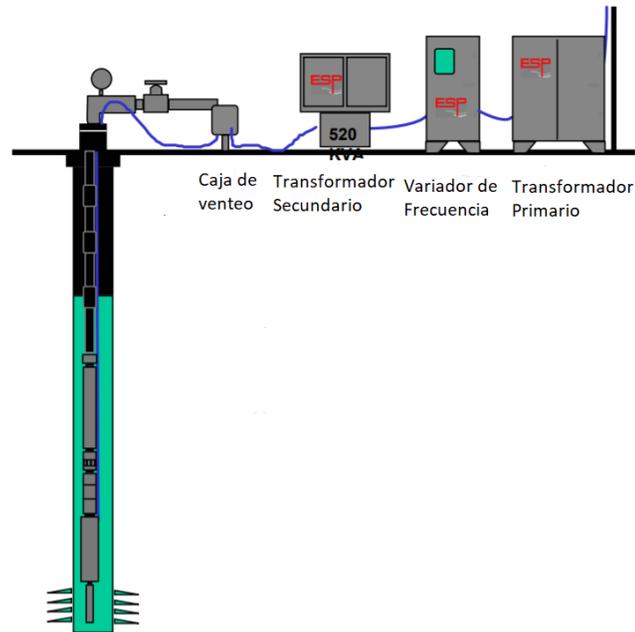


Figura 19. Configuración del Equipo Superficial del Sistema BEC

Transformador Primario

Reduce el voltaje de la fuente primaria a niveles que puedan ser manejados por el switchboard o el variador de frecuencia.

Si se usa un Switchboard el voltaje de salida del transformador es el adecuado para el motor de fondo.

Transformador Secundario

Se utiliza cuando se usa un variador de frecuencia con la finalidad de aumentar el voltaje de acuerdo con los requerimientos del motor de fondo.

Switchboard/Tablero de Control

Protege y diagnostica el equipo de fondo. Contiene un arrancador del motor, protección de sobre carga y un registrador de amperaje.

Variador de Frecuencia (VSD)

Permite cambiar la frecuencia de la onda de corriente alterna suministrada a otras frecuencias y es posible utilizar un tamaño de motor y bomba para manejar un amplio rango de condiciones de operación.

En la figura 20 se tiene un variador de velocidad, el cual transmite la energía eléctrica dentro del pozo hasta el sistema BEC y es la clave para controlar el desempeño de la bomba en forma remota.¹²



Figura 20. Variador de velocidad (VSD)

A mayor frecuencia se puede obtener mayor velocidad de operación de la bomba, se incrementa el gasto y el levantamiento de la bomba y se requiere mayor potencia para operar el BEC.

Caja de Venteo

Se encuentra ubicada entre el cabezal del pozo y el transformador y conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de potencia del motor.

Ventea a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control.

Tipos de Configuraciones del BEC Dual

Configuración Mezclada en el Fondo del Pozo

En esta configuración la producción de las dos zonas se une dentro de la herramienta Y y luego comparten la misma sarta de tubería a la superficie. Esta configuración es relativamente la más simple y económica de implementar, pero la optimización de la producción es un gran desafío debido a la presión combinada que se produce en la herramienta Y.¹⁴

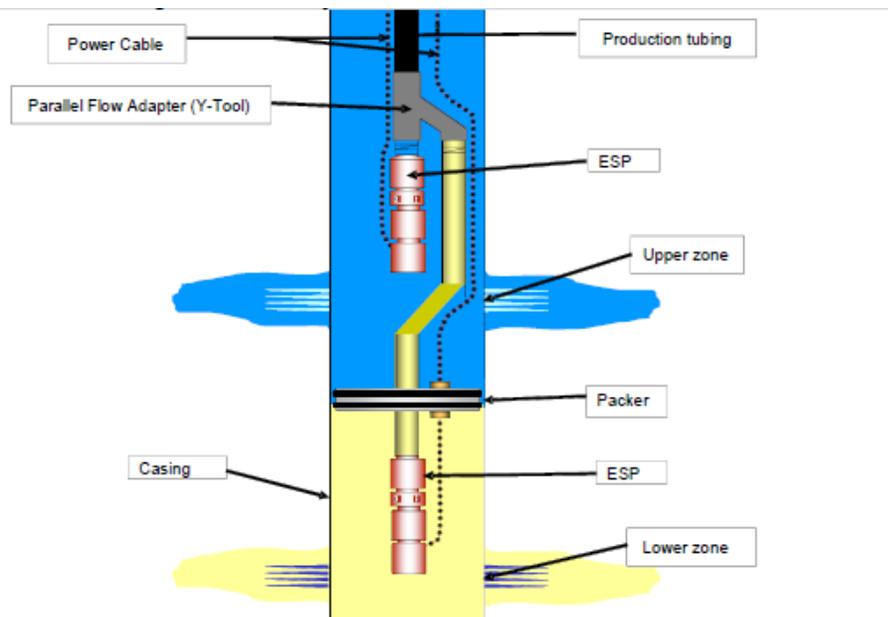


Figura 21. Configuración Combinada de Fondo de Pozo del Sistema BEC Dual (Tajeldin, 2013)

Ventajas

- Fácil de implementar.
- Opción más económica, solo una tubería de producción más una modificación limitada en la cabeza del pozo.

Desventajas

- No hay medición precisa de los gastos por zonas si ambas bombas están funcionando. La prueba se puede hacer para cada bomba por separado al detener la otra bomba.
- No se puede optimizar cada bomba por separado (presión de mezcla).
- No hay datos de historial disponibles.

Configuración de Tubería Paralela

Aquí cada bomba produce a través de una sarta de tubería dedicada que corre paralela entre sí hasta la superficie. Esta configuración es la de mayor costo y relativamente la más compleja de implementar, sin embargo, permite optimizar cada bomba por separado.

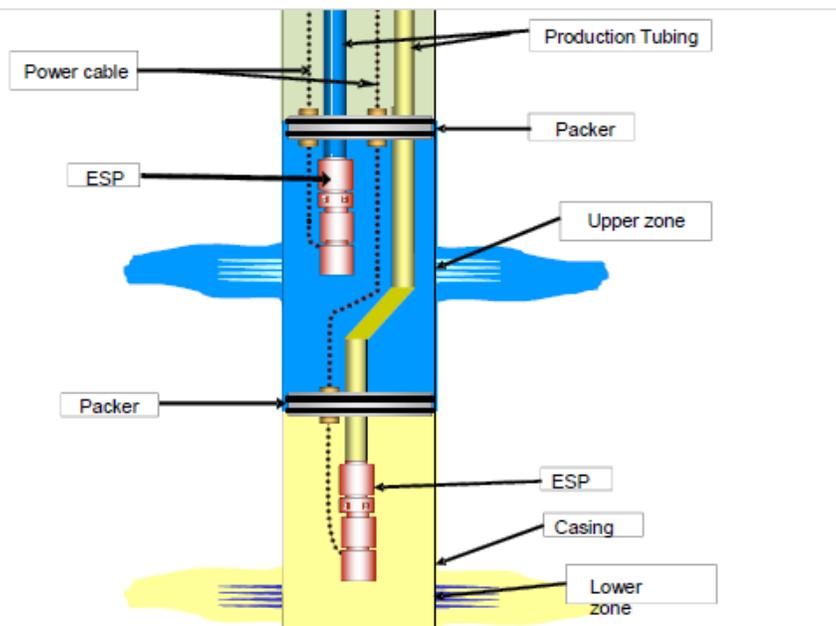


Figura 22. Configuración del Sistema BEC Dual con Tubería de Producción Paralela (Tajeldin, 2013)

Ventajas

- Capacidad de determinar la producción de cada zona de manera individual.
- Cada bomba puede ser optimizada separadamente.

Desventajas

- Mayor dificultad para implementarlo.
- Alto costo.
- Historial limitado.

Configuración de Tubería Concéntrica

Las dos sartas de tubería se ejecutan una dentro de la otra y se utiliza un elemento de sellado de presión ubicado dentro de la Herramienta Y para aislar el fluido de la zona inferior producido a través de la sarta de tubería interior desde la producción de la zona superior que fluye a través del espacio anular creado entre las sartas de tuberías internas y externas. Esta configuración tiene una buena trayectoria en todo el mundo y es menos costoso y complejo de implementar en comparación con la opción de tubería paralela.

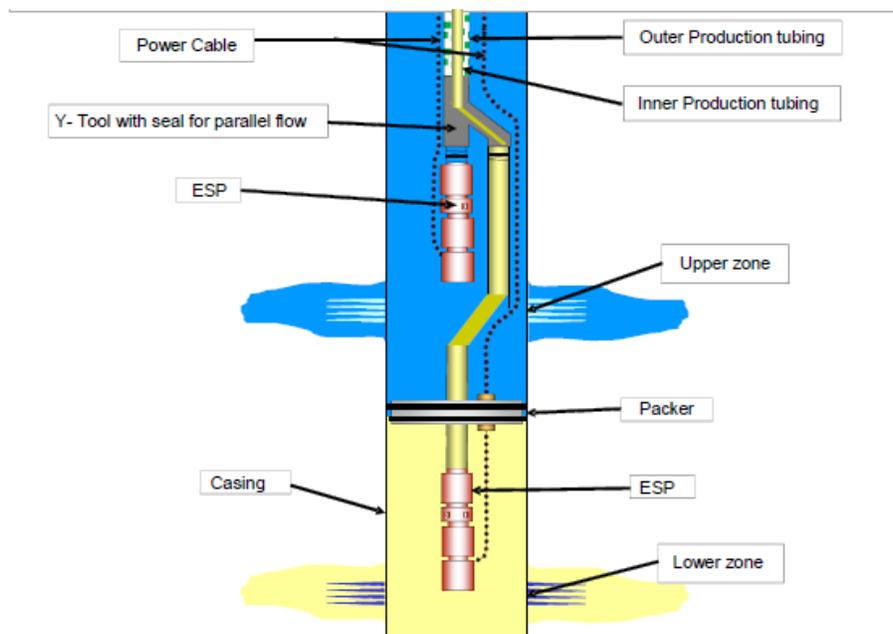


Figura 23. Configuración del Sistema BEC Dual con Tubería Concéntrica (Tajeldin, 2013)

Ventajas

- Capacidad de determinar la producción de cada zona de manera individual.
- Cada bomba puede ser optimizada separadamente.
- Historial disponible.

Desventajas

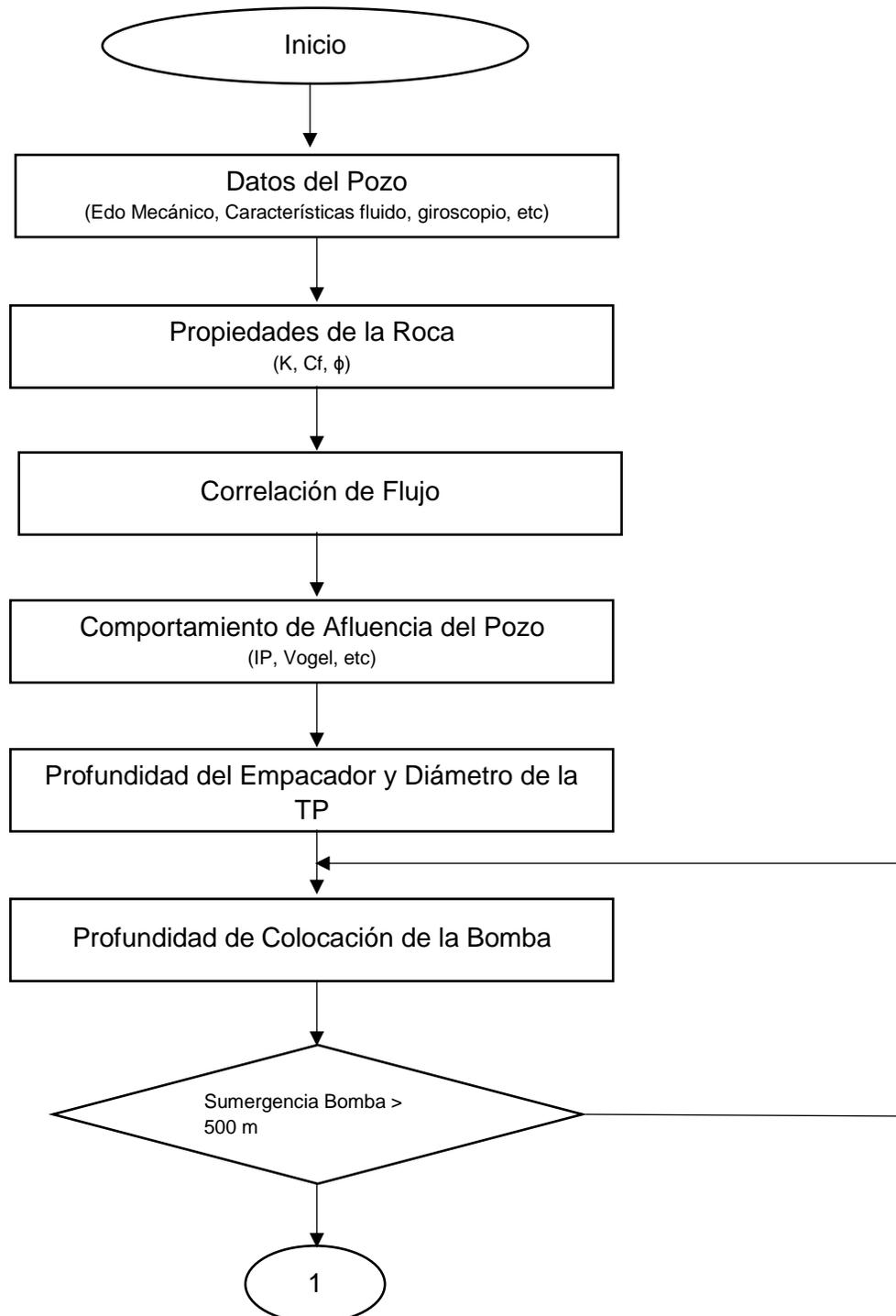
- Alto costo, más alto que la configuración mezclada pero más bajo que la configuración de tubería paralela.

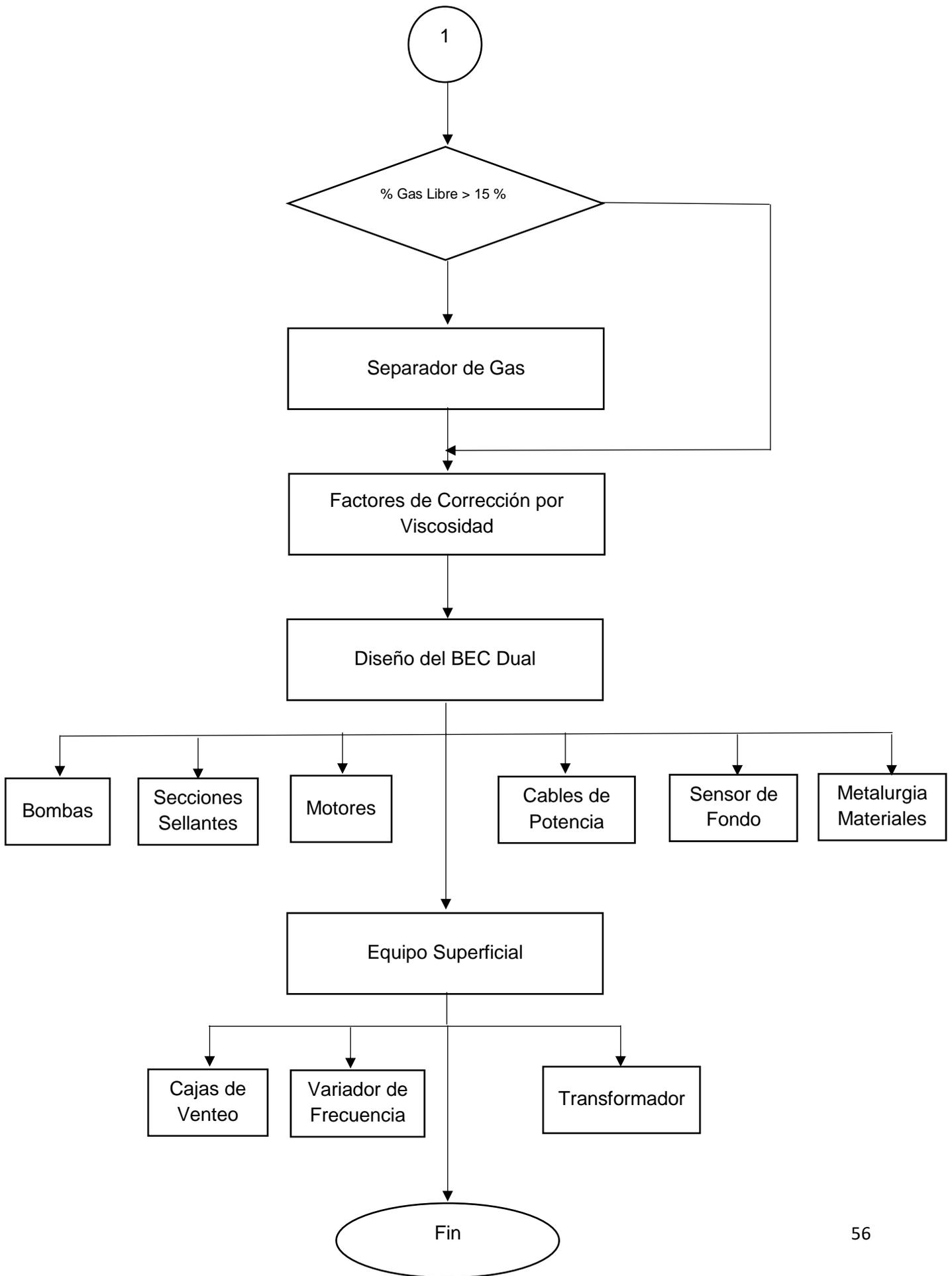
En cada configuración, un empacador se usa para separar las dos zonas para evitar el flujo cruzado.

Capítulo IV. Diseño de un Sistema BEC Dual

Para el correcto diseño de un sistema BEC Dual se requiere contar con la suficiente información del pozo que permita llevar a cabo un adecuado diseño.

En el siguiente diagrama de flujo se presentan los pasos a seguir para el diseño de este sistema.





Para realizar el diseño de un sistema BEC Dual se establecieron los siguientes pasos.

1. Se define el diseño apropiado en la terminación de los pozos, para ello se debe contar con la siguiente información:
 - a) Estado mecánico del Pozo.
 - b) Registros de trayectoria del pozo.
 - c) Registros de presión y temperatura.
 - d) Pronósticos de presión.
 - e) Análisis cromatográfico.
 - f) Análisis del agua de formación.
 - g) Análisis PVT.
 - h) Pruebas de producción representativas.
 - i) Aforos.
 - j) Parámetros a nivel del cabezal (PT, PR, Temperatura de superficies, estrangulador)
 - k) Parámetros a nivel del variador (P_i , P_D , T_i , T_M , amperaje motor, amperaje variador, voltaje motor, voltaje variador, vibración).
 - l) Parámetros a nivel del separador (P_{Sep} , T_{Sep}).
2. Se realiza la recopilación de la información de las propiedades de las rocas (permeabilidad (md), porosidad (%), compresibilidad de la formación (C_f), etc.).
3. Se selecciona la correlación de flujo en base a las propiedades de los fluidos del pozo en estudio.
4. Se determina el comportamiento de afluencia del pozo.
5. Se selecciona la correlación de flujo multifásico para el pozo a diseñar o pozo correlación.
6. Se determina la profundidad de colocación del empacador y diámetro de tubería de producción.
7. Se determina la profundidad de colocación de la bomba, algunos aspectos a considerar son la sumergencia de la bomba y el porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba.

