



---

---

---

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“APLICACIÓN DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN  
BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO EN POZOS EXTRACTORES DE  
AGUA PARA EL CAMPO AKAL DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN  
CANTARELL”**

INFORME ESCRITO DE TRABAJO PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERA PETROLERA**

PRESENTA:

**ALMA ALEJANDRA BALDERAS LÓPEZ**

AVAL ANTE EL COMITÉ DE TITULACIÓN:

**DR. TEODORO IVÁN GUERRERO SARABIA**



**“APLICACIÓN DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE  
PRODUCCIÓN BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO  
EN POZOS EXTRACTORES DE AGUA PARA EL  
CAMPO AKAL DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN  
CANTARELL”**

## Resumen

Conforme avanza la explotación de un yacimiento petrolero, su presión declina de manera sostenida hasta que eventualmente resulta insuficiente para levantar los fluidos desde el fondo de los pozos hasta la superficie. Bajo estas condiciones, puede implementarse un proceso de mantenimiento de presión en el yacimiento; o bien, puede utilizarse un sistema artificial en los pozos para suministrar la energía necesaria para conducir los fluidos hasta las instalaciones superficiales.

En el caso de México, la producción de uno de los campos petroleros más importantes, el Campo Akal del Activo de Producción Cantarell, comenzó su etapa de declinación en el año 2005. Una de las problemáticas que presenta el Campo es que la zona productora de aceite ha sido invadida por el acuífero asociado al mismo. Por lo tanto, se han propuesto alternativas para detener el avance del contacto agua-aceite, e incluso para hacerlo retroceder y ampliar la ventana de producción de aceite; por ejemplo, mediante la extracción de agua de la zona invadida mediante pozos con bombeo electrocentrífugo (BEC).

De esta manera, el objetivo del presente estudio es diseñar un sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC) para la extracción de agua del acuífero asociado al Sector Sur del Campo Akal, a un ritmo de 20 Mbpd.

El trabajo comienza con una revisión de algunos conceptos básicos en relación al comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo, así como de la hidráulica del flujo en las tuberías de producción y bombas. Se presenta una visión general de los sistemas artificiales de producción más comunes en la industria, y se describen los componentes y accesorios más comunes de los sistemas BEC.

Se describe la metodología que será utilizada para el diseño de los equipos BEC, así como la información primaria requerida, y se discuten algunos factores que deben considerarse en el diseño.

Se presenta una descripción general del Campo Akal, y se refieren los aspectos fundamentales del proyecto de extracción de agua del acuífero en el Sector Sur del Campo, mediante pozos con equipos BEC.

Finalmente, se presentan los detalles del diseño del sistema BEC propuesto.

## Abstract

As progresses the exploitation of an oil field, the pressure declines steadily until eventually it is insufficient for lifting fluids from the bottom of the wells to the surface. Under these conditions, can be implemented a process of maintenance of pressure at the site. Alternatively, an artificial system in wells can be used to supply the energy needed to drive the fluid to the surface facilities.

In the case of Mexico, the production of one of the most important oil fields, production Cantarell active field Akal, began his stage of decline in 2005. One of the problems presented by the field is that the oil-producing area has been invaded by the aquifer associated to it. Therefore, alternatives have been proposed to stop the spread of the water-oil contact, and even to make it back and extend the window of oil production; for example, by the extraction of water from the area invaded by wells with Electrical Submersible Pumping (ESP).

In this way, the objective of the present study is to design a system of Electrical Submersible Pumping (ESP) for the extraction of water from the aquifer that is associated with the Sector South of the field Akal, at a rate of 20 000 barrels per day.

The work begins with a review of some basic concepts in relation to the behavior of influx from the well site, as well as hydraulics of flow in pipes production and pumps. An overview of the most common artificial production systems is presented in the industry, and describes the components and common accessories ESP systems.

Describes the methodology that will be used for the design of the ESP, as well as the primary information required, and discussed some factors that should be considered in the design.

A general description of the Akal field, and referred to the fundamental aspects of the project of extraction of water from the aquifer in the Sector South of the field, using wells with ESP equipment. Finally, the details of the design of the proposed ESP system are presented.

## Prefacio

El presente trabajo tiene como objetivo mostrar algunos aspectos de la experiencia profesional que adquirí durante mi estancia en el Activo de Producción Cantarell, perteneciente a Pemex Exploración y Producción, trabajando para la Compañía UPGM, del 20 mayo de 2013 al 30 de diciembre de 2014.

Durante el periodo referido trabajé en el Grupo Multidisciplinario de Diseño de Intervenciones del Campo Akal, realizando actividades relacionadas al costeo programado de pozos en etapas de perforación o terminación, y de reparaciones mayores (ventanas y profundizaciones) o menores (cambios de intervalos, aparejos y medios árboles). Para tal efecto, tomé cursos de capacitación en el manejo del software institucional de Pemex llamado “Módulo de Información de Costos Programados (MICOP)”, y tuve la oportunidad de participar en el Seminario denominado “Tubería Flexible y Nuevas Tecnologías”, impartido por la Compañía Schlumberger.

Asimismo, dentro del grupo colaboré en la visualización de oportunidades para la intervención en pozos con problemas de entrada de gas o agua. Para ello, revisé y analicé la información de históricos de producción, aforos, estados mecánicos y registros geofísicos, de más de 150 pozos del Campo. Con base en los resultados de los análisis, se identificaron aquellos pozos candidatos a los diferentes tipos de intervenciones.

Ahora bien, en los últimos meses de mi estancia participé en un estudio relacionado a un proyecto de desarrollo de estrategias para prolongar la vida productiva del Campo Akal. El estudio tiene por nombre:

### **“Aplicación del sistema artificial de producción bombeo electrocentrífugo en pozos extractores de agua para el campo Akal del Activo de Producción Cantarell”.**

Con base en información proporcionada por el área de Ingeniería de Yacimientos, el objetivo fue diseñar un sistema de bombeo electrocentrífugo en pozos para promover el retroceso del contacto agua-aceite mediante la extracción de altos volúmenes de agua de la zona invadida por el acuífero asociado al Campo.

A continuación, se presentan algunos de los detalles del proyecto; es importante mencionar que cierta información será referida de manera genérica debido a aspectos de confidencialidad, y que sólo se presentará el diseño de un pozo típico del Campo.

## Lista de figuras

Figura 1.1 Gráfica de Ingresos Presupuestarios .....	1
Figura 1.2 Producción de crudo .....	2

### Capítulo 1

Figura 1.3 Índice de Productividad constante.....	5
Figura 1.4 Curva de comportamiento de afluencia.....	6
Figura 1.5 Curva de IPR generalizada .....	7
Figura 1.6 Curva característica de la bomba.....	9
Figura 1.7 Clasificación de los SAP .....	12
Figura 1.8 Diagrama de BEC .....	13

### Capítulo 2

Figura 2.1 Componentes del BEC.....	15
Figura 2.2 Tablero de control, Baker Hughes .....	16
Figura 2.3 Transformador, Baker Hughes .....	16
Figura 2.4 Variador de frecuencia, Weatherford.....	17
Figura 2.5 Caja de venteo, Baker Hughes .....	18
Figura 2.6 Cable de potencia redondo, Baker Hughes .....	18
Figura 2.7 Corte transversal del motor, Baker .....	19
Figura 2.8 Protector, Baker Hughes .....	20
Figura 2.9 Separador de Gas, Baker Hughes .....	21
Figura 2.10 Bomba Electrocentrífuga, Baker Hughes .....	21
Figura 2.11 Flecha, Baker Hughes .....	22
Figura 2.12 Impulsor, Baker Hughes .....	22
Figura 2.13 Difusor, Baker Hughes .....	23
Figura 2.14 Etapa de una bomba, Baker Hughes .....	23
Figura 2.15 Sensor de fondo Pan American Energy .....	24
Figura 2.16 Bola colgadora, Vetco Gray .....	24
Figura 2.17 Empacador permanente, Schlumberger.....	25
Figura 2.18 Válvula de drene, Schlumberger .....	25
Figura 2.19 Árbol de válvulas, Control Flow.....	26

### Capítulo 3

Figura 3.1 Estado mecánico, Pemex.....	28
Figura 3.2 Distribución del aparejo, Pemex.....	28
Figura 3.3 Registro giroscópico, Pemex.....	29
Figura 3.4 Registro geofísico, Pemex .....	30
Figura 3.5 Histórico de producción Pemex.....	31
Figura 3.6 Pozos correlación, Pemex.....	31
Figura 3.7 Tipos de bombas para series de 675 a 1125, Schlumberger .....	33

### Capítulo 4

Figura 4.1 Bloques del Complejo Cantarell, Pemex .....	38
Figura 4.2 Ubicación del Campo Akal, Pemex .....	38
Figura 4.3 Columna estratigráfica del Campo Akal, Pemex .....	39
Figura 4.4 Producción acumulada del Campo Akal, Pemex 2014.....	40
Figura 4.5 Extracción de agua con BEC, Pemex .....	42
Figura 4.5 Estado mecánico del pozo Yaaj, Pemex .....	43

### Capítulo 5

Figura 5.1 Datos del pozo “Yaaj”.....	45
Figura 5.2 Estado mecánico del pozo “Yaaj”, Pemex.....	46
Figura 5.3 Distribución de tuberías de revestimiento y aparejo de producción del pozo “Yaaj”, Pemex.....	47
Figura 5.4 Distribución de tuberías de revestimiento del pozo “Yaaj” .....	47
Figura 5.5 Datos del registro de desviación del pozo “Yaaj”, Pemex .....	48
Figura 5.6 Registro geofísico del pozo “Yaaj”, Pemex .....	49
Figura 5.7 Histórico de producción del pozo “Yaaj”, Pemex.....	50
Figura 5.8 Comportamiento de afluencia del pozo “Yaaj”, Pemex .....	52
Figura 5.9 Tipo de bomba .....	53
Figura 5.10 Tipo de motor .....	54
Figura 5.11 Tipo de protector .....	54
Figura 5.12 Perfil de temperatura del pozo “Yaaj” .....	55
Figura 5.13 Cable eléctrico.....	55

Figura 5.14 Selección del variador de frecuencia, en Design Pro .....	55
Figura 5.14 Selección del variador de frecuencia, en Design Pro .....	55
Figura 5.15 Curvas hidráulicas para diferentes valores de frecuencia de operación .....	57
Figura 5.16 Diseño de BEC para el pozo “Yaaj”, productor de 100% agua .....	58
Figura 5.17 Depósito de minerales, Oilfield Review .....	59
Figura 5.18 Pozos evaluados en el campo Akal para determinar la formación de incrustaciones, Pemex .....	60
Figura 5.19 Informe de análisis de agua, muestra 1, Pemex .....	61
Figura 5.20 Diagrama de Stiff, muestra 1, Pemex.....	61
Figura 5.21 Informe de análisis de agua, muestra 2, Pemex .....	61
Figura 5.22 Diagrama de Stiff, muestra 2, Pemex.....	61
Figura 5.23 Técnicas mecánicas de remoción de incrustaciones, Oilfield Review.....	62

## Lista de Tablas

Tabla 2.1 Clasificación de VSD basándose en voltaje .....	17
Tabla 3.1 Clasificación de motores .....	34



## Introducción

La explotación petrolera en México sigue siendo una de las actividades más importantes del país y continuará siéndolo en las próximas décadas; por mencionar un dato, en el año 2007 los ingresos presupuestales gubernamentales asociados a la industria petrolera representaron el 10% del Producto Interno Bruto (PIB) y el 38% de los ingresos federales (Figura 1.1).

**Ingresos Presupuestarios del Sector Público de México. 2007**  
2.5 billones de pesos (25.5% del PIB)

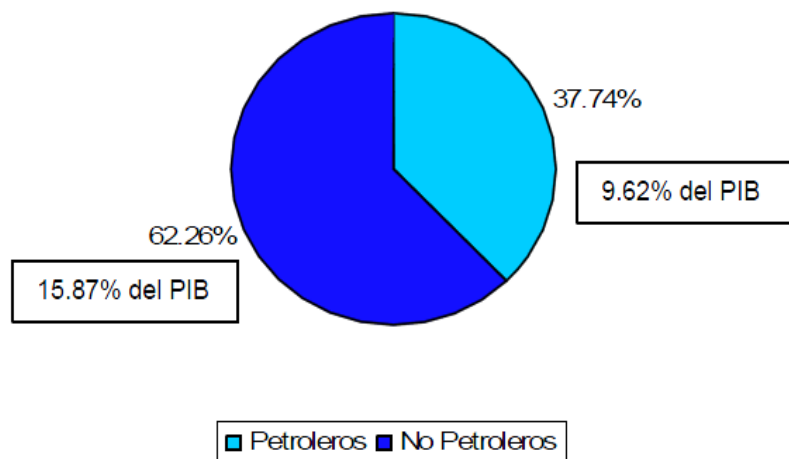


Figura 1.1 Gráfica de Ingresos Presupuestarios 2007, Dirección General Adjunta de Estadística de la Hacienda Pública.

Ahora bien, considerando que actualmente la mayoría de los campos petroleros del país son maduros y se encuentran en su etapa de declinación, se han buscado alternativas tecnológicas y operativas para incrementar o mantener la producción de petróleo, y así continuar con la explotación de los yacimientos hasta alcanzar su presión mínima de abandono. Esto puede llevarse a nivel de campo con métodos de recuperación secundaria o mejorada; o a nivel de pozo, con la implementación de sistemas artificiales de producción.

Entre los sistemas artificiales de producción más importantes se encuentra el bombeo electrocentrífugo (BEC); éste es un sistema efectivo y económico para manejar grandes volúmenes de líquido, y puede aplicarse en pozos que producen crudos de alta viscosidad o que presentan altos cortes de agua. Sin embargo, su eficiencia disminuye conforme la relación gas-líquido aumenta (RGL).

En el caso de México, la producción de uno de los campos petroleros más importantes, el Campo Akal del Activo de Producción Cantarell, comenzó su etapa de declinación en el año 2005, como se indica en la Figura 1.2.

Una de las problemáticas que presenta el Campo es que la zona productora de aceite ha sido invadida por el acuífero asociado al mismo. Por lo tanto, se han propuesto alternativas para detener el avance del contacto agua-aceite, e incluso para hacerlo retroceder; por ejemplo, mediante la extracción de agua de la zona invadida mediante pozos con BEC, y que es el objeto de estudio del presente trabajo.

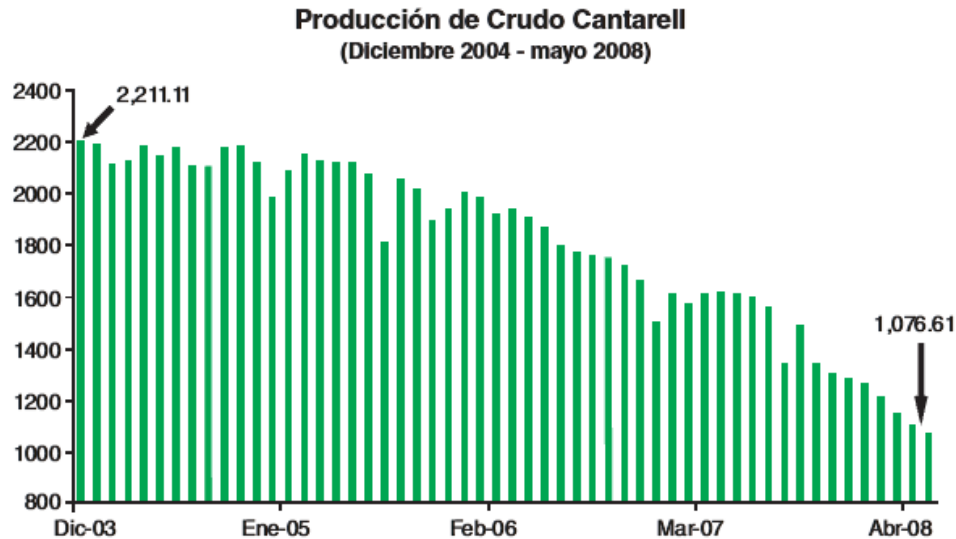


Figura 1.2 Producción de crudo, PetroQuiMex, 2008.

## Objetivo

Diseñar un sistema de bombeo electrocentrífugo para gastos de agua del orden de 20,000 bpd que permita explotar el acuífero asociado al Campo Akal.

## Alcances

- Seleccionar un pozo típico del Campo Akal para la extracción de agua del acuífero, mediante un sistema de bombeo electrocentrífugo, con base en el análisis de la información de pozos: diagramáticas, estados mecánicos, históricos de producción, registros geofísicos, entre otros, proporcionados por las diferentes áreas de trabajo.
- Realizar el diseño del sistema de bombeo electrocentrífugo para el pozo seleccionado, considerando un gasto de extracción del orden de 20,000 bpd de agua.

## **Contenido**

En el primer capítulo se presentan algunos de los conceptos básicos en relación al comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo, así como de la hidráulica del flujo en las tuberías de producción y bombas; asimismo, se da una visión general de los sistemas artificiales de producción más comunes en la industria, y de las ventajas y desventajas del BEC.

En el capítulo 2, se describen los componentes y accesorios más comunes de los sistemas BEC.

La metodología para el diseño de los equipos BEC que será utilizada en este trabajo, así como la información primaria requerida, se abordan detalladamente en el capítulo 3; también se discuten algunos factores que deben considerarse en el diseño.

Por otra parte, en el capítulo 4 se presenta una descripción general del Campo Akal, y se refieren los aspectos fundamentales del proyecto de extracción de agua del acuífero en el Sector Sur del Campo, mediante pozos con equipos BEC.

Los detalles del diseño del sistema BEC que se propone en este trabajo para un pozo seleccionado del Campo, considerando un gasto de extracción de agua del orden de 20 Mbpd, se presentan en el capítulo 5; asimismo, se discute la posible formación de incrustaciones en el sistema debido a las características del agua que será producida.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

## Contenido

<b>Resumen</b> .....	ii
Abstract .....	iii
Prefacio .....	iv
Lista de figuras .....	v
Lista de tablas .....	vii
<b>Introducción</b> .....	1
<b>Capítulo 1 Conceptos fundamentales</b> .....	4
1.1 Comportamiento de afluencia .....	4
1.2 Hidrodinámica de flujo en tuberías .....	7
1.3 Hidráulica de equipos de bombeo .....	8
1.3.1 Curvas características de bombas.....	8
1.3.2 Leyes de afinidad.....	10
1.4 Sistemas artificiales de producción .....	11
1.4.1 Tipos de SAP y factores para su selección.....	11
1.4.2 Sistema de bombeo electrocentrífugo .....	13
<b>Capítulo 2 Descripción del sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC)</b> .....	15
2.1 Equipo superficial.....	15
2.1.1 Tablero de control .....	15
2.1.2 Transformador .....	16
2.1.3 Variador de frecuencia.....	16
2.1.4 Interruptor .....	17
2.1.5 Caja de venteo.....	18
2.1.6 Cable de potencia superficial.....	18
2.2 Equipo subsuperficial .....	19
2.2.1 Motor eléctrico .....	19
2.2.2 Protector de motor .....	19
2.2.3 Sección de entrada .....	20
2.2.4 Separador de gas .....	20
2.2.5 Bomba centrífuga multietapas .....	21
2.2.6 Cable de potencia.....	23
2.2.7 Sensor de fondo.....	24
2.3 Accesorios de pozo.....	24

2.3.1 Bola colgadora .....	24
2.3.2 Válvula de contrapresión .....	25
2.3.3 Empacador .....	25
2.3.4 Válvula de drene .....	25
2.3.5 Medio árbol de válvulas .....	26
<b>Capítulo 3 Procedimiento de diseño de sistemas BEC .....</b>	<b>27</b>
3.1 Procedimiento de diseño.....	27
3.2 Factores que se toman en cuenta para el diseño .....	35
<b>Capítulo 4 Proyecto de extracción de agua para el Campo Akal .....</b>	<b>37</b>
4.1 Descripción del Campo Akal .....	37
4.1.1 Complejo Cantarell .....	37
4.1.2 Antecedentes del Campo Akal.....	38
4.2 Proyecto de extracción de agua.....	41
4.2.1 Problemática del Campo .....	41
4.2.2 Premisas .....	41
4.2.3 Requerimientos .....	42
4.2.4 Tipo de pozo .....	43
<b>Capítulo 5 Diseño del sistema BEC para un pozo extractor de agua .....</b>	<b>44</b>
5.1 Desarrollo del procedimiento de diseño del sistema BEC, mediante software de aplicación .....	44
5.2 Consideraciones para la prevención de incrustaciones .....	59
<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>64</b>
Conclusiones.....	64
Recomendaciones.....	65
Referencias .....	66
Anexos .....	67
Bibliografía .....	74

# Capítulo 1

## Conceptos fundamentales

Para el iniciar con el diseño de los sistemas de bombeo electrocentrífugo (BEC) se requiere un buen entendimiento del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo, así como de la hidráulica del flujo en las tuberías de producción y bombas. Por lo tanto, en el presente capítulo se describen brevemente algunos de los conceptos básicos en relación a estos temas; asimismo, se presenta una visión general de los diferentes sistemas artificiales de producción, y se mencionan las ventajas y desventajas del BEC.

### 1.1 Comportamiento de afluencia

El comportamiento de afluencia establece la relación entre el gasto de los fluidos que aporta la formación productora, con la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyendo en el pozo. En el caso del flujo de un fluido en un medio poroso homogéneo, isotrópico y saturado al 100%, en régimen laminar, tal relación puede derivarse a partir de la Ley de Darcy, que establece que:

$$q = -\frac{\kappa A dp}{\mu dx},$$

donde :

k= Permeabilidad

A= Área transversal al flujo

$\mu$ = Viscosidad

$dp/dx$ = Gradiente de presión

Ahora bien, en el caso general el modelado de la relación del gasto con la caída de presión en el yacimiento es complejo pues depende del mecanismo de empuje, la geometría de flujo y las propiedades petrofísicas del yacimiento, así como de las propiedades pVT y saturaciones de los fluidos. Por lo tanto, y para cálculos en la ingeniería de producción, se han propuesto diferentes métodos para predecir el comportamiento de afluencia, como los que se presentan a continuación.

En función de la presión de burbuja a la temperatura del yacimiento, se diferencian los siguientes casos:

- a) Si la presión estática es mayor que la presión de burbuja, el comportamiento de afluencia será lineal para valores de presión de fondo fluyendo mayores que la presión de burbuja (Figura 1.3). Bajo estas condiciones, el flujo será monofásico (líquido). Este comportamiento está caracterizado por el índice de productividad, definido como:

$$IP = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

donde:

IP= Índice de productividad

Q= Gasto (bpd)

P<sub>ws</sub>= Presión de fondo estática (kg/cm<sup>2</sup>)

P<sub>wf</sub>= Presión de fondo fluyendo (kg/cm<sup>2</sup>)

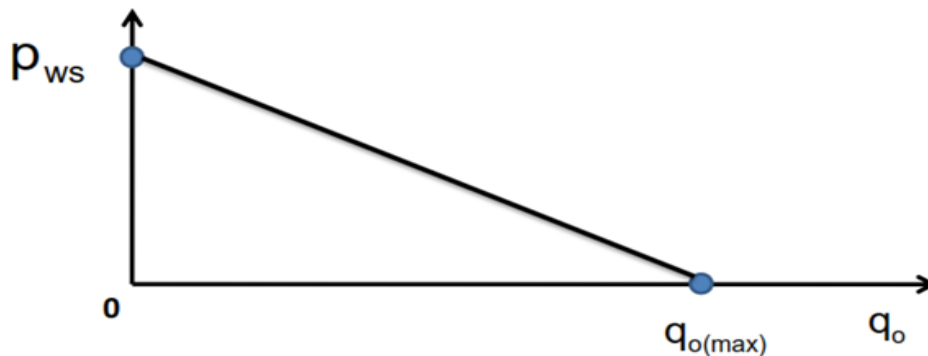


Figura 1.3 Índice de productividad constante

Cabe señalar que es común evaluar el IP durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar usando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo, siempre y cuando el yacimiento esté sometido a un empuje hidráulico y la presión de fondo fluyendo permanezca por arriba de la presión de burbuja.

