

8
207



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería



SELECCION DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION PARA EL CAMPO AKAL.

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

P r e s e n t a :

Guillermo Angeles Cornejo



México, D. F.

1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-144

Señor ANGELES CORNEJO GUILLERMO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing.-Horacio Zúñiga Puente, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"SELECCION DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION PARA EL CAMPO AKAL"

- INTRODUCCION.
I DESCRIPCION DEL CAMPO AKAL.
II SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION PARA ALTO VOLUMEN.
III BOMBEO HIDRAULICO CON BOMBA TIPO JET.
IV BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO SUMERGIBLE.
V BOMBEO NEUMATICO.
VI CONCLUSIONES.
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 14 de julio de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

I N D I C E

"SELECCION DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION PARA EL CAMPO AKAL"

	PAGINA
INTRODUCCION	1
CAPITULO 1. DESCRIPCION DEL CAMPO AKAL	4
CAPITULO 2. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION PARA ALTO VOLUMEN	11
CAPITULO 3. BOMBEO HIDRAULICO CON BOMBA TIPO JET	15
- Consideraciones	16
- Procedimiento	16
- Resultados	20
CAPITULO 4. BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO SUMERGIBLE	25
- Consideraciones	25
- Procedimiento	27
- Resultados	31
CAPITULO 5. BOMBEO NEUMATICO CONTINUO	35
- Consideraciones	37
- Procedimiento	38
- Resultados	41
CAPITULO 6. CONCLUSIONES	44
REFERENCIAS	46

I N T R O D U C C I O N

En la etapa inicial de explotación de un campo petrolero, por lo general, el aceite y el gas fluyen en forma natural desde el fondo de los pozos hasta la batería de separadores sin necesidad de emplear algún sistema de bombeo artificial. No obstante, la producción del campo disminuye gradualmente a medida que avanza la explotación del mismo, como consecuencia del abatimiento de la presión del yacimiento.

A fin de evitar que la producción decline a un nivel no deseable, el yacimiento debe someterse oportunamente a un sistema de mantenimiento de presión, cuando esto sea lo indicado, en combinación con la aplicación de sistemas artificiales de producción.

El campo Akal por su magnitud y alta producción de aceite es actualmente el campo más importante de México. Sus pozos con una producción promedio de 17,000 barriles diarios logran en conjunto el 35% de la producción total del país.

El abatimiento de la presión del yacimiento a más de 6 años de vida productiva, ha dado como resultado la disminución gradual de la producción al punto de que algunos pozos han dejado de fluir. Por otra parte no se contempla por el momento implantar un sistema de recuperación secundaria para llevar a cabo un mantenimiento de presión al yacimiento.

Por lo anterior, es obvia la necesidad de aplicar al campo sistemas artificiales de producción que permitan mantener o incrementar los niveles actuales de producción.

La selección del sistema de producción apropiado merece especial atención, ya que el sistema seleccionado debe cumplir con el objetivo de mantener o aumentar la producción. Dicha selección no es simple, ya que se deben tomar en cuenta diferentes aspectos propios del campo en estudio, así como las condiciones de operación que imponen los pozos en el momento de su aplicación.

La selección del sistema artificial es aún más difícil cuando los pozos se encuentran en el mar, debido a la limitación de área en las plataformas.

Debido a que la planificación de las instalaciones superficia

les se hace para la vida fluyente de los pozos, éstas resultan insuficientes cuando se presenta la etapa de explotación artificial. Por otra parte ocurre también que las tuberías de revestimiento se instalan sin considerar el sistema artificial que en un futuro será necesario instalar, - por lo que la producción de los pozos se ve restringida al no poderse instalar el equipo adecuado dentro de dichas tuberías.

Por consiguiente, dada la importancia del campo, este trabajo está orientado a seleccionar el sistema artificial de producción más conveniente para continuar con la explotación del mismo, considerando los diferentes aspectos y condiciones que actualmente prevalecen en el lugar.

CAPITULO 1

DESCRIPCION DEL CAMPO AKAL

1. LOCALIZACION

El campo Akal al igual que los campos Nohoch y Chac integran el Complejo Cantarell, que se encuentra localizado en la plataforma continental del Golfo de México aproximadamente a 80 km de Ciudad del Carmen, Campeche. (Fig. 1).

2. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

El yacimiento está limitado en la porción occidental por una falla normal y al norte y oriente por una falla inversa, en tanto que hacia el sur, su límite está constituido por la presencia de un contacto - agua-aceite.

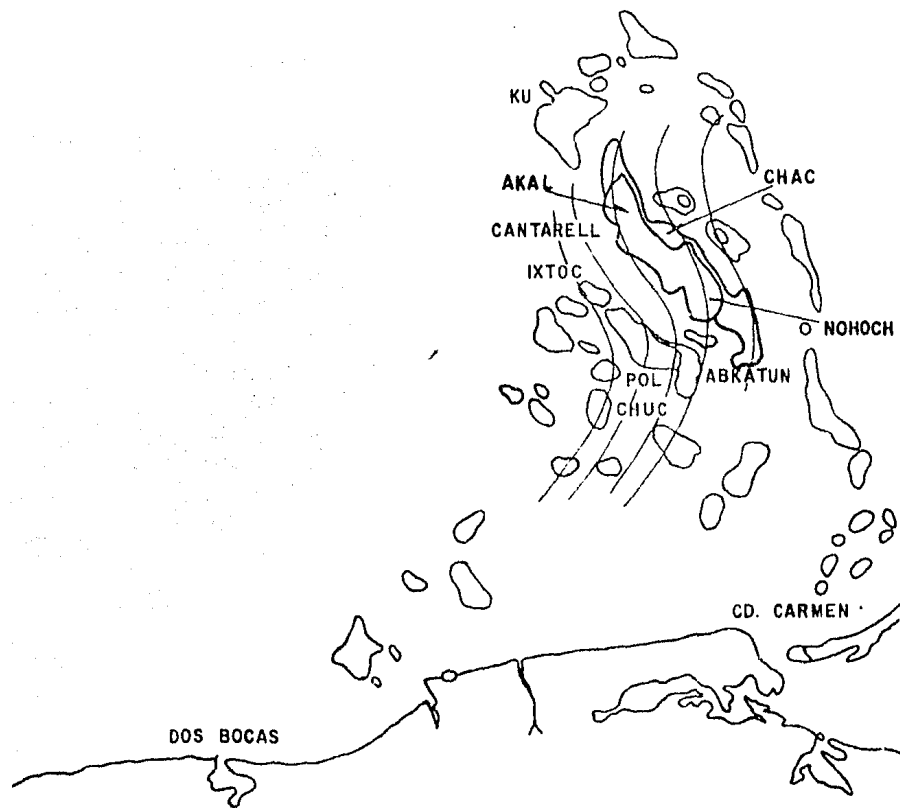


FIG. 1.- LOCALIZACION DEL COMPLEJO CANTARELL, INTEGRADO POR LOS CAMPOS AKAL, NOHOCH Y CHAC.

Las rocas almacenadoras van desde una roca del Paleoceno su prayacente a rocas carbonatadas del Cretácico, que tienen espesores máximos de 290 y 835 m respectivamente.

El yacimiento está caracterizado por su gran relieve estructural, ya que la profundidad de la cima productora varía de 1100 a 3200 m, así como por grandes espesores impregnados de hidrocarburos, bajas saturaciones de agua y una gran transmisibilidad debida principalmente a los sistemas secundarios de porosidad representados por cavernas y fracturas.

El tipo de yacimiento del campo Akal es de aceite negro, produciendo por empuje de gas en solución y considerándose que hasta la fecha no existe empuje hidráulico. El casquete de gas se empezó a formar en - 1981.