8. El equipo BEC se debe diseñar en la zona de empuje ascendente dentro del rango de la bomba, esto ha permitido aumentar la vida de operación del equipo.
9. Determinar los factores de corrección de la bomba por viscosidad.
10. Realizar el diseño del equipo BEC DUAL, en las terminaciones de este sistema, se debe de considerar lo siguiente en el diseño de los equipos:
 - El primer equipo que estará operando, en este caso el BEC superior, se debe diseñar tomando en cuenta las condiciones de presión y temperatura de yacimiento que prevalezcan al inicio de la operación del BEC, de igual manera se debe de considerar la declinación que pueda existir durante el tiempo de vida que esté operando el equipo, garantizando que el equipo opere dentro del rango establecido por el fabricante. Los diseños deben realizarse a una máxima frecuencia de operación de 60 Hz.
 - El diseño del segundo equipo, BEC inferior, partirá de la presión de yacimiento que prevalezca una vez alcanzado el periodo de vida útil del primer equipo (BEC superior), esto permitirá que se garantice una buena sumergencia y alta presión en la entrada de la bomba que permita asegurar el fluido desde el fondo a superficie, para este segundo diseño se debe considerar la declinación de presión en el tiempo que pueda existir en el periodo de vida útil del equipo. Los diseños deben realizarse a una máxima frecuencia de operación de 60 Hz.
11. Se realiza el diseño del equipo BEC DUAL, mediante una buena selección y configuración del equipo de fondo basados en las siguientes consideraciones:
 - a) Bombas Centrifugas:
 - Bomba de etapas compresoras y flujo mixto, este tipo de bomba proporciona una mayor fuerza resultante debido a su considerable área axial proporcionando una mayor presión por etapas, además las etapas compresoras van a sufrir menos desgaste al estar operando en zonas de empuje ascendente y descendentes, debido a que el empuje ejercidos por los impulsores es transferido al eje de la bomba para ser absorbido por la zapata de empuje de los sellos. Mientras que en las bombas flotantes este

empuje de los impulsores es absorbido por los difusores originando mayor desgaste.

- El número de etapas en la bomba (bombas multi-etapas) va a estar determinado por la presión requerida en la cabeza del pozo, la profundidad de levantamiento y el volumen de fluido a ser producido (TDH).

b) Succión de la bomba

- La succión de la bomba debe ser capaz de permitir la entrada de fluido a la bomba sin representar una restricción al fluido en las condiciones de subsuelo al máximo gasto de la bomba en un pozo determinado.
- Debe ser resistente a ambientes corrosivos y abrasivos.

c) Secciones sellantes:

- Los sellos tipo bolsa se recomiendan utilizar en pozos profundos, de alto ángulos y de altos requerimiento de potencia, ya que reduce la migración de fluido del pozo a los sellos, debido a que las bolsas se expanden sellando el anular interno del sello impidiendo la entrada de fluido contaminado al motor, este tipo de sellos es recomendable utilizarlos en pozos verticales, donde la densidad del fluido del pozo sea similar a la densidad del aceite del motor y/o en pozos productores de crudos viscosos.
- Los sellos tipos laberintos por la inclinación en pozos de alto ángulo, gran parte de su área facilita la migración de fluido del pozo y aumenta la contaminación del motor disminuyendo la vida del BEC, su aplicación es en pozos donde la densidad del fluido del pozo es superior a la densidad del aceite del motor, se recomienda utilizar en pozos verticales con alto corte de aguas.
- Las secciones sellantes o protectores deben proveer un sistema de igualación de presión para mantener una pequeña presión diferencial entre el interior del motor y anular del pozo a las condiciones de operación.
- Ejes de alta carga y alta resistencia.
- Deben ser resistente a ambientes corrosivos y abrasivos.

d) Los motores se diseñan de acuerdo a las siguiente condiciones:

- Soportar altas temperaturas en sus devanados.

- Motores trifásicos tipos jaula de ardilla, de dos polos.
 - Eficiencia cercana al 80 %.
 - Ejes de alta carga y alta resistencia.
 - Garantizar refrigeración del motor, la velocidad del fluido debe ser mayor a 1 pie/seg.
 - Deben ser resistente a ambientes corrosivos y abrasivos.
 - El aceite del motor debe ser del tipo sintético o mineral refinado de alta rigidez dieléctrica y estable a altas temperaturas.
- e) El cable de potencia se selecciona considerando lo siguiente:
- Debe ser resistente a la corrosión, calor y humedad.
 - Determinar la temperatura de operación del cable.
 - Camisa de nitrilo flexible patentado y resistente al aceite, aislante de polinitrilo de alta rigidez dieléctrica, conductores de barra de cobre sólido estañado.
 - Considerar la utilización de cable plano únicamente cuando el espacio de la tubería de revestimiento o claros sean muy reducidos, de lo contrario utilizar cable redondo.
 - En pozos profundos se recomienda utilizar cable redondo debido a su geometría helicoidal ayuda a eliminar desbalance entre las fases.
 - EL cable de extensión MLE utilizado es # 2, # 4 y # 6, por lo general se utiliza el # 4. La finalidad es utilizar un cable más delgado que disminuya el diámetro exterior de un conjunto de cable común.
 - El empalme de MLE con el cable de potencia debe realizarse a nivel de la cabeza o tope del encapsulado.
 - El cable de potencia y MLE deben ser resistente a altas temperaturas (mayor a 232 °C).
 - Definir el tipo de empate entre la extensión de la mufa y el cable conductor.
 - Se debe hacer un análisis económico comparando los tamaños de cable.
- f) El Sensor de fondo debe contemplar lo siguiente:
- Resistentes a altas temperaturas.

- Deben medir por lo menos 5 variables (Pi, PD, amperaje del motor, Ti, TM, vibraciones), sin embargo existe en el mercado sensores que permiten medir temperatura en la descarga, fuga de corriente, gastos en la descarga y entrada, etc.
- La señal recibida en superficie debe ser compatible con los sistemas de automatización. Además, deben permitir las acciones de control sobre los parámetros de funcionamiento del equipo BEC.
- Deben ser resistente a ambientes corrosivos.

g) Penetradores o conectores:

- A nivel del empacador se utiliza un penetrador tubular con tres fases eléctricas tipo enchufe trifásico a lo largo de todo el cuerpo, aislado con una resina epóxica con determinado coeficiente di-eléctrico del epoxy depende de la aplicación a la que es sometida el penetrador. Se recomienda usar penetradores que soporten el voltaje aplicado, y el amperaje debe ser un 15% más alto del máximo amperaje estimado (amperaje del motor).
- A nivel del cabezal se pueden utilizar penetradores tubular con tres fases eléctrica tipo enchufe trifásico modelo BIW o penetradores de conexión rápida modelo QCI, ambos penetradores deben garantizar un sello lo suficientemente confiable para impedir la migración de fluido a superficie, deben estar diseñado para 5KV, 125 amp y Temperatura de 212 °F. Los conectores inferiores (cuando aplique) y superiores deben ser compatibles con el penetrador.

h) En la selección de la metalurgia de los materiales se debe considerar lo siguiente:

- Ejes de alta resistencia y alta cargas (por lo general se utiliza material de iconel).
- Los límites de potencia para el eje de la bomba, succión, separador de gas (si aplica) y sellos a la frecuencia de operación de diseño, debe ser mayor que la potencia en la placa del motor a esta frecuencia, esto con la finalidad de evitar ruptura de los ejes.

- Los acoples serán rígidos y deben estar estriados para acoplar por debajo y por encima de los ejes del componente del BEC. Los acoples serán diseñados para manejar por lo menos 25% más de torque que los ejes del componente del BEC o el máximo torque del eje cuando se utilice un eje que soporte más torque que el requerido por diseño.
- Los cojinetes de empuje de los sellos, serán de doble acción, capaces de manejar ambas cargas, ascendente y descendente en las condiciones de fondo con fluido de producción y temperatura de operación. Los cojinetes de empuje serán capaces de operar satisfactoriamente si el equipo opera en sentido de rotación inversa, empuje descendente severo o empuje ascendente severo.
- Todos los anillos sellantes (O'rings) de las bombas, separador de gas, motor serán construidos de un material con un rango de temperatura por lo menos igual a la temperatura de operación del motor.
- Las partes rotativas deberán estar balanceadas, las cuales puedan crear niveles inaceptables de vibración debido a desbalance rotativo.
- Los tornillos de acople entre equipos BEC serán de Monel. Ningún otro material es aceptable para el acople de los equipos.
- Las carcasas de los equipos deben ser resistentes a la corrosión.
- El aceite a utilizar en los motores y protectores debe ser del tipo sintético o mineral refinado de alta rigidez dieléctrica y estable a altas temperaturas
- Las tuberías capilares para inyección de producción químicos deben ser resistente a altas presiones, de diámetro 3 /8 ó 1 /2 pulgadas y de acero inoxidable.
- Los protectores / abrazaderas a utilizar se estarán colocando en cada junta de tubería, su diseño debe soportar y proteger el cable de potencia (dos cables de potencia en caso de ser BEC DUAL), líneas de control de ¼ pulgadas para activar válvula tormenta, tubería capilar de 3/8 pulgadas (una o más tubería capilares) para inyección de productos químicos, debe incluir tornillos integrales o pines de cerraduras.

- Los protectores / abrazaderas que serán utilizado en las tuberías cortas de 7 5/8 pulgadas o 7 pulgadas deben ser biselados para facilitar la entrada en la tubería de revestidos de 9 5/8, 10 3/4 y 11 7/8 pulgadas, garantizando un espacio libre de 0.3 pulgadas. EL material de los protectores debe ser de acero inoxidable y aleación metálica.
 - En caso de utilizar flejes, estos deben ser de acero inoxidables. Normalmente estos se colocan para sujetar los componentes BEC a nivel del MLE.
 - Los guarda cables especiales o protectolizers deben ser colocados a nivel del sistema BEC (desde el motor hasta la descarga de la bomba o cabeza del encapsulado), estos deben estar colocados en las uniones de los componentes BEC para impedir el movimiento de los sujetadores del cable. El material de los protectolizers debe ser acero inoxidable.
 - La descarga de las bombas deben ser fabricada de material resistente a corrosión y abrasión, las misma permitirán la unión del sistema BEC (sensor, motor, bomba, sellos, entrada, separador o manejador de gas) con la tubería de producción, a nivel de la bomba la unión es pernada y a nivel de la tubería la unión es roscada.
 - En la terminaciones de BEC o BEC DUAL se contempla utilizar encapsulados de 7 5/8 o 7 pulgada, de material resistente a la corrosión, este encapsulado permitirá aislar el fluido del pozo con el revestidor, se debe considerar que los equipos que se utilicen en los encapsulados en su parte externa (tubería capilar, cable de potencia, protectores / abrazaderas) deben garantizar un espacio libre con la tubería de revestimiento de 0.3 pulgadas.
- i) Pruebas mínimas requeridas a los equipos BEC de fondo:
- Realizar prueba de balance en taller a todos los equipos rotativos (Bomba, motor, sellos, etc.).
 - La bomba debe tener las prueba de desempeño, esta prueba consiste en colocar el equipo en un banco de prueba y bombear agua a través de la bomba, la bomba debe registrar una curva semejante en el banco de prueba a la curva característica de la bomba.

- El motor se coloca en el banco de prueba y se simula carga, en esta prueba debe generar el consumo de corriente y voltaje de acuerdo a los hp nominal del motor. Se realiza pruebas eléctricas (fase-fase, fase.
- Los sellos se colocan en su banco y la prueba consiste en chequear la resistencia dieléctrica del aceite.
- Separador de gas se le realiza un chequeo de giro e inspección visual, a la entrada y descarga se realiza revisión visual.
- El sensor se realiza prueba de fases, verificación electrónica; resistencia óhmica, resistencia de aislamiento y pruebas mecánicas.
- Los penetradores deben ser sometidos por lo menos a una prueba de resistencia de aislamiento, resistencia óhmica y prueba mecánica, esto con la finalidad de garantizar la continuidad de la operación y seguridad de la instalación.
- Prueba de ensamble del penetrador con el colgador (bola colgadora) y conectores superiores e inferiores.
- Los cables de potencia se le realiza prueba eléctricas (fase - fase y fase - tierra).
- A las tuberías capilares para productos químicos se le realiza prueba de integridad de tubería.

12. Seleccionar los equipos de superficies a ser utilizado en el pozo.

a) Cajas de venteo:

- Funciona como un punto de conexión entre el penetrador del cabezal, el conector superior y el cable de superficie permanente, permitiendo ventear algún gas proveniente del pozo de manera de prevenir la migración de gases desde el cabezal al variador de frecuencia o cuarto de control.
- Permite el acceso al sistema eléctrico del cabezal para pruebas de rutina y la localización de fallas eléctricas.
- Funciona como punto de desconexión del equipo del cabezal desde el sistema eléctrico de superficie durante una intervención o reparación del pozo.
- La caja de venteo será de un gabinete metálico a prueba de agua construido en material resistente para trabajar a la intemperie en ambientes marinos. Así

mismo debe estar preparada para manejar voltajes hasta 5 KV entre las fases.

- Utilizar una caja de venteo para realizar la conexión entre conector superior con el cable de superficie, en sistemas de BEC DUAL, se debe colocar un tapón a nivel del penetrador del cabezal al sistema de respaldo, con la finalidad de protegerlo y evitar fallas al momento de su arranque

b) Variador de frecuencia:

- El variador contará con un dispositivo de protección contra sobrecarga, baja carga, sobrevoltaje, bajo voltaje, rotor bloqueado y falla de fase a tierra.
- El VDF deberá contar con un dispositivo que indique una alarma visual cuando exista falla de fase a tierra.
- Deben estar dimensionados para la capacidad de los equipos de subsuelo que alimenten, tomando en cuenta la pérdida de voltaje desde el variador hasta el (los) motor (es) de fondo.
- Los variadores serán diseñados y construidos de tal manera de minimizar la contribución de armónicos desde estos dispositivos hasta la fuente de alimentación, así como para la carga asociada de los motores correspondientes.
- Los variadores de frecuencia tendrán un gabinete metálico a prueba de agua, construido en material resistente a ambientes de trabajo.
- Los variadores deben cumplir con las especificaciones técnicas mínimas siguientes:
 - Controlador microprocesador con capacidad para la digitalización, procesamiento y almacenamiento de las variables operacionales procedentes del equipo BEC en superficie y subsuelo (incluyendo los sensores de fondo).
 - Reloj calendario internos con respaldo de baterías.
 - Memoria permanente para almacenar la configuración del controlador.
 - Memoria permanente para almacenar información del comportamiento de la corriente del motor, una vez que el equipo inicie su operación, el registrador circular debe registrar los ciclos completos de graficación por 12 horas, 24 horas y 7 días.

- Registro histórico de fallas y/o eventos.
- Capacidad para definir alarmas en las variables supervisadas, y tomar acciones automáticas (parada, ajuste de frecuencia, etc.) en base a límites máximos y mínimos configurables por el operador (de forma local).
- Control de acceso basado en las claves y contraseñas.

13. Contemplar equipos de generación eléctrica en sitio que garantice la operación del pozo, si no se dispone de una planta de generación eléctrica, para tal fin se debe considerar lo siguiente

- a) El equipo a utilizar debe manejar la carga requerida por la bomba y el consumo de corriente del motor.
- b) Voltaje del motor y pérdidas de voltaje a través del cable.
- c) Se debe contemplar equipos de respaldo que permita desincorporar el equipo activo para algún mantenimiento (preventivo o correctivo).
- d) En lugares de difícil acceso o plataformas marinas se debe considerar generadores eléctricos que se alimenten con gas.
- e) Monitorear las variables de operación del equipo, de manera de identificar fallas prematuras en el equipo que pudiera afectar la producción del pozo (Nivel de aceite, temperatura, etc).

Capítulo V. Caso de estudio.

Características del Campo Seleccionado

Localización

El campo X se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 130 kilómetros al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, en un tirante de agua de 114 metros.

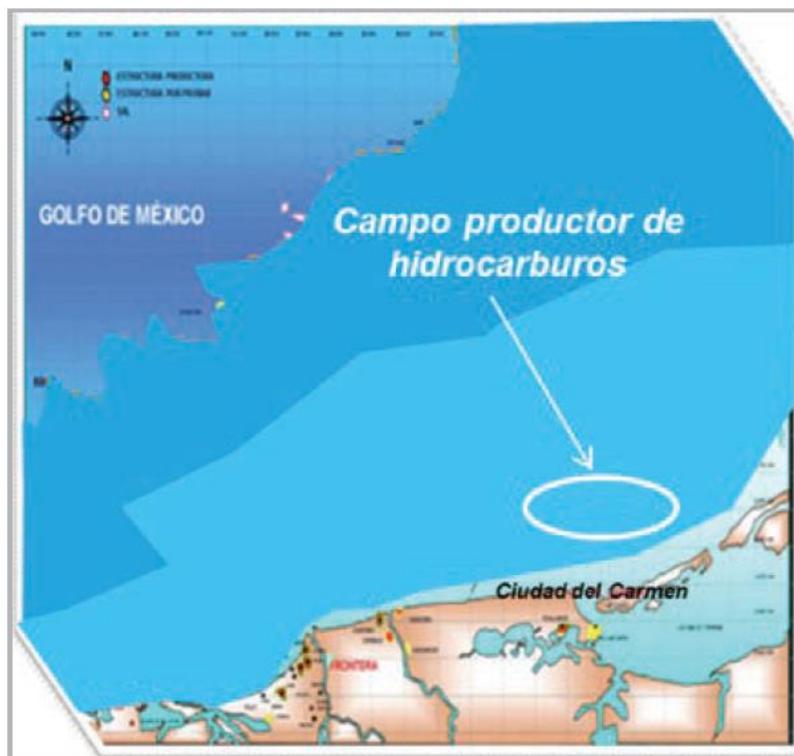


Figura 24. Ubicación del campo X productor de aceite pesado

El campo se descubrió en el 2006 con el pozo X-1 y se delimitó en junio de 2008 con el pozo X-2. El campo resultó ser productor de aceite de baja densidad, alrededor de 10.6° API, su viscosidad a condiciones de yacimiento fue de 43 cp con contenidos importantes de contaminantes, 20% mol de H₂S y CO₂ en la fase gaseosa y 8% mol de H₂S y 6% mol de CO₂ en la fase líquida. La formación productora son carbonatos altamente fracturados, que se localizan entre 3660 y

4260 mvbnm; la presión del yacimiento fue de 233 kg/cm² y la presión de saturación fue de 55 kg/cm².

Geología Estructural

La estructura del campo a nivel Cretácico se define como una estructura compuesta por tres altos estructurales cuyos ejes principales están orientados en dirección Noroeste a Sureste. Estas tres estructuras se encuentran unidas hacia el Oriente. El área del complejo estructural mide aproximadamente 91 kilómetros cuadrados y se encuentra limitada hacia el Este por una falla de tipo lateral de rumbo Noreste, y por fallas inversas de rumbo Noroeste a Sureste y Este a Oeste. Al Occidente tiene cierre por buzamiento y la limita la falla de Comalcalco.

