



24/19
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

"APLICACION DEL BOMBEO HIDRAULICO
EN POZOS PETROLEROS"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

CONRADO JIMENEZ GUZMAN
ROGER PAULINO ORTIZ POLO

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D. F.,

1988



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.

I N D I C E

		PAGINA
INTRODUCCION		1
CAPITULO I	SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION	4
I.1	Consideraciones del yacimiento y del pozo	4
I.2	Bombeo Mecánico	6
I.3	Bombeo Neumático (continuo e intermitente)	9
I.4	Bombeo Electrocentrifugo	19
I.5	Bombeo Hidráulico (Pistón y Jet)	20
I.6	Como regular el Bombeo Hidráulico	27
I.7	Como disponer un Bombeo Hidráulico	31
I.8	Agua como fluido motriz para el Bombeo Hidráulico en pozos petroleros (aplicación)	35
CAPITULO II	BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON	48
II.1	Aplicación del Bombeo Hidráulico al no ser efectivo el Bombeo Neumático en el campo - HEADLEE (EE.UU.)	48
II.2	Bombeo Hidráulico, profundo y de alto volu de producción en el campo RENO (EE.UU.)	58
II.3	El caso de un campo utilizando el Bombeo - Hidráulico a grandes profundidades, campo LAKE BARRE (EE.UU)	78
II.4	Bombeo Hidráulico en circuito cerrado, empleando como fluido motriz agua o aceite, en el campo WASSON (EE.UU.)	90
II.5	Como explotan yacimientos costa fuera de modesto potencial en el campo SOLDADO -- (TRINIDAD)	99

		PAGINA
CAPITULO III	BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET	102
III.1	Bombeo Hidráulico Jet en un sitio lejano en el campo SEMBAKUNG (INDONESIA)	102
III.2	Sistema Unico de Bombeo Hidráulico en los campos NANCY y BARBER CREEK (EE.UU.)	122
CAPITULO IV	ANALISIS DE FACTIBILIDAD DE APLICACION EN MEXICO	139
IV.1	Aplicación del Bombeo Hidráulico (pistón) a los campos POZA RICA, SAN ANDRES, HALLAZGO, JILIAPA (MEXICO)	139
IV.2	Diseño de la instalación del Bombeo Hidráulico (Jet) aplicado a los pozos del complejo CANTARELL (MEXICO)	159
CAPITULO V	ANALISIS ECONOMICO	185
V.1	Economía del Bombeo Hidráulico	185
V.2	Economía de las instalaciones	185
V.3	Tablas	
Tabla 15	" COSTOS DE LA INSTALACION DE BOMBEO HIDRAULICO (TIPO PISTON)"	194
Tabla 16	"COMPARACION DE COSTOS ENTRE EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO Y EL MECANICO CON RESPECTO A LA PROFUNDIDAD"	195
Tabla 17	"RESUMEN DE PRECIOS DE SISTEMAS DE BOMBEO HIDRAULICO"	196
Tabla 18	"COMPARACION DE COSTOS DE OPERACION DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO MECANICO Y HIDRAULICO"	197
Tabla 19	"DATOS DE LOS COSTOS DE OPERACION DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO OPERANDO EN PACHUTA - CREEK Y EL CAMPO 2"	198

Tabla 20 " COSTOS DE INSTALACION DE BOMBEO ---- HIDRAULICO EN EL AREA DEL MISSISSIPPI"	200
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	201
B I B L I O G R A F I A	203

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

Cuando llega el momento en el cual un campo declina su capacidad de producción, debido a que sus pozos no producen o aportan gastos mas bajos que los esperados en los programas de explotación implantados, es frecuente que se recurra a la selección de algun sistema artificial de producción.

Los sistemas artificiales de producción proporcionan la energía necesaria para que los fluidos que se encuentran en el fondo del pozo puedan ser transportados hasta la batería de separación.