- a) Por otra parte, si la presión estática es menor que la presión de burbuja, el comportamiento de afluencia es no-lineal como consecuencia del flujo multifásico gas-líquido (Figura 1.4).

Uno de los métodos más utilizados para generar la curva de IPR de pozos productores de aceite y gas que producen desde yacimientos saturados con empuje por gas disuelto, es el de Vogel:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.28 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2$$

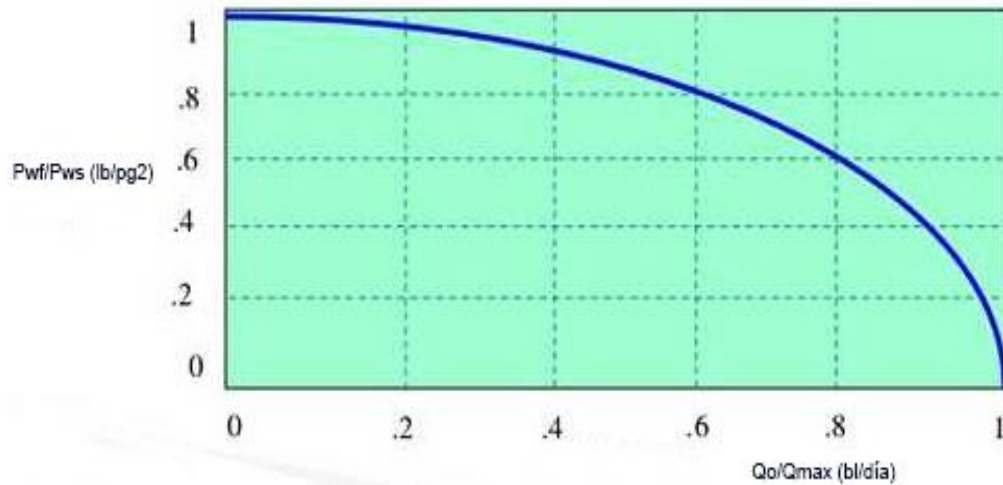


Figura 1.4 Curva de comportamiento de afluencia.

- b) Otro método ampliamente utilizado, es el de Fetkovich, quien propuso el uso de pruebas isocronales en pozos de petróleo para estimar su productividad. Este método utiliza la misma ecuación generalizada utilizada para pozos de gas y la cual se encuentra dada por:

$$q = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2),$$

donde los valores de "C" y "n", deben ser estimados a partir de pruebas de Campo.

- c) El tercer caso, corresponde a cuando la presión estática es mayor que la de burbuja, pero la presión de fondo fluyendo es menor. En este caso, se habla de una IPR generalizada, al exhibir comportamientos lineal y no lineal, dependiendo de que la presión de fondo fluyendo sea mayor o menor que la presión de burbuja respectivamente. En la Figura 1.5 se muestra una curva de IPR generalizada. A partir de la ecuación de Vogel, la ecuación que describe el comportamiento generalizado está dada por:

$$Q_o = J(P_{ws} - P_b) + \frac{J * P_b}{1.8} \left( 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right)$$



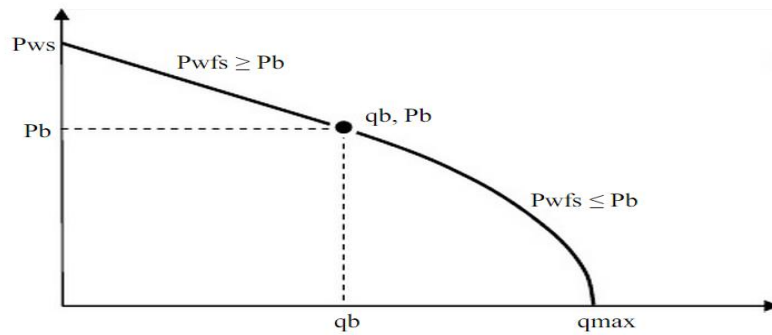


Figura 1.5 Curva de IPR generalizada

## 1.2 Hidrodinámica del flujo en tuberías

La caída de presión en las tuberías de producción depende de múltiples factores, entre los cuales pueden mencionarse los gastos y propiedades termodinámicas de las fases, el diámetro, rugosidad e inclinación de la tubería, la presión y la temperatura, y de manera particular, de la configuración geométrica de las fases.

Con respecto a este último punto, puede mencionarse que debido a que el gas tiende a desplazarse a una velocidad mayor que el líquido, las fases se distribuyen de diversas maneras dentro de la tubería de producción, dando lugar al fenómeno del colgamiento y al desarrollo de diferentes patrones de flujo multifásico; en el caso del flujo vertical ascendente, los principales son el burbuja, bache, agitado y anular (más detalles pueden consultarse en el anexo A).

Ahora bien, independientemente del patrón de flujo, el gradiente de presión total en tuberías está conformado por dos elementos principales:

$$-\frac{dp}{dx} = \text{gradiente de presión hidrostático} + \text{gradiente de presión por fricción}$$

Para el caso del flujo de un fluido incompresible, como es el caso de interés para el presente trabajo, el gradiente de presión total se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$-\frac{dp}{dx} = \rho g + f \frac{\rho v^2}{2d}$$

Como comentario adicional, cabe señalar que en el contexto del diseño de equipos de bombeo, es común utilizar el concepto de carga, H, (en unidades de longitud), en lugar de caídas de presión, de tal manera que:

$$H = \frac{\Delta p}{\rho g}$$

## 1.3 Hidráulica de equipos de bombeo

Los equipos de bombeo son diseñados para aportar al fluido de trabajo la energía requerida para llevarlo hasta un punto distante del sistema corriente abajo. En el caso de los pozos con BEC, el equipo debe diseñarse de tal manera que el incremento de presión que genere la bomba sea el adecuado para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie; de esta manera, la presión de descarga debe ser mayor a la suma de las pérdidas de presión que ocurren a lo largo de la trayectoria del flujo, considerando la contrapresión en la cabeza del pozo.

Para calcular la carga que desarrollan los equipos de bombeo en función del gasto, se utilizan las curvas características o de comportamiento, mismas que se describen brevemente en esta sección; asimismo, se indican leyes de afinidad que pueden considerarse en el diseño de los mismos.

### 1.3.1 Curvas características de bombas

Las curvas características o de comportamiento de un equipo de bombeo indican los valores de eficiencia y carga que es capaz de desarrollar, así como la potencia al freno, todos en función del gasto. Para generarlas, se realizan pruebas en laboratorio con agua como fluido de trabajo; el procedimiento se realiza de la siguiente manera:

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

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

donde

$\Delta p$ = Incremento de presión (lb/pg<sup>2</sup>)

$Q$ = Gasto (gpm)

$H_p$ = Potencia (hp)

NE= Número de etapas

Siguiendo las consideraciones anteriores y mediante pruebas sucesivas, se construyen curvas características como las mostradas en la Figura 1.6. En las gráficas para los equipos BEC, además de mostrar el gasto máximo, se indica el diámetro de la TR que puede ser utilizado, así como el tipo y número de serie de la bomba, entre otros parámetros.

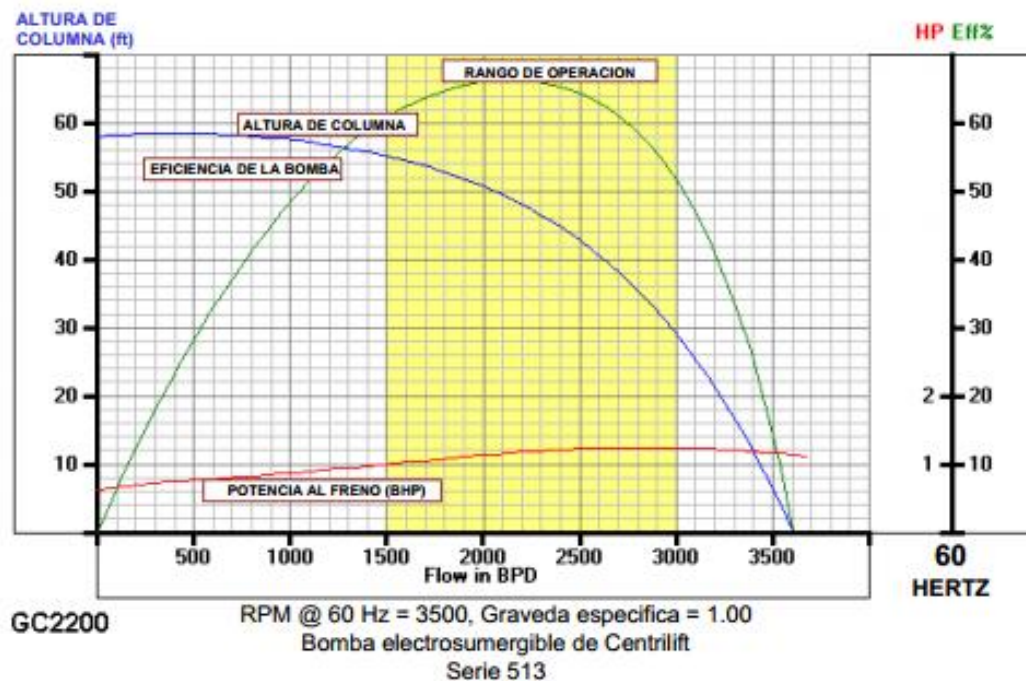


Figura 1.6 Curva característica de la bomba para gasto de 1500 bpd a 3000 bpd, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

Como fue referido arriba, las pruebas para generar las curvas se realizan con agua como fluido de trabajo, y bajo condiciones de operación específicas. Por lo tanto, es necesario tomar en cuenta el efecto de algunos parámetros a fin de predecir el comportamiento de la bomba bajo condiciones reales de operación y con otro tipo de fluido.

- a) **Efecto del cambio de velocidad.** El gasto varía en proporción directa a los cambios de velocidad de la bomba, por lo que la eficiencia permanece constante con los cambios de velocidad.

- b) **Efecto de la densidad relativa.** La potencia varía directamente con la densidad relativa, mientras que la eficiencia de la bomba permanece constante independientemente de la densidad del líquido.
- c) **Efectos de cambio del diámetro del impulsor.** La capacidad de carga varía directamente con el diámetro de los impulsores, por lo que la eficiencia de la bomba no cambia.
- d) **Fenómeno de cavitación.** Si la presión absoluta del líquido en cualquier parte dentro de la bomba cae debajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, entonces se forman pequeñas burbujas de vapor. Estas burbujas son arrastradas por el líquido fluyendo hacia regiones de más altas presiones, donde se condensan o colapsan. La condensación de las burbujas produce un incremento considerable en la presión.

### 1.3.2 Leyes de afinidad

Las leyes de afinidad son relaciones que permiten cuantificar el efecto del cambio de diámetro del impulsor o de su velocidad de rotación, sobre el gasto, carga y potencia de las bombas<sup>1</sup>, éstas son:

Cambio de Diámetro  
(D)

$$Q_2 = Q_1 \left( \frac{D_2}{D_1} \right)$$

$$H_2 = H_1 \left( \frac{D_2}{D_1} \right)^2$$

$$HP_2 = HP_1 \left( \frac{D_2}{D_1} \right)^3$$

Cambio de Velocidad  
(N)

$$Q_2 = Q_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)$$

$$H_2 = H_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^2$$

$$HP_2 = HP_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^3$$

donde:

Q<sub>1</sub>= Gasto  
H<sub>1</sub>= Carga

} A la frecuencia en la cual opera, que es normalmente 60 Hz

HP<sub>1</sub>= Potencia

N<sub>1</sub>= Velocidad

D<sub>1</sub>= Diámetro

Q<sub>2</sub>= Gasto

H<sub>2</sub>= Carga

HP<sub>2</sub>= Potencia

N<sub>2</sub>= Velocidad

D<sub>2</sub>= Diámetro

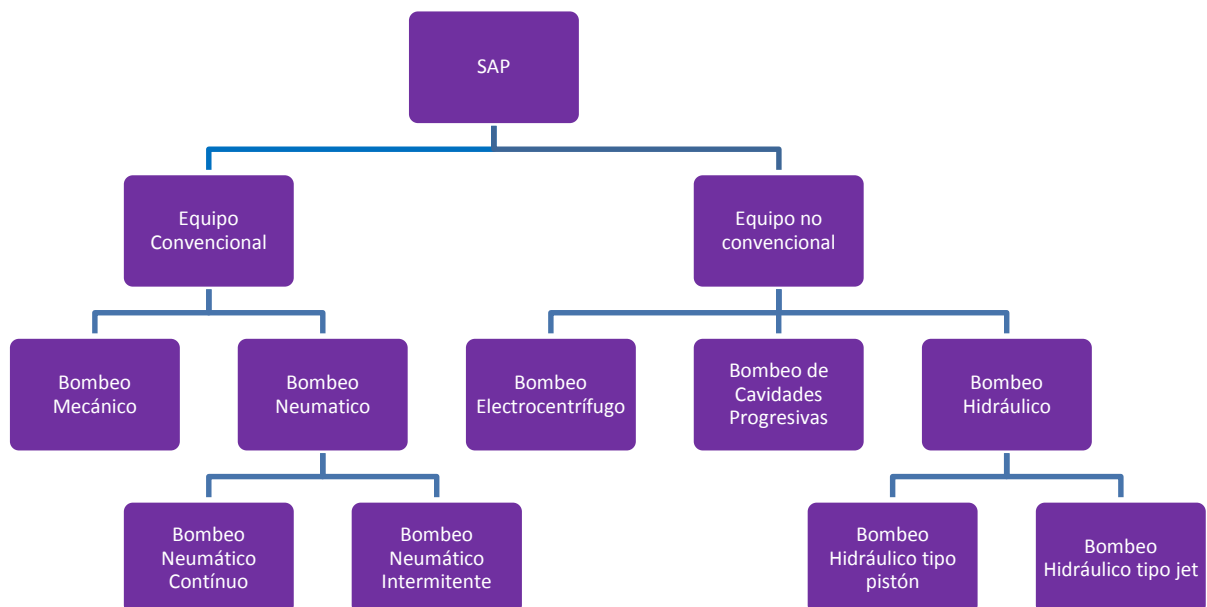
A la nueva frecuencia que se busca

## 1.4 Sistemas Artificiales de Producción

Los sistemas artificiales de producción (SAP) tienen como objetivo aportar energía a los fluidos del yacimiento para conducirlos desde el fondo del pozo hasta las instalaciones superficiales. En esta sección se indican los principales tipos de SAP, y se mencionan algunos de los factores que deben considerarse para su selección; finalmente, se describen los aspectos generales del bombeo electrocentrífugo.

### 1.4.1 Tipos de SAP y factores para su selección

Los SAP más comunes en la industria petrolera se indican en la Figura 1.7. Más especificaciones de dichos sistemas, a excepción del Bombeo electrocentrífugo se pueden consultar en el anexo B.



Con respecto a la selección del SAP para un sistema de producción específico, algunos de los factores que deben considerarse son:

1. Ubicación geográfica del campo (operación marina o terrestre)
2. Factibilidad económica del catálogo SAP que se desea instalar (tomar en cuenta principalmente componentes y días de operación)
3. Tipo de fluido que se desea explotar
4. Comportamiento de afluencia
5. Estado mecánico y giroscópico
6. Profundidad de terminación del pozo

En la sección y diseño de los SAP, además deben tomarse en cuenta algunos aspectos que pueden poner en riesgo la operación del sistema, tales como:

- a) Arenamientos
- b) Formación de incrustaciones
- c) Corrosión
- d) Producción de gas
- e) Producción de sólidos (asfaltenos y parafinas)

#### 1.4.2 Sistema de bombeo electrocentrífugo

Un sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC) está constituido fundamentalmente por una bomba centrífuga multi-etapas acoplada con un motor eléctrico de fondo, que permite levantar grandes cantidades de fluido en una variedad de condiciones de pozo.

Los componentes principales del sistema se indican en la Figura 1.8. De manera específica, en la superficie se tienen: tablero de control, transformador, variador de frecuencia, caja de venteo y cable de potencia. Por otra parte, los componentes subsuperficiales son: bomba centrífuga multi-etapas, motor eléctrico, protector de motor, separador de gas, y cable de potencia. También se implementan algunos accesorios para asegurar la buena operación del sistema, tales como: flejes de cable, válvula de drene, válvula de contra presión, centradores, empacadores, dispositivos electrónicos para el control del motor, y un sensor de fondo (opcional). Una descripción detallada de los componentes y accesorios referidos se presenta en el capítulo 2.

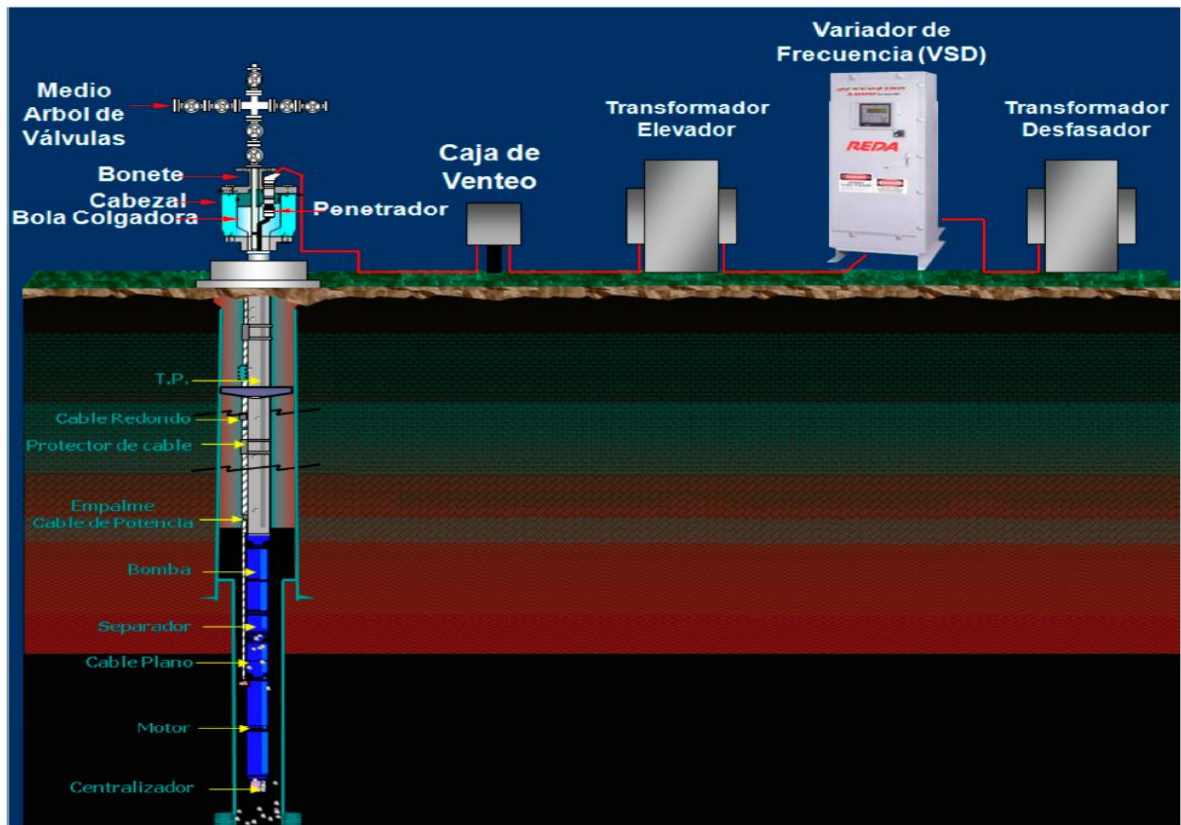


Figura 1.8 Diagrama de BEC, Intelligent Well System with Hydraulic Adjustable Chokes and Permanent Monitoring Improves Convencional ESP Completion for an Operator in Ecuador”, 2004.

Ahora bien, las principales ventajas y desventajas de los equipos BEC son:

## Ventajas

- Permite el levantamiento de volúmenes altos de líquido sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- No ocupa grandes espacios en superficie, por lo que es aplicable tanto en instalaciones terrestres como costa afuera.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de incrustaciones.

## Desventajas

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones gas-líquido (sin separador).
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable, o en su defecto fallas en los anillos eléctricos generadores de energía.
- Aplicación limitada en ambientes de alta temperatura; por ejemplo, bajo estas condiciones de operación es común que ocurran fallas en el cable.
- El sistema demanda el uso de altos voltajes.
- El costo inicial puede ser alto por las múltiples etapas de la bomba.

-



## Capítulo 2

# Descripción del sistema de bombeo electrocentrífugo

Los componentes del sistema BEC se clasifican en superficiales y subsuperficiales, como se indica en la Figura 2.1. En este capítulo se describen las funciones y características de cada uno.

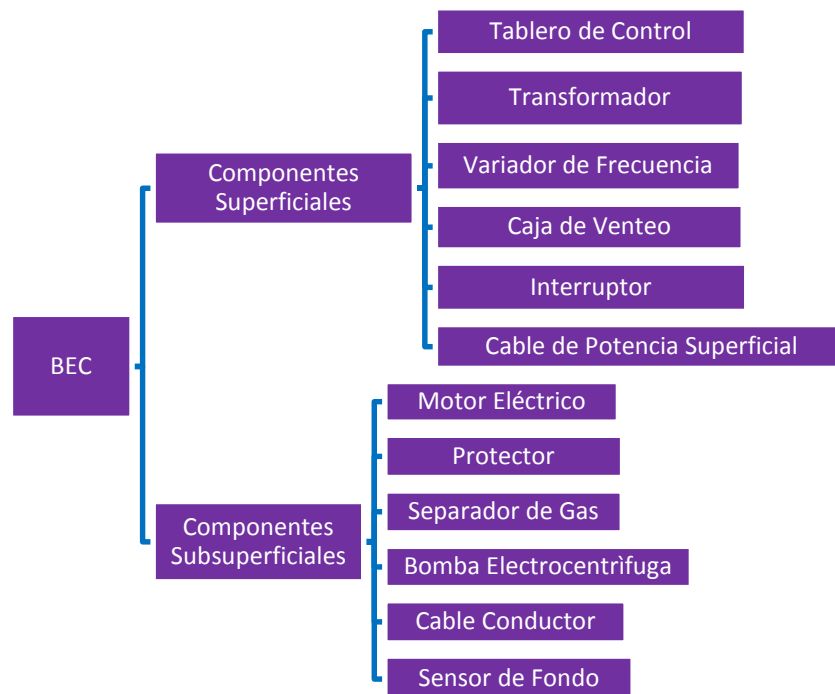


Figura 2.1 Componentes del BEC

## 2.1 Equipo Superficial

### 2.1.1 Tablero de Control

Este componente permite controlar la operación del equipo subsuperficial. Dependiendo de la calidad de control que se desee tener, se seleccionan los dispositivos necesarios para integrar el tablero, tales como: fusibles de protección por sobrecarga, de desconexión por sobrecarga y baja carga; y mecanismos de relojería para el restablecimiento automático y operación intermitente, entre otros. Regularmente los

tableros están contenidos en gabinetes metálicos, cuyo diseño los hace herméticos al polvo, lluvia y formaciones externas de hielo, como se muestra en la Figura 2.2.



