



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

*ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE SISTEMAS
ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN, CASO
DE UN CAMPO PETROLERO.*

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
MAESTRIA EN INGENIERIA
PETROLERA Y GAS NATURAL
P R E S E N T A :
FRANCO HERNÁNDEZ OSCAR



DIRECTOR: M. I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

MEXICO D. F., CD. UNIVERSITARIA AGOSTO 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Por ser la mejor mujer del mundo mamá: A. Elide Hernández M.
que eres el ejemplo mas puro de amor y comprensión a seguir, por
darme esta valiosa herencia que es mi educación.
Con todo mi amor, " Gracias".

Por los hermosos momentos que dejó grabados en mi corazón,
con amor a mi papá: Gaspar Franco Lima, quién siempre vivirá
en mí, "descanse en paz".

Por estar apoyándome como un padre, por ser mi amigo y
mi hermano: Gaspar Franco Hernández, con tu ejemplo
me has enseñado cual es el mejor camino para crecer
profesionalmente. Con mucho cariño " Gracias"

Al Ing. José A. Gómez Cabrera por orientarme en la realización del presente trabajo y fortalecer mi desempeño con su profesionalismo. Asimismo, a mis sinodales por su valiosa aportación al presente trabajo. "Gracias".

Con infinito respeto y un bello recuerdo a todos mis profesores, ya que sin ellos no hubiese sido posible este logro profesional.
"Por nuestra raza, hablara el espíritu".

A la Universidad Nacional Autónoma de México nuestra alma mater, cuna de profesionistas y patrimonio cultural de la humanidad, por su apoyo "Gracias"

El amor es un sentimiento indescriptible que nos impulsa a ser mejores cada día, a M. Isabel R. Vicente quién con su cariño y comprensión contribuyo a lograr esta meta.
Con mucho cariño " Gracias".

Los avances de la humanidad, no serían posibles sin la opinión de todos. A mis amigos y compañeros, que contribuyeron para lograr este propósito "Gracias".

Oscar Franco Hernández

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN,
CASO DE UN CAMPO PETROLERO.

Oscar Franco Hernández.



AGOSTO 2007

Í N D I C E.

➤ INTRODUCCIÓN.....	XVII
➤ CAPITULO I. ANTECEDENTES DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.	
1.1 Principio de fluidos aplicado a bombas y tuberías.....	1
1.1.1. Presión, columna hidráulica, y gradiente de presión.....	3
1.1.2. Velocidad de un fluido, laminar o turbulento.....	4
1.1.3. Viscosidad.....	4
1.1.4 Número de Reynolds.....	5
1.1.5. Análisis de flujo estacionario-conservación de la masa, momento, y energía.....	6
1.1.6 Flujo de líquidos en conductos.....	8
1.1.7 Flujo multifásico en ductos.....	10
➤ CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES DEL BN Y EL BEC.	
2.1 Introducción a los Sistemas Artificiales de Producción (SAP).....	15
2.2 Bombeo neumático(BN).....	16
2.2.1 Bombeo Neumático Continuo.....	17
2.2.2 Bombeo Neumático Intermitente.....	18
2.2.3 Tipos de válvulas.....	19
2.3 Situación del BN en el activo KMZ.....	22
2.4 Limitación de BN en el Activo Integral KMZ debido al bacheo en tuberías.....	22
2.5 Descripción del equipo de bombeo electrocentrífugo sumergido o ESP (Electric Submersible Pumping).....	23
2.5.1 Equipo para BEC.....	25
2.5.2 Componentes subsuperficiales.....	25
2.5.2.1 Motor.....	25
2.5.2.2 Protector o sello.....	27
2.5.2.3 Separador de gas.....	29
2.5.2.4 Bomba centrífuga.....	31
2.5.2.4.1 Selección de la bomba.....	34
2.5.2.4.2 Ventana de operación.....	35
2.5.2.4.3 Leyes de afinidad.....	36
2.5.2.5 Cable.....	40
2.5.3 Equipo superficial para BEC.....	42
2.5.3.1 Equipo eléctrico superficial.....	42
2.5.3.2 Válvula de retención.....	44
2.5.3.3 Válvula de drene.....	45
2.5.3.4 Tablero de control.....	47
2.5.4 Pasos a seguir para diseño de bombeo electrocentrífugo sumergido.....	48
2.5.5 Ventajas que se han observado en la aplicación de BEC, BES o ESP.....	57

2.5.6 Limitantes del equipo BEC.....	58
2.6 Experiencia del sistema BEC en Ku-Maloob Zaap.....	58
2.7 Factores para elegir un sistema artificial.....	63
➤ CAPÍTULO 3. ANTECEDENTES Y DESARROLLO DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION EN EL ACTIVO KU-MALOOB-ZAAP.	
3.1 Localización del activo Ku-Maloob-Zaap.....	65
3.2 Campos que integral el Activo Ku-Maloob Zaap.....	66
3.3 Instalaciones marinas.....	68
3.3.1 Centro de proceso Ku-A.....	70
3.3.1.1 Sistema de Separación Gas-Aceite en plataforma P-Ku-A1.....	72
3.3.1.2 Capacidades y Dimensiones de Diseño.....	73
3.3.1.3 Condiciones de Operación.....	73
3.3.1.4 Sistema de Bombeo de Aceite.....	74
3.3.1.5 Características y Capacidades de Turbobombas de PP-KU-A.....	74
3.3.1.6 Condiciones de Operación.....	75
3.3.2 Sistema de Separación Gas-Aceite en plataforma E-Ku-A1.....	75
3.3.2.1 Capacidades y Dimensiones de Diseño del Sistema de Separación.....	77
3.3.2.2 Condiciones de Operación.....	77
3.3.2.3 Sistema de Bombeo de Aceite.....	78
3.3.2.4 Características y Capacidades de Turbobombas.....	78
3.3.2.5 Condiciones de Operación de Turbobombas.....	78
3.3.3 Plataforma Satélite Ku-F.....	79
3.3.4 Ductos Submarinos (Oleógasoducto de PP-Ku-F/PP-Ku-A).....	80
3.4 Porque incrementar la producción en el activo Ku-Maloob-Zaap.....	82
➤ CAPITULO 4. AJUSTE DE DATOS MEDIDOS	
4.1 Información requerida para el simulador.....	85
4.2. Recopilación de datos para diseñar modelo dinámico del oleoducto en BN.....	87
4.2.1 Fuente de los datos.....	88
4.2.2 Capacidad de producción.....	91
4.3 Identificación geográfica de la tubería.....	92
4.3.1 Perfiles de las tuberías.....	92
4.3.2 Diámetros de tubería, elevadores y aislamiento.....	93
4.3.3 Condiciones ambientales.....	93

4.3.4 Condiciones límite o frontera.....	94
4.4 Válvulas.....	94
4.5 Separador.....	95
4.6 Propiedades de los fluidos.....	96
4.7 Condiciones de operación del sistema.....	96
4.8 Modelo dinámico de BN en OLGA2000.....	97
4.8.1 Gráficas de resultados de la simulación del oleoducto de KU-F a KU-A, obtenidas del simulador OLGA200.....	98
4.8.1.1 Gráfica de presión.....	98
4.8.1.2 Gráfica de temperatura.....	100
4.8.1.3 Gráfica de patrón de flujo.....	101
4.8.1.4 Gráfica de velocidad del líquido.....	103
4.8.2 Tabla comparativa de datos de reporte y resultados del simulador OLGA 2000.....	104
4.9 Análisis del BEC como alternativa en los pozos de Ku-F.....	105
4.10 Sistema artificial de producción combinado.....	105
➤ CAPITULO 5. SIMULACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS.	
5.1 Cálculo del gradiente de presiones y presentación del reporte final para la CDT requerida.....	110
5.2 Resultados de simular el BEC.....	120
5.3 Gráfica de patrón de flujo con el volumen de crudo que aporta el BEC.....	120
5.4 Se determinó el gradiente de presión ascendente.....	122
5.5 Se determinó la profundidad de colocación de la bomba.....	122
5.5.1 Determinación del perfil de presión descendente.....	123
5.5.2 Determinación de la carga dinámica total.....	123
5.5.3 Selección de la bomba.....	125
5.5.4 Selección del motor.....	129
5.6 Aportación de BEC al activo Ku-Maloob-Zaap.....	129
5.6.1 Calculo de gasto crítico.....	131
➤ CAPITULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	
6.1 CONCLUSIONES.....	139
6.2 RECOMENDACIONES.....	141
APENDICE A.....	145
➤ BIBLIOGRAFIA.....	161

INTRODUCCIÓN.

Las actividades de explotación petrolera culminan con el descubrimiento de las rocas almacenadoras de hidrocarburos; entonces se inician los trabajos de explotación mediante la perforación de pozos de desarrollo con el objetivo de producir petróleo. Para lograrlo en forma eficiente, se realizan estudios que permitan determinar las propiedades petrofísicas de la roca almacenadora, el tipo de energía propia del yacimiento, entre otros factores, que por su efecto tienen influencia sobre la cantidad de hidrocarburos a recuperar*³.

Los pozos productores de petróleo durante su vida productiva se pueden clasificar como fluyentes o de bombeo. Los pozos fluyentes son aquellos en que el aceite es expulsado del yacimiento y llega a la superficie por su energía natural, que puede ser por empuje hidráulico, de gas disuelto, o algún otro mecanismo.

En el pasado, cuando la energía natural del yacimiento se agotaba, los pozos dejaban de fluir y se abandonaban. La causa de este fenómeno, se debe a que la presión original de los hidrocarburos confinados declina conforme aumenta el volumen extraído hasta que llega el momento en que dicha presión no es suficiente para sostener a la columna de fluidos desde su entrada al pozo hasta la superficie.

A fin de conservar esa presión original, se aplican sistemas de recuperación secundaria, que consisten en adicionar energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie con lo cual también se tiene un incremento en la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

En la actualidad, cuando los pozos dejan de fluir, se aplican los sistemas artificiales de producción como bombeo mecánico, neumático, electrocentrífugo, hidráulico u otros, consistentes en adicionar energía a los fluidos en el pozo para

XVIII

hacerlos llegar a la superficie con lo cual también se tiene un incremento en la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

Ante la necesidad del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap de incrementar la producción de hidrocarburos para cumplir con las metas de extracción comprometidas, se requiere efectuar un estudio de factibilidad técnica para enviar parcial o totalmente la mezcla de los pozos de activo Ku-Maloob Zaap saliendo desde el Centro de Procesamiento Ku-A hacia el Centro de Procesamiento Akal-J.

Con esta alternativa, se pretende contar con capacidad adicional para el manejo de la producción de la plataforma periférica Ku-F hacia las baterías de separación del Centro de proceso(CP) Ku-A. El análisis considera los aforos de producción 2006.

La distribución e incorporación de producción adicional no deberá reducir la calidad del aceite en los tanques de balance del CP-Ku-A a menos de 18 °API.

Efectuar el análisis de factibilidad para el envío de la corriente de aceite estabilizado hacia PP-Ku-A mediante la líneas existente 49 de 20"Ø y 3.427 km. Asimismo, contar con sistema de separación en las baterías del CP-Ku-A.

Este trabajo se basa en el modelo monofásico incompresible para el comportamiento de la columna de BEC. Sachdeva (1988) y Cooper (1966) desarrollaron modelos para canales de BEC y para inductores. Finalmente se presenta una comparación entre el comportamiento predicho del BEC y los comportamientos de BN en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap sobre la explotación de pozos, mediante el sistema artificial de producción combinado de bombeo neumático y bombeo electrocentrífugo sumergido, a través del análisis y evaluación realizado en el activo integral Ku-Maloob-Zaap al tipo de fluido, condiciones del yacimiento y diseño del aparejo, sus funciones y el diagnóstico de fallas que permitan mantenerlos en buenas condiciones de operación.

CAPITULO I

ANTECEDENTES DE INGENIERIA DE PRODUCCIÓN.

En este capitulo se presentan los conceptos básicos del flujo de fluidos en tuberías verticales, horizontales y bombas, con el fin de retomar la base teórica para fundamentar el análisis que se realizará al modelo en estudio.

1.1 Principio de fluidos aplicado a bombas y tuberías².

El peso específico de una sustancia es el peso por unidad de volumen. En el sistema ingles, este es expresado como libras por pie cúbico, y en el sistema métrico como gramos por centímetro cúbico (otras unidades derivadas tal como kilogramos por metro cúbico, toneladas por metro cúbico, libras por galón o libras por barril son también usadas en la industria). Es comúnmente denotada por la letra griega γ (gama).

La densidad de una sustancia es la masa contenida en una unidad de volumen. Estas se dan en unidades de slugs por pie cúbico en el sistema ingles y gramo-masa por centímetro cúbico en el sistema métrico. Es usualmente denotado por la letra griega ρ (ro) y esta relacionada con el peso específico al dividirlo por g ($\rho=\gamma/g$) donde g es la aceleración debida a la gravedad (usualmente se considera igual a 32.17 ft/sec² o 981 cm/sec²).

La relación del peso de un volumen dado de una sustancia por el peso del mismo volumen de otra sustancia tomada como estándar es conocida como **gravedad específica**. En el caso de líquidos y sólidos, el agua a 60°F (62.4lbs/ft³ o 1gr/cm³) es tomada como la sustancia estándar, donde el aire a la misma temperatura y presión es considerado como el estándar de los gases. De esto, **la gravedad específica de un líquido** o sólido es la relación de peso de un volumen dado de líquido o sólido por el peso del mismo volumen de agua a 60 °F. **La gravedad específica de un gas** es la relación de peso de un volumen dado de un gas por el mismo volumen de aire a la misma temperatura y presión (normalmente a 14.7 psia y 60°F). La gravedad específica, es dada por una relación, y esta no tiene unidades (es adimensional).

La gravedad específica de líquidos es medida frecuentemente a diferentes escalas especiales en varios tratados e industrias. Las más utilizadas de estas son las escalas API usada por el Instituto Americano del Petróleo.

Los crudos se clasifican según la gravedad ⁰API, en:

Extrapesados	menos de 9.9
Pesados	10 - 21.9
Medianos	22 – 29.9
Ligeros	más de 30

Estas son usadas exclusivamente por la industria petrolera en los Estados Unidos. En este sistema, el agua se le asigna arbitrariamente una gravedad API de 10.0 y un alto número es proporcionado a líquidos ligeros. La gravedad específica de un líquido es relacionado por la gravedad API considerando la siguiente formula:

$$S.p.gr. = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

La gravedad específica de una mezcla de diferentes fluidos pueden ser determinados por la fórmula:

$$SG_m = \sum_{i=1}^n \frac{C_i \times SG_i}{100}$$

donde:

C_i = La concentración en porcentaje del componente i

SG_i = La gravedad especifica del componente i

n = total de números de componentes

SG_m = La gravedad resultante de la mezcla

1.1.1 Presión, columna hidráulica y gradiente de presión.

La presión ejercida por un fluido sobre una superficie es la fuerza por unidad de área y es expresada en PSI en el sistema ingles y Kg/cm² en el sistema métrico. En un líquido, la presión en cualquier punto es igual a la acción de la presión en la superficie más la presión por el peso del liquido sobre el punto de referencia. La presión en un punto debido por la columna del fluido es dado por la relación γH donde γ es el peso especifico y H es la altura de la columna del fluido sobre el punto. La altura de la columna del líquido es llamada la **columna hidráulica** y es expresada en las unidades de longitud (ft, metros).

La presión y la columna representan los mismos valores en diferentes unidades y son relacionados una de otra por la siguiente ecuación:

$$columna = \frac{K \times presión}{sp.gr.}$$

Donde **K** es una constante de proporcionalidad y este valor depende de las unidades de columna y presión. Si la presión es expresada en términos de PSI y la cabeza en pies del líquido, entonces **K** = 2.31 En el sistema métrico, si la presión es dada en Kg/cm² y la cabeza en metros, **K** = 10.

En ingeniería petrolera, el término de gradiente de presión es frecuentemente usado. El gradiente de presión es la presión debida a la columna de líquido por unidad de longitud y esta es dada en sp.gr./ **K**.

1.1.2 Velocidad de un fluido, laminar o turbulento.

La velocidad de un fluido es definida con respecto al sistema métrico de ejes de coordenadas el cual es usualmente estacionario. Si la velocidad de un fluido es baja, el movimiento de las partículas es paralelo a la superficie de una tubería, y la velocidad en cualquier punto es constante en magnitud y dirección. Este tipo de flujo es llamado laminar.

Por el otro lado, si la velocidad es alta, el movimiento no es estacionario y la velocidad cambia tanto en dirección y magnitud. Este es llamado flujo turbulento. La velocidad a la cual el flujo cambia de laminar a turbulento es conocido como velocidad crítica y el flujo correspondiente de esta velocidad es llamado flujo crítico o flujo de transición.

1.1.3 Viscosidad.

Cuando el flujo es laminar o turbulento se aplica un esfuerzo cortante, de acuerdo a la ley de viscosidad de Newton, es proporcional al gradiente de velocidad perpendicular a la velocidad, es decir,

$$\tau \propto \frac{dv}{dy} \quad \text{ò} \quad \tau = \mu \frac{dv}{dy}$$

donde:

τ = El esfuerzo aplicado dv/dy = el gradiente de velocidad

La constante de proporcionalidad μ es llamada viscosidad absoluta o viscosidad dinámica. La relación entre esfuerzo cortante y el gradiente de velocidad es lineal en el caso de fluidos Newtonianos.

La viscosidad dinámica en el sistema métrico es medida en poise el cual es gm/seg-cm o dyna/seg-cm. Algunas veces, es mas conveniente el uso de viscosidad cinemática el cual es igual al cociente de la viscosidad absoluta entre la densidad, es decir.,

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

donde: ν = La viscosidad cinemática

ρ = densidad.

En el sistema métrico, la viscosidad cinemática es medida en stokes teniendo dimensiones de cm^2/seg . En la industria, la viscosidad cinemática es usualmente expresada en centistokes el cual es igual a un centésimo de stokes. En el sistema ingles, la viscosidad cinemática tiene las dimensiones de ft^2/seg .

1.1.4 Número de Reynolds

La resistencia del flujo de un fluido es relacionado por un número adimensional N_{Re} conocido como el número de Reynolds:

$$N_{Re} = \frac{\rho v d}{\mu}$$

donde:

ρ = densidad del fluido

v = velocidad del fluido

μ = viscosidad absoluta del fluido

d = algunas características dimensionales del pasaje (e.g. diámetro).

Este es usado para determinar el tipo de flujo. El flujo laminar se presenta cuando el Número de Reynolds es menor a 2000. Por otro lado, si el flujo es turbulento el numero de Reynolds será mayor a 4000, cabe mencionar que entre 2000 y 4000 el número de Reynolds esta en la etapa de transición.

N_{Re} puede ser usado para comparar el flujo de fluidos bajo diferentes condiciones de velocidad, viscosidad, densidad y fluido tipo pasaje para similares formas de canales.

1.1.5. Análisis de flujo estacionario-conservación de la masa, momento, y energía.

Usando la velocidad promedio del fluido, el flujo estacionario puede ser analizado aplicando uno o más de los principios de conservación de masa, momento y energía. Para el caso de fluidos, estos pueden ser escritos como:

- a) Conservando la masa (La ecuación de continuidad) para un líquido o un flujo compresible.

$$Q = AV = A_1V_1 = A_2V_2$$

- b) Conservación del momento

$$\sum F_x = \rho Q(V_{x2} - V_{x1})$$

$$\sum F_y = \rho Q(V_{y2} - V_{y1})$$

$$\sum F_z = \rho Q(V_{z2} - V_{z1})$$

- c) Conservación de la energía

$$J_{q12} + W_{12} = J(U_2 - U_1) + \frac{P_2 - P_1}{\gamma} + \frac{V_2^2 - V_1^2}{2g} + Z_2 - Z_1$$

donde:

Q = proporción del flujo volumétrico

A = área de sección transversal

V = la velocidad del fluido promedio

ρ = densidad de masa del fluido

V_x, V_y, V_z = componente de la velocidad promedio en x, y y z en la dirección z.

F_x, F_y, F_z = Componentes de momento con respecto a x, y y z en eje de la coordenadas de z.

J = energía mecánica equivalente de calor.

U = Energía interna.

P = presión.

γ = peso específico del fluido.

$Z_{1,2}$ = elevación sobre algún dato de referencia (Los subíndices 1 y 2 denotan dos secciones de un elemento).

En el caso de un flujo adiabático $q_{12}=0$ y para un caso especial en el cual no se realiza trabajo en o por el fluido y en el cual en este no hay cambio en la energía interna, la ecuación de balance de energía puede ser escrita como:

$$\frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2 = \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1$$

y esta es conocida como la ecuación de Bernoulli. El término p/γ tiene unidades de longitud es llamado la presión columna estática. La componente $V^2/2g$ y z, también tiene dimensiones de longitud, son conocidas como columna de velocidad y columna de potencial.

1.1.6 Flujo de líquidos en conductos.

Cuando un líquido fluye a través de un conducto, este no tiene la misma velocidad en las paredes del conducto mientras que tienen otra velocidad en el centro del conducto. Consecuentemente, el líquido está sujeto a un esfuerzo cortante en las paredes y esta energía perdida es conocida como pérdidas por fricción.

Varias expresiones han sido desarrolladas para calcular la energía (presión o columna) pérdida debido al flujo de fluidos en el conducto. La mas usada frecuentemente es la expresión de Darcy y Weisbach's

$$H = f \frac{L}{4m} \frac{V^2}{2g}$$

donde:

H = la energía o pérdida de cabeza

f = factor de fricción conocido

L = La longitud del conducto

V = El promedio de la velocidad del fluido

g = La aceleración debido a la gravedad

El componente **4m** en la ecuación es conocida como diámetro hidráulico del conducto y es igual a la relación de 4 veces el área de la sección transversal del flujo dividido por el perímetro mojado. En el caso de una tubería circular $4m = d$. Por lo tanto,

$$H = f \frac{L}{d} \frac{V^2}{2g}$$

El factor de fricción f depende de la naturaleza del flujo- laminar o turbulento y es expresado como una función del número de Reynold's N_{Re} y rugosidad relativa (ϵ/d).

En el flujo laminar, el corte es enteramente debido a la fuerza molecular. La velocidad es cero en las paredes y es máxima en el centro. La distribución de velocidad sigue un comportamiento parabólico, por lo cual la máxima velocidad es dos veces la velocidad promedio. El esfuerzo cortante es proporcional a la viscosidad cinemática y transversal al gradiente de velocidad. El factor de fricción en el flujo laminar no depende de la superficie rugosa, como las pérdidas debido a la superficie rugosa son insignificantes comparadas con la energía requerida de las fuerzas cortantes, y es igual a $64/N_{Re}$.

En el flujo turbulento hay una mezcla violenta en el fluido, el cual es la principal causa de pérdidas de energía en adición al corte debido a las fuerzas moleculares. La distribución de velocidades es mucho más uniforme que en el flujo laminar. El factor de fricción en este caso depende del número de Reynolds y de la rugosidad relativa de la tubería.

Varias correlaciones han sido desarrolladas para determinar el valor del factor de fricción en la región turbulenta:

- a) Drew, Koo y McAdams para tubería y $3,000 < N_{Re} < 10^6$

$$f = 0.0056 + 0.5 N_{Re}^{-0.32}$$

- b) La correlación de Nikuradse

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log_{10} \left(\frac{2 \epsilon}{d} \right)$$

- c) Ecuación Colebrook

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log_{10} \left(\frac{2 \epsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} \sqrt{f}} \right)$$

La ecuación Colebrook es la básica para varios factores de fricción. La ecuación es resuelta por el método de ensayo y error.

d) Correlación Jain

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.14 - 2 \log_{10} \left(\frac{\epsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right)$$

1.1.7 Flujo multifásico en ductos.

En el caso de que existan distintos tipos de flujo se emplean correlaciones como son:

Método, por Baxendell-Thomas

Este método no considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionada empíricamente. No se distinguen patrones de flujo.

Método, por Beggs-Brill

Este método considera el resbalamiento entre fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo.

Método, por Duns-Ros

Este método considera el resbalamiento entre fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo.

Método, por Fancher-Brown

Este método no considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionada empíricamente. No se distinguen patrones de flujo.

Método, por Hagedorn-Brown

El método toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el concepto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y líquido. No se distinguen regímenes de flujo.

Método, por Mukherjee-Brill

En base a los estudios y análisis realizados a las correlaciones hechas por Eaton, Beggs-Brill, Hughmark en cuanto al colgamiento del líquido; realizaron un estudio en el cual reunieron más de 1500 mediciones del colgamiento del líquido en flujo vertical ascendente en ángulos de 0 a 90° a partir de la horizontal. Se propuso un modelo que permite calcular el colgamiento del líquido para flujo en dos fase haciendo caso omiso del ángulo de inclinación y la dirección del flujo. El conjunto de las correlaciones es dependiente de los mismos parámetros dimensionales que controlan la transición del patrón de flujo en el flujo de dos fases.

Método, por Orkiszewski

Este método considera el resbalamiento entre fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se

correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo.

Método, por Poettmann-Carpenter

Este método no considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionada empíricamente. No se distinguen patrones de flujo.

CAPITULO II

ANTECEDENTES DEL BN Y EL BEC.

En este capítulo se definirá en que consisten los sistemas artificiales de producción como son el BN y BEC, resaltando sus ventajas y desventajas.

2.1 Introducción a los Sistemas Artificiales de Producción (SAP).

Los pozos productores de petróleo durante su vida productiva se pueden clasificar como fluyentes o de bombeo. Los pozos fluyentes son aquellos en que el aceite es expulsado del yacimiento y llega a la superficie por su energía natural, que puede ser por empuje hidráulico, de gas disuelto, o algún otro mecanismo.

En el pasado, cuando la energía natural del yacimiento se agotaba, los pozos dejaban de fluir y se abandonaban. La causa de este fenómeno, se debe a que la presión original de los hidrocarburos confinados declina conforme aumenta el volumen extraído hasta que llega el momento en que dicha presión no es

suficiente para sostener a la columna de fluidos desde su entrada al pozo hasta la superficie.

A fin de conservar esa presión original, se aplican sistemas de recuperación secundaria, que consisten en adicionar energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie con lo cual también se tiene un incremento en la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

En la actualidad, cuando los pozos dejan de fluir, se aplican los sistemas artificiales de producción como bombeo mecánico, neumático, electrocentrífugo, hidráulico u otros, consistentes en adicionar energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie con lo cual también se tiene un incremento en la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

2.2 Bombeo Neumático.

Un sistema artificial de producción de Bombeo Neumático es definido como un método de levantamiento de fluidos donde se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg² mínima) como medio de aligeramiento a través de un proceso mecánico.

El equipo de Bombeo Neumático esta compuesto por dos tipos:

- SUPERFICIAL

- Compresoras
- Medidores de gas
- Tubería de inyección
- Válvulas y conexiones

-SUBSUPERFICIAL

- Válvula de tormenta
- Camisa de circulación
- Válvulas con mandriles
- Empacador

El gas inyectado mueve el fluido hasta la superficie por una de las siguientes causas o su combinación; reduciendo la presión que ejerce la carga de fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido, expansión

del gas inyectado y el desplazamiento del fluido. Esto se lleva a cabo por uno de los dos siguientes métodos:

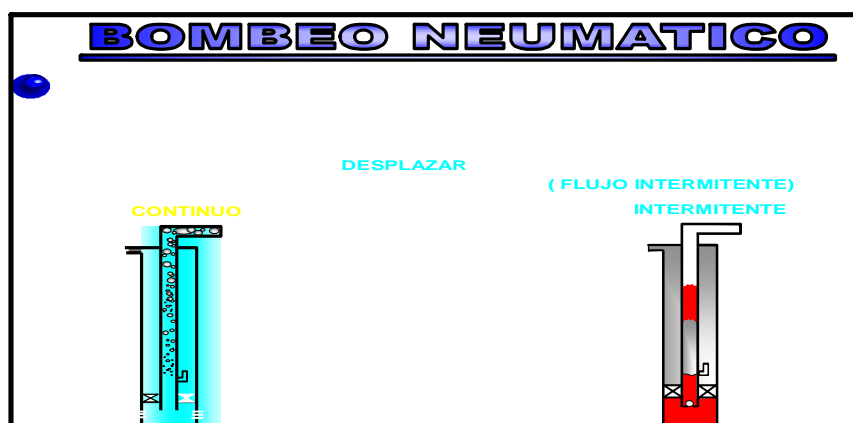


Figura 1. Tipos de Bombeo Neumático

2.2.1 Bombeo Neumático Continuo.

En flujo de un volumen continuo de gas a alta presión es introducido a la tubería para airear o aligerar la columna de fluidos hasta reducir la presión en el fondo que permitirá una diferencial suficiente a través de la cara de la formación causando que el pozo produzca el gasto deseado.

Para llevar a cabo esto se utiliza una válvula de flujo que permitirá un posible punto de inyección más profundo de presión disponible de Bombeo Neumático (B.N.) en conjunción con una válvula que actuará como reguladora de orificio para regular el gas inyectado desde la superficie dependiendo de la presión en la T.P.

Este método es utilizado en pozos con un alto índice de productividad y una presión de fondo razonablemente alta.

En este tipo de pozos, la producción de fluidos puede oscilar en un rango de 200 – 20,000 BPD a través de tubería de producción de diámetros normales. En flujo a través de la TR es posible obtener gastos del orden de 80,000 BPD. El

diámetro interno de la TP gobierna la cantidad de flujo, si el índice de productividad, la presión de fondo, volumen y presión de gas, y las condiciones mecánicas son ideales.

2.2.2 Bombeo Neumático Intermitente.

Consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión, el gas inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos, este gas pasa posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la tubería de producción. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulando dentro de la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. Sin embargo debido al fenómeno del “resbalamiento” del líquido que ocurre dentro de la TP, solo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto del aceite cae al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación.

Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continua aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo. El ciclo es regulado para que coincida con el gasto de llenado de fluido de la formación productora al pozo.

El flujo intermitente es utilizado en pozos con volúmenes de fluido relativamente bajos, o pozos que tienen las siguientes características:

1. Alto índice de productividad con bajas presiones de fondo.
2. Bajo índice de productividad con bajas presiones de fondo. (columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación con la profundidad)

Sus efectos son:

Mecanismos que actúan en la producción con bombeo neumático.

- Disminución de la densidad del fluido.
- Expansión del gas.
- Desplazamiento de los fluidos a la superficie.

En el Bombeo Neumático Intermitente pueden usarse puntos múltiples de inyección de gas a través de más de una válvula de bombeo neumático. La instalación debe ser diseñada para que las válvulas de B.N. abran justo cuando el bache de líquido pase por arriba de cada válvula. Normalmente, este tipo de bombeo es utilizado con válvulas operadas por fluido, las cuales, por diseño requieren de un tamaño de orificio pequeño para asegurar el cierre de la válvula.

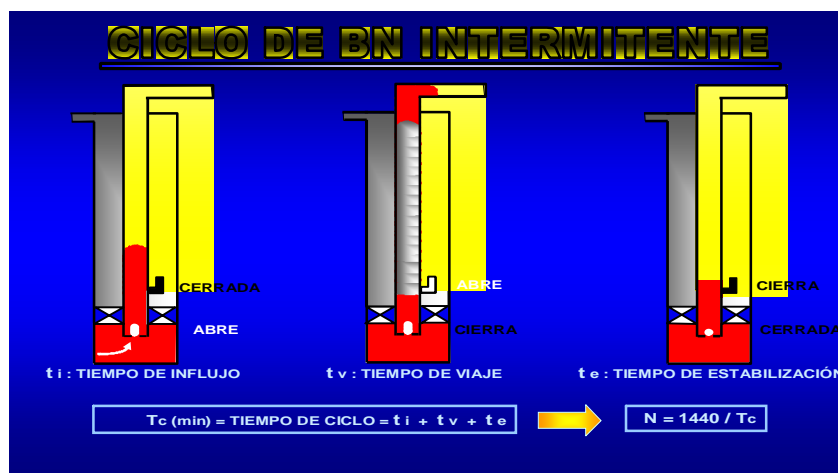


Figura 2. Bombeo Intermitente.

2.2.3 Tipos de válvulas.

- *Convencionales*

Válvulas recuperables únicamente con equipo de reparación y terminación de pozos.

- *Recuperables*

Válvulas que requieren únicamente equipo de línea de acero para su extracción.

- Válvulas balanceadas.

Una válvula de presión balanceada no está influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o abierta. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión (presión del domo).

➤ Válvulas desbalanceadas.

Son aquellas que tiene un rango de presión limitado por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, es decir, las válvulas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

Las partes de la válvula son:

- 1.- Cuerpo de la válvula.
- 2.- Elemento de carga (resorte o gas).
- 3.- Elemento de respuesta (fuelle, pistón o diafragma de hule).
- 4.- Elemento de transmisión (vástago de metal).
- 5.- Elemento medidor (orificio o asiento).

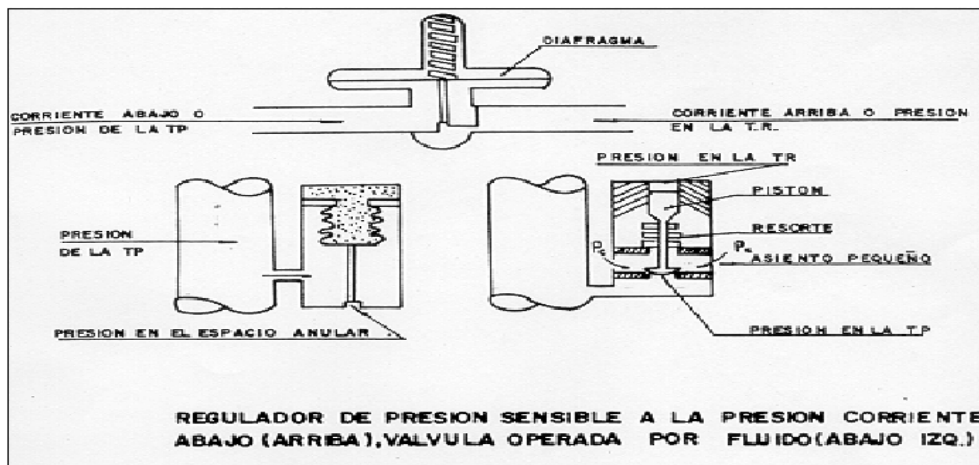


Figura 3. Partes de una válvula.

Dado que la válvula de presión, es en su mayor parte sensible a la presión en el espacio anular, la presión de apertura se define entonces como la presión en la TR requerida para abrir la válvula actuando bajo condiciones de operación. Se puede determinar una ecuación de balance de fuerzas para establecer la presión de apertura.

Para ese instante se puede establecer la siguiente ecuación:

$$\boxed{F_o = F_c} \dots\dots\dots A$$

Donde:

F_o = Suma de fuerzas que tratan de abrir la válvula

F_c = Suma de fuerzas que tratan de mantener cerrada la válvula

Luego:

$$F_c = P_d A_b$$

$$F_o = P_c (A_b - A_p) + P_t A_p$$

Sustituyendo las dos ecuaciones anteriores en A

$$P_c (A_b - A_p) + P_t A_p = P_d A_b$$

Despejando P_c de la ecuación anterior

$$P_c (A_b - A_p) = P_d A_b - P_t A_p$$

Dividiendo cada término por A_b :

$$P_c (1 - A_p / A_b) = P_d - P_t A_p / A_b$$

Haciendo $R = A_p / A_b$

$$P_c (1 - R) = P_d - P_t R$$

Dividiendo ambos miembros entre $(1-R)$

$$\boxed{P_c = \frac{P_d - P_t R}{(1 - R)}}$$

La ecuación anterior define la presión en la TP requerida para abrir la válvula de presión bajo las condiciones de operación.

2.3 Situación del BN en el activo KMZ. ⁷

En los veinte años en los que se han explotado los campos de Ku-F, la presión se ha reducido significativamente propiciando la formación de un casquete de gas secundario, y también dio origen a la implantación del sistema de bombeo neumático, En el activo Integral Ku-Maloob-Zaap a nivel Cretácico, la presión disminuyó sin tener un gran desarrollo, sin embargo, la reducción no ha provocado aún la formación de un casquete de gas a boca de pozo.

De mantenerse esta caída de presión, afectará negativamente el volumen de reservas a producir. Estudios técnicos indican que en la principal formación productora (brecha) de los campos Ku, Maloob y Zaap así como en Cantarell, las reservas probables y posibles están ligadas a un esquema de mantenimiento de presión que permite su recuperación, sin el mantenimiento de presión que permite su recuperación, estas reservas no podrán ser explotadas.

2.4 Limitación de BN en el Activo Integral KMZ debido al bacheo en tuberías.

El flujo tipo bacheo severo es un problema típico de análisis en el estudio de flujo multifásico, según los datos de campo del activo Ku-Maloob-Zaap este fenómeno se ha presentado en algunos oleógasoductos, pero con la simulación se podrá observar que tan viable es que se siga presentando.

Para entender los efectos que provoca en instalaciones el bacheo severo, se muestra que:

Los principales efectos que provoca son:

- Flujo intermitente de producción de gas y de líquidos
- Sobreflujos y por consecuencia el cierre del separador.

El bacheo severo es un fenómeno causado por:

- Topografía.
- Dimensiones.
- Cambios de dirección.
- Ritmo de producción (Gastos).
- Condiciones operativas.
- Pozos con sistemas artificiales de producción.

Lo cual se reduce a analizar específicamente la eficiencia de:

- Separación,
- Bombeo,
- Compresión,
- Producción de fluidos y,
- Seguridad operativa del sistema de producción.

El problema de bacheo severo y las restricciones mencionadas se reflejarán en el capítulo 4 a partir de la simulación del oleogaseoducto de Ku-F a Ku-A y los resultados obtenidos gráficamente con la utilización del simulador OLGA.

2.5 Descripción del equipo de bombeo electrocentrífugo sumergido o ESP (Electric Submersible Pumping).³

El inventor del motor eléctrico sumergible es Armais Arutunoff (1911).

- En 1930 Armais Arutunoff estableció la **Rusian Electrical Dinamo of Arutunoff**
- Esta compañía es conocida como REDA
- Originalmente el sistema se hizo para pozos de agua y después para pozos petroleros. En 1927 se instaló el primer equipo de bombeo electrocentrífugo en el campo Dorado cerca de Kansas, Estados Unidos de Norte América

La primera bomba eléctrica centrífuga subsuperficial para servicio a pozos de aceite en los Estados Unidos fue instalada en el campo Russell, KS, en 1926. Desde entonces muchas mejoras han sido incrementadas en la eficiencia de la bomba a varias velocidades y profundidad de bombeo en una variedad de tamaños de TR. Cada pozo de aceite tiene una producción en un ambiente diferente que el ingeniero de diseño debe considerar para optimizar la instalación de bombeo para un máximo servicio de vida.

El arreglo básico del equipo en el fondo del agujero del sistema de bombeo eléctrico subsuperficial no ha cambiado desde que fue usado en la primera instalación del campo Russell. Sin embargo, cambios de ingeniería se han hecho a la bomba, motor, sello, cable y sistemas de control superficial manejados a grandes profundidades, fluidos corrosivos, temperaturas muy altas, y relaciones gas-liquido bajas (RGA) para incrementar la eficiencia y vida económica del sistema de bombeo. El operador debe entender estos límites de diseño para obtener un sistema de vida máximo sin fallas prematuras.

La bomba electrocentrífuga subsuperficial es un sistema de levantamiento artificial para grandes volúmenes que puede ser verificado económicamente si el sistema es medido adecuadamente para una producción constante en el pozo. La bomba debe ser operada muy cerca de su eficiencia pico como sea posible para minimizar el efecto de arrastre causado por bajos impulsos y altos impulsos del impulsor. Una instalación estándar con el motor colocado encima de la entrada de los fluidos producidos proporcionará el máximo enfriamiento al motor si la velocidad del fluido pasa al motor a menos de 0.30 m/seg (1 pie/seg).

El sistema eléctrico debe proporcionar al motor el voltaje de placa en las terminales del motor, con un mínimo de interrupciones o alteraciones esporádicas. El medidor de rotación de fase deberá ser usado para asegurar que el motor gire la bomba en la dirección correcta una vez que el sistema inicia.

Los procedimientos de instalación deben seguir el manual de servicio de los fabricantes. El aceite del motor debe estar seco, limpio y mantenido sin burbujas de aire en el motor o la sección sello. La bomba, el sello y todo el ensamble del motor deben girar libremente antes que el sistema sea colocado en la tubería. Una válvula check debe ser usada, y la tubería ser llenada completamente con fluido para iniciar a operar.

Las cartas de amperaje son las mejores indicadores del comportamiento de una bomba electrocentrífuga y deberán ser usadas en todas las ocasiones para ayudar en la solución de problemas de bombeo.

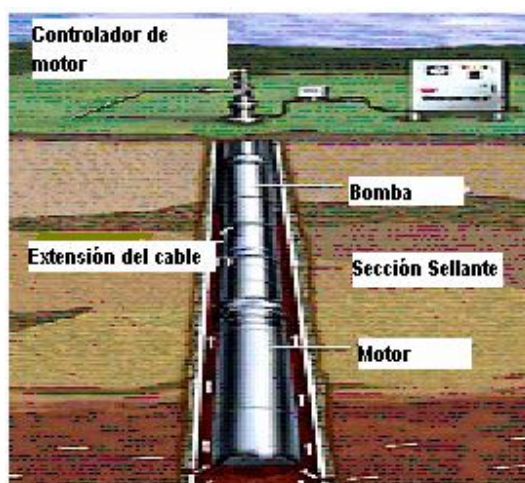


Figura 4. Equipo para BEC.

2.5.1 Equipo para BEC

El equipo que constituye al sistema BEC está dividido en dos categorías:

- Componentes subsuperficiales.
- Componentes superficiales.

2.5.2 Componentes subsuperficiales.

- Motor
- Protector o sello (Sección sellante)
- Separador de gas (opcional)
- Bomba

- Cable
- Censor (opcional)

2.5.2.1 Motor

Este se coloca en la parte inferior del aparejo, recibe la energía de una fuente de energía que se localiza en la superficie a través del cable.

Los principios básicos de diseño y operación de los motores de bombeo electrocentrífugo sumergido son los mismos que los motores eléctricos normales de superficie.

El motor debe ser instalado en el interior de la tubería de revestimiento. Debido al ambiente en el cual opera el motor también existen otras diferencias en este. Los motores son llenados completamente con un aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético el cual lubrica los cojinetes y provee resistencia dieléctrica y conductividad térmica para disipar el calor generado por el motor hacia su carcasa. El calor es luego transferido al fluido que pasa por la superficie externa del motor.