Estratigrafía

La columna estratigráfica en el pozo está constituida por sedimentos que van del Jurásico Superior Tithoniano al Reciente. El Tithoniano consta de mudstone arcilloso y bituminoso, representando un ambiente de depósito profundo y de circulación restringida. A nivel Cretácico Inferior predominan los carbonatos de textura mudstone-wackestone de bioclastos y litoclastos, con presencia de pedernal como accesorio. El Cretácico Medio se caracteriza por calizas arcillosas bentoníticas, con pedernal como accesorio. En el Cretácico Superior predominan las brechas asociadas a flujos de escombros, así como calizas de textura mudstone-wackestone, dolomitizadas y fracturadas, con impregnación de aceite pesado móvil. En la cima del Cretácico Superior se depositaron brechas dolomitizadas de litoclastos y bioclastos, con porosidad intercrystalina y vugular. El Terciario consiste de intercalaciones de lutitas con delgadas alternancias de areniscas de grano fino a medio, mientras que las formaciones de edad Reciente se componen de arcillas y arenas poco consolidadas.

Trampa

La trampa es una estructura anticlinal que incluye tres lóbulos alargados orientados sensiblemente de Este a Oeste y limitados cada uno por fallas inversas. La

estructura está afectada por fallamiento inverso en sus flancos Norte y Noreste y su proceso de estructuración se encuentra asociado geológicamente a la del campo Maloob.

Roca Almacén

El yacimiento está representado principalmente por una brecha sedimentaria dolomitizada, constituida por fragmentos de mudstone-wackestone, con porosidad secundaria en fracturas y cavidades de disolución, como se muestra en la figura 25.



Figura 25. Núcleos cortados en el yacimiento Cratácico

Roca Generadora

De acuerdo con estudios geoquímicos realizados en muestras de aceite y núcleos, se determinó que la principal roca generadora de hidrocarburos en la Sonda de Campeche data del Jurásico Superior Tithoniano, constituida por lutitas bituminosas y calizas arcillosas, con abundante materia orgánica.

Sello

Las rocas que actúan como sello de las Brechas del Cretácico Superior corresponden a lutitas color gris verdoso, bentoníticas, plásticas y parcialmente calcáreas de formaciones de edad Paleoceno.

Yacimiento

En el pozo A, mediante pruebas de presión-producción, registros geofísicos, datos de ingeniería y los resultados de análisis de núcleos, se determinó el contacto agua-aceite a la profundidad de 4,228 metros bajo el nivel del mar, en la formación Brecha Cretácico Superior. Sin embargo, en la posición estructural más elevada, donde el fracturamiento y dolomitización son más intensos, los yacimientos corresponden al Cretácico Medio e Inferior, tal como se ha observado en campos análogos. El pozo en cuestión resultó productor de aceite de 11 grados API, con un gasto de 4,150 barriles por día y alcanzó una profundidad total de 4,710 metros.

Condiciones del Pozo A

Propiedades PVT

Tabla 4. Propiedades del fluido (Schlumberger, 2008)

Propiedad	Valor	Unidades
P_y	259.30	kg/cm ²
T_y	122.8	°C
P_b	55.05	kg/cm ²
P_{wh}	17.2	kg/cm ²
T_{wh}	69.7	°C
RGA	27.1	m ³ /m ³
Densidad	11.1	API
IP	15	bpd/psi
$\mu_{@P_y, T_y}$	41.82	cP
$C_{@P_y, T_y}$	9.95×10^{-5}	1/kg/cm ²
$\rho_{@P_y, T_y}$	0.9088	g/cm ³
Salinidad	70000	ppm

Composición del Fluido de Yacimiento

Tabla 5. Composición del fluido de yacimiento (Schlumberger, 2008)

Componentes	Gas del Flash		Líquido del Flash		Fluido del Yacimiento	
	%Peso	%Mol	%Peso	%Mol	%Peso	%Mol
Nitrógeno	4.175	5.428	0.000	0.000	0.165	2.140
Dióxido de Carbono	19.549	16.179	0.000	0.000	0.774	6.378
Ac. Sulhídrico	19.660	21.012	0.000	0.000	0.778	8.283
Metano	10.525	23.896	0.000	0.000	0.417	9.420
Etano	7.351	8.904	0.002	0.032	0.293	3.530
Propano	13.888	11.471	0.014	0.186	0.563	4.635
Iso Butano	2.106	1.320	0.006	0.060	0.089	0.557
n Butano	8.397	5.262	0.034	0.340	0.365	2.280
Iso Pentano	3.195	1.613	0.038	0.305	0.163	0.821
n Pentano	4.324	2.183	0.065	0.517	0.233	1.174
Hexano + Pesados	6.83	2.732	99.841	98.56	96.16	60.782
Total	100	100	100	100	100	100

Tabla 6. Propiedades de la fase aceite a 122.8 °C (Schlumberger, 2008)

Presión (kg/cm ²)	Factor Volumétrico del Aceite (Bo) (vol/stdvol)	Relación Gas Aceite en Disolución (Rs) (m ³ /stdm ³)	Densidad del Aceite (g/cm ³)
384.23	1.141	27.1	0.9185
315.40	1.147	27.1	0.9133
259.30	1.153	27.1	0.9088
245.52	1.154	27.1	0.9077
175.98	1.162	27.1	0.9017
140.97	1.166	27.1	0.8986
118.82	1.169	27.1	0.8966
99.13	1.171	27.1	0.8948
78.11	1.174	27.1	0.8929
63.49	1.175	27.1	0.8914
55.05	1.177	27.1	0.8905
40.62	1.159	21.4	0.8975
27.61	1.135	16.2	0.9100
13.69	1.111	10.2	0.9216
9.33	1.100	7.7	0.9269
1.03	1.071	0	0.9360

Tabla 7. Viscosidad del fluido de yacimiento a 122.8 °C (Schlumberger, 2008)

Presión (kg/cm ²)	Viscosidad del Aceite (cP)
386.48	52.84
316.81	46.50
259.30	41.82
246.15	40.67
181.61	35.80
106.09	31.31
65.67	29.08
58.57	28.84
55.05	28.73
40.64	33.74
27.63	38.89
13.71	47.97
9.35	62.37
1.03	148.02

Análisis del Campo X

Al Campo X se le realizaron pruebas de presión-producción a través del pozo A y se descubrió la presencia de hidrocarburo. Con estas pruebas se mostró una producción de aproximadamente 4000 BPD de 11 °API con una RGA de 21 m³/m³ y una viscosidad a condiciones de yacimiento de 41 cP, la temperatura y presión de yacimiento fueron de 122 °C y 259 kg/cm² respectivamente y la presión de saturación fue de 55 kg/cm², por lo que se trata de un yacimiento bajosaturado y depresionado.

Con los datos obtenidos en las pruebas y un análisis PVT se simuló el comportamiento de afluencia del pozo con el programa PROSPER y se llegó a la conclusión de que la presión de yacimiento no es suficiente para que los hidrocarburos fluyan a la superficie, en la figura 26 se muestra el comportamiento de afluencia del pozo A.

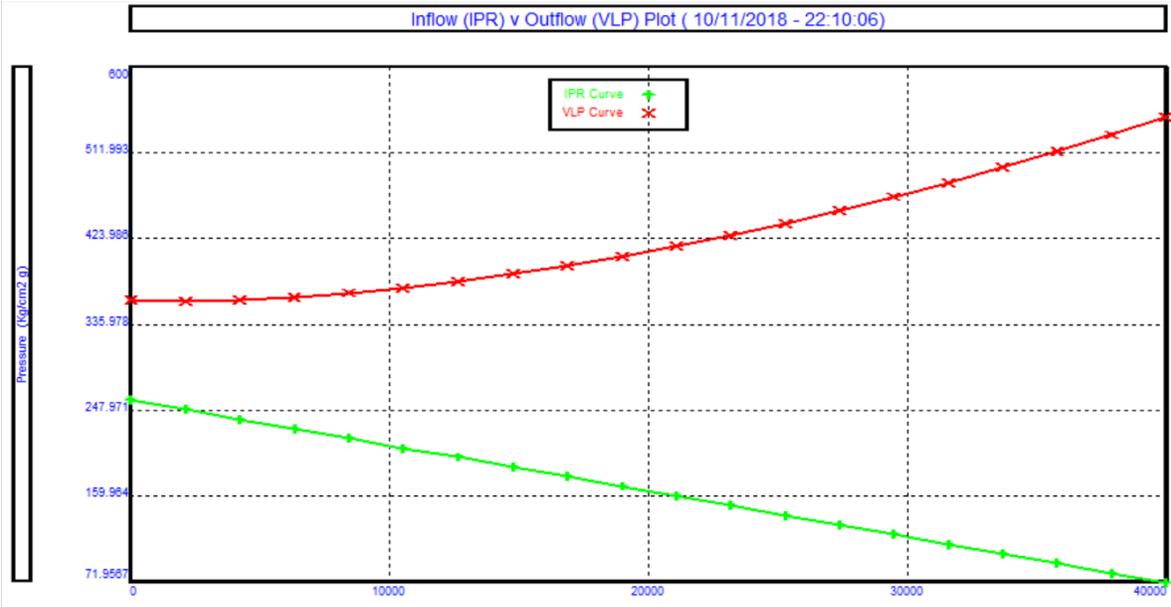


Figura 26. Comportamiento de Afluencia del pozo (autor, 2018)

De acuerdo a la figura anterior se observa que la curva de capacidad de transporte del pozo no interseca con la curva de IPR, por lo que a las condiciones del campo no se obtiene producción, esto da como resultado que para el campo X es necesario implementar algún tipo de Sistema Artificial de Producción desde el inicio de su explotación.

Selección del Sistema Artificial de Producción

Para seleccionar el sistemas que más se adecue a las condiciones del campo, se realizó un análisis cualitativo y cuantitativo a través del diseño y simulación de los sistemas artificiales de producción como son el bombeo electrocentrífugo, el bombeo neumático continuo, el bombeo mecánico, el bombeo hidráulico tipo jet y el bombeo de cavidades progresivas.

Análisis Cualitativo

Este análisis consiste en comparar las características del yacimiento con los criterios de operación de la compañía PEMEX y los criterios de los autores Clegg y Bucaraman.

A continuación se muestran las tablas que se utilizaron para la realización del análisis cualitativo.

Tabla 8. Consideraciones de diseño de los SAP's y comparaciones generales (Clegg y Bucaraman, 1994)

	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	Bombeo Electrocentrífugo (BEC)	Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	Bombeo Neumático Continuo (BNC)
Costo Capital	Bajo a moderado: aumenta con la profundidad y las unidades más grandes.	Bajo: aumenta con la profundidad y gastos mayores.	Costo de capital relativamente bajo si se dispone de energía eléctrica comercial. Los costos aumentan a medida que aumenta la potencia.	Competitivo con el bombeo mecánico. El costo aumenta con mayor potencia.	Los costos del equipo de pozo son bajos, pero los costos de las líneas y la compresión pueden ser altos. El sistema de compresión central reduce el costo por pozo.
Equipo de Fondo	Razonablemente buenas prácticas de diseño y operación de varillas necesarias. Banco de datos de fallos de varilla y bomba beneficioso. Buenas prácticas de selección, operación y reparación necesarias para varillas y bombas.	Se necesitan buenas prácticas de diseño y operación. La selección del elastómero es importante.	Requiere de una selección apropiada de motor, cable, bomba y sello. Esencial un buen diseño y buenas prácticas operacionales.	No posee partes móviles, eso da robustez al equipo	Esencial un buen diseño de válvulas y espaciamiento de mandriles. Costos bajos de equipos de fondo.
Eficiencia	Eficiencia del sistema excelente. Eficiencias entre 50 y 60%.	Excelente. La eficiencia del sistema está entre 50 y 70%.	Buena para pozos con altos gastos (mayores a 60%), disminuye significativamente para pozos con gas.	Baja eficiencia por la gran potencia que se le suministra al equipo de fondo. Su rango está entre 10 y 30%	Moderada. Aumenta en pozos que requieren bajos gastos de gas de inyección. Su rango está entre 5 y 30%
	Excelente. Pueden variarse la velocidad y la longitud de la carrera, el tamaño del pistón y el tiempo de producción para controlar gastos.	Excelente. Se puede variar las velocidades de rotación en la superficie.	Pobre. Las bombas generalmente funcionan a una velocidad fija. Requiere dimensionamiento cuidadoso. El VSD	De buena a excelente. El gasto y presión del fluido de potencia ajusta al gasto de producción y la	Excelente. El gasto de inyección del gas varía para cambiar los gastos. La tubería debe

Flexibilidad			proporciona más flexibilidad pero costos adicionales. Debe dimensionarse la bomba apropiadamente.	capacidad del levantamiento. La selección de tamaños de garganta y boquilla amplía el rango de volumen y capacidad.	dimensionarse correctamente.
Límites del tamaño de la TR	Problemas solo en pozos con alto gasto que requieran émbolo viajero. Tamaños pequeños de TR (4.5" y 5.5") pueden limitar la separación de gas libre.	Por lo general no tiene problemas con TR de 4.5" o mayores, pero la separación de gas puede ser limitada.	La TR limitará la bomba y el motor. Evitar TR's de 4.5" o menores.	TR's se pueden requerir si se corren sargas duales.	El uso de TR's de 4.5" y 5.5" con TP nominal de 2" limita al gasto a <1000 BPD. Para gastos >5000 BPD se requieren TR's >7" y TP's>3.5".
Límites de Profundidad	Bueno. Las varilla o la estructura puede limitarse en profundidad. Eficaz cerca de 500 BPD a 7500 ft y 150 BPD a 15000 ft.	Malo. Limitado a bajas profundidades, posiblemente 5000 ft.	Limitado por la potencia del motor o la temperatura. Profundidades cerca de 10000 ft.	Excelente. Profundidades de 20000 ft.	Profundidades >10000 ft.
Manejo de corrosión/incrustaciones	Bueno a excelente	Bueno	Malo	Bueno a Excelente	Bueno
Manejo de gas.	Bueno	Malo	Malo	Bueno a Regular	Excelente
Aplicación Costa Afuera	Malo	Malo	Bueno	Bueno	Excelente
Manejo de Parafinas	Regular a Bueno	Regular	Regular	Bueno a Excelente	Bueno
Manejo de Sólidos y Arenas	Malo a Regular	Excelente	Malo	Regular a Bueno	Excelente
Límite de Temperatura	Excelente. 550°F	Regular. Por debajo de 250°C	Limitado a <250°F para motores y cables estándar y <325° para especiales.	Excelente. >500°F para materiales especiales	Excelente. Para temperaturas cerca de 350°F.
Manejo de Alta Viscosidad	Buena para <200 cp y bajos gastos (400 BPD)	Excelente	Regular. Limitado a 200 cp.	Buena a Excelente. Cerca de 800 cp	Regular. Pocos problemas para >16°API o debajo de 20 cp.
Capacidad de levantamiento de alto volumen.	Regular. Gasto de 4000 BPD desde 1000 ft y 1000 BPD desde 5000 ft.	Mala. Gastos de 2000 BPD a 2000 ft y 200 BPD a 5000 ft.	Excelente. Gastos de 4000 BPD desde 4000 ft.	Excelente. Cerca de 15000 ft.	Excelente. Gastos de 5000 BPD desde 10000 ft.

Tabla 9. Rangos Máximos de Operación de los SAP's Criterio PEMEX

SAP	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	Bombeo Neumático Continuo (BNC)	Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	BEC
Profundidad (m)	2500	1524	3500	4500	5000
Desviación (°/328m)	15	15	50	20	35
Temperatura de Operación (°C)	200	120	200	170	200
Gasto (BPD)	1500	1000	3000	4000	15000
RGA (m3/m3)	200	200	350	350	200
Corte de Agua (%)	90	90	50	90	90
°API	>8	>8	>15	>8	>10
IP (psi/bpd)	9	12	15	7	10
Mo (cP)	Bueno	Excelente	Pobre	Bueno	Bueno
Manejo de Corrosión (% CO2, %H2S)	Bueno	Regular	Bueno	Excelente	Bueno
Manejo de Gas	Regular	Pobre	Excelente	Regular	Pobre
Manejo de Sólidos	Pobre	Regular	Bueno	Regular	Pobre
Costa Afuera	No	Bueno	Excelente	Bueno	Excelente
Eficiencia del Sistema	Bueno	Bueno	Pobre	Pobre	Regular
Costos Operativos	Bajos	Bajos	Bajos	Moderado	Altos

De acuerdo con las dos tablas anteriores se realizó un análisis cualitativo para elegir a los Sistemas Artificiales de Producción que mejor se adapten a las necesidades del campo.

Las condiciones del pozo que se analizaron fueron las siguientes:

Tabla 10. Condiciones a analizar del pozo A

POZO A	
Característica	Valor
Profundidad (m)	4300
Gasto (BPD)	5000
RGA (m ³ /m ³)	Baja
Tipo de Crudo	Pesado
Tipo de Fluido	Viscoso
Corrosión	Si
Desviación	Si
Ubicación	Costa Afuera

Comparando los 5 SAP's se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 11. Resultados de la comparación cualitativa (autor)

SAP Características	BM	BCP	BEC	BHJ	BNC
Profundidad	x	x	si	si	si
Gasto	x	x	si	si	si
RGA	si	si	si	si	si
Tipo de Crudo	si	si	si	si	x
Corrosión	si	x	si	si	si
Desviación	x	x	si	si	si
Ubicación	x	si	si	si	si
Eficiencia (%)	50-60	50-70	40-50	10-30	5-30

De la tabla anterior se puede concluir que de acuerdo a la profundidad y a las características del hidrocarburo a producir, los sistemas aplicables para cumplir dichas condiciones son: el bombeo electrocentrífugo, el bombeo hidráulico tipo jet y el bombeo neumático continuo.

Se analizaron los tres sistemas preseleccionados mediante un análisis cuantitativo y se simularon con la ayuda de softwares comerciales.

Análisis Cuantitativo

Bombeo Electrocentrífugo

Este tipo de sistema de bombeo se aplica a yacimientos con altos porcentajes de agua, baja densidad API y RGA y en la producción de fluidos viscosos.

El equipo subsuperficial se encarga de levantar la columna de fluidos para producir el pozo, mientras que el equipo superficial provee la energía eléctrica al motor de fondo.

Se simuló el pozo A con el programa SubPump con la finalidad de reproducir las condiciones de operación. Para este análisis se utilizó una tubería de producción de 5 ½", la bomba que se utilizó fue una serie 540 G6200N de 141 etapas a una profundidad de 2500 m. El gasto de líquido obtenido fue de 6450 BPD aproximadamente, tal como se muestra en la figura 27.