Figura 2.2 Tablero de control, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

### 2.1.2 Transformador

Este dispositivo eleva el voltaje requerido en la superficie para darle corriente al motor en el fondo del pozo. Algunos de estos transformadores están equipados con interruptores “taps” que les dan mayor flexibilidad de operación. Un ejemplo típico de transformador se muestra en la Figura 2.3.



Figura 2.3 Transformador, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

### 2.1.3 Variador de Frecuencia

Como su nombre lo indica, es un dispositivo que permite modificar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y, por lo tanto, modificar su velocidad (Figura 2.4). A su vez, estos dispositivos son clasificados por voltaje, ya sea bajo o mediano. Una explicación más concreta se presenta en la Tabla 2.1.



Figura 2.4 Variador de frecuencia Weatherford, 2009.

**Tabla 2.1 Clasificación de VSD basándose en voltaje**

Tipo de VSD	Beneficios	Características	Otras aplicaciones
<b>Bajo Voltaje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Prolonga la vida del sistema BEC.</li> <li>✓ Reduce los costos de operación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Control de velocidad para mantener constante la presión.</li> <li>✓ Capacidad de iniciar un BEC mientras el motor gira.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Capacidad de proteger los circuitos.</li> <li>✓ Monitoreo de motor.</li> </ul>
<b>Medio Voltaje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Reduce costo de operación.</li> <li>✓ Alta potencia del motor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Capacidad para controlar la velocidad y así mantener constante la presión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Control de parámetros del motor.</li> </ul>

#### 2.1.4 Interruptor

El interruptor (Switchboard) permite arrancar (o apagar) el sistema de bombeo en un paso; debido a que la frecuencia varía de cero a su valor nominal (o viceversa) de forma instantánea, no es recomendable utilizarlo de manera cotidiana ya que puede afectar severamente la vida productiva del motor y generar daño en el yacimiento. Ahora bien, puede resultar útil cuando se requiere apagar el equipo en eventos inesperados, como por ejemplo cuando ocurren manifestaciones de gas. En función de la frecuencia nominal, los interruptores están disponibles en 50 y 60 Hz, siendo esta última la utilizada en México.

### 2.1.5 Caja de venteo

La caja de venteo (Figura 2.5) se utiliza por razones de seguridad, ya que permite disipar a la atmósfera el gas que se canaliza a través del cable de potencia; esto evita que el gas llegue a las instalaciones eléctricas y ocasione un accidente. Se coloca entre el cabezal del pozo y el tablero de control.



Figura 2.5 Caja de venteo, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

### 2.1.6 Cable de potencia superficial

La energía eléctrica es transmitida al motor en el fondo a través de un cable de potencia trifásico, el cual se fija a la tubería de producción por medio de flejes o con protectores sujetadores especiales. El cable debe ser de diámetro reducido y estar diseñado para resistir condiciones extremas de operación (altas temperaturas, fluidos corrosivos y abrasión, por mencionar algunas), como se muestra en la Figura 2.6.

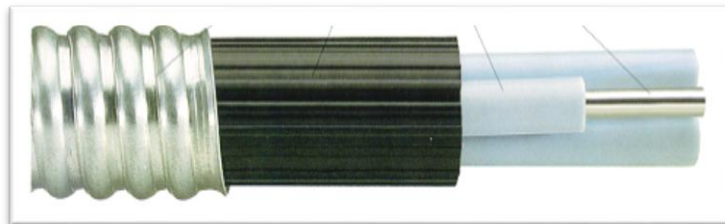


Figura 2.6 Cable de potencia redondo, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

## 2.2 Equipo Subsuperficial

### 2.2.1 Motor eléctrico

Este tipo de motor es utilizado para operar las bombas, y está constituido por un estator bobinado trifásico y un rotor (Figura 2.7); éste último opera generalmente a una velocidad de 3600 rpm, la cual corresponde a una frecuencia de 60 Hz. El motor es colocado en la parte inferior del aparejo de producción, y recibe la energía eléctrica desde una fuente en la superficie. Con base en pruebas de laboratorio se ha diagnosticado que la velocidad del fluido que circula por el exterior del motor deber ser mínimo de 1 pie/seg para lograr un enfriamiento adecuado.

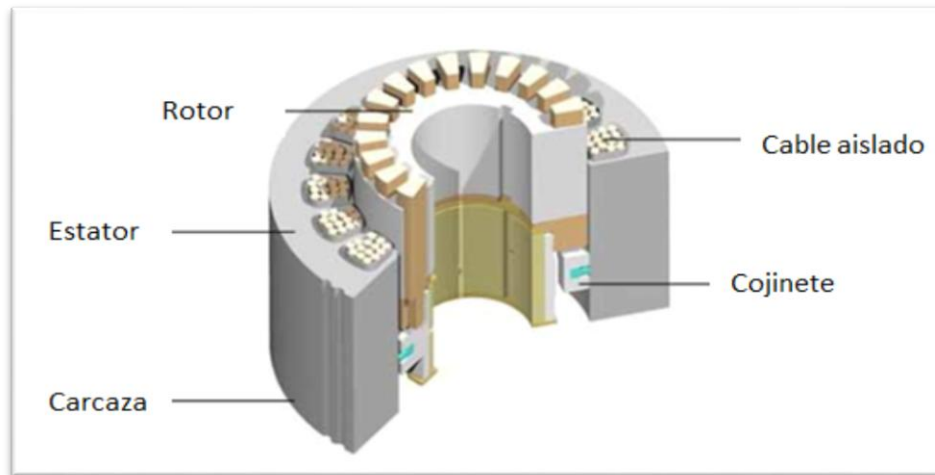


Figura 2.7 Corte transversal del motor, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

### 2.2.2 Protector de motor

Este elemento se coloca entre el motor y la bomba (Figura 2.8), y su función principal es igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del equipo; a su vez conecta la carcasa de la bomba con la del motor y une la flecha del motor con la flecha de la bomba. Este sello o protector está diseñando para proteger al motor por medio de tres funciones básicas:

- Proveer el volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor.
- Ecuilizar (igualar) la presión externa del fondo de pozo con el fluido dieléctrico interno del motor.

- Evitar la contaminación del aceite lubricante del motor con los fluidos del pozo

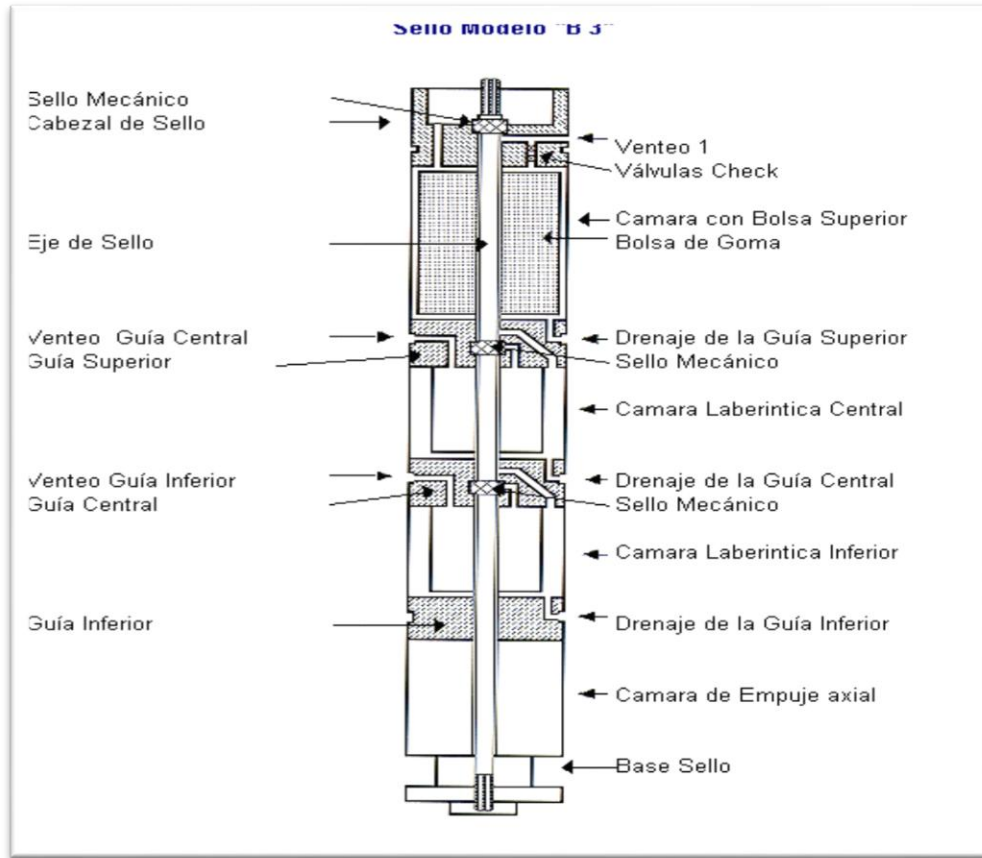


Figura 2.8 Protector, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

### 2.2.3 Sección de entrada

Es la entrada de la bomba, la cual se une al extremo inferior de la carcasa de la misma y proporciona un paso para que los fluidos entren y una brida para fijar a la junta del BEC.

### 2.2.4 Separador de gas

Este componente se encuentra colocado entre la bomba y el protector, y su función es desviar el gas libre de la succión de la bomba hacia al espacio anular, para evitar que entre en ésta. La implementación de este elemento permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que disminuye los efectos de capacidad de carga en el motor producida por la presencia del gas (Figura 2.9).



Figura 2.9 Separador de Gas, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

### 2.2.5 Bomba centrífuga multietapas.

Es una bomba electrocentrífuga (Figura 2.10) que tiene como función principal transformar la energía mecánica del impulsor, y transmitir la presión necesaria para que los fluidos puedan llegar a superficie. El motor eléctrico y la bomba centrífuga multi-etapas están acoplados al mismo eje. El sistema es energizado y manipulado desde el tablero de control situado en la superficie.



Figura 2.10 Bomba Electrocentrífuga, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

Los componentes principales de la bomba son:

- a) **Carcasa:** Compuesta de acero al bajo carbón, con láminas de acero y bronce fijadas en su interior, alineadas con las secciones del rotor.
- b) **Flecha:** Se encuentra conectada al motor a través del separador de gas y la sección sello, como se muestra en la Figura 2.11. Gira conforme a las revoluciones por minuto (rpm).



Figura 2.11 Flecha, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

- c) **Impulsor:** Se encuentra anclado o unido al eje (Figura 2.12), el cual gira a las rpm del motor; conforme gira se imparte la fuerza centrífuga en el fluido producido.

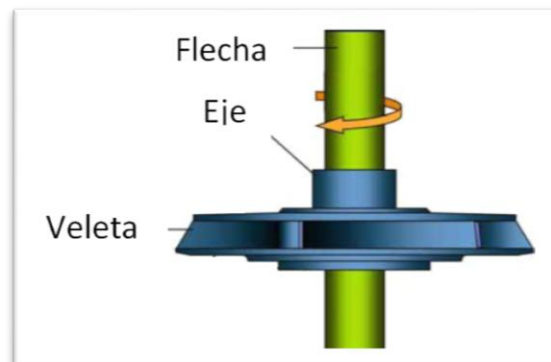


Figura 2.12 Impulsor, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

- d) **Difusor:** Esta encargado de difundir el fluido conforme pasa a través de las etapas de la bomba (Figura 2.13).



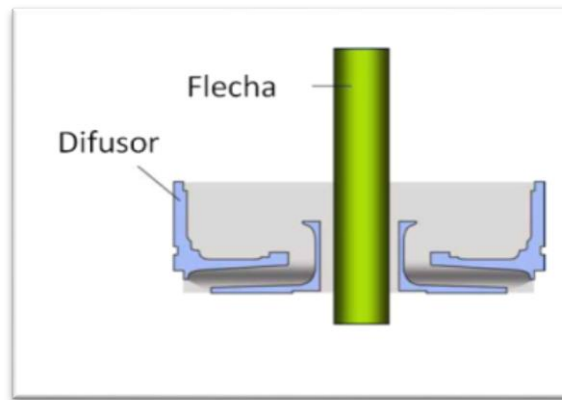


Figura 2.13 Difusor, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

e) **Etapa:** Está formada por una combinación de un impulsor y un difusor (Figura 2.14).

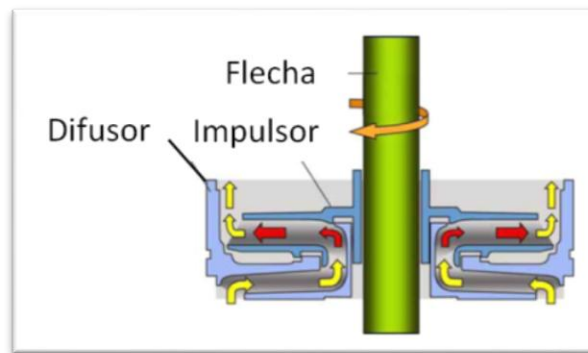


Figura 2.14 Etapa de una bomba, Baker Hughes Centrilift Sumersible Pump Handbook, 2009.

### 2.2.6 Cable de potencia

El cable conductor eléctrico transmite desde la superficie la energía eléctrica al motor en el fondo del pozo. El cable se selecciona a partir de los requerimientos de voltaje y amperaje del motor, y del aislamiento requerido por las propiedades del fluido a producir, así como del espacio disponible entre la T.P y la T.R. (claro). El conductor del cable puede ser de cobre o aluminio. El rango de tamaños del cable va del #1 al #6; normalmente se utiliza el #1 para la alimentación de potencia, y #4, #5 y #6 para la conexión al motor. Regularmente se elige el cable de tipo redondo ya que presenta menos tendencia a calentarse y genera menos campo magnético.

### 2.2.7 Sensor de fondo

El uso de este dispositivo (Figura 2.15) es opcional, y se utiliza para monitorear la presión de succión, la temperatura del motor y la temperatura del pozo. Las señales registradas son enviadas a la superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo BEC.



Figura 2.15 Sensor de fondo Pan American Energy.

## 2.3 **Accesorios de pozo**

### 2.3.1 Bola colgadora

Su función es sostener la tubería de producción y proporciona el sello en el espacio anular entre el aparejo y la tubería de revestimiento para evitar el paso de fluidos a la superficie (Figura 2.16).



Figura 2.16 Bola colgadora, Vetco Gray.

### 2.3.2 Válvula de contrapresión

Se coloca por encima de la bomba y permite el flujo en sentido ascendente; cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario.

### 2.3.3 Empacador

Es un accesorio empleado para sellar la parte exterior del aparejo de producción y la parte interior de la tubería de revestimiento o de explotación (Figura 2.17).



Figura 2.17 Empacador permanente, Schlumberger.

### 2.3.4 Válvula de drene

Se coloca por encima de la bomba y su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el objetivo de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo (Figura 2.18).



Figura 2.18 Válvula de drene, Schlumberger.

### 2.3.5 Medio árbol de válvulas

Está diseñado para permitir el cierre del pozo en la superficie, soportar el peso del equipo y mantener control sobre el espacio anular (Figura 2.19).

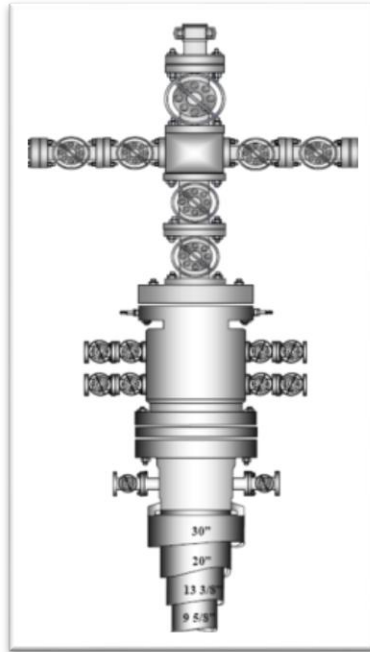


Figura 2.19 Árbol de válvulas, Control Flow.

## Capítulo 3

# Procedimiento de diseño de sistemas BEC

En este capítulo se describe el procedimiento para diseñar un sistema de bombeo electrocentrífugo. Asimismo, se discuten algunos factores a considerar en el diseño.

### 3.1 Procedimiento de diseño

El procedimiento que se presenta a continuación consiste de nueve pasos, y se basa en una metodología utilizada por Baker Hughes (2009).

#### **Paso 1. Recopilar información primaria**

##### *a) Propiedades de los fluidos*

En el diseño es necesario calcular las propiedades termodinámicas de los fluidos producidos en función de la presión y la temperatura dinámicas. Esto se lleva cabo generalmente mediante correlaciones PVT de aceite negro. En consecuencia, los datos mínimos requeridos son: densidades relativas del aceite, gas asociado y agua; asimismo, la relación gas-aceite y el corte de agua. Datos adicionales: la salinidad del agua y el porcentaje de componentes inorgánicos ( $N_2$ ,  $H_2S$  y  $CO_2$ ) en los fluidos de yacimiento. En algunas aplicaciones será necesario considerar la formación de emulsiones de agua y aceite.

##### *b) Estado mecánico del pozo*

Como se muestra en la Figura 3.1, el estado mecánico indica la distribución y características de la sarta de producción y de las tuberías de revestimiento, así como de otros elementos, como el empacador y la válvula de tormenta, por mencionar sólo dos. Cabe destacar que el diámetro interno de las tuberías de revestimiento constituye una de las restricciones para seleccionar el diámetro máximo del motor y la bomba que serán introducidos en el pozo. La distribución de un aparejo de producción se ejemplifica en la Figura 3.2.

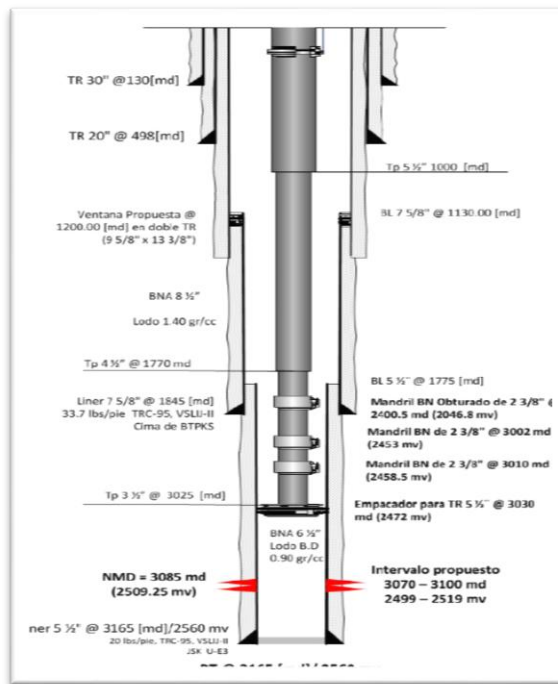


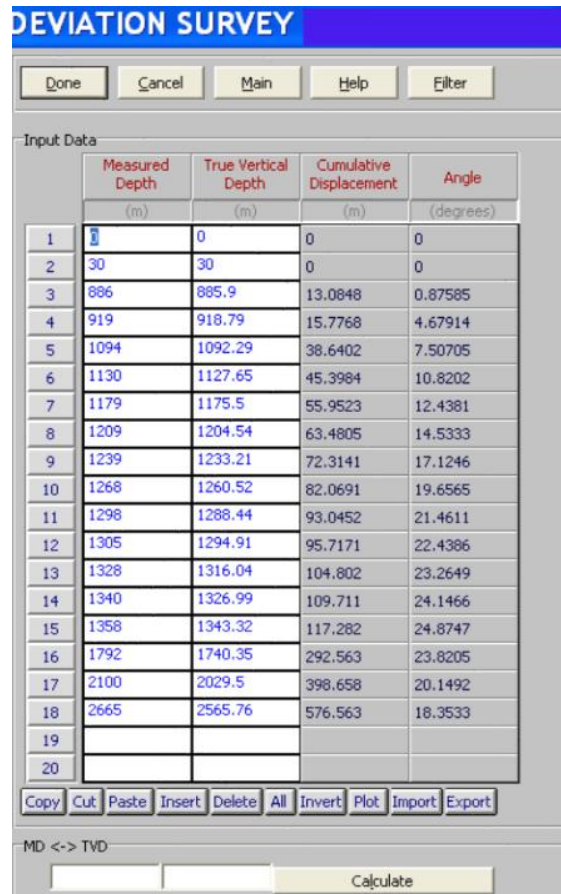
Figura 3.1 Estado mecánico, Pemex.

Intervalo (m.d.b.m.r.)		Descripción	Grado	Peso lb/ft	Junta	D.E. (pg)	D.I. (pg)	Drift (pg)	Resist. Pres. Interna (psi)	Resist. Colap. (psi)	Resistencia Tensión (kibs)	
desde	hasta										Tubo	Junta
0.00	12.47	Elevación de mesa rotaria a yugos del cabezal	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
12.47	12.80	<b>BOLA COLGADORA 11" x 7"</b>	L-80	26.00	MVAM	11.000	4.875	-	7240	5410	604	604
12.80	13.19	COMB P) 5 1/2" X C) 7"	TRC-95	26.00	MVAM	7.680	4.875	4.767	9190	6940	471	471
13.19	16.15	TRAMO CORTO TP 5 1/2"	TRC-95	17.00	VTOP	5.500	4.892	4.767	9190	6940	471	471
16.15	152.01	TP 5 1/2"	TRC-95	17.00	VTOP	5.500	4.892	4.767	9190	6940	471	471
152.01	153.98	TRAMO CORTO TP 5 1/2"	TRC-95	17.00	VTOP	5.500	4.892	4.767	9190	6940	471	471
153.98	155.63	<b>VALVULA DE TORMENTA 5 1/2"</b>	TRC-95	17.00	VTOP	5.500	4.562	-	9190	6940	471	471
155.63	157.58	TRAMO CORTO TP 5 1/2"	TRC-95	17.00	VTOP	5.500	4.892	4.767	9190	6940	471	471
157.58	1,002.10	TP 5 1/2"	TRC-95	17.00	VTOP	5.500	4.892	4.767	9190	6940	471	471
1,002.10	1,002.63	COMB P) 4 1/2" X C) 5 1/2"	TRC-95	12.60	VTOP	6.000	3.938	3.833	10010	8410	342	342
1,002.63	2,143.43	TP 4 1/2"	TRC-95	12.60	VTOP	4.500	3.958	3.833	10010	8410	342	342
2,143.43	2,146.31	<b>MANDRIL BN 4 1/2" CON ORIFICIO 1/4"</b>	L-80	12.60	VTOP	4.500	3.992	3.833	10010	8410	342	342
2,146.31	2,151.27	TRAMO CORTO TP 4 1/2"	TRC-95	12.60	VTOP	4.500	3.958	3.833	10010	8410	342	342
2,151.27	2,153.25	TRAMO CORTO TP 4 1/2"	TRC-95	12.60	VTOP	4.500	3.958	3.833	10010	8410	342	342
2,153.25	2,162.84	TP 4 1/2"	TRC-95	12.60	VTOP	4.500	3.958	3.833	10010	8410	342	342
2,162.84	2,172.42	TP 4 1/2"	TRC-95	12.60	VTOP	4.500	3.958	3.833	10010	8410	342	342
2,172.42	2,172.56	Tope localizador 4 1/2"	L-80	12.60	ACME	5.750	3.500	-	8430	7500	288	288
2,172.56	2,173.38	Tubo Espaciador 4 1/2"	-	12.60	ACME	4.687	3.500	-	8430	7500	288	288
2,173.38	2,176.14	6 unidades de sellos U.S.M.V 4 1/2"	-	12.60	ACME	4.687	3.500	-	8430	7500	288	288
2,176.14	2,176.29	<b>GUIA REENTRADA 4 1/2"</b>	-	12.60	ACME	4.687	3.500	-	8430	7500	288	288

Figura 3.2 Distribución del aparejo, Pemex.

c) *Registro de desviación del pozo*

Este registro se obtiene durante la perforación y permite conocer la trayectoria del pozo. Los datos reportados son profundidad desarrollada, profundidad vertical y grado de inclinación (Figura 3.3).