La presión original del yacimiento referida a la parte más alta de la estructura de almacenamiento fue de 172 kg/cm^2 , en tanto que la presión de saturación es de 150 kg/cm^2 a la temperatura del yacimiento de $100 \text{ }^\circ\text{C}$, por lo que el rango de bajosaturación es pequeño. Este factor aunado a los espesores de cientos de metros, permeabilidades del orden de varios darcies y relieve de cimas de un poco más de 2000 m, favorecen el mecanismo de segregación gravitacional del campo.* ¹

Hasta la fecha el campo no produce sólidos pero sí presenta

* Referencias al final

depositación de asfaltenos.

3. CARACTERISTICAS DE LOS POZOS.

La explotación del campo se inició en junio de 1979 con la terminación del pozo Cantarell 1-A, que aportó un gasto de 34,000 barriles diarios de aceite pesado de 22 °API. Para mediados de 1981 se disponía de 40 pozos productores mediante los cuales se extrajo alrededor de 1.2 millones de barriles diarios, lo que da una idea clara de su alta capacidad productiva, contándose con pozos que aportaron más de 50,000 barriles diarios como es el caso de los pozos Cantarell 3, 68 y 74.

Actualmente el campo Akal cuenta con 72 pozos que producen aproximadamente un millón de barriles diarios; habiéndose acumulado hasta 1983 un volumen de más de 1, 300 millones de barriles de aceite.

La presión de fondo fluyendo de los pozos del campo Akal, - tiende a ser muy parecida a la presión estática, lo que confirma los elevados índices de productividad de los mismos.

La Fig. 2 presenta un estado mecánico de un pozo tipo del campo Akal, que se tomó como base en este trabajo, con la aclaración de que no todos los pozos tienen el mismo estado mecánico. Los pozos presentan un ángulo de desviación que varía desde 10 a 45° aproximadamente, respecto a la vertical.

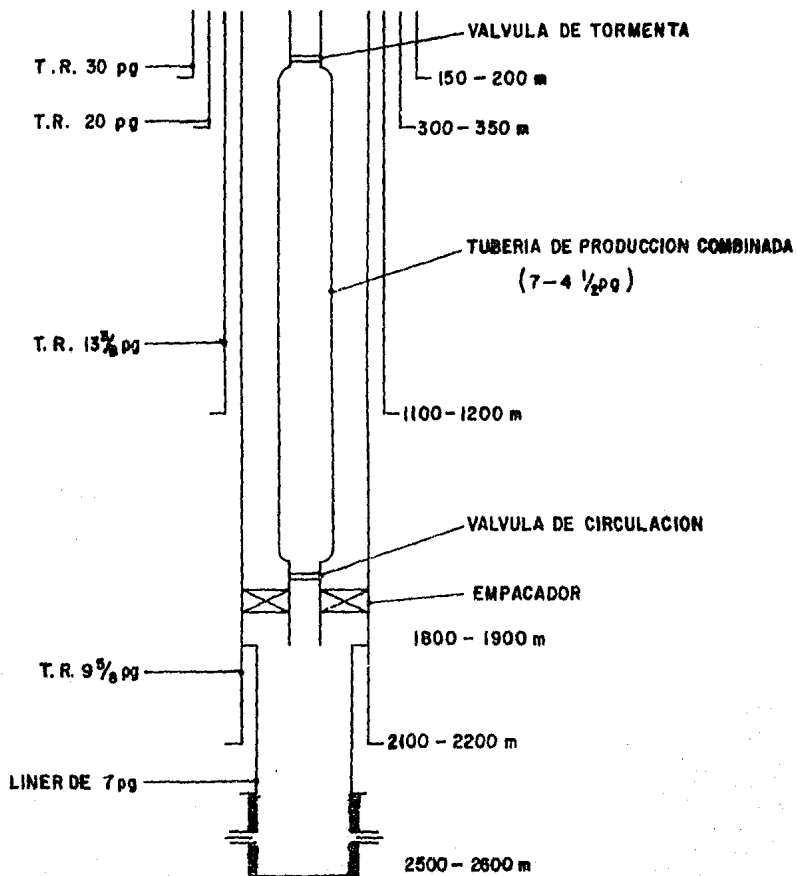


FIG. 2.- ESTADO MECANICO DE UN POZO TIPO DEL CAMPO AKAL.

4. CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

La producción promedio por pozo es de 17,000 b1/dfa.

La relación gas-líquido producido es de $75 \text{ m}^3/\text{m}^3$

El porcentaje de agua producida es de 5%

5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Densidad relativa del gas	0.89 @ c.s.
Densidad del aceite	0.92 gr/cc
	@ c.s.
	22 API
Viscosidad del aceite	1500 SSU
	@ 21.1 °C
	23 cp
Salinidad	3 lb/1000 b1s
Contenido de H ₂ S	3%
Temperatura de escurrimiento	- 25 °C

6. PLAN DE RECUPERACION A LARGO PLAZO

A más de 6 años de vida productiva del campo Akal, éste ha sufrido un abatimiento de la presión del yacimiento dando como consecuencia la disminución gradual de la producción, al punto de que algunos pozos han dejado de fluir.

Por lo anteriormente expuesto, es necesaria la instalación de sistemas artificiales de producción que incrementen los niveles actua-

les de producción o por lo menos que la mantengan.

Por otra parte, hasta la fecha no se ha contemplado imponer al yacimiento algún sistema de recuperación secundaria que permitiera mantener la presión del mismo a un nivel conveniente para mantener la producción de los pozos.

C A P I T U L O I I

SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION PARA ALTO VOLUMEN

La implantación de un sistema artificial en el campo Akal tiene como objetivo superar o mantener los niveles actuales de producción.

Las características de producción propias del campo Akal hacen necesaria la instalación de un sistema de producción que sea capaz de explotar artificialmente pozos con altas producciones. Actualmente los sistemas desarrollados por la industria petrolera para cumplir este objetivo son:

1. Bombeo Hidráulico con Bomba tipo Jet
2. Bombeo Electrocentrífugo Sumergible
3. Bombeo Neumático Continuo

El éxito de la aplicación de un sistema a un campo en particular depende en gran medida de los factores que condicionan tal aplicación. El primer factor a considerar en la selección de un sistema artificial de producción, debe ser el gasto que es posible obtener en la superficie mediante la aplicación del sistema seleccionado, sin embargo, - también entran en juego para dicha selección el estado mecánico de los pozos, que en la mayoría de los casos imponen varias restricciones, las características del yacimiento (presión, temperatura), la capacidad de afluencia de los pozos, las propiedades de los fluidos producidos, la disponibilidad de energía, gas y equipo dependiendo del sistema seleccionado. Entre los factores más importantes se pueden mencionar los siguientes: ^{2,3,4}

- . Gasto requerido
- . Presión del yacimiento
- . Índice de productividad
- . Profundidad del intervalo productor
- . Estado mecánico de los pozos
- . Relación gas-aceite
- . Porcentaje de agua
- . Viscosidad del aceite
- . Temperatura de flujo
- . Presencia de fluidos corrosivos
- . Manifestación de arena
- . Incrustación de sales
- . Depositación de parafinas

- . Declinación de la presión del yacimiento
- . Pozos verticales o desviados
- . Disponibilidad de energía eléctrica
- . Disponibilidad de gas para bombeo neumático
- . Disponibilidad de área para el equipo superficial
- . Disponibilidad de personal capacitado
- . Riesgo del sistema
- . Accesibilidad a los pozos
- . Inversión inicial
- . Costos de operación, etc.

El análisis de las condiciones anteriores proporciona las bases para la selección del sistema. Sin embargo, una particularidad del campo puede en un momento dado eliminar un sistema que pudiera parecer atractivo.