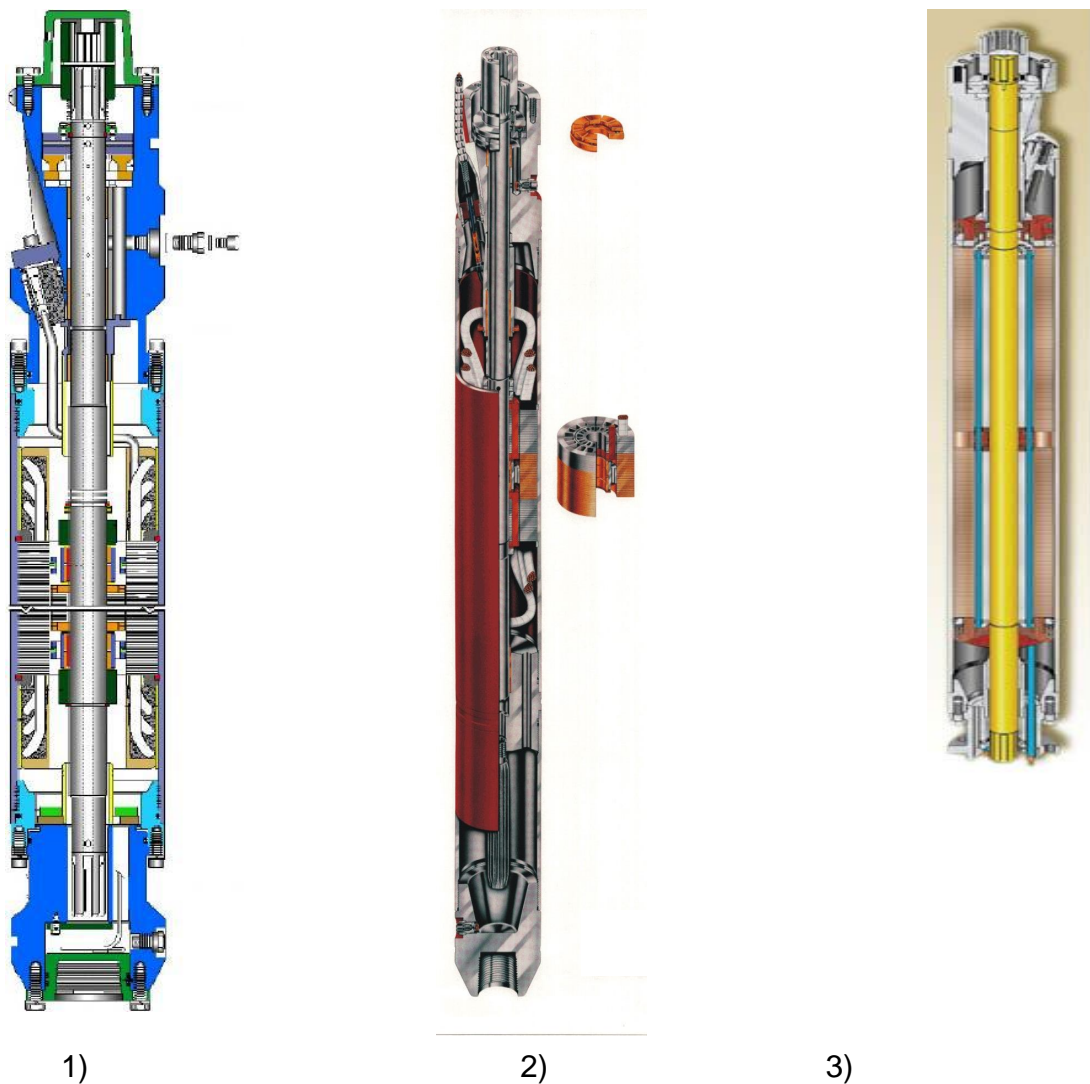


Figura 5. MOTORES ELÉCTRICOS DE LA COMPAÑÍAS 1) CENTRILIFT, 2) REDA Y 3) WEATHERFORD

2.5.2.2 Protector o sello

El Protector está ubicado entre la bomba y el motor. El protector es una pieza vital en el ensamblaje y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. Las funciones básicas del protector son:

- 1) Evita que los fluidos del pozo entren en el motor.
- 2) Proporciona un depósito para la expansión y la contracción del aceite del motor causado por los cambios de la temperatura y de la presión.

- 3) Iguala la presión interna del motor con la presión externa del fluido del pozo
- 4) Soportar la carga axial (empuje) desarrollada por la bomba.
- 5) Transmite el Torque desarrollado en el motor hacia la bomba, a través de la flecha del motor.

Una de las funciones del protector es evitar el ingreso del fluido del pozo al motor donde podría causar daños irreparables al sistema. Esto se logra a través de equilibrar la presión en el interior del protector con la presión externa del fluido del pozo. Puesto que la base del protector esta abierta al motor, la presión en el interior del motor se equilibra con la presión del ambiente externo del fluido que rodea a la unidad. Para lograr esta función, el protector debe permitir de alguna manera que el fluido del pozo se comuniquen con el aceite en el interior del protector pero tienen que tener distintas densidades para que no se mezclen.

Otra función que el protector lleva a cabo es la transmisión de Torque del motor a la bomba, puesto que esta físicamente localizado entre los dos. Aunque esto puede parecer un poco trivial, en el proceso de selección necesitamos estar seguros de que el eje del protector es capaz de transmitir todo el Torque requerido sin exceder su resistencia máxima, lo cual podría resultar en un eje roto.

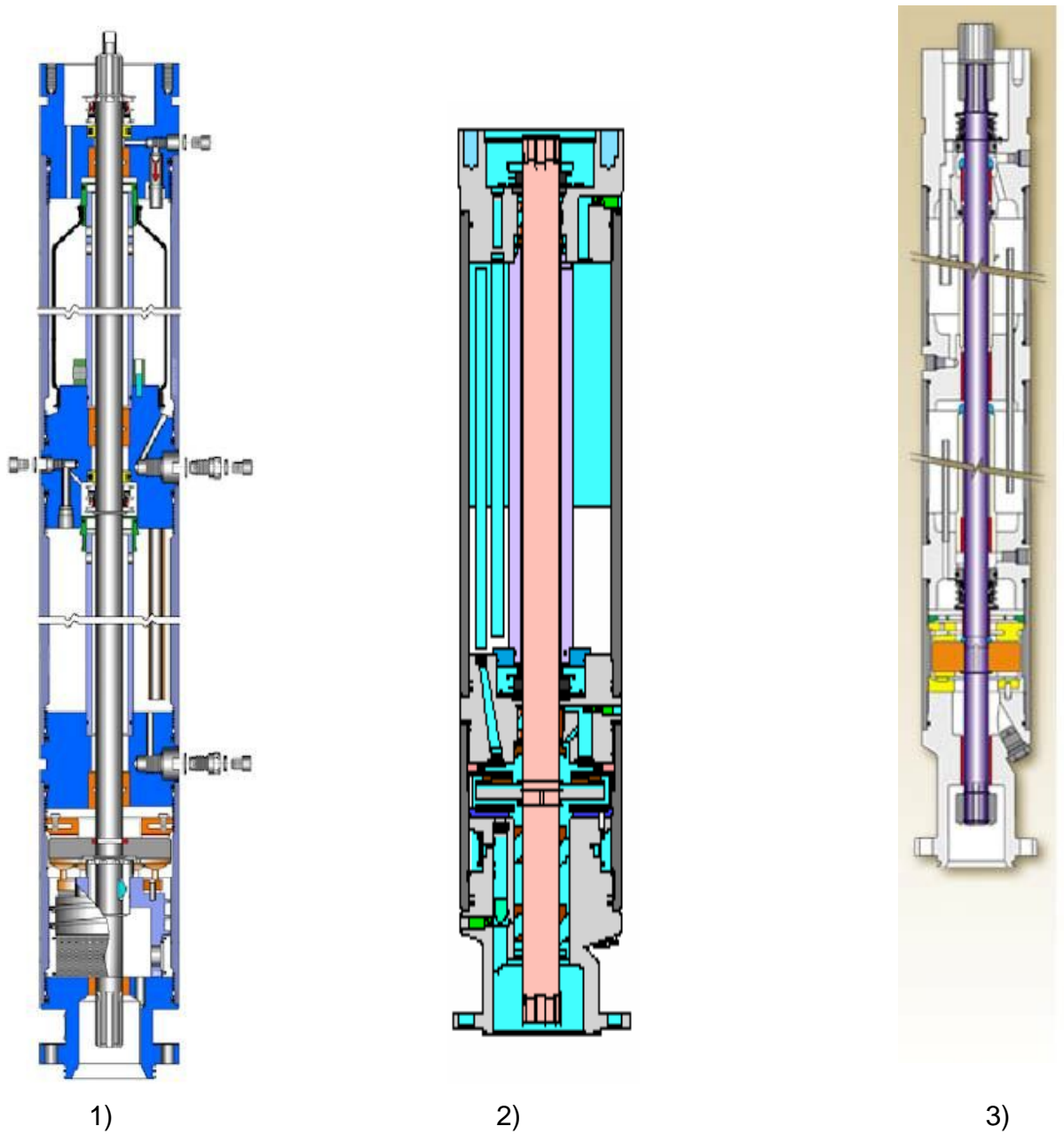


Figura 6. PROTECTORES DE LA COMPAÑÍAS 1) CENTRILIFT, 2) REDA Y 3)WEATHERFORD

2.5.2.3 Separador de gas

El separador de gas es opcional y se encuentra ubicado entre la sección de sello y la bomba, están diseñados para evitar el paso de gas libre hacia la bomba. Los primeros separadores eran los llamados separadores de gas de flujo

inverso(estáticos), y se basaban en el incremento de la separación por medio de la inversión de la dirección del flujo en la sección de entrada a la bomba.

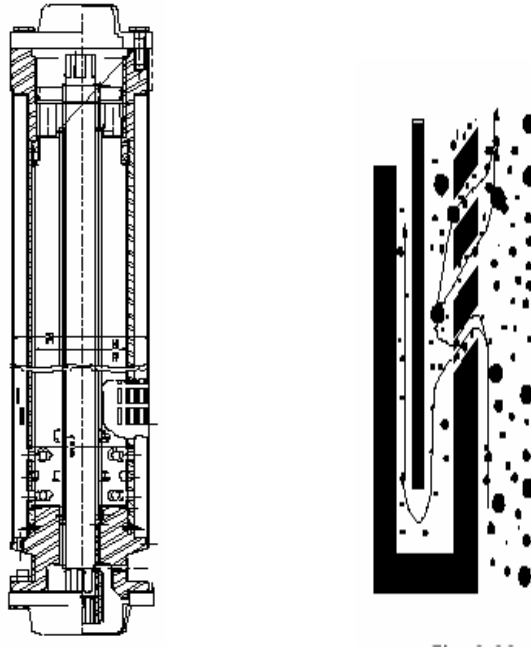


Figura 7. Separador estático.

Cuando el fluido entra al separador de gas la dirección del flujo se invierte, disminuyendo la cantidad de gas arrastrada por el líquido que entra al separador. Algunas de las burbujas de gas siguen su camino por el espacio anular, otras entran al separador pero se separan en el espacio anular entre el housing y la camisa interna del separador de gas, y finalmente el gas que no se logra separar pasa con el líquido al interior de la bomba.

Para entender el proceso de separación en un separador dinámico, se puede dividir el separador en cuatro secciones: Succión, Cámara de incremento de presión, Cámara de separación y By-pass. En la primera sección después de la succión, el inductor aumenta la presión de la mezcla. En la cámara de separación las fases se separan por medio de centrifugación. Puesto que la fase líquida es más pesada, ésta es expulsada hacia afuera (contra la pared interna) y la fase gaseosa se concentra en el centro por ser más liviana. En la parte superior del separador se produce los fluidos son redireccionados, el gas que venía por la

parte central es desviado al espacio anular y la fase líquida desde el exterior es dirigida hacia la bomba por la parte interior del by-pass.

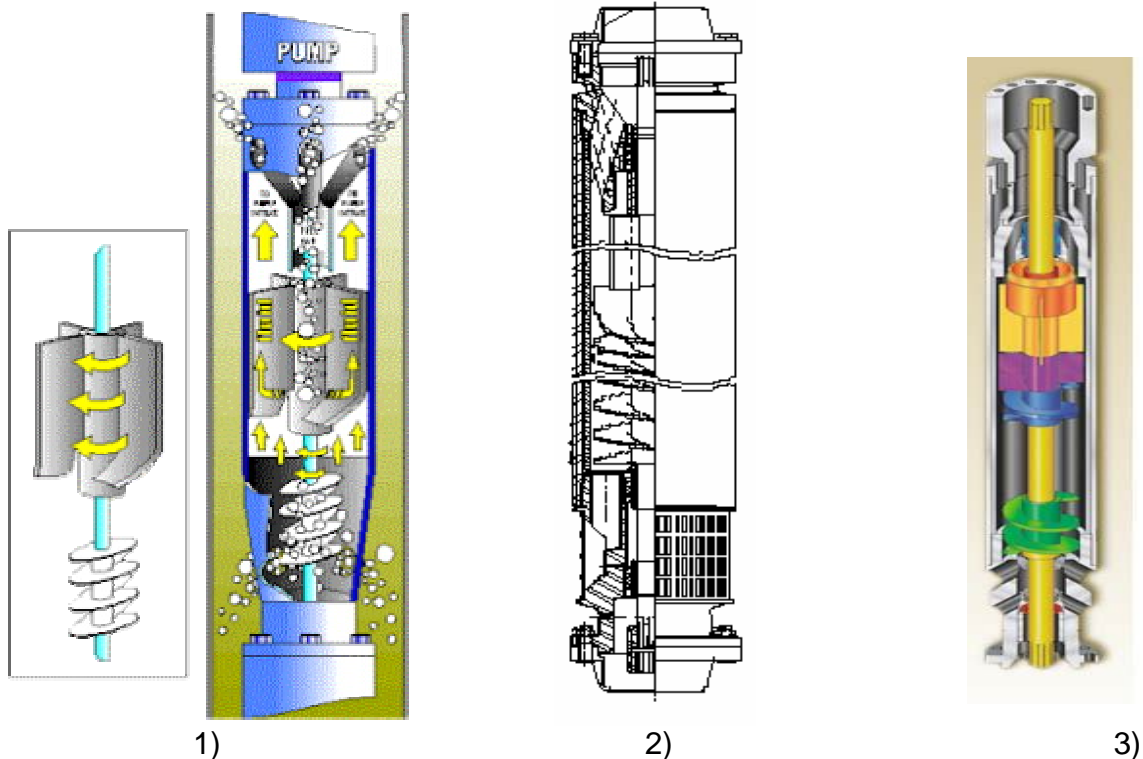


Figura 8. SEPARADORES DINÁMICOS DE LA COMPAÑÍAS 1) CENTRILIFT, 2) REDA Y 3) WEATHERFORD

2.5.2.4 Bomba centrífuga

Es el corazón del sistema y su función principal será el de un convertidor de energía, transformara la energía mecánica en energía cinética, generando presión y velocidad en el fluido.

Las bombas centrífugas son multi-etapas. Cada etapa de una bomba centrífuga consiste en un impulsor que rota y un difusor estacionario. El impulsor que rota agrega velocidad a la corriente del fluido por la fuerza centrífuga. El difusor estacionario convierte esta energía de la alta velocidad a la energía de la presión mientras que vuelve a dirigir el flujo al impulsor siguiente.

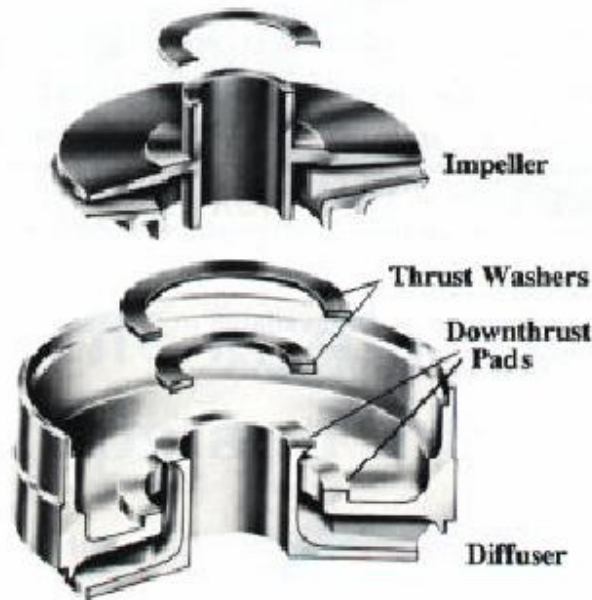


Figura 9. Bomba centrífuga 1 etapa

En general, se debe escoger la bomba de mayor diámetro que pueda ser instalada libremente en la tubería de revestimiento, para manejar el gasto de diseño previsto. En general las bombas de mayor diámetro serán más eficientes y menos costosas. Adicionalmente las etapas más grandes podrían tener mejor comportamiento con fluidos viscosos.

Curvas características

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

El desempeño de una bomba, para una velocidad de rotación del impulsor involucra tres parámetros básicos:

- Gasto, expresada en unidades de volumen por unidad de tiempo.
- Carga, expresado en unidades de longitud de una columna del líquido a ser bombeado.

- Velocidad a la cual opera la bomba, expresada generalmente en revoluciones por minuto (RPM).

Normalmente, el desempeño o las características de una bomba son presentados por el fabricante. Las curvas se obtienen de forma experimental, y son válidas para un diseño específico del difusor e impulsor y para una velocidad rotatoria constante (rpm), la carga y eficiencia son válidas para cualquier líquido independiente de la densidad del fluido, resistencia al freno de las curvas son válidas solamente para el agua y se debe entonces corregir por la gravedad específica del fluido bombeado.

En la figura 11 se muestran tres bombas idénticas trabajando a la misma velocidad y presión de succión, pero con diferentes fluidos, se puede ver que las tres bombas levantan la misma carga de fluido, pero la presión de descarga es diferente debido al tipo de fluido en operación.

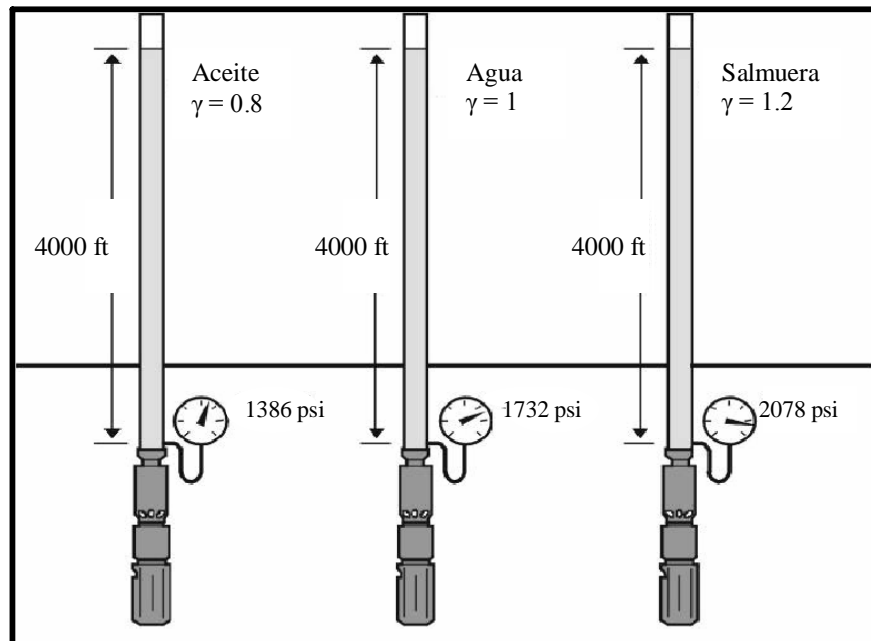


Figura 10. Bombas centrífugas operando con diferentes fluidos

En la curva característica figura 12 la zona que se encuentra en el rango de operación nos indica el rango recomendado para la bomba por el fabricante. Si la bomba opera muy a la derecha de esta zona se dice que está en “*Up Thrust*” y si está muy a la izquierda en “*Down Thrust*”. Cuando se trabaja en estas zonas el equipo puede sufrir desgaste en los impulsores y difusores, ya que cuando trabaja por arriba de su capacidad el impulsor roza con la parte superior del difusor y cuando trabaja por debajo de su capacidad, roza con la parte inferior del difusor.

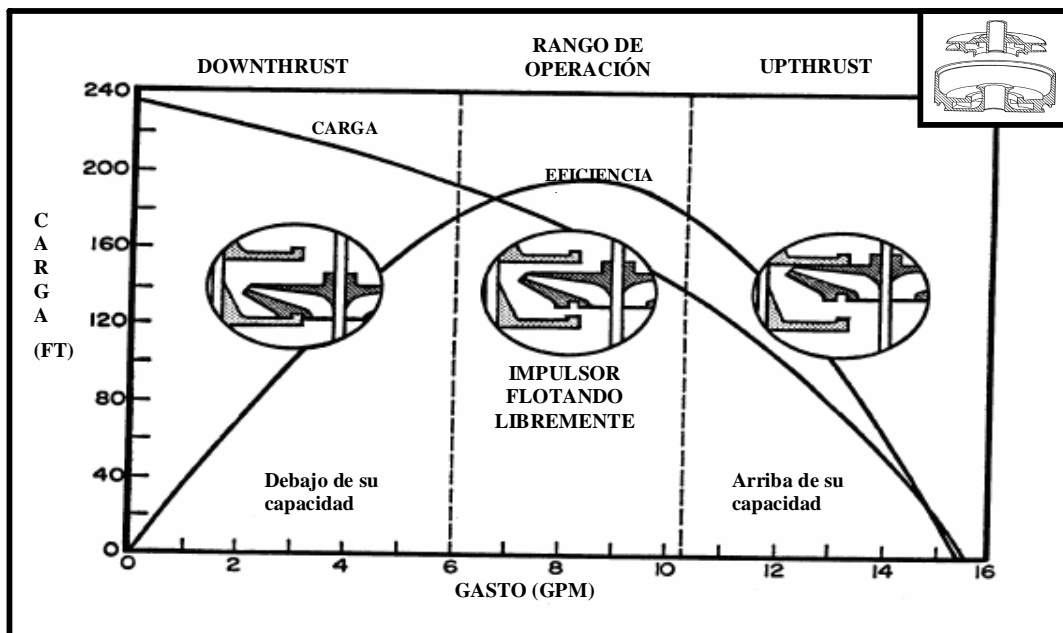


Figura 11 Curva característica

2.5.2.4.1 Selección de la bomba

La selección de una bomba para un uso depende de varios factores

- **El tamaño máximo de la bomba.-** depende del diámetro interno de la tubería de revestimiento.
- **Frecuencia y energía eléctrica disponible**
- **Gasto deseado.-** la bomba seleccionada debe ser la de mayor eficiencia en cuanto a manejo de aceite y menor admisión de gas para que no se dañe.
- **Condiciones especiales.-** pozos gaseosos, líquidos viscosos, líquidos corrosivos, líquidos abrasivos.

2.5.2.4.2 Ventana de operación

Los rangos de operación recomendados por los fabricantes, para que trabaje una bomba eficientemente es del 75% del punto de máxima eficiencia. La intersección de dicho rango con la curva de capacidad genera dos puntos. En una gráfica en la que se representen las diferentes curvas de capacidad de carga (para una misma bomba a diferentes frecuencias) contra gasto, la zona comprendida entre las líneas generadas por dichos puntos es llamada ventana de operación. La zona amarilla de la gráfica, figura 13 representa la zona en la cual debe de operar la bomba cuando se realicen los cambios de velocidad y la que indica el comportamiento de la bomba a su más alta eficiencia.

Para hacer la ventana de operación se usan las leyes de afinidad, con el fin de poder utilizar un controlador de velocidad variable, el cual nos sirve para cambiar la frecuencia suministrada al motor.

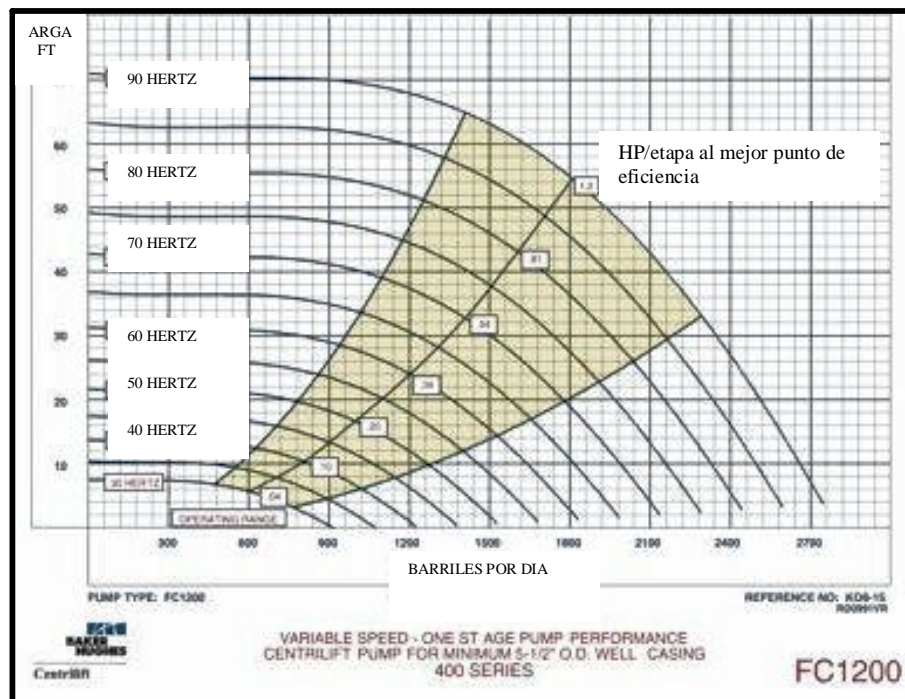


Figura 12 Ventana de operación

2.5.2.4.3 Leyes de afinidad

En ocasiones resulta de utilidad contar con algún medio para predecir el comportamiento de una bomba si cambiamos la velocidad o el diámetro del impulsor, este medio lo constituyen las leyes de afinidad.

Son las leyes de afinidad las que permiten la predicción del comportamiento de una máquina operando en condiciones diferentes a las que ha sido sujeta a prueba. Estas leyes de afinidad son el resultado de aplicar el análisis dimensional al sistema. Las variables más importantes que afectan a una bomba son:

- Carga, H.
- Gasto, Q.
- La velocidad angular del impulsor, N.
- El diámetro del impulsor, Di.
- La aceleración de la gravedad, g.

La aplicación del Teorema de Buckingham, indica que serán tres grupos adimensionales los que se formen con las 5 variables anteriores. Estos son:

$$\frac{Q}{ND_i^3}$$

$$\frac{g}{N^2 D_i}$$

$$\frac{H}{D_i}$$

Algunas pruebas hechas en laboratorios de investigación permiten demostrar que es posible reducir los tres grupos a los dos siguientes:

$$\frac{Q}{ND_i^3}$$

$$\frac{gH}{N^2 D_i^2}$$

Lo anterior permite proponer la siguiente correlación empírica:

$$\frac{Q}{ND_i^3} = \alpha \frac{gH}{N^2 D_i^2}$$

Para estudiar el efecto de la variación de N, puede considerarse a D_i como constante y por lo tanto se obtienen valores para α , y Q cambiando solamente N, experimentalmente.

Se puede obtener finalmente que el efecto combinado del diámetro de impulsor (D_i) y de la velocidad angular del impulsor (N), está dado por:

$$\begin{aligned} H &= K_1 D_i^2 N^2 \\ Q &= K_2 D_i^3 N \\ Hp &= K_3 D_i^5 N^3 \end{aligned}$$

Donde K_1 , K_2 y K_3 son constantes. De este modo podremos decir que:

$$\begin{aligned} \left[\frac{H}{D_i^2 N^2} \right]_I &= \left[\frac{H}{D_i^2 N^2} \right]_{II} \\ \left[\frac{Q}{D_i^3 N} \right]_I &= \left[\frac{Q}{D_i^3 N} \right]_{II} \\ \left[\frac{Hp}{D_i^5 N^3} \right]_I &= \left[\frac{Hp}{D_i^5 N^3} \right]_{II} \end{aligned}$$

En las ecuaciones mostradas anteriormente el subíndice I implica que los términos dentro del paréntesis son conocidos, mientras que el subíndice II implica las condiciones que se van a predecir.

Considerando el efecto del cambio de diámetro del impulsor y el efecto del cambio de velocidad como los más importantes o trascendentes, se tienen las siguientes relaciones.

Con diámetro de impulsor constante:

$$\begin{aligned} Q_1 &= D_1 & Q_2 &= D_2 \\ H_1 &= (D_1)^2 & H_2 &= (D_2)^2 \\ Hp_1 &= (D_1)^3 & Hp_2 &= (D_2)^3 \end{aligned}$$

Con velocidad constante

$$\begin{array}{ll} Q_1 = N_1 & Q_2 = N_2 \\ H_1 = (N_1)^2 & H_2 = (N_2)^2 \\ Hp_1 = (N_1)^3 & Hp_2 = (N_2)^3 \end{array}$$

Estas relaciones pueden manipularse fácilmente con las leyes de afinidad de las bombas. Estas relaciones son utilizadas para configurar el comportamiento de cualquier bomba de una velocidad determinada a otra.

Se pueden generar nuevas relaciones debido al cambio de diámetro del impulsor o la velocidad de rotación del impulsor.

Cambio de diámetro

$$\begin{array}{l} Q_2 = Q_1(D_2/D_1) \\ H_2 = H_1(D_2/D_1)^2 \\ Hp_2 = Hp_1(D_2/D_1)^3 \end{array}$$

Cambio de velocidad

$$\begin{array}{l} Q_2 = Q_1(N_2/ N_1) \\ H_2 = H_1(N_2/ N_1)^2 \\ Hp_2 = Hp_1(N_2/ N_1)^3 \end{array}$$

Donde:

Q_1, H_1, Hp_1, D_1, N_1 son el gasto, carga, potencia, diámetro y velocidad de la frecuencia en la cual opera, normalmente a 60 Hz.

Q_2, H_2, Hp_2, D_2, N_2 son el gasto, carga, potencia, diámetro y velocidad de la frecuencia que se busca a la nueva frecuencia.

Se puede también hacer de forma simultáneas, cambiando el diámetro y la velocidad al mismo tiempo.

$$\begin{array}{l} Q_2 = Q_1(D_2/D_1) (N_2/ N_1) \\ H_2 = H_1\{ (D_2/D_1)(N_2/ N_1) \}^2 \\ Hp_2 = Hp_1\{(D_2/D_1) (N_2/ N_1) \}^3 \end{array}$$

Ejemplo para sistema de velocidad variable aplicando leyes de afinidad

Los efectos de variar frecuencia pueden ser considerados preparando la ventana de operación para las frecuencias deseadas, basadas en la bomba de 60 Hz. Se utilizan comúnmente para generar cualquier frecuencia entre 30 y 90 Hz.

Las curvas para las frecuencias con excepción de 60 hertz pueden ser generadas usando las leyes de la afinidad de la bomba centrífuga. Las ecuaciones derivadas de estas leyes son:

$$nuevo_gasto = \left[\frac{nueva_frecuencia}{60Hz} \right] * gasto_a_60Hz$$

$$nueva_carga = \left[\frac{nueva_frecuencia}{60Hz} \right]^2 * carga_a_60Hz$$

$$nueva_potencia = \left[\frac{nueva_frecuencia}{60Hz} \right]^3 * potencia_a_60Hz$$

Un sistema de curvas se puede desarrollar para una serie arbitraria de frecuencias con estas ecuaciones. Cada curva representa una serie de puntos derivados de la curva de 60 hertz.

Una vez que ha definido el tamaño o serie de la bomba se debe considerar la eficiencia de la bomba al gasto de diseño esperado a la succión de la bomba (O+W+G) y a las condiciones de operación esperadas durante el tiempo de operación. Se debe evitar seleccionar las bombas para operación fuera del rango operativo recomendado. Cuando la bomba opera en up-thrust pierde eficiencia y el fluido recircula por el faldón inferior del impulsor. Si el fluido contiene abrasivos se produce la erosión de las arandelas y eventualmente del mismo material de las etapas. Si se tiene la opción de usar etapas de flujo mixto para el gasto de diseño, estas son preferibles sobre las etapas de flujo radial para manejar

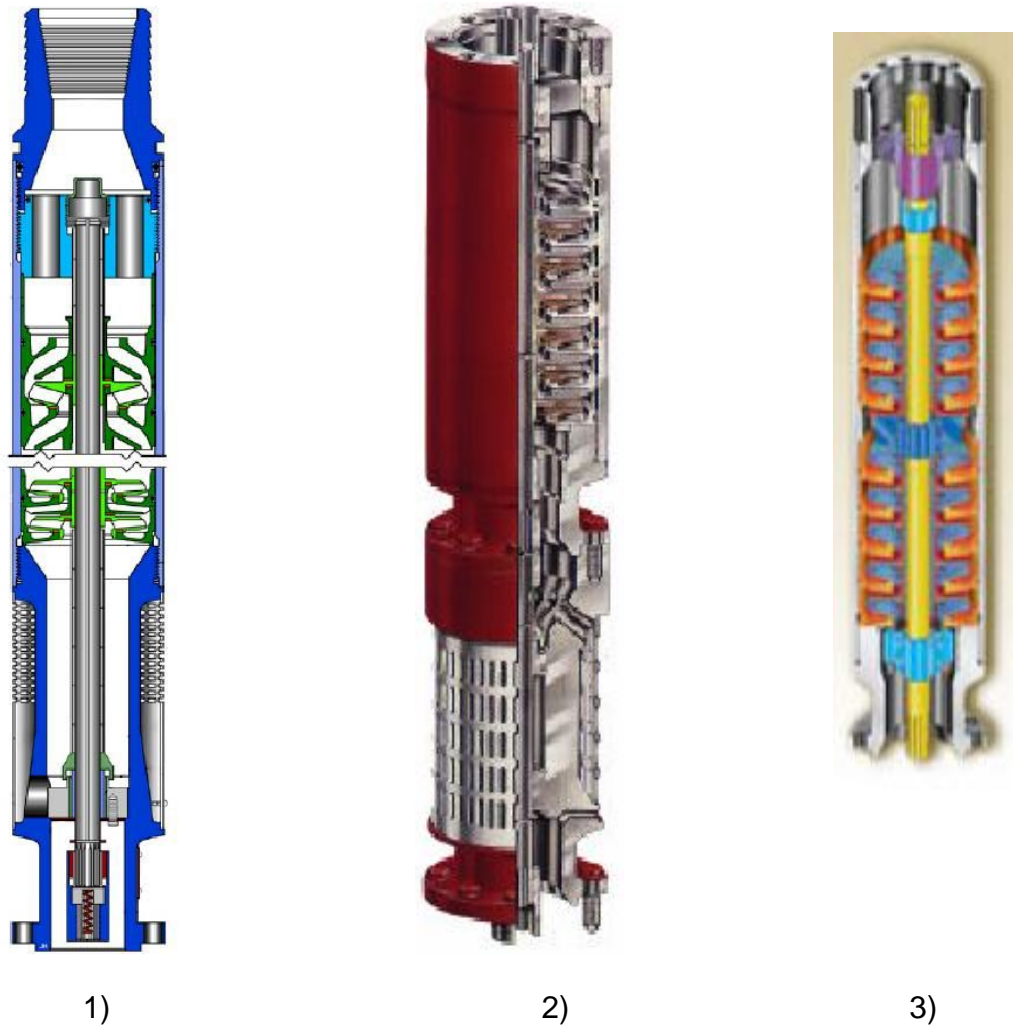


Figura 13. BOMBAS DE LA COMPAÑIAS 1) CENTRILIFT, 2) REDA Y 3) WEATHERFORD

2.5.2.5 Cable

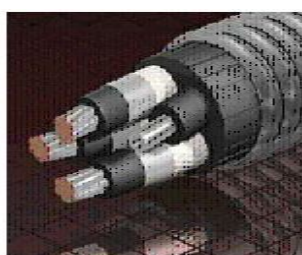
El cable eléctrico conecta al generador eléctrico superficial con el motor eléctrico subsuperficial. Las dos configuraciones básicas del cable usado en estas instalaciones, son cables redondos y cables planos.

1. Cable redondo. Consiste de tres conductores (puede ser sencillo o de varios cordones) equidistantes uno de otro. Este arreglo proporciona igual capacitancia entre cada pareja de conductores, y por lo tanto, un voltaje

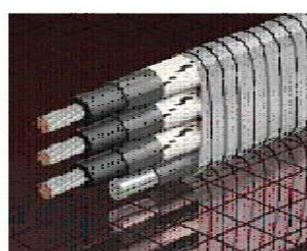
balanceado puede ser recibido en el motor. La mayoría de las instalaciones utilizan tanto el cable redondo como sea posible.

El aislamiento eléctrico alrededor de cada conductor es normalmente operado a 3,000 V y es diseñado para mantener fuera el fluido del pozo. Este aislamiento es rodeado por un material de relleno llamado “chaqueta” para mantener los conductores separados adecuadamente y protegerlos de daño mecánico. Una armadura de metal enrollada cubre la chaqueta para proporcionar una protección mecánica adicional. Están disponibles tablas para ayudar a anticipar la pérdida de voltaje en un cable, conduciendo un amperaje específico y para verificar el efecto de la temperatura sobre el material aislante, los cuales pueden causar una falla en el aislamiento causado por el flujo frío.

2. Cable plano. Consiste de tres conductores lado por lado; por lo tanto, la capacitancia entre cada par de conductores no es la misma, y un desequilibrio en el voltaje existirá en el extremo del cable y el motor. El cable plano es usado donde existen restricciones entre la TP y la TR, entre la bomba y la TR, entre el sello y la TR, y la parte superior del motor y la TR. La longitud más corta del cable plano para transmitir la potencia eléctrica al motor es generalmente usada para mantener el desequilibrio de voltaje a menos de 2% del voltaje de placa del motor.



CABLE REDONDO



CABLE PLANO

Figura 14. Tipo de cable eléctrico para motor de fondo de pozo.

2.5.3 Equipo superficial para BEC.

El equipo superficial esta compuesto por:

- Equipo Eléctrico Superficial.
- La válvula de retención
- Válvula de drene.
- Tablero de control.

2.5.3.1 Equipo Eléctrico Superficial.

El equipo eléctrico superficial consiste en el transformador, el tablero de control y la caja de seguridad. Un cable eléctrico de mayor diámetro que el diámetro más grande en el pozo es usado para conectar cada uno de ellos. Un cable de calibre adecuado tipo AWG es usado para aterrizar los cables a la TR del pozo. Una varilla de tierra separada 2 m (6 ½ pies) es colocada cerca del tablero de control y una cerca de la caja de control, recomendado como una precaución extra para aterrizar el cable de la TR separados.

Tres transformadores de etapa sencilla para manejar el máximo voltaje y amperaje de placa ajustable cuando menos del 2% es recomendado, como problemas pueden resultar de la operación de la fase sencilla. El transformador debe ser ajustado para proporcionar un voltaje en la caja igual al voltaje del motor, así, el cable eléctrico en el fondo, reduce el voltaje que ocurre con corridas normales de amperes del motor.

El tablero de control para velocidad variable (Fig. 18) puede ser del tipo electromagnético o del tipo nuevo estado sólido. La mayoría de los tableros usados con sistemas de bombeo electrocentrífugo subsuperficiales son hechos de lo siguiente:

1. Un fusible desconectado manualmente es usado para desconectar el equipo eléctrico superficial de la operación.
2. Un controlador de motor magnético es usado para operar y parar la operación normal del tablero.
3. Un interruptor automático de encendido-apagado proporciona control al operador.
4. Tres dispositivos de sobrecarga que soporta la unidad por algún tiempo la operación excedida de amperes a los valores determinados.
5. Al menos con un dispositivo de sobrecarga y sobrecorriente que registre fluido insuficiente en la bomba o algún problema de rotura de la flecha.
6. Un amperímetro que tenga un registrador durante las 24 hrs. del día; o una carta que gire durante 7 días.
7. Un controlador de tiempo que pueda operar entre 30 minutos y 2 horas. Tiempo igual a la profundidad del motor en metros multiplicado por 0.0305 [10 min./1,000 pies de profundidad], pero se recomienda que no sea menor a 30 minutos.

La caja de venteo de seguridad localizada entre el tablero de control y el cabezal es usada para hacer el empalme del cable subsuperficial con el cable superficial y como barrera para la migración de gas. El gas que entra al aislamiento o chaqueta bajo presión por debajo del cabezal es permitido escapar por la caja de venteo antes que en el tablero de control. Gas más aire y una chispa

eléctrica pueden resultar en una explosión. Comúnmente, la mayoría de las Cías. de Servicio en los Estados Unidos no inician sin la falta de la caja de venteo.

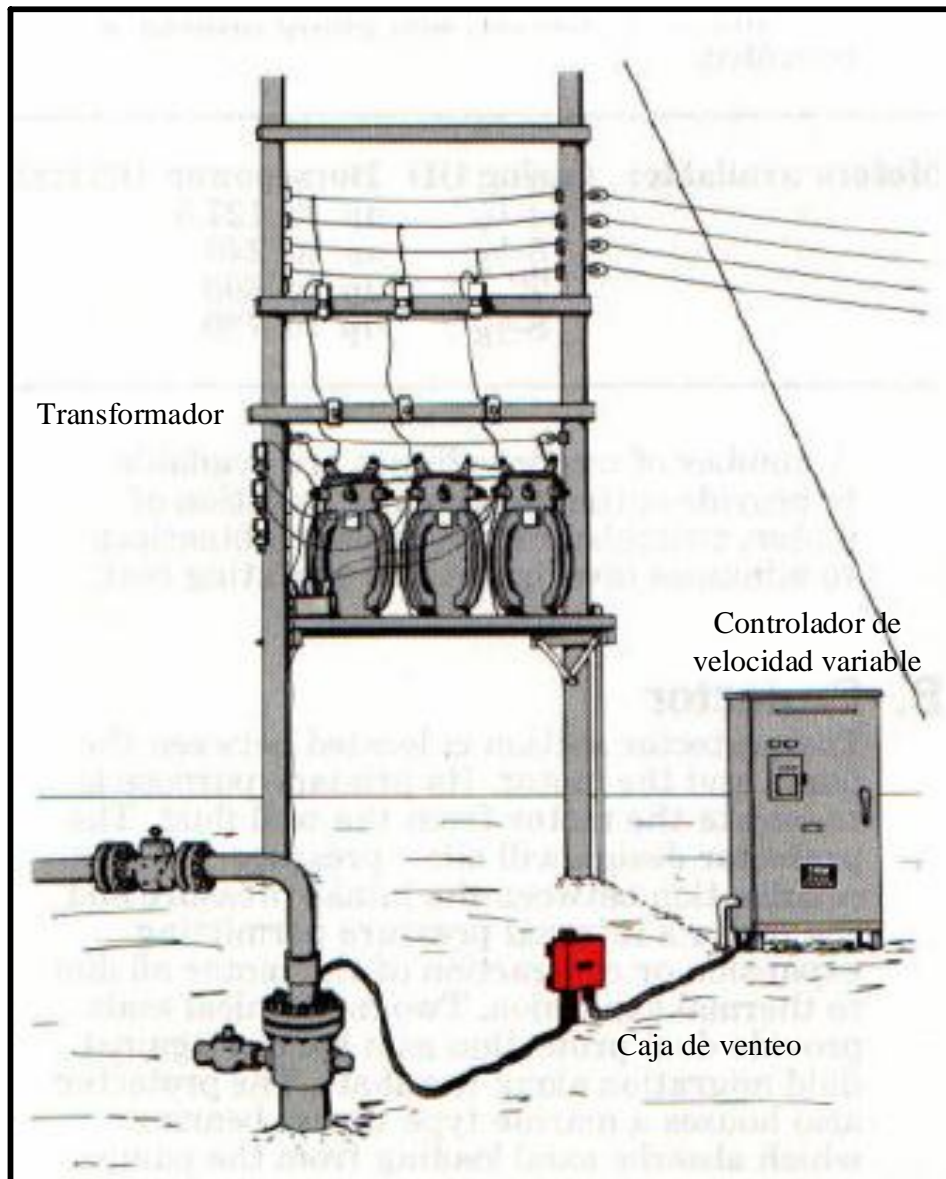


Figura 15. Componentes superficiales

2.5.3.2 La válvula de retención .

Generalmente localizada dos juntas de tubería de producción sobre la bomba) es usada para mantener la sarta de tubería llena de fluido cuando la bomba no este operando. El regreso del fluido causa que la bomba gire en sentido inverso y puede causar una condición de cerradura del rotor en un reinicio cuando la

potencia es aplicada al motor. La potencia eléctrica surge durante la condición de cerradura del rotor, la cual puede quemar el motor, el cable, el control superficial o los fusibles eléctricos, si la potencia eléctrica es aplicada por largo tiempo. Por lo tanto, la válvula de retención (figura 17) debe ser examinada por fugas bajo un programa periódico.