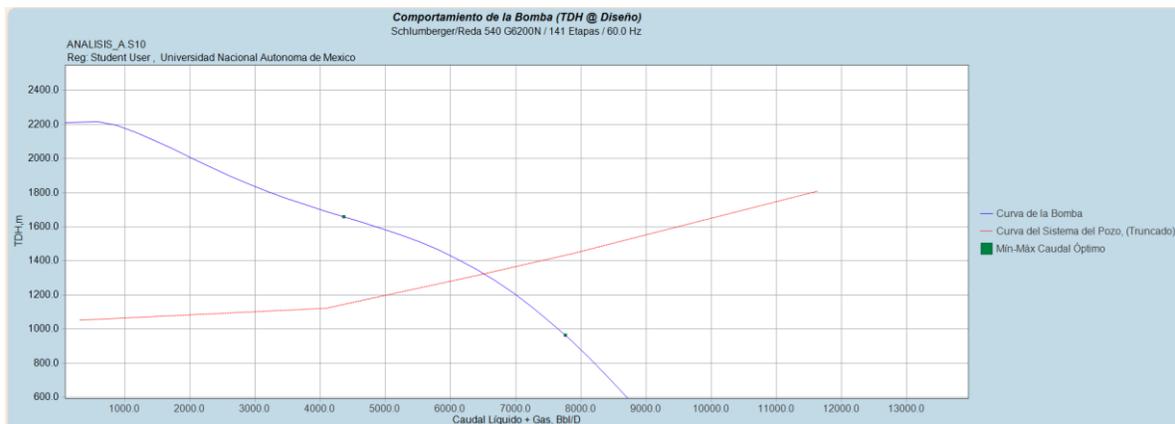


Figura 27. Comportamiento de la bomba a condiciones de diseño (autor, 2018)

Debido a que se tiene una baja RGA, el fluido al momento de entrar a la bomba aún no empieza a liberar gas (ver figura 28), ya que la presión a la entrada de la bomba es de 120 kg/cm² aproximadamente por lo que no es necesario instalar algún separador de gas.



Figura 28. Porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba (autor, 2018)

Bombeo Neumático Continuo

Este sistema consiste en inyectar gas en forma continua a la TP. El gas al integrarse a la corriente de fluidos provenientes de la formación productora, provoca una disminución en la densidad de la mezcla de los fluidos que fluyen a través de la tubería de producción; el efecto es un aligeramiento de la columna de fluidos desde el punto de inyección hasta la superficie, ocasionando una reducción en la presión de fondo fluyendo, provocando que la formación productora responda con una aportación adicional de fluidos, dando como resultado un incremento en la producción del pozo.

La inyección del gas se lleva a través de una válvula denominada válvula operante, la cual se coloca a la profundidad máxima que puede alcanzarse con la presión de gas disponible. Este sistema maneja un rango alto de gastos de producción y se ajusta fácilmente a las condiciones variantes de los pozos como el IP, la RGA, el %agua y la presión del yacimiento.

Con ayuda del software comercial PROSPER se simuló el pozo A con bombeo neumático continuo y se obtuvo que para producir cerca de 6000 bpd se requiere

una presión de inyección de 130 kg/cm², un gasto de inyección de 6 mmpcd y una profundidad de inyección de 2737 m, como se muestra en la figura 29.

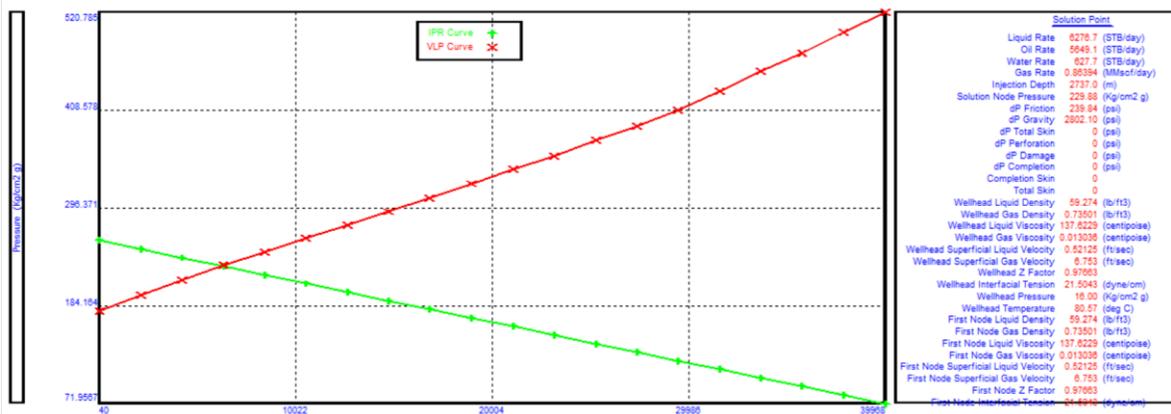


Figura 29. Afluencia del pozo A con bombeo neumático continuo (autor, 2018)

Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Se utiliza cuando el fluido motriz pasa por los elementos estáticos que constituyen la bomba subsuperficial, resolviendo el problema de flujo, succiona los fluidos del yacimiento. Los dos elementos básicos de esta bomba son la boquilla y la garganta.

El transporte del fluido motriz desde la superficie se puede realizar a través de la TP, en este caso el retorno del fluido motriz con la producción se realiza a través del espacio anular, o viceversa.

Se realizó un análisis de sensibilidad usando como fluido motriz: agua, aceite ligero de 35 °API y condensado de 70 °API. En todos los casos, el requerimiento de presión en superficie es mayor a la presión máxima recomendada, que es de 280 kg/cm² y la demanda de potencia para producir 5000-6000 bpd es del orden de 1700 HP.

Tabla 12. Análisis de sensibilidad del BHJ

Fluido Motriz (bpd)	Qfmotriz	Psup (kg/cm2)	Pot req (hp)	Ql prod
70 °API	17485	379	1784	6000
35 °API	17136	399	1838	6000
Agua	17000	379	1817	6000

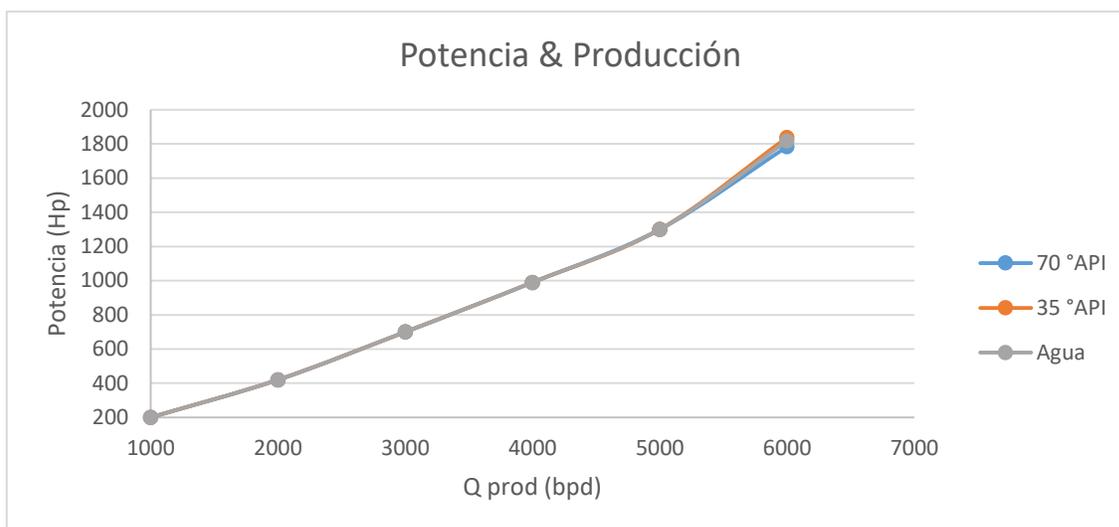


Figura 30. Análisis de potencia requerida vs producción.

Sistema Artificial de Producción Seleccionado

Con base al resultado obtenido para producir 6000 bpd de aceite, se determinó que el bombeo neumático continuo requiere de 130 kg/cm² de presión de inyección, altos volúmenes de gas de inyección y alta potencia, esta presión de inyección no se dispone en el anillo de bombeo, la máxima presión de inyección en el BN es de 65 kg/cm² aproximadamente. El bombeo hidráulico tipo jet requiere una potencia de 1700 hp, una presión superficial de 380 kg/cm² e instalaciones para proveer la presión al fluido motriz y la infraestructura para separar fluido motriz del aceite, por lo que se requeriría de mucho equipo, lo cual implica más espacio y peso en la plataforma.

Por lo tanto, se concluye que el bombeo electrocentrífugo es la opción más factible a implementar para la explotación de los pozos desarrollados en el campo X.

Debido a las condiciones del campo, su alta viscosidad y alto contenido de H₂S y CO₂ se optó por buscar una configuración del sistema BEC que fuera viable para reducir la producción diferida y al mismo tiempo incrementar la vida útil del equipo, por lo que se llegó a la conclusión que la implementación de un sistema BEC Dual es la mejor opción para explotar este campo, ya que se disminuirá la reparación en

el pozo y como ya se ha mencionado también se reducirá la producción diferida y se incrementará la vida del sistema BEC.

Bombeo Electrocentrífugo Dual

Un sistema de bombeo electrocentrífugo dual está formado por dos sistemas BEC's, donde cada uno puede operar de manera independiente, esto es, cuando el equipo BEC principal está operando y falla entonces entra en operación el equipo BEC de respaldo, sin la necesidad de intervenir el pozo con equipo de reparación, dando como resultado un tiempo de inactividad mínimo.

La ventaja principal de este sistema es la reducción de costos al disminuir la reparación de los pozos, el incremento de la vida útil del sistema BEC y la reducción de la producción diferida; dentro de las principales desventajas de este sistema está el incremento del costo del equipo, el aumento en el tiempo de instalación y la recuperación del sistema.

Estos equipos resultan benéficos si el tiempo de vida de la bomba es corto.

Diseño del Sistema BEC Dual

El diseño del sistema BEC Dual consiste en determinar las características del sistema de bombeo electrosumergible que se va a usar y en determinar el diámetro de las tuberías de producción con el que se puedan optimizar los volúmenes a levantar.

Debido a las condiciones que presenta el pozo donde se realizó el diseño del equipo BEC Dual, se concluyó que el BEC Dual debe ir encapsulado, de esta manera se mejorarán las condiciones de refrigeración de ambos motores, se pueden suspender equipos pesados por debajo del BEC inferior, se puede instalar un empacador de fondo por debajo del BEC inferior, el cual aislará el fluido producido de la TR y el cable de potencia previniendo la corrosión de estos elementos con el tiempo.

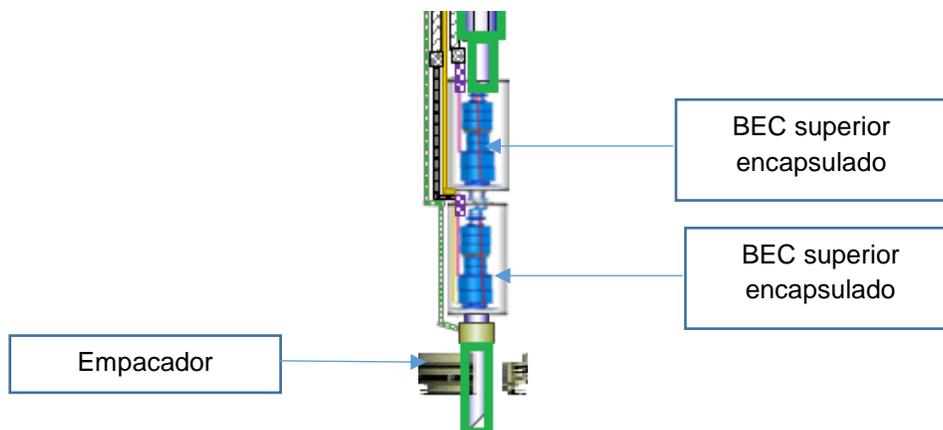


Figura 31. Diseño BEC Dual encapsulado.

El diseño del equipo se efectuó a las siguientes condiciones:

Tabla 13. Condiciones de diseño del sistema BEC Dual (autor, 2018)

Parámetro	Valor	Unidad
Qo	5000	BPD
Py	259.3	kg/cm ²
Pb	55.05	kg/cm ²
Pwh	17.2	Kg/cm ²
Ty	122.8	°C
Twh	69	°C
Densidad Aceite	11.1	API
IP	15	BPD/psi
WC	10	%
RGA	27.1	m ³ /m ³
γg	1.258	
γw	1.052	
Prof. Media Disparos	4117.5	m
Prof. Asentamiento Bomba	2450	m

El asentamiento de las tuberías es el siguiente:

Tabla 14. Estado mecánico del pozo A (autor, 2018)

Tubería	MD (m)	OD (pulgadas)	ID (pulgadas)
TR 79.20 lb/ft	0 - 2850	13 5/8	12.375
TR 88.20 lb/ft	1645 – 4117.5	10 3/4	9.282
TP 17 lb/ft	0 - 2450	5 1/2	3.74

El perfil de desviación del pozo es:

Tabla 15. Perfil de desviación del pozo A (autor, 2018).

MD (m)	TV (m)
0	0
299	298.98
999.5	994.6
2850	2827
4117.5	3695.32

También se tomaron en cuenta las propiedades PVT del fluido descrito en las tablas 4, 5, 6 y 7.

Con estos datos se realizó la simulación para diseñar el sistema BEC superior e inferior con el software especializado SubPump, considerando los parámetros de diseño que se analizaron con el método de los 9 (anexo A).

BEC Superior. Será el equipo que operará primero y se diseñó tomando en cuenta las condiciones de yacimiento que prevalecen al momento de su operación, la frecuencia máxima de operación es de 60 Hz.

Presión a la entrada de la bomba. Se debe de mantener una presión por arriba de 55 kg/cm², con la finalidad de evitar la liberación de gas y que entre a la bomba.

Bomba. Se seleccionó la bomba de la compañía Reda 540 G6200N de 107 etapas, la cual es capaz de entregar 7900 BPD.

Motor. El motor que se eligió fue un Reda 562 F151 de 450 Hp.

Cable. El cable seleccionado desde la superficie hasta el asentamiento de la bomba es del tipo redablack de forma redonda y a partir del asentamiento de la bomba hasta el motor es de forma plana, esto se debe a la reducción que se genera por instalar el sistema BEC.

Sello. Se utilizó un protector con cojinetes de empuje que resisten altas cargas y ejes de alta resistencia con configuración BPBSL y serie 540.

Metalurgia. Los materiales fueron seleccionados de tal forma que se maximizara la resistencia a la corrosión, así como ejes de alta resistencia y altas cargas.

BEC Inferior. El BEC inferior es exactamente igual al diseño del BEC superior, ya que al estar a pocos metros de distancia relativamente no se consideran grandes cambios en las propiedades del sistema.

El estado mecánico propuesto a instalar en el pozo A es:

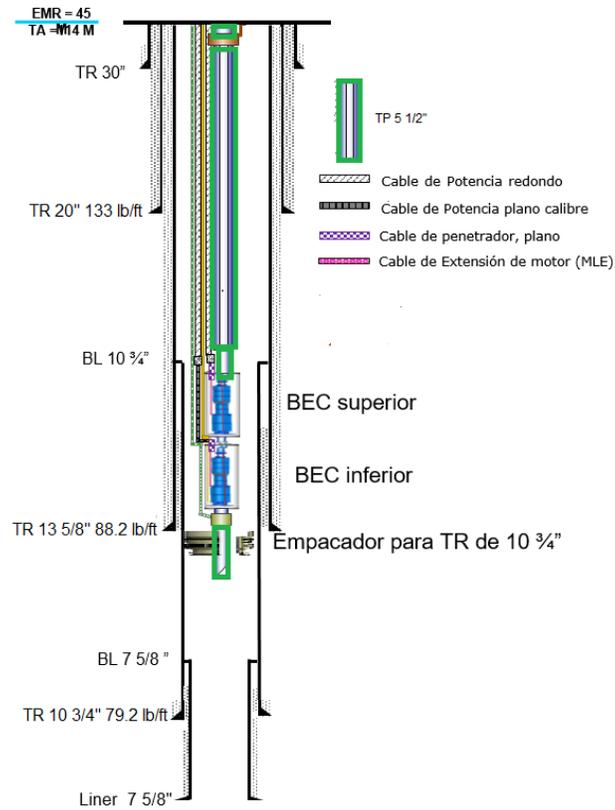


Figura 32. Estado mecánico del pozo A (autor, 2018)

Donde los componentes y accesorios que se proponen a utilizar en los sistemas electrocentrífugos superior e inferior es:

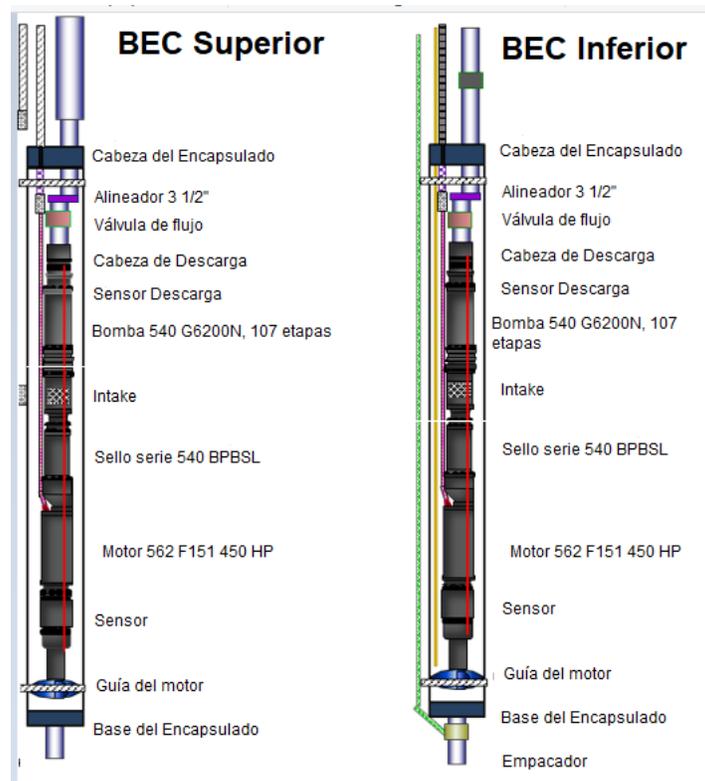


Figura 33. Componentes utilizados en el sistema BEC Dual propuesto (autor, 2018)

Capítulo VI. Evaluación de los resultados

Con la configuración del sistema de levantamiento artificial anterior se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 16. Resultados obtenidos con la implementación del BEC Dual (autor, 2018)

Parámetro	Valor	Unidad
QI	5020	BPD
PIP	115	kg/cm ²
PSI	227	kg/cm ²
TDH	1448	m
Potencia Operación de la Bomba	265	Hp
Eficiencia de la Bomba	54	%

Gas Libre	N/A	
-----------	-----	--

En la figura 34 se puede observar el diagrama de las condiciones finales de operación del equipo, en el se observa el tipo de bomba, de motor y cable, así como las condiciones de presión que se obtienen a la entrada y descarga de la bomba, entre otros parámetros.