Para la selección del Sistema Artificial de Producción - hay muchos factores que deben tomar en cuenta al decidir cuál - es el mejor sistema para un pozo en particular o un grupo de -- ellos. Se necesitan considerar algunos parámetros obvios tales- como: profundidad del pozo, relaciones gas/líquido (RGL) actua- les y previstos, problemas de depósito de arena y parafina, des- viación del agujero, diámetro de la tubería de revestimiento, - relación del comportamiento de la entrada de flujo actual y fu- tura (IPR; Índice de productividad o potencial del pozo), pre- sión de la formación y declinación de dicha presión, vida futu- ra y producción acumulativa estimada, disponibilidad de gas a - alta presión, dificultad de la reparación, viscosidad del acei- te, relaciones agua/aceite actuales y futuras, criterios econó- micos y de beneficios, considerando además que el costo de pro- ducción de un barril de aceite será el más económico.

El objetivo principal de este trabajo, es considerar al bombeo hidráulico (pistón y jet) como un sistema factible de -- aplicar en México con buenos resultados, todo lo anterior a par- tir del conocimiento de la Teoría de las Bombas jet y pistón, - así como de las experiencias obtenidas con la aplicación del -- bombeo (pistón y jet) en diversos campos en los cuales se pre- sentaron condiciones adversas para la aplicación de otros siste- mas.

Por lo cual, en uno de los Capítulos se hace el diseño - del bombeo hidráulico tipo jet aplicado a los pozos del Comple- jo Cantarell, empleando para ello un programa de cómputo (22), - que ha demostrado tener un alto índice de eficiencia y ha sido- utilizado como una herramienta de gran utilidad para la evalua- ción de proyectos de Sistemas de Bombeo Hidráulico tipo jet en- otros países.

CAPITULO I

SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION

I.1. CONSIDERACIONES DEL YACIMIENTO Y DEL POZO:

En diseños de sistemas artificiales de producción el ingeniero se encarga de que coincida la capacidad del sistema artificial de producción con la productividad del pozo de tal manera que resulte una eficiente selección.

Existen ciertas consideraciones geográficas y ambientales que deberán ser contempladas. Por ejemplo, el bombeo mecánico es el sistema artificial de producción más usado en los Estados Unidos de Norteamérica. Sin embargo, estando en una ciudad densamente poblada o en una plataforma marina con doce pozos contenidos en una área muy pequeña, el bombeo mecánico deberá ser eliminado por razones de espacio. Estas consideraciones geográficas y ambientales podrían hacer simplificar la decisión a tomar; sin embargo, hay varios factores que deben ser tomados en cuenta cuando estas condiciones no son preponderantes.

Entre los parámetros más importantes a considerar se encuentran : la presión media del yacimiento y el índice de productividad del pozo.

Si se grafica el gasto de producción contra la presión de fondo fluyendo, uno de los dos siguientes comportamientos podrían ocurrir usualmente. Que arriba de la presión de saturación el índice de productividad es constante y abajo de la presión

de saturación, ocurrirá una curva como la descrita por Vogel.- Estos tipos de comportamientos del índice de productividad son mostrados en la Figura 1. Algunos tipos artificiales de producción son capaces de producir a una presión de fondo fluyendo más baja que otros. El gasto máximo que se obtendrá para una presión de fondo fluyendo dada dependerá del comportamiento del índice de productividad. Por ejemplo, un pozo con una presión media del yacimiento de 2,000 lb/pg² y una presión de fondo fluyendo de 500 lb/pg² estaría produciendo al 75% del gasto máximo si el pozo tiene un índice de productividad constante.- De otro modo, si sigue la relación de Vogel, estaría produciendo al 50% del gasto máximo. También deberán ser consideradas las características de los fluidos del yacimiento. La parafina ocasiona más problemas en algunos tipos de sistemas artificiales de producción que en otros. La producción de sólidos de la formación en el fluido del pozo necesita ser considerada. La arena puede ser más perjudicial para algunos tipos de sistemas artificiales de producción y menos en otros. La relación gas-líquido producida es muy importante para el diseño del sistema. El gas es un problema significativo para todos los métodos de bombeo. Sin embargo en el bombeo neumático se utiliza la energía contenida en el gas producido.