Con el fin de obtener bases en la selección del sistema artificial para los pozos del campo Akal, en los siguientes capítulos se presenta un análisis de los sistemas anteriormente mencionados, encaminado a establecer el gasto que es posible obtener con cada uno de ellos, así como los resultados de su aplicación. Cabe mencionar que dicho análisis se realizó haciendo uso de herramientas ya establecidas como lo fueron los programas de cómputo para el cálculo de las caídas de presión en flujo multifásico vertical, diseño de instalaciones de bombeo hidráulico con bomba tipo Jet y simulación del comportamiento de un pozo con apare-

jo de bombeo neumático continuo*.

El análisis de los sistemas artificiales posibles de implantar en el campo Akal, se hizo considerando un pozo tipo que es representativo de las condiciones medias que actualmente presentan los pozos del campo.

* Dichos programas han sido desarrollados en la División de Producción del Instituto Mexicano del Petróleo.

C A P I T U L O I I I

BOMBEO HIDRAULICO CON BOMBA TIPO JET

La aplicación de este sistema a los pozos del campo Akal requiere en principio de un fluido motriz en la superficie y una bomba de alta capacidad y alta presión para inyectar el fluido dentro del pozo a la profundidad de colocación de la bomba.

No obstante que el sistema ha sido desarrollado para manejar altos volúmenes de producción, resulta difícil establecer la producción máxima que se puede obtener de un pozo con su aplicación, ya que esta depende de múltiples variables relacionadas en forma compleja.

El análisis del bombeo hidráulico con bomba tipo Jet, aplicado a los pozos del campo Akal, se hizo bajo las siguientes consideraciones:

CONSIDERACIONES

- a) Profundidad de colocación de la bomba de 1800 m. Con esta profundidad se logra obtener una sumergencia del 30%, que es necesaria para que el sistema opere eficientemente.
- b) Una relación gas-aceite igual a cero, es decir la bomba manejaría solamente líquido. La instalación que se muestra en la Fig. 3 incluye un sistema de venteo de gas de formación, con el objeto de que la bomba Jet maneje la menor cantidad de gas, ya que su eficiencia disminuye considerablemente a medida que aumenta la cantidad de gas libre en la bomba. Sin embargo por alta que sea la eficiencia del sistema de venteo, el aceite arrastraría gas a la succión de la bomba, por lo que los resultados del análisis se pueden considerar de antemano optimistas.
- c) Diámetro de la tubería de producción de $4\frac{1}{2}$ pg para la inyección de fluido motriz. Con este diámetro los fluidos que retornan a la superficie (fluido motriz más fluidos del pozo) por el espacio anular, tienen mayor área de flujo, reduciendo considerablemente las caídas de presión.
- d) La contrapresión en la cabeza del pozo de 18 kg/cm^2 . Esta es la presión requerida para que los fluidos del pozo lleguen hasta la batería de separación.

PROCEDIMIENTO

Con el fin de determinar el gasto que es posible obtener del pozo tipo en estudio aplicando bombeo hidráulico con bomba tipo Jet, se

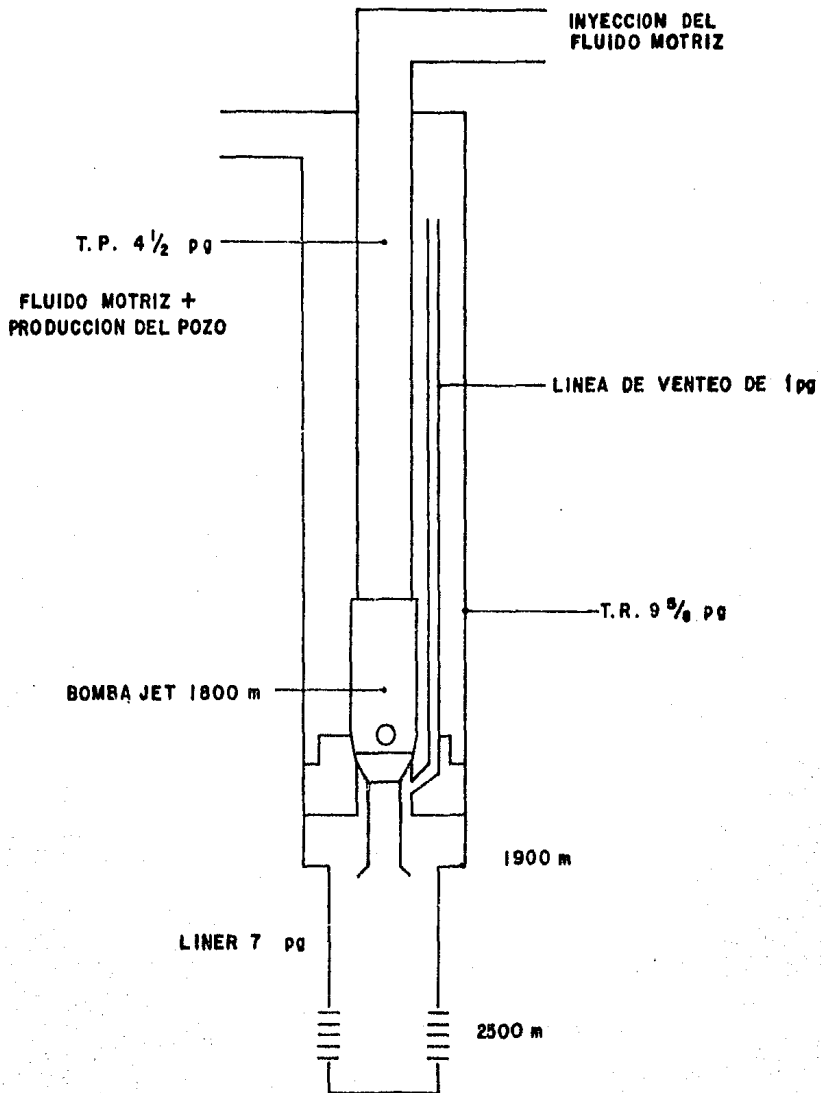


FIG. 3.- APAREJO DE BOMBEO HIDRAULICO CON BOMBA JET PARA EL POZO DEL CAMPO AKAL EN ESTUDIO.

simularon las condiciones que se presentarían al producirse gastos de - 8,000, 10,000, 12,000, 14,000, 16,000 y 18,000 bl/dfa.

Por medio de un programa de cómputo para el cálculo de caídas de presión en flujo multifásico vertical⁵, se calcula la presión de succión así como la viscosidad del aceite a la profundidad de colocación de la bomba Jet para los gastos anteriormente mencionados (Tabla 1).*

Haciendo uso de un programa de cómputo para el diseño de instalaciones de bombeo hidráulico con bomba Jet⁶, aplicando los datos presentados en este análisis, se obtiene la información presentada en los resultados. Estos resultados se obtuvieron al seleccionar equipo entre tres principales fabricantes de bombas, que para condiciones de operación presentara el menor consumo de potencia.

D A T O S:

Para la aplicación del programa de cómputo de flujo multifásico se utilizaron los siguientes datos:

. Densidad relativa al aceite	= 0.92 @ c.s.
. Densidad relativa del gas	= 0.89 @ c.s.
. Densidad relativa del agua	= 1.0 @ c.s.
. Profundidad media del intervalo productor	= 2500 m
. Contrapresión en la cabeza del pozo	= 18 kg/cm ²
. Relación gas-líquido	= 75 m ³ /m ³
. Porcentaje de agua	= 5%

*Véase al final del Capítulo III

. Angulo de desviación promedio del pozo	= 15°
. Diámetro de la tubería de revestimiento	= 9 5/8 pg
. Diámetro del liner	= 7 pg
. Diámetro de la tubería de producción	= 4½ pg
. Temperatura en la boca del pozo	= 75 °C
. Temperatura en el fondo del pozo	= 100 °C

NOTA: La presión de fondo fluyendo correspondiente a los diferentes gastos considerados se calculó a partir de un índice de productividad de $100 \text{ m}^3/\text{día}/\text{kg}/\text{cm}^2$ (Tabla 2).