The screenshot shows a software window titled "DEVIATION SURVEY". At the top, there are buttons for "Done", "Cancel", "Main", "Help", and "Filter". Below this is the "Input Data" section, which contains a table with four columns: "Measured Depth (m)", "True Vertical Depth (m)", "Cumulative Displacement (m)", and "Angle (degrees)". The table lists data for 20 rows. At the bottom of the window, there are buttons for "Copy", "Cut", "Paste", "Insert", "Delete", "All", "Invert", "Plot", "Import", and "Export". Below these buttons is a label "MD <-> TVD" and a "Calculate" button.

	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Cumulative Displacement (m)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	30	30	0	0
3	886	885.9	13.0848	0.87585
4	919	918.79	15.7768	4.67914
5	1094	1092.29	38.6402	7.50705
6	1130	1127.65	45.3984	10.8202
7	1179	1175.5	55.9523	12.4381
8	1209	1204.54	63.4805	14.5333
9	1239	1233.21	72.3141	17.1246
10	1268	1260.52	82.0691	19.6565
11	1298	1288.44	93.0452	21.4611
12	1305	1294.91	95.7171	22.4386
13	1328	1316.04	104.802	23.2649
14	1340	1326.99	109.711	24.1466
15	1358	1343.32	117.282	24.8747
16	1792	1740.35	292.563	23.8205
17	2100	2029.5	398.658	20.1492
18	2665	2565.76	576.563	18.3533
19				
20				

Figura 3.3 Registro giroscópico, Pemex.

d) *Pruebas de presión- producción*

Para predecir el comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo, así como para calibrar los modelos de flujo en la sarta de producción, se requieren datos de pruebas de presión-producción. Los datos básicos que se requieren son: gasto, presión de fondo fluyendo, y presión de fondo estática; adicionalmente, presión en la cabeza, diámetro de estrangulador, relación gas-aceite, corte de agua, y datos de presión y temperatura dinámicas por estaciones.

### e) Registros Geofísicos

Dependiendo del modelo afluencia utilizado, puede requerirse información petrofísica del yacimiento. En este sentido, los registros geofísicos (Figura 3.4) permiten estimar de manera indirecta parámetros tales como la porosidad y la saturación de fluidos, así como identificar los estratos con condiciones favorables para la explotación de hidrocarburos, y cuantificar su espesor.

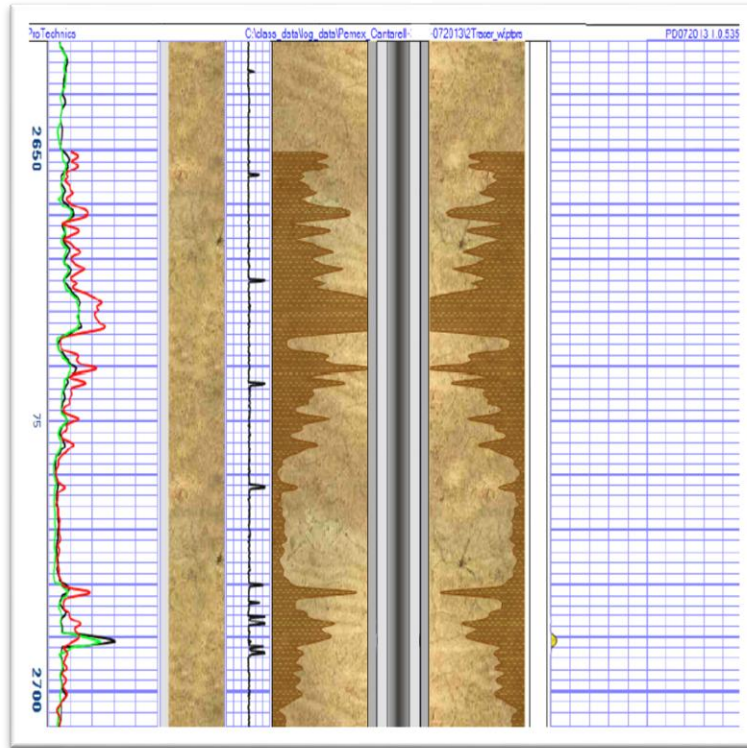


Figura 3.4 Registro geofísico, Pemex.

### f) Históricos de producción

En los históricos de producción se lleva un registro de las mediciones realizadas durante los aforos del pozo. Los datos reportados son: gasto de líquido, gasto de aceite, gasto de gas de formación, presión en la tubería de revestimiento, presión y temperatura en la cabeza del pozo, y diámetro del estrangulador. Es común que también se documenten las intervenciones realizadas y los eventos que ha manifestado el pozo bajo determinadas condiciones de operación (Figura 3.5); por lo tanto, el análisis de los históricos permite identificar y/o verificar algunos comportamientos “anómalos” en el sistema, tales como disminuciones abruptas en la producción en relación a un posible daño en la formación o a restricciones al flujo por la formación de depósitos orgánicos o inorgánicos, por mencionar algunos.



Cabe mencionar que los datos de aforos pueden utilizarse de manera conjunta con los obtenidos durante pruebas de presión dinámica con línea de acero; esto con la finalidad de integrar al menos una tríada de gasto, presión de fondo fluendo y presión estática, requerida en los modelos de comportamiento de afluencia.

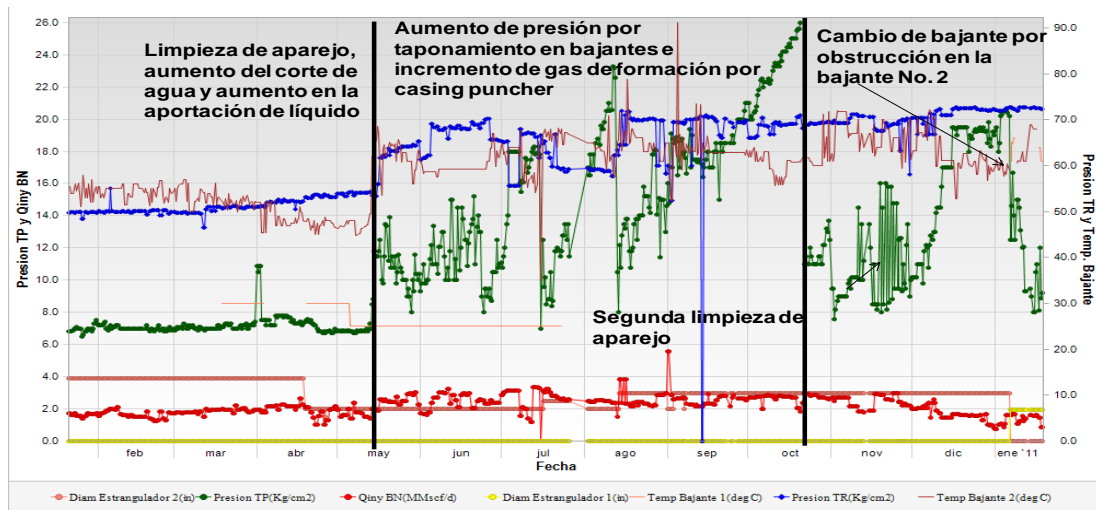


Figura 3.5 Histórico de producción Pemex

### g) Pozos de correlación

Puede ser que en algunos pozos no se cuente con información que permita calcular su comportamiento de afluencia, o datos de presión dinámica para calibrar los modelos de flujo multifásico en la tubería de producción. En estos casos, es común utilizar información de un pozo vecino (denominado de “correlación”), siempre y cuando pertenezca a la misma formación, unidad litoestratigráfica y bloque, así como que su profundidad de terminación sea similar a la del pozo analizado (Figura 3.6).

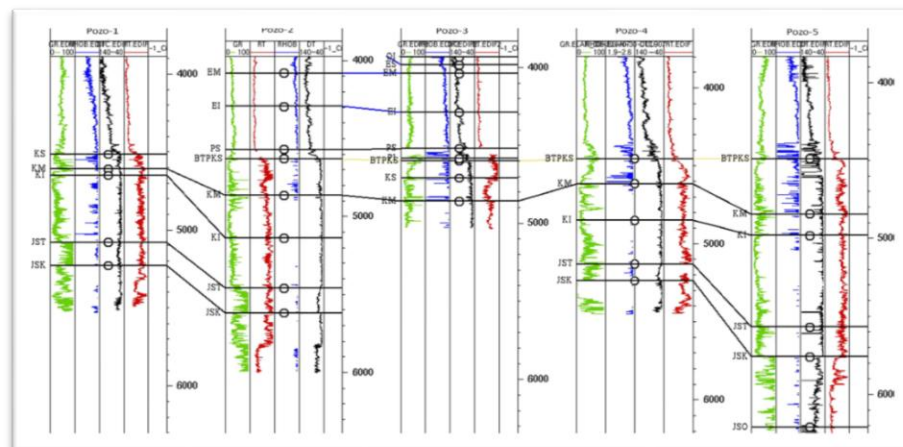


Figura 3.6 Pozos correlación, Pemex.

## **Paso 2. Calcular el comportamiento de afluencia**

Como se mencionó en el capítulo 1, el comportamiento de afluencia es la capacidad que posee el yacimiento de aportar fluidos y depende principalmente del mecanismo de empuje y las propiedades petrofísicas del medio poroso, y su comportamiento puede ser o no lineal. En el caso de líquidos o aceite bajo saturado, se expresa con la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

## **Paso 3. Calcular propiedades volumétricas del gas**

El cálculo de las propiedades volumétricas de los fluidos de yacimiento generalmente se lleva a cabo mediante correlaciones PVT; para el aceite saturado, pueden mencionarse las de Standing<sup>2</sup>, Lasater<sup>3</sup>, Glaso<sup>4</sup>, y Vázquez y Beggs<sup>5</sup>; más detalles pueden consultarse en Brill y Beggs<sup>6</sup> y McCain<sup>7</sup>.

Ahora bien, si el pozo es productor de agua, como primera aproximación se consideran valores constantes de densidad y viscosidad. Cálculos más rigurosos consideran la variación de estos parámetros con la presión, la temperatura y la salinidad. En McCain<sup>7</sup>, se presentan algunas correlaciones para tal efecto.

## **Paso 4. Calcular la carga dinámica total (CDT)**

Es simplemente la carga total que la bomba genera cuando está bombeando el gasto deseado. Dicha carga, expresada como longitud de columna hidráulica, se expresa como la suma del nivel de fluido dinámico más las pérdidas de fricción en la tubería más la presión de descarga, expresadas como carga.

$$CDT = \text{Elevación neta} + \text{Pérdidas por fricción en TP} + \text{Presión de descarga (unidades de carga)}$$

## **Paso 5. Selección del tipo de bomba**

Para seleccionar el equipo adecuado, primeramente se debe analizar el tipo de fluido que se extraerá, y posteriormente el estado mecánico del pozo, ya que conociendo la distribución de tuberías de revestimiento se define el diámetro máximo donde será alojada la bomba. En general, se debe escoger la bomba de mayor diámetro para manejar el gasto de diseño previsto. Las bombas de mayor

diámetro serán más eficientes y menos costosas. Asimismo, se deben consultar los catálogos de bombas que cada proveedor otorga al encargado de diseñar un sistema de BEC, como se muestra en la Figura 3.7.

Series	OD, in. [mm]	Pump Type	Capacity Range, Recommended Limits	
			60 Hz, B/D	50 Hz, m <sup>3</sup> /d
675	6.75 [171.45]	J7000N	4,500–9,000	596–1,192
		J12000N	8,000–18,500	1,060–2,451
		JN16000	12,800–19,500	1,696–2,584
		JN21000	16,000–25,000	2,120–3,312
725	7.25 [184.15]	L16000N	11,000–20,000	1,497–2,650
		L43000N	36,000–54,000	4,770–7,155
862	8.62 [218.95]	M520A	12,000–20,000	1,590–3,180
		M520B	12,000–23,000	1,590–3,047
		M520C	12,000–22,000	1,590–2,915
		M675A	19,000–32,000	2,517–4,306
		M675B	19,000–29,000	2,517–3,842
		M675C	19,000–28,000	2,517–3,710
950	9.50 [241.30]	N1050A	24,000–47,500	3,180–6,294
		N1050B	24,000–43,000	3,180–5,697
1000	10.00 [254.00]	N1400A	35,000–64,000	4,637–8,480
		N1400B	35,000–60,000	4,637–7,950
1125	11.25 [285.75]	P2500A	53,486–96,001	7,087–12,720

Figura 3.7 Tipos de bombas para series de 675 a 1125, Manual REDA, Schlumberger 2012.

## **Paso 6. Selección de motor, separador de gas y sección de sello**

### *a) Motor.*

El motor de un equipo BEC se selecciona de acuerdo a:

- Diámetro interior de la tubería de revestimiento
- Ciclaje manejado
- Potencia total requerida
- Amperaje

Es importante mencionar que en pozos de profundidad mayor a 1000m, es recomendable utilizar un motor de alto voltaje, con lo cual es posible usar un cable más pequeño y más barato.

La selección del diámetro del motor que se utilizará en el diseño BEC, está condicionado por el diámetro interno de la TR a la profundidad de interés. Una vez identificado este último, se selecciona el motor con base en su número de serie, el cual indica su diámetro externo y rango de potencia, como se ejemplifica en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1 Clasificación de motores**

Serie	Diámetro (pg)	Rango de Hp
375	3.750	19-195
450	4.500	15-264
544	5.438	18-330
562	5.625	38-836
725	7.250	175-750

*b) Separador de gas*

Si el gas presente en la bomba está en solución, la bomba operará normalmente como si estuviese bombeando un líquido de baja densidad; para pozos con elevada relación gas-aceite, es necesario emplear separadores de gas para evitar que el gas libre dentro de la bomba no exceda el 12%.

*c) Sección sello*

La sección sello o protector se selecciona de acuerdo al motor previamente elegido, y tomando en consideración el tipo de fluido que se producirá a través del BEC.

**Paso 7. Selección del cable eléctrico**

La selección depende fundamentalmente de las condiciones de temperatura a la profundidad de interés. Entre otros aspectos también se considera la capacidad de aislamiento necesaria e identificación de las pérdidas de voltaje que se presentarán; asimismo, el costo es muy importante ya que generalmente el cable es lo más caro en todo el sistema BEC. Las restricciones geométricas de las tuberías de producción y de revestimiento deben ser consideradas en la selección de la forma (redondo o plano) y calibre del cable.

**Paso 8. Selección de accesorios y equipo opcional**

La implementación de accesorios para el equipo BEC dependen de las características del yacimiento y tipo de pozo, por lo que pueden ser o no aplicadas. Existen algunos accesorios que ayudan al mejor desempeño del sistema BEC, tales como: guía del motor, penetrador del empacador, válvula de drene, válvula de contra presión, y elastómeros, entre otros.

## **Paso 9. Implementación del variador de frecuencia**

Se utiliza este componente para que el sistema BEC se arranque con baja frecuencia y un torque alto constante; con esto se optimiza el consumo de energía. Se selecciona de acuerdo al voltaje requerido para el sistema BEC; regularmente se emplea el variador de medio voltaje por las características tanto técnicas y económicas de dicho componente.

### **3.2 Factores que se toman en cuenta para el diseño**

Algunos de los factores que deben considerarse en el diseño de los sistemas BEC son:

- a) **Gasto de líquido.** El gasto de producción resulta prioritario para la selección de la bomba con base en las curvas de comportamiento proporcionadas por los fabricantes; se busca que la bomba opere en condiciones de máxima eficiencia. Si la capacidad de la bomba excede la aportación del pozo, se puede alcanzar la condición de bombeo en vacío; en consecuencia, el motor se sobrecalienta hasta que su aislamiento falla y se quema.
- b) **Gas libre.** La entrada de gas libre a la bomba puede ocasionar daños importantes en la integridad mecánica del equipo de bombeo; por lo tanto, es recomendable instalar un separador de gas de alta eficiencia para minimizar el volumen de gas que pueda entrar a la bomba; asimismo, es importante prever y cuantificar el posible incremento del gasto de gas conforme avanza la explotación del yacimiento, o por el efecto de la problemas de conificación.
- c) **Viscosidad.** La viscosidad afecta el comportamiento de las bombas centrifugas, disminuyendo su capacidad de carga, Para cualquier bomba, el efecto de viscosidad sobre la carga es mayor a gastos altos. Por otra parte, debe tenerse en cuenta que las curvas de comportamiento de la bomba se basan en pruebas realizadas con agua, por lo que para fluidos viscosos habrá que ajustarlas.
- d) **Desviación del pozo.** En general las bombas sumergibles operan mejor en posición vertical, a efecto de que la flecha no se fuerce o flexione demasiado. Por otra parte, el límite de desviación vertical lo establece la capacidad de la unidad para mantener la separación entre el aceite lubricante del motor y el fluido del pozo. En pozos desviados, estos puntos pueden representar una limitante importante para la aplicación del BEC.
- e) **Temperatura.** La temperatura es un factor importante en la instalación de BEC, ya que los materiales con los que están fabricados los conductores del cable no son

resistentes a altas temperaturas. Los cables disponibles en el mercado trabajan exitosamente a temperaturas menores de 350 °F; su costo aumenta si la temperatura de operación es mayor

- f) **Agua producida e incrustaciones.** La producción del agua de yacimiento con concentraciones grandes de sales minerales puede ocasionar la formación de incrustaciones a lo largo del sistema de producción; las cuales, además de obstruir el flujo, ponen en riesgo el funcionamiento de los equipos BEC.

## Capítulo 4

# Proyecto de extracción de agua para el Campo Akal

En este capítulo se presenta una descripción general del Campo Akal, en el cual se ha propuesto la implantación de un proyecto para extraer agua de su acuífero asociado mediante sistemas BEC, y con ello ampliar la ventana de producción de aceite en la zona invadida por éste. Asimismo, se mencionan las consideraciones, premisas y requerimientos que conlleva el proyecto de extracción de agua.

### 4.1 Descripción del Campo Akal

#### 4.1.1 Complejo Cantarell

El Complejo Cantarell está ubicado en la Sonda de Campeche, a 75 km al N-NW de Cd. del Carmen, Campeche, y abarca un área aproximada de 120 km<sup>2</sup>; es considerado como uno de los campos costa afuera de mayor importancia a nivel mundial, generando más del 60% de la riqueza petrolera de México. Se descubrió en 1976 y entró en producción en 1979, aportando hasta la fecha unos trece mil millones de barriles de petróleo<sup>1</sup>.

Está integrado por cinco bloques limitados por fallas, conocidos como Akal, Nohoch, Chac, Kutz y Sihil, (Figura 4.1). Es un anticlinal formado por esfuerzos compresivos de las placas tectónicas, en el que su formación productora de hidrocarburos corresponde a una litología de brechas calcáreas naturalmente fracturadas y sus porosidades están asociadas a fracturas, estilolitas, vórgulos, y a la matriz de la roca. Presentan valores de porosidad de 4 a 12%, con un alto porcentaje asociado a sistemas de doble porosidad. La permeabilidad efectiva de fracturas es de 2 a 10 darcies. La profundidad de la cima del yacimiento es de 1000 mv, con un plano de referencia a 2300 mv. La presión inicial fue de 270 kg/cm<sup>2</sup>, y a mayo de 2014 es del orden de 87 kg/cm<sup>2</sup>. La temperatura del yacimiento varía de 110 a 120°C. El tirante de agua es de 35 m al sur, y 40 m en el Norte. El petróleo producido tiene una densidad de 20 a 24° API.

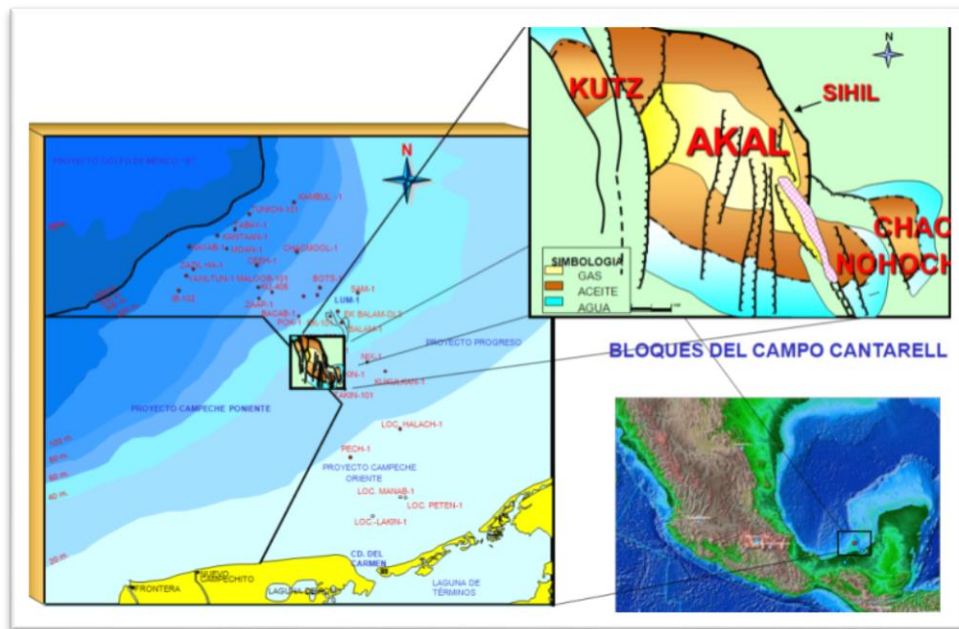


Figura 4.1 Bloques del Complejo Cantarell, Pemex.

#### 4.1.2 Antecedentes del Campo Akal

El Campo Akal es el más grande del Complejo Cantarell y ha sido productor desde 1979. Se localiza aproximadamente a 87 km de Ciudad del Carmen, Campeche (Figura 4.2).

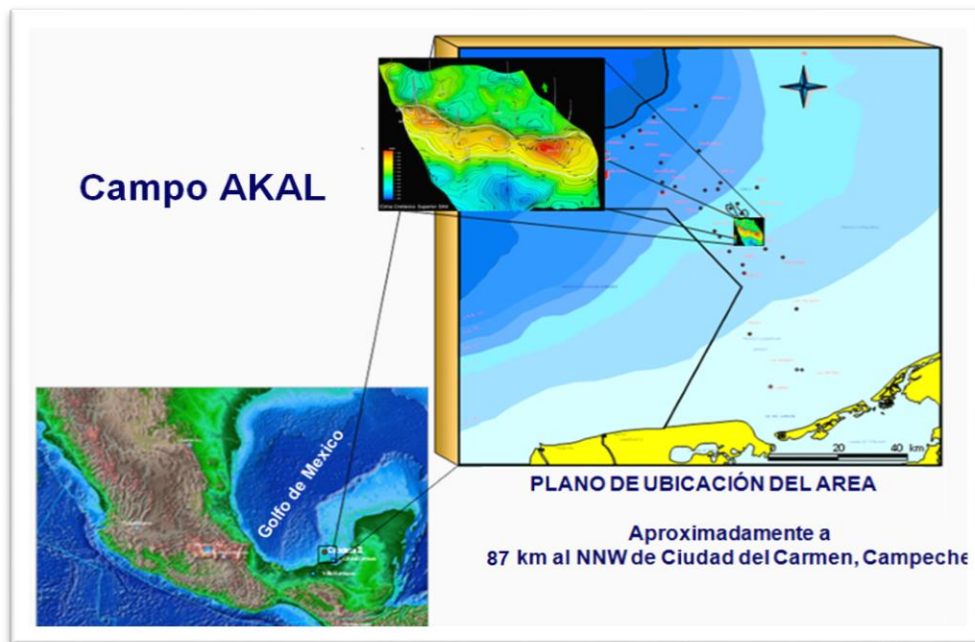


Figura 4.2 Ubicación del Campo Akal, Pemex



Como se muestra en la Figura 4.3, el Campo Akal está separado del Campo Sihil mediante una falla de tipo inversa (cabalgamiento), siendo el primero el bloque alóctono y el segundo, el autóctono.