Otro factor que necesita ser considerado es el comportamiento a largo plazo del yacimiento. En muchos casos se predice el comportamiento del yacimiento y se instala el sistema artificial de producción que pueda operar el pozo durante su vida útil.

Lo anterior frecuentemente lleva a la instalación de un sistema de mayor capacidad, anticipando la producción de grandes cantidades de agua. Como resultado, el sistema habrá operado a bajas eficiencias por no haber trabajado a su capacidad durante un período significativo de su vida útil. Lo otro es el diseño para que el pozo esté produciendo y no ocasione pro-

blemas posteriores. Esto puede llevar a cambios continuos en el tipo de equipo de producción artificial instalado en el pozo. Lo anterior hará que se opere eficientemente en un corto tiempo, pero ocasionará mayores costos en sustitución de equipo. El ingeniero deberá considerar aspectos a largo y corto plazo.

I.2 BOMBEO MECANICO:

Los pozos con el sistema de bombeo mecánico son el tipo de sistema artificial de producción más viejo y más usado en los campos petroleros.

Aproximadamente el 85% de los pozos con bombeo en los Estados Unidos de Norteamérica son producidos por equipo de bombeo mecánico. Cerca del 79% de los pozos petroleros que producen menos de 10 bl/día están clasificados como pozos casi agotados. Una basta mayoría de estos pozos casi agotados producen con bombeo mecánico. Del 21% restante, cerca del 20% son bombeados con sistemas de bombeo mecánico, el 28% son fluyentes y el 52% son explotados con bombeo neumático, bombeo electrocentrífugo y bombeo hidráulico.

Los sistemas de bombeo mecánico serán considerados para pozos nuevos, de bajo volumen, debido a que el personal operativo está más familiarizado con estos sistemas mecánicamente simples y pueden operarlos más eficientemente. Además el personal operativo sin experiencia puede operar este tipo de equipo con mejor efectividad que cualquiera de los otros tipos de sistemas artificiales de producción. Los sistemas con bombeo mecánico pueden operar eficientemente sobre un amplio rango de características de producción del pozo.

Los sistemas de bombeo mecánico también serán considerados para bombear volúmenes moderados desde profundidades someras y pequeños volúmenes desde profundidades intermedias.