Para la aplicación del programa de cómputo en el diseño de la instalación de bombeo hidráulico con bomba tipo Jet se consideró la siguiente información:

. Profundidad de colocación de la bomba	= 5576 pies
. Longitud de tubería de producción	= 5773 pies
. Diámetro interior de la tubería de producción	= 3.958 pg
. Diámetro exterior de la tubería de producción	= 4.5 pg
. Diámetro interior de la tubería de retorno	= 8.681 pg*
. Contrapresión en la cabeza del pozo	= 256 lb/pg ²
. Gradiente de fluido motriz	= 0.4 lb/pg ² /pie
. Gradiente del aceite producido	= 0.4 lb/pg ² /pie

*La producción del pozo y el fluido motriz inyectado retornan a la superficie por el espacio anular formado por la tubería de revestimiento de 9 5/8 pg y la tubería de 4½ pg. utilizada para inyectar el fluido motriz.

- . Gradiente del agua = 0.433 lb/pg²/pie
- . Relación gas-aceite = 0
- . Porcentaje de agua = 5%

RESULTADOS

Producción del pozo (bl/día)	Gasto de fluido motriz (bl/día)	Presión de inyección (lb/pg ²)	Potencia requerida (hp)
8,000	15,142	3,230	824
10,000	11,361	4,029	865
12,000	6,207	7,481	878
14,000	9,483	6,151	1,102
16,000	8,779	7,827	1,299
18,000	12,638	6,611	1,579

De los resultados se puede observar que si se desea producir con un gasto mayor a los 10,000 bl/día, es necesario inyectar grandes volúmenes de fluido motriz a altas presiones. Para esto es necesario contar con una bomba que sea capaz de cumplir con dichos volúmenes y presiones.

Así mismo, se observa que para producir los gastos considerados en el análisis, cada pozo necesita un volumen de inyección de fluido motriz considerablemente elevado.

La inyección de grandes volúmenes a altas presiones representan

ta un alto riesgo de incendio en las plataformas.

El fluido motriz deberá ser necesariamente aceite, ya que el uso de agua no sería de ninguna manera conveniente.

El equipo necesario para tratar el aceite consta básicamente de una bomba superficial, tanques de almacenamiento, tratadores y separadores (Fig. 4). Debido a que el área en las plataformas es muy reducida, la instalación de este equipo requeriría la adaptación por cada plataforma de una más, para disponer de mayor área, lo que representa un alto costo.

Tomando en cuenta los grandes volúmenes requeridos para producir con los gastos considerados, así como también el número de pozos por cada plataforma, que actualmente es de 6 en promedio, es necesario disponer en la superficie de tanques de gran capacidad que permitan almacenar fluidomotriz para dichos pozos.

Por lo anteriormente expuesto se considera que el bombeo hidráulico con bomba Jet no es un sistema adecuado para explotar artificialmente los pozos del campo Akal.

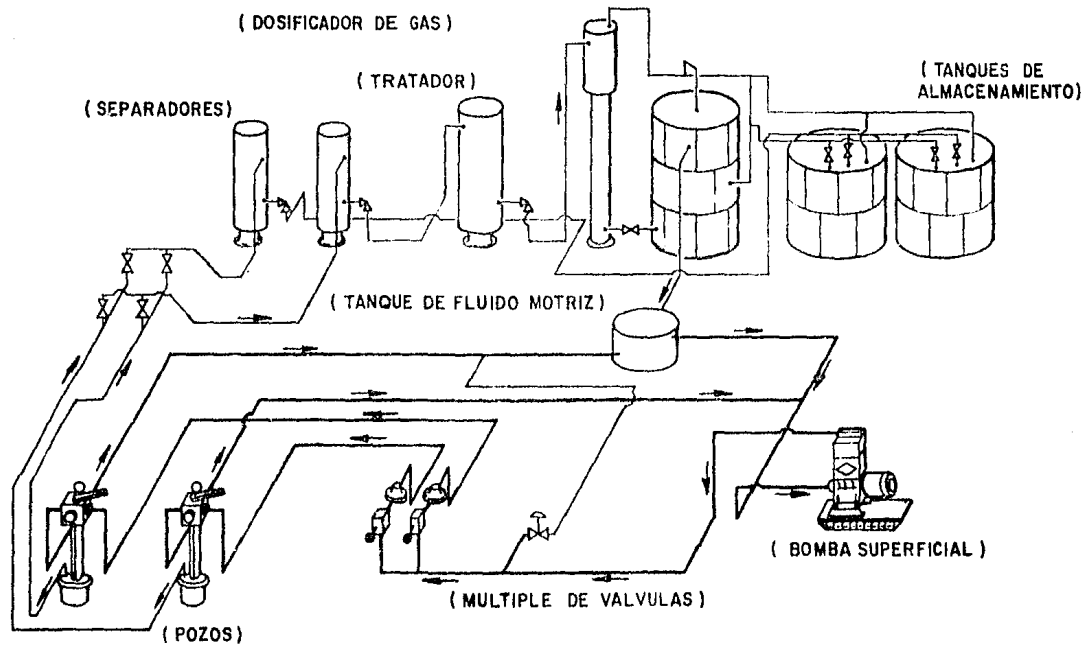


FIG. 4 - EQUIPO SUPERFICIAL DE BOMBEO HIDRAULICO.

TABLA 1. VALORES DE LA PRESION DE SUCCION DE LA BOMBA Y DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE A 1800 m PARA LOS DIFERENTES GASTOS CONSIDERADOS

Gasto en la superficie (bl/día)	Presión de succión (lb/pg ²)	Viscosidad (cp)
8,000	1,400	3,5
10,000	1,335	3.6
12,000	1,320	3.64
14,000	1,272	3.73
16,000	1,230	3.82
18,000	1,182	3.93

TABLA 2. CALCULO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO PARA LOS
DIFERENTES GASTOS CONSIDERADOS A PARTIR DEL INDICE
DE PRODUCTIVIDAD.

G A S T O (b1/dfa)	Presión de fondo fluyendo (1b/pg ²)
8,000	2095
10,000	2050
12,000	2005
14,000	1959
16,000	1914
18,000	1869

CAPITULO IV

BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO SUMERGIBLE

Un medio para explotar artificialmente pozos marinos con altas producciones ha sido el bombeo electrocentrifugo sumergible.^{7,8,9}

A continuación se realiza un análisis de un pozo tipo del campo Akal con aparejo de bombeo electrocentrifugo (Fig. 5), con el objeto de determinar el gasto máximo que puede producir el pozo empleando este sistema de producción artificial.

CONSIDERACIONES

- a) Índice de productividad de $100 \text{ m}^3/\text{día}/\text{kg}/\text{cm}^2$. Este valor se considera aceptable ya que de las pruebas de producción efectuadas a los pozos del campo, se ha encontrado que la presión de fondo fluyendo se