La válvula de retención permite a la bomba, al iniciar tener inmediatamente una producción estrangulada controlando la eficiencia pico, resultando en la operación de los impulsores a las condiciones equilibradas. Sin la válvula de retención, la bomba iniciará a su máxima capacidad sin carga y será una condición severo impulso hasta que la carga normal de la bomba ha sido obtenida. La vida de la bomba puede ser reducida drásticamente si se permite operar mas de algunos minutos en severo impulso y bajo impulso.

2.5.3.3 Válvula de drene.

Una válvula de drene esta localizada en la tubería, arriba de la válvula de retención. La válvula de drene es un dispositivo para purgar el bache usado durante la operación de bombeo, para evitar que la tubería opere llena de líquido. La válvula de drene no debe ser abierta hasta que el fluido se vea en superficie en la tubería de producción. Entonces, una barra de acero pesada es introducida en la tubería para sellar el bache en la válvula de drene.

Un cople de rosca estándar que no tenga fugas puede ser usado para conectar las juntas de la tubería de producción.

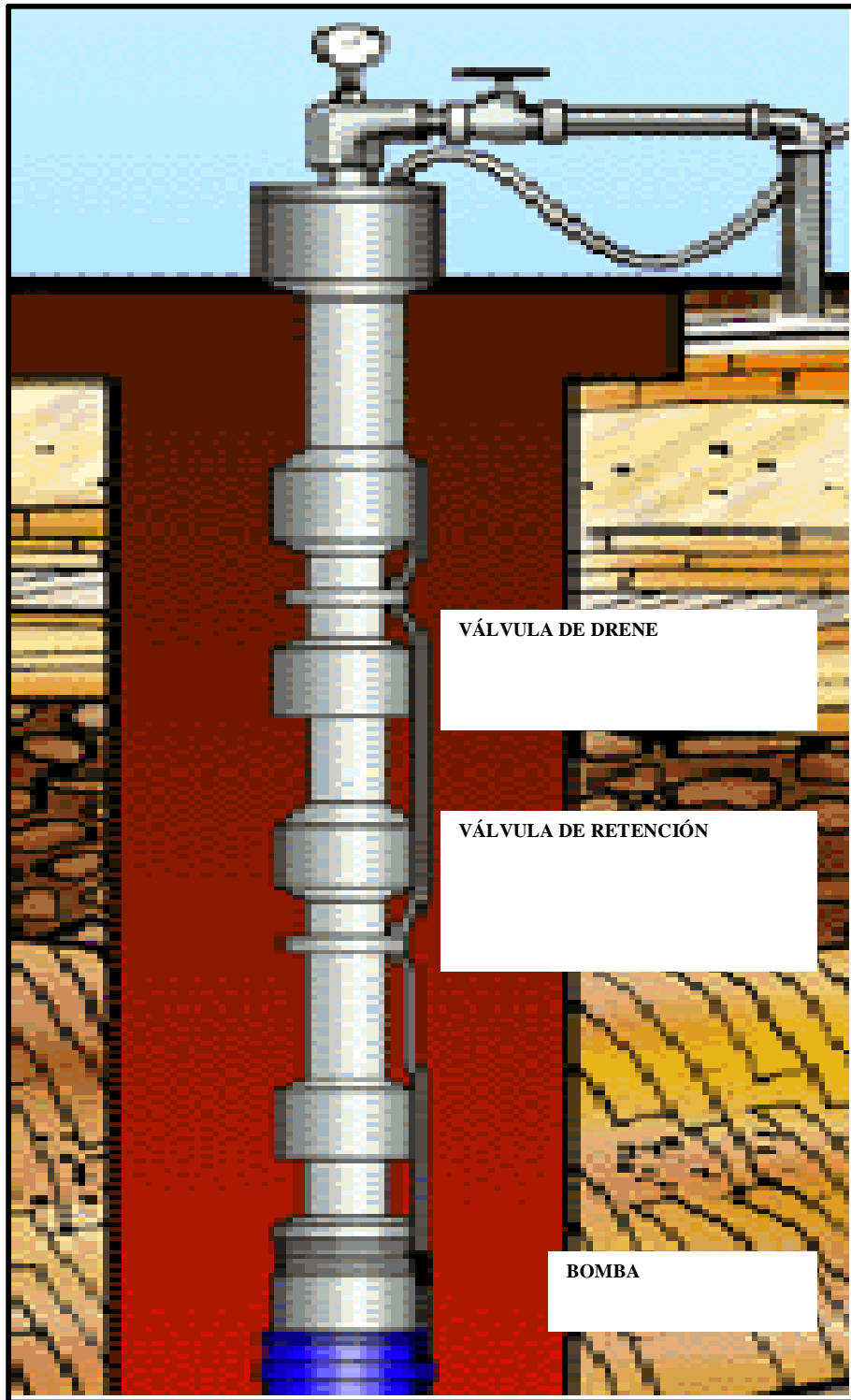


Figura. 16. Accesorios

2.5.3.4 Tablero de control

Es con el que se gobierna la operación del aparato de producción en el fondo del pozo.

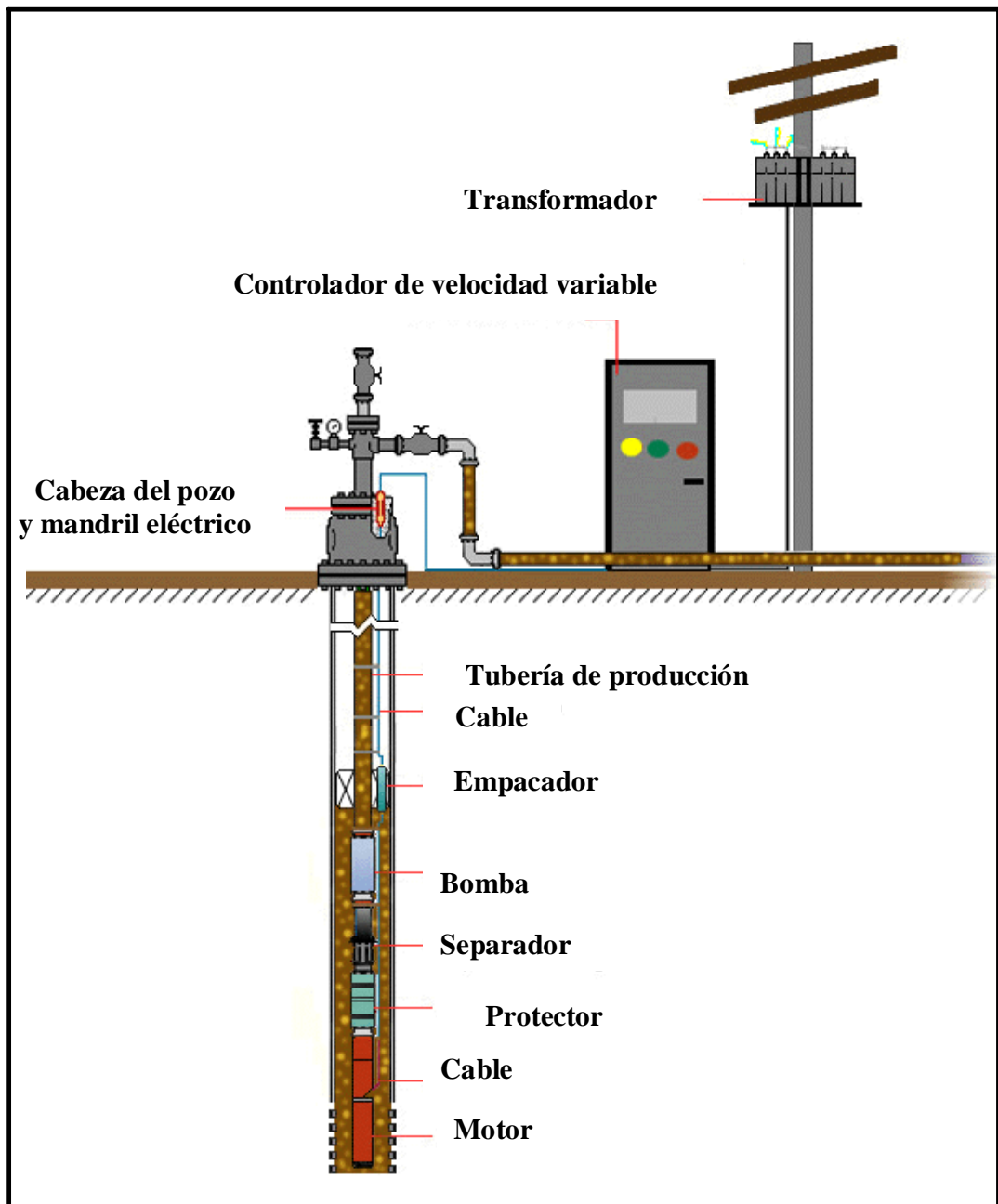


Figura 17. Distribución de componentes del aparato de bombeo electrocentrífugo

2.5.4 Pasos para diseñar bombeo electrocentrífugo sumergido

Paso 1.

El diseño de una unidad de bombeo sumergible, no es una tarea difícil, especialmente si los datos confiables y están disponibles. Aunque, si la información, especialmente la que pertenece a la capacidad de producción del pozo, es pobre, el diseño será generalmente marginal. Los datos erróneos dan lugar a un mal diseño, y a una operación costosa. Una bomba mal aplicada puede funcionar fuera del rango de capacidad de producción, de tal forma que pueda dar lugar a daño de la formación. En el otro extremo, la bomba no puede tener la fuerza necesaria para la producción deseada.

Regularmente los datos de otros pozos en el mismo campo o en un área próxima se utilizan, se asume que los pozos del mismo horizonte que produce tendrán características similares. Desafortunadamente para el ingeniero que clasifica las instalaciones sumergibles, los pozos de petroleros son como huellas digitales, es decir, no hay dos absolutamente semejante.

Para realizar los cálculos del campo KU_F, se consideraron 9 pozos operando actualmente y de los cuales a partir de sus estados mecánicos, aforos pruebas de producción, propiedades de los fluidos, entre otros, se pudo obtener la información que a continuación se menciona, para poder realizar los cálculos de BEC y la carga dinámica de la bomba para generar un gradiente de presiones que incremente el ritmo de producción en el campo KU_F, sin considerar al pozo Ku_F 1293, ya que se encuentra cerrado por su alta RGA.

a) Datos del pozo

Tubería de revestimiento y peso

Tubería de producción

Intervalo disparado

Profundidad de la bomba.

Es importante mencionar que los datos que se requieren del inciso **a** al **e** se mostrarán en las tablas y figuras de los capítulos 5 y 6, ya que al realizar los cálculos correspondientes a BN y BEC en base a las características de cada pozo será necesario evaluar la diferencia existente en cuando a los resultados obtenidos.

b) Datos de la Producción

Presión de fondo estática

Presión de fondo fluyendo

Gasto del líquido

Presión en la cabeza

Relación gas-aceite

Relación gas líquido

temperatura del Fondo-agujero

temperatura en la cabeza

c) Condiciones del fluido

Gravedad específica del agua.

Aceite API o gravedad específica

Gravedad específica del gas

Presión de burbujeo

Viscosidad del aceite

Datos de PVT

d) Fuentes de energía

Voltaje primario disponible

Frecuencia

Capacidades de la fuente de energía

e) Posibles problemas.

- Deposición.
- Arena.
- Parafina.
- Emulsión.
- Gas.
- Alta temperatura.

Paso 2. Capacidad de producción.

Con los datos de producción, determinar el gasto deseado y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}).

Índice de Productividad.

Cuando la presión que fluye del pozo (P_{wf}) es mayor que la presión burbuja (P_b) el flujo del fluido es similar al flujo monofásico, y la curva de afluencia es una línea recta con la tendencia a J , según lo dado por el índice de productividad, pi:

$$PI = J = \frac{Q}{\bar{P}_r - P_{wf}}$$

Q = gasto de la prueba de producción

P_{wf} = presión de fondo fluyendo @ Q

\bar{P}_r = presión media del yacimiento

Nota: \bar{P}_r y P_{wf} son los términos que se refieren siempre a la misma profundidad vertical específica

Ecuación de Vogel.

Si P_{wf} es menor que P_b , hay dos fases, por lo tanto el método de IPR debe ser utilizado. La relación es dada por la ecuación siguiente:

$$\frac{\text{gasto}}{\text{gastomáx}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2.$$

Se pueden obtener curvas generalizadas con la combinación de ambas

Paso 3. IPR futuras.

Determinar el comportamiento futuro de la curva para saber si el gasto deseado se puede producir a futuro.

Paso 4. Determinación de la profundidad de colocación de la bomba

Las coordenadas de este punto es donde el gas libre no exceda 15% del volumen total en la presión de succión de la bomba, si se contempla instalar separador de gas, se incluye su eficiencia, lo que resulta en una reducción de la profundidad y presión mencionadas. Este perfil se calcula con la relación gas-liquido (RGLN) que produce el pozo en forma natural.

Paso 5. Determinación del gradiente de presión ascendente

A partir de la presión requerida en la cabeza del pozo, se debe calcular el gradiente de presión ascendente hasta interceptar la profundidad de colocación que se determinara para la bomba.

Paso 6. Determinación del perfil de presión descendente.

Calcular el perfil de presión descendente, partiendo desde la presión de la cabeza (PWH) hasta el punto de colocación de la bomba. En el perfil de presión se debe de considerar que el flujo es por la tubería de producción y que se utiliza la relación gas líquido menos el gas que es enviado por el separador al espacio anular.

Paso 7. Carga dinámica total

Determinar la carga dinámica total que requiere la bomba para poder desplazar el fluido a la presión requerida en la cabeza del pozo.

$$CARGA\ DINÁMICA\ TOTAL = H_D + F_T + P_D$$

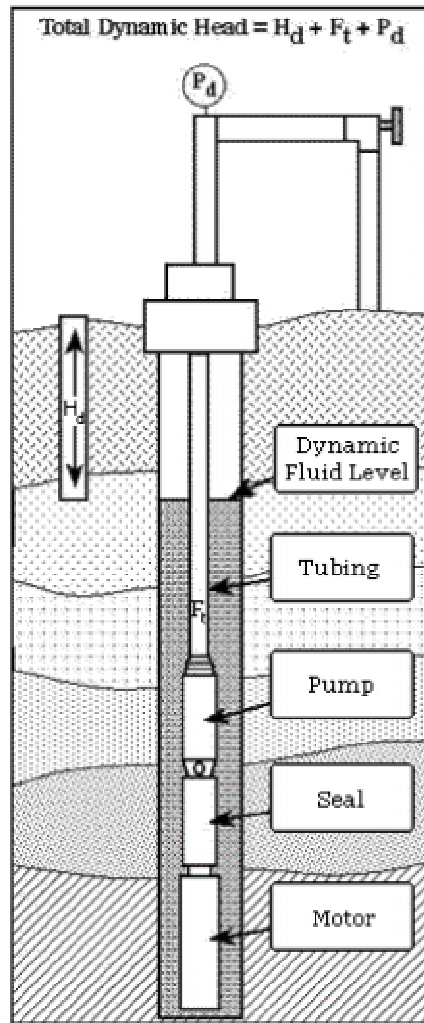


Figura 18. Determinación de la CDT.

La carga dinámica es simplemente la carga total que la bomba genera cuando está bombeando el gasto deseado. Dicho de otra forma es la diferencia entre la presión de succión y la presión de descarga de la bomba.

$$CDT = P_{suc} - P_{desc}$$

Dividir la CDT de presión entre un número "n" de presiones iguales, para determinar el número de etapas necesario con el fin de obtener el incremento de presión en cada punto

$$\frac{CDT}{n} = P_i \Rightarrow NE_i = \frac{P_i}{\Delta P_e} \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, n$$

Paso 8.

A los incrementos de Pi determinar el factor de volumen de aceite, el factor de volumen de gas y la relación de solubilidad.

Hay un número de correlaciones que se pueden seleccionar. La correlación que se utilice afectara el diseño, así que se debe de seleccionar la que se acerque más a las condiciones deseadas. Las siguientes son correlaciones para Bo, Bg y Rs.

$$R_s = 0.1342 Y_g \left(P_b \times \frac{10^{0.0125 \times \text{°API}}}{10^{0.00091 \times (1.8T(^{\circ}\text{C}) + 32)}} \right)^{1.2048}$$

Donde:

- Y_g = Gravedad Específica del gas
- P_b = presión del punto de la burbuja (kg/cm²)
- T = Temperatura Del Fondo-agujero, F.(C)

$$B_g = 0.00377 \frac{ZT}{P}$$

Donde:

- Z = factor de la compresibilidad del gas (0,81 a 0,91)
- T = Temperatura del Fondo-pozo(460+ °F), o en métrico, Kelvin (273+ °C)
- P = presión PSI, o (kg/cm²)

$$B_o = 0.972 + 0.000147 \times$$

$$\left\{ 5.61 R_s \left(\frac{Y_g}{Y_o} \right)^{0.5} + 1.25 (1.8t + 32) \right\}^{1.175}$$

Donde:

- Y_g = gravedad específica del gas
- Y_o = gravedad específica del aceite
- t = Temperatura Del Fondo-pozo, °C

Paso 9.

Determinar la densidad del agua aceite y gas a cada incremento de presión

a) Calcular el volumen de aceite agua y gas a cada presión

$$V_{\text{succ}} = V_o + V_g + V_w$$

$$V_{\text{succ}} = qt(1-f_w)B_o + qt(1-f_w)(RGA-RS)PGI*B_g + qt(f_w)$$

PGI = % de gas que pasa a través de la bomba

b) Calcular la masa de aceite agua y gas a cada presión

$$M = M_o + M_g + M_w$$

c) calcular la densidad de la mezcla a cada presión

$$\text{densidad mezcla} = \frac{M}{V}$$

Paso 10.

Calcular el gradiente de presión a cada punto, y el gradiente promedio entre los incrementos de presión

Paso 11.

Convertir el gradiente promedio a pies de columna hidráulica

$$\text{carga} = \frac{\text{incremento de presión}}{\text{gradiente promedio}}$$

Paso 12.

Calcular el gasto a cada incremento de presión, y un gasto promedio entre los puntos de incremento de presión.

Paso 13. Selección de bomba

Con los gastos promedios se entra a la curva de las distintas bombas, para su elección. La bomba se selecciona de acuerdo al rango de operación que da el fabricante y a su máxima eficiencia.

De la misma curva se obtiene la carga por etapa y la potencia requerida para el motor.

Paso 14.

Determinar el numero de etapas por cada incremento de presión

$$NE = \frac{\text{incremento por presión}}{\text{presión por etapa}}$$

Paso 15.

Determinar la potencia que genera por etapa para cada incremento de presión.

$$\text{potencia} = NE * \frac{HP}{\text{etapa}} * \text{densidad mezcla}$$

Paso 16.

Determinar la potencia total que se necesita, que es la sumatoria de todos los incrementos

Paso 17.

Seleccionar el motor adecuado al ciclaje manejado y a la potencia requerida

La bomba centrífuga multietapas se localiza en el fondo de la sarta de tuberías con la entrada de la bomba localizada en la base de la bomba. La bomba consiste de un impulsor centrífugo multietapas sobre un solo eje dentro de una sola caja tubular de difusores aproximadamente de 9 m (30 pies) de largo. El sistema de bombas Tandem podría unir dos o más bombas de un solo eje en series a través del uso de uniones con ranuras entre los ejes y una brida para cada caja. La longitud total de las bombas Tandem pueden ser de 21.95 m (72 pies). Una bomba centrífuga de una sola etapa consiste de un impulsor y un difusor.

Muchos impulsores usados en el diseño de bombas eléctricas subsuperficiales son adimensionales, el número de velocidad se especifica en el rango de 1,500 a 6,000. El Instituto de Hidráulica de los Estados Unidos define

velocidades específicas, N_s , de una bomba centrífuga como la velocidad en revoluciones por minuto (rev/min) en el cual un impulsor similar geoméricamente podría operar si este fuera de un tamaño tal que libre $0.23 \text{ m}^3/\text{hr}$ (gal/min) a través de 0.3 m (1 pie) de cabeza. La cabeza es definida como la altura de aspiración de una etapa dada en rev/min y la capacidad que podría generar (en metros o pies). La siguiente formula muestra la relación de un índice de diseño adimensional:

$$N_s = \frac{6.734N\sqrt{Q}}{H^{3/4}}$$

donde:

N = Velocidad de bombeo, (rev/min)

Q = Capacidad en el punto de eficiencia máximo, (m^3/min , pie^3/min).

H = Cabeza total por etapa en la máxima eficiencia, (m, pies).

Los impulsores en flujo radial con velocidades específicas bajas desarrolla la potencia principalmente a través de la fuerza centrífuga. Las bombas con velocidades específicas mas altas desarrollan la potencia a través de las fuerzas axial y centrifugas.

Cada impulsor desarrolla una potencia que matemáticamente puede ser convertida a presión multiplicando la potencia generada sobre la prueba por 100 veces la gravedad específica del fluido existente en la bomba (la del agua pura es de 1.000 a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ($86 \text{ }^\circ\text{F}$) y una presión atmosférica de 10 MPA (1.0 bar) a condiciones estándar), Por lo tanto, la presión de descarga del impulsor podría actuar sobre la superficie del impulsor expuesto a este. La presión de descarga podría actuar sobre el área en la vista en superficie empujando el impulsor hacia abajo, resultante que es normalmente llamado "empuje abajo".

La presión de succión actúa sobre áreas en la cima y en el fondo. Cuando la suma de las fuerzas que actúan abajo y el peso de los impelentes es igual a la

suma de las fuerzas que actúan arriba, se dice que el impelente está en un estado de balance. Cada impelente es diseñado a ser balanceado o cerca del punto de eficiencia pico sobre esta curva de comportamiento. El rango aceptable es la relación del diseño de la capacidad como son; baja capacidad empezando en el golpe bajo, y alta capacidad empezando en golpe ascendente.

2.5.5 Ventajas que se han observado en la aplicación de BEC, BES o ESP.

- ESP es un método flexible para producir en el rango de bajos a altos gastos de flujo
- Esto puede manejar altos gastos de flujo y altas proporciones de agua. Normalmente el costo de bombeo por barril decrece cuando se incrementa el gasto de flujo
- Mínimo equipo requerido en superficie.
- La ausencia de ruido en superficie produce un bajo impacto ambiental
- Es fácil la automatización, supervisión y control
- Es aplicable en pozos horizontales y desviados (dependiendo del ángulo de construcción. Normalmente $<9^{\circ}/100$ pies)

Tabla 1. Algunas ventajas que ofrece el sistema BEC

APLICACIÓN	TIPICO RANGO	MÁXIMO
Profundidad de operación	1000-10,000 ft TVD	15,000 TVD
Volúmenes de operación	200-20,000 bpd	35,000 bpd
Temperatura de operación	100-275 F	400 F
Desviación del pozo	10 grados	Horizontales

2.5.6 Limitantes del equipo BEC.

- El costo inicial del sistema es relativamente alto
- Esta aplicación esta limitada a profundidades medias, principalmente por la degradación del aislante del cable y limitaciones de temperatura que afectan al motor.
- La ejecución de la bomba es afectada significativamente por gas libre.
- Para reparar cualquier componente del equipo del fondo del pozo, se requiere sacar todo el equipo completo (sobre trabajo).
- La expectativa de vida es severamente afectada por la producción y tamaño de la arena.

En esta parte del trabajo se muestra la metodología a seguir para diseñar BEC. Asimismo, se recomienda los criterios a seguir para la obtención de información y cálculos a realizar, considerando que se hizo mención de las características, ventajas y desventajas del BEC.

2.6 Experiencia del sistema BEC en Ku-Maloob Zaap

Con el fin de demostrar el potencial del sistema BEC en pozos del Activo Ku Maloob Zaap, se instalaron equipos similares en los pozos 25D y 27D ubicados en la misma zona de producción de plataforma Zaap-C y, con algunas pequeñas diferencias que se detallan a continuación.

Zaap 25 D

Bombas 120 KC 11000 KPXM TARM 1:3

Motores de 550HP / 3482 voltios / 94 amperios

Sellos en Tandem series 538

Profundidad a 2591 MVD

Camisa de enfriamiento 7"

Sistema dual incluye BN

Fecha instalación: 21 de enero de 2006

Fecha recuperación: 20 de Junio de 2006

Vida operativa . 92 días.

Zaap 27D

Bombas 120 KC 11000 KPXMTARM 1:3

Motores de 550HP / 3482 voltios / 94 amperios

Sellos en tandem series 513

Profundidad a 2762 MVD

Ingreso en liner 7 5/8"

Sistema dual incluye BN

Fecha instalación: 19 de Diciembre de 2005

Fecha recuperación: 8 de Junio de 2006

Vida operativa . 105 días.

Ambos equipos tenían como fuente de energía eléctrica un Motogenerador Caterpillar 3412 de 456 Kwatts en el sitio para cada pozo, por lo que era necesario apagar los equipos cada cierto tiempo para efectos de mantenimiento preventivo, realizado por personal de Centrilift.

Los equipos operaron en condiciones adecuadas y dentro del rango para este tipo de levantamiento con un crudo de 13 °API. Los equipos se operaron a bajas velocidades (frecuencias) cuidando de no sobrepasar el 85% de carga de los motogeneradores, la cual era la limitante para elevar la frecuencia y por ende la producción.

Los motores de fondo en ningún momento presentaron incrementos de temperatura que pudieran activar alguna de las alarmas; estaban equipados con el sistema ESP Global que permitía en tiempo real acceder por medio de una página web a datos operacionales del equipo de fondo en tiempo real.

Los diseños originales fueron validados y simulados a las condiciones de operación con el programa d software **AutographPC™** de centrilift para diseño y

simulación de sistemas BEC; en ningún momento tanto la aplicación y las condiciones del yacimiento conocidas antes de la selección de este equipo hacían prever una falla prematura de ninguno de los sistemas.

Ambos equipos indicaron que tenían un problema eléctrico cuando se dejó de recibir la señal de los sensores de fondo, finalmente en una de las paradas se confirmó que los equipos se hallaban eléctricamente con una fase a tierra y que en algún momento se iban a parar, lo que después sucedió. Posteriormente se realizó la recuperación de ambos equipos en el pasado mes de Junio para luego ser enviados a Claremore donde se realizaría el desarmado (Tear down) e inspección de los equipos, con el fin de descubrir la falla prematura. Acompañando a las bombas, sellos y motores, se enviaron los cables de extensión del motor (Motor Lead Cable o MLE) ya que eran la causa inmediatamente aparente del corte eléctrico.

Los equipos se desensamblaron en Tulsa, primero llegaron los cables MLE al Centro de desarrollo de Cables (CDC) lindante con la planta de cables de Centrilift en Claremore. Allí los técnicos de Centrilift realizaron pruebas eléctricas, aplicando primero una baja tensión (500V) y luego una tensión más elevada (15000V) para localizar los puntos de falla en los cables. Los informes del CDC para los cables se muestran a continuación.

Los cables fueron inspeccionados y desarmados entre el 2 y 3 de octubre de 2006 con la presencia de los siguientes representantes de las diferentes compañías involucradas.

En resumen, se descubrió que los cables estaban dañados en varios puntos pero un sector relativamente corto de cada uno de los cables MLE. Esta definitivamente sería la causa de la falla prematura de los sistemas BEC de los pozos KMZ 25 y 27.

Los problemas de los cables MLE se identificaron como falla de manufactura, correspondiendo a un exceso de presión durante la aplicación de la armadura protectora sobre los conductores aislados y enchaquetados con plomo. Estas fallas – que no se habían observado en el pasado – han motivado el agregado de un nuevo dispositivo de control de calidad para la elaboración de los cables MLE.

Durante los días 4 y 5 de octubre de 2006 se realizó el desarmado de los conjuntos de fondo de pozo (bomba, sello y motor) de ambos equipos en la planta que Centrilift posee y opera en Tulsa.

El responsable y supervisor de este desensamble fue el Consultor Interno para confiabilidad perteneciente al grupo de Optimization Services, con amplia experiencia y quién fue el autor del reporte de las observaciones, habiendo llegado a la conclusión de que la causa de las fallas habían sido los cables MLE y que la causa raíz fue un problema de la planta de fabricación de los mismos, se procedió de todas maneras con el análisis de los equipos restantes, ya que se esperaba obtener información adicional que pudiera servir para predecir una falla posterior o secundaria información que podría utilizarse para realizar modificaciones futuras a los equipos destinados a ser instalados en ku Maloob Zaap.

De hecho se detecto un factor que no estaba considerado en el diseño original de los equipos. Este factor fue la precipitación de asfáltenos que se encontró en los sellos y que pudo haber contribuido a que estos equipos no hubiesen tenido una vida promedio normal dentro de las aplicaciones típicas para estos sistemas.

Además, en el interior de las bombas se encontró basura de naturaleza orgánica e inorgánica que sugieren la necesidad de monitoreo del fluido de control para la intervención de pozos y/o limpieza de los pozos antes de realizarse la instalación del sistema BEC. También se halló la presencia significativa de arena

muy fina en el interior de las etapas de las bombas, pero se pudo observar que en el diseño de las bombas, empleando carburo de tungsteno para las flechas, pueden resistir el efecto abrasivo de dichas arenas, previéndose lograr una vida útil normal en relación al efecto de este factor.

Como consecuencia de todos los factores analizados, se incluyen recomendaciones que deben ser consideradas para las futuras instalaciones de equipos del sistema BEC.

Possible secuencia del modo de falla:

Basado en todo lo aprendido hasta el momento sobre la historia, funcionamiento y el desarmado de estos equipos de los pozos 25D y 27D de Ku-Maloob- Zaap, se escribe la estimación de lo que pudo haber ocasionado que estas unidades fueran recuperadas por falla eléctrica en el equipo de fondo.

1. Ambos equipos presentaron corto circuito en el cable de extensión plano (MLE).
2. Al diseccionarse los mismos se detectó que producto de la colocación de la armadura sobre las tres que componen el MLE, esta fue apretada demasiado al momento de su ensamble en fabrica, ambos tenían seriales consecutivos ya que los mismos pertenecían a un mismo carrete de cable.
3. Al no existir controles adecuados de control de calidad de calibrar los espesores en esta etapa de la fabricación del producto (MLE) no se advirtió el cambio en el espesor del mismo.
4. Estos cables están cubiertos por una chaqueta de plomo, sobre el EPDM en cada uno de los conductores y deben mantener un espesor uniforme en toda su circunferencia. Debido al ajuste de la armadura, este espesor fue alterado dejándolo aplastado, deformado y con menor espesor del mínimo aceptado para este tipo de cables.

5. Al ser estos cables manipulados durante el proceso de ensamble y pruebas en la planta, durante el embalaje y transporte, y finalmente durante la instalación resulto muy fácil que la capa de plomo por efectos del trabajado en frío iniciara una fisura que permitió el ingreso del H₂S, debilitando la integridad eléctrica del aislamiento del cable, lo que ocasionó a su vez el aterrizamiento de ambas unidades por daño eléctrico.

6. Es importante recalcar que el hecho de no disponer de un suministro de energía continua y debido a las paradas para los motogeneradores, se crearon variaciones de presión que pudieron haber afectado aún más, el estado del cable que ya tenía dañada la capa de plomo, acelerando el deterioro del aislamiento hasta el punto de presentar un corto circuito.

7. En conclusión un efecto mecánico durante la manufactura, provoco una falla eléctrica que se vio maximizada por el efecto del H₂S presente en este yacimiento, hasta el momento no se ha presentado ninguna falla similar de este lote de cables en otras operaciones, lo cual indicaría la posibilidad de que las instalaciones de los otros cables del mismo lote de fabricación se halla realizado en pozos de ambiente más benigno o que inclusive el efecto haya sido muy localizado. (Recordar que los puntos aterrizados o que bajo efecto de la aplicación de 15,000 V estuvieron localizados en una sección relativamente corta de cada uno de los cables MLE inspeccionados)

2.7 Factores para elegir un sistema artificial.

- Propiedades de los fluidos
- Estado mecánico del pozo
- Pruebas de producción
- Aforos y/o condiciones de operación
- Registros de presión/temperatura
- Disponibilidad de la fuente de energía

CAPITULO III

ANTECEDENTES Y DESARROLLO DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION EN EL ACTIVO KU-MALOOB-ZAAP.

En este capítulo se identifica la localización de la plataforma satélite Ku-F y del complejo de producción Ku-A que es el modelo de investigación y, se hace mención de los sistemas artificiales que se han utilizado en el activo a la fecha.

3.1 Localización del activo Ku-Maloob-Zaap¹.

Con respecto a su ubicación regional, los campos que conforman el Activo Ku-Maloob-Zaap se localizan en las aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 150 Km al noroeste de Cd. del Carmen, frente a los estados de Tabasco y Campeche.

ANTECEDENTES Y DESARROLLO DE LOS SAP EN EL ACTIVO KMZ

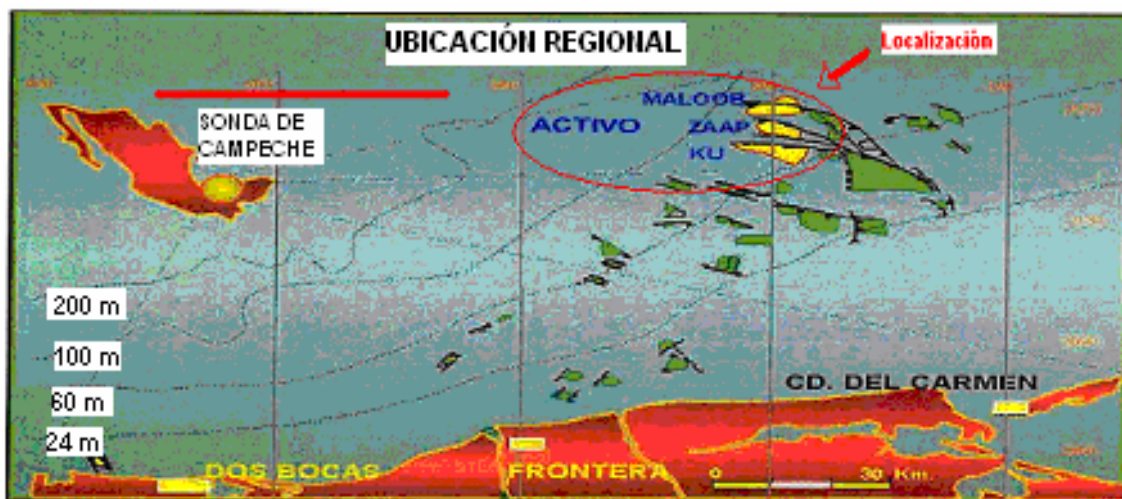
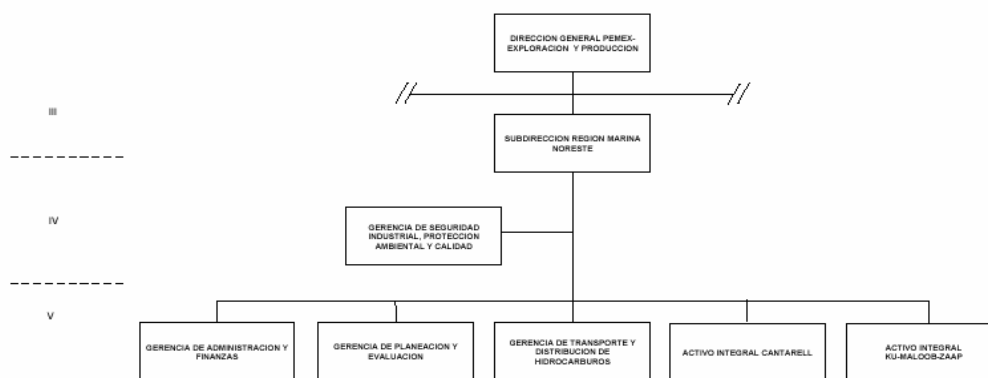


Figura 19. Ubicación regional del activo Ku-Maloob-Zaap.

Dentro del marco regulador de Petróleos Mexicanos se creó un estrato de coordinación y conducción conformado por áreas o grupos flexibles, dentro de la región marina noreste el AIKMZ se encuentra ubicado como se muestra en el siguiente organigrama.

PEMEX-EXPLORACION Y PRODUCCION
NIVEL REGIONAL



VI ESTRATO DE COORDINACION Y CONDUCCION, CONFORMADO POR AREAS O GRUPOS FLEXIBLES DE TRABAJO.
VII GRUPO ESPECIALIZADO, CONFORMADO POR AREAS O GRUPOS FLEXIBLES DE TRABAJO.

Estructura autorizada por el Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción en Sesión ordinaria 91 del 13 de diciembre de 2002. Acuerdo CAPEP-105/02

* EL CARGO DEL TITULAR ES ADMINISTRADOR DEL ACTIVO

Figura 20. Organigrama de ubicación del AIKMZ.

3.2 Campos que integran el Activo Ku-Maloob-Zaap.

El Activo Ku-Maloob-Zaap esta integrado por los siguientes campos:

Campo Ku

Fue con el pozo Ha-1A, perforado en 1980, que se descubrió el campo Ku, sin embargo, la producción del campo se inició de forma oficial con la puesta en marcha del pozo Ku-89 de la plataforma Ku-I, en 1981. La producción de este campo proviene de las siguientes formaciones:

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK)
- Brecha Terciaria Paleoceno-Cretácico Superior (BTP-KS)
- Cuerpo Calcáreo del Eoceno Medio (CCE)

Campo Maloob

El campo se descubrió en 1969 con la perforación del pozo Maloob-1, su explotación inició en 1988 con la producción de 6 pozos (409, 415, 425,) en la plataforma Ku-H. Los horizontes productores de este campo son los siguientes;

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK)
- Brecha Terciaria Paleoceno-Cretácico Superior (BTP-KS)

Campo Zaap

Descubierto en 1990 con la perforación del pozo Zaap-1, inicia su explotación en noviembre de 1992 con la entrada a producción del pozo Zaap-2051 de la plataforma Ku-M. La producción de este campo proviene de las siguientes formaciones:

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK)
- Brecha Terciaria Paleoceno-Cretácico Superior (BTP-KS)
- Cuerpo Calcáreo del Eoceno Medio (CCE)

Y el campo BACAB que produce a través de la plataforma del mismo nombre BACAB-A en la cual actualmente se aplica el proyecto de deshidratación de pozos para lograr la explotación óptima del campo debido a la gran cantidad de agua que se extrae durante la producción de los 2 pozos fluyentes con que cuenta la plataforma y tres más en el proyecto de deshidratación con un aporte de 40% de agua a boca de pozo.

3.3 Instalaciones marinas

Como se mencionó anteriormente, el Activo Integral Ku Maloob Zaap esta integrado por cuatro campos Ku, Maloob, Zaap y Bacab productores, los cuales se encuentran localizados en aguas territoriales del Golfo de México en la Bahía de Campeche a 105 Km., al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche.

Las instalaciones marinas con las cuales cuenta actualmente el Activo, así como la gravedad °API del aceite crudo producido en cada plataforma satélite, se muestra a continuación:

Como se muestra en la siguiente figura:



REGIÓN MARINA NORESTE
ACTIVO INTEGRAL KU-MALOOB-ZAAP
COORDINACIÓN DEL PROYECTO ESTRATÉGICO
INFRAESTRUCTURA ACTUAL Y FUTURA



REVISIÓN JULIO DEL 2005

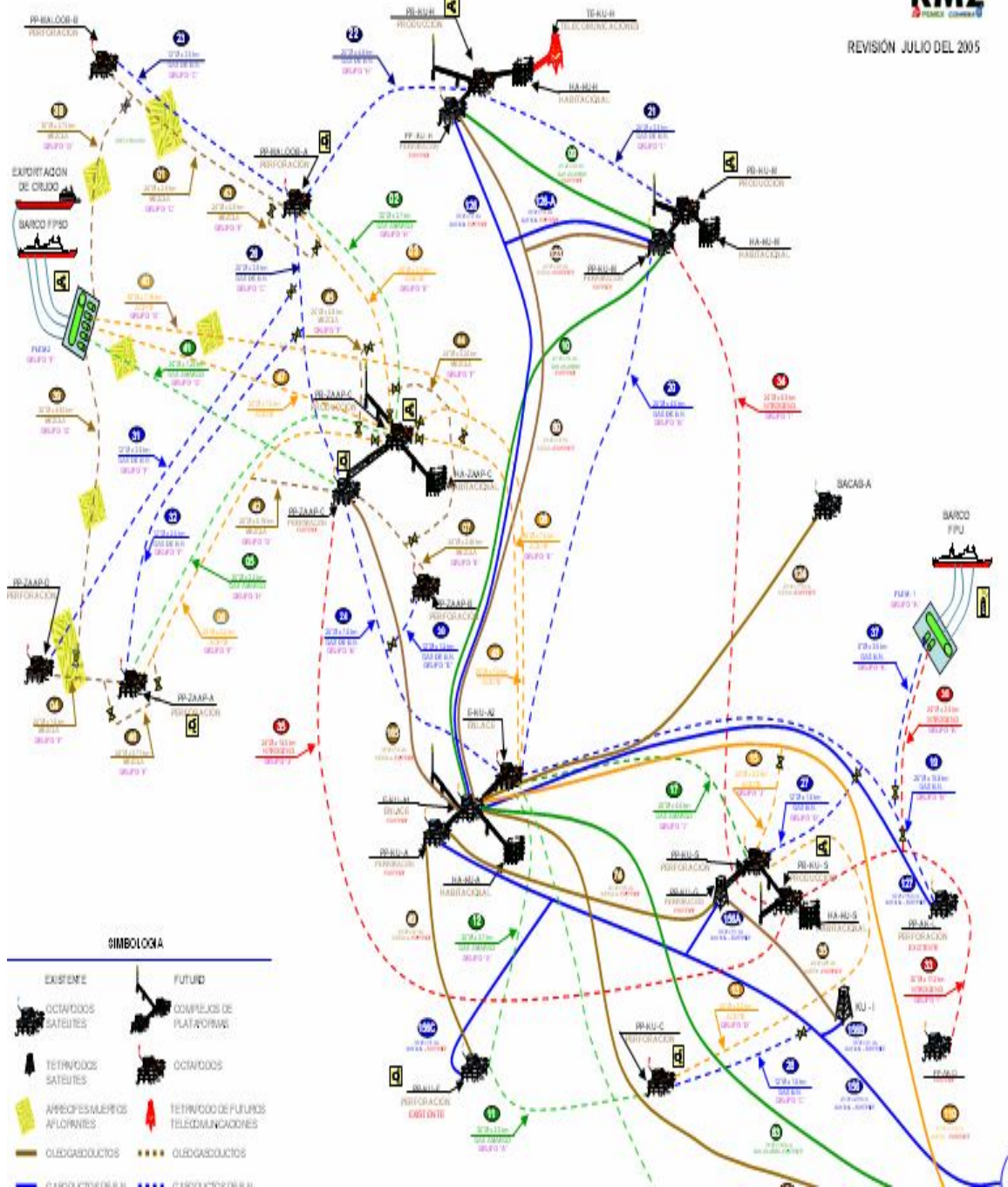


Figura 21. El manejo actual de la producción del CP-Ku-A, se efectúa de la siguiente forma:

- Por la línea 110 de 24"Ø, se envían 3-6 MMPCSD de gas de baja presión hacia el E-Akal-J.
- Por la línea 164 de 30"Ø, se envían 380 MBPD de aceite estabilizado hacia PP-Akal-J.
- Por la línea 83 de 36"Ø, se envían 295 MMPCSD de gas comprimido hacia PP-Akal-J.