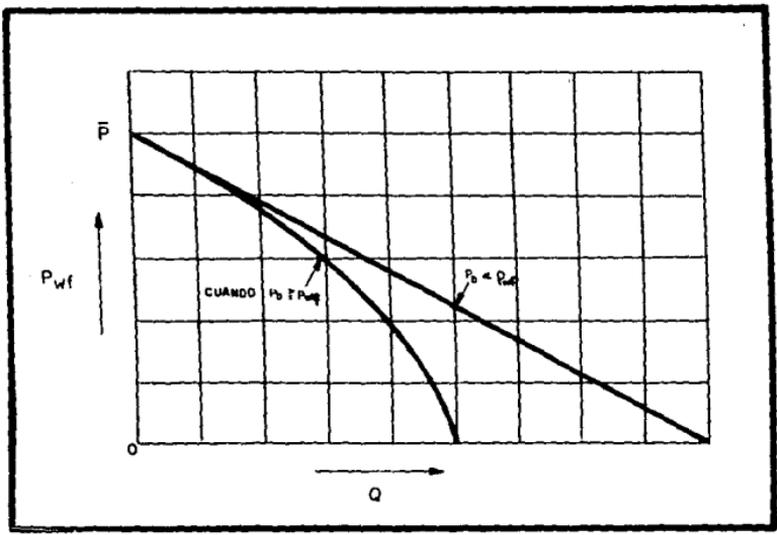


FIG. 1 RELACION DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO

Si los fluidos del pozo no contienen ácido sulfhídrico, o si son usadas varillas de succión especiales, es posible bombear 1000 bl/día desde casi 7,000 pies y 200 bl/día desde aproximadamente 14,000 pies. Si éstos fluidos del pozo contienen ácido sulfhídrico, los sistemas de bombeo mecánico pueden bombear 1,000 bl/día de líquido desde 4,000 pies y 200 bl/día desde 10,000 pies.

Muchas de las partes del sistema de bombeo mecánico son construidos bajo normas establecidas por el API. Numerosos fabricantes pueden abastecer cada una de las partes y éstas son compatibles no importando el fabricante.

La sarta de varillas, partes de la bomba y tubería anclada están sujetas a fatiga. Por lo tanto, el sistema deberá ser más eficiente protegiéndolo contra la corrosión que cualquier otro sistema de bombeo para asegurar mayor vida al equipo.

Los sistemas de bombeo mecánico en pozos desviados son frecuentemente incompatibles, aunque en algunos pozos operan correctamente. La capacidad de los sistemas de bombeo mecánico para bombear con arena en el fluido producido es limitado. Así mismo las parafinas e incrustaciones pueden interferir con la eficiencia de operación.

Si la capacidad de separación gas-líquido del espacio anular es baja o si el espacio anular no es usado eficientemente y la bomba no está diseñada y operada apropiadamente ésta podría operar ineficientemente y tender al candado de gas.

1.3 BOMBEO NEUMÁTICO:

El bombeo neumático como sistema artificial domina la costa del Golfo de México de los Estados Unidos de Norteamérica y es usado extensamente en el mundo, muchos de estos pozos son de bombeo neumático continuo. Entonces surgen las siguientes

preguntas :

¿Por qué se seleccionó el bombeo neumático? ¿Dónde usar el bombeo neumático continuo? ¿Cuándo se selecciona el bombeo neumático intermitente?

I.3 BOMBEO NEUMATICO CONTINUO:

El bombeo neumático continuo es recomendado para pozos con altos gastos y altas presiones de fondo estática. Es una excelente aplicación para formaciones marinas con entrada de agua o yacimientos con empuje hidráulico con altos índices de productividad y RGA intermedias. Cuando el gas de inyección es disponible a alta presión sin compresión o donde el costo de operación del gas es bajo, el bombeo neumático es especialmente atractivo. El bombeo neumático continuo usa el gas de inyección para aligerar o aerear la columna hidrostática, de tal manera que el gradiente de presión se reduzca a tal grado que el pozo pueda fluir con menor contrapresión y obtenerse el gas deseado. Este suministro es necesario en la vida productora del pozo, si el bombeo neumático es matenido efectivamente. En muchos campos la producción de gas declina como el porcentaje de agua del pozo aumenta; entonces, requiere algunas fuentes de gas externa.

También los pozos producirán inadecuadamente o nada cuando el suministro de gas de inyección es suspendido o la presión varía constantemente. Además la pobre calidad del gas podría deteriorar o aún parar la producción. Entonces lo adecuado será mejorar la calidad del gas y de no ser posible se instalará otro sistema artificial de producción.

El bombeo neumático continuo impone una contrapresión relativamente alta en el yacimiento. lo cual hace que tenga una menor eficiencia comparada con los demás métodos de bombeo. Entonces la alta contrapresión probablemente reducirá sig

nificativamente la producción comparada con los otros, mientras una baja eficiencia incrementa considerablemente los costos de capital y costos de energía de operación.