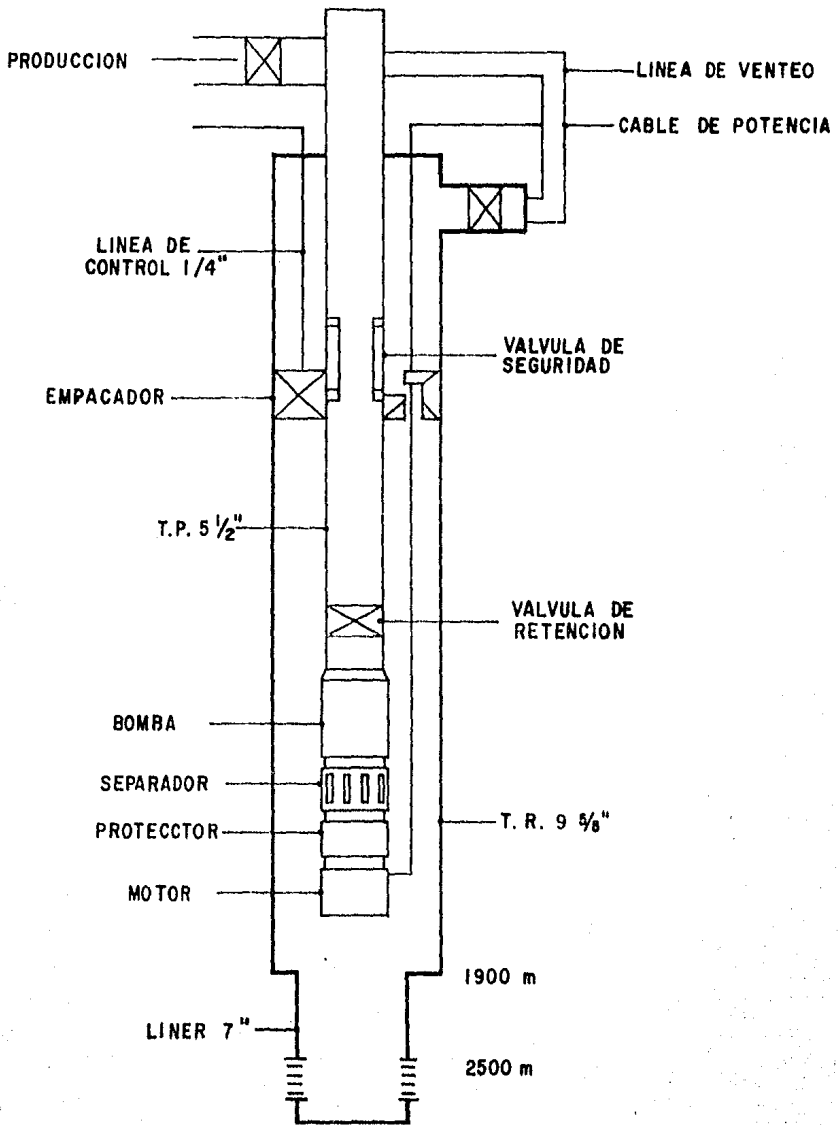


FIG. 5.- INSTALACION EMPLEADA EN EL ANALISIS DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO PARA EL POZO CANTARELL EN ESTUDIO.

- aproxima a la presión estática, lo que indica altos índices de productividad.
- b) Relación gas-líquido de $0.3 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Se estima que con este valor la bomba centrífuga no disminuirá considerablemente su eficiencia.
 - c) Eficiencia del separador de 40%. Debido a que los fabricantes de separadores de fondo no proporcionan el dato de eficiencia de los mismos, este valor se considera aceptable.

PROCEDIMIENTO

Con el objeto de determinar el gasto máximo que en condiciones fluyentes el pozo es capaz de llevar a la cabeza con $18 \text{ kg}/\text{cm}^2$ de presión, se calcula la presión de fondo fluyendo para los gastos de 8,000, 10,000, 12,000, 14,000, 16,000, 18,000 y 20,000 bl/día, a partir del índice de productividad considerado lineal en este caso. Por medio del programa que calcula las caídas de presión en flujo multifásico⁵, se determina la presión en la cabeza del pozo para los diferentes gastos; prosiguiendo el cálculo con aquellos donde la presión en la cabeza sea menor de $18 \text{ kg}/\text{cm}^2$.

Por recomendaciones del fabricante la bomba debe colocarse a una profundidad tal que la relación gas-líquido en la bomba sea inferior a $0.1 \text{ m}^3/\text{m}^3$; bajo esta condición la bomba queda instalada dentro del liner de 7 pg (Fig. 2), reduciendo el tamaño de bomba que puede introducirse y por lo tanto el gasto que es posible obtener. Sin embargo, de la práctica se ha observado que la bomba trabaja a una eficiencia aceptable con hasta

una relación gas-líquido de $1 \text{ m}^3/\text{m}^3$, por lo tanto considerar la profundidad de colocación de la bomba a una relación gas-líquido de aproximadamente $0.3 \text{ m}^3/\text{m}^3$ es válido y hace que ésta quede dentro de la tubería de revestimiento de 9 5/8 pg, haciendo posible instalar una bomba de mayor tamaño y obtener un mayor gasto. Con el programa de flujo multifásico se calculó la profundidad a la cual la relación gas-líquido no exceda el valor de $0.3 \text{ m}^3/\text{m}^3$, encontrándose que ésta es de 1850 m. A dicha profundidad se puede colocar una bomba TRW REDA JN 21000 Serie 675 de 8 5/8 pg (Fig. 6), que es capaz de manejar eficientemente un rango de 17,000 a 24,000 bl/día a condiciones medias de bomba.

Una vez fijada la profundidad de colocación de la bomba se calculó el gasto a condiciones de succión. De esta manera se puede determinar el gasto que se va a manejar en la superficie. Partiendo de la presión de fondo fluyendo correspondiente a los gastos de 10,000, 12,000, 14,000, 16,000, 18,000 y 20,000 bl/día se calcularon los gastos a la succión de la bomba (Tabla 3). Con el objeto de determinar el gasto a la descarga de la bomba, se empleo nuevamente el programa de flujo multifásico, iniciando el cálculo en la superficie con una presión en la cabeza de $18 \text{ kg}/\text{cm}^2$ una relación gas-líquido de $45 \text{ m}^3/\text{m}^3$ obtenida considerando una eficiencia del separador del 40%, así como los gastos anteriores - - (Tabla 4).