ANTECEDENTES Y DESARROLLO DE LOS SAP EN EL ACTIVO KMZ

Para los fines que persigue el trabajo principalmente se enfocara a las siguientes plataformas con las correspondientes propiedades del aceite en ⁰API, como se muestra en las 2 tablas a continuación:

Tabla 2. Plataformas que intervienen en el análisis BEC

Plataforma	Servicio	T.A (M)	Coordenadas	
			X	Y
PP-Ku-A	Perforación-Producción	63.39	585,119.0	2,158,377.0
E-Ku-A1	Producción-Compresión-Enlace	64.40	585,219.0	2,158,484.0
E-Ku-A2	Enlace	64.40	585,319.0	2,158,591.0
HA-Ku-A	Habitacional	63.39	585,444.0	2,158,493.0
PP-Ku-F	Perforación (Satélite)	57.91	586,720.0	2,155,614.0

Tabla 3. Plataformas que intervienen en el análisis BEC

INSTALACIÓN	CENTROS DE PROCESO										
	KU-A							KU-H			
	HA-KU-A	E-KU-A	PP-KU-A	PP-KU-F	PP-KU-I	PP-KU-G	PP-BACA B-A	PP-KU-H	PP-KU-M	PP-ZA A-P-C	
⁰ API	-	-	21.5	21.6	21.5	21.5	18.0	13.0	13.0	24.5	

3.3.1 Centro de procesamiento Ku-A

Para resaltar los fines que persigue el presente trabajo, se detallara principalmente la plataforma Ku-F y el centro de procesamiento Ku-A.

Al 28 de diciembre de 2006, de los 50 pozos que existen en el Activo, referente al Campo Ku se tiene, para Ku-A los siguientes datos de operación:

Tabla 4: Estado de operación de los pozos de PP- Ku-A

POZO	MARCA ESTR	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp (kg/cm ²)	B-1 (kg/cm ²)	B-2 (kg/cm ²)	Ptr (kg/cm ²)	TEMP. °C	
		MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERAND O POR	MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERAND O POR					B-1	B-2
10	WIL	3 1/4	CDO	-	-	CDO POR APORTE DE AGUA					
21	WIL	4	4	3 1/4	3 1/4	8.4	6.4	6.5	65.0	90.5	89.5
22	WIL	3 1/4	3 1/4	4	4	7.3	6.5	6.3	57.0	91.0	88.0
23	WIL	4	4	3 1/4	3 1/4	8.3	6.2	6.4	65.0	87.5	87.0
26	HYD	3 7/8	3 7/8	4	4	7.7	6.3	6.5	45.0	88.5	89.0
41	WIL	3 1/4	3 1/4	4	CDO	7.2	6.5	CDO	64.0	72.5	CDO
42	HYD	3 7/8	3 7/8	4	4	10.5	6.2	6.4	64.0	85.5	88.5
44	WIL	4	4	3 7/8	3 7/8	8.7	6.3	6.5	57.0	78.0	77.5
46	WIL-HYD	3 1/4	3 1/4	3 1/4	3 1/4	8.7	6.5	6.3	63.0	86.5	87.0
64	HYD-WIL	3 1/4	3 1/4	3 1/4	3 1/4	7.5	6.4	6.2	55.0	88.5	89.5
66	WIL	3 1/4	3 1/4	4	4	8.0	6.2	6.4	66.0	89.5	90.5
84-D	HYD-HYD	4 1/2	4	4 1/2	4	7.7	6.3	6.5	65.0	88.5	89.0

B.N. general en L-8" = 27,123,420

B.N. gral. Instantáneo = 27,053,360

El Centro de Proceso Ku-A está conformado por las siguientes instalaciones:

Considerando al Centro de procesamiento Ku-A integrado por la Plataforma de Producción Ku-Alfa 1(PP-Ku-A1), la Plataforma de Enlace Ku-Alfa 1(PE-Ku-A1) y la Plataforma de Enlace Ku-Alfa 2(PE-Ku-A2), si se suma la capacidad de manejo de aceite y gas que tiene cada una, se dará como resultado que:

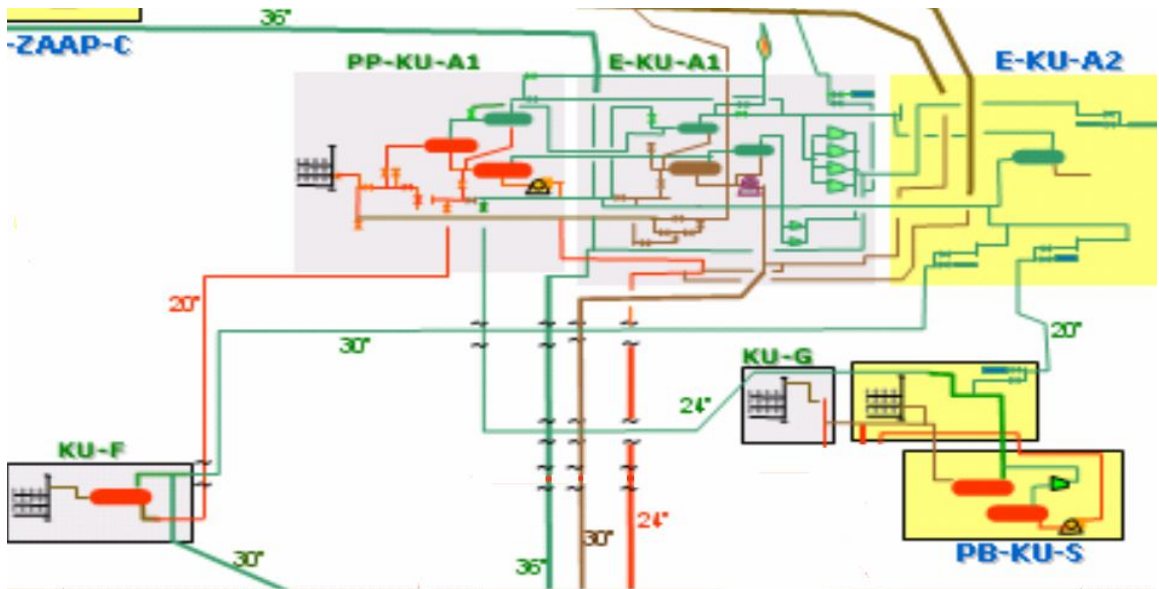


Figura 22. Equipos del centro de procesamiento Ku-A y de la plataforma Ku-F.

Capacidad de manejo

- Separación de 365 MBPD
- Compresión de 254 MMPCD

Equipo de Bombeo y Compresión

- 10 Turbobombas de 60 MBPD c/u
- 6 Turbocompresores Booster de 60MMPCD c/u
- 2 Recuperadores de vapor
- 2 Saturnos de 7 MMPCD c/u

Equipos de Gen. Eléctrica

- 2 Motogeneradores de 700 kw c/u

- 2 Turbogeneradores de 1050 kw c/u

Equipo de separación

- 1 Separador de prueba
- 2 Separadores de 1ª Etapa
- 2 Separadores de 2ª Etapa
- 3 Rectificadores de gas

3.3.1.1 Sistema de Separación Gas-Aceite en plataforma P-Ku-A1

El sistema de separación gas-aceite de P-Ku-A1 se conforma por los siguientes recipientes:

Tabla 5. Tanques o vasijas en la plataforma P-Ku-A1

Cantidad	Nombre del Recipiente	TAG
01	Separador de 1era. Etapa	FA-1101
01	Separador de 2da. Etapa	FA-1103
01	Rectificador de 1era. Etapa	FA-1102

Y se encuentran distribuidos como se muestra en la siguiente batería de producción:

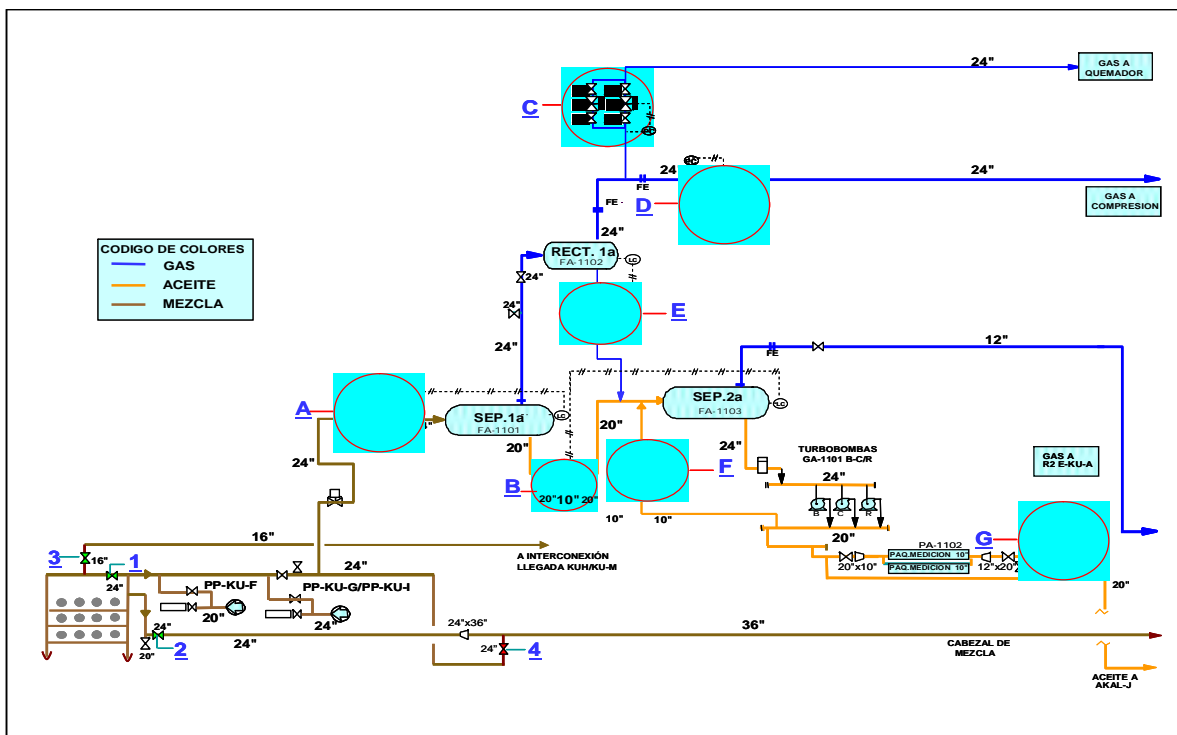


Figura 23.- Batería de producción de la plataforma P-Ku-A1

La mezcla de hidrocarburos recolectada en el cabezal de 24"Ø es alimentada al separador de 1era. etapa, el aceite separado pasa al separador de 2da. etapa y posteriormente es enviado al cabezal de succión de Turbobombas.

El gas separado pasa al rectificador de 1era. etapa y posteriormente se envía al cabezal de succión de boosters de E-Ku-A1, así mismo el gas obtenido en el separador de 2da. etapa se envía al rectificador de 2da. etapa de E-Ku-A1.

De acuerdo a una producción total del AIKMZ de 535.0 MBD de aceite, 175.0 MMPCD de gas de formación y una inyección de 95.0 MMPCD de gas de B.N, los gastos manejados en la batería se indican a continuación:

Tabla 6. Gastos manejados en la plataforma P-Ku-A1

Qo (MBD)	Qg (MMPCD)
120.0 a 125.0	100.0 a 105.0

3.3.1.2 Capacidades y Dimensiones de Diseño

Las características de diseño de los recipientes que conforman el sistema de separación, son las siguientes:

Tabla 7. Capacidad de tanques o vasijas en la plataforma P-Ku-A1

Sep. 1era. (FA-1101)		
Qo (MBD)	Qg (MMPCD)	Dimensión (m)
150.0	100.0	3.9 x 12.2

Rect. 1era. (FA-1102)		
Qo (MBD)	Qg (MMPCD)	Dimensión (m)
-	100.0	3.0 x 9.1

Sep. 2da. (FA-1103)		
Qo (MBD)	Qg (MMPCD)	Dimensión (m)
150.0	1.5	3.9 x 12.2

3.3.1.3. Condiciones de Operación

Las condiciones de operación en las cuales se debe mantener el sistema de separación son las siguientes:

Tabla 8. Condiciones de operación de tanques o vasijas en PP-Ku-A1

Sep. 1era. (FA-1101)			
Qo (MBD)	Qg (MMPCD)	Psep. (Kg/cm ²)	Nivel (%)
120.0 a 125.0	100.0 a 105.0	3.9 a 4.1	35 a 40

ANTECEDENTES Y DESARROLLO DE LOS SAP EN EL ACTIVO KMZ

Rect. 1era. (FA-1102)			
Qo (MBD)	Qg (MMPC)	Psep. (Kg/cm ²)	Nivel (%)
-	99.0 a 103.5	3.8 a 4.0	35-40

Sep. 2da. (FA-1103)			
Qo (MBD)	Qg (MMPC)	Psep. (Kg/cm ²)	Nivel (%)
120.0 a 125.0	1.0 a 1.1	1.1 a 1.2	50 a 55

El gasto de aceite que se deberá manejar en batería de P-Ku-A1 es 200.0 a 250.0 MBD, ya que al aumentar dicho gasto, aumenta también el gasto de gas, provocando un incremento en la presión de separación

3.3.1.4 Sistema de Bombeo de Aceite.

El sistema de bombeo de aceite en PP-Ku-A se conforma por los siguientes equipos:

Tabla 9. Equipo de bombeo en PP-Ku-A1

Cantidad	Nombre del Equipo	TAG
04	Turbobombas	GA-1101B-C/R

El aceite estabilizado procedente del sistema de separación de PP-Ku-A pasa a través de uno de los dos filtros existentes, posteriormente llega al cabezal de succión de turbobombas (24" Ø), de las cuales para el manejo de los 120.0 a 125.0 MBD se requiere operar tres y mantener una disponible, seguidamente el aceite pasa por un paquete de medición de 10" Ø, una vez medido se regula la presión del flujo con una válvula de 12" Ø (PV) y finalmente es enviado junto con el aceite de E-Ku-A1 al Centro de Proceso Akal-J a través del oleoducto de 24" Ø y un ducto multifuncional de 30" Ø.

3.3.1.5 Características y Capacidades de Turbobombas de PP-KU-A

Tabla 10. Características del Equipo de bombeo en PP-Ku-A1

TBB'S PP-Ku-A					
Equipo	TAG	Capacidad Nominal (MBD)	Turbina de Gas	Potencia (HP)	Accionador
TBB-1	GA-1101 ^a	60.0	Solar	1,600	Satumo T-1600
TBB-2	GA-1101B	60.0	Solar	1,600	Satumo T-1600
TBB-3	GA-1101C	60.0	Solar	1,600	Satumo T-1600
TBB-4	GA-1101R	60.0	Solar	1,600	Satumo T-1600

3.3.1.6 Condiciones de Operación

Las condiciones de presión y velocidad a las cuales deben operar las turbobombas son las siguientes:

Tabla 11. Condiciones de operación del equipo de bombeo en P-Ku-A1

TBB'S PP-Ku-A		
Psucc. (Kg/cm ²)	Pdesc. (Kg/cm ²)	%Vel. TP
2.2 a 2.6	46.0 a 50.0	85 a 89

La operación y disponibilidad de las turbobombas esta en base a las horas operadas acumuladas, por lo tanto de las cuatro existentes se deberá dejar disponible aquella que cuente con menos horas operadas, lo cual conlleva a que las tres restantes se deberán operar hasta alcanzar las 30,000 hrs. de operación recomendadas por el fabricante (con sus respectivos mantenimientos por cumplimiento de horometro semestrales y anuales), asegurándose que posteriormente se les realice un mantenimiento integral.

3.3.2 Sistema de Separación Gas-Aceite en plataforma E-Ku-A1

El sistema de separación gas-aceite en E-Ku-A se conforma por los siguientes recipientes:

Tabla 12. Tanques o vasijas de la plataforma E-Ku-A1.

Cantidad	Nombre del Recipiente	TAG
01	Separador de 1era. Etapa	FA-3101
01	Separador de 2da. Etapa	FA-3102
01	Rectificador de 1era. Etapa	FA-3103
01	Rectificador de 2da. Etapa	FA-3104

Y se encuentran distribuidos como se muestra en la siguiente batería de producción:

ANTECEDENTES Y DESARROLLO DE LOS SAP EN EL ACTIVO KMZ

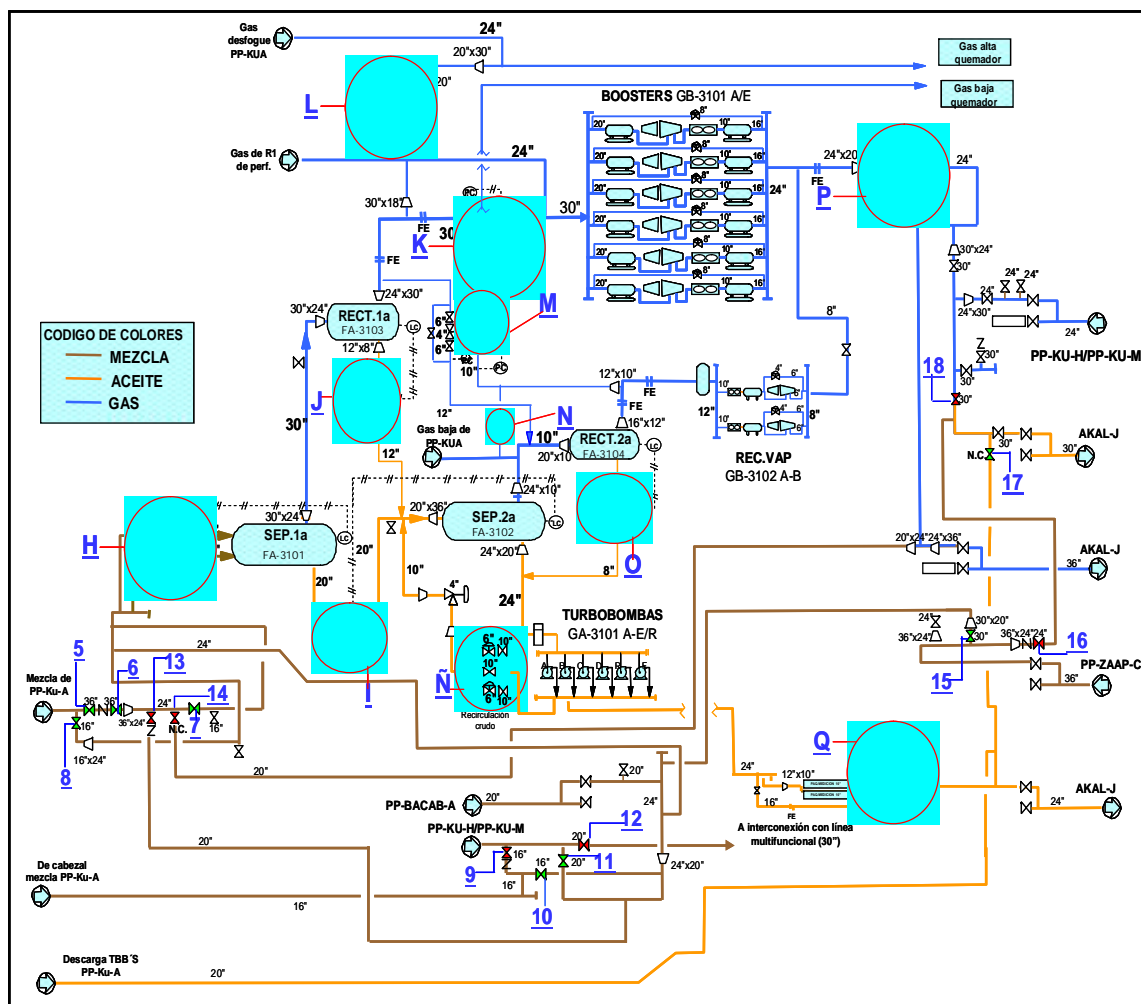


Figura 24.- Batería de producción de la plataforma E-Ku-A1

así como la proveniente del cabezal de mezcla de PP-Ku-A, son alimentadas al separador de 1era. etapa.

El aceite separado pasa al separador de 2da. etapa y posteriormente es enviado al cabezal de succión de Turbotombas.

El gas separado en la primera etapa pasa al rectificador de 1era. y posteriormente se envía al cabezal de succión de boosters, por otra parte el gas obtenido en el rectificador de 2da. etapa se envía al cabezal de succión de los recuperadores de vapor.

3.3.2.1 Capacidades y Dimensiones de Diseño del Sistema de Separación

Las características de diseño de los recipientes que conforman el sistema de separación, son las siguientes:

Tabla 13. Características de los Tanques o vasijas de la plataforma E-Ku-A1.

Sep. 1era. (FA-3101)		
Qo (MBD)	Qg (MMPCD)	Dimensión (m)
218.0	180.0	3.9 x 18.2

Rect. 1era. (FA-3103)		
Qo (MBD)	Qg (MMPCD)	Dimensión (m)
-	180.0	3.9 x 9.1

Sep. 2da. (FA-3102)		
Qo (MBD)	Qg (MMPCD)	Dimensión (m)
218.0	12.0	3.9 x 18.2

Rect. 2da. (FA-3104)		
Qo (MBD)	Qg (MMPCD)	Dimensión (m)
-	12.0	1.8 x 9.1

3.3.2.2 Condiciones de Operación

Las condiciones de operación en las cuales se debe mantener el sistema de separación son las siguientes:

Tabla 14. Condiciones de operación de los tanques o vasijas de la plataforma E-Ku-A1.

Sep. 1era. (FA-3101)			
Qo (MBD)	Qg (MMPCD)	Psep. (Kg/cm²)	Nivel (%)
205.0 a 210.0	125.0 a 130.0	3.8 a 4.0	38 a 52

Rect. 1era. (FA-3103)			
Qo (MBD)	Qg (MMPC)	Psep. (Kg/cm²)	Nivel (%)
-	118.0 a 122.5	3.7 a 3.9	-

Sep. 2da. (FA-3102)			
Qo (MBD)	Qg (MMPC)	Psep. (Kg/cm²)	Nivel (%)
205.0 a 210.0	-	1.0 a 1.2	42 a 48

Rect. 2da. (FA-3104)			
Qo (MBD)	Qg (MMPC)	Psep. (Kg/cm²)	Nivel (%)
-	7.0 a 7.5	0.9 a 1.1	-

El gasto de aceite que se deberá manejar en batería es de 205.0 a 210.0 MBD, con el objeto de garantizar el volumen de gas-aceite a manejar en la batería de PP-Ku-A.

3.3.2.3 Sistema de Bombeo de Aceite

El sistema de bombeo de aceite se conforma por los siguientes equipos:

Tabla 15. Equipo de bombeo de la plataforma E-Ku-A1.

Cantidad	Nombre del Equipo	TAG
06	Turbobombas	GA-3101 A-E/R

El aceite estabilizado procedente del sistema de separación pasa a través de uno de los dos filtros existentes, posteriormente llega al cabezal de succión de turbobombas (24" Ø), de las cuales para el manejo de los 205.0 a 210.0 MBD se requiere operar cuatro y mantener dos disponibles, seguidamente el aceite pasa por un paquete de medición de 10" Ø, una vez medido se regula la presión del flujo con una válvula de 12" Ø (PV) y finalmente es enviado junto con el aceite de PP-Ku-A al Centro de Proceso Akal-J a través del oleoducto de 24" Ø y un ducto multifuncional de 30" Ø.

3.3.2.4 Características y Capacidades de Turbobombas

Tabla 16. Características del equipo de bombeo de la plataforma E-Ku-A1.

TBB'S E-Ku-A1					
Equipo	TAG	Capacidad Nominal (MBD)	Turbina de Gas	Potencia (HP)	Accionador
TBB-1	GA-1101 ^a	50.0	Solar	1,300	Satumo T-1300
TBB-2	GA-1101B	50.0	Solar	1,300	Satumo T-1300
TBB-3	GA-1101C	60.0	Solar	1,600	Satumo T-1600
TBB-4	GA-1101D	60.0	Solar	1,600	Satumo T-1600
TBB-5	GA-1101E	60.0	Solar	1,600	Satumo T-1600
TBB-6	GA-1101R	50.0	Solar	1,300	Satumo T-1300

3.3.2.5 Condiciones de Operación de Turbobombas

Las condiciones de presión y velocidad a las cuales deben operar las turbobombas son las siguientes:

Tabla 17. Condiciones de operación del equipo de bombeo de la plataforma E-Ku-A1.

TBB'S E-Ku-A1		
Psucc. (Kg/cm ²)	Pdesc. (Kg/cm ²)	%Vel. TP
2.2 a 2.6	44 a 48	85 a 90

Los disparos por alta presión de descarga deberán mantenerse como se indica a continuación:

ANTECEDENTES Y DESARROLLO DE LOS SAP EN EL ACTIVO KMZ

Tabla 18. Punto de disparo del equipo de bombeo de la plataforma E-Ku-A1.

Equipo	Pdisparo (Kg/cm ²)
TBB-1	58.0
TBB-2	58.0
TBB-3	59.0
TBB-4	59.0
TBB-5	60.0
TBB-6	60.0

La operación y disponibilidad de las turbobombas esta en base a las horas operadas acumuladas, por lo tanto de las seis existentes se deberán dejar dos disponibles (las que cuenten con menos horas operadas), lo cual conlleva a que las cuatro restantes se deberán operar hasta alcanzar las 30,000 hrs. de operación recomendadas por el fabricante (con sus respectivos mantenimientos semestrales y anuales), asegurándose que posteriormente se les realice un mantenimiento integral.

3.3.3 Plataforma Satélite Ku-F

Al 28 de diciembre de 2006, de los 50 pozos que existen en el Activo, referente al Campo Ku se tiene para Ku-F los siguientes datos:

Tabla 19: Estado de operación de los pozos de PP-Ku-F

POZO	MARCA ESTR	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp (kg/cm ²)	B-1 (kg/cm ²)	B-2 (kg/cm ²)	Ptr (kg/cm ²)	TEMP. °C	
		MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR	MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR					B-1	B-2
61	HYD	3 7/8	3 7/8	-	-	12.8	11.0	N/E	85.5	86.0	N/E
62	HYD	3 7/8	3 7/8	-	-	12.2	11.2	N/E	83.0	82.0	N/E
63	HYD	3 1/4	3 7/8	-	-	13.0	11.0	N/E	80.6	83.0	N/E
81	HYD	3 7/8	3 7/8	-	-	11.8	11.2	N/E	56.0	86.0	N/E
82	HYD	-	-	3 7/8	3 7/8	11.8	N/E	11.0	85.5	N/E	84.0
83	HYD	-	-	3 7/8	3 7/8	12.5	N/E	11.0	50.7	N/E	88.0
84	WIL	3 1/4	3 1/4	4	4	11.6	11.2	10.5	54.4	80.0	80.0
1291	HYD	3 7/8	3 7/8	-	-	13.0	11.2	N/E	80.6	85.0	N/E
1292	HYD	3 7/8	3 7/8	4	4	11.6	11.0	11.2	57.4	86.0	85.0
1293	WIL	3 1/4	CDO	-	-	CDO POR ALTA RGA					
B.N. general en L-8" =		18,230,466		B.N. gral. Instantáneo =		17,449,161					

3.3.4 Ductos Submarinos (Oleoducto de PP-Ku-F/PP-Ku-A)

El volumen total de aceite y gas (09 pozos) producido en la plataforma PP-Ku-F es transportado como mezcla hacia la plataforma PP-Ku-A a través de un oleoducto de 20"Ø x 3.4 Km identificado como línea 49 (L-49).

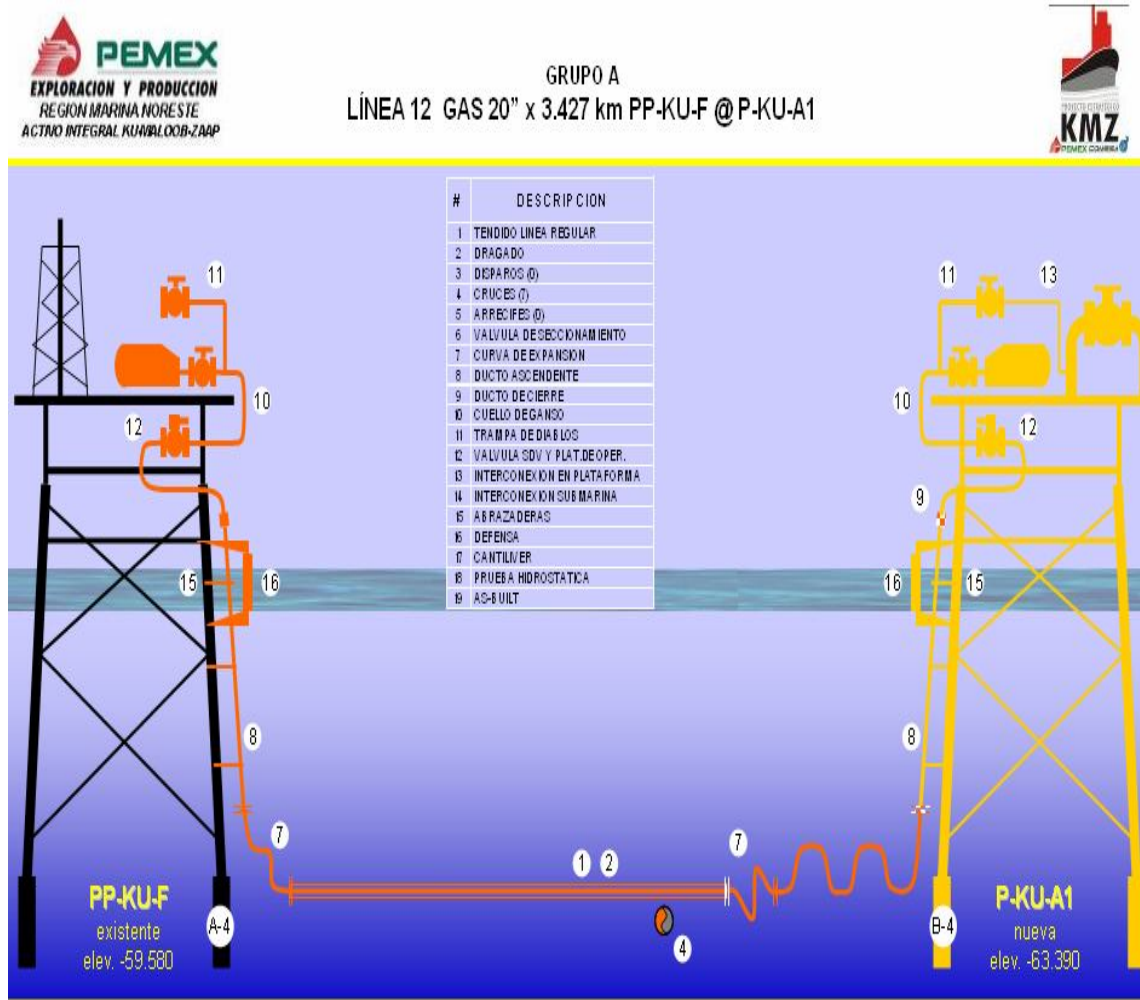


Figura 25. Oleoducto del activo Ku-Maloob-Zaap.

Las condiciones de presión, temperatura y apertura de la válvula de flujo normal a las que debe mantenerse la salida y llegada del oleoducto son las siguientes:

Tabla 20. Características del oleoducto de la plataforma Ku-F a PP-Ku-A1.

Salida PP-Ku-F			Llegada a PP-Ku-A		
(Kg/cm ²)	(°C)	Apertura (%)	(Kg/cm ²)	(°C)	Apertura (%)
10.0 a 11.0	85 a 90	100	6.0 a 6.4	80 a 85	100

Cabe mencionar que en diciembre de 2006 se termino de instalar el ducto marino gasoducto de 30" Ø identificado como línea 12 (L-12), debido a que la capacidad de transporte de gas del oleoducto identificado como línea 49 (L-49), se encontraba limitada, lo cual ha sido comprobado en campo al abrir un pozo con alta RGA, y que el volumen de gas de BN inyectado debería mantenerse sin altos incrementos para evitar el represionamiento hacia los pozos y al cabezal de mezcla de 24" Ø de PP-Ku-A. Motivo por el cual se independizó el oleógasoducto (L-49), dejando por un lado, solo el manejo de gas en el gasoducto nueva línea 12 (L-12) y por el otro solo el aceite en el oleoducto en la existente línea 49 (L-49). Por lo cual ya no se tienen problemas por capacidad de transporte.

Cabe mencionar que el aceite que se produce en los pozos de la plataforma Ku-F es de 21.6⁰ API y después de pasar a través del separador remoto ubicado en la misma plataforma, ya estabilizado es enviado a la PP-KU-A1.

En síntesis se puede observar que la mayoría de los pozos producen a través del sistema artificial "bombeo neumático continuo" y los restantes son fluyentes, el gas de BN se transporta a partir de la turbocompresión de máquinas en las plataformas Akal C7 y Akal C8, a través de la línea 156B que llega a la PP-KU-A1 de 20" Ø, se abastece de gas de BN para inyección a los 12 pozos con que cuenta la plataforma.

La producción total de aceite es procesada e integrada en el Centro de Proceso Ku-A, obteniendo una mezcla de 21.0 °API, posteriormente es enviada al Centro de Proceso Akal-J a través del oleoducto de 24"Ø y un ducto multifuncional de 30"Ø, dicha producción se mezcla con el aceite del Activo Integral Cantarell la cual es distribuida hacia Cayo Arcas, FSO Ta´kuntah y Dos Bocas, lo anterior para su exportación y el volumen restante a refinación.

El gas es comprimido y enviando al Centro de Proceso Akal-J a través de un gasoducto de 36"Ø y posteriormente distribuido hacia Instalaciones de la Región Marina Suroeste (Abkatun-D, Abkatun-A y Pool-A).

Las características del oleoducto de la plataforma satélite Ku-F al complejo de producción Ku-A son:

Tabla 21. Características del Oleoducto

Diámetro	Salida	Llegada	Servicio	Longitud Km.	Fecha de instalación
20"	Ku-F	PP-Ku-A1.	Oleoducto	3.427	22/Dic/95

3.4 Porque incrementar la producción en el activo Ku-Maloob-Zaap.

El activo considera que los elementos o partes de un sistema integral de producción son el yacimiento, pozo, estrangulador, línea de descarga y batería. Asimismo se analiza que la mezcla mexicana es un indicador, mezcla de crudos de diferentes densidades, con el objetivo de mejorar el valor en el mercado de los hidrocarburos, como el maya, Istmo y olmeca.

Las características principales del crudo mexicano:

- | | | |
|-----------------|---|---|
| a. Crudo pesado | } | Incide en el precio de menor calidad, porque requiere un tratamiento. |
| b. Crudo amargo | | |

Los tipos de yacimiento, de acuerdo al fluido que existe son:

- a. Aceite negro
- b. Aceite volátil
- c. Gas húmedo
- d. Gas seco

Se debe conocer de antemano que para desarrollar un campo se requiere de una evaluación del proyecto y un desarrollo del campo. Una vez perforado un pozo de desarrollo se requiere realizar una estimación de las reservas haciendo análisis técnico. En la actualidad un pozo terrestre cuesta alrededor de 10 millones de dólares, con características de ser un pozo de la región sur mesozoico, con una profundidad de 6,000 m.

Actualmente lo que se vende es crudo, gas y condensados. Asimismo del crudo se refina el crudo pesado (Maya), crudo ligero(Istmo), crudo superligero (olmeca), y otros considerados como pozoleo (Altamira).

Para cumplir con la cuota de producción de 850.0 MBPD que tiene definida el AIKMZ con sus consumidores nacionales y extranjeros, deberá encaminar sus objetivos al mejor aprovechamiento de sus instalaciones de producción recortando el tiempo de implantación de las mismas y, buscar alternativas que mejoren el desempeño de las actuales, objetivo de este proyecto, donde se busca mejorar el desempeño del sistema artificial de producción de BN que produzca mayor volumen de crudo implantando en los pozos de la plataforma satélite Ku-F del AIKMZ nuevas tecnologías como el sistema artificial de producción de BN.

CAPITULO **IV**

AJUSTE DE DATOS MEDIDOS.

En este capítulo se presenta la recolección de información del oleogasoducto Ku-F a Ku-A, con la intención de saber si cuenta con la capacidad de transporte requerida, en caso de que al final de este trabajo se observe que el BEC puede ofrecer mejor volumen de producción en los pozos de KU-F.

4.1 Información requerida para el simulador.

Para recolectar información de Ku-Maloob Zaap y obtener datos confiables para la base de datos del simulador se recomienda considerar los siguientes puntos:

Los datos que a continuación se indican serán usados en el simulador de OLGA2000 para el sistema de recolección Ku-Maloob-Zaap. Los datos proveídos son suficientes para comenzar el modelaje y la simulación del Sistema Ku-

Maloob-Zaap tomando como modelo el oleoducto de la plataforma satélite Ku-F al complejo de producción Ku-A.

El modelo del oleoducto se desarrollará en el simulador OLGA2000 ya que por ser desarrollado por los institutos noruegos IFE y SINTEF con el financiamiento de varias empresas petroleras. *OLGA* es un modelo de flujo bifásico unidireccional en estado transitorio. Se basa en una formulación de tres campos, la película de líquido, el gas y gotas de líquido dispersas en la fase gaseosa.

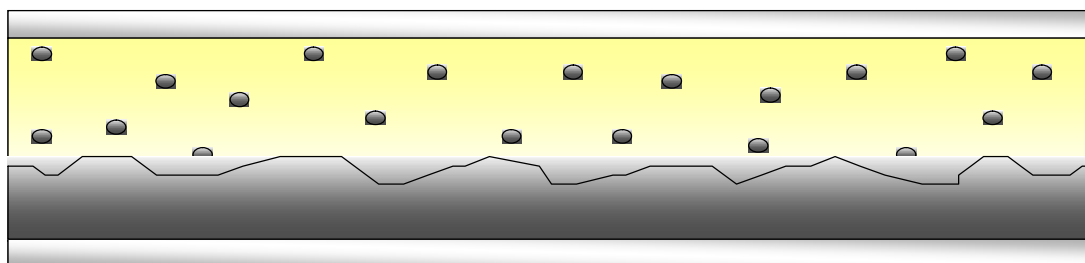


Figura 26. Flujo bifásico unidireccional.

El simulador resuelve simultáneamente las ecuaciones de conservación de masa y *momentum* para cada campo. Se supone que existe equilibrio térmico entre las fases, por esto se tiene sólo una ecuación de conservación de energía. El conjunto de ecuaciones diferenciales obtenido, se resuelve empleando un método semi-implícito.

Mediante *OLGA* es posible realizar el seguimiento de tapones (*slug tracking*).

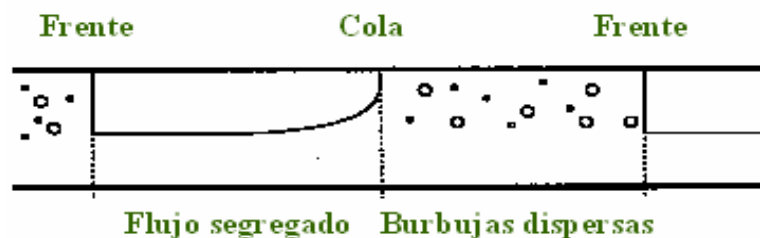


Figura 27. Seguimiento de tapones.

La tubería se discretiza dividiéndola en tubos (**PIPES**) y secciones (**SECTION**). Un tubo es un tramo de tubería con inclinación constante.

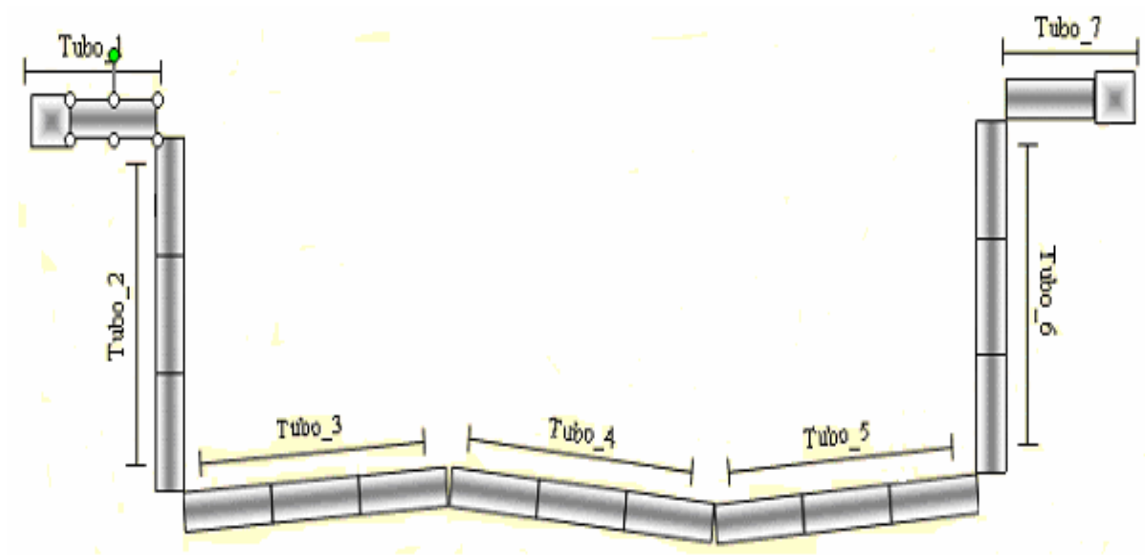


Figura 28. Secciones que considera OLGA 2000.