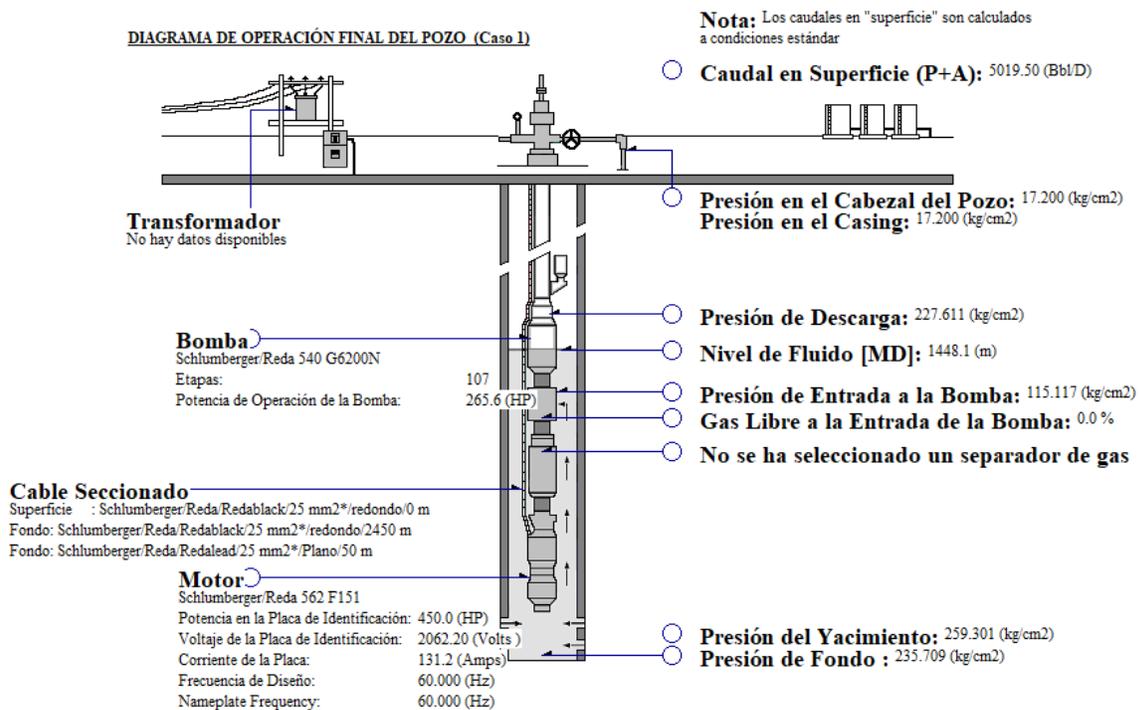


Figura 34. Condiciones finales de operación del pozo (autor, 2018)

En las siguientes figuras se pueden observar algunos de estos parámetros:

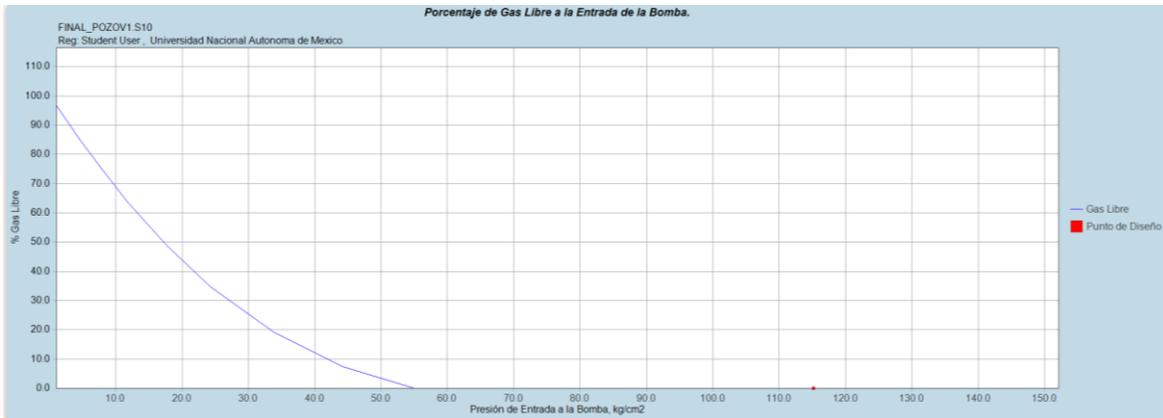


Figura 35. Comportamiento del gas libre a la entrada de la bomba (autor, 2018)

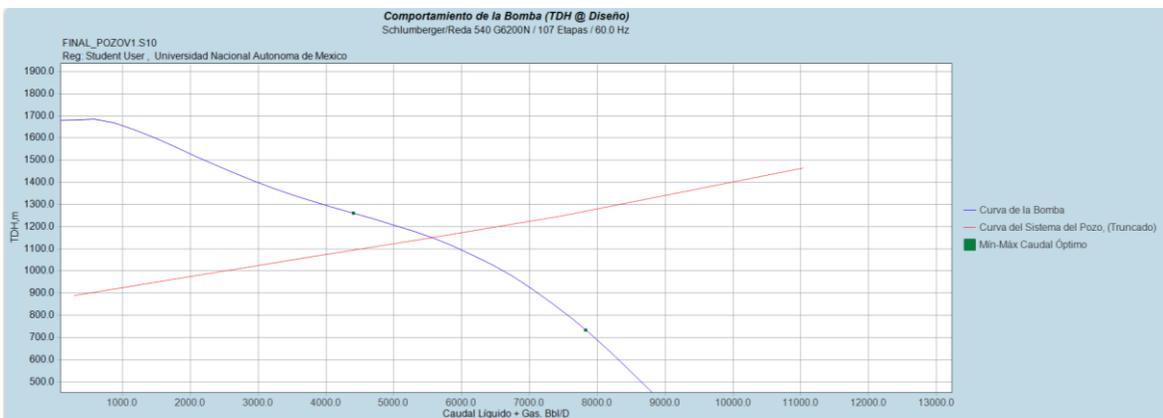


Figura 36. Comportamiento de la bomba a condiciones de diseño (autor, 2018)

De lo anterior se puede observar que la bomba seleccionada resulta adecuada para levantar el gasto de líquido deseado y también que no es necesario instalar algún separador de gas, debido a que la presión en la entrada de la bomba es muy superior a la presión de saturación por lo que en ese punto el gas aún no empieza a liberarse.

Análisis de Sensibilidades

Se realizaron algunos análisis de sensibilidad con la finalidad de observar el comportamiento del sistema BEC.

Variación de la Frecuencia de la Bomba.

La frecuencia de diseño se varió de 50 a 70 Hz, con intervalos de 5 Hz. En la gráfica 37 se muestra que mientras mayor es la frecuencia, la bomba operará a mayores gastos de líquido, sin embargo cuando la frecuencia del motor es menor a 60 Hz la bomba queda fuera del rango deseable.

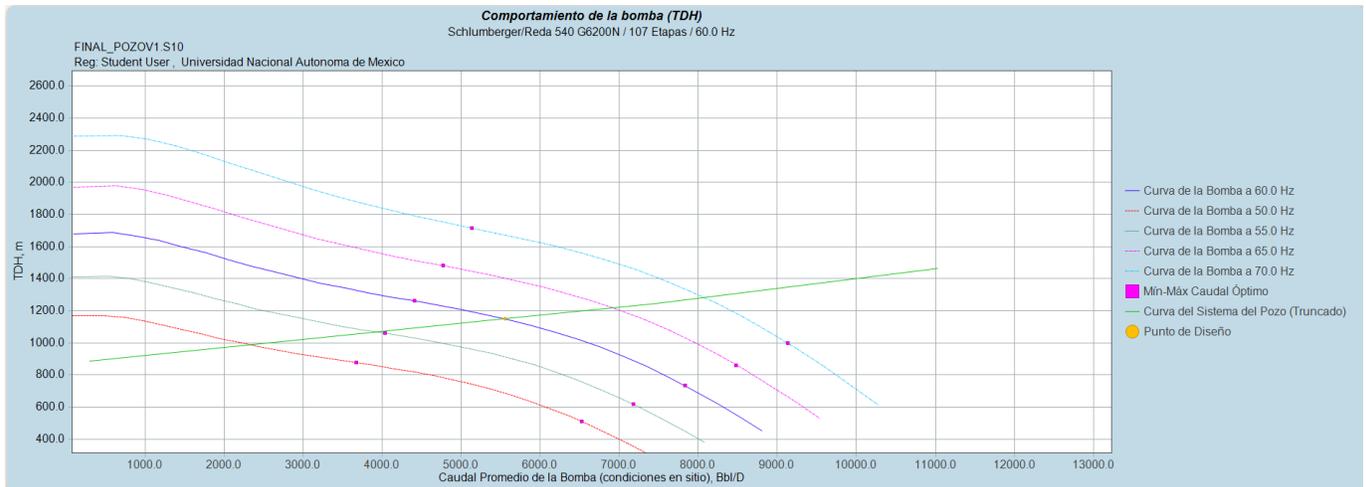


Figura 37. Comportamiento de la bomba con frecuencia variable (autor, 2018)

Por lo que la bomba seleccionada a una frecuencia de 60 Hz resulta ser la más adecuado, además se debe de tener en cuenta que la frecuencia máxima disponible en superficie es de 60 Hz.

Variación el Corte de Agua

Se varió el corte de agua a condiciones de 5, 10, 20, 30 y 40 por ciento y los resultados fueron los siguientes:

Tabla 17. Comportamiento del BEC a diferentes cortes de agua (autor, 2018)

Caso	1	2	3	4	5
Corte Agua	5%	10%	20%	30%	40%
QI (BPD)	5027	5019	5052	5036	5060
Qo (BPD)	251	502	1010	1511	2024

Qw (BPD)	4776	4517	4042	3525	3036
Nivel de Fluido (m)	1440	1448	1472	1494	1518
TDH (m)	1133	1150	1198	1244	1290
PIP (kg/cm²)	115	115	113	112	110
PSI (kg/cm²)	226	227	231	235	235
Efic. Bomba	53.7	54.0	54.5	55.1	67.4

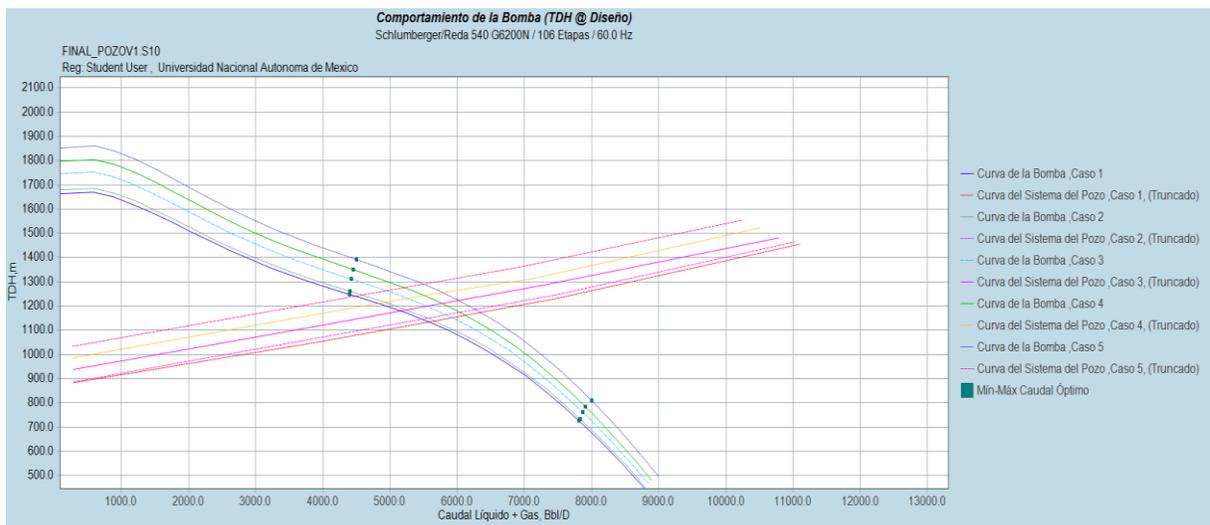


Figura 38. Comportamiento de la bomba a diferentes cortes de agua (autor, 2018)

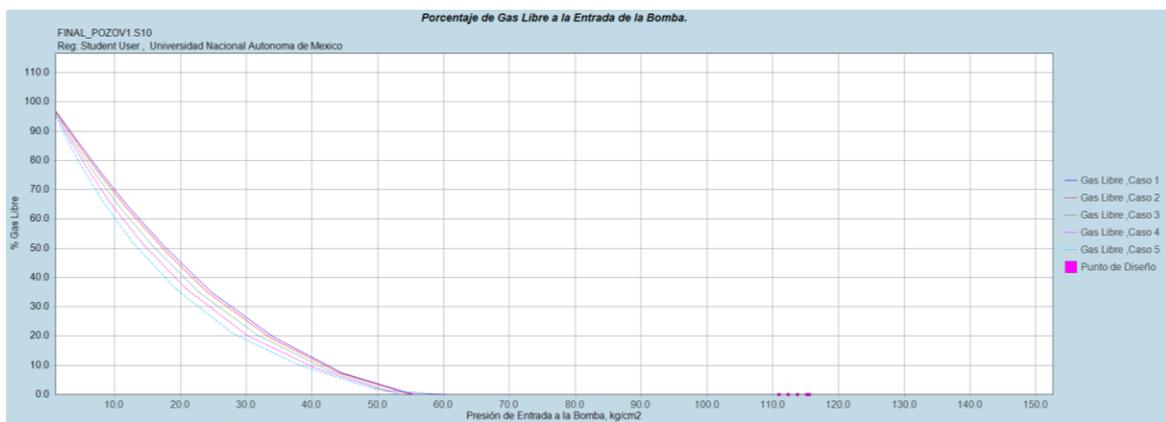


Figura 39. Porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba a diferentes cortes de agua (autor, 2018)

Al incrementar el corte de agua aumenta el nivel de fluido que hay por encima de la bomba, lo que genera que se incremente la presión de descargar de la bomba,

debido a que la columna hidrostática que hay que vencer es mayor. También se puede observar que el gasto de líquido disminuye al igual que el gasto de aceite porque el volumen de agua es mayor.

La eficiencia de la bomba incrementa al aumentar el corte de agua esto se debe a que las bombas fueron probadas con agua por lo tanto mientras más se asemeje la densidad del fluido producido a la del agua, las bombas tendrán una mayor eficiencia.

Variación de la Presión Estática

Tabla 18. Comportamiento del BEC a diferentes Pws (autor, 2018)

Caso	1	2	3	4
Pws	259	255	250	245
QI (BPD)	5001	5029	5091	5010
Nivel de Fluido (m)	1498	1440	1448	1453
PIP (kg/cm ²)	109	115	114	114
Efic. Bomba	53.2	53.7	53.7	53.7

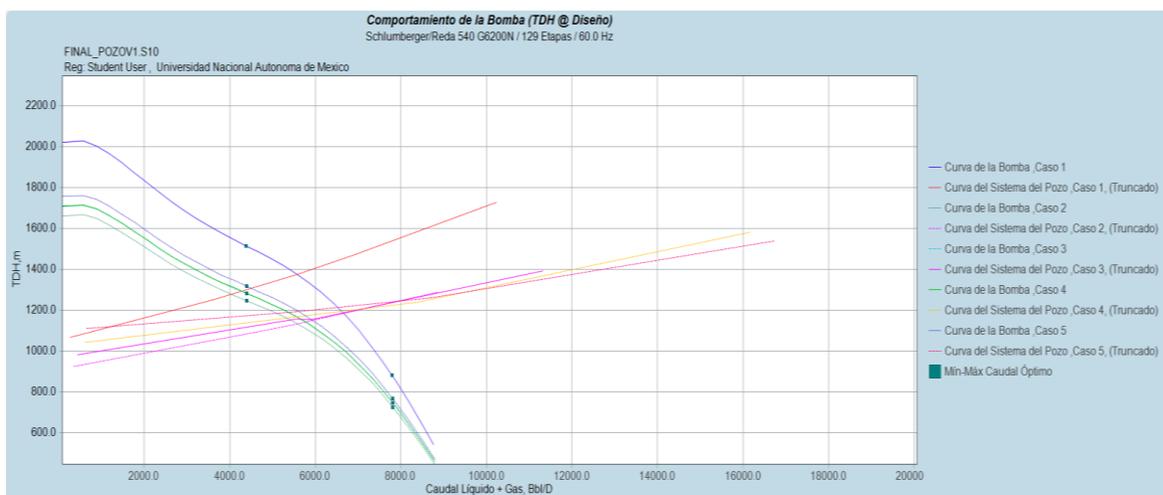


Figura 40. Comportamiento de la bomba a diferentes Pws (autor, 2018)

Al variar la presión estática de 259 kg/cm² a 245 kg/cm² se observa que el gasto de líquido no varía de manera significativa, los parámetros comparados como la presión de entrada a la bomba, el nivel de fluido por encima de la bomba y la eficiencia de la bomba en todos los casos son muy parecidos.

Capítulo VII. Conclusiones y recomendaciones

Recomendaciones

Para la colocación de la bomba se debe considerar lo siguiente:

- Garantizar buena sumergencia del equipo en función del gasto requerido y del IP.
- El Porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba debe ser menor o igual al 15 %, en caso contrario considerar un separador o manejador de gas.
- El máximo ángulo de inclinación del pozo para instalar el equipo BEC debe ser de 70 °.
- Se debe respetar un claro entre los sistemas BEC y diámetro interno de la tubería de revestimiento, considerando todos los accesorios en las terminaciones, normalmente se recomienda mantener por lo menos 0.3 pulgadas de claro entre la tubería de revestimiento y equipo BEC, pero se han bajado equipos con un claro o drift de 0.2 pulgadas.

Las bombas deben ser fabricadas resistentes a la abrasión y corrosión, su eje debe ser de alta carga y alta resistencia.

Los sellos deben poseer ejes de alta carga y alta resistencia, además de que deben ser resistente a ambientes corrosivos y abrasivos.

Los motores deben de soportar altas temperaturas, eficiencias cercanas al 80%

Si no se garantiza una velocidad del fluido mayor a 1 ft/seg para el enfriamiento del motor, se recomienda utilizar una camisa de refrigeración o un sistema encapsulado.

Utilizar cable plano únicamente cuando el espacio de la tubería de revestimiento o claros sean muy reducidos, de lo contrario utilizar cable redondo.

En pozos profundos se recomienda utilizar cable redondo debido a que su geometría helicoidal ayuda a eliminar el desbalance entre las fases.

En pozos con alto contenido de H₂S se debe de considerar la susceptibilidad que presenta este material al entrar en contacto con el ácido, aunque este problema se puede superar en pozos con altas temperaturas a través de un complemento aislado.

El cable de potencia y MLE deben ser resistente a altas temperaturas (mayor a 232 °C).

Los límites de potencia para el eje de la bomba, succión, separador de gas y sellos a la frecuencia de operación de diseño, debe ser mayor que la potencia en la placa del motor a esta frecuencia, esto con la finalidad de evitar ruptura de los ejes.

Las carcasas de los equipos deben de ser resistentes a la corrosión y abrasión.

No se recomienda utilizar sistemas duales en pozos que tengan bajos potenciales por los altos costos de inversión.

Conclusiones

Cuando un pozo no fluye de manera natural es necesario implementar algún Sistema de Producción Artificial con la intención de activar la producción.

Se debe realizar un análisis técnico-económico para elegir el sistema que mejor se adapte a las condiciones actuales del pozo.

El sistema BEC Dual resulta ser una buena opción para pozos de aceite pesado y profundo. Además de que se puede usar como un sistema de respaldo, donde el BEC principal operará y en cuanto falle, el BEC secundario entrará en operación, de esta manera el tiempo de inactividad será mínimo y la producción diferida será mucho menor.

En campo X posee alto contenido de contaminantes (H_2S y CO_2) por lo que es necesario implementar mejoras a los equipos y accesorios del sistema BEC Dual para evitar que estos tengan alguna falla prematura.

Diseñar algún Sistema Artificial de Producción integra las actividades de toma de información, ingeniería, instalación del sistema, operación, supervisión y la optimización de los pozos.

Los programas de cómputo especializados ofrecen una herramienta muy eficaz para la selección de los equipos y accesorios que se desean implementar para el diseño u optimización de un Sistema Artificial de Producción.