D A T O S

Para determinar el comportamiento del pozo en estudio con a-

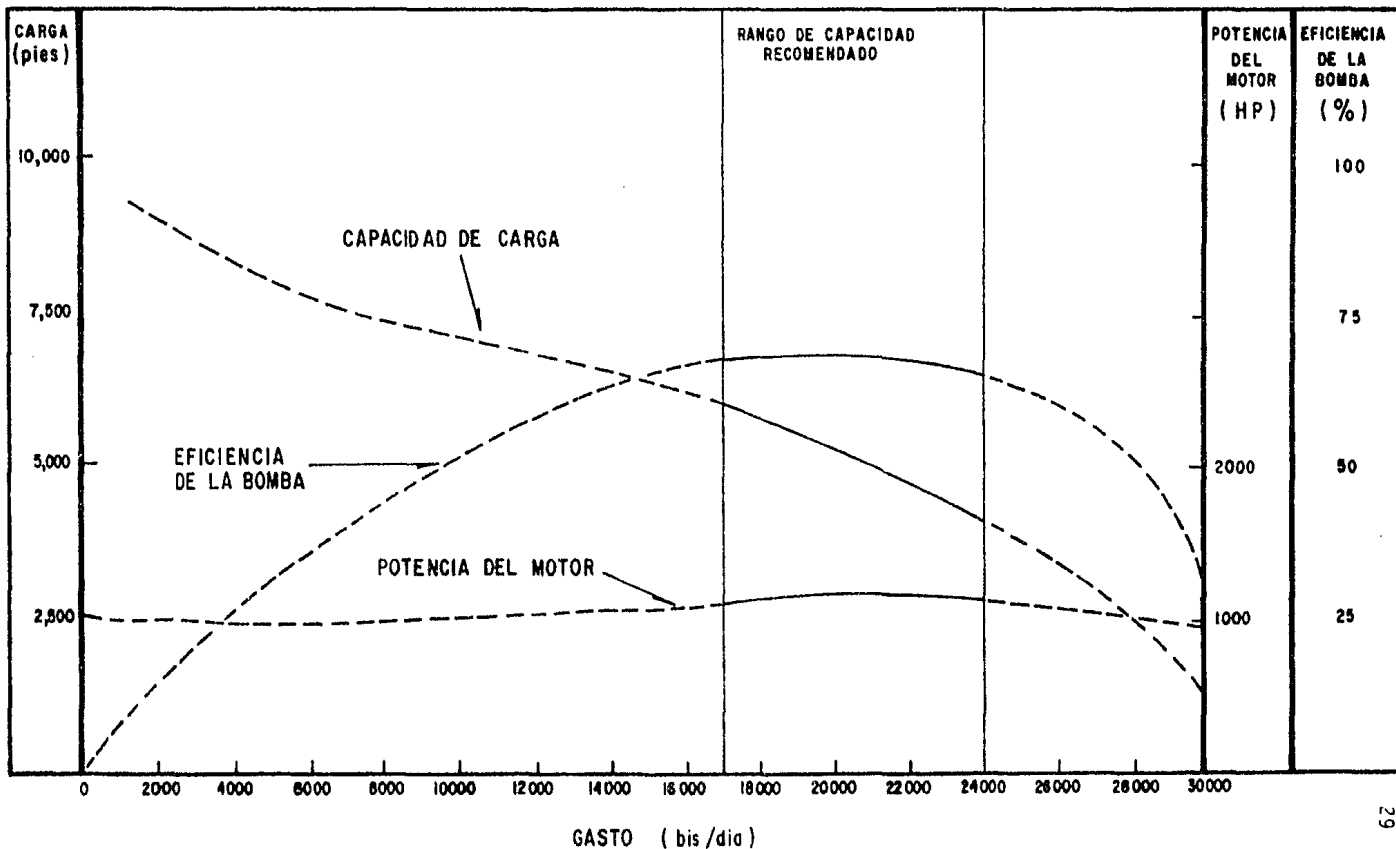


FIG. 6.-CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA CENTRIFUGA JN 21000, SERIE 675, 3500 RPM PARA 100 ETAPAS Y T.R. 8 % pg (CATALOGO T RW REDA).

parejo de bombeo electrocentrífugo se utilizaron los siguientes datos:

- . Densidad relativa del aceite = 0.92 @ c.s.
- . Densidad relativa del gas = 0.89 @ c.s.
- . Densidad relativa del agua = 1.0 @ c.s.
- . Profundidad media del intervalo productor = 2500 m
- . Presión en la boca del pozo = 18 kg/cm²
- . Relación gas-líquido = 75 m³/m³ (perfil inferior)
- . Relación gas-líquido = 45 m³/m³ (perfil superior)
- . Porcentaje de agua producida = 5 %
- . Diámetro interior de la T.P. = 6.276 pg
- . Ángulo promedio de desviación = 15°
- . Índice de productividad = 100 m³/dfa/kg/cm²
- . Temperatura en la cabeza del pozo = 75 °C
- . Temperatura de fondo = 100 °C
- . Se empleó la correlación de Standing para el cálculo de Bo, Bg, Rs ^o, P_g y la correlación de Beal-Chew y Conally para la viscosidad.

Los resultados finales obtenidos de las tablas anteriores son los siguientes:

RESULTADOS

TABLA 3. CALCULO DE LOS GASTOS DE LIQUIDO, DE GAS (CONSIDERANDO UNA EFICIENCIA DE SEPARACION DEL 40%) Y TOTALES A LAS CONDICIONES DE SUCCION DE LA BOMBA.

Gasto en la superficie (bl/dfa)	Gasto de líquido (bl/dfa)	Gasto de gas (bl/dfa)	Gasto total (bl/dfa)
10,000	12,208	2,351	14,559
12,000	14,600	3,064	17,664
14,000	16,975	3,864	20,839
16,000	19,258	4,802	24,060
18,000	21,666	5,898	27,564
20,000	23,975	7,207	31,182

TABLA 4. CALCULO DE LOS GASTOS DE LIQUIDO, DE GAS Y TOTALES
MEDIDOS A LA DESCARGA DE LA BOMBA

Gasto en la superficie (bl/día)	Gasto de líquido (bl/día)	Gasto de gas (bl/día)	Gasto total (bl/día)
10,000	12,532	1,384	13,916
12,000	15,027	1,603	16,630
14,000	17,520	1,809	19,329
16,000	20,009	2,004	22,013
18,000	22,493	2,182	24,675
20,000	24,959	2,267	27,226

Gasto de aceite en la superficie. (bl/dfa)	Presión de fondo flu- yendo. (lb/pg)	Gasto a la succión (bl/dfa)	Gasto a la descarga (bl/dfa)	Carga Dinámica total (pies)
10,000	2050	14559	13916	954
12,000	2005	17559	16630	1215
14,000	1960	20839	19329	1450
16,000	1914	24060	22013	1715
18,000	1964	27564	24675	1988

De acuerdo al diámetro de la tubería de revestimiento de - - 9 5/8 pg que ha sido instalado en los pozos del campo Akal, la bomba de mayor capacidad que puede introducirse dentro de esta tubería puede manejar a su máxima eficiencia un gasto de 21,000 bl/día. De los resultados finales se observa que el gasto más cercano a este valor es de 20839 bl/día por lo que la bomba proporcionará un gasto de aproximadamente 14,000 bl/día en la superficie.

El equipo superficial del bombeo electrocentrífugo sumergible requiere de poco espacio, lo que hace atractiva su aplicación por la limitación de área disponible en las plataformas.

Debido a que no se maneja ningún fluido a alta presión en este sistema, como en el caso del bombeo hidráulico y neumático no se presentan riesgos de incendio y/o contaminación.

Los altos requerimientos de potencia para motores subsuperficiales instalados en diámetros de tubería de revestimiento de 9 5/8 pg re-

quieren la construcción en tandem o triple tandem de dichos motores operando en serie, lo que ocasiona un alto suministro de energía¹⁰ .

El equipo subsuperficial presenta una vida promedio de 6 a 12 meses¹¹ sin que se presente ninguna falla, pero una vez que sucede es necesario sacar el aparejo para reparar dicha falla, lo que representa altos costos operativos.

Es muy probable que el equipo subsuperficial presente algunos problemas como aquellos presentados en el mar del Norte¹⁰ . Estos son:

1. Daño a los motores y cable por la dificultad de instalar unidades largas en pozos desviados.
2. Fallas en el cable por la entrada de fluidos salinos en los conectores del cable.
3. Fallas en el aislamiento del motor por la entrada del fluido del pozo al motor a través de la sección sellante.
4. Fallas en el motor por el sobrecalentamiento debido a las altas corrientes que se manejan.
5. Altos costos asociados con el transporte e instalación del equipo.

El bombeo electrocentrífugo sumergible ha tenido poca aplicación en los campos petroleros de México, por lo que el personal técnico y operativo no está familiarizado con este sistema.

C A P I T U L O V

BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

Entre los sistemas artificiales de producción de mayor aplicación en campos marinos está el bombeo neumático. Solamente en aquellos campos en donde no se dispone de suficiente gas, o las características de los pozos no son propicias para su aplicación, se han empleado otros sistemas en su lugar.

Este sistema es un método que mediante la inyección de gas a alta presión se pueden obtener altas producciones, sin embargo antes de determinar la máxima producción posible de obtener en un pozo con aparejo de bombeo neumático continuo, es necesario determinar la relación costo-beneficio que se obtendría con su aplicación. De tal manera que el beneficio obtenido por el volumen de hidrocarburos producidos, justifique los