Cuales son las ventajas del bombeo neumático continuo:

- 1.- El bombeo neumático es uno de los mejores métodos artificiales de producción para manejar arenas o materiales sólidos. Muchos pozos producen arenas aún cuando el controlador de arenas es instalado. La arena producida casi no causa problemas mecánicos a la válvula de bombeo neumático; mientras que en los demás métodos de bombeo aún siendo arenas de grano fino causan severos daños.
- 2.- Los pozos desviados pueden ser bombeados con gas con menores problemas de bombeo. Esto es especialmente importante para pozos en plataformas marinas los cuales son perforados direccionalmente.
- 3.- El bombeo neumático permite el uso de equipo de línea y tal equipo es económico y de fácil mantenimiento. Esta característica permite reparaciones de rutina a través de la tubería.
- 4.- El bombeo neumático permite el uso de mediadores de presión de fondo fluyendo, el muestreo de arenas, registros de producción, cantidad de parafina, etc.
- 5.- La RGA de la formación es más útil que perjudicial. Esto implica que en el bombeo neumático, se requiera menos gas de inyección, mientras en los demás métodos de bombeo, el gas bombeado reduce drásticamente la eficiencia.
- 6.- El bombeo neumático es flexible. Un gran rango de volúmenes y profundidades de bombeo pueden ser alcanzados, esencialmente con el mismo equipo del pozo. En algunos casos, des -

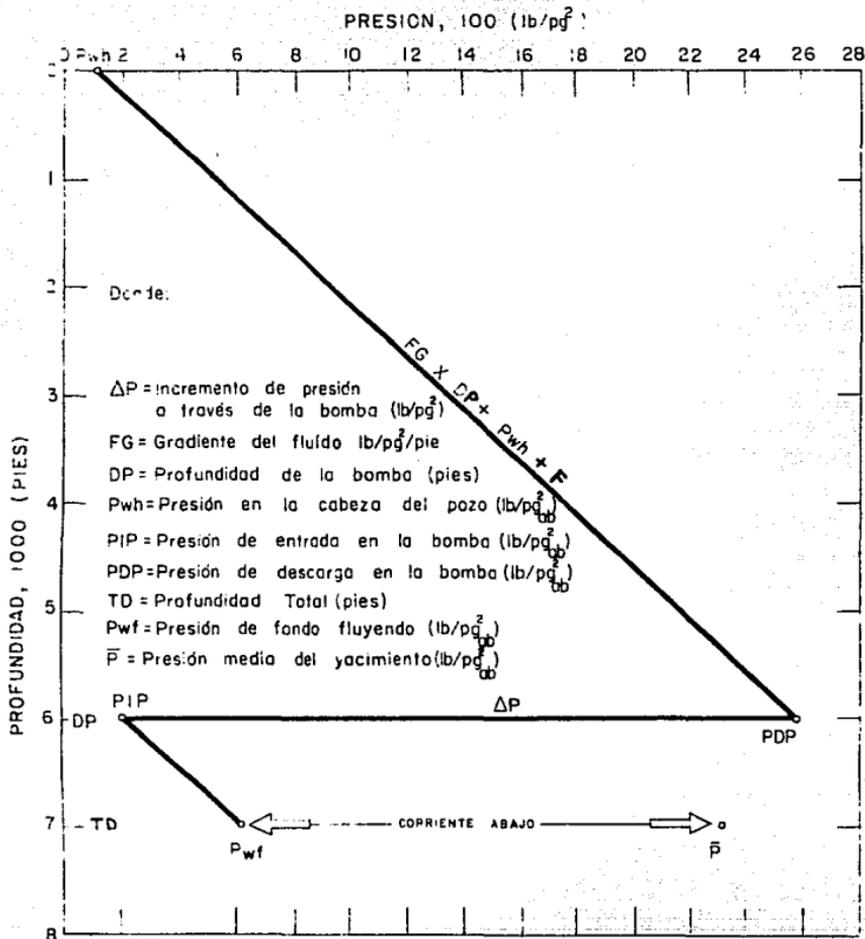


FIG. 2 POZO CON BOMBEO

viando el flujo al espacio anular puede ser también fácilmente acoplado para manejar altos volúmenes.