Nomenclatura

SAP = Sistema Artificial de Producción

BEC = ESP = Bombeo Electrocentrífugo

VSD = Variador de Velocidad

PEMEX = Petróleos Mexicanos

REDA = Russian Electrical Dynamo of Arutunoff

API = American Petroleum Institute

GNPOC = Greater Nile Petroleum Operating Company

PCP = Bombeo de Cavidades Progresivas

TVDSS = Profundidad Vertical Verdadera Medida desde el Nivel Medio del Mar

MD = Metros Desarrollados

WC = Corte de Agua

RGA = Relación Gas Aceite

IP = Índice de Productividad

BFPD = Barriles de Fluido por Día

TR = Tubería de Revestimiento

TP = Tubería de Producción

WO = Agua-Aceite

PEP = Pemex Exploración y Producción

MLE = Cable de Extensión del Motor

HCL = Ácido Clorhídrico

HF = Ácido Sulfúrico

TDH = Altura Dinámica Total

H₂S = Ácido Sulfhídrico

CO₂ = Dióxido de Carbono

P_y = Presión de Yacimiento

P_b = Presión de saturación o burbuja

P_{wh} = Presión en la Cabeza del Pozo

T_y = Temperatura del Yacimiento

T_{wh} = Temperatura en la Cabeza del Pozo

$\mu_{@P_y, T_y}$ = Viscosidad a Presión y Temperatura de Yacimiento

$C_{@P_y, T_y}$ = Compresibilidad a Presión y Temperatura de Yacimiento

$\rho_{@P_y, T_y}$ = Densidad a Presión y Temperatura de Yacimiento

cP = Centipoise

Q_o = Gasto de aceite

Q_l = Gasto de Líquido

Y_g = Gravedad Específica del Gas

Y_w = Gravedad Específica del Agua

PIP =

PSI =

C_f = Compresibilidad de la formación

mD = Mili darcy

P_d = Presión de Descarga

P_i = Presión en la Entrada de la Bomba

PR = Presión de la Tubería de Revestimiento

P_{sep} = Presión de Separación

PT = Presión de la Tubería de Producción

PVT = Presión, Volumen y Temperatura

T_i = Temperatura de Entrada

TM = Temperatura de Motor

T_{sep} = Temperatura de Separador

Lista de Figuras

Figura	Título	Pag.
1	Gastos máximos de producción de líquido vs profundidad de levantamiento para diversos SAP	8
2	Campo Erdpress	12
3	Sistema ESP dual del pozo Erdpress 6	15
4	Localización del Campo Otter	19
5	Ensamblaje General del BEC	22
6	Causas de Falla en los Equipos BEC	25
7	Vida Útil de los Equipos BEC en la Región Norte	25
8	Vida Útil de los Equipos BEC en la Región Sur	26
9	Vida Útil de los Equipos BEC en la Región Marina Suroeste	26
10	Vida Útil promedio de los Equipos BEC Instalados en la Región Marina Noreste	27
11	Equipo subsuperficial del BEC	37
12	Corte transversal del motor	38
13	Separador de gas	39
14	Protector del BEC	41
15	Configuraciones del Cable de Potencia	42
16	Bomba centrífuga	43
17	Curva de desempeño de la bomba	44
18	Conexión del motor	45
19	Configuración del Equipo Superficial del Sistema BEC	46
20	Variador de velocidad	47
21	Configuración Combinada de Fondo de Pozo del Sistema BEC Dual	48
22	Configuración del Sistema BEC Dual con Tubería de Producción Paralela	49
23	Configuración del Sistema BEC Dual con Tubería Concéntrica	50
24	Ubicación del campo X productor de aceite pesado	64
25	Núcleos cortados en el yacimiento Cratácico	66
26	Comportamiento de afluencia del pozo	71
27	Comportamiento de la bomba a condiciones de diseño	76
28	Porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba	77

29	Afluencia del pozo A con bombeo neumático continuo	78
30	Análisis de potencia requerida vs producción	79
31	Diseño BEC Dual encapsulado	81
32	Estado mecánico del pozo A	84
33	Componentes utilizados en el sistema BEC Dual propuesto	85
34	Condiciones finales de operación del pozo	86
35	Comportamiento del gas libre a la entrada de la bomba	87
36	Comportamiento de la bomba a condiciones de diseño	87
37	Comportamiento de la bomba a frecuencia variable	88
38	Comportamiento de la bomba a diferentes cortes de agua	89
39	Porcentaje de gas libre de la bomba a diferentes cortes de agua	89
40	Comportamiento de la bomba a diferentes Pws	90

Lista de Tablas

Tabla	Título	Pag.
1	Rendimiento de la Producción del Pozo A-06	11
2	Propiedades del Yacimiento Erdpress 6	12
3	Propiedades del Yacimiento Erdpress 13	13
4	Propiedades del fluido	67
5	Composición del fluido de yacimiento	68
6	Propiedades de la fase aceite a 122.8 °C	69
7	Viscosidad del fluido de yacimiento a 122.8 °C	70
8	Consideraciones de diseño de los SAP's y comparaciones generales	72
9	Rangos Máximos de Operación de los SAP's Criterio PEMEX	74
10	Condiciones a analizar del pozo A	75
11	Resultados de la comparación cualitativa	75
12	Análisis de sensibilidad del BHJ	78
13	Condiciones de diseño del sistema BEC Dual	81
14	Estado mecánico del pozo A	82
15	Perfil de desviación del pozo A	82
16	Resultados obtenidos con la implementación del BEC Dual	85
17	Comportamiento del BEC a diferentes cortes de agua	88
18	Comportamiento del BEC a diferentes Pws	90

Bibliografía

1. Takacs, G. 2009. *Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations and Maintenance*. Primera Edición. Burlington, MA, USA: Gulf Professional Publishing.
2. Sánchez, F., Ruíz, J.A. y Bautista, S. (2007). *El Bec en México, Retrospectiva 1960-2006*. CDMX.
3. <https://es.slideshare.net/blackmadrigal/sap-16638366>
4. Tajeldin, A., Elrafai, A. et al. "Dual ESP as a Solution for Cross-Flow Challenges. Case Study, Well A-06, Muglad Basin, Sudan" SPE 164727. 2013.
5. Hoy, M., Florian, T. y Geier, H. "Candidate Selection and Operation of Commingled Production with a Dual ESP System in a Green Field Development". SPE 182908 MS. 2016.
6. Horn, M., Coudeville, F., Bespalov, E y Butcher, H. "Otter: A 21 Kilometer Subsea Tieback With Dual Electric Submersible Pumps". 2004.
7. Sánchez, F., Ruíz, J.A. y Bautista, S. (2007). *El Bec en México, Retrospectiva 1960-2006*. CDMX.
8. Ramírez, M. 2004. *Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting*. ESP Oil International Training Group.
9. Takacs, G. 2009. *Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations and Maintenance*. Primera Edición. Burlington, MA, USA: Gulf Professional Publishing.
10. "Apuntes para la Cátedra de Sistemas Artificiales de Producción", Universidad Nacional Autónoma de México, FI, mayo 2013.
11. Baker Hughes Centrilift, "Submersible Pump Handbook", 2009
12. Bremner, C., Kosmala, A., Nicholson, B. et al. "Tecnologías en Evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles", Schlumberger, 2007.
13. Flatern, R. "Bombas Eléctricas Sumergibles", Schlumberger, 2015.

14. Tajeldin, A., Elrafai, A. et al. "Dual ESP as a Solution for Cross-Flow Challenges. Case Study, Well A-06, Muglad Basin, Sudan" SPE 164727. 2013.
15. 9 step. Centrilift. Baker Hughes Company.

Anexo A “Los Nueve Pasos para el Diseño de un Sistema BEC”

Paso 1. Recopilación de información. Los datos que se requieren para el diseño del equipo BEC son: ¹⁵

- Datos del pozo.
- Datos de producción.
- Condiciones del fluido del pozo.
- Fuentes de poder.
- Posibles problemas.

Paso 2. Capacidad de producción. Primero se debe de calcular la sumergencia de la bomba, con la finalidad de asegurar que la bomba está completamente sumergida a la profundidad de asentamiento.

- Nivel Estático.

$$\text{Nivel Estático} = \frac{P_{wf}}{\text{Grad. de la Mezcla}} \dots \dots (1)$$

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{Q_d}{IP} \dots \dots (2)$$

$$\text{Gradiente Mezcla} = \frac{(\%agua * \gamma_{agua} + \%aceite * \gamma_{aceite})}{2.31} \dots \dots (3)$$

$$\gamma_{aceite} = \frac{141.5}{API + 131.5} \dots \dots (4)$$

- Nivel Dinámico.

$$\text{Nivel Dinámico} = \text{Prof Media de los Disparos} - \text{Nivel Estático} \dots \dots (5)$$

Después de que se obtiene el nivel dinámico se obtienen las presiones por debajo de la entrada de la bomba y a la entrada de la bomba

- Presión por Debajo de la Bomba.

$$PSI = \text{Gradiente Mezcla}(\text{Prof Media de los Disparos} - \text{Prof Intake}) \dots \dots (6)$$

- Presión a la Entrada de la Bomba.

$$PIP = P_{wf} - PSI \dots \dots (7)$$

Se obtiene el índice de productividad del pozo (IP) o el índice de productividad relativa (IPR) para un pozo bajosaturado o saturado respectivamente.

- Índice de Productividad.

$$IP = J = \frac{Q_d}{P_{ws} - P_{wf}} \dots \dots (8)$$

- Índice de Productividad Relativa.

$$Q_{max} = \frac{Q_d}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2} \dots \dots (9)$$

Paso 3. Cálculos de gas. La presencia de gas libre a la entrada de la bomba hace que el proceso de selección del equipo sea más complicado y voluminoso.

- Volumen Total de Gas.

$$Vol\ Total\ Gas\ (MCF) = \frac{RGA * \%aceite * Q_d}{1000} \dots \dots (10)$$

- Volumen del Gas en Solución.

$$Vol\ Gas\ Solución\ (MCF) = \frac{R_{s@PIP} * \%aceite * Q_d}{1000} \dots \dots (11)$$

$$R_{s@PIP} = \gamma_g \left(\frac{PIP}{18} * \frac{10^{0.0125*API}}{10^{0.00091*T(^{\circ}F)}} \right)^{1.2048} \dots \dots (12)$$

- Volumen de Gas Libre

$$Vol\ Gas\ Libre\ (MCF) = Vol\ Total\ Gas - Vol\ Gas\ Solución \dots \dots (13)$$

Se procede a calcular el volumen total de fluidos a la entrada de la bomba.

- Volumen de Aceite

$$V_o = Q_d * \% Aceite * B_o \dots \dots (14)$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175} \dots \dots (15)$$

$$F = R_{s@PIP} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \dots \dots (16)$$

Donde:

V_o = Volumen de aceite, BOPD

Q_d = Gasto de diseño, BPD

B_o = Factor de volumen del aceite

T = Temperatura de fondo, °F

γ_g = Gravedad específica del gas

γ_o = Gravedad específica del aceite

- Volumen de Agua

$$V_w = Q_d * \% \text{ agua} \dots \dots (17)$$

- Volumen de Gas

$$V_g = Vol \text{ Gas Libre} * B_g \dots \dots (18)$$

$$B_g = \frac{5.04ZT}{PIP} \dots \dots (19)$$

Donde:

V_g = Volumen de gas.

Z = Factor de compresibilidad del gas.

T = Temperatura de fondo, °R

P = Presión a la entrada de la bomba, psi

B_g = Factor de volumen del gas, bbl/mcf

- Volumen Total de Fluido a la Entrada de la Bomba.

$$V_T = V_o + V_g + V_w \dots \dots (20)$$

Una vez obtenido el volumen total de fluidos, se calcula el porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba.

- Porcentaje de Gas Libre a.

$$\% \text{ Gas Libre} = \frac{V_g}{V_T} * 100 \dots \dots (21)$$

Finalmente se obtiene la gravedad específica de la mezcla que hay a la entrada de la bomba.

- Gravedad Específica de la Mezcla.

$$\gamma_{Mezcla} = \frac{\text{Masa Total Fluidos}}{V_T * 5.6146 * 62.4} \dots \dots (22)$$

$$\begin{aligned} \text{Masa Total Fluidos} \\ = (bopd * \gamma_{aceite} + bwpd * \gamma_{agua})(5.6146 * 62.4) \\ + (RGA * bopd * \gamma_{gas} * 0.0752) \dots (23) \end{aligned}$$

- Gradiente de la Mezcla a la Entrada de la Bomba.

$$\text{Grad Mezcla Intake} = 0.433 * \gamma_{Mezcla} \dots \dots (24)$$

Paso 4. Altura Dinámica Total (TDH). Es la suma de tres componentes básicos: de la distancia neta que el fluido debe ser levantado desde el nivel dinámico hasta la superficie, de la pérdida de fricción en la tubería y de la presión del cabezal que la bomba debe vencer.

- Altura Dinámica Total.

$$TDH = H_d + F_t + P_d \dots \dots (25)$$

TDH= Altura dinámica total, ft.

Hd= Distancia neta que el fluido debe ser levantado, ft.

Ft= Pérdida de fricción en la tubería, ft.

Pd= Presión de cabezal que la bomba debe vencer, ft.

- Distancia neta que el fluido debe ser levantado.

$$H_d = Prof Bomba - \frac{PIP * 2.31}{\gamma_{Mezcla}} \dots \dots (26)$$

Hd= Distancia neta que el fluido debe ser levantado, ft.

Prof Bomba= Profundidad de la bomba, ft.

- Pérdida de Fricción en la Tubería.

$$F_t = Prof Bomba * FF \dots \dots (27)$$

Donde:

Ft= Pérdida de fricción en la tubería, ft.

FF= Factor de fricción que se obtiene del anexo B, adimensional.

- Presión de cabezal que la bomba debe vencer.

$$P_d = \frac{P_{wh}}{Grad Mezcla Intake} \dots \dots (28)$$

Paso 5. Tipo de Bomba. Para la selección de la bomba se deben de considerar dos aspectos importantes, los cuales son, el gasto de fluido a levantar y el diámetro que se dispone en el equipo.

Cuando dos o más tipos de bombas tienen eficiencias similares al volumen deseado, las siguientes condiciones determinan la elección de la bomba:

- Los precios de la bomba y los tamaños y precios correspondientes del motor pueden diferir un poco. Normalmente, la bomba y el motor de mayor diámetro son menos costosos y funcionan con eficiencias más altas.
- Cuando la capacidad del pozo no se conoce, o no se puede estimar, se debe elegir una bomba con una curva característica "escalonada".
- Si hay gas presente en el fluido producido, puede requerirse un separador de gas para lograr una operación eficiente.
- En pozos donde el fluido es bastante viscoso y / o tiende a emulsionar, o en otras circunstancias extraordinarias, algunas correcciones de la bomba pueden ser necesarias para asegurar una operación más eficiente.

Paso 6. Optimización del Tamaño de los Componentes.

- Bomba. Se debe consultar la curva de rendimiento del tipo de bomba seleccionada y determinar el número de etapas requeridas para producir la capacidad anticipada contra la altura dinámica total calculada previamente.

$$\text{Número de Etapas} = \frac{\text{Altura Dinámica Total}}{\text{Cabeza/Etapa}} \dots \dots (29)$$

- Separador. Se deben de hacer los ajustes necesarios en los requerimientos de potencia y la longitud del housing.
- Motor. Para seleccionar el tamaño de motor adecuado para un tamaño de bomba predeterminado, primero debe determinar la potencia de freno requerida por la bomba. La potencia por etapa se obtiene refiriéndose nuevamente a la curva de rendimiento para la bomba seleccionada y leyendo el valor de la escala correcta.

La potencia de freno requerida para manejar una bomba determinada se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$BHP = \text{Número de Etapas} * \frac{BPH}{\text{Etapa}} * Sp Gr \dots \dots (30)$$

- Sello. Se recomiendan sellos de la serie 338 para bombas de la serie 338 que utilizan motores de la serie 375. Se recomiendan sellos de la serie 400 para bombas de la serie 400 que utilizan motores de la serie 450. Cuando los motores de las series 544 o 564 se usan con una bomba de la serie 513, se requiere el sello de la serie 513. Se requiere un adaptador de la serie 513-400 cuando se ejecuta una sección de sello de la serie 513 con una bomba de la serie 400.

Paso 7. Selección del cable. La selección del cable implica la determinación del tamaño del cable, el tipo de cable y la longitud del cable.

El tamaño adecuado del cable depende de los factores combinados de caída de voltaje, amperaje y espacio disponible entre la TP y la TR.

La selección del tipo de cable se basa principalmente en las condiciones del fluido, la temperatura de fondo y las limitaciones de espacio dentro del espacio anular entre la TR y la TP.

La longitud total del cable debe ser al menos 100 pies más larga que la profundidad de asentamiento de la bomba para que las conexiones de superficie estén a una distancia segura de la cabeza del pozo.

Paso 8. Equipo Opcional y Accesorios.

Paso 9. Sistema de Bombeo de Velocidad Variable.

Anexo B “Diseño del Sistema BEC Dual con el Software Especializado SubPump”

El diseño del sistema BEC Dual se realizó utilizando la siguiente información:

Tabla 19. Propiedades del yacimiento, pozo y fluido.

Propiedad	Valor	Unidades
Q _o	5000	BPD
P _y	259.30	kg/cm ²
T _y	122.8	°C
P _b	55.05	kg/cm ²
P _{wh}	17.2	kg/cm ²
T _{wh}	69.7	°C
RGA	27.1	m ³ /m ³
Densidad	11.1	API
IP	15	bpd/psi
WC	10	%
γ _{agua}	1.052	
γ _{gas}	1.258	
μ@P _y , T _y	41.82	cP
Prof. Asentamiento Bomba	2450	m
Prof. Media Disparos	4117.5	m

Tabla 20. Estado mecánico del pozo A.

Tubería	MD (m)	OD (pulgadas)	ID (pulgadas)
TR 79.20 lb/ft	0 - 2850	13 5/8	12.375
TR 88.20 lb/ft	1645 – 4117.5	10 3/4	9.282
TP 17 lb/ft	0 - 2450	5 1/2	3.74

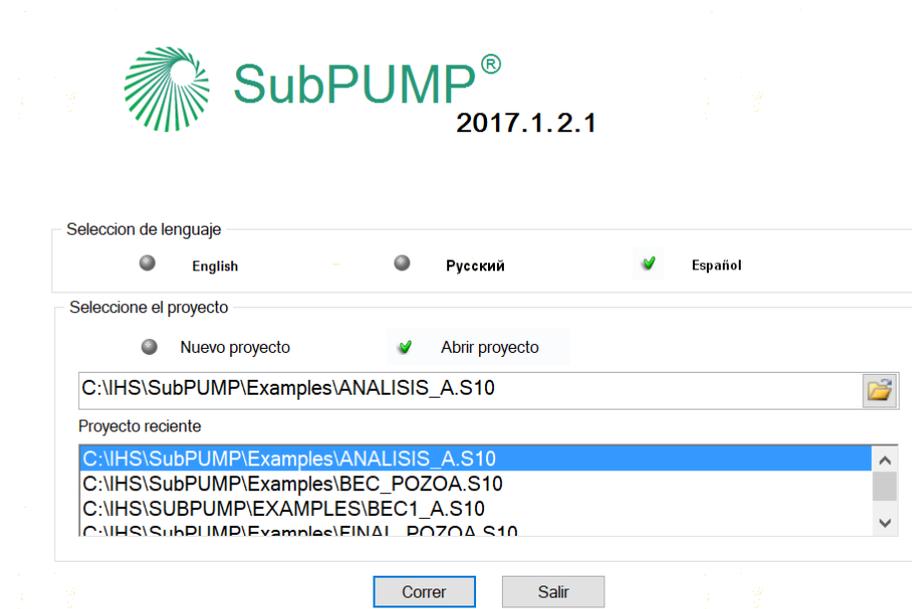
Tabla 21. Desviación del pozo A.