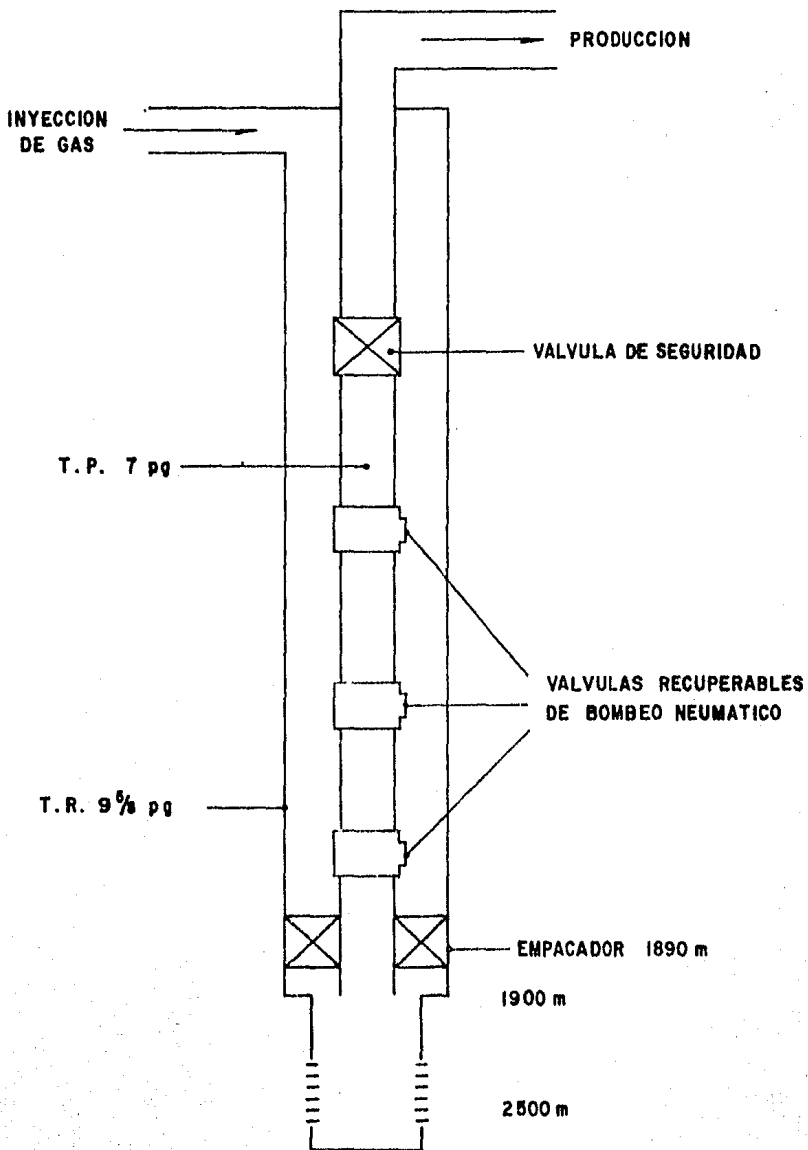


FIG. 7.- APAREJO DE BOMBEO NEUMATICO PARA EL POZO TIPO DEL CAMPO AKAL EN ESTUDIO.

costos que se tendrían por compresión así como otros inherentes al sistema.

La flexibilidad que ofrece el sistema para manejar un amplio rango de gastos, lo mismo que la simplicidad del equipo superficial y la facilidad de operación, lo hacen muy atractivo para aplicarlo en campos marinos.^{4,12}

En este capítulo se presenta el análisis de un pozo tipo del campo Akal con aparejo de bombeo neumático continuo.

CONSIDERACIONES

- a) Diámetro constante de la tubería de producción de 7 pg desde la boca del liner hasta la superficie. Actualmente la mayoría de los pozos del campo producen por tubería de producción combinada de 7 - 4½ pg.
- b) La profundidad máxima del punto de inyección no mayor a 1900 m. De acuerdo a las altas producciones que se tiene en los pozos del campo, es conveniente producir por tubería de 7 pg ya que las caídas de presión son menores, por lo cual la profundidad del punto de inyección queda restringida a la boca del liner (Fig. 7).
- c) La contrapresión en la cabeza del pozo de 18 kg/cm². Es la presión requerida para que los fluidos lleguen desde la boca del pozo hasta

la batería de separación.

d) Caída de presión a través de la válvula operante igual a 100 lb/pg^2 .

PROCEDIMIENTO

Dado que la profundidad del punto de inyección está en función de la presión de inyección del gas en la superficie, éste está limitado como ya se explicó anteriormente a la profundidad de la boca del liner.

Para determinar el gasto máximo que es posible producir con aparejo de bombeo neumático es necesario simular el comportamiento del pozo para diferentes volúmenes de gas inyectado (Fig. 8). Para construir la gráfica de la Figura 8, se utilizó un programa de cómputo para diseñar instalaciones de bombeo neumático continuo¹³. Se alimentó al programa con incrementos en el volumen de gas de inyección de $250,000 \text{ pie}^3/\text{día}$ hasta alcanzar el valor de 10 millones de $\text{pie}^3/\text{día}$, variando la presión de inyección del gas desde 600 hasta $1,400 \text{ lb/pg}^2$ con incrementos de 200 lb/pg^2 . Con presiones de 600, 800 y $1,000 \text{ lb/pg}^2$ el punto de inyección se encuentra arriba de 1,900 m. La gráfica de la Figura 8 se construye con los gastos que se establecen para diferentes volúmenes de gas inyectado. De esta gráfica se puede observar que las necesidades de producción fijan tanto el valor de la presión como el volumen de gas de inyección.

D A T O S

Los datos utilizados en el análisis del pozo tipo con aparejo

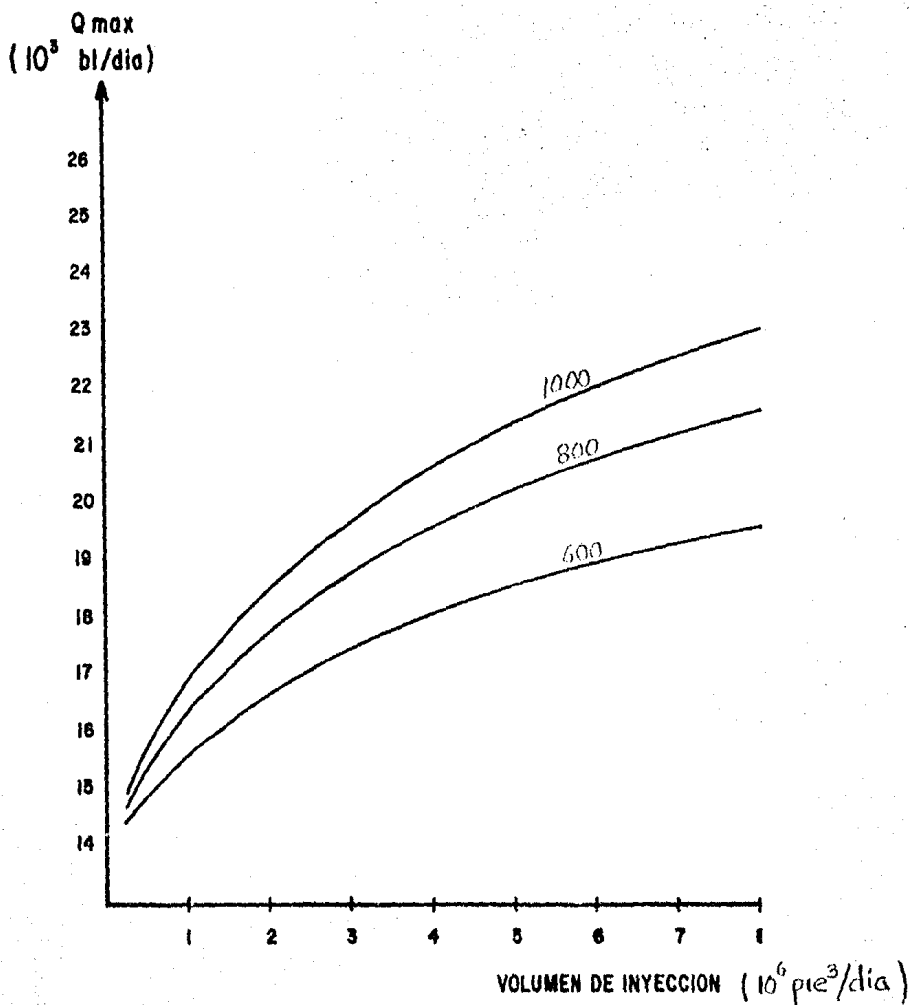


FIG. 8.- COMPORTAMIENTO DEL POZO TIPO EN ESTUDIO CON PARA TUBERIA DE PRODUCCION DE 7 pg. Y PRESION 1000 lb./pg.² DEL GAS DE INYECCION.