- 7.- Un sistema central de bombeo neumático puede ser fácilmente usado en un campo entero. La centralización usualmente baja los costos totales de capital y permite fácilmente el control de pruebas y de pozos.
- 8.- El bombeo neumático requiere poco equipo superficial. El equipo superficial del pozo es el mismo como para los pozos fluyentes excepto por el medidor de gas de inyección. Y esto es usualmente una ventaja en medios urbanos.
- 9.- El equipo subsuperficial del pozo es relativamente barato, la reparación y mantenimiento de este equipo subsuperficial es normalmente bajo. El equipo es fácilmente extraído y es reparado o reemplazado. También las reparaciones mayores de los pozos no ocurren con frecuencia.
- 10.- La instalación del bombeo neumático es compatible con válvulas subsuperficiales de seguridad y otros equipos superficiales. El uso de las válvulas subsuperficiales de seguridad controladas desde la superficie con línea de control de 1/4" permite fácilmente cerrar el pozo.
- 11.- El bombeo neumático podría tolerar algún mal diseño y aun así operar. Esto es una ventaja ya que el diseño se hará antes de que el pozo esté terminado y probado.

CUALES SON LAS LIMITACIONES:

- 1.- La contrapresión relativamente alta podría restringir seriamente la producción del bombeo neumático continuo. Este problema viene a ser más significativo con el incremento de la profundidad y la declinación de la presión de fondo estática. Entonces un pozo con 10,000 pies y un índice de pro -

ductividad de 1.0 pie³/bl podría ser problemático al bombear con el sistema normal de bombeo neumático continuo. Sin embargo hay algunos proyectos especiales que podrían ser probados para tales pozos.

2. El bombeo neumático es relativamente ineficiente, frecuentemente resultando en grandes inversiones de capital y altos costos de energía de operación. Los costos de las compresoras son relativamente altos y con frecuencia se requieren varias. Los costos de 1981 fueron encontrados en 500 a 600dls/HP Para pozos localizados en tierra y de 1000 a 1,400 dls/HP para lugares marinos. La compresora presenta problemas de espacio y peso cuando son usados en plataformas marinas. También el costo de los sistemas de distribución de gas pueden ser significativos. El incremento del gasto de gas utilizado, también incrementa el tamaño de la línea de flujo y separadores necesarios.
3. El suministro adecuado de gas es necesario para toda la vida del proyecto. Si el gas proviene fuera del campo o si el gas fuese de un alto costo, tendría que cambiarse a otro método de bombeo. En conclusión deberá haber gran cantidad de gas para un fácil arranque.
4. La operación y mantenimiento de las compresoras son costosos. La experiencia de los operadores y el buen mecanismo de las compresoras son requeridos para una operación confiable y segura.
5. Hay grandes dificultades cuando se bombea crudo de baja densidad debido a la mayor fricción. El efecto de enfriamiento además de la expansión del gas incrementa este problema. También el efecto de enfriamiento podría traer un problema de parafina.

- 6.- Bajos volúmenes de fluidos mezclados con altas cantidades de agua (menores de 200bl/día en una tubería de 2 3/8" de diámetro exterior) sería menos eficiente para bombear y frecuentemente experimentaría algunos cabeceos.
- 7.- Se requieren buenos datos para realizar un buen diseño. Tales datos podrían no ser disponibles y se tendría que ser flexible en un diseño deficiente que no produzca a la capacidad del pozo.

Los principales factores a considerar en la selección del bombeo neumático están señalados en la Tabla 1. También hay algunos problemas potenciales que deberán ser resueltos, tales como los siguientes:

- 1.- Problemas de gas libre e hidratos.
- 2.- Inyección de gas corrosivo.
- 3.- Problemas severos de parafina.
- 4.- Fluctuaciones en la presión de succión y descarga.
- 5.- Problemas en el cable de acero.
- 6.- Cambios en las condiciones del pozo, especialmente la declinación de la presión del fondo y del índice de productividad.
- 7.- Bombeo profundo y de alto volumen.
- 8.- Interferencia de las válvulas - punto múltiple de inyección.

BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE

El método de bombeo neumático intermitente es generalmente empleado en pozos que producen bajos volúmenes de fluidos. Los pozos donde el bombeo neumático intermitente es recomendado normalmente tienen las siguientes características:

- 1.- Alto índice de productividad y baja presión de fondo fluyendo.

BOMBEO NEUMATICO

¿ CUALES SON LOS FACTORES A CONSIDERAR ?

I Costos de capital.

II Costos de operación.

III Ingresos de operación.

CONSIDERACIONES ESPECIALES:

- Disponibilidad del gas.
- Buen índice de productividad.
- Volúmenes: blo/día + blw/día + pie³*10⁶ gas/día.
- Presión de fondo fluyendo.
- Tipo de empuje.
- Planos del yacimiento.
- Propiedades de los fluidos (análisis PVT).
- Datos del pozo (profundidad, tuberías, producción, intervalos).
- Cambios anticipados de producción (Presión de fondo fluyendo, índice de productividad, relación gas-aceite, porcentaje de agua).
- Arenas, incrustaciones, corrosión y parafinas.
- Fuente y costos de energía.
- Equipo superficial recolector.
- Tamaño del campo.
- Localización.

2.- Bajo índice de productividad con alta presión de fondo fluyendo.

Su uso proviene de conocer problemas mayores de bombeo donde el bombeo neumático continuo esta ya instalado o donde gas de alta presión de bajo costo es disponible. Entonces cuando un adecuado suministro de gas, de buena calidad y bajo costo esta disponible y los planes son bombear a pozos someros, de alta RGA, bajo índice de productividad o bajas presiones de fondo y con una terminación pata de perro que produce arenas; el bombeo neumático intermitente podría ser una excelente selección. El bombeo neumático intermitente tiene muchas de las ventajas y limitaciones como el bombeo neumático continuo, y además las mismas consideraciones como las señaladas en la tabla 1 Solamente la diferencia podría señalarse en la discusión siguiente.

VENTAJAS:

- 1.- El bombeo neumático intermitente está limitado para pozos de bajos volúmenes. Por ejemplo un pozo de 8,000 pies con tubería de 2 pg de diámetro nominal puede rara vez ser producido a gastos arriba de 200 bl/día con una presión de fondo fluyendo más abajo de 250 lb/pg².
- 2.- La presión de fondo fluyendo de un sistema de bombeo neumático intermitente convencional es todavía relativamente alta comparada con el bombeo mecánico. Sin embargo la presión de fondo fluyendo puede ser reducida por el uso de cámaras. Las cámaras son particularmente adaptadas a pozos de alto índice de productividad y bajas presiones.
- 3.- La eficiencia de la potencia rendida por la bomba es baja. se utiliza más gas por barril de fluido producido que en el bombeo neumático continuo. También el incremento del resbalamiento con la profundidad y la cantidad de agua hacen al sistema de bombeo más ineficiente. Sin embargo, el resbala-

miento puede ser reducido por el uso de émbolos.

- 4.- La fluctuación en el gasto y la presión de fondo fluyendo - puede ser perjudicial para pozos con controlador de arena.- La arena producida puede obturar la tubería o válvula de - pie. También las fluctuaciones superficiales causan proble- mas en el gas y fluido manejado.
- 5.- El bombeo neumático intermitente requiere frecuentemente - ajustes. El operador deberá alterar el gasto y período de - tiempo de inyección regularmente para incrementar la produc- ción y mantener el gas usado relativamente bajo.