La columna estratigráfica del Campo Akal abarca los periodos desde el Reciente-Pleistoceno hasta el Jurásico Tardío (Figura 4.3). La Brecha del Cretácico Superior y el Jurásico Superior Kimmeridgiano representan las acumulaciones más importantes de hidrocarburos; una descripción más detallada puede consultarse el anexo B.

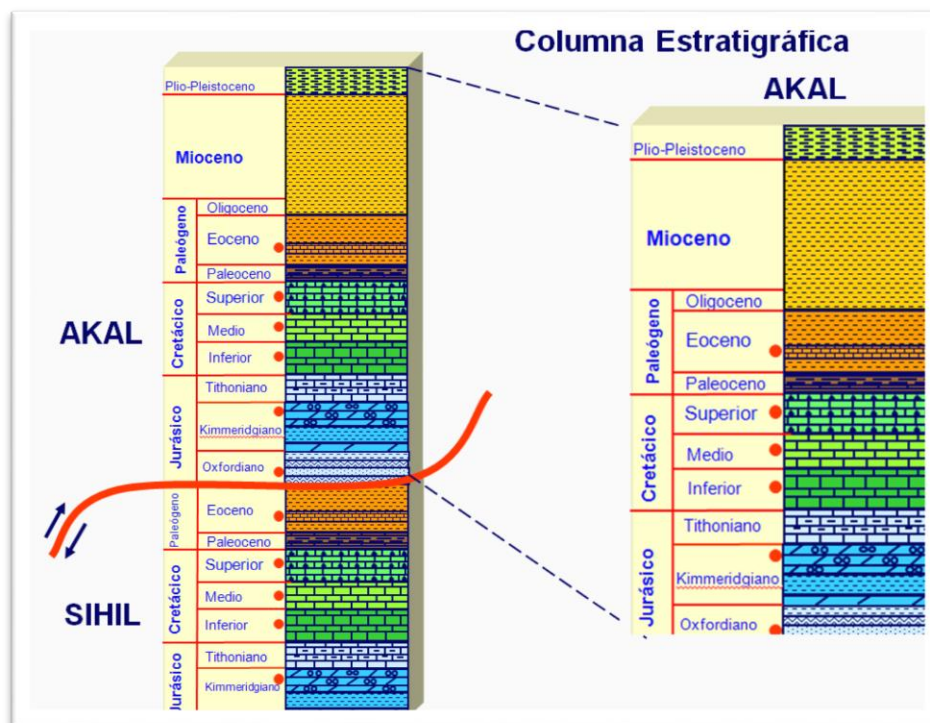


Figura 4.3 Columna estratigráfica del Campo Akal, Pemex.

En cuanto a los aspectos de producción, el volumen original del campo es del orden de 30,434 MMbbls. Está dividido en dos Sectores, Sur y Norte, y cuenta con 6 Centros de Proceso (CP), en los cuales se recolecta la producción de las plataformas y se envía a refinación o a exportación. Los CP Akal-L y Akal-J se localizan en el Sector Norte, mientras que Akal-C, Akal-G, Akal-N, Akal-B y Nohoch, en el Sector Sur.

Para retrasar el inicio de la declinación del campo, en el año 2000 se implementó un proceso de mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno en el casquete. El máximo histórico de producción se presentó en el año 2003, con 2.1 MMbpd.

Como se observa en la Figura 4.4, la producción acumulada de agua comenzó a incrementarse sustancialmente a partir del año 2007, de tal manera que en un periodo de

siete años, ha alcanzado 200 MMbbl. Además de la entrada de agua a los pozos, en los últimos años se ha presentado la conificación y canalización de gas, de tal manera que la ventana productora de aceite se ha reducido sustancialmente.

A marzo de 2014, el campo produce 208 Mbpd de aceite y 917 MMpcd de gas, y la producción acumulada de aceite es de 12,897MMbbls (Figura 4.4).

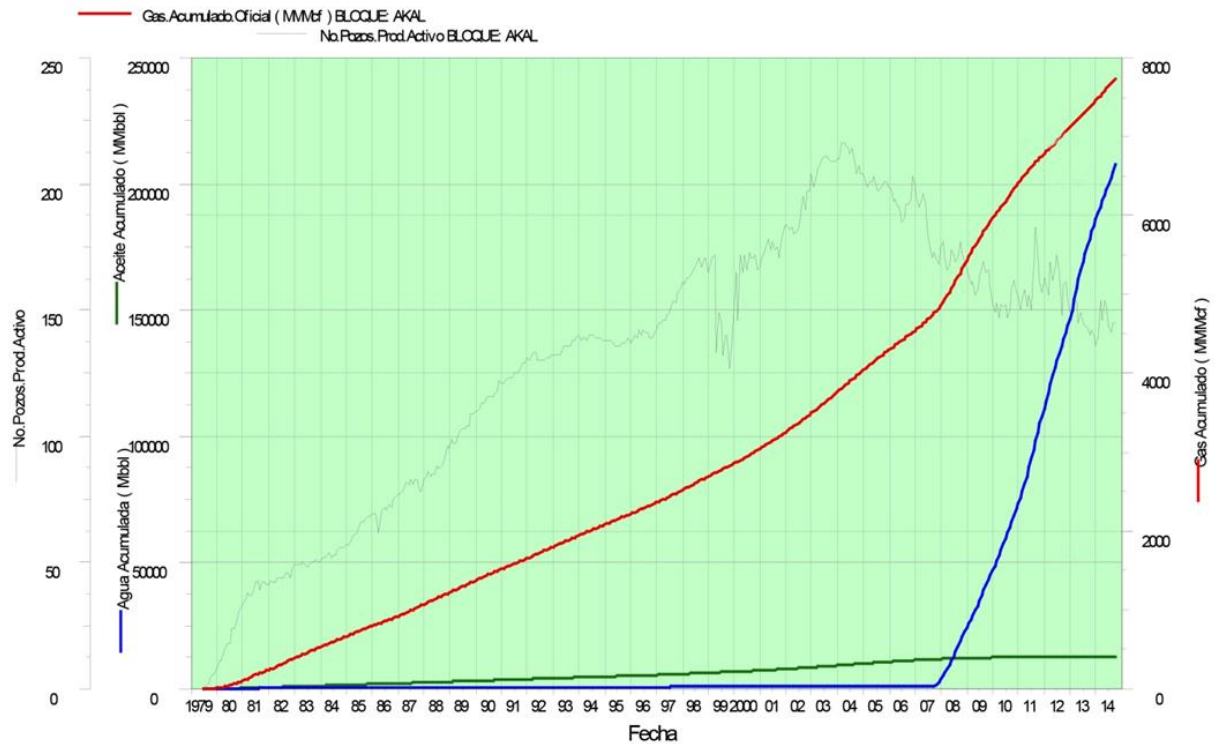


Figura 4.4 Producción acumulada del Campo Akal, Pemex 2014.

Es claro que la etapa de explotación del aceite fácil ha quedado en el pasado. Por lo tanto, se han en creado grupos multidisciplinares de especialistas en Pemex, para diseñar e implementar alternativas orientadas a mantener la plataforma de producción de los pozos; de esta manera, se realizan continuamente trabajos de reparaciones mayores y menores, tales como cambios de intervalo, profundizaciones, ventanas, cambios de aparejos y estimulaciones, así como controles de agua y gas con productos químicos. Asimismo, a nivel de campo se han propuesto algunos métodos para detener el avance del contacto agua-aceite, e incluso para hacerlo retroceder; por ejemplo, mediante la extracción de agua de la zona invadida mediante pozos con BEC.

## 4.2 Proyecto de extracción de agua

### 4.2.1 Problemática del Campo

Debido a que el Campo Akal ha experimentado una constante explotación por más de 30 años, el proceso de producción ha ocasionado el avance del contacto agua-aceite en más de 600 m en la zona sur del Campo y la ventana de aceite se ha reducido a alrededor de 40 m. Por lo tanto, se identificó un área de oportunidad para implementar un proyecto que promueva el retroceso del contacto, e incremente el factor de recuperación de aceite por lo menos a un 30%. Tal proyecto, entre otros aspectos, incluye la implementación de pozos productores de agua para alto gasto mediante el diseño de sistemas de bombeo electrocentrífugo, el cual constituye el objeto del presente trabajo (Figura 4.5).

### 4.2.2 Premisas

Las consideraciones y restricciones del proyecto son:

- 1) El factor de recuperación de aceite debe incrementarse al menos a un 30%.
- 2) El horizonte de desarrollo del proyecto es de 20 años.
- 3) El volumen total de agua que se desea extraer del Campo Akal a 20 años es de aproximadamente  $95 \times 10^6 \text{ m}^3$ .
- 4) Se necesitarán 4 pozos para la extracción del agua, operando a un gasto de 20 a 25 Mbpd.
- 5) Una vez implantado el proyecto, se considera que la presión del yacimiento no cambiará debido a que se mantendrá el balance entre la explotación del acuífero y la inyección de  $\text{N}_2$ .
- 6) Se considera una producción de agua de 100% al inicio de la operación.
- 7) La presión de yacimiento en el bloque SE al 2014, es de  $87.2 \text{ kg/cm}^2$ .
- 8) El intervalo productor se ubica a aproximadamente 100 m por debajo del contacto agua-aceite.

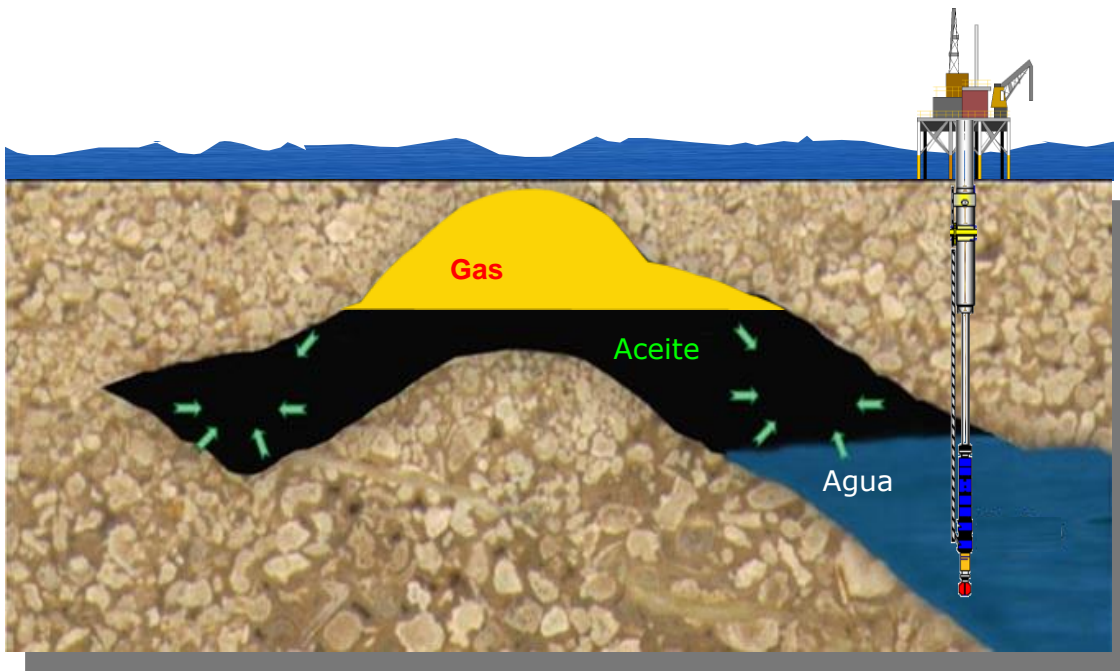


Figura 4.5 Extracción de agua con BEC, Pemex

#### 4.2.3 Requerimientos

Debido a la gran cantidad de agua que se espera extraer del yacimiento, se ha decidido diseñar un sistema de bombeo electrocentrífugo que satisfaga las necesidades del proyecto, con el fin de promover el retroceso del contacto agua-aceite ya que se estima que la zona invadida por el agua aún contiene un volumen importante de aceite.

Entre los requerimientos de infraestructura identificados, pueden mencionarse:

- 1) Adecuación estructural de plataforma para equipo superficial BEC.
- 2) Infraestructura para el manejo y tratamiento del agua producida.
- 3) Contratación de equipos BEC con capacidad para manejar altos gastos (del orden de 20 a 25 Mbpd).
- 4) Suministro de energía eléctrica de aproximadamente 1.6 MW para cada pozo.
- 5) Instalación de cable eléctrico submarino de 5 km.

#### 4.2.4 Tipo de pozo

En el proyecto se están considerando tres tipos de terminaciones: la primera, dentro de la ventana de aceite; la segunda, a 50 m por debajo del contacto agua-aceite (CAA); en la tercera, se considera un pozo cuya terminación se localiza aproximadamente a 100m por debajo del CAA.

En el presente trabajo sólo se considera el tercer caso referido. Por otra parte, es importante señalar que el diseño del sistema BEC que se presenta en el capítulo siguiente será realizado a partir de la información de un pozo ya existente en el campo; el pozo seleccionado se localiza al Sureste del Campo Akal, con intervalo productor correspondiente al Cretácico Inferior, y satisface los requerimientos del proyecto. En la Figura 4.6 se muestra el estado mecánico del pozo.

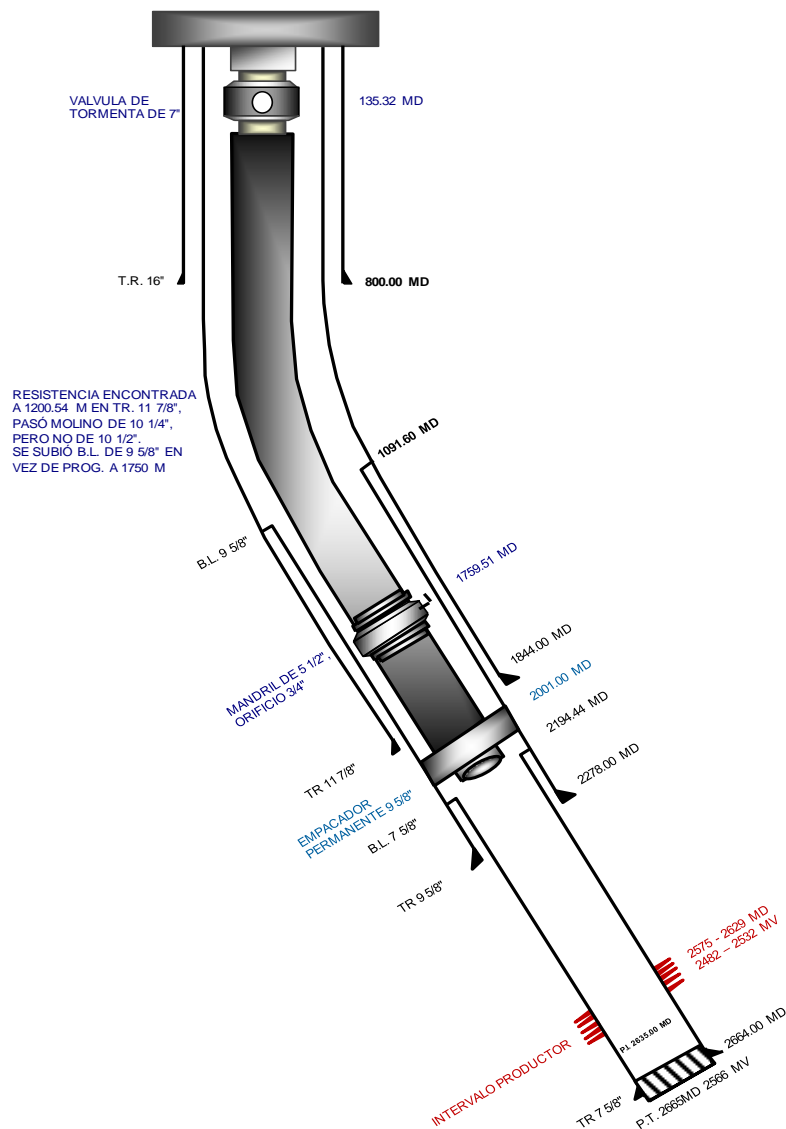


Figura 4.6 Estado mecánico del pozo "Yaa", Pemex.

## Capítulo 5

# Diseño del sistema BEC para un pozo extractor de agua

En este capítulo se presentan los detalles del diseño de un sistema de bombeo electrocentrífugo para un pozo seleccionado del Sector Sur del Campo Akal, con el objetivo de extraer agua de su acuífero asociado a un ritmo del orden de 20 Mbpd para promover el retroceso del contacto agua-aceite y ampliar la ventana productora de aceite; el diseño del sistema BEC se realiza con base en la metodología descrita en el capítulo 3. Finalmente, se presenta una discusión sobre la posible formación de incrustaciones en el sistema debido a las características del agua que será producida.

### 5.1 Desarrollo del procedimiento de diseño del sistema BEC, mediante software de aplicación

Primeramente, se realizó la revisión de la información primaria de más de 100 pozos del Campo Akal con la finalidad de identificar candidatos para la aplicación del BEC. De acuerdo a los requerimientos del proyecto, los criterios de selección fueron:

- Localización en Sector Sur del Campo
- Terminación en formación KI
- Intervalo productor +- 100m del CAA
- Corte de agua de al menos 50%
- Pozo cerrado
- Plataforma cercana a un anillo de generación eléctrica

Una vez identificados los pozos candidatos, se seleccionó uno, que en lo sucesivo será denominado “Yaa”. A continuación se describe los detalles del diseño del BEC para este pozo; para tal efecto se utilizó el procedimiento descrito en el capítulo 3, y la herramienta de cómputo “Design Pro”, de la compañía Schlumberger.

## Paso 1 Recopilar información primaria

### a) *Propiedades de los fluidos*

Al tratarse de un pozo que producirá agua al 100%, sólo es necesario especificar su densidad relativa y salinidad (Figura 5.1). Otra información correspondiente a las propiedades del aceite y gas no se considera en los cálculos.

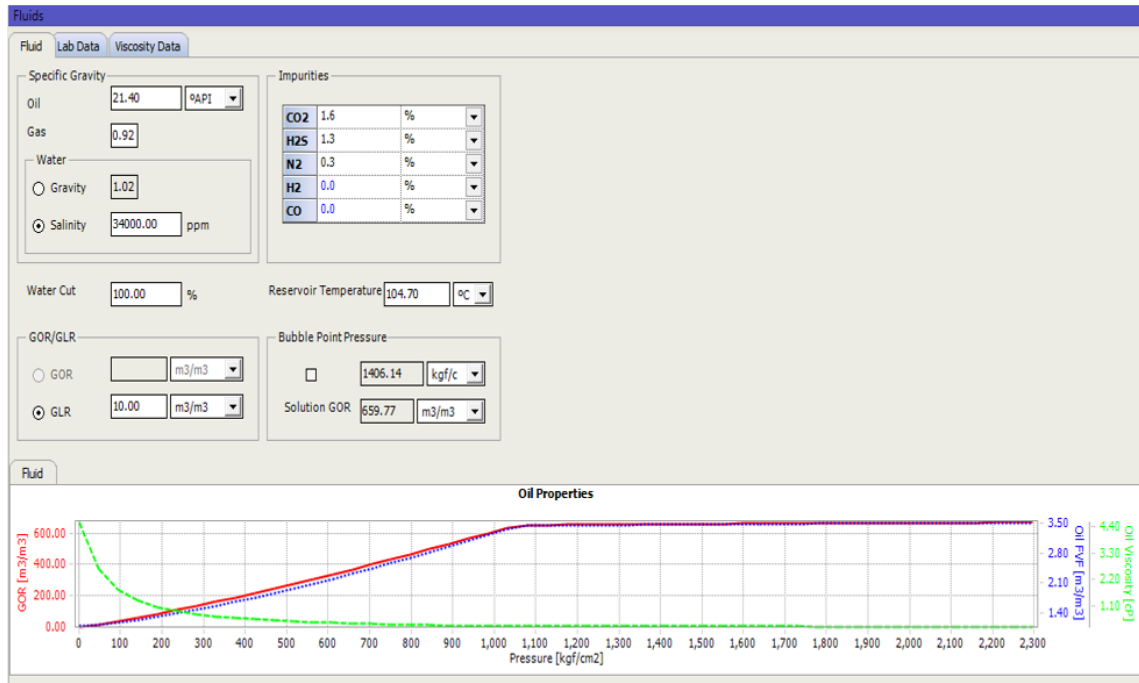


Figura 5.1 Propiedades de los fluidos (100% agua) para el pozo “Yaaj”, Design Pro.

### b) *Estado mecánico del pozo “Yaaj”*

El pozo tiene una terminación con tubería corta de 7 5/8” en la formación KI, tiene una profundidad total de 2566mv y su intervalo productor (al año 2012) es de 50 metros verticales. En las Figuras 5.2 y 5.3 se presentan los detalles del estado mecánico, e información adicional de la columna geológica. Por otra parte, en la Figura 5.4 se muestra la ventana de “Design Pro” correspondiente a la introducción de los datos del estado mecánico.

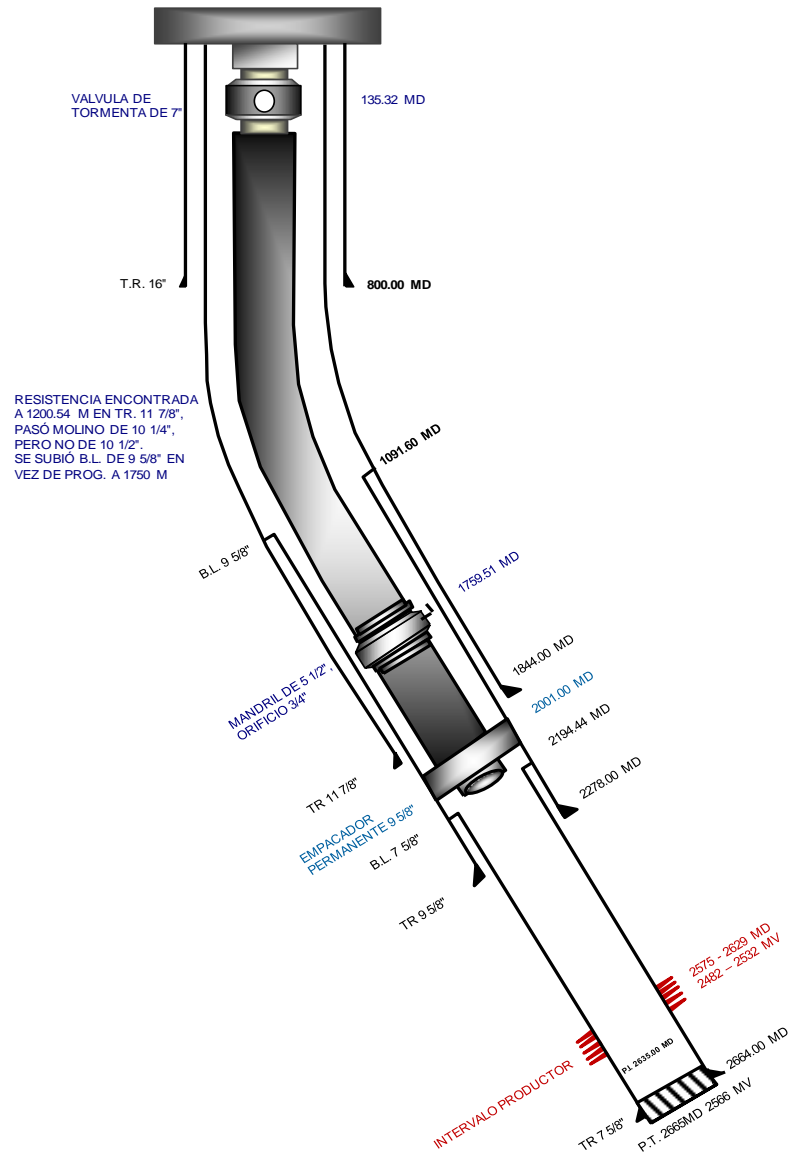


Figura 5.2 Estado mecánico del pozo "Yaaj", Pemex.