MD (m)	TDV (m)
1.00	1.00
299.00	298.98
999.50	994.60
2850.00	2827.00
4117.50	3695.31

Tabla 22. Impurezas del gas

Componentes	Gas del Flash	
	%Peso	%Mol
Nitrógeno	4.175	5.428
Dióxido de Carbono	19.549	16.179
Ac. Sulhídrico	19.660	21.012

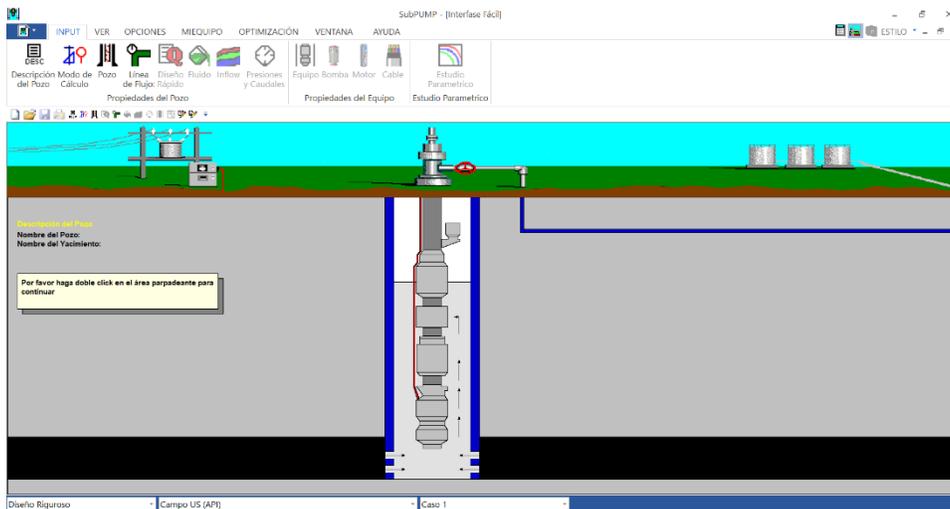
1. Se ejecuta el programa SubPump haciendo clic en el ícono  se selecciona nuevo proyecto e interfaz fácil y se corre el programa.



@ Derechos de autor 2016, IHS, y sus compañías afiliadas y subsidiarias. Todos los derechos reservados. Todas las marcas registradas pertenecen a HIS o sus compañías afiliadas y subsidiarias. Advertencia: este programa está protegido con las leyes de derecho de autor y tratados internacionales. La reproducción o distribución no autorizada de este software o parte de él puede resultar en pena civil y criminal.

En esta pantalla se puede abrir un caso ya existente o seleccionar un caso nuevo, si se selecciona un nuevo caso se puede elegir el modo de diseño, el cual puede ser riguroso o rápido.

2. Se despliega la pantalla principal del programa.



En esta ventana se muestran los componentes superficiales y subsuperficiales del equipo BEC, así como los íconos para introducir las propiedades del fluido, las características del yacimiento y el estado mecánico del pozo.

3. Se da clic en descripción del pozo.

Descripción del Pozo

Compañía UNAM

Nombre del Pozo A

Yacimiento

Nombre del Campo X

Localización GOLFO DE MÉXICO

Analista IKMB

Comentarios Diseño del Sistema BEC

Fecha: Dic 10, 2018

Ayuda OK Cancelar Siguiente

Aquí se introduce la información que se considere importante y no es necesario llenar todos los campos.

Una vez que se hayan llenado los campos deseados se procede a dar ok.

4. Se selecciona el modo de cálculo y se despliega la siguiente pantalla.

Seleccione Diseño o Análisis

Diseño o Análisis

Diseño Riguroso

Diseño Rápido

Ayuda

Anterior OK Cancelar Siguiente

Se puede elegir entre un diseño riguroso o un diseño rápido, ya que se elija el tipo de diseño se da clic en ok o en siguiente para pasar a la otra pestaña.

El modo de diseño riguroso calcula los resultados basado en todos los datos de entrada. Se llevan a cabo cálculos detallados para las propiedades de los fluidos para cada etapa y el funcionamiento de la bomba.

Los cálculos en el diseño rápido requieren introducir menos datos. Los cálculos están basados en las siguientes suposiciones: Se utiliza Vogel para el comportamiento de inflow; los datos del punto de diseño son usados como datos de prueba para la IPR; las propiedades promedio de los fluidos se usan para los cálculos del comportamiento de la bomba. Debido a que el Diseño Rápido tiene opciones limitadas, no hay acceso a variadores de velocidad, corrección de viscosidad, derating de la bomba y carcasa.

En el Modo Análisis se analiza una instalación BEC existente. Los resultados calculados se pueden comparar con datos reales recolectados a fin de evaluar el rendimiento de los equipos y del pozo.



5. Se da clic en el ícono de pozo  para introducir los datos del pozo.

Pozo ×

Datos del Pozo | Survey Direccional | Gas Lift

Correlación para el Pozo Fancher & Brown (1963)

Use Correlación Secundaria por debajo de una profundidad de m

Factor de Ajuste para la Correlación

Type	Bottom (MD)	Top (MD)	OD	ID	Roughness
	m	m	Pulg	Pulg	pulg
1 Casing	1645.0		13.625	12.375	0.0006500
2 Casing	4117.5	1645.0	10.750	9.282	0.0006500
3 Tubing	2450.0		5.500	3.740	0.0006500
4					0.0006500
5					0.0006500

Rusia (Gost)

OD	Peso	ID
1.050	1.20	0.824
1.315	1.80	1.049
1.660	2.40	1.380
1.900	2.90	1.610
2.375	4.70	1.995

Temperatura

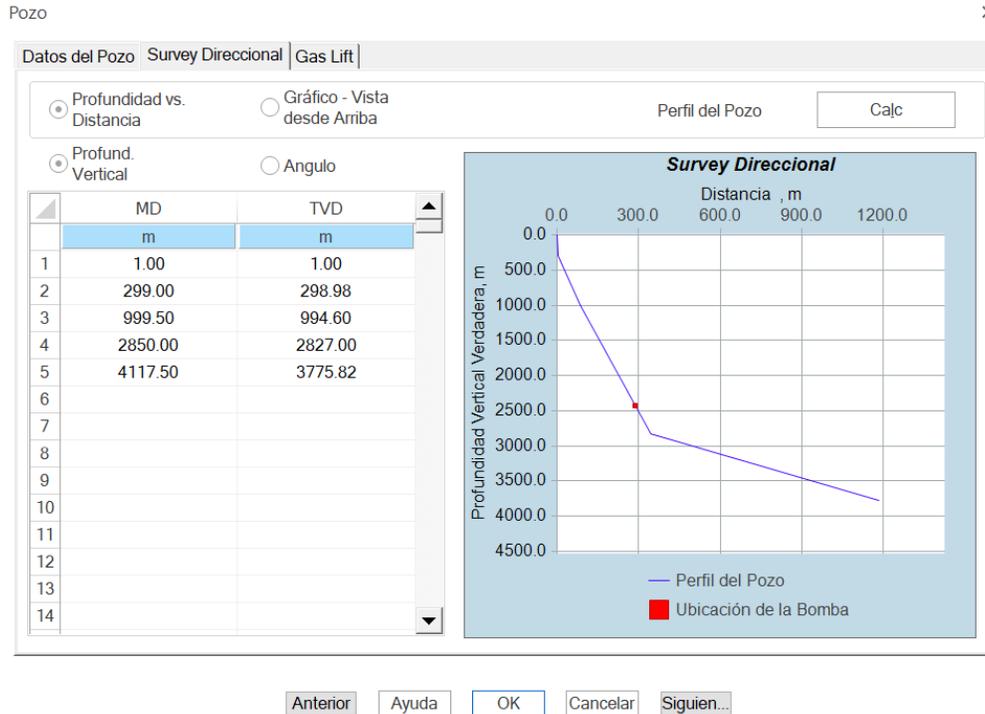
Yacimiento °C

Cabeza de Pozo °C

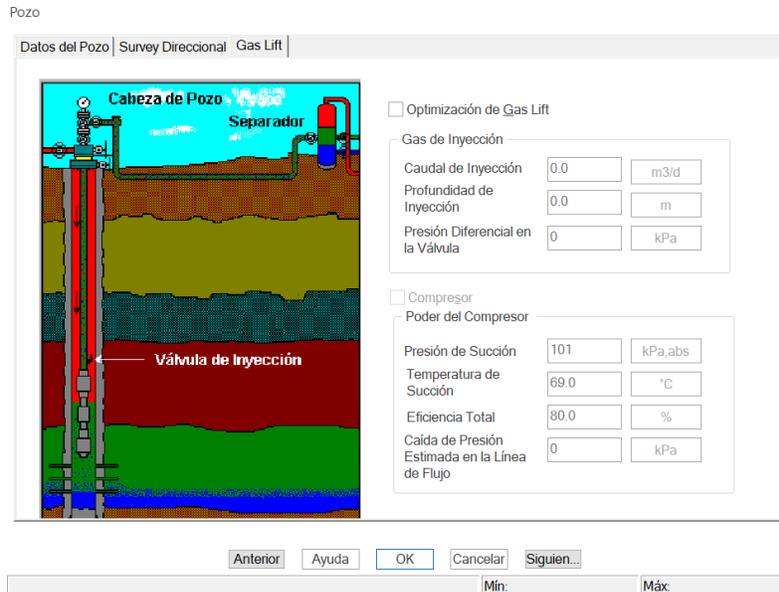
Topo de las Perforaciones (o datum)(MD) m

En esta ventana se selecciona la correlación de ajuste del simulador de flujo multifásico, se carga el estado mecánico y las características de las tuberías y se introducen los datos de temperatura de yacimiento y de la cabeza del pozo.

Se pasa a la pestaña de Survey Direccional si el pozo es desviado, en donde se introducen los datos del giroscópico del pozo: profundidad medida, profundidad vertical verdadera y ángulo de inclinación, ya que se introdujeron los datos solicitados se da clic en el botón calc para que se genere el perfil del pozo.

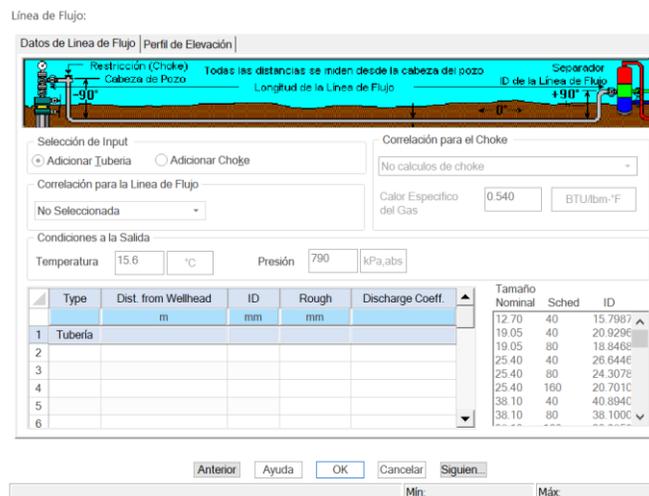


Por último si se tiene un sistema combinado se selecciona la pestaña Gas Lift, se marca la opción Gas Lift Optimization y se introduce el gasto y la profundidad de inyección. Si se tienen datos del equipo de compresión se marca la opción compresor y se ponen los datos de presión de succión, temperatura de succión y eficiencia del compresor.



Se da clic en ok y se pasa a la siguiente pantalla.

6. La siguiente pantalla es la de línea de flujo , en esta pantalla se involucra el estudio del estrangulador, la línea de descarga y el separador.



En este caso el análisis se realizará hasta la cabeza del pozo, por lo tanto esta sección se omite y se pasa a la siguiente pantalla.

7. Se pasa a la sección de fluido .

En la pestaña propiedades del fluido se introducen los datos de densidad del aceite y gas, la RGA, el % de agua producido, la presión de burbuja y las impurezas del gas.

Propiedades del Fluido	Correlaciones PVT	Datos PVT de Lab.	Calibración de la Viscosidad
Condiciones de Producción			
Gravedad del Petróleo	11.1	°API	
Gravedad Espec. del Gas	1.258	(aire=1)	
Propiedades del Agua		Relación de Gas Total producido	
Corte de Agua	0.0	%	
<input checked="" type="radio"/> Gravedad Spec.	1.050	(agua = 1)	
<input type="radio"/> Salinidad	67197	ppm	
Punto de Burbujeo		Impurezas del gas	
<input checked="" type="radio"/> Presión	55.050	kg/cm2	
<input type="radio"/> GOR en Soln	27.100	m3(g)/m3(l)	
<input type="radio"/> Calc a partir del GOR/GLR producido		CO2	16.179 %
<input type="radio"/> Petróleo Muerto (No se considera el gas)		H2S	19.660 %
		N2	5.428 %

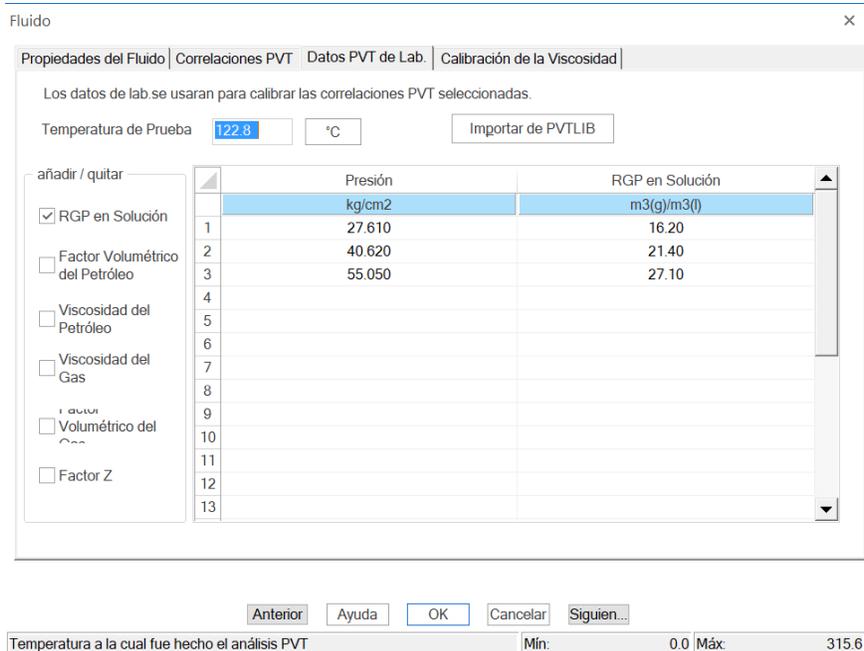
Anterior Ayuda OK Cancelar Siguien...

Se pasa a la pestaña correlaciones PVT y se eligen las correlaciones para calcular la viscosidad de los fluidos, la densidad del aceite, la relación de solubilidad, la compresibilidad del aceite, el factor de volumen del aceite y el factor de compresibilidad del gas.

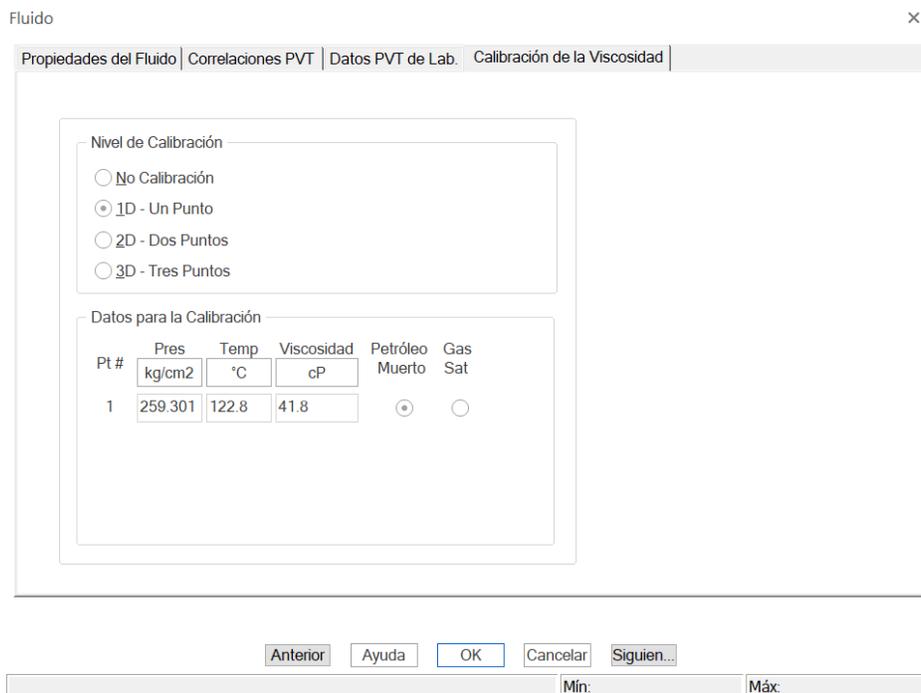
Propiedades del Fluido	Correlaciones PVT	Datos PVT de Lab.	Calibración de la Viscosidad
Viscosidad			
Petróleo Muerto	Petrosky (GOM)	Densidad del Petróleo	Katz
Saturado	Petrosky (GOM)	Presión de Burbujeo/RGP en Solución	Glaso
Sub-saturado	Vazquez && Beggs	Compresibilidad del Petróleo	Vazquez && Beggs
Gas	Lee	FVF del Petróleo	Glaso
Agua	Matthews && Russell	Factor Z	Dranchuk && Purvis
<input type="button" value="Guardar como Defecto"/> <input type="button" value="Cargar Defecto"/>		Condiciones en el Separador	
		Temperatura	15.6 °C
		Presión	8.064 kg/cm2

Anterior Ayuda OK Cancelar Siguien...

Se pasa a la pestaña Datos PVT de Lab y se proporciona por lo menos una variable del PVT a la presión de saturación del análisis PVT, se coloca la temperatura del PVT y se pasa a la pestaña Calibración de la Viscosidad.



En la pestaña Calibración de la Viscosidad en donde se selecciona el número de análisis realizados para la determinación de la viscosidad del aceite en la ventana nivel de calibración, se introducen los datos de presión, temperatura y viscosidad de cada análisis y se da clic en ok.