4.2 Recopilación de datos para diseñar modelo dinámico del oleoducto en BEC.

El diseño de una unidad de bombeo electrocentrífugo sumergible, no es una tarea difícil, especialmente si los datos son confiables y están disponibles. Aunque, si la información, especialmente la que pertenece a la capacidad de producción del pozo, no es confiable, el diseño no será el adecuado. Los datos erróneos nos conducen a un mal diseño, y a una operación costosa, una bomba mal seleccionada puede funcionar fuera del rango de capacidad de producción. En el otro extremo, la bomba no puede tener la fuerza necesaria para la producción deseada.

4.2.1 Fuente de los datos.

Cuando no se tienen datos de campo, regularmente los datos de otros pozos en el mismo campo o en un área próxima se utilizan, se asume que los pozos del mismo horizonte que produce tendrán características similares. Desafortunadamente para el ingeniero que clasifica las instalaciones sumergibles, los pozos petroleros son como huellas digitales, es decir, no hay dos absolutamente semejantes.

Como ejemplo se menciona el pozo Ku-F61 y los datos son:

- Estado mecánico
 - Tubería de revestimiento y peso, tubería de producción, intervalo disparado, profundidad de la bomba.

Se muestra a continuación el estado mecánico del pozo KU-F61, si el lector desea obtener más información al respecto, puede consultar el apéndice A de esta tesis.



UNIDAD OPERATIVA NORESTE
 PLATAFORMA: KU-F
 POZO: KU-61
 CONDUCTOR:08
 EQUIPO:5643



ACTUALIZADO SIOP : 18/NOV/03 08:00 HRS

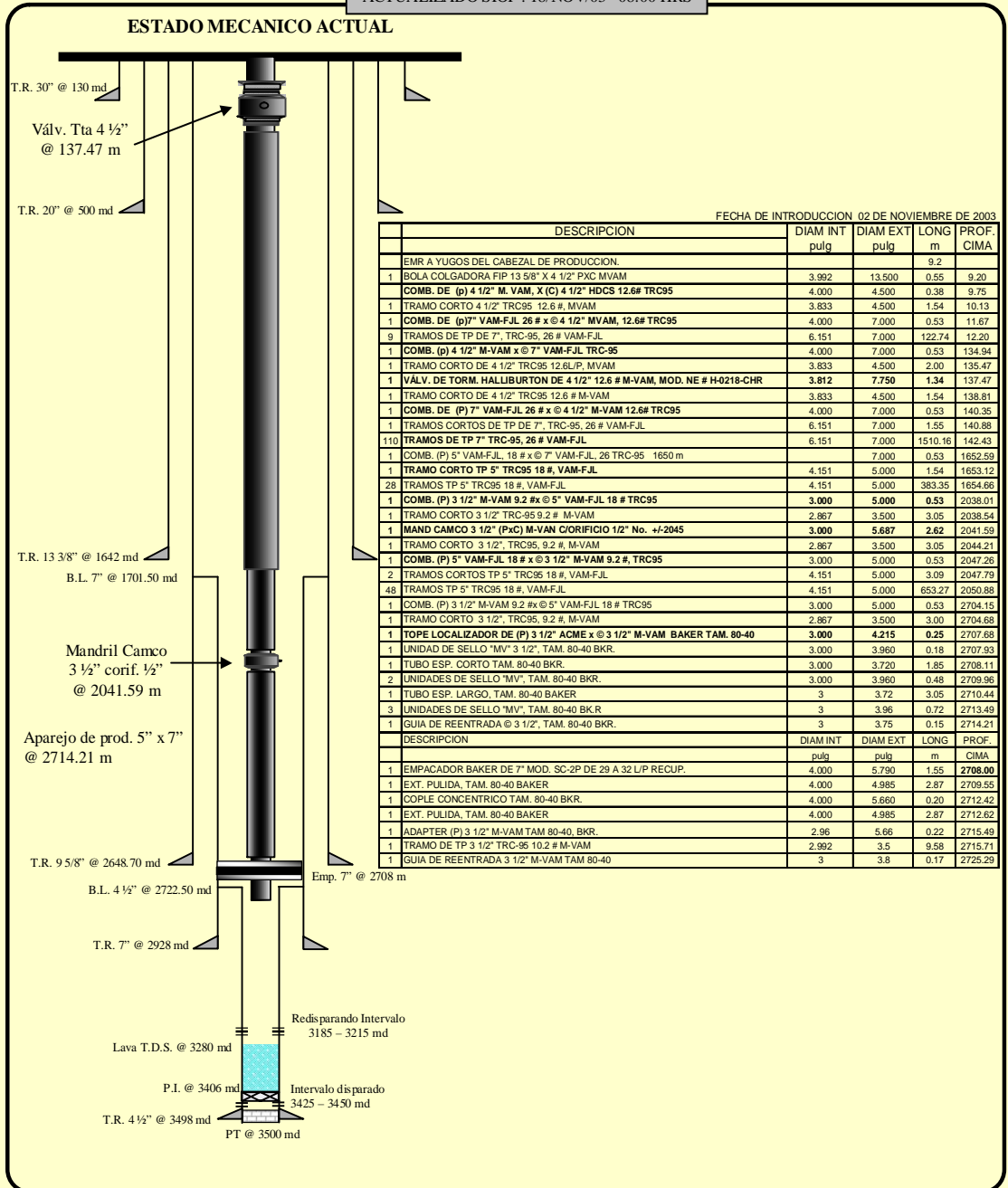


Figura 29. Estado mecánico del pozo Ku-F61.

➤ De producción

Presión de fondo estática, Presión de fondo fluyendo, gasto de líquido, presión en la cabeza del pozo, relación gas-aceite, temperatura del fondo-agujero, temperatura en la cabeza del pozo.

Tabla 22. Propiedades de los fluidos que se consideraron para la simulación de BEC.

Parámetro	Pozos campo Ku	Unidades
Tipo de fluido	Aceite negro	
Densidad del aceite	21.6	⁰ API
Densidad relativa de gas	0.90	(aire=1)
RGA	70	M ³ /M ³
Temperatura	76	⁰ C
Pws	143	Kg/cm ²
Pwf	141	Kg/cm ²
Psat	150	Kg/cm ²

➤ Propiedades del fluido producido

- Gravedad específica del agua, gravedad específica del aceite, gravedad específica del gas, presión de burbujeo, viscosidad del aceite, datos de PVT.


Tabla 23. Reporte de calidad de los fluidos

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN ACTIVO KU-MALOOB-ZAAP OPERACIÓN DE EXPLOTACIÓN ANÁLISIS Y CONTROL OPERATIVO DE INSTALACIONES REPORTE DE CALIDAD DE FLUIDOS								
KU-F (OG)								
DÍA	%API ACEITE	TEMP °C	% VOLUMEN H2O	% VOLUMEN SEDIMENTO	SALINIDAD AGUA (PPM)	SALINIDAD ACEITE (LE/ME)	VISCOSIDAD (SSU) @ 100 °F	
01	22.00	71.00	0.00	0.00	0.00	5.00	0.00	
02	22.00	71.00	0.00	0.00	0.00	7.00	0.00	
03	21.60	71.00	0.00	0.00	0.00	7.00	0.00	
04	21.70	71.00	0.00	0.00	0.00	19.00	394.00	
05	21.80	71.00	0.00	0.00	0.00	9.00	0.00	
06	21.60	71.00	0.00	0.00	0.00	9.00	0.00	
07	21.40	71.00	0.00	0.00	0.00	10.00	0.00	
08	21.80	71.00	0.00	0.00	0.00	5.00	0.00	
09	21.30	71.00	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	
10	21.30	71.00	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	
11	22.00	71.00	0.00	0.00	0.00	18.00	0.00	
12	21.50	71.00	0.00	0.00	0.00	7.00	0.00	
13	21.70	71.00	0.00	0.00	0.00	5.00	0.00	
14	21.90	71.00	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	
	21.69	71.00	0.00	0.00	0.00	8.64	28.14	

➤ Fuentes de energía

- Voltaje primario disponible, frecuencia, capacidades de la fuente de Energía

Tabla 24. Estado de fuentes de energía en KU-A enlace y perforación.

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN ACTIVO KU-BALCOOB-ZAAP OPERACIÓN DE EXPLOTACIÓN ANÁLISIS Y CONTROL OPERATIVO DE INSTALACIONES REPORTE DE CALIDAD DE FLUIDOS								
OPERACIÓN DE EQUIPO AUXILIAR (05:00 HRS)								
TGEN No.1	ESTADO	OP	HRS	24	KWH	17555	POT(100%)	1050KWA
TGEN No.2	ESTADO	DISP	HRS	5	KWH	3657.3	POT(100%)	1050KWA
MTGEN No.1	ESTADO	DISP	HRS	5	KWH	3657.3	POT(100%)	750KW
MTGEN No.2	ESTADO	N/E	HRS	0	KWH	0	POT(100%)	650KW

➤ Posibles problemas

- Producción de arena, gran cantidad de gas, alta temperatura, depositación, corrosión, propiedades del fluido como emulsión. Ver figura 6

4.2.2 Capacidad de producción

Con los datos de producción y con el gasto de líquidos que se desea obtener en la superficie, se determinará la presión de fondo fluyendo (P_{wf}). Para ello se muestra la siguiente tabla:

Tabla 25. Aforos de campo Ku, referentes a la plataforma Ku_F.

POZO	PLAT	FECHA	P _{tp} (Kg/cm ²)	P _{sep} (Kg/cm ²)	P _{wh} (Kg/cm ²)	TEM SEP (°C)	INYECCN (PCD)	Q _o (BPD)	Q _g (M ³ /D)	Q _{g,Form} (M ³ /D)	RG A (M ³ /M ³)	TEM BJTE (°C)
61	KU-F	02-Ene-05	13.7	10.6	9.5	82.0	1,889,364	6,918	139,945	86,443	79	86
62-A	Ku-F	10-Jun-04	14.0	11.9	10.9	86.0	2,309,102	5,899	125,741	60,353	64	88
63	KU-F	27-Mar-04	13.5	11.4	10.6	72.0	1,845,350	5,466	111,772	59,517	68	81
81	KU-F	20-Dic-04	12.4	11.4	10.7	73.0	1,411,500	4,370	90,766	50,796	73	80
82	KU-F	06-Feb-05	12.7	9.8	9.0	70.0	1,792,887	2,913	80,017	29,247	63	76
83	KU-F	02-Ene-05	13.0	10.9	10.3	80.0	2,090,762	5,391	117,004	57,799	67	86
84	KU-F	28-Oct-04	13.5	12.1	11.2	66.0	1,985,219	2,349	79,689	23,473	63	74
1291	KU-F	21-Dic-04	13.0	11.7	10.7	79.0	2,043,791	5,200	113,814	55,940	68	83
1292	KU-F	21-Dic-04	13.9	11.6	10.6	81.5	2,102,128	7,324	146,766	87,239	75	88

4.3 Identificación gráfica de la tubería.

Para diseñar en OLGA2000 un modelo dinámico del oleoducto que se está estudiando en el presente trabajo, debe considerarse los siguientes puntos.

El alcance del modelo es desde la tubería del oleoducto de la plataforma satélite Ku-F al centro de procesamiento Ku-A. Donde se muestra el sistema de recolección.

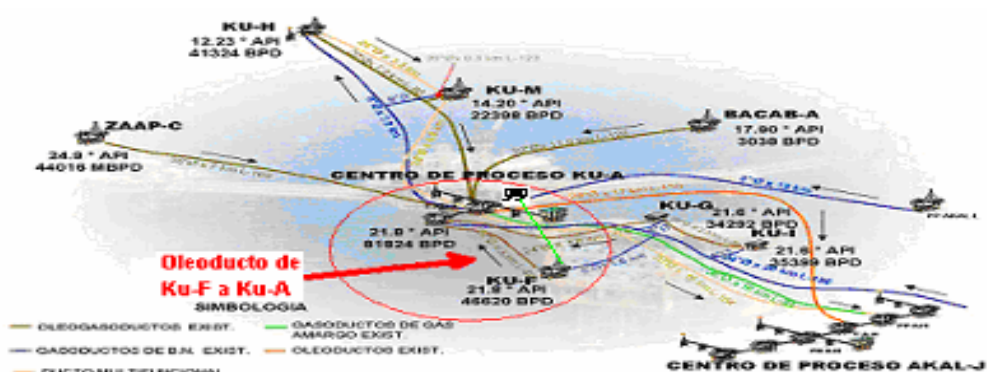


Figura 30. Vista del sistema de recolección Ku-Maloob-Zaap

4.3.1 Perfiles de las tuberías

Estos datos fueron tomados por los ingenieros de diseño en campo durante la instalación del oleoducto ubicado en las plataformas de Ku-F a Ku-A pertenecientes al activo Ku-Maloob-Zaap.

Tabla 26. Perfiles de las tuberías usados en modelaje de todo el campo.

KU-F	PP-KU-A
X (m)	Y (m)
0	-59.1
500	-60.2
1000	-61.0
1500	-61.8
2000	-62.3
2500	-63.0
3000	-63.2
3427	-62.0
Diámetro externo 20"	
Espesor 0.625"	
API -5L X-52	
18.75	

4.3.2 Diámetros de tubería, elevadores y aislamiento

Indicar los diferentes diámetros utilizados en el modelo del campo completo.

Indicar las propiedades de los materiales usados en las simulaciones.

Tabla 27. Diámetros y espesores de pared de tuberías y recubrimientos usados en los cálculos.

Ducto:	Diámetro DE [in]	Diámetro DI [in]	Espesor Pared [in]	Espesor Pintura Anticorrosiva [mm]	Espesor Cobertura Concreto [mm]	Espesor Arena [m]
<i>Ku-F/Ku-A</i>	20	18.750	0.625	3.5	25.4-31.75	0.5-1.0

Tabla 28. Propiedades de los Materiales

Material	Capacidad Calórica [J/kg-C]	Conductividad [btu/ft-h-R]	Densidad [kg/m ³]
Acero	485	28.90	7850
Pintura Anticorrosivo	1800	0.127	899
Cobertura de Concreto	880	0.152	2250
Arena Mojada	1260	1.440	1800

4.3.3 Condiciones ambientales

La temperatura promedio del agua es de 22° C ha sido reportada y la temperatura promedio en el aire es 30° C. La temperatura mínima registrada en el piso marino es de 18° C.

Se usa una temperatura de 22° C para la simulación de baches de liquido (slugs). Una temperatura de 18° C es usada para el aceite de 21.3° API en las simulaciones de este sistema. Las velocidades del agua marina están en el rango

de 0.05 a 0.12 m/s. El valor medio de 0.07 m/s se ha usado en todas las simulaciones.

4.3.4 Condiciones límite o frontera

PE-KU-A 75°C, 3.8 Kg/cm² línea de gas, 3.8 Kg/cm² g línea de aceite
 PP-KU-A 78°C, 4.1 Kg/cm² línea de gas, 2.2 Kg/cm² g línea de aceite

4.4 Válvulas

Las válvulas del sistema se indican en la Figura 23, sus posiciones operativas e información pertinente se muestran en la tabla 8:

Para PP-KU-A1 se tiene que:

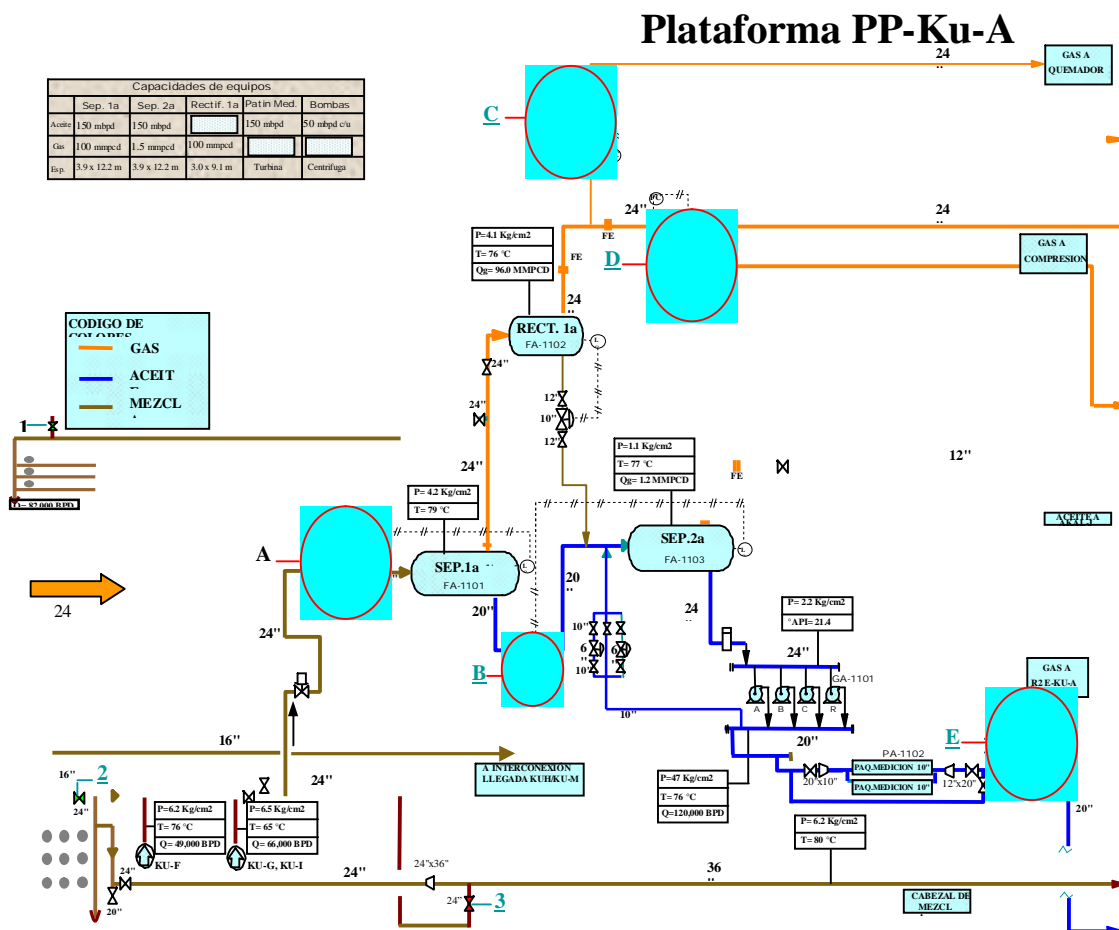


Figura 31. Localización del las válvulas y su diámetro máximo en las plataformas de perforación y producción PP-KUA

4.5 Separador

Las características del separador son las siguientes:

Para la Plataforma de Producción KU-A1

Tabla 29. Capacidad de los equipos en PP-KU-A1.

Capacidades de equipos					
	Sep. 1a	Sep. 2a	Rectif. 1a	Patin Med.	Bombas
Aceite	150 mbpd	150 mbpd		150 mbpd	50 mbpd c/u
Gas	100 mmpcd	1.5 mmpcd	100 mmpcd		
Esp.	3.9 x 12.2 m	3.9 x 12.2 m	3.0 x 9.1 m	Turbina	Centrifuga

Para la Plataforma de Enlace KU-A1.

Tabla 30. Capacidad de los equipos en PE-KU-A1.

Capacidades de								
	Sep.1a	Sep. 2a	Rectif. 1a	Rectif. 2a	Bombas	Patin med.	Compres.	Rec.Vapor
Aceite	218 mbpd	218 mbpd			50 mbpd c/u	225 mbpd		
Gas	180 mmpcd	12 mmpcd	180 mmpcd	12 mmpcd			63 mmpcd c/u	5.5 mmpcd c/u
Esp.	3.9 x 18.2 m	3.9 x 18.2 m	3.9 x 9.1 m	1.8 x 9.1 m	Centrifuga	Turbina	Centauro	Saturno

4.6 Propiedades de los fluidos

Tabla 31. Composiciones de todos los fluidos en la red de Ku-Maloob-Zaap

Nombre	PROD_KF	PROD_KA
Descripción		
Fase	Mezcla	Mezcla
Temperatura °C	13.902	13.814
Presión Kgf/cm ²	1.033	1.000
Peso Molecular	99.750	98.328
Fraction Molar		
N ₂	0.0118	0.0116
CO ₂	0.0142	0.0138
H ₂ S	0.0000	0.0000
METANO	0.4424	0.4504
ETANO	0.1105	0.1108
PROPANO	0.0644	0.0631
IBUTANO	0.0090	0.0088
BUTANO	0.0305	0.0298
IPENTANO	0.0108	0.0105
PENTANO	0.0184	0.0181
HEXANO	0.0513	0.0504
C7+	0.2369	0.2328
PM C7+	323.92	323.92
Densidad C7+	0.9065	0.9065

4.7 Condiciones de operación del sistema

Las simulaciones del sistema se basaran en un conjunto de condiciones operativas. Para ello las siguiente información fue proveída:

- Flujos de gas, aceite y agua desde cada plataforma.
- Presiones y temperatura desde cada plataforma y sus llegadas a las plataformas de colección:
- Conjunto de datos de Mayo 21, 2006

Tabla 32. Presiones de llegada y salida del oleógasoducto de Ku-F/Ku-A.

REPORTES DIARIO DE PRESIONES DE LLEGADA Y SALIDA DE DUCTOS AL COMPLEJO DE PRODUCCION KU-A Y PLATAFORMAS PERIFERICAS								
FECHA: 1 DE OCTUBRE DEL 2006								
06:00 HRS.								
DUCTOS	SALIDAS		LLEGADAS			B.N. LLEGADAS		
	PRESION	TEMP. °C	PRESION	TEMP. °C	DIAM. Ø	PRESION	TEMP. °C	DIAM. Ø
OLEODUCTO KU-A						67,8	26,0	24"
OLEODUCTO KU-F	10,3	25"	6,6	76	20"	67	25"	8"
17:00 HRS.								
DUCTOS	SALIDAS		LLEGADAS			B.N. LLEGADAS		
	PRESION	TEMP. °C	PRESION	TEMP. °C	DIAM. Ø	PRESION	TEMP. °C	DIAM. Ø
OLEODUCTO KU-A						67,5	26	24"
OLEODUCTO KU-F	10,6	25,0	6,4	76		67,5	25	8"

Con estos datos se procede a armar el modelo dinámico en el simulador OLGA.

4.8 Modelo dinámico de BN en OLGA2000

En base a los datos obtenidos del AIKMZ se construyó un modelo dinámico del oleoducto como se muestra en la figura 27, utilizando el simulador OLGA 2000 para sistemas superficiales de producción.

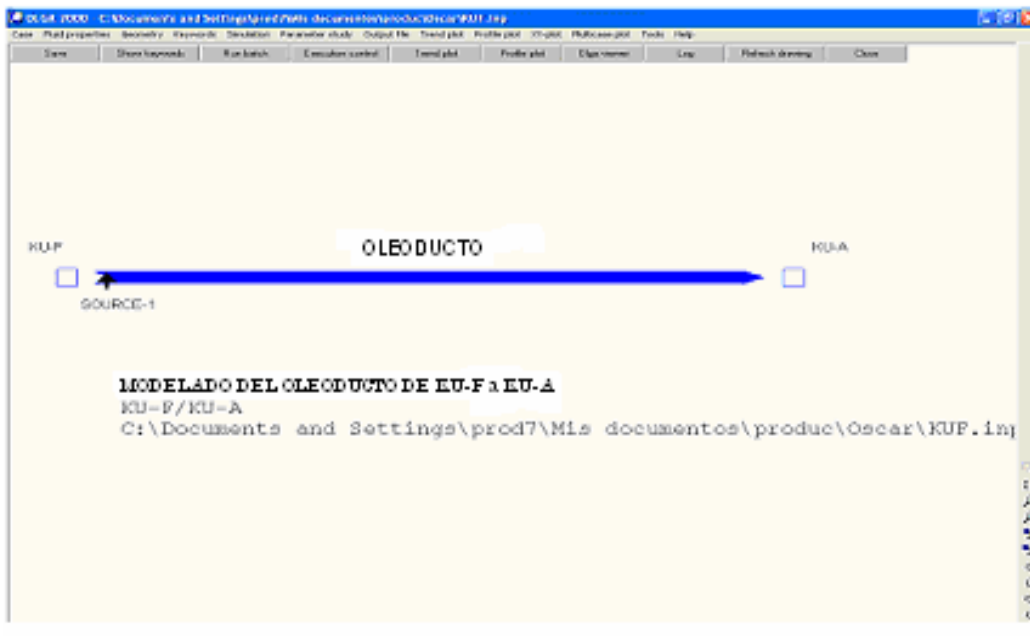


Figura 32. Modelo dinámico del oleoducto simulado en OLGA.

Después de realizar 56 corridas por fin se reflejaron en los datos, resultados parecidos a los obtenidos en campo, y a partir de estos resultados se generaron las siguientes gráficas con la seguridad de que los datos calculados ahora si eran seguros y confiables, ya que un simulador como su nombre lo dice debe presentar resultados y condiciones similares a las observadas en campo.

Las gráficas que a continuación se muestran, proyectan los resultados más acercados al perfil de producción que desarrolla en la actualidad el activo Ku-Maloob-Zaap. En especial el oleoducto en estudio.

4.8.1 Gráficas de resultados de la simulación del oleoducto de KU-F a KU-A, obtenidas del simulador OLGA200.

Las gráficas que a continuación se muestran son el resultado de considerar el procedimiento teórico para el diseño de BN, asimismo considerar la recopilación de datos reales de campo obtenidos del activo Ku-Maloob-Zaap.

Las gráficas que se muestran representan la presión, temperatura, colgamiento de la fracción de volumen de líquido, patrón de flujo, viscosidad y densidad.

4.8.1.1 Gráfica de presión.

En esta gráfica se muestra las condiciones límite o frontera que coinciden con los datos de campo que se muestran en la tabla 5, donde se tiene la información de una presión entre 10.3-10.6 a la salida y a la llegada una presión 6.4 - 6.6.

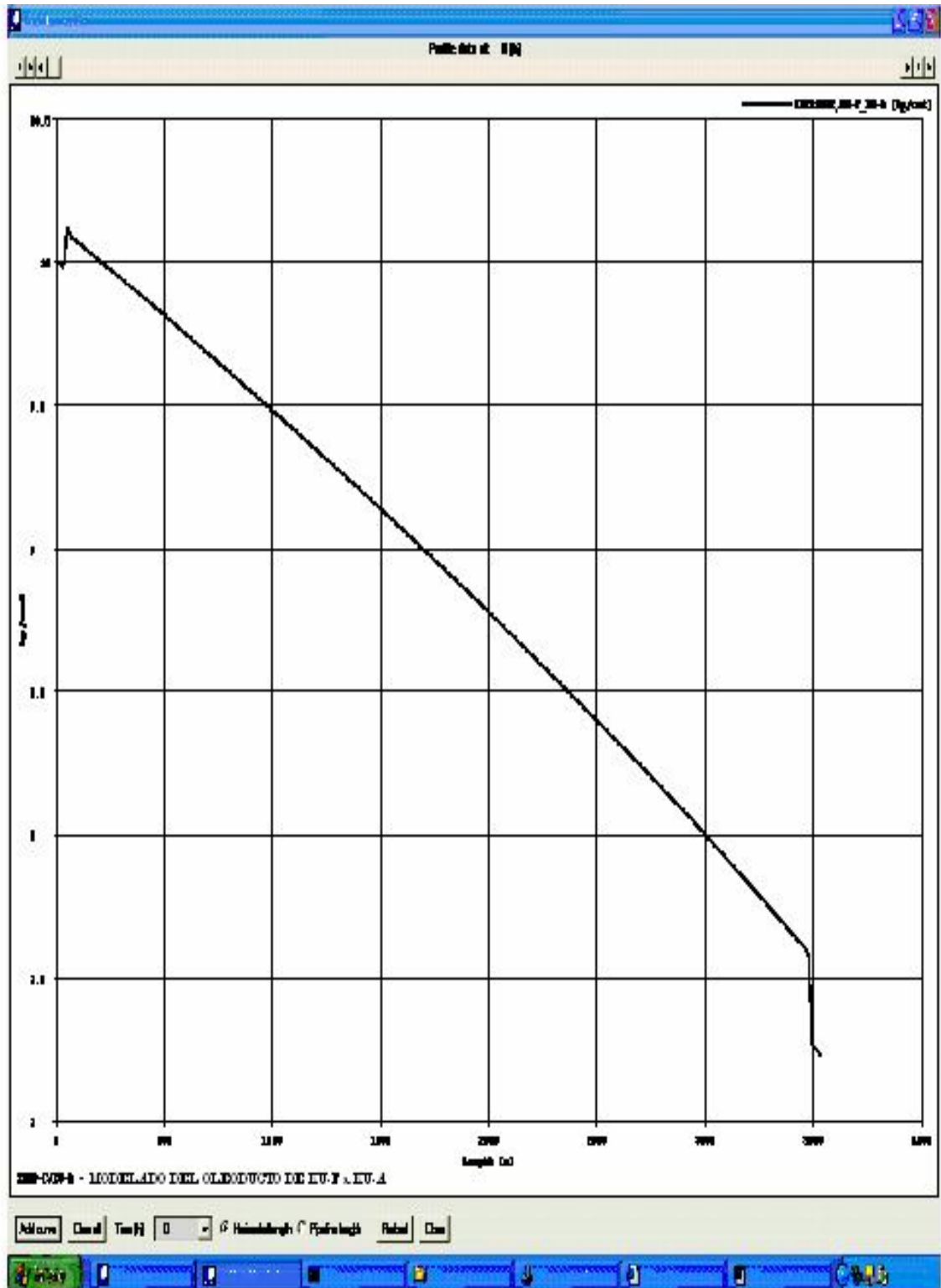


Figura 33. Presión presentada en el oleoducto de KU-F a KU-A

4.8.1.2 Gráfica de Temperatura

Se puede observar que realmente la temperatura obtenida en esta gráfica se encuentra dentro de los límites de los datos de campo que observando la tabla 5, este se encuentra a la salida a 85 °C y a la llegada 76°C.

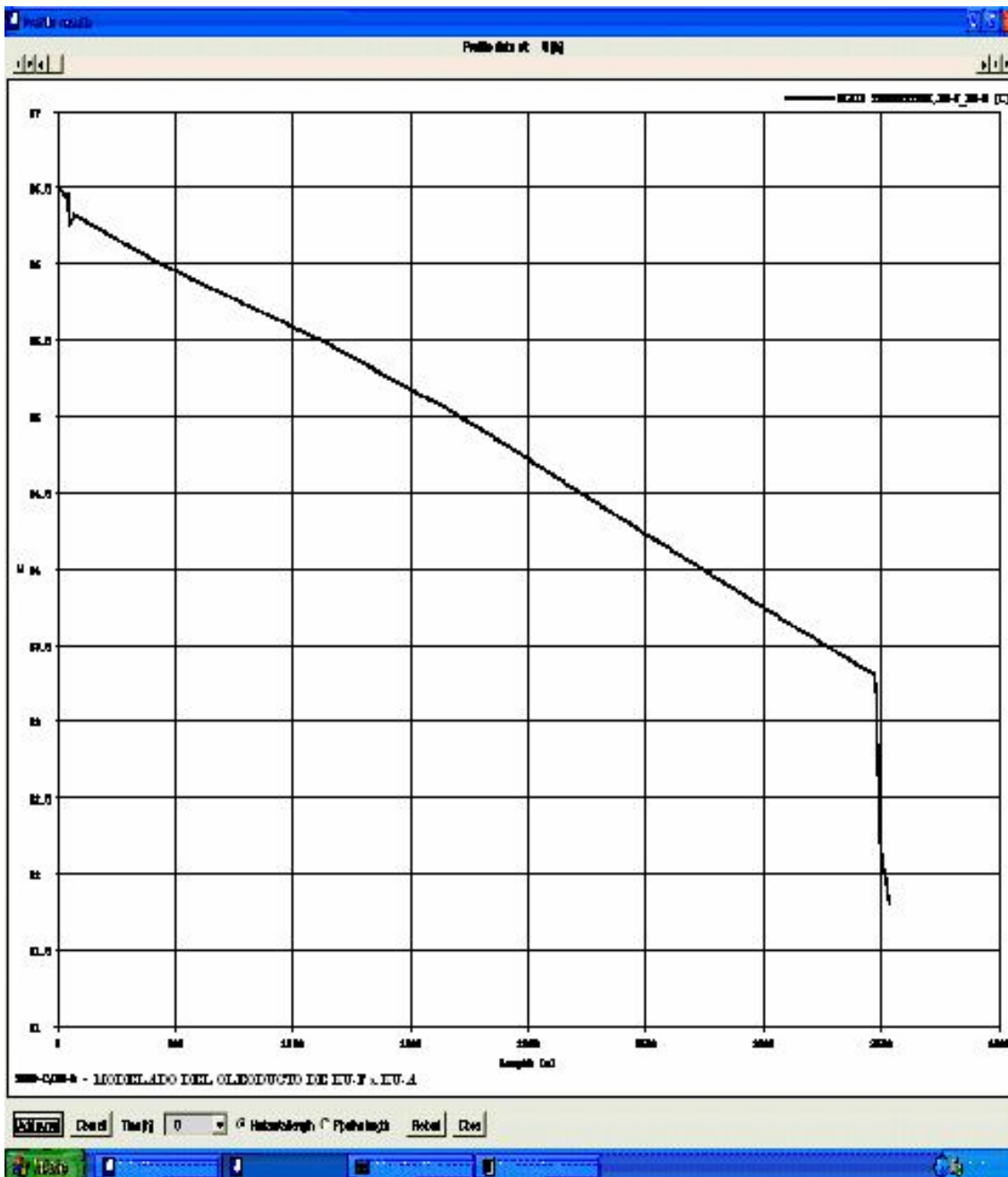


Figura 34. Temperatura de salida y llegada del oleoducto de KU-F a KU-A.

4.8.1.3 Gráfica de Patrón de flujo.

Como se puede observar en la siguiente gráfica uno de los principales problemas que refleja este oleoducto es presencia de bacheo.

El bacheo severo es un fenómeno causado por:

- Topografía
- Dimensiones
- Cambios de dirección
- Gastos
- Condiciones operativas

Eficiencia de separación, bombeo, compresión, producción de fluidos y seguridad operativa del sistema de producción

Los patrones que se observan en la siguiente gráfica son:

- Flujo laminar (1),
- Flujo anular (2)
- Bacheo severo (3)

a lo largo del oleoducto en la llegada a Ku-A.

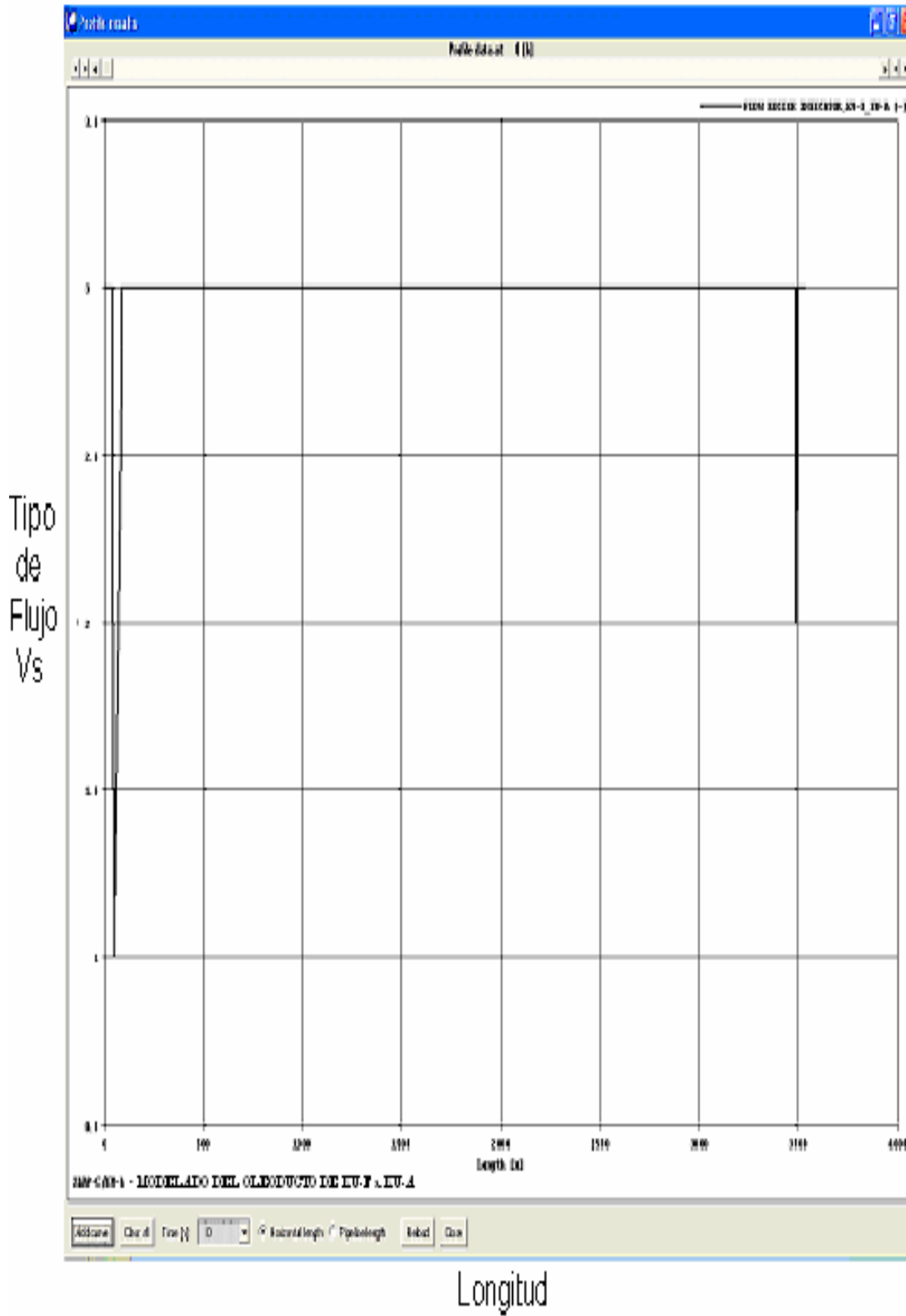


Figura 35. Patrón de flujo a lo largo del oleoducto de KU-F a KU-A.

4.8.1.4 Gráfica de velocidad del líquido.

Para la capacidad de transporte del líquido en el oleoducto no se observan caídas de velocidad a lo largo del tubo de 3.4 km de longitud.

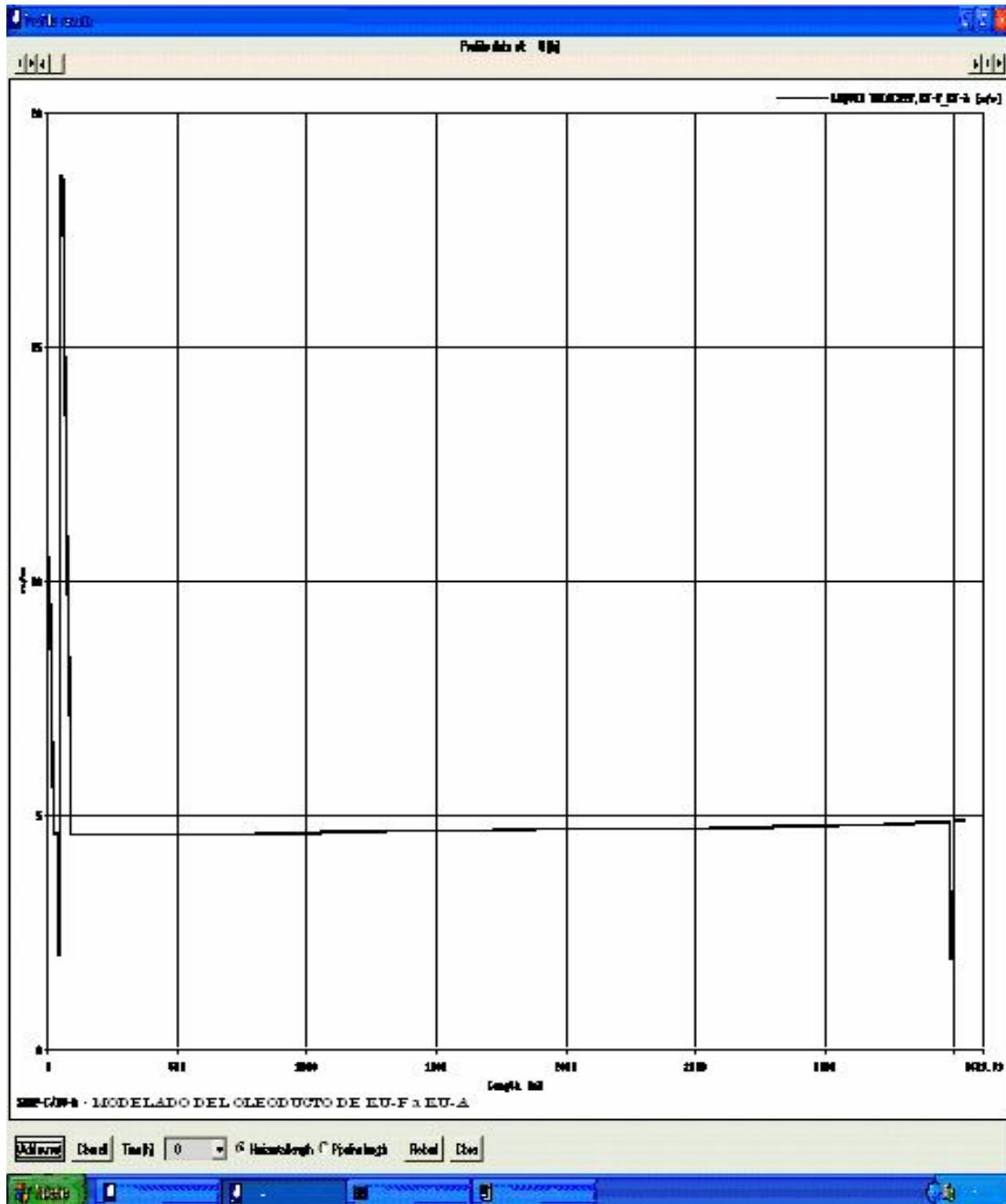


Figura 36. Velocidad del líquido a través del tubo con respecto a la longitud.

Los resultados que se observan al simular el oleoducto de ku-F a Ku-A muestran que hoy en día se tienen problemas de bacheo en la tubería, que podrís ser resultado si se aumentará el volumen de inyección de crudo en el oleoducto para disminuir el problema de bacheo.

4.8.2 Tabla comparativa de datos de reporte y resultados del simulador OLGA2000

Asimismo se elaboró la siguiente tabla comparativa entre los datos de campo, extraídos de reportes y los datos del simulador, con el fin de tener un mejor enfoque sobre la exactitud del simulador.

Tomando datos de las figuras 33, 34, 35 y 36 se elabora la siguiente tabla comparativa.

Tabla 33. Modelo comparativo para la comprobación del funcionamiento de BN.