APAREJO DE PRODUCCIÓN INTRODUCIDO EL 17/AGO/1999					
DESCRIPCION	D.I. (PG)	D.E. (PG)	LONG. (M)	PROF. (M)	
EMR. A YUGOS DEL CABEZAL					1327
BOLA COLGADORA 13 5/8" X 7 1/16" 29 LBP. M/VAM. MCA. FP	6.187	13.625			0.25
2 TRAMOS TP CORTOS 7" L80, 26 LBP, M/VAM	6.276	7			10.17
1 COMB. P1 7 5/8" L-80 33.7# V-FJL x C) 7" 26# M-VAM	6.48	7.65			0.52
7 TRAMOS TP 7 5/8" TRC-95 33.7# V-FJL	6.765	7.625			0.45
1 COMB. P1 7" L-80 26# M-VAM x C) 7 5/8" 33.7# V-FJL	6.265	7.65			0.5
1 TRAMO TP 7" L80, 26 LBP, M/VAM	6.276	7			13.95
VALVULA DE TORMENTA 7" 26 LBP, M/VAM. No. C-139	6.000	9.295			2.16
CHR-143.No. B-512-CHR, CAMCO					
1 COMB. P1 7 5/8" L-80 33.7# V-FJL x C) 7" 26# M-VAM	6.48	7.65			0.52
119 TRAMOS TP 7 5/8" TRC-95 33.7# V-FJL	6.765	7.625			1614.82
1 COMB. P1 5 1/2" L-80 17 # M-VAM x C) 7 5/8" 33.7# V-FJL	4.892	7.65			0.5
1 TRAMO TP CORTOS 5 1/2" TRC-95 17# M-VAM	4.892	5.5			5.06
MANDRIL P/BIN 5 1/2" ORIFICIO 3/4" M/VAM, CAMCO					7.855
2 TRAMOS TP CORTOS 5 1/2" TRC-95 17# M-VAM	4.892	5.5			6.14
1 COMB. P1 7 5/8" L-80 33.7# V-FJL x C) 5 1/2" 17# M-VAM	4.95	7.59			0.5
1 COMB. P1 4 1/2" L-80 12.6# M/VAM x C) 7 5/8" 33.7# V-FJL	6.765	7.625			233.42
TOPE LOCALIZADOR-SELLADOR M. "G-22" TAM. 192-47 BAKER	3.93	7.65			0.51
SUSTITUTO INFERIOR 12 HERRADURA Y UNIDADES DE SELLOS "V-RVTE" TAM. 192-47 BAKER	3.875	4.925			0.34
CIMA EMPACADOR PERMANENTE 9 5/8" 53.5" TPO "DB" BAKER					2001.00
GUIA PARA EXTENSIONES PULIDAS	4.75	8.125			1.14
EXTENSION PULIDA TAM. 190-47, CONEX. 5.976" ACME P x P	4.75	6.25			2.86
COMBINACION ADAPTER PARA EXT. PULIDA TAM. 190-47 C) ACME X P1 4 1/2" 12.3# M-VAM	3.95	8.085			0.22
GUIA DE REENTRADA C) 4 1/2" 26# M-VAM CORTE 45°	4.0	4.98			0.21

**PERFORACIÓN:**  
 INICIO: 26/JUN /1999  
 FIN : 14/AGO/1999  
**TERMINACIÓN:**  
 INICIO: 15/AGO/1999  
 FIN: 31/AGO/1999

COLUMNA GEOLÓGICA REAL		
	CIMAS	
	MV	MD
MIOCENO SUPERIOR	525	525
MIOCENO MEDIO	580	580
MIOCENO INFERIOR	1128	1130
OLIGOCENO SUPERIOR	1295	1305
OLIGOCENO MEDIO	1328	1340
OLIGOCENO INFERIOR	1387	1405
EOCENO SUPERIOR	1415	1435
EOCENO MEDIO	1459	1485
EOCENO INFERIOR	1609	1650
PALEOCENO SUPERIOR	1696	1755
PALEOCENO INFERIOR	1705	1805
BTPKS	1825	1880
CRETÁCICO MEDIO	2148	2225
CRETÁCICO INFERIOR	2302	2385
C.G.A.	1900	1962
PROF. TOTAL	2566	2665

TUBERIA DE REVESTIMIENTO		
DE:	A:	
TR 16", N-80, 84 L/P, HD 521	0.00	800.00
TR 11 7/8", TRC-95, 71.8 L/P, HD-SLX	0.00	1844.00
TR 9 5/8", TRC-95, 53.5 L/P, VAM FJL	1091.60	2278.00
TR 7 5/8", TRC-95, 39 L/P, VAM FJL	2194.44	2664.00

Figura 5.3 Distribución de tuberías de revestimiento y aparejo de producción del pozo "Yaaj", Pemex.

Wellbore						
Well Data Directional Survey						
CASING						
	MD Top	MD Bottom	OD	ID	Roughness	Weight
	m		in		mm	kg/m
Casing	0	2635				
1	0	1091.6	11.875	10.711	0.01651	
2	1091.6	2194.44	9.625	8.535	0.01651	
3	2194.44	2635	7.625	6.625	0.01651	
TUBING						
	MD Bottom	OD	ID	Roughness	Weight	Flow Type
	m	in		mm	kg/m	
1	2000	5.5	4.25	0.01651		TUBULAR
2						
<input type="checkbox"/> Add Shroud/POD						
<input checked="" type="checkbox"/> Packer (No Gas Separation)						
Measured Depth			Fluid Temperature			
Packer (Optional)	200.00 m		Wellhead	73.70 °C		
Perforations (Datum)	2602.00 m		Reservoir	104.70 °C		

Figura 5.4 Distribución de tuberías de revestimiento del pozo "Yaaj", Design Pro.

c) *Registro de desviación del pozo*

El registro del giroscópico actual se ejecutó cuando el grupo multidisciplinario de intervenciones a pozo decidió realizar una ventana en el año 2011; los datos procesados correspondientes se indican en la Figura 5.5.

Measured Depth	True Vertical Depth	Cumulative Displacement	Angle
(m)	(m)	(m)	(degrees)
0	0	0	0
30	30	0	0
886	885.9	13.0848	0.87585
919	918.79	15.7768	4.67914
1094	1092.29	38.6402	7.50705
1130	1127.65	45.3984	10.8202
1179	1175.5	55.9523	12.4381
1209	1204.54	63.4805	14.5333
1239	1233.21	72.3141	17.1246
1268	1260.52	82.0691	19.6565
1298	1288.44	93.0452	21.4611
1305	1294.91	95.7171	22.4386
1328	1316.04	104.802	23.2649
1340	1326.99	109.711	24.1466
1358	1343.32	117.282	24.8747
1792	1740.35	292.563	23.8205
2100	2029.5	398.658	20.1492
2665	2565.76	576.563	18.3533

Figura 5.5 Datos del registro de desviación del pozo "Yaaj", Pemex.

d) *Registros geofísicos*

En la Figura 5.6 se presenta un registro geofísico del pozo. Algunos datos que se obtuvieron de dicho método indirecto son: formaciones presentes, profundidad total y la profundidad de los contactos gas-aceite y agua-aceite.

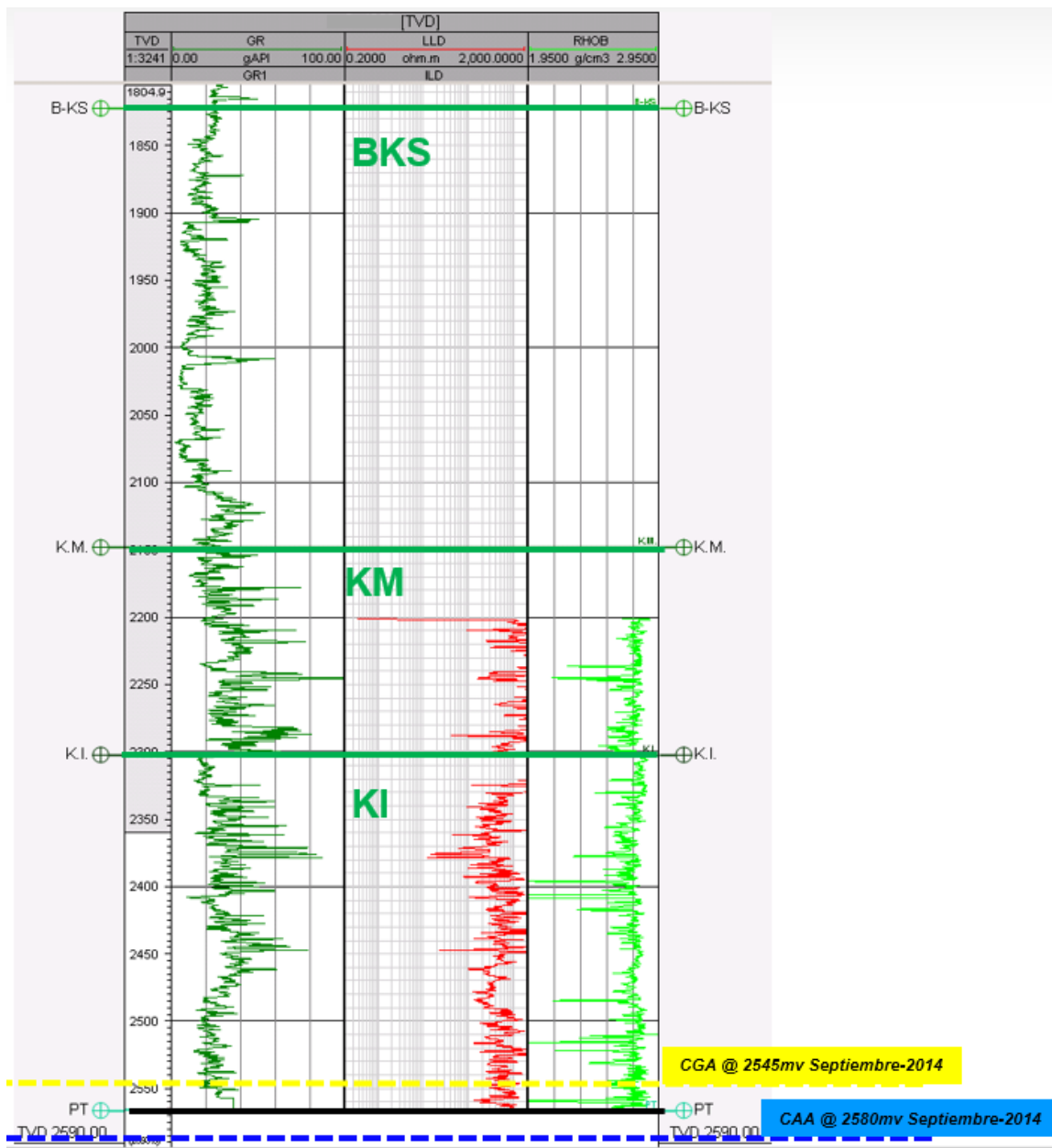


Figura 5.6 Registro geofísico del pozo “Yaaj”, Pemex.

e) *Histórico de producción*

No aplica.

**Paso 2** Calcular el comportamiento de afluencia

Debido a que el fluido producido (agua) es incompresible, el comportamiento de afluencia es lineal. El índice de productividad y la presión estática han sido

estimados en 100 bpd/psi y 97.06 kg/cm<sup>2</sup>, respectivamente, como se indica en la Figura 5.7.

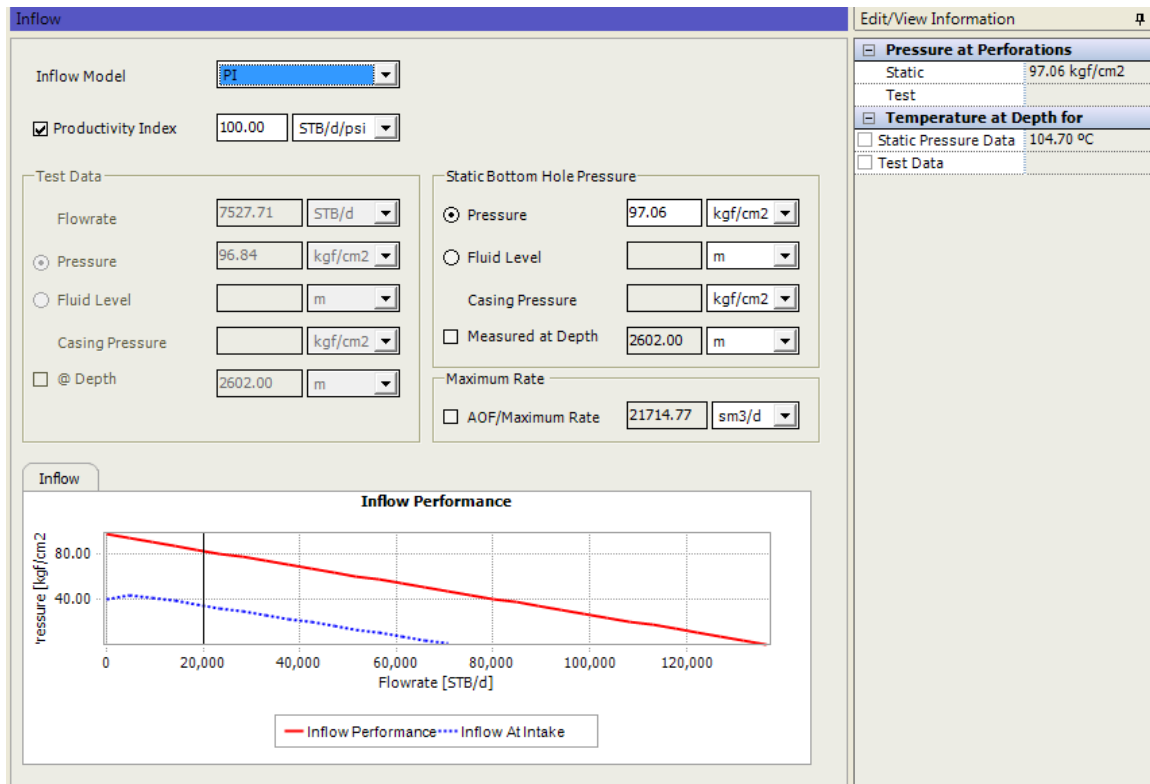


Figura 5.7 Comportamiento de afluencia del pozo “Yaaj”, Design Pro.

### **Paso 3** Cálculos de las propiedades volumétricas del gas

Este paso no es requerido debido a que el diseño del sistema BEC es para la extracción de agua al 100%, y se considera al agua como un fluido incompresible.

### **Paso 4** Cálculo de la carga dinámica total

La carga dinámica total es calculada en Design Pro; no obstante a continuación se ejemplifica cómo se realiza manualmente (como aproximación burda), considerando un gasto de alrededor de 20 Mbpd.

Para definir la profundidad de colocación de la bomba, se necesita conocer la columna hidráulica requerida para producir el gasto deseado, teniendo un IP de 100 bpd/psi como se estableció en el paso 2.

$$IP = \frac{q}{\Delta p}, \Delta p = \frac{q}{IP}$$

$$\Delta p = \frac{20000 \text{ bpd}}{100 \text{ bpd/psi}} = 200 \text{ psi}$$

$$ND = Prof. \text{ disparos} - \frac{P_{wf}}{\text{gradiente } (w) * \rho_{rw}} = 2501m - \frac{96.84 \text{ kg/cm}^2}{0.1 \text{ kg/cm}^2 * 1.02}$$

$$ND = 2501m - 949m$$

$$ND = 1552m$$

Posteriormente se calcula la sumergencia, la cual se define como la longitud de columna hidráulica existente en el espacio anular, desde el nivel dinámico del fluido hasta la profundidad de colocación de la bomba.

$$\text{Sumergencia} = \frac{P_{suc}}{\text{Gradiente } (w) * \rho_{rw}}$$

$$\text{Sumergencia} = \frac{35 \text{ kg/cm}^2}{0.1 \text{ kg/cm}^2 * 1.02}$$

$$\text{Sumergencia} = 343m$$

$$Prof. \text{ de coloc. bomba} = 1552m + 343m$$

$$Prof. \text{ de coloc. bomba} = 1895m$$

Ahora, la presión en la cabeza del pozo en (m)

$$P_{wh} = \frac{12 \text{ kg/cm}^2}{(0.1 \text{ kg/cm}^2 * 1.02)} = 117m$$

Se calcula la caída de presión por fricción para una tubería de producción de 5 1/2", de acuerdo a la Figura 5.8. Se tiene una caída de presión por fricción de 70pies/1000pies de profundidad, (21.3m/304.8m).

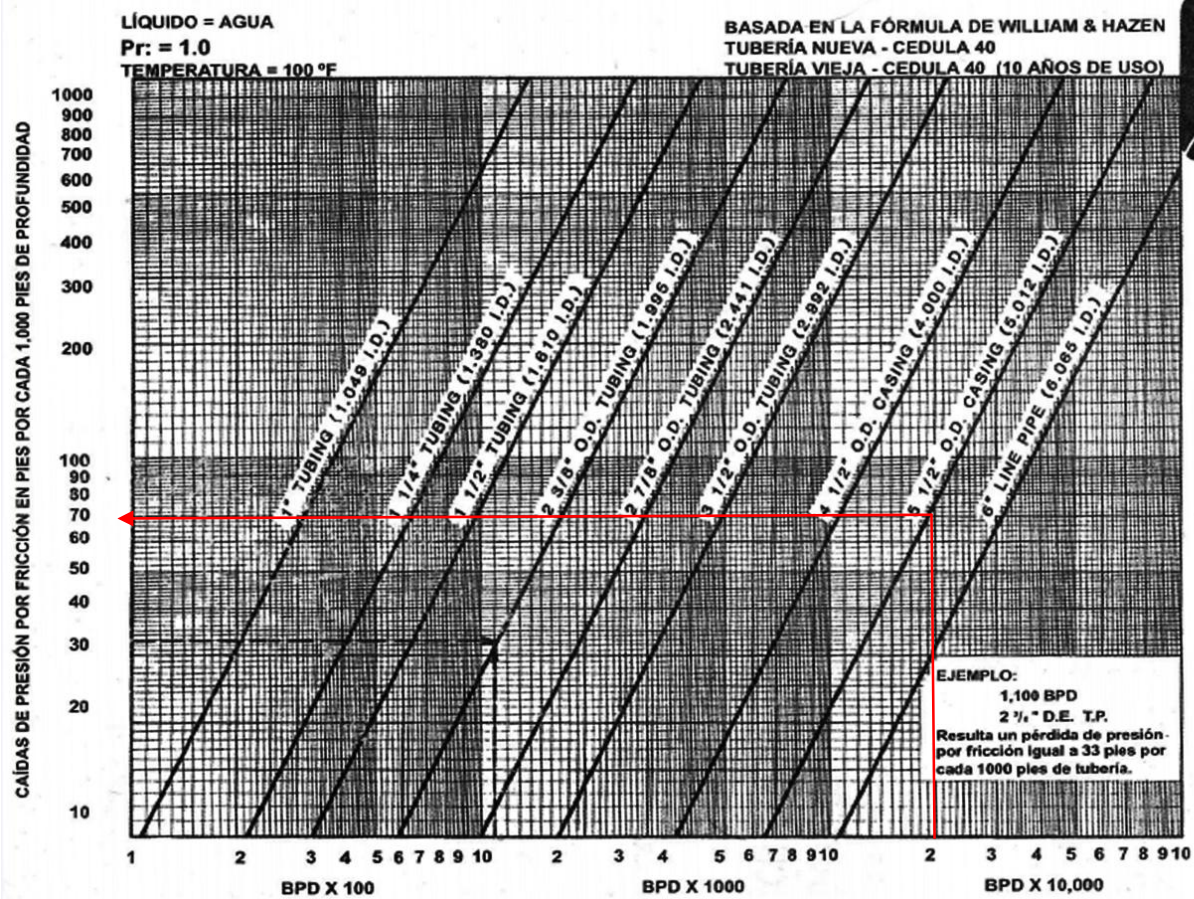


Figura 5.8 Pérdidas de presión debida a la fricción en tuberías A.P.I, catalogo ODI

Entonces:

$$(70\text{pies}/1000\text{pies}) = (21.3\text{m}/304.8\text{m})$$

$$\Delta p_f = (21.3\text{m}/304.8\text{m})(1996\text{m})$$

$$\Delta p_f = 139\text{m}$$

Por lo tanto:

$$CDT = \text{Elevación neta} + \Delta p_f + P_{wh} \text{ (en unidades de carga)}$$

$$CDT = (1895\text{m} - 343\text{m}) + 139\text{m} + 117\text{m}$$

$$CDT = 1808\text{m}$$

## Paso 5 Selección del tipo de bomba

El tipo de bomba se selecciona de acuerdo al gasto que se desea obtener y al diámetro de tubería de revestimiento a la profundidad de colocación. Tomando esto en consideración y que el gasto que se espera es del orden de 20 Mbdp, se ha seleccionado el siguiente tipo de bomba, que tiene un rango de operación recomendado de entre 20 y 30 Mbdp (Figura 5.9).

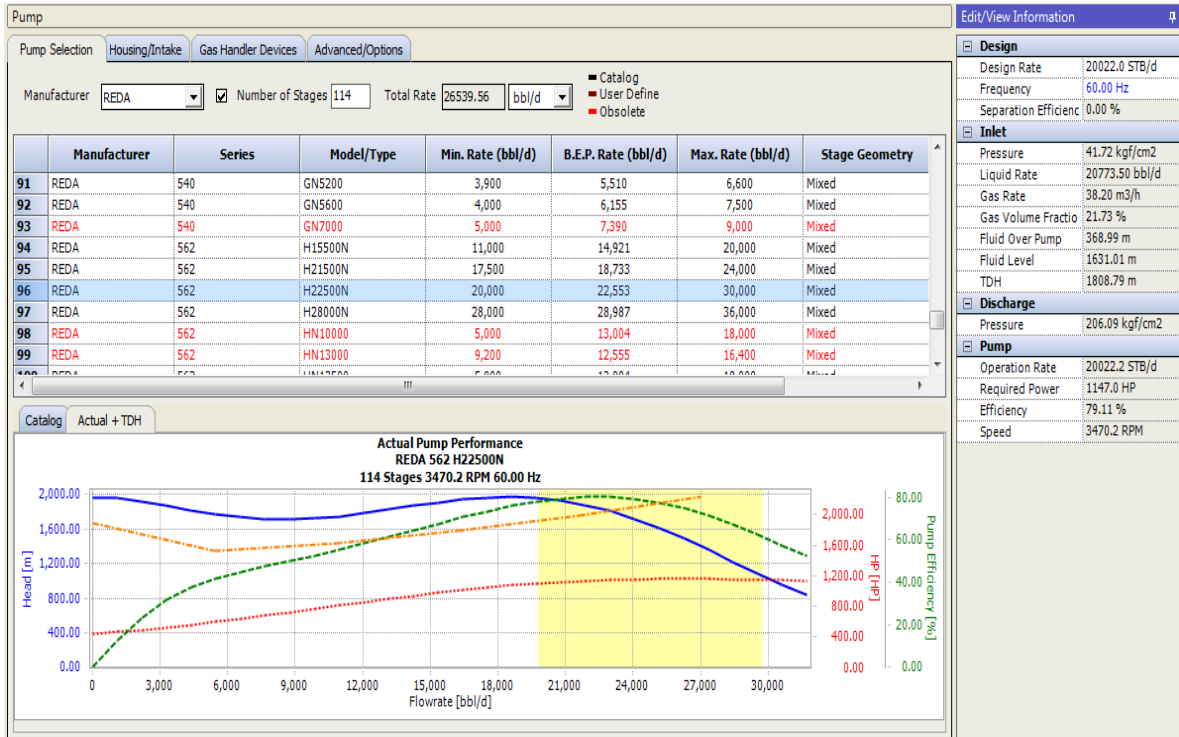


Figura 5.9 Tipo de bomba.