8. Se da clic en el ícono inflow , en esta sección se selecciona el método para el cálculo del IPR.

Inflow ×

Seleccione Correlación para el Inflow:
 Índice de Productividad

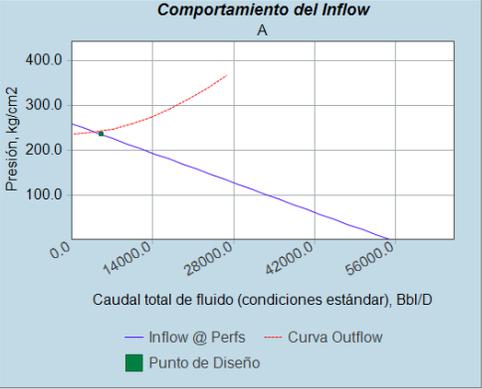
Presión de Fondo (BHP) Estática 259.301 kg/cm2
 Nivel de Fluido Estático [MD] 0.0 m
 Presión en el Casing 1.034 kg/cm2
 Índice de Productividad 14.959 bld/lb/pulg2
 Calc. Índice de Productividad

Caudal de Fluido a la BHP de Prueba 5000.00 Bbl/D
 BHP de Prueba 235.801 kg/cm2
 Test Fluid Level [MD] 0.0 m
 Presión en el Casing 1.034 kg/cm2

IPR
 Calcular

Anterior Ayuda OK Cancelar Siguiente

Comportamiento del Inflow
A



Caudal total de fluido (condiciones estándar), Bbl/D

— Inflow @ Perfs — Curva Outflow
■ Punto de Diseño

Se selecciona el método de cálculo para obtener el potencial del pozo, en caso de que se trate de un yacimiento bajosaturado se elige el método de índice de productividad y en caso de ser saturado se elige el método de Vogel. Una vez introducidos los datos que se requieran se presiona el botón calcular y después en ok y se pasa a la siguiente pantalla.

9. Se pasa a la pestaña Presiones y Caudales , en esta sección se empiezan a poner datos para el diseño de la bomba.

Dependiendo de la opción seleccionada serán los campos que se habilitarán, por lo general se selecciona la opción de condiciones a la entrada de la bomba, se ponen los datos del aforo, se introducen las presiones en la cabeza de la TP y TR y se da clic en el botón calc.

Presiones / Caudales X

Diseño

Calcular:

Condiciones a la Entrada de la Bomba *

Caudal de Fluido Total

Profundidad de la Bomba

Condiciones a la Entrada de la Bomba

Corrección del Nivel de Fluido en el Anular para Pozos con Bastante Gas (curva-S) Ninguno ▾

Presión a la Entrada de la Bomba * 109.826 kg/cm2

Fluido Sobre la Bomba (MD) 962.9 m

Nivel del Fluido(MD) 1487.1 m

TDH 1377.2 m

* Selección Recomendada

Caudal de Líquido Total 5000.00 Bbl/D

Profundidad de la Bomba (MD) 2450.0 m

Correcciones por Viscosidad

Use la Viscosidad de Fluido ▾

Presiones en Cabeza

Tubing 17.200 kg/cm2

Casing 17.200 kg/cm2

Condiciones de Diseño de la Bomba

Se da clic en el botón de separación de gas y en caso que el gas libre a la entrada de la bomba sea mayor al 15% se desplegará un aviso, se entra a la ventana de separación de gas y se verifica que las eficiencias de separación sean cero para incluir todo el gas dentro del fluido como ocurre en el aparejo de producción cuando el pozo es fluyente, se da clic en calcular y luego en ok.

Separación de Gas X

Eficiencia de Separación de Gas

Empaquetador Instalado (todo el gas pasa a través de la bomba, 0% de eficiencia)

Separación de Gas

Separación de Gas (Calcular)

Información suministrada por el usuario 0.0 %

Separador de Gas

Utilice la Eficiencia de Separador ... 0.0 %

Utilice el Separador de Gas Seleccione un Separador de Gas...

Gas Libre

Gas Libre Disponible en la Entrada de la Bomba 0.0 %

Gas Libre hacia la 0.0 %

Mín: Máx:



10. Se entra al ícono de equipo **Equipo**, en esta sección se pueden elegir la bomba, el motor y el cable.

COMPORTAMIENTO TEÓRICO DE LA BOMBA

Datos de la Bomba	Reda 540	
Número de Etapas	129	
Etapas con Gas Libre	0	
Gas Libre a la Entrada de la	0.0	
Diseño	Catálogo	
Cabeza Dinámica Total (TDH)	1377.24	1377.18
Caudal en Superficie (P+A)	5000.00	5001.89
Promedio de Caudal por Etapas (P+G+A), Bbl/D	N/A	5571.52
Presión de Entrada a la Bomba	109.8	109.8
Potencia de Operación, HP	N/A	320.7
Eficiencia de la Bomba, %	N/A	53.2
Datos del Motor	Reda 562 F151	
Ajuste por Deslizamiento del Corriente de Operación, Amps	109.2	No
Voltaje de Operación, Volts	1761.80	No
Carga de operación del Motor	320.7	0.853
Factor de la Potencia de	0.853	71.28
Carga de operación del Motor	71.28	Catálogo
Frecuencia de Operación, %	71.28	oActual
Total de Etapas	129	129
Deslizamiento en las Etapas	0	0
Cabeza Dinámica Total (TDH)	1377.18	1377.18
Caudal en Superficie (P+A)	5001.89	5001.89
Promedio de Caudal por Etapas (P+G+A), Bbl/D	5571.52	5571.52
Presión de Entrada a la Bomba	109.8	109.8
Potencia de Operación, HP	320.7	320.7
Velocidad de Operación, RPM	3500	3500

Se entra a la opción de elegir bomba y se elige la bomba de acuerdo al diámetro del pozo disponible y al gasto a producir, se da calcular para obtener el número de etapas y la eficiencia de la bomba.

Curva estándar de la bomba

Fabricante	Serie	Modelo	Etapas máxi...	Min. Caudal (Bbl/...	BEP/DP (Bbl/D)	Máx. Caudal (Bbl/...	Nmpt F
Redas	562	HNT10000	58	4954	12886	17836	
Redas	562	HNT30000	58	9117	12439	16251	
Redas	540	GN10000	232	6931	9585	11882	
Redas	540	GN7000	227	4951	7316	8911	
Redas	540	G6200N	68	4455	6608	7920	
Redas	540	GN5600	268	3958	6092	7422	

Calculador Show Corrected to Design

Frecuencia de **60.000** Hz

Condiciones a la Entrada de la Bomba

PIP de Diseño	110	kg/cm2
Caudal de Liq.	5586.22	Bbl/D
Caudal de Liq+Gas	5586.22	Bbl/D

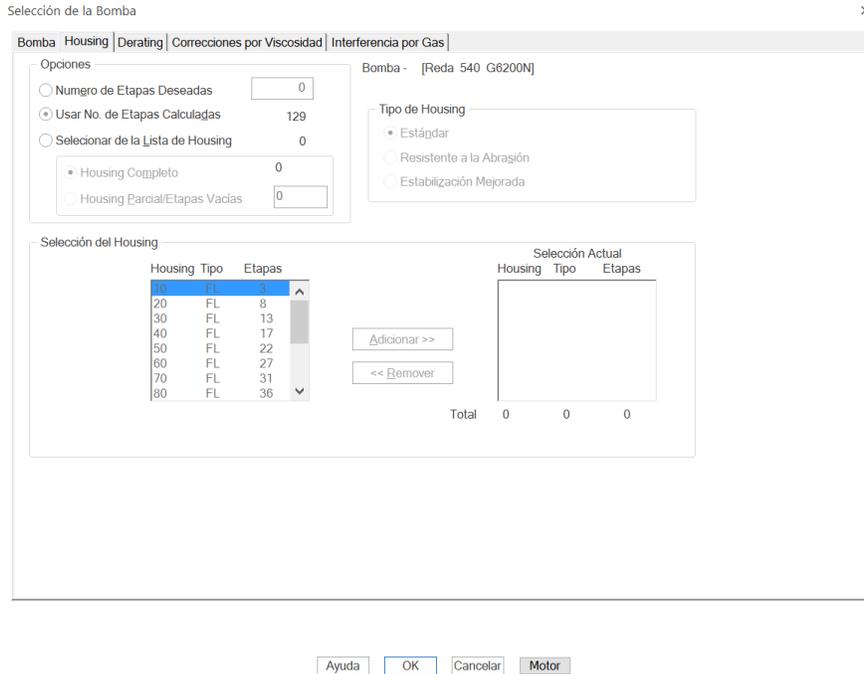
Caudales Ajust. por Efectos de Visc.

Diseño vs Catalogo	Caudal	PIP
129 Etapas	Bbl/D	kg/cm2
Cond. de Diseño	5000.00	110
Comportamiento Basado en Catalogo.	5001.89	110

Eficiencia de la Bomba: 53.17 %

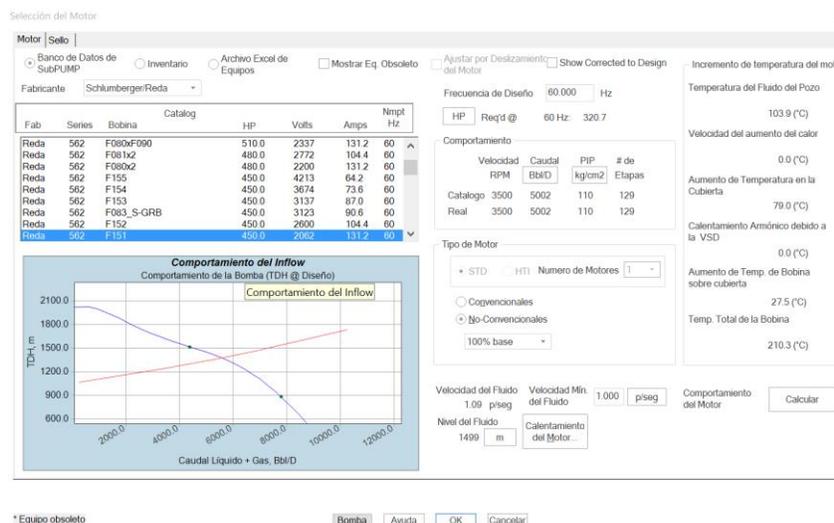
En caso de requerir otra bomba se pasa a la pestaña de Housing, esta opción es para diseñar una bomba de acuerdo a las condiciones que se requieran y se puede elegir el tipo de housing (estándar, resistente a la abrasión o estabilización

mejorada) y en selección de housing se pueden adicionar o remover el número de cuerpos hasta alcanzar las etapas deseadas.



11. Se entra a la opción de motor y éste se selecciona en base a los HP totales, se elige un motor con un margen mayor a los HP totales con la finalidad de que en dado caso de que algunos accesorios añadan HP no haya ningún problema y el motor funcione de manera adecuada.

Se debe de tener en cuenta que la velocidad del fluido debe de ser mayor a 1 ft/seg para garantizar el enfriamiento del motor.



12. Se pasa a la sección de cable, se puede meter un solo cable desde la superficie hasta el motor o un cable en secciones en caso de que se quiera meter diferentes tipos de cable.

Cable Seccionado

Verificar Voltios en el Motor

Calcular Voltaje Requerido en Superficie

Verificar Voltaje en el Motor

Dado el Voltaje en Superficie

Costo de la Electricidad \$/kWH

Comportamiento del Cable

Calcular

Amps: 109
 KVA: 423
 KW: 361
 Costo Elect. \$/Mo: 0
 Voltaje en Superficie: 2238

Quitar todos los cables

Ayuda

OK Cancelar

Cable de Superficie
 Longitud en Superficie m

Editar Datos...

Fabricante: Schlumberge Conductor: Sólido
 Tipo: Redablack Forma: redondo
 Tamaño: 25 mm² KVVolts: 4-5
 Temperatura: 204.44 °C

Cable de Fondo 1
 Longitud (Desde el Final del Cable de Superficie) m

Editar Datos...

Fabricante: Schlumberger/ Conductor: Sólido
 Tipo: Redablack Forma: redondo
 Tamaño: 25 mm² KVVolts: 4-5
 Temperatura: 204.44 °C

Cable de Fondo 2
 Longitud (Desde el Final del Cable de Fondo 1) m

Editar Datos...

Fabricante: Schlumberger/I Conductor: Sólido
 Tipo: Redalead Shape: Plano
 Tamaño: 25 mm² KVVolts: 4-5
 Temperatura: 232.22 °C

13. Ya que se ha metido toda la información necesaria se pueden observar el comportamiento de los equipos del sistema BEC, para esto se elige la opción de selección de gráficos y se muestran las distintas opciones que están disponibles.

Selección de Gráficas



Seleccione Gráficas a mostrar

- Comportamiento del Inflow
- Comportamiento del Inflow (con gas)
- Comportamiento de la bomba (TDH)
- Comportamiento de la bomba (HP& Ef)
- Curva estándar de la bomba
- Volumen total a través de la Bomba
- Porcentaje de Gas Libre a la Entrada de la Bomba
- Tiempo Pump-Off del pozo
- Funcionamiento del motor
- Gradiente de Temperatura Fluyente
- Ef del Motor & Factor de Potencia
- Amps y RPM del Motor en la Placa
- Comportamiento de la Bomba (TDH @ Diseño)**
- Survey Direccional
- Sensibilidades para la Bomba
- Gradiente de Presión Fluyente vs Profundidad Medida
- Gradiente de Presión Fluyente vs Profundidad Verdadera
- Incremento de Temperatura del Motor

Propiedades de las Gráficas

- Usar Propiedades Estándar para Todas las Gráficas
- Guardar las Propiedades Definidas por el Usuario en cada Gráfica

Muestre la Curva Outflow en la curva Inflow

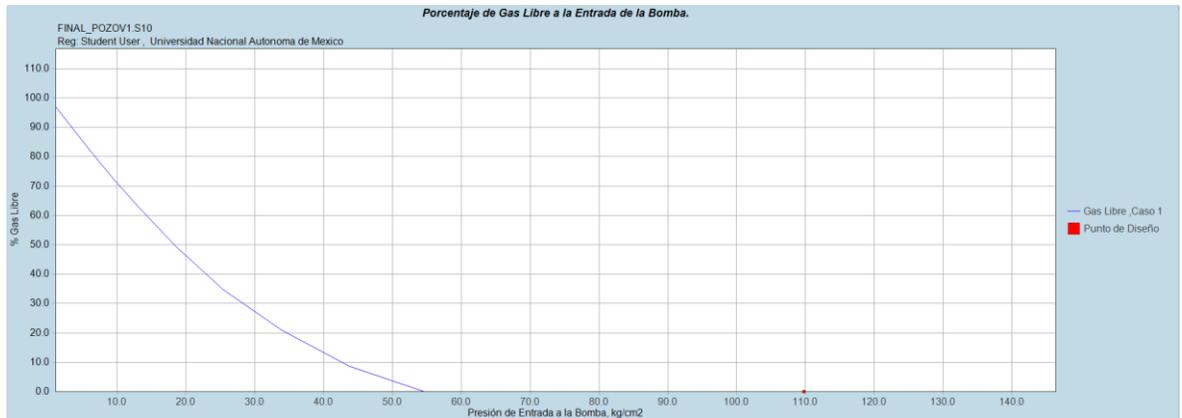
Seleccione Todo Deseleccione Todo

Ayuda OK Cancelar

Se seleccionan los gráficos que se quieren analizar y se da clic en ok.

En este caso se seleccionará el gráfico de comportamiento de la bomba (TDH@ Diseño) y de porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba.





En la gráfica de comportamiento de la bomba se puede observar que la curva del sistema del pozo se encuentra dentro del rango de operación de la bomba, por lo que la bomba puede operar sin ningún inconveniente.

En la gráfica de porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba se analiza que la presión a la entrada de la bomba (punto de diseño) es mucho mayor que la presión de saturación, lo cual asegura que no se libere gas dentro de la bomba.

14. Se puede realizar un análisis de sensibilidad mediante la opción de estudio paramétrico  , se elige la pestaña comparar caso.

Se pueden comparar hasta tres variables con 5 casos distintos.

Estudio Paramétrico

Crear Caso | Comparar Equipo | Comparar Parámetros

Selección de hasta tres variables para estudio paramétrico

Estudio Paramétrico - Diálogos

Linea de Flujo
Caso 1 Caso 2 Caso 3 Caso 4 Caso 5

Gas Lift
Caso 1 Caso 2 Caso 3 Caso 4 Caso 5

Variable	Caso 1	Unidades	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Corte de Agua	<input type="text"/>	N/A	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Gravedad Específica del Agua	<input type="text"/>	N/A	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Presión del Punto de Burbuja	<input type="text"/>	N/A	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Anterior Ayuda OK Cancelar

Se analizará el corte de agua.

Estudio Paramétrico

Crear Caso | Comparar Equipo | Comparar Parámetros

Seleccione hasta tres variables para estudio paramétrico

- Base del Tubing más profundo
- Tope de las Perforaciones o Datum (MD)
- Temperatura del Yacimiento
- Temperatura en el Cabezal del Pozo
- Factor de Ajuste de la Correlación
- Relación Gas/Liq Prod.
- Gravedad del Petróleo
- Gravedad Específica del Gas
- Corte de Agua**
- Gravedad Específica del Agua
- Presión del Punto de Burbuja
- Presión Estática
- Presión Futura del Yacimiento
- Presión de Fondo Fluyente de la Prueba

Estudio Paramétrico - Diálogos

Linea de Flujo: Caso 1, Caso 2, Caso 3, Caso 4, Caso 5

Gas Lift: Caso 1, Caso 2, Caso 3, Caso 4, Caso 5

Variable	Caso 1	Unidades	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Corte de Agua	5	%	10.0	20.0	30.0	40.0
		N/A				
		N/A				

Anterior | Ayuda | OK | Cancelar

Se procede a observar de qué manera influye este parámetro en el sistema.



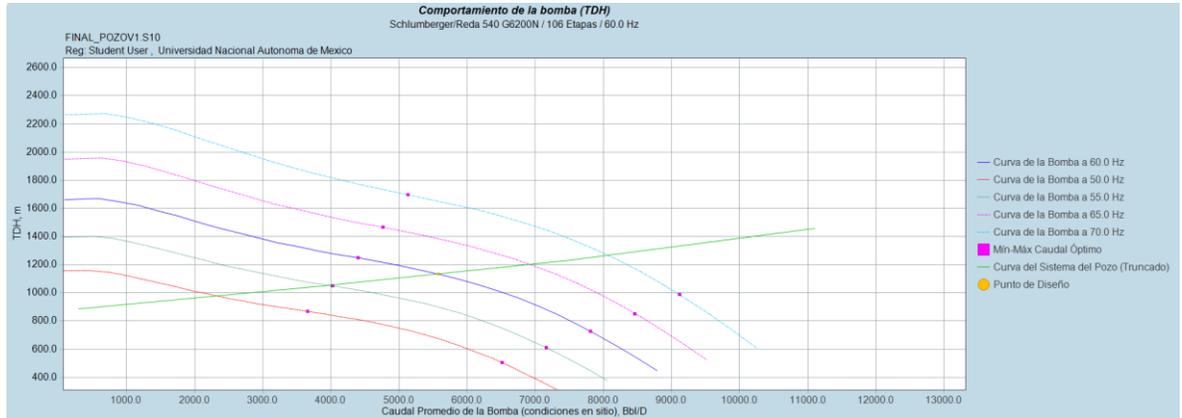
Un incremento en el corte de agua provoca que el nivel de fluido que hay por encima de la bomba sea mayor y esto genera que la presión de descarga de

la bomba aumente. Además que el gasto de aceite disminuye conforme incrementa el corte de agua.

En la eficiencia de la bomba se puede notar que esta aumenta conforme incrementa el corte de agua.

Otro aspecto a evaluar es la variación de la frecuencia del motor.

Se varió la frecuencia de 50 a 70 Hz, con intervalos de 5 Hz.



De esta manera se puede realizar un análisis más profundo sobre el sistema BEC y determinar hasta cierto punto de qué manera se comportará el sistema a futuro.