Parámetro	Dato de reportes	Simulador OLGA
Presión en Ku-F [kg/cm ²]	10.3-10.6	7.3-10.3
Presión en Ku-A [kg/cm ²]	6.8-7.5	7.0-8.5
Flujo de volumen de aceite [BPD]	48650	48000
Flujo de volumen de gas [MMPCD]	39-44	42
Temperatura en Ku-F [°C]	85	82-86
Temperatura en Ku-A [°C]	26-32	37

4.9 Análisis del BEC como alternativa en los pozos de KU-F .

El registro de aforos de KU_F resulto importante, ya que de aquí se puede obtener información referente a Q_o , Q_g , RGA, temperatura de separación y de la bajante, presión en tubería de producción, presión de separación, entre otros datos, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 34. Tabla de aforos de campo Ku, referentes a la plataforma Ku_F.

POZO	PLAT	FECHA	P tp (Kg/cm ²)	P sep (Kg/cm ²)	P salida (Kg/cm ²)	TEM SEP (°C)	INYEON (PCD)	Qo (BPD)	Qg (M ³ /D)	Qg_Form (M ³ /D)	RGA (M ³ /M ³)	TEM BJTE (°C)
61	KU-F	02-Ene-05	13.7	10.6	9.5	82.0	1,889,364	6,918	139,945	86,443	79	86
62-A	KU-F	10-Jun-04	14.0	11.9	10.9	86.0	2,309,102	5,899	125,741	60,353	64	88
63	KU-F	27-Mar-04	13.5	11.4	10.6	72.0	1,845,350	5,466	111,772	59,517	68	81
81	KU-F	20-Dic-04	12.4	11.4	10.7	73.0	1,411,500	4,370	90,766	50,796	73	80
82	KU-F	06-Feb-05	12.7	9.8	9.0	70.0	1,792,887	2,913	80,017	29,247	63	76
83	KU-F	02-Ene-05	13.0	10.9	10.3	80.0	2,090,762	5,391	117,004	57,799	67	86
84	KU-F	28-Oct-04	13.5	12.1	11.2	66.0	1,985,219	2,349	79,689	23,473	63	74
1291	KU-F	21-Dic-04	13.0	11.7	10.7	79.0	2,043,791	5,200	113,814	55,940	68	83
1292	KU-F	21-Dic-04	13.9	11.6	10.6	81.5	2,102,128	7,324	146,766	87,239	75	88

En base a los datos mencionados anteriormente se utilizará un programa elaborado en Lahey ED Developer con interfase amigable de visual Basic 6.0 y Excel, para facilitar los cálculos de los 9 pozos mencionados anteriormente en la tabla y facilitar el uso repetitivo de los modelos matemáticos para el calculo de la carga dinámica de la bomba en el sistema artificial de producción BEC.

4.10 Sistema artificial de producción combinado

Como se puede observar en las graficas de perfiles de presiones en cada pozo los gradientes de presión indican que se puede considerar un sistema de producción BEC. Pero en base a los aforos como datos de campo el BN también ha sido una buena alternativa como sistema artificial de producción, entonces se puede definir que en un mismo aparejo de producción puede existir un sistema combinado de producción BEC y BN ya que por un lado las figuras (36, 39, 41, 43, 45, 47, 49, 51, 53) obtenidas en la simulación indican que se tendría producción

en superficie con BEC y los datos de aforos en la tabla 18 demuestran que se ha obtenido producción en Ku-Maloob-Zaap con la utilización del BN.

El sistema consiste de un doble sistema artificial de producción, bombeo neumático continuo o bombeo electrocentrífugo sumergido, instalado en el mismo pozo donde se encuentra instalado el BEC. Ambos operan al mismo tiempo, la idea es maximizar los beneficios de cada una de estas tecnologías para incrementar la recuperación de hidrocarburos.

El objetivo de este método es minimizar los requerimientos totales de energía y maximizar la producción. El equipo electrocentrífugo es diseñado con el propósito de ayudar a bajar la presión de los fluidos para tener menos requerimientos de presión en la optimización del bombeo neumático.

El bombeo neumático es usado para aligerar o disminuir la densidad del fluido y así reducir el tamaño de la bomba.

Se recomienda como prueba piloto del sistema artificial de producción de bombeo electrocentrífugo en campos de Ku en la formación brecha del cretácico debido a la existencia de carbonados con mayor presencia de dolomías.

Asimismo, se recomienda el uso de una camisa de circulación en la cual el sistema de encendido es accionado por una tubería insertada, con el fin de ser utilizada, solo en caso de que el sistema artificial de producción BEC presente un paro por emergencia o algún otro factor que detenga su funcionamiento, en tal circunstancia si se cuenta con un sistema artificial de producción de BN, se aprovecharía dicha camisa para mantener el nivel estático del pozo, manteniendo la columna hidráulica necesaria y continuar la producción bajo el uso de solo BN con un ritmo de producción como el mostrado en las gráficas anteriores para los pozos de Ku-F, los cuales funcionando con solo BN mantendrían el nivel de aforo actual con los gradientes de presión analizados.

En base al análisis efectuado se muestra el siguiente estado mecánico del pozo con la integración de BEC y BN como sistema artificial de producción combinado, considerando la importancia en las conclusiones y recomendaciones que de éste, se deriven.

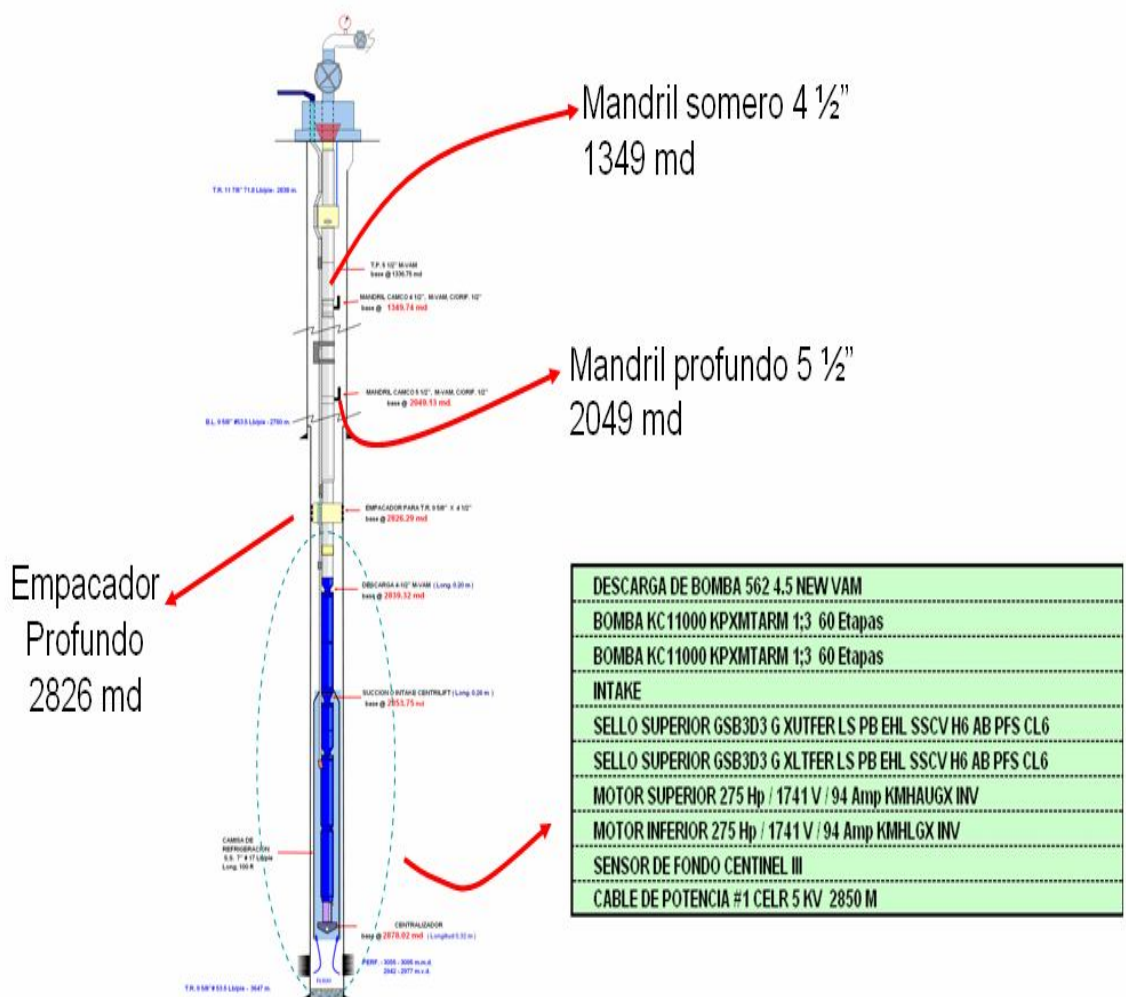


Figura 37. Sistema combinado BEC y BN en el pozo Zaap-25D.

CAPITULO V

SIMULACION Y ANALISIS DE RESULTADOS.

En base a los datos obtenidos en campo, como es el estado mecánico de los pozos, pruebas de aforo, calidad del fluido, características de equipos e instalaciones, se analizará la capacidad de producción que ofrecería solo BEC comparada con solo BN como se mostrará en las gráficas obtenidas y mostradas a continuación, utilizando un programa elaborado con Fortran en interfase con visual Basic 6.0 y Excel .

Con el propósito de que los efectos del fluido manejado sobre la bomba sean debidamente considerados en el calculo de profundidad de colocación en el aparejo, las presiones en la succión y descarga de la bomba, y variación volumétrica en su interior, se considera la aplicación de correlaciones que son más fáciles de aplicar para flujo multifásico como: a) Orkiszewski, b) Hargerdom &

Brown, c) Poettman & Carpenter, d) Beggs & Brill, e) Dun & Ros. Asimismo para las propiedades PVT se utilizó: para R_s , Lasater, Standing, Vazquez & Beggs y las desarrolladas para el Área Marina; para B_0 , Standing, Vazquez & Beggs; y para la viscosidad (μ) se utilizó Beal-Chew & Conally y en algunos pozos se utilizaron datos medidos, ya que se requería realizar cálculos repetitivos y prolongados en tiempo, se utilizó un programa desarrollado en Excel, con una interfase a Lahey-Fujitsu Fortran 95 v5.6 y Visual Basic 6.0 donde se capturaron los modelos matemáticos para determinar el gradiente de presión de solo BN así como el gradiente de solo BEC necesarios para determinar la potencia de la bomba y capacidad del motor del modelo BEC a partir del diferencial de presión calculado (ΔP). Obteniéndose las siguientes gráficas:

5.1 Cálculo del gradiente de presiones y presentación del reporte final para la CDT requerida.

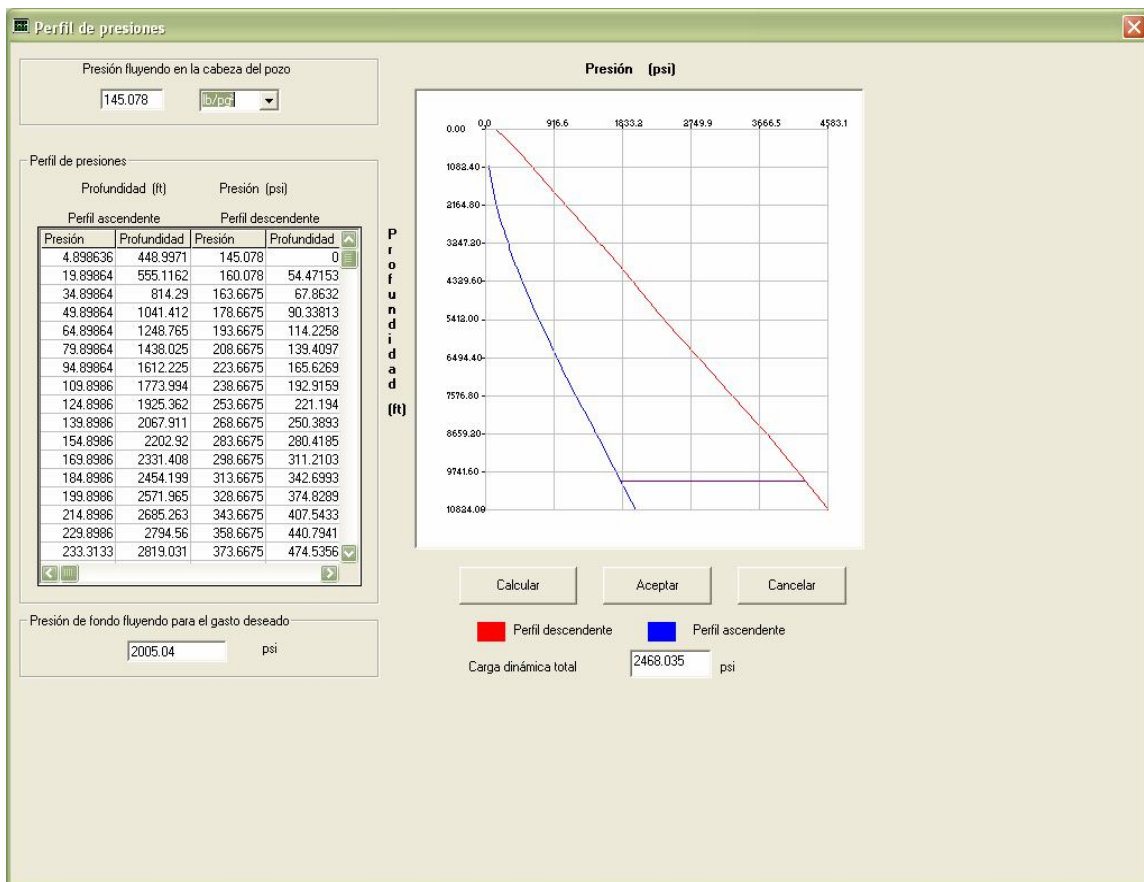


Figura 38. Perfil de presiones para Ku_F61.

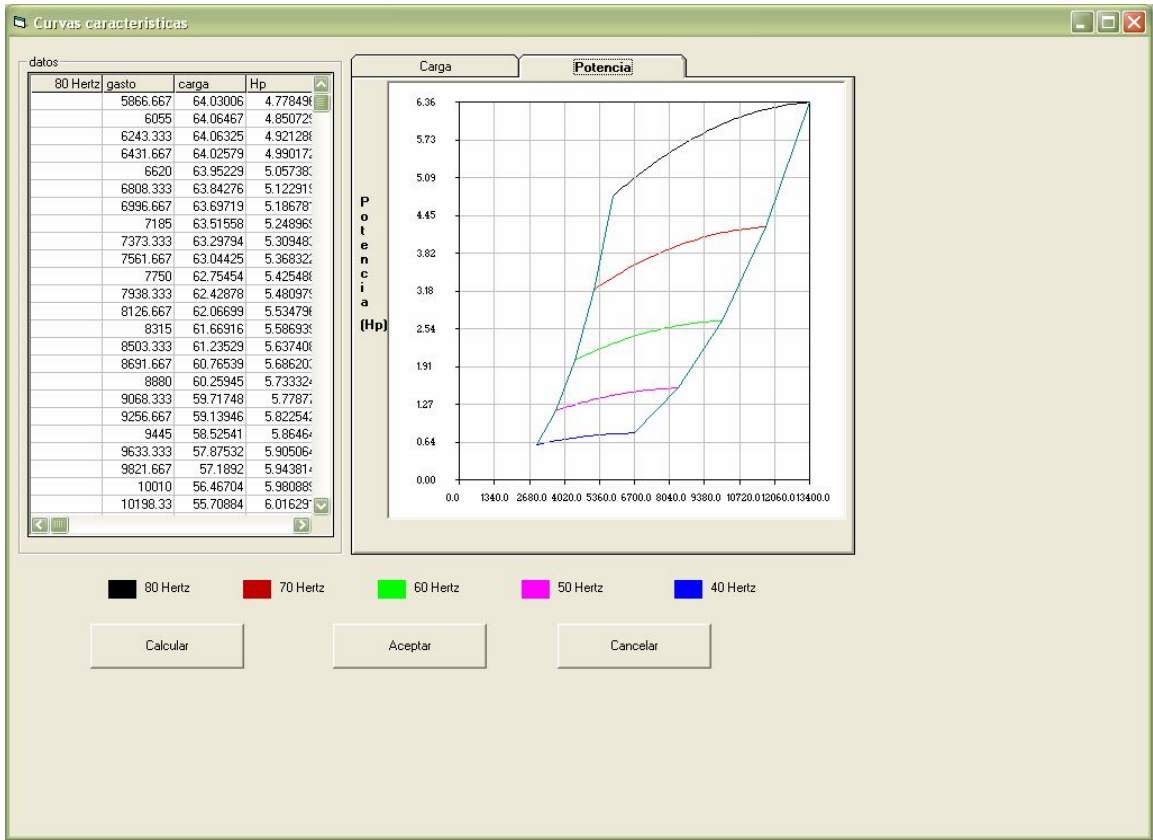


Figura 39. Análisis de carga de la bomba.

Reporte final

Gasto total de diseño: 6900 bpd

Presión de succión: 1801.539 psi Presión de descarga: 4269.575 psi

Carga dinámica total: 2468.035 psi Profundidad de colocación de la bomba: 10000 ft

Presión de fondo fluyendo para el gasto deseado: 2005.04 bpd

Volumen total de succión: 8737.326 bpd Volumen total de descarga: 8992.984 bpd

Bomba: GC8200

Potencia total del motor: 742.9366 Hp Número total de etapas: 281.1853

Motor: Modelo GMF serie 544 330 Hp 2350/92 (volt/amps)

Button: Aceptar

Figura 40. Reporte final de prueba de aportación utilizando BEC en el pozo Ku_F61.

SIMULACION Y ANALISIS DE RESULTADOS

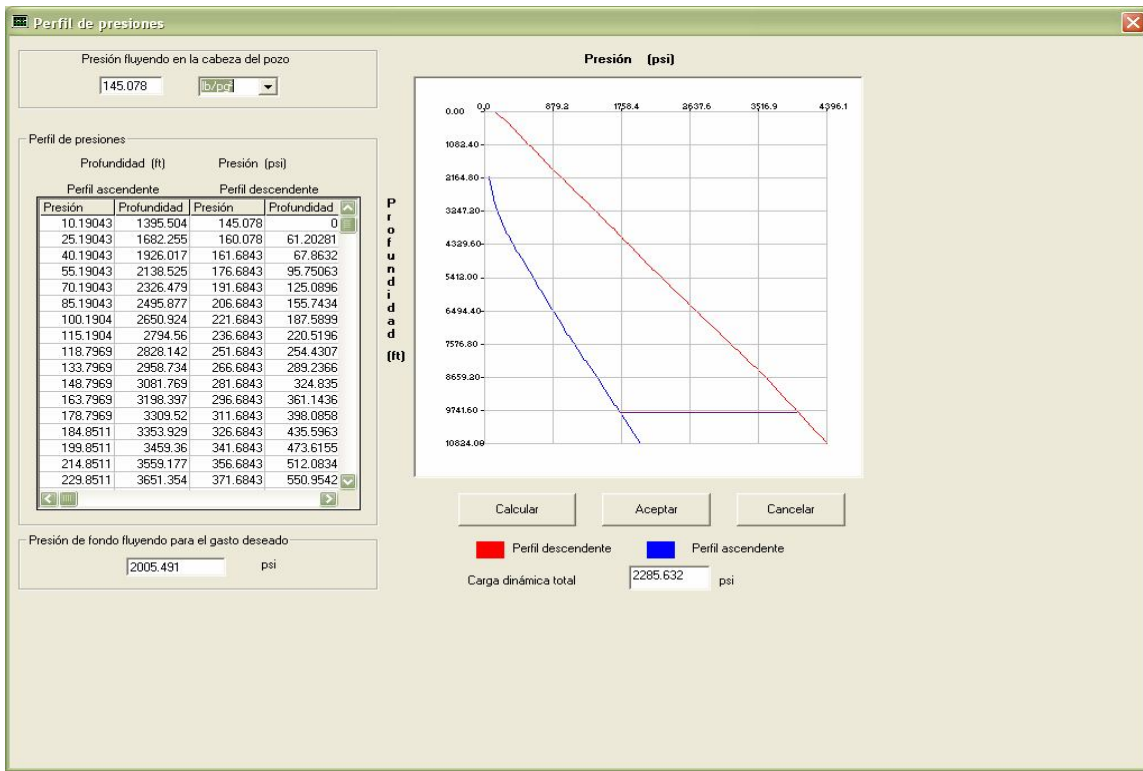


Figura 41. Perfil de presiones para Ku_F62-A.

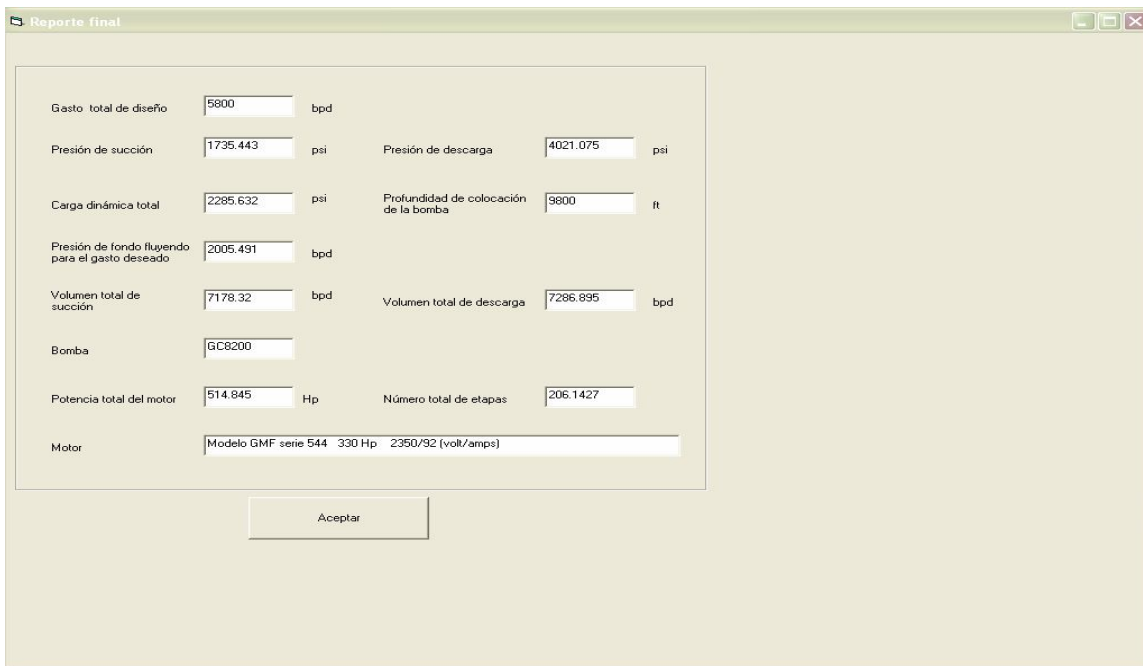


Figura 42. Reporte final de prueba de aportación utilizando BEC en el pozo Ku_F62-A.

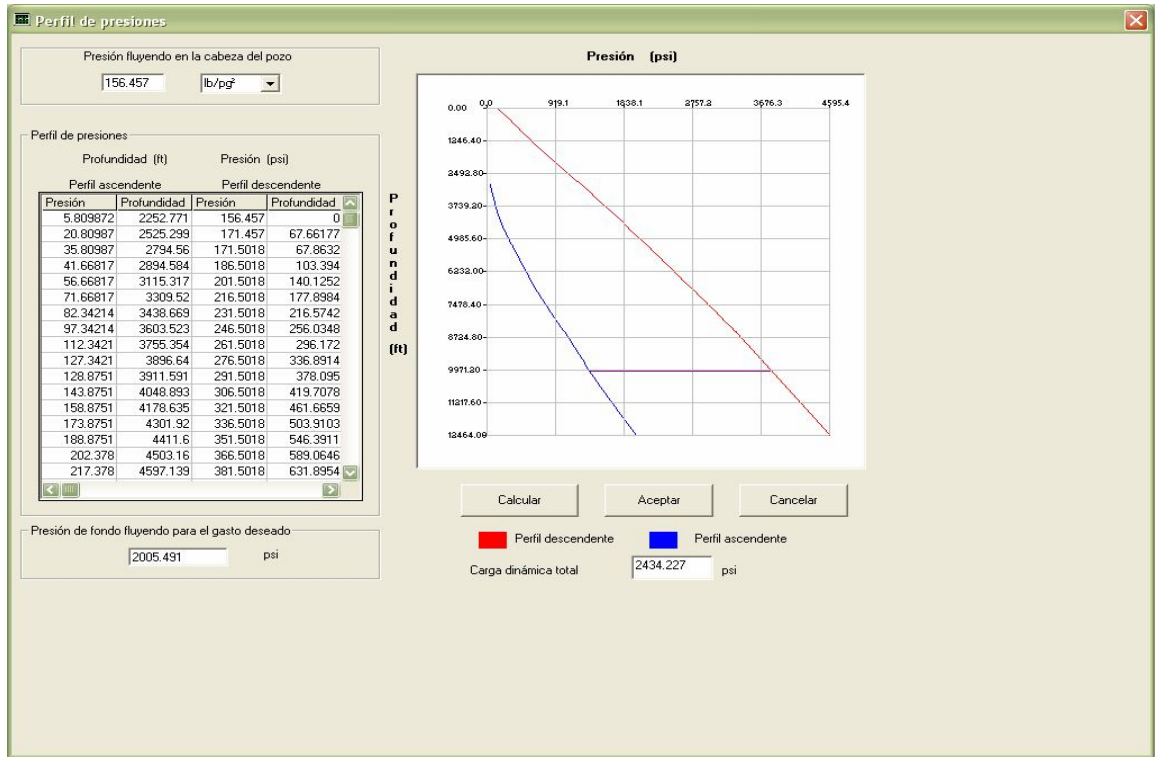


Figura 43. Perfil de presiones para Ku_F63.

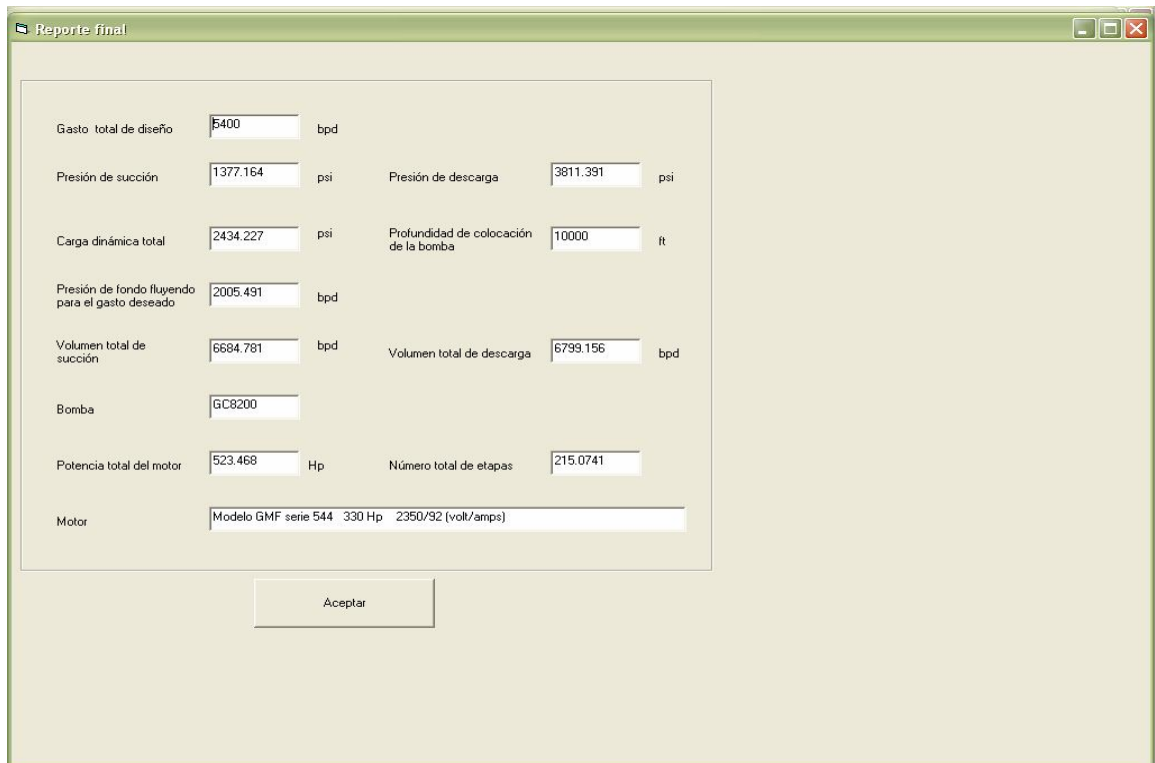


Figura 44. Reporte final de prueba de aportación utilizando BEC en el pozo Ku_F63.

SIMULACION Y ANALISIS DE RESULTADOS

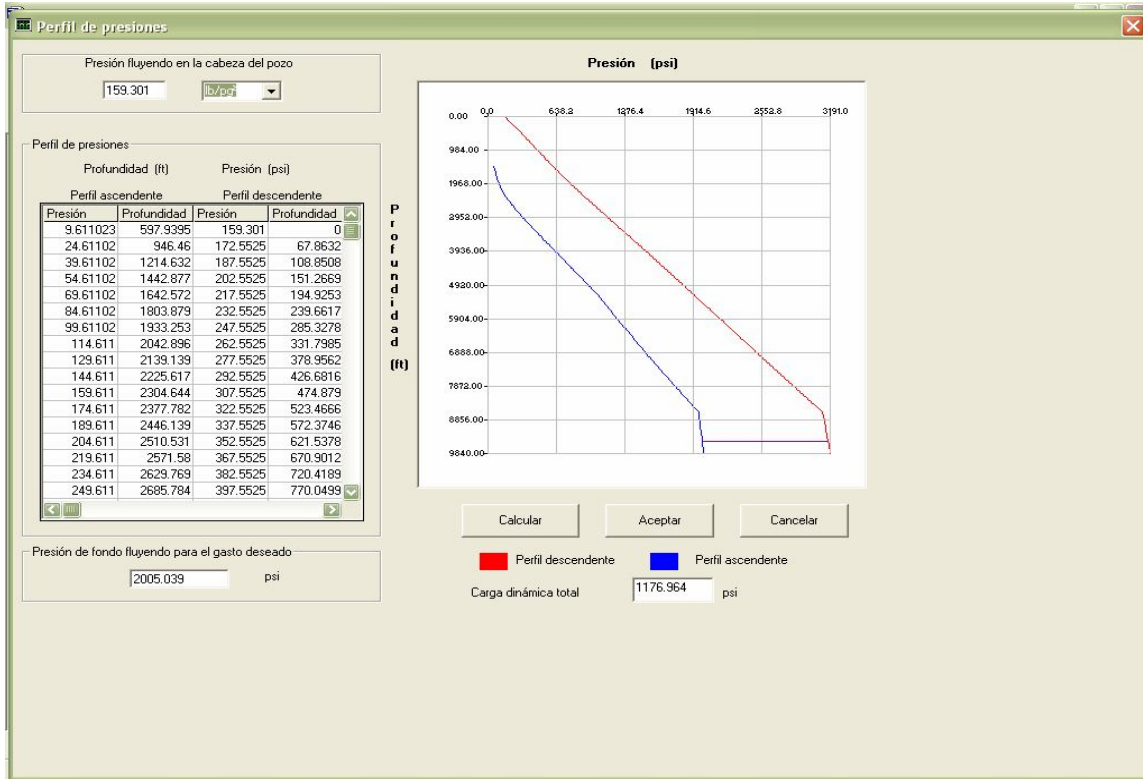


Figura 45. Perfil de presiones para Ku_F81.

Gasto total de diseño: 4300 bpd

Presión de succión: 1992.469 psi

Carga dinámica total: 1176.964 psi

Presión de fondo fluyendo para el gasto deseado: 2005.039 bpd

Volumen total de succión: 5422.282 bpd

Bomba: GC6100

Potencia total del motor: 208.8613 Hp

Motor: Modelo GMF serie 544 300 Hp 2150/76 (volt/amps)

Presión de descarga: 3169.433 psi

Profundidad de colocación de la bomba: 9500 ft

Volumen total de descarga: 5540.435 bpd

Número total de etapas: 88.0054

Figura 46. Reporte final de prueba de aportación utilizando BEC en el pozo Ku_F81

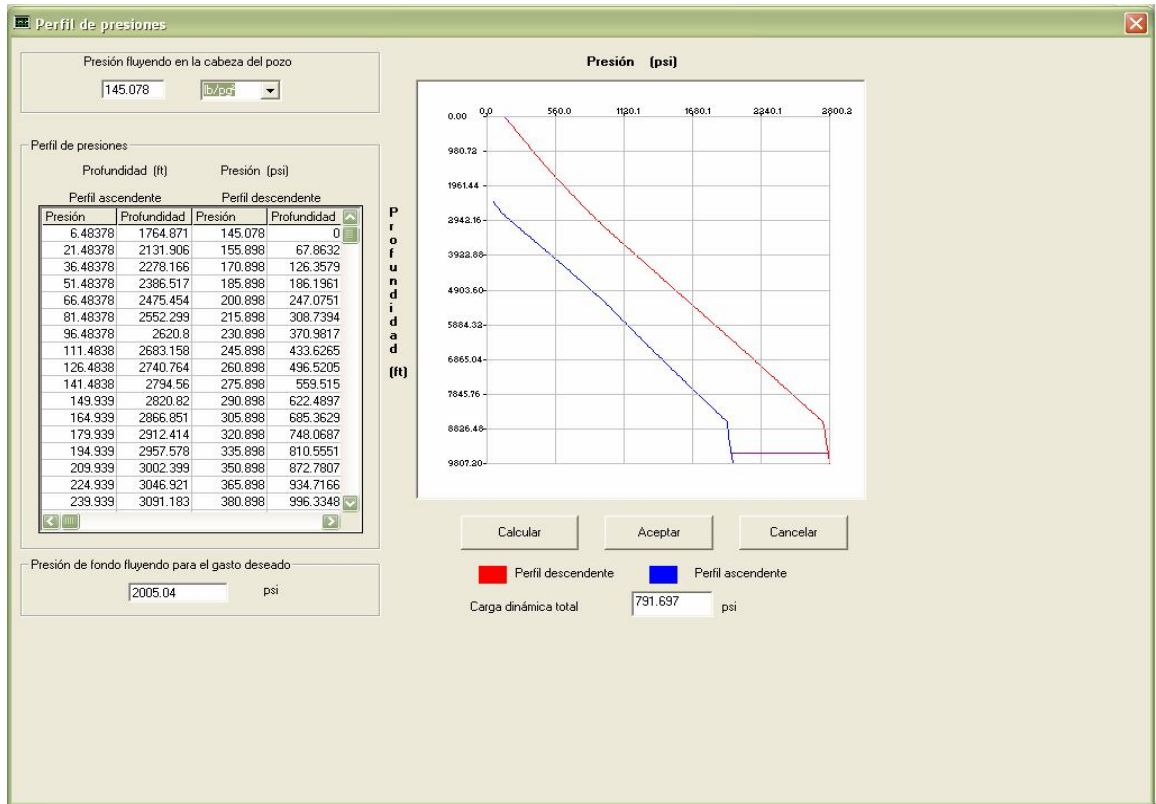


Figura 47. Perfil de presiones para Ku_F82.

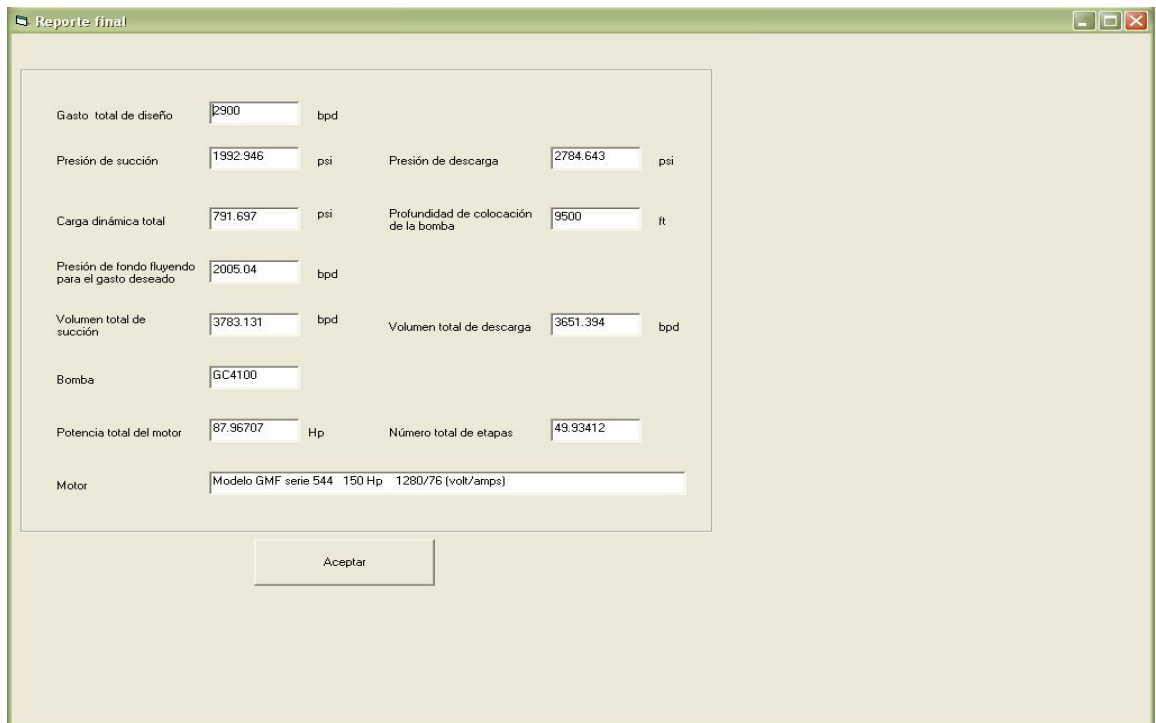


Figura 48. Reporte final de prueba de aportación utilizando BEC en el pozo Ku_F82

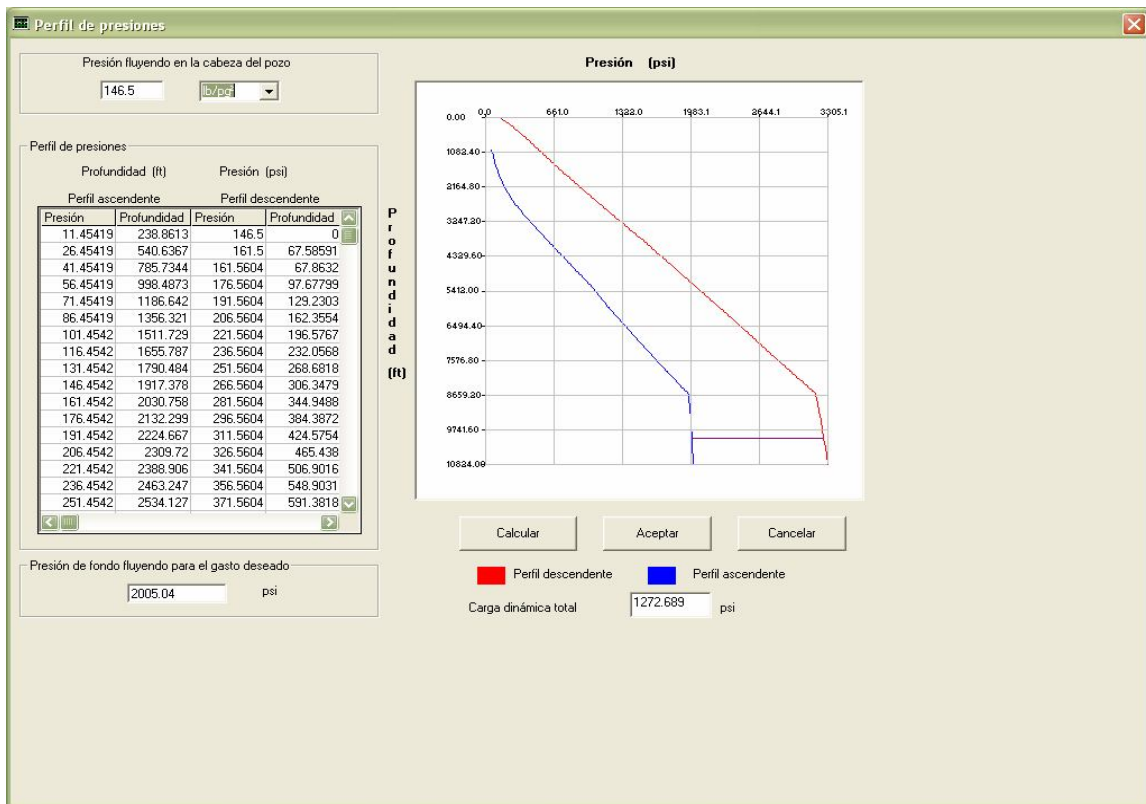


Figura 49. Perfil de presiones para Ku_F83.