## Paso 6 Selección del motor y sello

En la Figura 5.10 se muestra el tipo motor seleccionado de acuerdo a las necesidades del proyecto para la extracción de agua. La potencia requerida por el motor es del orden de 1400 HP y un voltaje aproximado de 4000 Volts.

Por otra parte, se propone un protector marca Maximus HL, con diámetro externo de 5.62cm, bolsa de elastómero, conexión en serie con otra bolsa de elastómero, y diseño laberíntico Figura 5.11.

Motor Selection: Heat Rise, Sensor/Gauge, **Advanced/Options**

Motor Information:  
 Manufacturer: REDA, Type: Variable Rating  
 Series: 562 Maximus Trident, Rating Factor: 95 %

Operating Conditions:  
 Required Power (@ 60 Hz Nameplate Frequency): 1229.05 HP

Power Controller:  
 VSD  Switchboard

Legend:  
 ■ Catalog  
 ■ User Define  
 ■ Obsolete

	Series	Winding Code	Power @ 60Hz NP Freq. (HP)	Voltage @ 60Hz NP Freq. (Volts)	Current @ 60Hz NP Freq. (Amps)
25	562 Maximus Trident	F110&F120	819.4	3,286.5	151.1
26	562 Maximus Trident	(2)F120	855.0	3,428.9	151.1
27	562 Maximus Trident	F120&F131	890.6	3,572.4	151.1
28	562 Maximus Trident	(2)F130	926.2	2,746.9	205.4
29	562 Maximus Trident	(2)F130M	926.2	2,746.9	205.4
30	562 Maximus Trident	(2)F131	926.2	3,715.9	151.1
31	562 Maximus Trident	(2)F131M	926.2	3,715.9	151.1
32	562 Maximus Trident	F145&F130	961.9	2,851.9	205.4
33	562 Maximus Trident	F131&F140	961.9	3,858.3	151.1
34	562 Maximus Trident	(2)F145	997.5	2,956.9	205.4
35	562 Maximus Trident	(2)F140	997.5	4,000.7	151.1
36	562 Maximus Trident	F145&F150	1,033.1	3,062.9	205.4
37	562 Maximus Trident	F140&F151	1,033.1	4,144.2	151.1
38	562 Maximus Trident	(3)F130	1,389.4	4,120.3	205.4
39	562 Maximus Trident	(3)F130M	1,389.4	4,120.3	205.4
40	562 Maximus Trident	F145&(2)F130	1,425.0	4,225.3	205.4
41	562 Maximus Trident	(2)F145&F130	1,460.6	4,330.3	205.4
42	562 Maximus Trident	(3)F145	1,496.2	4,435.3	205.4
43	562 Maximus Trident	F130&(2)F150	1,531.9	4,542.4	205.4
44	562 Maximus Trident	F145&(2)F150	1,567.5	4,647.4	205.4

Design Parameters:  
 Design Rate: 20022.0 STB/d  
 Frequency: 60.00 Hz

Pump Parameters:  
 Speed: 3470.2 RPM  
 Slip Stages: 0  
 No. of Stages: 114

Motor Parameters:  
 Motor Speed: 3470.2 RPM  
 Load Factor: 82.14 %  
 Efficiency: 88.84 %  
 Current: 178.7 Amps  
 Voltage: 4435.3 Volts

Operating Condition:  
 Operation Rate: 20022.2 STB/d  
 TDH: 1808.79 m  
 Liquid Level over Pump: 368.99 m  
 Liquid Velocity: 2.15 m/s

Load at Design Frequency:  
 Pump: 1147.0 HP  
 Intake: 0.0 HP  
 Gas Handler: 82.1 HP  
 Total: 1229.0 HP

Figura 5.10 Selección del motor, en Design Pro.

Protector	
Thrust Bearing Type	562 Maximus HL
Number of Seals	3
Configuration	BPBSL
Number of Chambers	3
Components	SINGLE

Figura 5.11 Tipo de protector.

### Paso 7 Selección del cable eléctrico

En la selección del cable se tomó en cuenta el perfil de temperatura en el pozo (Figura 5.12); se propone el uso de un cable REDA LEAD ELBE (Figura 5.13), con una longitud de 2031m, y el cual soporta una temperatura de hasta 204 °C.



Temperature Profile Curve

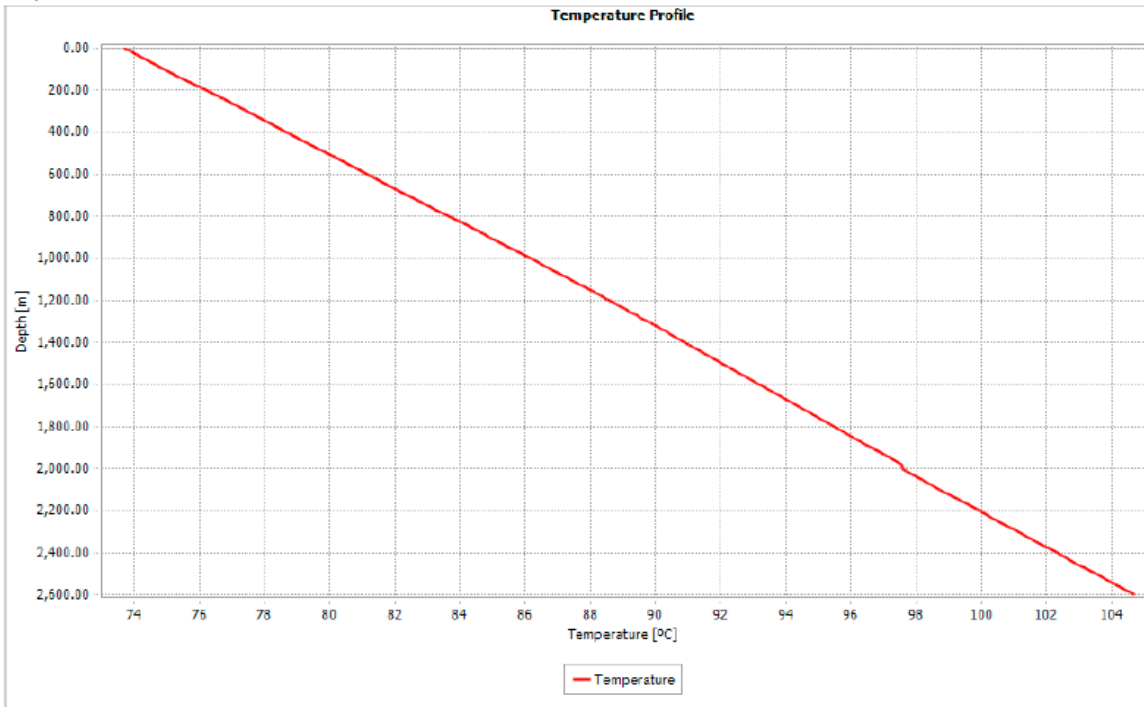


Figura 5.12 Perfil de temperatura del pozo “A”.

Cable MLE

Manufacturer: REDA Cable Segments:  One  Two

Total Length/Temperature:  Total Length: 2030.48 m  Temperature: 97.56 °C

Electric Cost: Cost: 0.05 \$/KWhr Period: Monthly

Cable Specifications: Conductor: Solid Shape:  Flat  Round ■ Obsolete

	Classification	Type	KV	Temperature (°C)	Conductor Size	Conductor Type
11	REDAMAX400	ETBE	4	204.4	4	Solid
12	REDAMAX400	ETBE	4	204.4	4	Solid
13	REDAMAX400	EE	4	204.4	6	Solid
14	REDAMAX400	EE	5	204.4	4	Solid
15	REDAMAX400	ETBE	4	204.4	4	Solid
16	REDAMAX400	ETBE	4	204.4	6	Solid
17	REDAMAX400	ETBE	5	204.4	2	Solid
18	REDAMAX400	ETBE	5	204.4	1/0	Solid
19	REDALEAD	ELBE	5	204.4	2	Solid
20	REDALEAD	ELBE	5	204.4	1	Solid
21	REDALEAD	ELBE	4	204.4	4	Solid
22	REDALEAD	ELBE	5	204.4	4	Solid
23	REDALEAD	ELBE	4	204.4	6	Solid
24	REDALEAD	ELBE	4	204.4	1	Solid
25	REDALEAD	EHLBE	5	204.4	2	Solid
26	REDALEAD	ELBE	5	204.4	4	Solid

Operating Condition:

- Surface Voltage: 4811.3 Volts
- Calculated kVA: 1487.13
- Bottomhole Temperature: 104.70 °C
- Conductor Temp.: 186.78 °C

Motor:

- Voltage: 4435.3 Volts
- Current: 178.7 Amps

Electric Cost:

- Cable: 3194.24
- Motor: 37684.43
- Total: 40878.67

Figura 5.13 Selección del cable eléctrico, en Design Pro.

## **Paso 8** Accesorios y equipo opcional

Se decidió utilizar como componente extra un MLE (Motor Lead Extension), tipo KEOTB, ya que soporta temperaturas de hasta 121°C, fabricado para baja presencia de gas y medio acuoso alto (agua) con una longitud aproximada de 36.58m y un diámetro externo de 0.565 pg. Asimismo, el tamaño del cabezal, válvulas de contrapresión y drene, deben ser acordes al diámetro de la tubería de producción.

## **Paso 9** Implementación del variador de frecuencia

El variador de frecuencia VDF puede ser de tipo bajo o medio (Figura 5.14). Se recomienda utilizar un variador de frecuencia de tipo medio; éste viene integrado en un solo gabinete con los transformadores (reductor, desfasador y elevador), y ahorra mucho espacio en instalaciones costa afuera. Cabe mencionar que este tipo de variador actualmente ya está siendo aplicado en el campo Takin del APC. En la Figura 5.15 se muestran las curvas de carga contra gasto, para diferentes frecuencias de operación.

Junction Box	
Surface kVA	1487.13
Surface Voltage	4811.3 Volts

Motor	
Current	178.7 Amps

VSD	
Running Current	178.7 Amps
Input Voltage	480.0 Volts

Figura 5.14 Selección del variador de frecuencia, en Design Pro.

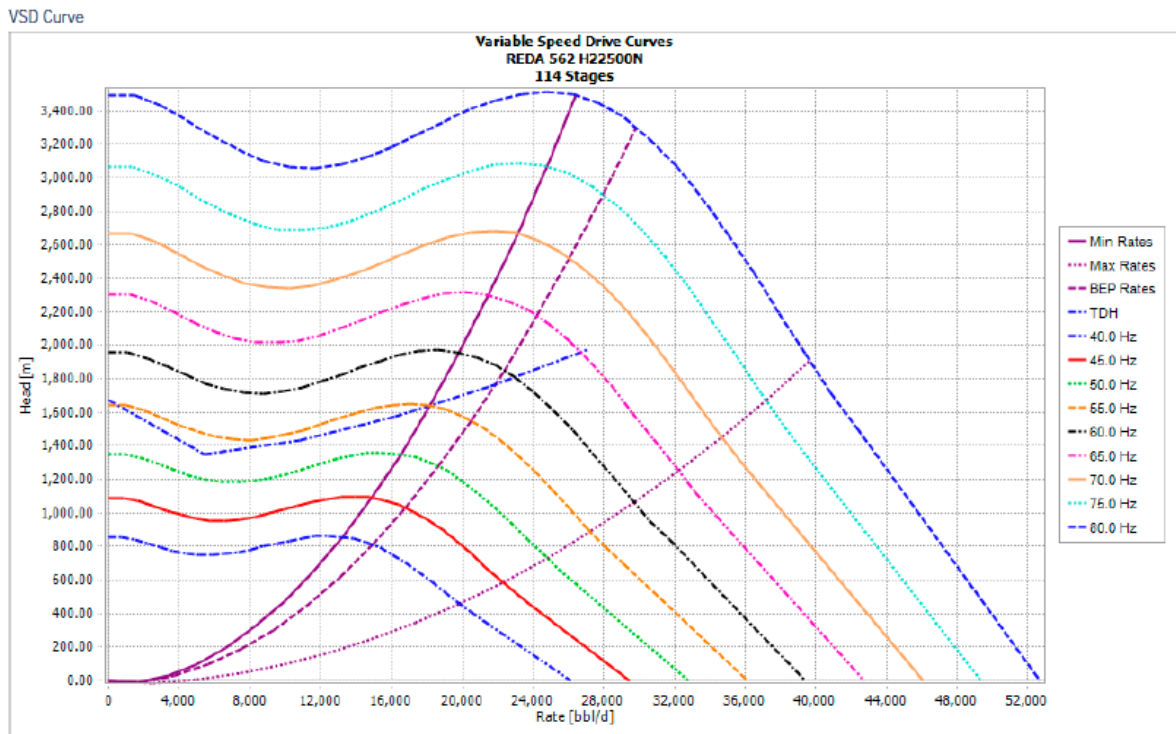


Figura 5.15 Curvas hidráulicas para diferentes valores de frecuencia de operación.

## Resumen

El diseño del sistema BEC para 100% agua que se propone como objetivo del presente trabajo se resume a continuación:

- Bomba centrífuga REDA 562 H22500N con 114 etapas, con el fin de soportar una producción del orden de 20 Mbpd.
- Manejador de gas, en caso de que se manifieste, marca REDA 562/540 AGH.
- Protector 562 Maximus HL de configuración BPBSL, para alto gasto de líquido, con configuración sencilla y de tres cámaras.
- Arreglo de tres motores en tándem 562 Maximus Trident F145, con una potencia de 1496.2 HP, 205.4 amperes y 4435.3 voltios.
- Cable marca REDA ELBE ROUND Solid, el cual soporta una temperatura máxima de 204.44°C, con una longitud de 2031m.
- Variador de frecuencia de voltaje bajo, con una corriente de 178.7 amperes.

Todos estos resultados son mostrados gráficamente en la Figura 5.16.

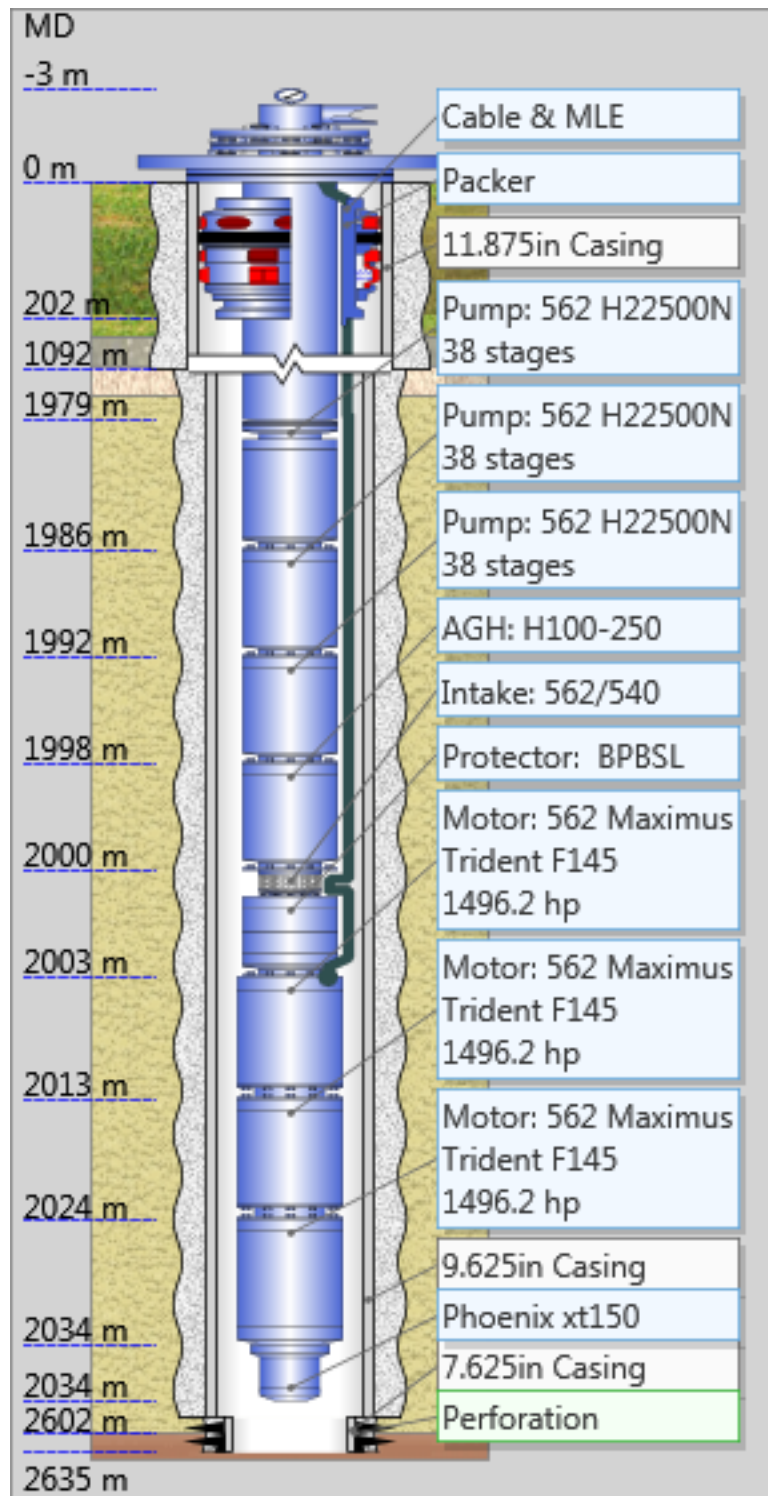


Figura 5.16 Diseño de BEC para el pozo "A", productor de 100% agua

## 5.2 Consideraciones para la prevención de incrustaciones

Las incrustaciones son depósitos inorgánicos que se generan por la precipitación “in situ” de sales minerales previamente disueltas en el agua, siendo las más comunes: carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ), sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ) y halita ( $\text{NaCl}$ ). Una vez formados, estos depósitos reducen el flujo de fluidos en el sistema de producción debido al taponamiento de las tuberías, poros de la formación, fracturas y/o disparos (Figura 5.16).

Para que se presenten las incrustaciones es necesario que:

- Exista entrada de agua de formación
- Las partículas de los minerales disueltos en el agua reaccionen entre sí para formar compuestos de menor solubilidad
- Se verifiquen ciertas condiciones de adherencia, cinéticas, tipos de fluidos y termodinámicas que favorezcan la precipitación e incrustación

Con respecto al proyecto que se discute en el presente trabajo, es importante mencionar que en el Activo de Producción Cantarell se realizó un estudio para identificar problemas de incrustaciones en 26 pozos productores de aceite, gas y agua del campo Akal; en la Figura 5.17 se presenta un resumen de los resultados obtenidos; como se muestra, en 23 de los pozos se detectaron depósitos minerales. Es claro, que el riesgo de formación de incrustaciones es un aspecto a considerar en el diseño del sistema BEC para la extracción de agua del acuífero.

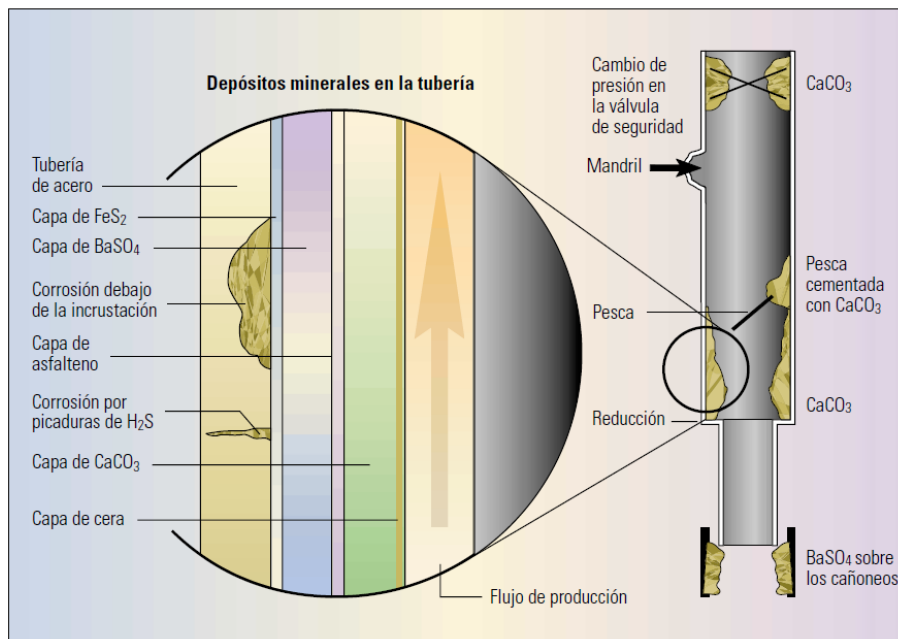


Figura 5.16 Depósito de minerales, Oilfield Review, 1999.

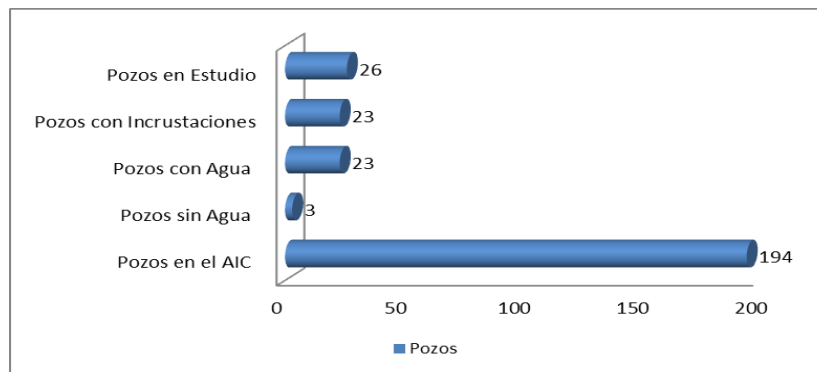


Figura 5.17 Pozos evaluados en el campo Akal para determinar la formación de incrustaciones, Pemex.

### Caracterización del agua de formación

La caracterización del agua constituye un primer paso en la evaluación del riesgo de formación de incrustaciones; por lo tanto, se realizan pruebas de laboratorio para cuantificar su concentración de minerales disueltos, salinidad, pH, y densidad.

Para determinar el contenido de los iones disueltos, se utilizan técnicas analíticas, tales como: cromatografía de líquidos (HPLC), espectrometría de masas (ICP-MS), cromatografía iónica (IC), absorción atómica (AA) y turbidimetría, siendo esta última la más utilizada en la industria petrolera nacional. Los principales iones que se identifican y cuantifica su concentración son: cloro ( $\text{Cl}^-$ ), sodio ( $\text{Na}^+$ ), potasio ( $\text{K}^+$ ), ácido carbónico ( $\text{HCO}_3^-$ ), calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ), magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ), sulfato ( $\text{SO}_4^{2-}$ ), bario ( $\text{Ba}^{2+}$ ), y estroncio ( $\text{Sr}^{2+}$ ).