de bombeo neumático continuo fueron los siguientes:

. Densidad relativa del aceite	= 0.92 @ c.s.
. Densidad relativa del gas producido	= 0.89 @ c.s.
. Densidad relativa del gas de inyección	= 0.89 @ c.s.
. Densidad relativa del agua	= 1.0 @ c.s.
. Densidad relativa del fluido de control	= 0.9 @ c.s.
. Profundidad media del intervalo productor	= 2500 m
. Diámetro interior de la tubería de producción	= 6.276 pg
. Diámetro interior del liner	= 6.276 pg
. Angulo de desviación promedio del pozo	= 15°
. Contrapresión en la boca del pozo	= 18 kg/cm ²
. Temperatura fluyendo en la boca del pozo	= 75 °C
. Temperatura de fondo del pozo	= 100 °C
. Porcentaje de agua producida	= 5%
. Relación gas de formación-líquido	= 75 m ³ /m ³
. Volumen de gas de inyección	= 250,000 a 10 millones de pie ³ /día
. Temperatura de calibración en el taller	= 20 °C
. Presión superficial de operación del gas	= 600, 800 y 1000 lb/pg ²
. Presión de fondo fluyendo durante la prueba de producción	= 1892 lb/pg ² *
. Gasto de líquido durante la prueba de producción	= 17,000 bl/día*
. Índice de productividad	= 100 m ³ /día/kg/cm ²

* Obtenidos a partir del índice de productividad

- . Presión de fondo estática = 160 kg/cm²
- . Caída de presión a través de la válvula operante = 100 lb/pg²

RESULTADOS

Los resultados se encuentran resumidos en forma gráfica en la Figura 8.

Una de las ventajas que ofrece el bombeo neumático, es la gran flexibilidad para manejar un amplio rango de gastos. Esto puede observarse claramente en la Fig. 8, ya que dependiendo del valor de la presión de inyección y del volumen de gas disponibles, se obtendrá mayor o menor producción según se desee. A simple vista se puede recomendar la inyección de los volúmenes de gas correspondientes a la porción de la curva que presenta mayor pendiente, es decir, donde un incremento en el volumen de inyección proporciona un mayor volumen adicional de líquido, sin embargo es necesario un análisis económico para fijar tanto el valor de presión de inyección así como el volumen de gas.

De la gráfica de la Fig. 8 se observa que con una tubería de producción de 7 pg, se pueden alcanzar producciones superiores a los - - 23,000 bl/día para una presión de inyección de 1,000 lb/pg².

Por otro lado, si un pozo se encuentra fuera de operación por algún motivo, el gas disponible para éste se puede inyectar a otro pozo, aumentando así la producción de este último, mientras se pone nuevamente

en operación el primero y se reestablecen las condiciones normales de operación.

Por lo anteriormente expuesto, puede considerarse que mediante la aplicación del bombeo neumático al campo Akal, se obtiene la más alta producción de los pozos, en comparación con lo que se puede obtener con otro sistema.

Al presentarse una falla en el aparejo, no es necesario extraerlo ya que mediante el empleo de válvulas recuperables es posible extraerlas e introducir las al pozo con equipo de línea. Así mismo es posible realizar tratamientos a la formación sin necesidad de extraer el aparejo de bombeo.

El sistema presenta una alta confiabilidad si se inyecta gas dulce deshidratado y libre de partículas sólidas, que favorece para dar una protección efectiva a las tuberías de revestimiento, gasoductos e instalaciones superficiales. A la vez, la inyección de dicho gas, implica una gran inversión inicial ya que se requiere de una planta endulzadora, planta deshidratadora, estación de compresión y red de gasoductos para tratar, comprimir y distribuir el gas de inyección.

Es necesario disponer de un gran volumen de gas y una fuente de suministro constante, para alimentar la red de bombeo neumático.

Las conexiones superficiales que se tienen actualmente instaladas para los pozos fluyentes se pueden utilizar para aplicar el sistema.

Debido a la mínima área que requiere y a la facilidad de operación, el bombeo neumático es sumamente atractivo para aplicarse en el campo Akal.

Sin embargo, debido al manejo de altas presiones se tendrían condiciones de operación de alto riesgo en las plataformas. A su vez las tuberías de revestimiento se encuentran sujetas a grandes esfuerzos por el manejo de dichas presiones.

La selección de un sistema artificial ha sido decidida en algunos casos por la disponibilidad de personal capacitado, por lo que cabe aclarar que Petróleos Mexicanos cuenta con personal técnico y operativo con amplia experiencia en bombeo neumático.

CONCLUSIONES

1. En base al análisis realizado de los diferentes sistemas propuestos en este trabajo, el sistema más apropiado para explotar artificialmente los pozos del campo Akal, es el bombeo neumático. Mediante su aplicación se logra alcanzar producciones superiores a los 23,000 bl/día por tubería de 7 pg y presión de inyección de 1,000 lb/pg².
2. Una alternativa de la aplicación del bombeo neumático la constituye el bombeo electrocentrífugo sumergible, con cuya aplicación se puede obtener aproximadamente 14,000 bl/día por pozo.
3. La producción de grandes volúmenes mediante la aplicación del bombeo hidráulico con bomba tipo Jet, requiere de un considerable volumen de fluido motriz a alta presión, lo que involucra un alto riesgo en su manejo.
4. Durante la aplicación del bombeo neumático, es muy importante disponer de una fuente de suministro de gas por largo tiempo.
5. Debido al manejo de grandes volúmenes de gas a alta presión, la aplicación del bombeo neumático involucra altos riesgos de incendio en las plataformas, por lo que no debe escatimarse ningún esfuerzo en lograr la seguridad de las instalaciones.

6. Los costos de operación del bombeo neumático se reducen con el empleo de válvulas recuperables con equipo de línea.

R E F E R E N C I A S

1. Marmissolle-Daguerre D. y Otros. "Evaluación de Formaciones en México" Schlumberger. septiembre 1984.
2. Brown K. E. "Overview of Artificial Lift Systems". JPT October 1982.
3. Neely B. y Otros. "Selection of Artificial Lift Method" SPE 10337. October 1981.
4. Zúñiga Puente Horacio. "Selección del Sistema de Explotación Artificial al Campo Cantarell, de la Zona Marina de Campeche". XXIV Congreso Nacional de la A.I.P.M. Mayo 1986.
5. Flujo Multifásico (FLUMUL). Subdirección de Tecnología de Explotación. División de Producción. Instituto Mexicano del Petróleo.
6. Petrie H. L., Wilson P. M., Smart E. E. "Jet Pumping Oil Wells". World Oil. Nov. 1983, Dec. 1983, Jan. 1984.
7. Verdina G.G. "Offshore Installation and Maintenance of Submersible Pumps". SPE of AIME Offshore. East Asia 82 Cont. (Singapore, - 2/9-12/92) Preprint N°. 10450.1982.
8. Allis D. H. Capss W.M. "Submersible Pumping Long Beach Unit of East Wilmington Field: A 17 - Year Review". JPT Aug. 1984.
9. Cline W. B., Garford D. W. "Artificial Lift Alternatives for High-Volume Offshore Production". Petroleum Engineer International. Feb. 1979.
10. Pyall M. L., Grant A.A. "Development of a New High-Reliability Down-hole Pumping System for Large Horsepowers". JPT. Sept. 1983.

11. Neely A. B., Patterson M. M. "Soft Start Submersible Pumped" JPT April 1984.
12. De Moss E.E., Tiemsonn W.D. "Gas Lift Increases High-Volume Production From Claymore Field". JPT April 1982.
13. Bombeo Neumático Continuo (BONEC). Subdirección de Tecnología de Explotación. División de Producción. Instituto Mexicano del Petróleo.