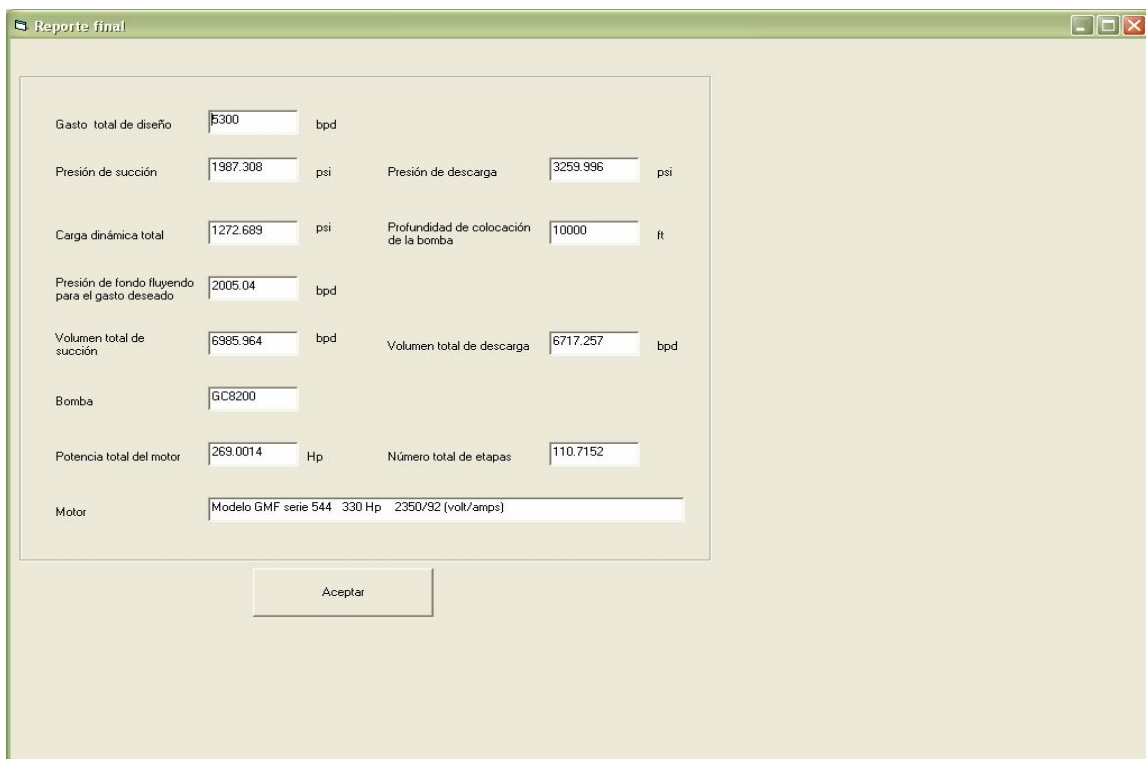


Figura 50. Reporte final de prueba de aportación utilizando BEC en el pozo Ku_F83

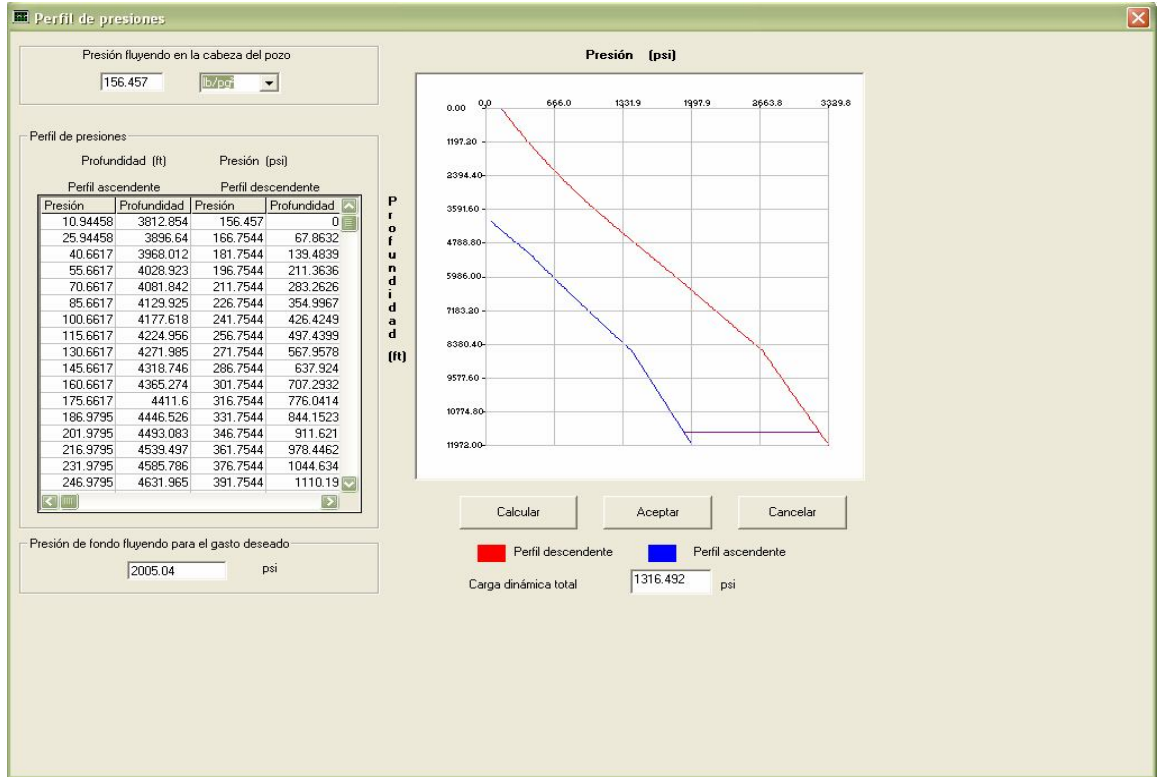


Figura 51. Perfil de presiones para Ku_F84.

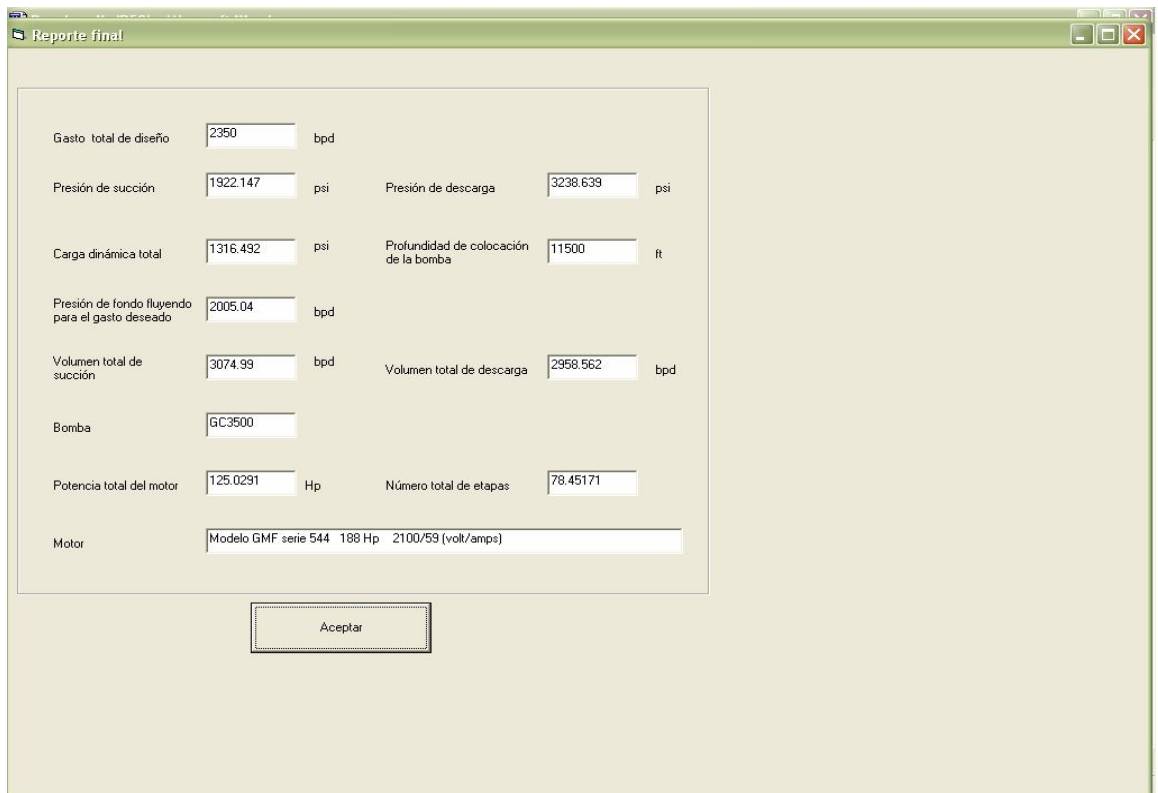


Figura 52. Reporte final de prueba de aportación utilizando BEC en el pozo Ku_F84

SIMULACION Y ANALISIS DE RESULTADOS

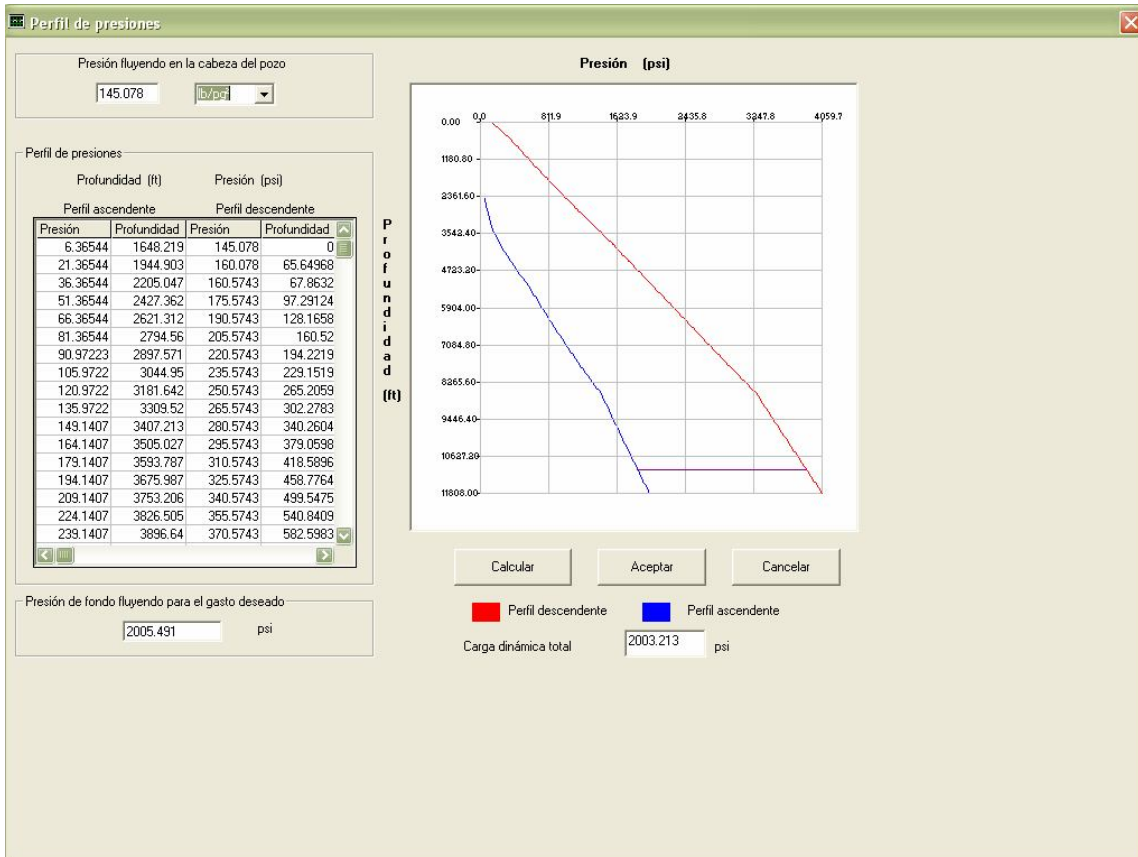


Figura 53. Perfil de presiones para Ku_F1291.

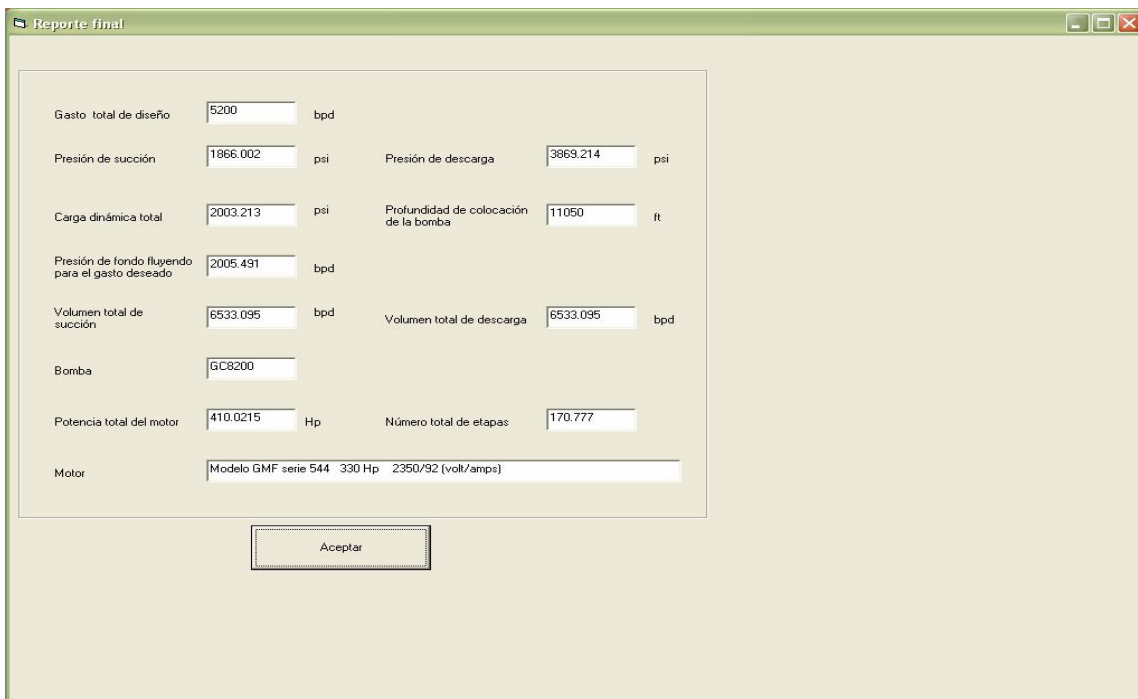


Figura 54. Reporte final de prueba de aportación utilizando BEC en el pozo Ku_F1291

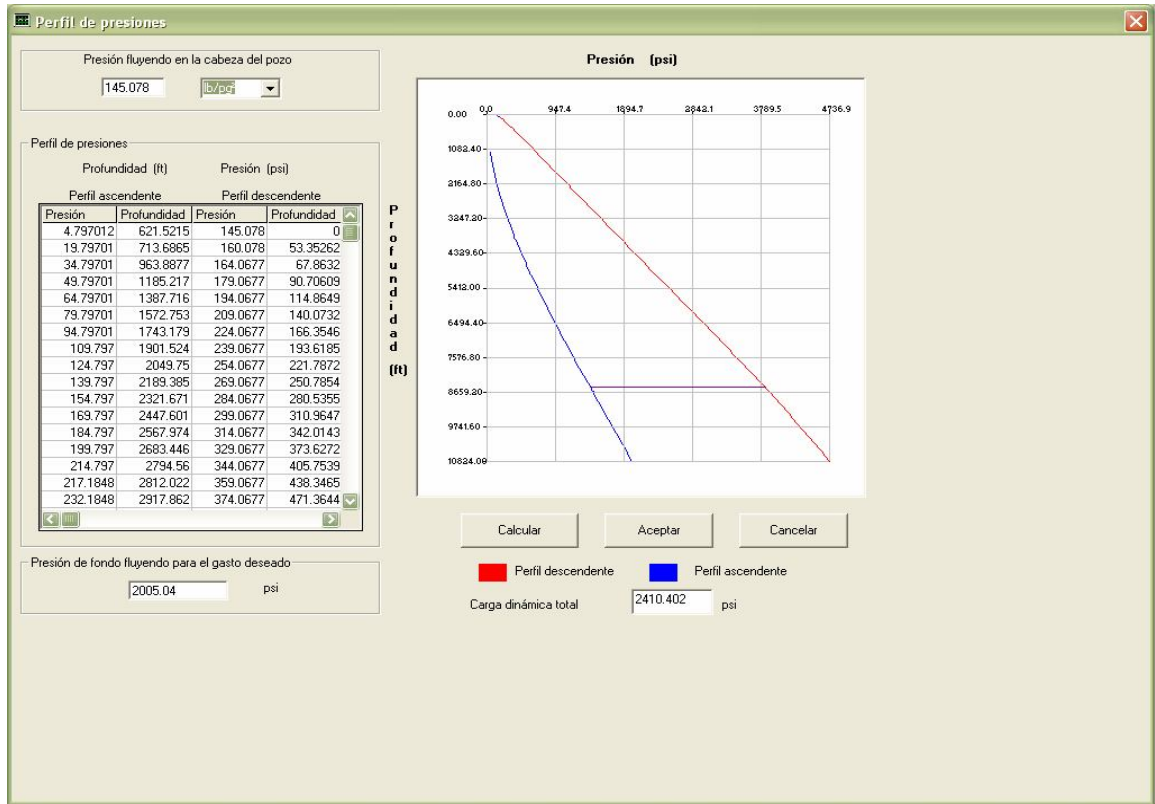


Figura 55. Perfil de presiones para Ku_F1292

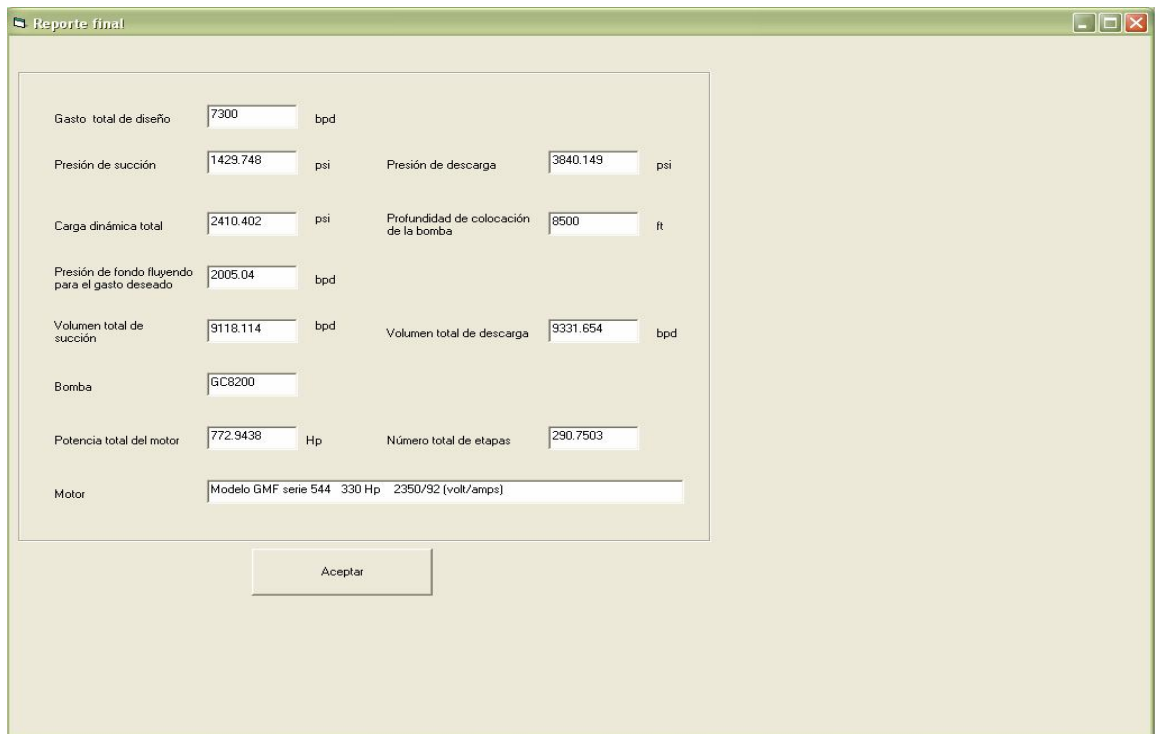


Figura 56. Reporte final de prueba de aportación utilizando BEC en el pozo Ku_F1292

5.2 Resultados de simular el BEC

A continuación se presenta una tabla que relaciona los ritmos de producción que puede ofrecer cada pozo de Ku_F, pero considerando explícitamente la carga dinámica total que requerirá la bomba para poder generar la potencia necesaria para llevar dicha producción a la superficie, como muestran las graficas obtenidas en el capitulo 4 y que aportaron los datos para elaborar la siguiente tabla.

Tabla 35. Aportación de ritmo de producción por BEC en la plataforma Ku_F.

POZO	Q _T de diseño BN (BPD)	Vol _{Tsucción} BEC (BPD)	Vol _{Tdescarga} BEC (BPD)	Q _T BEC (B _g =1.102 @ c.s.)	POT _{total} del Motor (HP)	No. de etapas	Profundidad _{col} (m)	CDT (kg/cm ²)
61	6900	8737	8992	8160	743	282	3050	174
62-A	5800	7178	7287	6613	515	207	2988	161
63	5400	6684	6799	6170	524	215	3050	171
81	4300	5422	5540	5027	209	88	2897	83
82	2900	3783	3651	3313	88	50	2897	56
83	5300	6985	6717	6095	269	111	3050	90
84	2350	3075	2958	2684	125	79	3506	93
1291	5200	6533	6533	5928	411	171	3369	141
1292	7300	9118	9331	8467	773	291	2592	170

5.3 Gráfica de patrón de flujo con el volumen de crudo que aporta el BEC.

La siguiente gráfica muestra los resultados obtenidos de simular el oleoducto de Ku-F a Ku-A, la cual muestra que se reducen los efectos del bacheo tendiendo hacia el flujo laminar, ocasionado por un gradiente de presiones de los datos obtenidos del perfil ascendente de las graficas anteriores y se puede observar el ΔP o CPT (Carga Dinámica Total) requerida de la bomba para obtener un gradiente de presiones con BEC y un volumen de crudo que entra al oleoducto de , el cual muestra un mejor aporte en gasto de producción como se muestra a continuación:

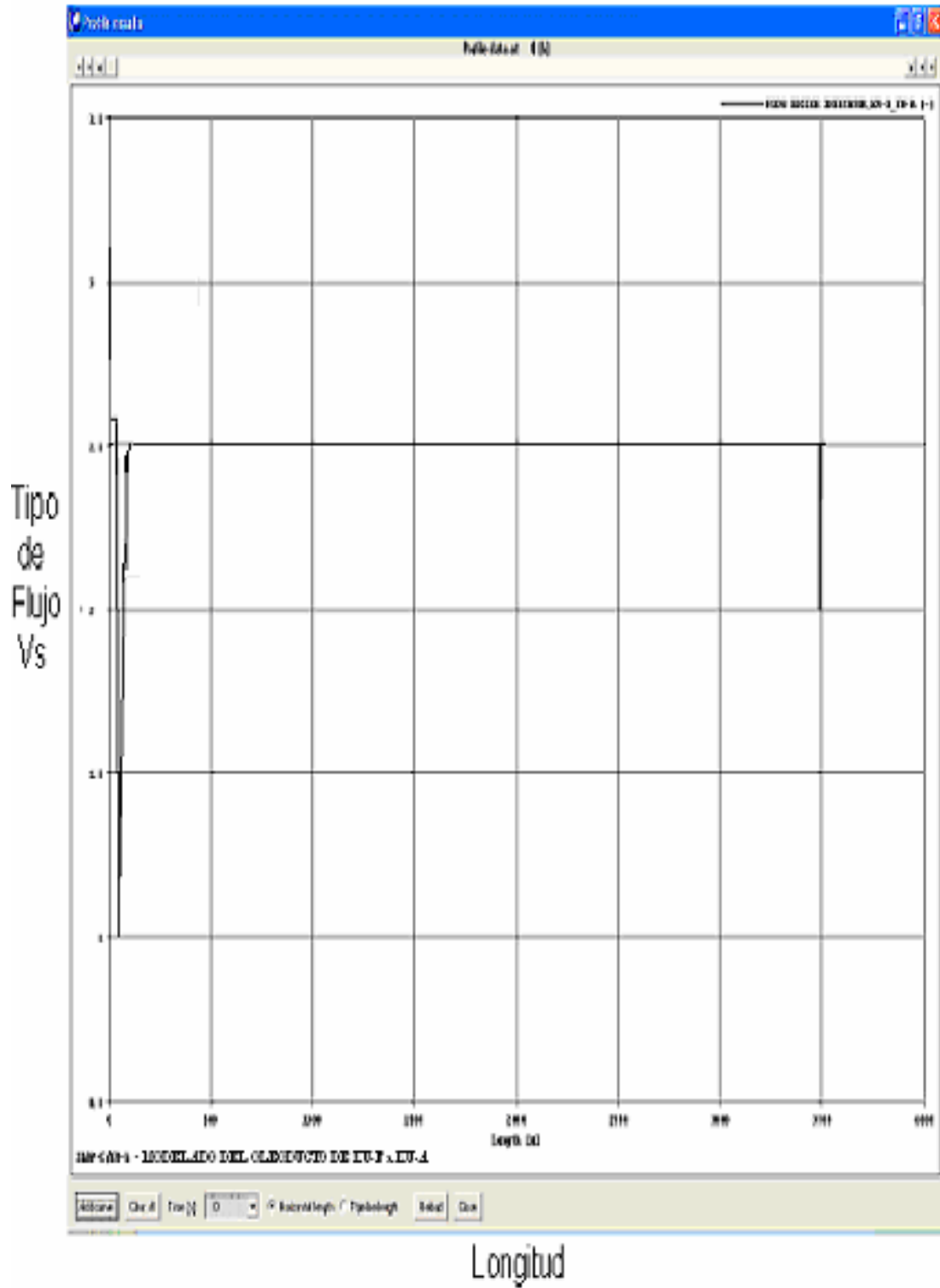


Figura 57. Propiedades de los fluidos que se consideraron para la simulación de BEC.

5.4 Se determinó el gradiente de presión ascendente

Partiendo desde la presión de fondo fluyendo, se calculó el perfil de presión ascendente y se obtuvo una gráfica para cada pozo, se consideró que el flujo es por la tubería de revestimiento y que se utiliza la relación gas aceite natural (RGAN), la que produce el yacimiento, utilizando correlaciones.

Al generar el gradiente de presión ascendente y considerando la Carga Dinámica total para cada pozo se pudo observar que la presión, con que llegaba el fluido a la superficie, era mayor la presión del gradiente de BEC en comparación con el de BN.

5.5 Se determinó la profundidad de colocación de la bomba

Con la presión de succión que necesita la bomba, se determinó la profundidad de colocación como se muestra en el reporte final de prueba de aportación para cada pozo de la plataforma Ku-F, utilizando BEC. Teniendo siempre en cuenta que la bomba no puede admitir más que el 10% de gas libre de tal manera que se tiene que calcular el volumen de gas libre a la profundidad de colocación, ver figura 40, 42, 44, 46, 48, 40, 52, 54, 56.

Hay que tomar en cuenta que conforme disminuye la presión, la cantidad de gas que se libera aumenta progresivamente después de alcanzar su presión de burbujeo. Por tal razón se debe de poner atención en el porcentaje de gas que entra a la bomba, ya que no debe de pasar más de un 10%, de no ser así el comportamiento de la bomba será muy diferente al de su curva característica, además de presentarse el fenómeno de cavitación y dañar el equipo, ya la cavitación es un fenómeno que se produce cuando la corriente en un punto de una estructura o de una máquina alcanza una presión inferior a la presión de saturación de vapor, el líquido se evapora y se origina en el interior del líquido «cavidades» de vapor, de ahí el nombre de cavitación.

El empleo de un separador de gas a la succión de la bomba prolonga la vida útil de la bomba y nos permite utilizar el sistema en pozos con relaciones altas gas-aceite.

5.5.1 Determinación del perfil de presión descendente

Con la misma correlación que se utilizó para flujo ascendente calcular el perfil de presión descendente, partiendo desde la presión de la cabeza (P_{wh}) ¿Qué se necesita para trasportarlo a los separadores hasta el punto de colocación de la bomba? En el perfil de presión se debe considerar que el flujo es por la tubería de producción y que opcionalmente se utiliza un separador por lo tanto a la relación gas líquido se le resta el gas que fue enviado al espacio anular por el separador, ver figura 38, 41, 43, 45, 47, 49, 51, 53, 55.

5.5.2 Determinación de la carga dinámica total

Determinar la carga dinámica total que requiere la bomba para poder desplazar el fluido a la presión requerida en la cabeza del pozo.

La carga dinámica es simplemente la carga total que la bomba genera cuando está bombeando el gasto deseado. Dicho de otra forma es la diferencia entre la presión de succión y la presión de descarga de la bomba.

$$CDT = \text{presión de descarga} - \text{presión de succión}$$

Gráficamente la CDT es la diferencial entre el perfil de presión descendente y ascendente a la profundidad de colocación de la bomba, ver figura 38, 41, 43, 45, 47, 49, 51, 53, 55

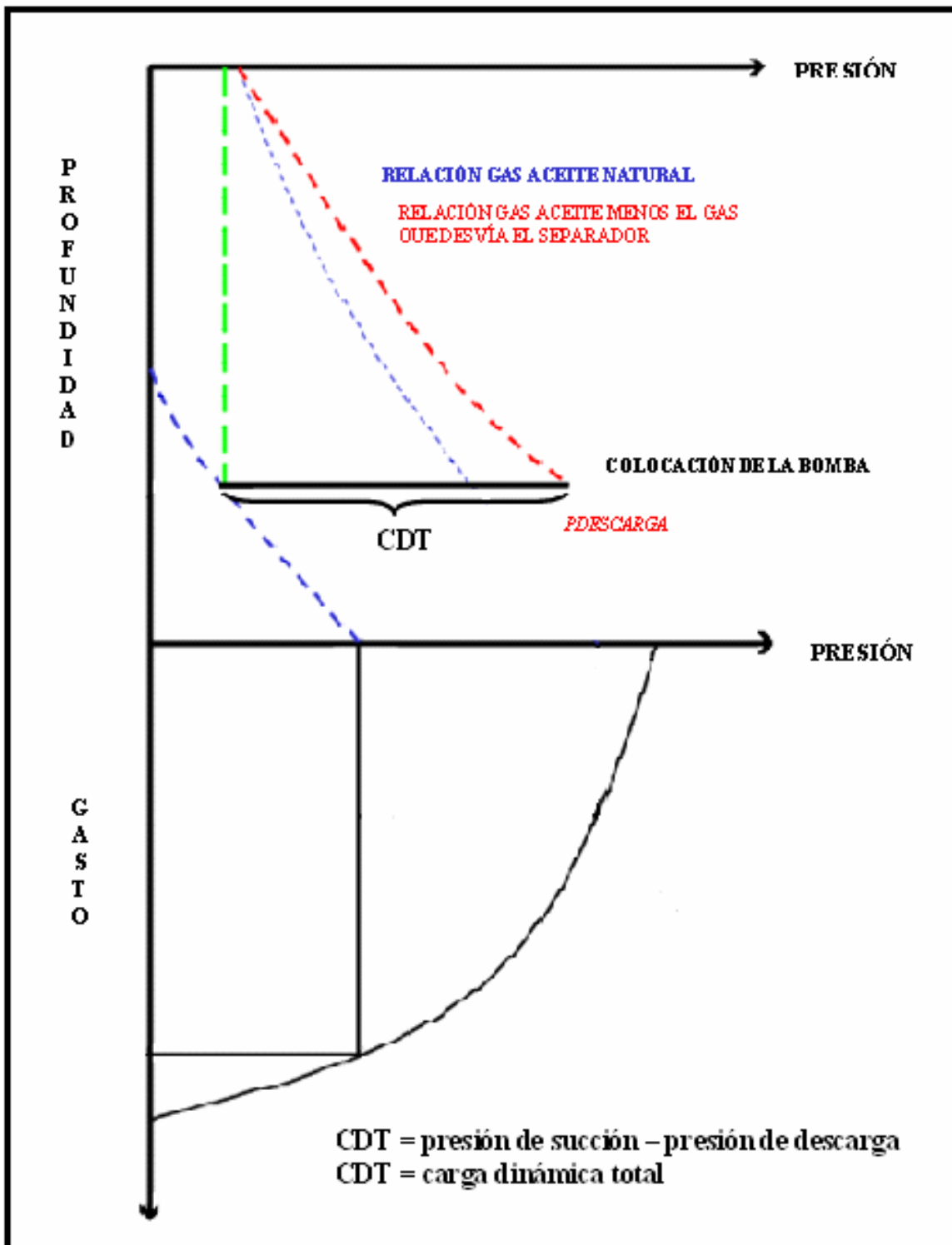


Figura 58. Calculo de la Carga Dinámica Total.

5.5.3 Selección de bomba

Una bomba es un convertidor en el cual se transforma la energía mecánica en energía cinética, generando presión y velocidad en el fluido.

Los procesos industriales de cualquier tipo requieren circulación de fluidos lo cual implicará la utilización de equipos de bombeo como son^{8*}:



Figura 59. Clasificación de bombas para BEC.

Conociendo el enfoque en que se encuentran las Bombas centrífugas debemos conocer que este tipo de bombas aplican energía al líquido que se bombea por medio de un impulsor o una hélice que gira en un eje. La velocidad aplicada al fluido por el impulsor se convierte en presión cuando el líquido sale del impulsor y avanza a lo largo de una voluta o carcasa de difusor estacionaria.

La fuerza centrífuga producida depende de la velocidad en la punta de los alabes y de la densidad del líquido.

Este tipo de bombas constituyen no menos del 80% de la producción mundial de bombas debido a que es la más adecuada en el manejo de grandes cantidades de líquidos.

Para la selección de una bomba centrífuga se requiere organizar los siguientes datos:

- 1.- Curvas características
- 2.- Diseño del impulsor
- 3.- Número de etapas
- 4.- Carga Neta Positiva de Succión (CNPS)
- 5.- Diseño de las carcasas y caracol
- 6.- Diseño del difusor y montajes

De los 6 puntos mencionados el punto 4 no se ha mencionado hasta este momento considerando importante definir si un sistema tiene insuficiente Carga Neta Positiva de Succión disponible (CNPSd) para que la bomba funcione de manera óptima, existen varias formas de aumentar la CNPSd o reducir la Carga Neta de Succión Requerida (CNPSr) o ambas cosas:

- 1.- Subir el nivel del líquido.
- 2.- Bajar la bomba.
- 3.- Reducir las pérdidas por fricción en la tubería de succión.
- 4.- Utilizar una bomba reforzadora.
- 5.- Subenfriar el líquido.
- 6.- Velocidades más bajas.
- 7.- Impulsor de doble succión.
- 8.- Ojo del impulsor más grande.
- 9.- Una bomba de tamaño más grande.

10.- Inductores colocados antes de los impulsores.

11.- Varias bombas más pequeñas en paralelo.

Carga Neta Positiva de Succión

La Carga Neta Positiva de Succión disponible (CNPS_d) representa la diferencia entre la carga absoluta de succión existente y la presión de vapor a la temperatura prevaleciente, es una característica del sistema en que se emplea la bomba centrífuga.

La Carga Neta Positiva de Succión requerida (CNPS_r) esta en función del diseño de la bomba, representa el margen mínimo requerido entre la carga de succión y la presión de vapor.

Por lo tanto la (CNPS_d) > (CNPS_r)

Nota: La Carga Neta Positiva de Succión es conocida por sus siglas en inglés como NPSH

Determinación de la Carga Neta Positiva de Succión

Caso.- *Succión en una fuente que esta a presión atmosférica y ubicada debajo de la línea de centros de la bomba*

h_s = Carga de succión, ft

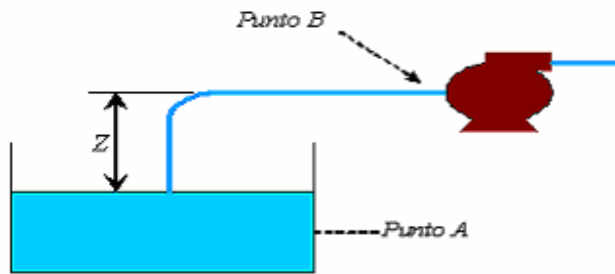
h_i = perdida en la entrada del punto A, ft

h_{fs} = perdida total por fricción entre el punto A y B, ft

P_s = presión del líquido, psia

P_v =presión de vapor del líquido, psia

CNPS_d= carga neta de succión positiva, ft



$$h_s = Z - h_{fs} - h_i + P_s$$

$$-h_s = Z + h_{fs} + h_i$$

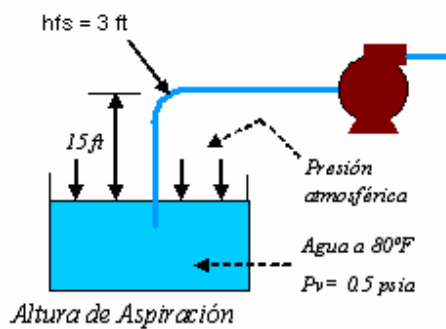
$$CNPS_d = \frac{2.31(P_s - P_v)}{sp.gr} + Z - h_{fs}$$

Ejemplo de Cálculo de la CNPSd

Partiendo de:

$$CNPS_d = \frac{2.31(P_s - P_v)}{sp.gr} + Z - h_{fs}$$

y



donde:

P_s = presión sobre la superficie del líquido, psia

P_v = presión de vapor del líquido, psia

Z = carga estática, ft

h_{fs} = pérdidas por fricción, ft

Se calcula la CNPS disponible del sistema en los siguientes casos en estudio como son:

- a) sobre el nivel del mar
- b) a 5000 ft sobre el nivel del mar

a) Sobre el nivel del mar :

$$CNPSd = \frac{2.31(14.7-0.5)}{1.0} + (15) - 3 = 14.8 \text{ ft}$$

b) A 5000 ft sobre el nivel del mar :

$$CNPSd = \frac{2.31(12.2 - 0.5)}{1.0} + (15) - 3 = 9.0 \text{ ft}$$

5.5.4 Selección del Motor

Una vez que se ha determinado la potencia requerida por el motor se tendrá que seleccionar de acuerdo a las siguientes condiciones:

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

Los resultados para cada pozo se pueden observar en las figuras 40, 42, 44, 46, 48, 40, 52, 54, 56

5.6 Aportación de BEC al activo Ku-Maloob-Zaap.

Los factores que se deben tomar en cuenta para la determinación del mejor sistema artificial de producción para el oleógasoducto de Ku-F a Ku-A deben ser:

1. Profundidad de operación [pies]
2. Gasto obtenido [bpd].
3. Temperatura de operación [°f]
4. Desviación del pozo [grados].
5. Resistencia a la corrosión.

6. Manejo de gas
7. Manejo de sólidos.
8. Densidad del fluido [°api]
9. Aplicación costa fuera
10. Principio de funcionamiento

Tabla 36. Comparación de BN y BEC en cuanto a las siguientes características en el campo Ku.

Características	Neumático	Centrífugo
Profundidad de operación [metros]	3,500 - 4, 000	3500- 4,000
Gasto obtenido [BPD]	45,500	52,500
Temperatura de operación [°F]	150 – 187	150 – 187
Desviación del pozo [grados]	0° - 60°	0° - 60°
Resistencia a la corrosión	Buena – Excelente	Excelente
Manejo de gas	Excelente	Buena
Manejo de sólidos	Buena	Pobre
Densidad del fluido [°API]	>15°	>15°
Aplicación costa fuera	Buena	Buena
Principio de funcionamiento	Gas a alta presión	Motor de fondo
Manejo de crudos pesados	Buena	Excelente

5.6.1 Calculo del gasto crítico.

En base a los datos obtenidos en la tabla 19 se considero realizar un cálculo de gastos críticos para verificar que no se ocasionen daños al yacimiento debido al incremento en el ritmo de producción y los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Este modelo esta basado en un promedio de las correlaciones de MEYER & GARDNER, SCHOLLS, y CHANEY. Para validar el modelo, las pruebas se realizaron en el campo South Huayari, asimismo se consideraron todos los datos que a continuación se mencionan:

Para ku_F61:

Tabla 37. Hoja de calculo en Excel para determinar gasto crítico en KuF_61.

CALCULO DE GASTOS CRITICOS			
CAMPO: KU			
POZO: KuF_61			
DATOS PARA CALCULO DE GASTO CRITICO			
ρ_w @ c.s. (gr/cc):	1.095	ρ_o gr/cc):	0.924233
ρ_o @ c.s. (API):	21.6	H (pies):	301.8336
Cima formación (mvbnm):	3406	D (pies):	144.3552
Contacto w/o (mvbnm):	3498	re (pies):	1052.986
Cima intervalo disk. (mvbnm), OPCIONAL:	3450	Rw (pies):	0.291667
Base intervalo disk. (mvbnm):	3000		
Permeabilidad (mD):	1.44		
Viscosidad del aceite @ c.y. (cp):	1.102		
Bo @ Pws (adim):	320.95		
Radio de drene (m):	7		
Radio del pozo (pulg):	7		
DATOS PARA CALCULO DE TIEMPO A LA SURGENCIA			
Permeabilidad horizontal (md):	3000		
Porosidad (fraccion):	7.1		
Gasto por analizar (BPD):	5899		
Fk (kv/kh):	0.1		
Relac. De movilidades (M):	3.27		
α ($\alpha=0.5$ para $M<1$, $\alpha=0.6$ para $1<M<10$):	0.6		
DATOS PARA CALCULO DEL COMPORTAMIENTO DEL WC			
Espesor de la zona de aceite inicial (m):	70	Ho (pies):	229.6588
Espesor de la zona de agua inicial (m):	3.6576	Hw (pies):	12
NP (BLS):	0.00E+00		
ΔN_p diaria del bloque (BLS)	2.76E+06		
N (BLS):	2.76E+06		
Swc (fraccion):	0.288		
Sor (fraccion):	0.337		

GASTO CRITICO

MEYER & GARDER	4251.03 BPD
SCHOLS*	7579.51 BPD
CHANEY	9893.21 BPD
PROMEDIO	7241.25 BPD

Recordemos que para calcular ρ_0 se tiene:

$$\rho_0 = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}}$$

y para el espesor de la zona de aceite H, se tiene:

$$H \text{ (pies)} = [Cw/o \text{ (mvbnm)} - \text{Cima formación (mvbnm)}] * 3.2808$$

Por otro lado para calcular el intervalo perforado desde la cima de la arena "D" en pies se utiliza:

$$D \text{ (pies)} = [\text{Base intervalo disp. (mvbnm)} - \text{Cima formación (mvbnm)}] * 3.2808$$

El radio de drene r_e (pies) se obtuvo del estado mecánico del pozo en metros y solo se realizó la conversión a pies utilizando:

$$r_e \text{ (pies)} = 3.2808 * r_e \text{ dato (metros)}$$

Para el radio del pozo (pies), se obtuvo del estado mecánico, el dato en pulgadas y se realizó la conversión usando:

$$\text{radio del pozo (pies)} = 3.2808 * \text{radio del pozo (pulg)}$$

Asimismo, partiendo de los datos, para calcular H_o (pies) y H_w (pies) se utiliza:

$$H_o \text{ (pies)} = 3.2808 * \text{Espesor de la zona de aceite inicial (m)}$$

$$H_w \text{ (pies)} = 3.2808 * \text{Espesor de la zona de agua inicial (m)}$$

Por último para obtener los valores de las correlaciones, en primer lugar para MEYER & GARDER:

$$\text{MEYER \& GARDER} = (0.0015351 * (\text{pw @ c.s. (gr/cc)} - \text{po @ c.s. (API)}) * (Cw/o^2 \text{ (mvbnm)}^2 - \text{base intervalo disp.}^2 \text{ (mvbnm)}^2) * \text{Permeabilidad (mD)}) / (\text{Viscosidad del aceite @ c.y. (cp)} * \text{Bo @ Pws (adim)} * (\ln(r_e \text{ (pies)} / r_w \text{ (pies)))))$$

en segundo lugar para SCHOLS se tiene que:

$$\text{SCHOLS} = (\rho_w @ \text{c.s. (gr/cc)} - \rho_o @ \text{c.s. (API)}) * \text{Permeabilidad (mD)} * (\text{Cw/o}^2 (\text{mvbnm})^2 - \text{base intervalo disp.}^2 (\text{mvbnm})^2) / (2049 * \text{Viscosidad del aceite @ c.y. (cp)} * \text{Bo @ Pws (adim)}) * (0.432 + (3.14159 / (\text{LN}(r_e (\text{pies}) / r_w (\text{pies}))) * (\text{Cw/o} (\text{mvbnm}) / (r_e (\text{metros}))^{0.14}$$

En tercer lugar para CHANEY se tiene el modelo:

$$\text{CHANEY} = (0.00333 * \text{Permeabilidad (mD)} * (\rho_w @ \text{c.s. (gr/cc)} - \rho_o @ \text{c.s. (API)}) / (\text{Viscosidad del aceite @ c.y. (cp)} * \text{Bo @ Pws (adim)}) * (0.1313 * \text{Cw/o}^2 (\text{mvbnm})^2 - \text{base intervalo disp.}^2 (\text{mvbnm})^2 - 23.2)$$

Y para finalizar el promedio se obtiene:

$$\text{Promedio} = (\text{MEYER \& GARDER} + \text{SCHOLS} + \text{CHANEY}) / 3$$

Nota: cuando el Q_o evaluado para gasto crítico se encuentra en el intervalo de los valores obtenidos por Meyer & Garder, Schols y Chaney, entonces el yacimiento no presentara daño, considerando que en caso de existir vórgulos en las rocas del yacimiento se recomienda realizar un estudio geofísico para determinar un posible daño que se fuese a presentar por problemas de migración del fluido debido al incremento de presión.