La información obtenida de los análisis referidos generalmente se presenta en diagramas hidrogeoquímicos, dentro de los que destacan: Stiff; Piper; Schöeller; Collins; y De Francesco. En cuanto al diagrama Stiff, éste consiste en representar en escala logarítmica la concentración de aniones (hacia la derecha) y cationes (hacia la izquierda) con base en la unión de semirrectas, y que al unir los extremos generan polígonos irregulares; para construir este tipo de diagrama se toman los valores en miliequivalentes por litro (meq/l) correspondientes a los aniones y cationes dados por el análisis químico utilizado.

Para caracterizar el agua de formación que será producida en el pozo A con el equipo BEC, se realizaron análisis Stiff en muestras de dos pozos de correlación; los resultados reportados se presentan en las Figuras 5.18 y 5.19, y 5.20 y 5.2, respectivamente. Los datos indican un alto contenido de sales en el agua de formación en el Sector Sur del campo Akal, por lo que existe un riesgo de depósito de sólidos.

PROPIEDADES FISICAS		SOLIDOS EN SOLUCION			
DENSIDAD:	1.043	SOLIDOS TOTALES:	64985		
PH:	7.87	SILICE SOLUBLE:	97.50		
RESISTIVIDAD:	- OHM-M	OXIDO FERRICO:	64.34		
TURBIDEZ:	144 NFTU	DUREZA TOTAL:	8600.00		
COLOR:	27.00 Pt/Co	DUREZA AL CALCIO:	0.00		
OLOR:	INOLORO	ALCALINIDAD "F":	0.00		
TEMP. AMBIENTE:	24 °C	ALCALINIDAD "M":	300.00		
		SALINIDAD (NaCl)ppm:	62867.70		
GASES EN SOLUCION					
		ACIDO SULFHDRCO:	(mg/l)		
		OXIGENO DISUELTO:	(mg/l)		
		BIOXIDO DE CARBONO:	(mg/l)		
IONES DISUELTOS					
CATIONES	(MG/L)	(MEQ/L)	ANIONES	(MG/L)	(MEQ/L)
SODIO		21725.89	CLORUROS	38020.50	1071.04
CALCIO		1880.00	BICARBONATO	366.00	6.00
MAGNESIO		947.70	SULFATOS	2000.00	41.67
FERRO		45.00	CARBONATO	0.00	

Figura 5.18 Informe de análisis de agua, muestra 1, Pemex.

Observaciones:

DIAGRAMA DE ANALISIS

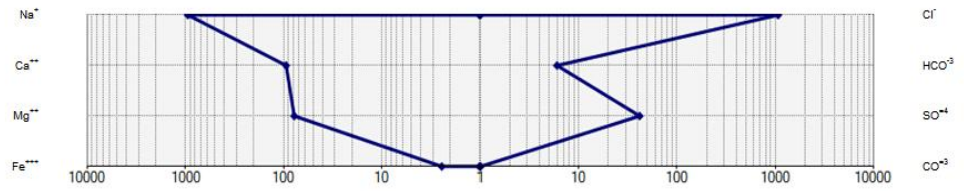


Figura 5.19 Diagrama de Stiff, muestra 1, Pemex.

PROPIEDADES FISICAS		SOLIDOS EN SOLUCION			
DENSIDAD:	1.078	SOLIDOS TOTALES:	103220		
PH:	6.5	SILICE SOLUBLE:	75.30		
RESISTIVIDAD:	- OHM-M	OXIDO FERRICO:	0.00		
TURBIDEZ:	0 NFTU	DUREZA TOTAL:	17000.00		
COLOR:	F/R Pt/Co	DUREZA AL CALCIO:	11000.00		
OLOR:	INOLORO	ALCALINIDAD "F":	0.00		
TEMP. AMBIENTE:	24 °C	ALCALINIDAD "M":	220.00		
		SALINIDAD (NaCl)ppm:	103000.00		
GASES EN SOLUCION					
		ACIDO SULFHDRCO:	(mg/l)		
		OXIGENO DISUELTO:	(mg/l)		
		BIOXIDO DE CARBONO:	(mg/l)		
IONES DISUELTOS					
CATIONES	(MG/L)	(MEQ/L)	ANIONES	(MG/L)	(MEQ/L)
SODIO		33333.50	CLORUROS	62160.50	1751.06
CALCIO		4400.00	BICARBONATO	268.40	4.40
MAGNESIO		1458.00	SULFATOS	1600.00	33.33
FERRO		0.00	CARBONATO	0.00	

Figura 5.20 Informe de análisis de agua, muestra 2, Pemex

Observaciones:

DIAGRAMA DE ANALISIS

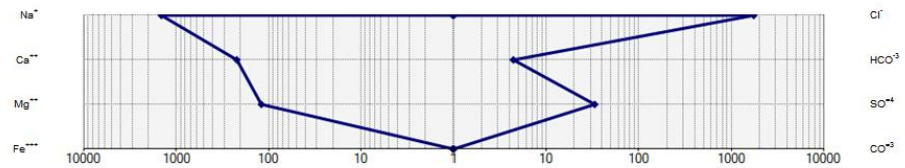


Figura 5.21 Diagrama de Stiff, muestra 2, Pemex.

## Solución ante la presencia de incrustaciones

Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. Para decidir cuál es la mejor técnica, es importante conocer el tipo y la cantidad de sales, ya que si se elige un método inadecuado se puede llegar a incentivar la formación de incrustaciones. Actualmente, se usan dos tipos de métodos para combatir las incrustaciones: mecánico y químico.

Los productos químicos, por lo general, son el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos.

Los métodos mecánicos convencionales presentan un rango limitado de aplicabilidad, de manera tal que la selección del método correcto depende del pozo y del tipo de incrustación. Uno de los primeros métodos utilizados fue una derivación del uso de explosivos para hacer vibrar los tubos y desprender las incrustaciones más quebradizas. Los explosivos proporcionaban cargas de alto impacto que podían remover las incrustaciones, pero a menudo dañaban las tuberías y la cementación. Una descripción práctica se muestra en la Figura 5.22.

Herramienta	Descripción	Limpieza de puentes difíciles	Limpieza de accesorios de la tubería	Otras ventajas	Otras desventajas
<b>Limpieza mecánica</b>					
Motor de desplazamiento positivo y fresa	Motor y fresa impulsados por fluidos "Moineau". La fresa remueve los depósitos triturándolos.	Si. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Pequeños cortes hacen más fácil la limpieza del hoyo.	El estator del motor y la fresa son consumibles caros. Limite de -300°F [150°C]. Incompatible con disolventes de incrustaciones. La fresa puede dañar las tuberías.
Martillo de impacto	Martillo de percusión impulsado por fluidos. Las fuerzas de alto impacto destruyen los depósitos frágiles.	Si. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Herramienta simple y robusta.	El tamaño grande de los cortes hace más difícil la limpieza del hoyo. Incompatible con disolventes de incrustaciones.
<b>Limpieza química</b>					
Herramienta fija de lavado	Herramienta fija con muchas boquillas de diámetros grandes. Normalmente se utiliza sólo con disolventes químicos.		Si, si el depósito es soluble.	Herramienta simple y robusta.	Se pierde casi toda la fuerza del fluido por la fricción de la circulación. Presión de boquilla baja-no puede remover los depósitos inertes.
Herramienta a chorro rotativo	El torque de rotación proveen las boquillas apartadas del eje de la herramienta. No hay control de velocidad.		Si, si el depósito es soluble.	Herramienta simple. Cobertura completa del pozo al rotar los chorros.	Lanzamiento a chorro ineficiente debido a las altas velocidades de rotación (>5000 rpm).
Herramienta a chorro rotativo	La cabeza de la boquilla rota -90° cuando se cicla la presión de la tubería flexible. La cabeza posee muchas boquillas de pequeño diámetro para mejorar la cobertura del pozo.		✓		Requiere múltiples corridas de limpieza incrementando el tiempo de trabajo y la fatiga de la tubería flexible. No hay indicación de limpieza en la superficie. Radio de limpieza pequeño debido al pequeño tamaño de las boquillas.
Herramienta a chorro impulsada por turbina	La turbina rota la boquilla con dos boquillas. Freno de corriente parásita controla las rpm.		✓	Cobertura completa del pozo con una amplia fracción de limpieza.	Los abrasivos no se pueden bombear por medio de la turbina. Herramienta compleja.
Herramientas sónicas	Se utiliza para crear pulsos de presión de alta frecuencia que remueven los depósitos mediante ondas de choque o cavitación.		Si, si el depósito es soluble.	Simple.	La presión hidrostática suprime la cavitación. Las herramientas no son efectivas para remover incrustaciones duras en pruebas de laboratorio.
<b>Herramienta Jet Blaster</b>					
Técnica de remoción de incrustación por explosión	Cabeza de boquilla rotada por dos boquillas apartadas del eje de la herramienta. Freno viscoso controla las rpm.		✓	Cobertura completa del pozo con amplio radio de limpieza.	
Técnica de explosión de puentes	Motor "Moineau" impulsado por fluidos y cabeza de fresa/chorro. Chorros radiales siguen la fresa piloto.	✓	✓	Indicación positiva de limpieza en la superficie.	El estator del motor es un consumible caro. Limite de -300°F.

Figura 5.22 Técnicas mecánicas de remoción de incrustaciones, Oilfield Review, 1999.



### Eliminación de incrustaciones

Otra manera de evitar o remediar estos depósitos es a través de los inhibidores de incrustaciones, los cuales interactúan químicamente con los sitios de nucleación de los cristales y reducen de manera sustancial sus tasas de desarrollo. La mayoría de estos inhibidores son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos; estos químicos minimizan la incrustación de minerales mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de los residuos.

En el caso del campo Akal, las incrustaciones más comunes que se presentan son de carbonato de calcio y de sulfato de bario; la aplicación de ácido clorhídrico al 20% constituye la solución más económica ante la presencia de dichas incrustaciones, mientras que el EDTA (ácido ethylenediaminetetraacetic) es más efectiva, pero de alto costo.

## Conclusiones y recomendaciones

El objetivo del presente trabajo fue diseñar un sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC) para la extracción de agua del acuífero asociado al Sector Sur del Campo Akal, a un ritmo de 20 Mbd. Con ello se busca promover el retroceso del contacto agua-aceite y ampliar la ventana productora de aceite. Las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado se presentan a continuación.

### Conclusiones

1. Se describieron algunos conceptos básicos en relación al comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo, así como de la hidráulica del flujo en las tuberías de producción y bombas; asimismo, se presentó una visión general de los diferentes sistemas artificiales de producción.
2. Con respecto a los sistemas de bombeo electrocentrífugo, se describieron sus principales componentes superficiales y subsuperficiales, y se mencionaron sus ventajas y desventajas. Asimismo, se describió una metodología para diseñar un sistema BEC, y se discutieron algunos factores a considerar en el diseño.

3. Se presentó una descripción general del Campo Akal, y se mencionaron las consideraciones, premisas y requerimientos del proyecto de extracción de agua del acuífero asociado al Campo.
4. Se realizó el diseño de un sistema BEC para un pozo seleccionado del Sector Sur del Campo Akal, con el objetivo de extraer agua de su acuífero asociado a un ritmo del orden de 20 Mbd.
5. Se presentó una discusión sobre la posible formación de incrustaciones en el sistema debido a las características del agua que será producida.

## Recomendaciones

A continuación se enlistan algunas recomendaciones generales para incrementar el tiempo de vida de los equipos BEC.

1. **Motor eléctrico.** Se recomienda que el porcentaje de carga en el motor sea inferior a 85%, para tener cierta flexibilidad operativa al presentarse alguna problemática en el pozo. Por otra parte, la velocidad mínima de enfriamiento del motor debe ser de 1 pie/seg
2. **Sello de motor.** Los sellos representan la vida misma del motor del equipo BEC, por lo que se recomienda la instalación de dos secciones de los mismos.
3. **Bomba.** El punto de operación de la bomba debe encontrarse dentro del rango de operación recomendado por el fabricante, y lo más cercano al gasto máximo.
4. **Cable de potencia.** Se recomienda utilizar cable de tipo redondo, ya que el equilibrio entre sus fases es mayor. Cuando el claro entre la tubería de revestimiento y el equipo es pequeña, se recomienda utilizar un cable de tipo plano.
5. **Separador de gas.** Se recomienda utilizarlo cuando se exceda el porcentaje de gas libre permitido convencionalmente (8%).
6. **Equipo BEC.** Cuando un equipo BEC es introducido en el pozo, se recomienda que la severidad no exceda los 6° por cada 30 metros; esto permite introducirlo con efectividad y reducir los daños en el mismo. Asimismo, debe existir un claro de al menos 0.02 pies entre el equipo BEC y la TR.

## Referencias

- 1 Díaz, Z.H. "Bombeo Electrocentrífugo Sumergible". CIPM, (2004).
- 2 Standing, M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems", SPE, (1977). O "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases", API (1947).
- 3 Lasater, J.A. "Bubble Point Pressure Correlation", AIME (1958).
- 4 Glaso, O. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations", (1980).
- 5 Vazquez, M.E. and Beggs, H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction", (1980).
- 6 Brill, J.P. and Beggs, H.D. "Two-Phase Flow in Pipes", University of Tulsa (1988).
- 7 McCain, W.D., Jr. "The properties of Petroleum Fluids, Penn Well Books (1990).

### Anexo A

**Flujo Pseudoestacionario.** Se manifiesta cuando la estabilización en el yacimiento se lleva a cabo y la condición de frontera externa se encuentra a presión constante. La condición de frontera a presión constante representa la frontera en la cual la presión del yacimiento se mantiene en su valor inicial y es usualmente causada ya sea por la entrada de agua de un acuífero asociado o por la inyección de agua o gas a través de pozos inyectoros, o bien, la combinación de los tres.

**Flujo Transitorio o de Comportamiento Infinito:** Se presenta cuando después de un periodo inicial de producción con presión y gasto no constante, las condiciones de frontera externa (no flujo y  $p=cte$ ) comienzan a afectar la producción en el pozo y el flujo se estabiliza. En otras palabras, el flujo en pozos en régimen transitorio es aquel que ocurre mientras el gasto y/o presión cambian con el tiempo, se presenta cuando la onda de presión alcanza la frontera del yacimiento o hasta que la onda interfiere a otros pozos. Aunque la capacidad de flujo deseada de un pozo es en estado pseudo-estacionario o condiciones estabilizadas, es muy útil la información que se pueda obtener de pruebas transitorias. Esta información incluye permeabilidad, factor de daño, coeficiente de turbulencia y presión promedio del yacimiento. El procedimiento es desarrollado en pruebas transitorias

### **Patrones de flujo**

#### Flujo burbuja

La fase gaseosa está dispersa en pequeñas burbujas, teniendo una distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón comúnmente está dividido en flujo burbuja, el cuál ocurre a gastos de líquido relativamente bajos y es caracterizado por el deslizamiento entre la fase gaseosa y líquida. El flujo burbuja dispersa, en cambio, ocurre a gastos relativamente altos de líquido, logrando así que la fase gaseosa en forma de burbujas sea arrastrada por la fase líquida, de tal forma que no existe el deslizamiento entre las fases.



Figura 6.1 Flujo burbuja en tubería vertical

### Flujo tapón o bache

El patrón de flujo bache es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa se encuentra en bolsas de gas, con forma de una gran bala llamada “burbuja de Taylor”, con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de una sucesión de burbujas de Taylor separadas por baches de líquido. Una delgada película fluye contra la corriente entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente bache de líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.



Figura 6.2 Flujo tapón o bache en tubería vertical

## Flujo transición

Es caracterizado por un movimiento oscilatorio, es similar al flujo bache y los límites no están muy claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el bache de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.



Figura 6.3 Flujo transición en tubería vertical

## Flujo anular (niebla)

En tuberías verticales, debido a la simetría de flujo, el espesor de la película de líquido alrededor de la pared de la tubería es casi uniforme. Como en el caso horizontal, el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta, como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas.



Figura 6.4 Flujo anular en tubería vertical

## **Anexo B**

### **Sistema de Bombeo Mecánico**

Básicamente consiste en instalar en el fondo de la T.P una bomba subsuperficial, la cual succiona aceite debido al movimiento reciprocante de un embolo, el cual se desplaza en forma ascendente y descendente en el interior de la bomba al ser puesto en operación desde la superficie por medio de un mecanismo conocido como unidad de bombeo mecánico, siendo accionado por la energía proporcionada de un motor eléctrico o de combustión interna, transmitiendo esta energía hasta el embolo a través de una sarta de varillas metálicas, las cuales van a unir a la unidad de bombeo mecánico con la bomba subsuperficial, siendo indispensable que la bomba se encuentre completamente sumergida en el fluido del pozo.

Los sistemas de bombeo mecánico consisten esencialmente de cinco componentes:

1. Bomba subsuperficial: Desplaza el fluido del fondo del pozo.
2. Sarta de varilla: Transmite la potencia de la bomba desde la superficie.
3. Unidad superficial: Transfiere el movimiento de rotación a oscilación lineal de la sarta de varillas.
4. Sistema de engranes: Controlan la velocidad de la maquina o la del motor primario.
5. Motor primario superficial: Suministra la potencia necesaria al sistema.

Usualmente el sistema de bombeo mecánico se aplica cuando se tiene:

- Bajo IP.
- No haya producción de arena, o sea muy baja.
- La presión de fondo fluyendo debes ser suficiente para tener un nivel estático en el pozo.
- Que no haya depósitos de parafinas.

### **Sistema de Bombeo Neumático**

El bombeo neumático es un sistema artificial de producción utilizado en los pozos petroleros para poder levantar los fluidos a la superficie. En este sistema se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg<sup>2</sup> como mínima) para poder aligerar la columna de fluido y de este modo permitir al pozo fluir hacia la superficie.

El gas inyectado origina que la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación disminuya debido a la reducción de la densidad de dicho fluido y por otro lado la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento del fluido.

A su vez, existen dos clasificaciones de dicho bombeo.

### **Bombeo Neumático Continuo**

En este método un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado. Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie. El sistema de B.N. continuo es factible de aplicarse en pozos de alto índice de productividad ( $>0.5$  bl/día/lb/pg<sup>2</sup>) y presión de fondo relativamente alta (columna hidrostática 50% de la profundidad del pozo) así como utilizando diversos diámetros de T.P., dependiendo del gasto de producción deseado. De este modo se pueden tener gastos entre 200 - 20000 bl/día a través de sartas de T.P. de diámetro común y hasta 80000 bl/día produciendo por T.R.; aún más se pueden tener gastos tan bajos como 25 bl/día a través de tubería de diámetro reducido.

### **Bombeo Neumático Intermitente.**

En este método consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la T.P. en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o ambos. De igual manera, en este sistema se emplea una válvula insertada en la T.P. a través de la cual, el gas de inyección pasará del espacio anular a la T.P. para levantar los fluidos a la superficie y un controlador superficial cíclico de tiempo en la superficie. Cuando la válvula superficial de B.N.I. abre, expulsa hacia la superficie al fluido de la formación que se acumuló dentro de la T.P., en forma de bache.

Después de que la válvula cierra, la formación continua aportando fluido al pozo, hasta alcanzar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo; dicho ciclo es regulado para que coincida con el gasto de llenado del fluido de formación al pozo. En el B.N.I. pueden utilizarse puntos múltiples de inyección del gas a través de más de una válvula subsuperficial.

Este sistema se recomienda para pozos con las características siguientes:

a) Alto índice de productividad ( $> 0.5$  bl/día/lb/pg<sup>2</sup>) y bajas presiones de fondo (columna hidrostática  $\leq 30\%$  profundidad del pozo).



b) Bajo índice de productividad ( $< 0.5$  bl/día/lb/pg<sup>2</sup>) con bajas presiones de fondo.

## **Sistema de Bombeo Hidráulico**

El principio de funcionamiento del sistema de BH se basa en transmitir potencia mediante el uso de un fluido presurizado a través de la tubería, este fluido es conocido como fluido de potencia o fluido motriz, este fluido es utilizado por una bomba subsuperficial, la cual transforma la energía del fluido en energía potencial o de presión para el fluido producido, el cual será enviado a la superficie.

### **Bombeo Hidráulico Tipo Pistón**

Consiste de un motor con un pistón reciprocante impulsado por un fluido motriz, este está conectado por un eje corto al final de la bomba. El comportamiento de la bomba es parecido a la bomba de varillas, excepto que la bomba hidráulica es de doble acción, lo que significa que el fluido es desplazado tanto en la carrera descendente como en la carrera ascendente.

### **Bombeo Hidráulico Tipo Jet**

Es similar al bombeo hidráulico tipo pistón, tanto en el principio de funcionamiento, como en las instalaciones superficiales y subsuperficiales. La diferencia radica en la bomba subsuperficial. Los principales componentes de la bomba tipo jet son: la boquilla, la garganta y el difusor.

## **Sistema de Cavidades Progresivas**

Consta fundamentalmente en su equipo superficial de: motor, cabezal de rotación o cabezal de accionamiento, relación de transmisión, varilla pulida y la grampa. En los aditamentos de su equipo subsuperficial se tiene, varilla, rotor, estator, separador de gas y accesorios de la bomba como lo son el pin o niple de paro, ancla de torsión y centradores.

El principal aditamento del sistema de cavidades progresivas es su bomba de desplazamiento positivo, la cual, consiste principalmente de un rotor que gira excéntricamente dentro de un estator, donde la excentricidad entre ellos hace que al girar se formen cavidades selladas, las cuales desplazan el fluido de abajo hacia arriba.

## Bibliografía

1. Baker Hughes Centrilift, "Nine Step Book",2008.
2. Baker Hughes Centrilift, "Submersible Pump Handbook",2009.
3. Bánzer, Carlos. "Correlaciones Numéricas P.V.T", Preliminar, 1996.
4. Caballero, Emilio. "El Aporte de Pemex a los Ingresos del Sector Publico de México",2007.
5. Cortés, Miguel "Inhibidores de Incrustaciones", Pemex, 2013.
6. Crabtree, Mike. "La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención". Oilfield Review, 1999.
7. Díaz, Héctor. "Bombeo Electropcentrífugo Sumergible", CIPM ,2004.
8. Diseño,Optimización y Trouble Shooting",2004.
9. Fleshman, Roy. "Artificial Lift for High Volume Production",1999.
10. García, Benjamin. "Análisis, Remoción y Control de las Incrustaciones de Pozos Productores bajo condiciones Dinámicas de Presión y Temperatura", CMP, 2011.
11. Kermit, E.B. The Technology of Artificial Lift Methods", University of Tulsa, Volumen 2, 1980.
12. Pelaez, Ruben. "Cantarell Ayer y Hoy",PetroQuimex, 2008.
13. Petroleos Mexicanos, Activo de Producción Cantarell, Region Marina Suroeste, 2014.
14. Ramirez, Marto. "Bombeo Electrosumergible: Análisis,
15. Renzzetti, Mario. "Notas sobre electricidad",2008.
16. Schlumberger, "Manual de Bombas y Motores REDA",2013.
17. Tackas, Gabor.. "Electrical Submersible Pumps Manual", GPP, 2009.
18. Tonell, César."Variador de Frecuencia y Sensor de Fondo en Bombeo Electrosumergible", Pan American Energy, 2012.
19. Weatherford, "Artificial Lift Production Optimization",2011.