Para ku_F62:

Tabla 38. Hoja de calculo en Excel para determinar gasto crítico en Ku_F62.

CALCULO DE GASTOS CRITICOS	
CAMPO: KU	
POZO: Ku_F62-A	
GASTO CRITICO	
MEYER & GARDER	3711.83 BPD
SCHOLS*	6369.71 BPD
CHANEY	8626.90 BPD
PROMEDIO	6236.15 BPD

Para ku_F63:

Tabla 39. Hoja de calculo en Excel para determinar gasto crítico en Ku_F63.

CALCULO DE GASTOS CRITICOS	
CAMPO: KU	
POZO: Ku_F63	
GASTO CRITICO	
MEYER & GARDER	5790.24 BPD
SCHOLS*	12003.42 BPD
CHANEY	13501.02 BPD
PROMEDIO	10431.56 BPD

Para ku_F81:

Tabla 40. Hoja de calculo en Excel para determinar gasto crítico en Ku_F81.

CALCULO DE GASTOS CRITICOS	
CAMPO: KU	
POZO: Ku_F81	

GASTO CRITICO

MEYER & GARDER	4875.20 BPD
SCHOLS*	9011.28 BPD
CHANEY	11345.33 BPD
PROMEDIO	8410.60 BPD

Para ku_F82:

Tabla 41. Hoja de calculo en Excel para determinar gasto crítico en Ku_F82.

CALCULO DE GASTOS CRITICOS	
CAMPO: KU	
POZO: Ku_F82	

GASTO CRITICO

MEYER & GARDER	5426.66 BPD
SCHOLS*	10311.96 BPD
CHANEY	12640.26 BPD
PROMEDIO	9459.63 BPD

Para ku_F83:

Tabla 42. Hoja de calculo en Excel para determinar gasto crítico en Ku_F83.

CALCULO DE GASTOS CRITICOS	
CAMPO: KU	
POZO: Ku_F83	

GASTO CRITICO

MEYER & GARDER	4979.50 BPD
SCHOLS*	8931.43 BPD
CHANEY	11584.52 BPD
PROMEDIO	8498.48 BPD

Para ku_F84:

Tabla 43. Hoja de calculo en Excel para determinar gasto crítico en Ku_F84.

CALCULO DE GASTOS CRITICOS	
CAMPO: KU	
POZO: Ku_F84	

GASTO CRITICO

MEYER & GARDER	3542.52 BPD
SCHOLS*	6277.08 BPD
CHANEY	8240.19 BPD
PROMEDIO	6019.93 BPD

Para ku_F1291:

Tabla 44. Hoja de calculo en Excel para determinar gasto crítico en Ku_F1291.

CALCULO DE GASTOS CRITICOS	
CAMPO: KU	
POZO: Ku_F1291	

GASTO CRITICO

MEYER & GARDER	4662.58 BPD
SCHOLS*	9325.33 BPD
CHANEY	10870.06 BPD
PROMEDIO	8285.99 BPD

Para ku_F1292:

Tabla 45. Hoja de calculo en Excel para determinar gasto crítico en Ku_F1292.

CALCULO DE GASTOS CRITICOS	
CAMPO: KU	
POZO: Ku_F1292	

GASTO CRITICO

MEYER & GARDER	6723.63 BPD
SCHOLS*	13364.88 BPD
CHANEY	15678.72 BPD
PROMEDIO	11922.41 BPD

Como se puede observar en la siguiente tabla, los pozos estudiados, no presentan problemas de daños a la formación del yacimiento, debido a un incremento en el ritmo de producción.

Tabla 46. Resultados de datos de producción respecto a la aportación de BEC.

POZO	PLAT	Qo (BPD)	MEYER & GARDER	SCHOLS	CHANEY	PROMEDIO
61	KU-F	6,918	4251	7579	9894	7241
62-A	Ku-F	5,899	3712	6369	8627	6236
63	KU-F	5,466	5790	12003	13501	10432
81	KU-F	4,370	4875	9011	11346	8410
82	KU-F	2,913	5427	10312	12640	9459
83	KU-F	5,391	4979	8931	11585	8499
84	KU-F	2,349	3543	6277	8240	6019
1291	KU-F	5,200	4663	9325	10870	8286
1292	KU-F	7,324	6724	13365	15678	11922

Quando se realiza el cálculo de gasto crítico para un yacimiento, se debe considerar la presencia de lutitas bituminosas, pero es importante resaltar que los pozos del campo Ku_F no contienen lutitas, ya que principalmente están formados por carbonatos con mayor presencia de dolomías.

Por otro lado, el factor principal que puede afectar a este campo es la presencia de fracturas verticales en la formación del yacimiento, lo cual puede ocasionar, ya sea por elevar el ritmo de producción o por el tiempo de explotación del campo, problemas por migración de fluidos lo cual agregado a la presencia de los vugulos en las rocas provocaría un daño severo en la formación del yacimiento.

En base a las consideraciones mencionadas y los cálculos realizados para definir la posibilidad de tener un sistema artificial de producción combinado BEC y BN en los pozos de la plataforma KU-F del AIKMZ, el resultado demuestra que el que si eleva la producción de 4000 a 7000 BPD en nueve pozos la renta diferencial sería considerando el precio del barril que varia alrededor de 50 dólares, en 1,350,000 dólares diarios.

CAPITULO **VI**

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 CONCLUSIONES.

- El sistema artificial de producción BEC tiene antecedentes de haber sido utilizado con fluidos corrosivos, temperaturas altas y relaciones gas-líquido bajas con diferentes diámetros de TR logrando incrementar la eficiencia de producción.
- La simulación que se realizó para analizar la capacidad de transporte del oleoducto, línea 42 de la plataforma de Ku-F a la plataforma de P-Ku-A, demostró que el tubo de 20" con 3.427 Km. puede manejar los volúmenes de producción que se obtendrían con BEC.

- El ajuste de datos es parte determinante para obtener resultados reales durante la simulación, esto se logra haciendo similar el comportamiento de las variables del simulador con las de campo, considerando a la presión, temperatura y patrón de flujo como variables que se pueden medir y observar directamente en el campo.
- Es importante considerar que la parte esencial del sistema BEC es la selección de la bomba, por lo cual en los resultados se debe considerar que la carga neta positiva de succión disponible sea mayor que la carga neta positiva de succión requerida, lo cual permite que el fabricante provea un bomba que se encuentre por arriba de las necesidades de eficiencia que se necesitan para ponerla en operación en un pozo.
- La existencia de BN en el pozo sirve para aligerar la columna de fluido. Con BEC existente en el mismo pozo, la capacidad de la bomba se vería beneficiada si el BN ayudara a aligerar el trabajo de la bomba y por lo tanto a incrementar su eficiencia.
- Sistema combinado BEC y BN. La continuidad de BN produciendo solo provocaría detener la producción a cero cuando el fin sea extraer o meter el equipo BEC al requerir mantenimiento, y por consecuencia en caso de existir el BN en el mismo pozo, mantener al pozo produciendo con solo BN mientras se le de mantenimiento al equipo BEC.
- Se obtuvo de las graficas de perfil de presión, el enfoque de que el sistema de producción artificial BEC, es una alternativa de producción que traería como beneficio, mayor volumen de producción de aceite en la superficie, si es instalado en los pozos de la plataforma Ku-F, donde actualmente se produce con el sistema artificial de producción de BN.

- El cálculo de gasto crítico basado en las correlaciones de MEYER, GARDER, SCHOLS y CHANEY determinaron que no se ocasionaría un daño a la formación del yacimiento del campo Ku, si se sometiera a los pozos de la plataforma Ku-F a dar la producción calculada en este trabajo, al implantar el sistema artificial de BEC.
- Se debe considerar la presencia de lutitas bituminosas para el cálculo de gasto crítico, pero el campo de los pozos de ku-F, están principalmente formados por carbonatos con mayor presencia de dolomías.

6.2 RECOMENDACIONES.

- Los rangos de operación de la bomba en el sistema BEC es del 75% del punto de máxima eficiencia. Considerando que el porcentaje de gas libre que entra a la bomba sea menor al 5%, ya que en caso de ser mayor, es recomendable que sea colocado un separador de gas a la entrada de la bomba, para evitar candados de gas.
- En base a las pruebas en campo en los pozos Zaap-25D y Zaap-27D de la plataforma Zaap-C, se debe evitar posibles cortos circuitos, verificando que el apriete sobre la armadura de los cables MLE sea la adecuado, asimismo verificar la calidad de calibrar los espesores del producto MLE, ya que el cable esta cubierto por una chaqueta de plomo en cada uno de sus conductores y debe mantenerse un espesor uniforme.
- Se debe considerar el realizar un estudio geofísico para determinar la existencia de vórgulos en las rocas del yacimiento del campo Ku, ya que de comprobarse la existencia se puede provocar un daño por problemas de migración del fluido debido a incrementos de presión.

- Se recomienda el uso de una camisa de circulación en la cual el sistema de encendido es accionado por una tubería insertada, con el fin de ser utilizada, solo en caso de que el sistema artificial de producción BEC requiera de mantenimiento, en tal circunstancia si se cuenta con un sistema artificial de producción de BN, se aprovecharía dicha camisa para mantener el nivel estático del pozo, manteniendo la columna hidráulica necesaria y continuar la producción bajo el uso de solo BN con un ritmo de producción como el mostrado en las gráficas anteriores para los pozos de Ku-F.

- Aprovechando el volumen de producción que ofrece el sistema artificial de producción BEC calculado para el campo Ku, el activo Ku-Maloo-Zaap podría incrementar su producción para cumplir con su compromiso de 850 MBD.

APENDICE A.

Con el fin de que el lector pueda observar de donde se obtuvo la información de campo referente al estado mecánico de cada uno de los pozos de la plataforma de producción KU-F, se presenta a continuación la información obtenida.

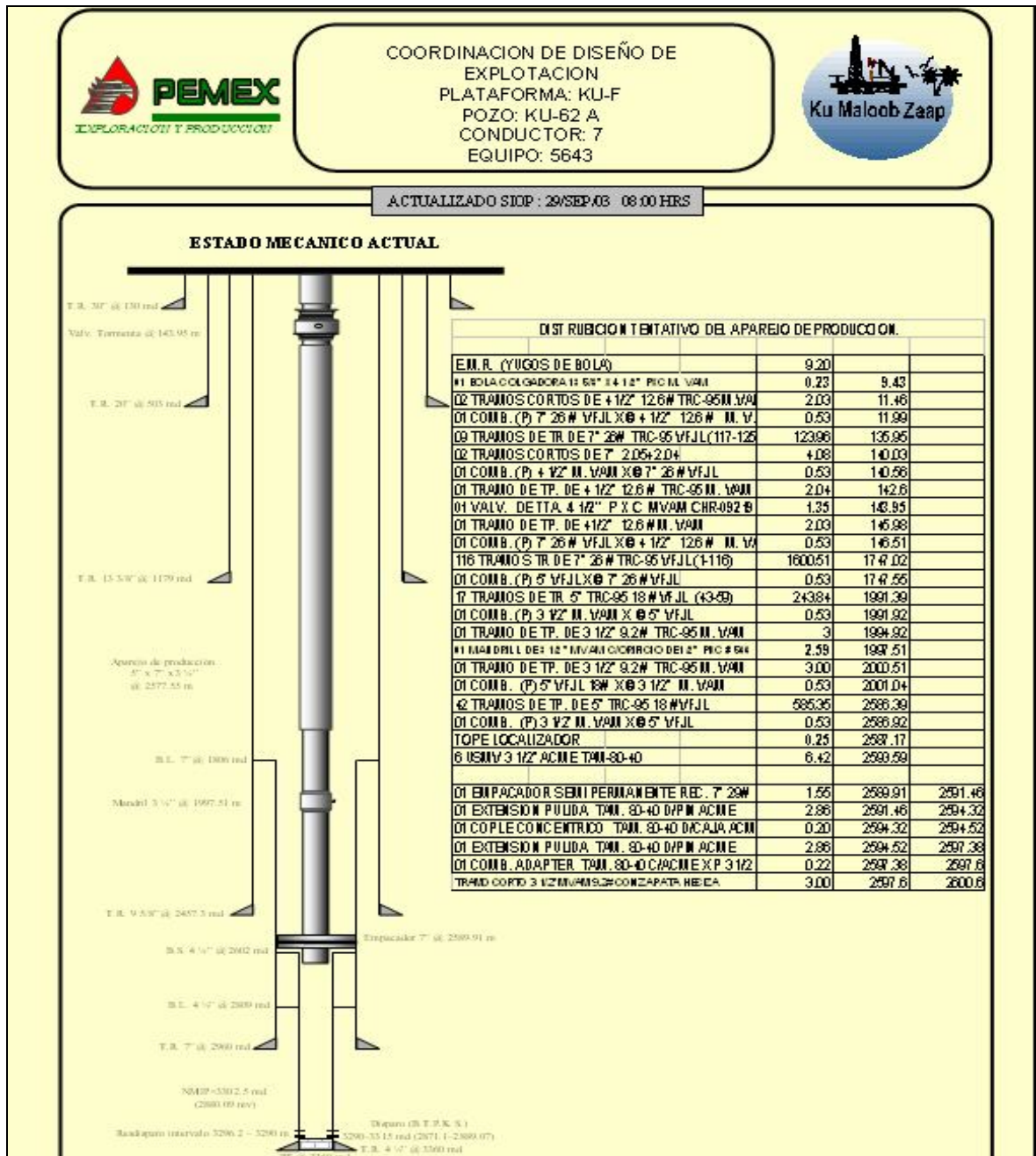


Figura 60. Estado mecánico del pozo Ku-F62.

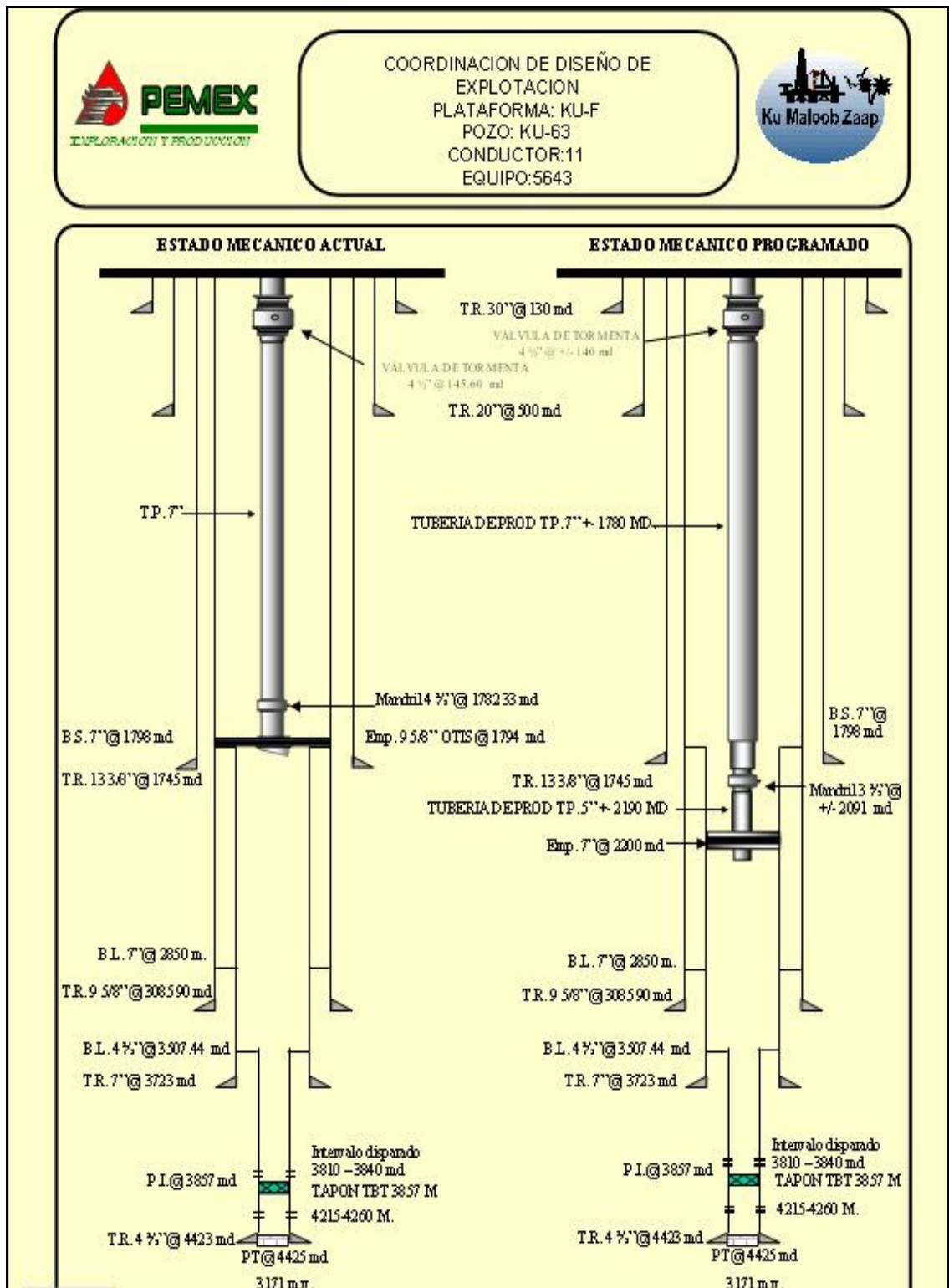


Figura 61. Estado mecánico del pozo Ku-F63.

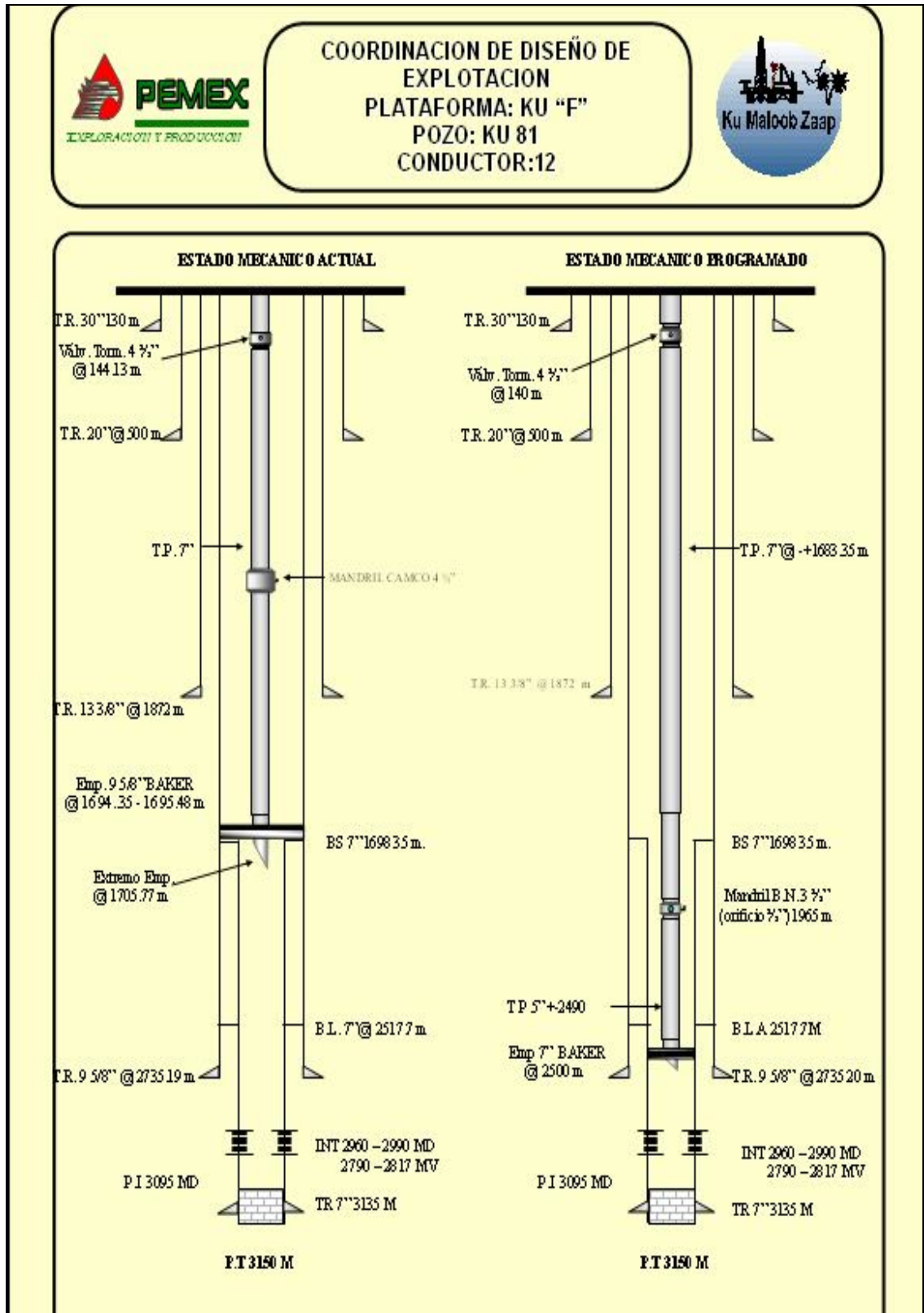


Figura 62. Estado mecánico del pozo Ku-F81

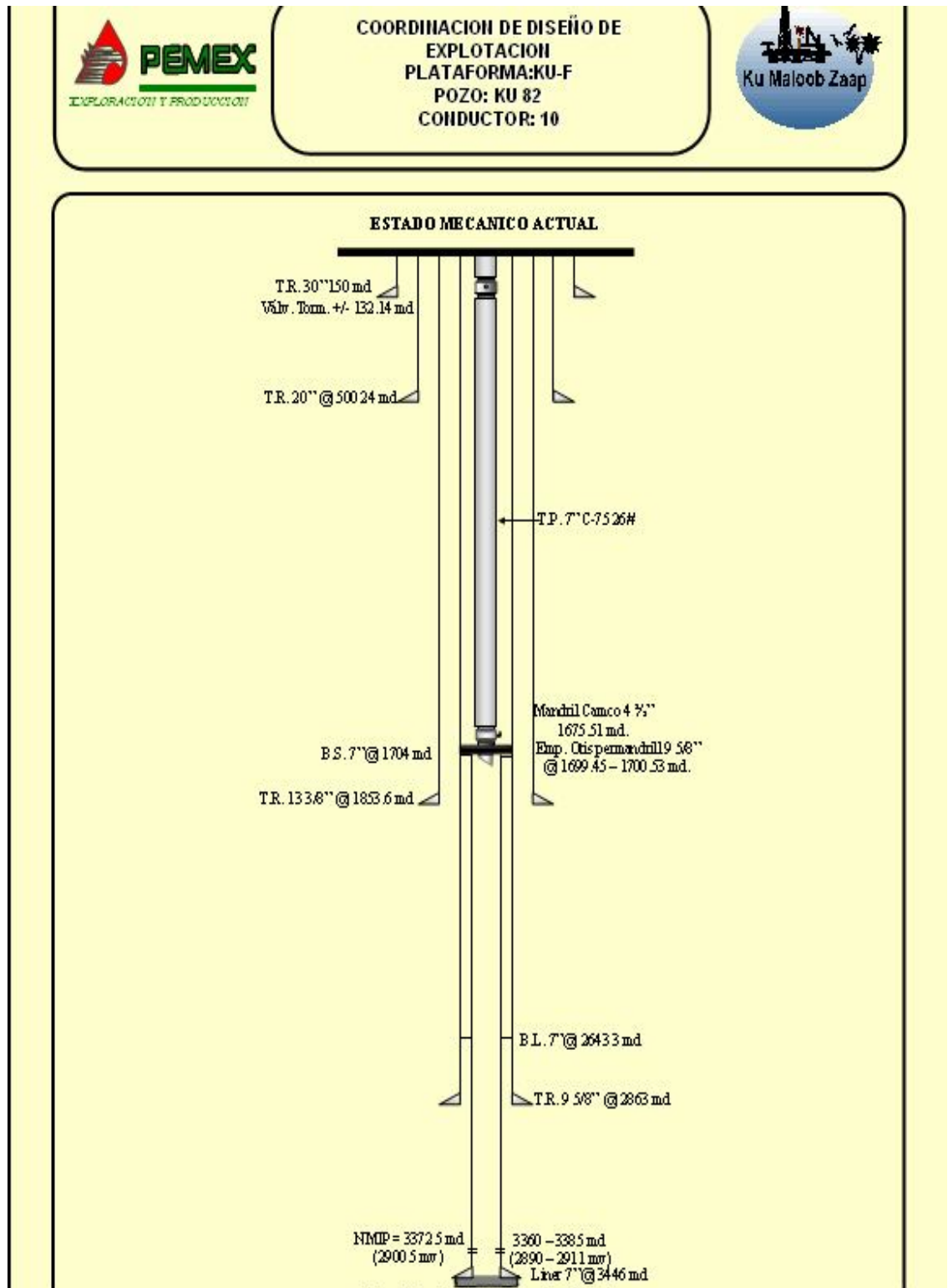


Figura 63. Estado mecánico del pozo Ku-F82.

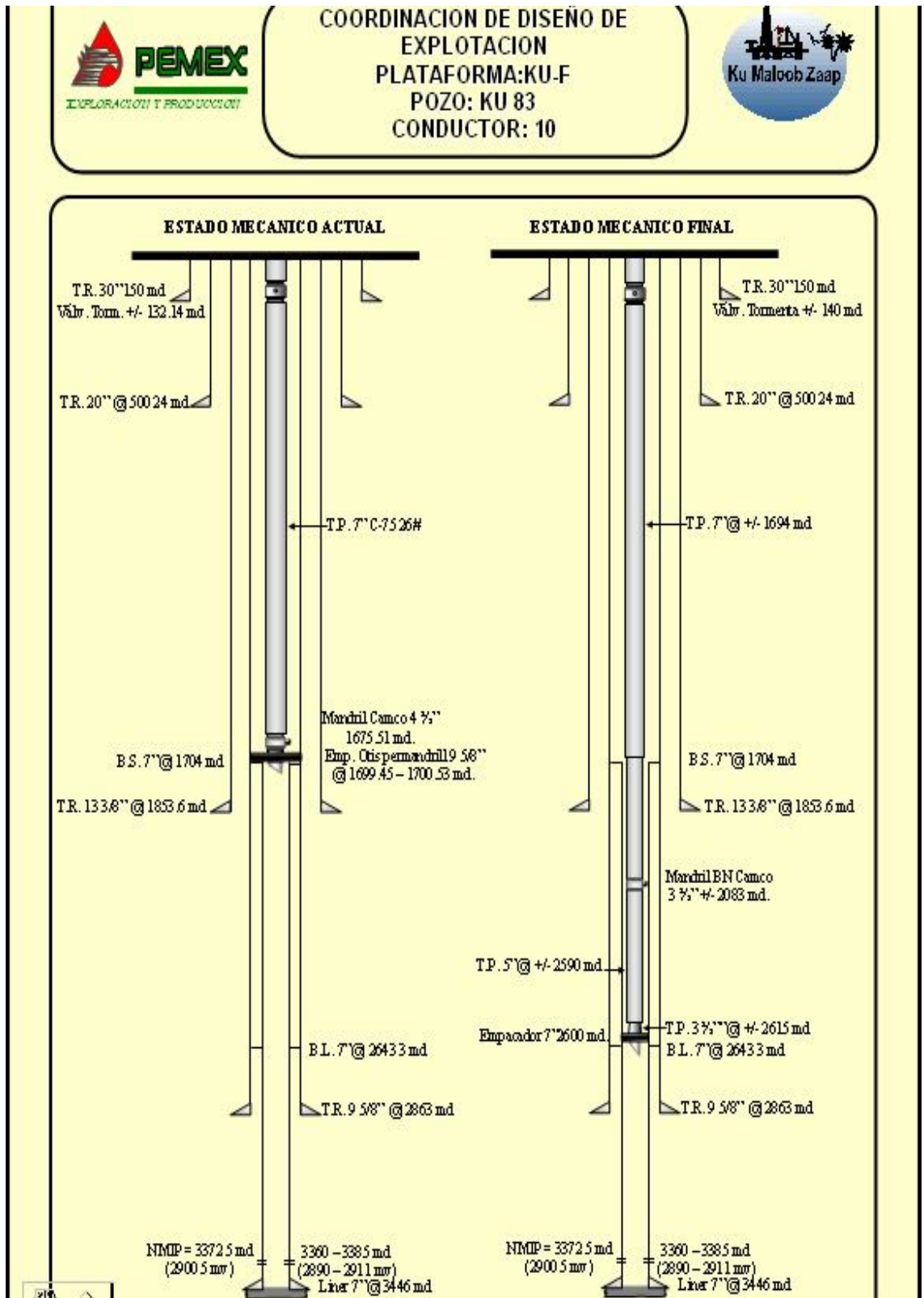


Figura 64. Estado mecánico del pozo Ku-F83.

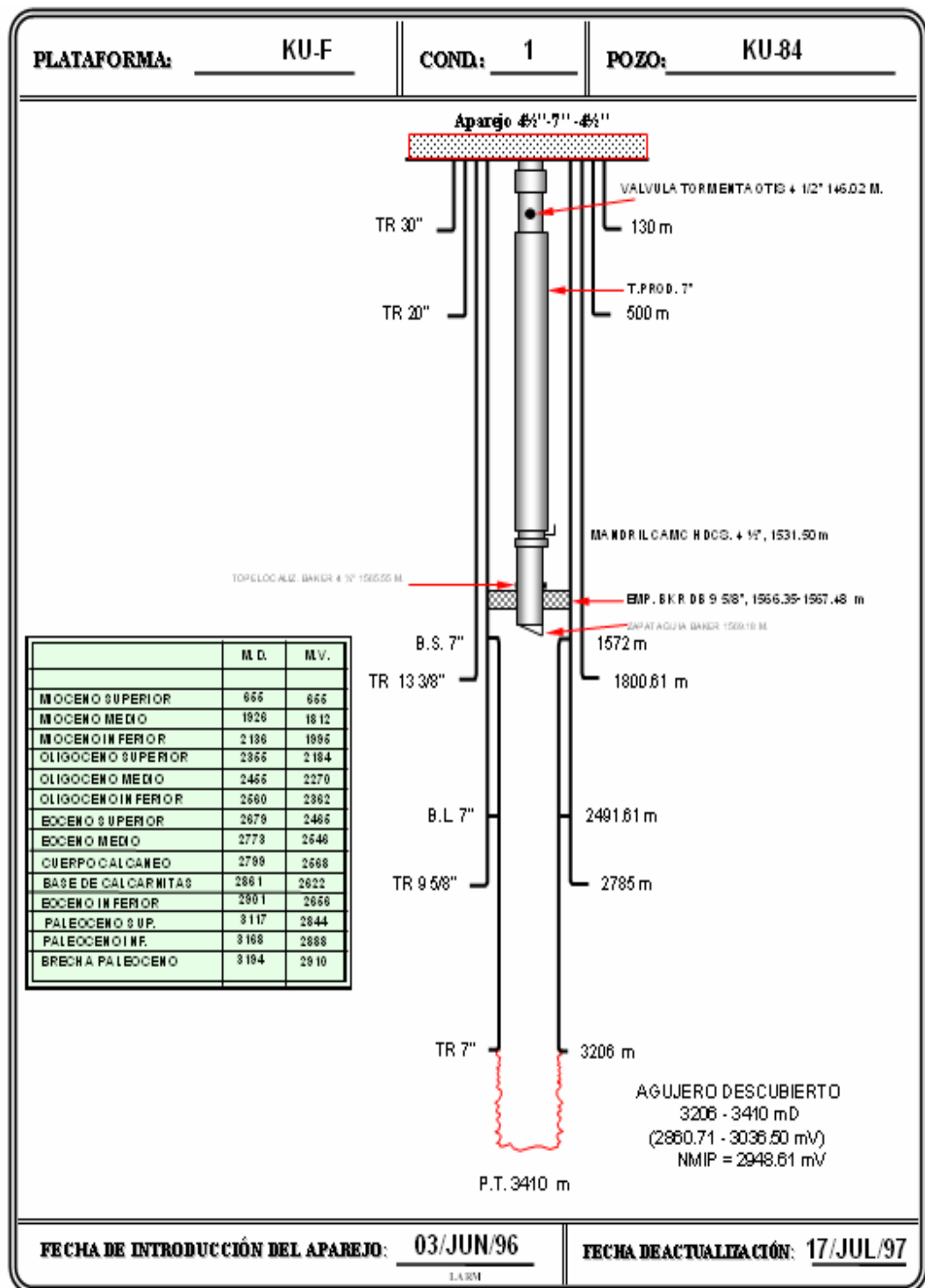


Figura 65. Estado mecánico del pozo Ku-F84.

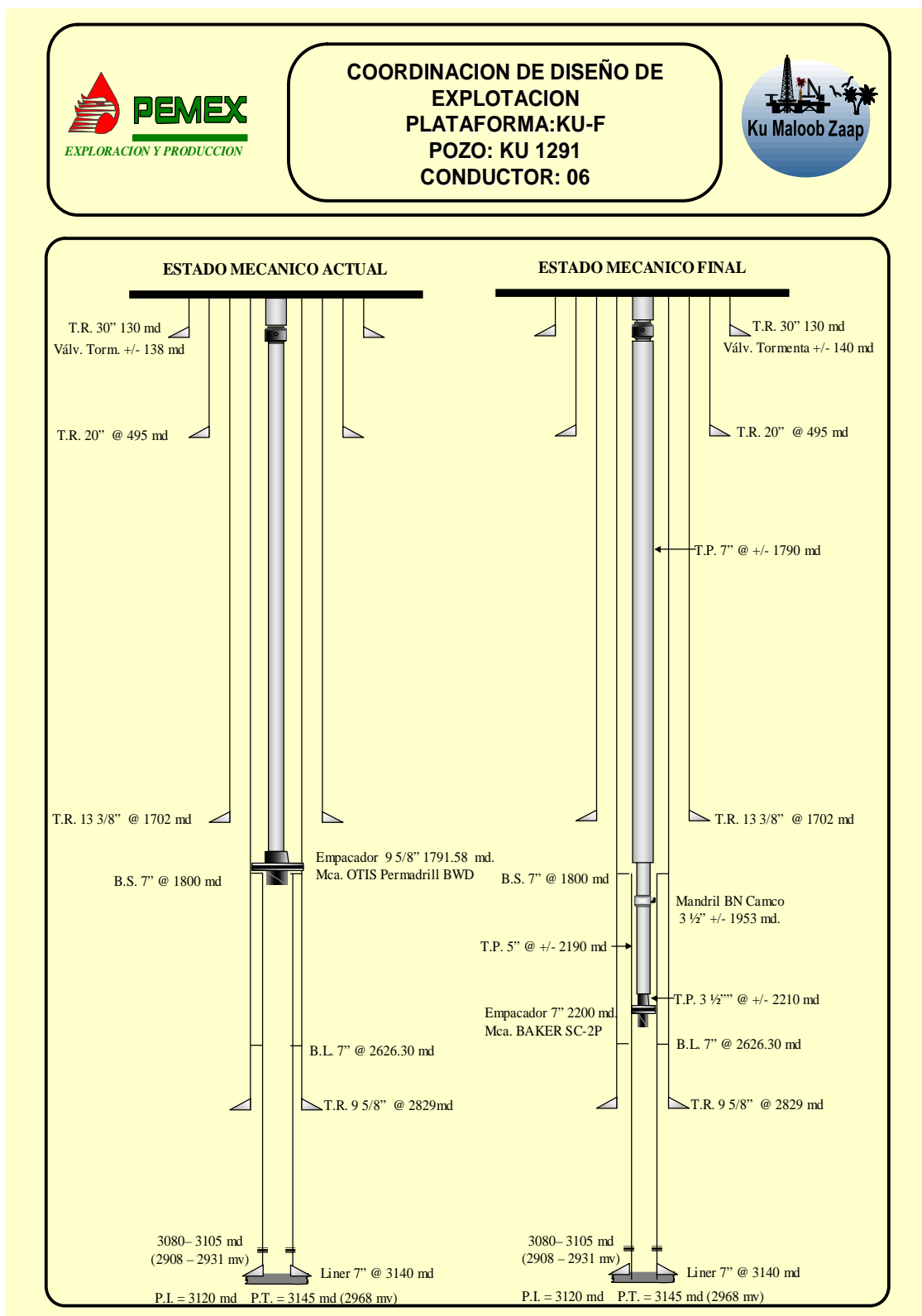


Figura 66. Estado mecánico del pozo Ku-F1291.



COORDINACION DE DISEÑO DE
EXPLORACION
PLATAFORMA: KU-F
POZO: KU-1292
CONDUCTOR: 08
EQUIPO: 4044



ACTUALIZADO SIOP : 14/ENE/04 06:00 HRS

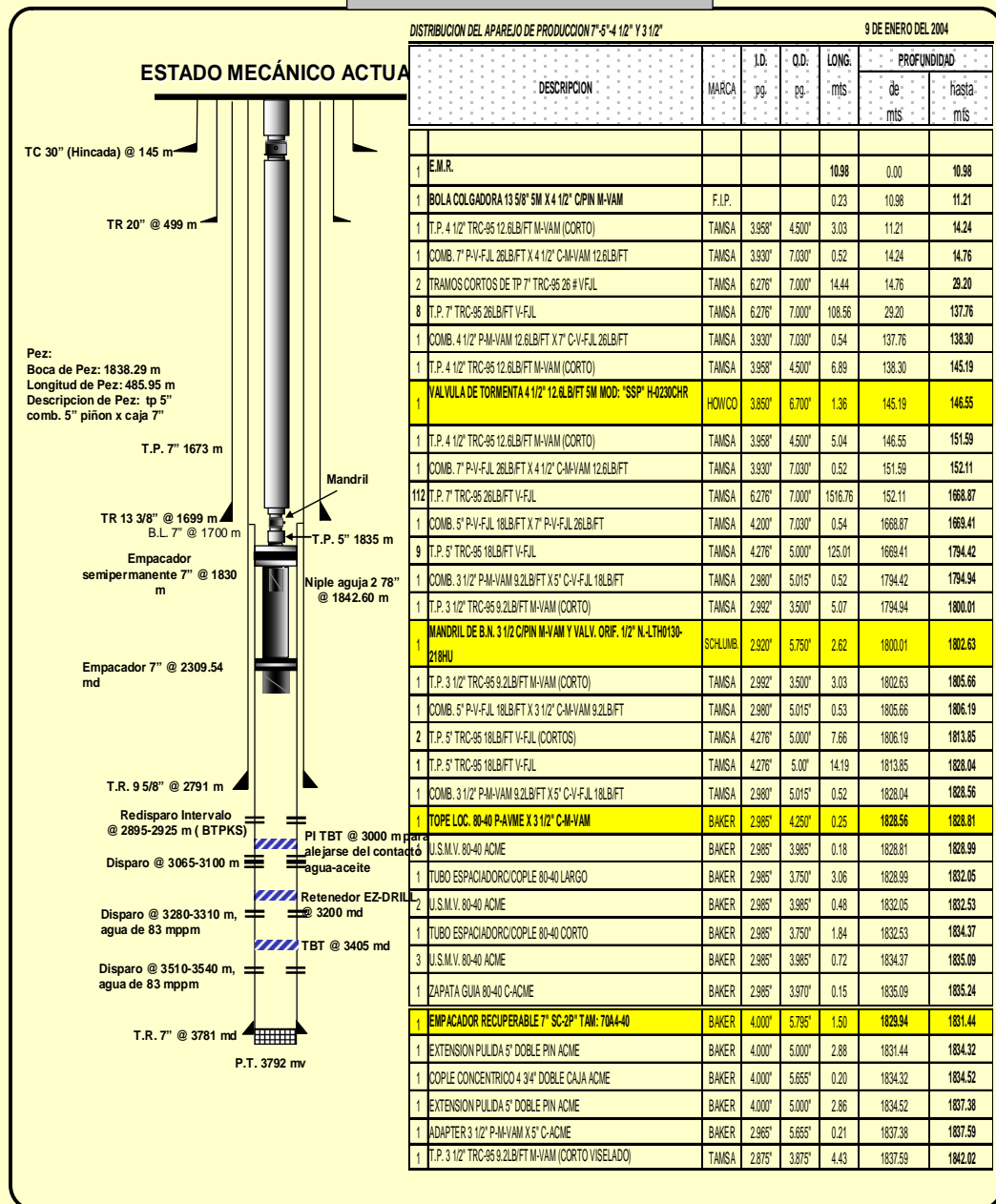


Figura 67. Estado mecánico del pozo Ku-F1292.

B I B L I O G R A F I A.

LIBROS.

- ^{1*}Superintendencia del Evaluación del Activo Ku-Maloob-Zaap. “Informe de Resultados 2002”. PEMEX. México, 2002
- ^{2*}Garaicochea P. F. “Transporte de hidrocarburos por ductos”. Editado en el Instituto Mexicano del Petróleo. México 1991.
- ^{3*}Díaz Zertuche. Héctor., “Bombeo Electrocentrífugo Sumergido”, Colegio de Ingenieros Petroleros de México.’ A. C. 2003.
- ^{4*}Viejo Zubicaray. M., “Bombas, teoría, diseño y aplicaciones”,. 2ª. Edición. Editorial Limusa.
- ^{5*}Gómez Cabrera. J. A. “Producción de pozos 1”. Departamento de Explotación del petróleo. México, octubre 1985.
- ^{6*}Muñoz Leos R., “Documento Representativo Activo Integral Ku-Maloob Zaap”. PEMEX exploración y producción. México, 2003.
- ^{7*}Muñoz Leos R., “Documento Representativo Activo Integral Ku-Maloob Zaap”. PEMEX exploración y producción. México, 2004.
- ^{8*}Castillo Castillo Oscar., Tesis:“Simulador de bombeo electrocentrífugo sumergido”. Asesor: Gómez Cabrera. J. A. UNAM, 2005.
- ^{9*}*Kenneth McNaughton., Bombas selección, uso y Mantenimiento y el cuerpo de redactores de Chemical Engineering, Ed. McGraw-Hill*

- Datong Sun y Mauricio Prado, Modelo de una sola fase para comportamiento de carga de un sistema BEC, SPE, University of Tulsa.