CONCLUSION:

El bombeo neumático tiene numerosas ventajas que en mu- chos campos lo hacen la mejor selección de los sistemas artifi- ciales de producción. Sin embargo, hay limitaciones y problemas potenciales para ser tratado. Se tiene la opción de usar bombeo neumático continuo para pozos con altos volúmenes o bombeo neu- mático intermitente para pozos con bajos volúmenes y hay una pe- queña dificultad en cambiar de uno a otro. En conclusión, el - bombeo neumático puede ser usado para arrancar pozos y descar - gar agua de pozos de gas. El bombeo neumático merece serias con- sideraciones como una forma de sistema artificial de producción.

I.4 BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

En el campo Wilmington se iniciaron estudios en abril de 1965 para perforar, desarrollar y producir en una área de 6479 Acres de la unidad de Long Beach California.

Fue necesario seleccionar el mejor método de bombeo para aproximadamente 1100 pozos desviados.

Los factores principales para la selección del bombeo electrocentrifugo como el método de bombeo más económico son los siguientes:

- * Es adaptable a pozos altamente desviados - hasta 80°
- * Permite el uso de espacios mínimos para controles superficiales e instalaciones asociadas con la producción.
- * El método es silencioso, seguro y limpio para operaciones aceptables en plataformas marinas y áreas urbanas.
- * Generalmente considera una bomba de alto volumen para incrementos de volúmenes y entradas de agua causado por operaciones de mantenimiento de presión y de recuperación secundaria.
- * Permite poner el pozo en producción inmediatamente después de su perforación y terminación.
- * Permite la producción continua del pozo mientras perforan y trabajan sobre otros pozos vecinos.

Algunas de las debilidades del sistema de bombeo electrocentrifugo son las siguientes:

- * Podría tolerar solamente porcentajes mínimos de producción de sólidos (arena).
- * Operaciones costosas de extracción para corregir fa -

illas de fondo.

* No es adaptable en pozos con bajos volúmenes de producción (menos de 150 bl/día).

Un estudio reciente mostró un promedio de vida de la bomba en operación de 767 días por pozo en la zona Ranger (4000 pies) la cual tiene 93% de las 564 bombas electrocentrifugas instaladas.

Este estudio y datos de apoyo confirmaron que el bombeo electrocentrífugo es la mejor selección para bombear 475,000 bl/día de producción de este campo.

I.5 BOMBEO HIDRAULICO

Hay dos tipos de bombas hidráulicas en el mercado, las bombas de desplazamiento positivo y las bombas Jet.

La bomba de desplazamiento positivo consiste de un motor hidráulico recíprocente acoplado directamente a un pistón de la bomba o émbolo de la bomba. Como se muestra en la Figura 4 el fluido motriz aceite o agua es dirigido abajo a lo largo de la sarta de tubería para operar el motor. El pistón de la bomba o émbolo arrastra el fluido del interior del pozo a través de una válvula de pie. El fluido motriz descargado y la producción son regresados por una pequeña sarta de tubería.

La bomba Jet es mostrado en la Figura 5. El fluido motriz llega a la tobera con una alta presión, pero en la tobera ocurre que la alta presión se transforma en alta velocidad. El fluido motriz a alta velocidad y baja presión arrastra la producción en la cámara de mezclado de la bomba. Después pasa al difusor donde se reduce la velocidad y se incrementa la presión para permitir al fluido mezclado (aceite producido) fluir a la superficie.

Los arreglos de la tubería en las Figs. 4 y 5 son llamados sistemas Abiertos de fluido motriz. La Fig. 4 es además clasificada como una Instalación Paralela con gas venteado a través del espacio anular de la T.R. a la superficie La fig. 5 es llamada Instalación de T.R. y requiere la bomba para manejar el gas. Ambos tipos pueden ser usados con bombas de desplazamiento positivo o con bombas Jet. En realidad, muchas cámaras de fondo pueden acomodar intercambiamente Bombas Jet y bombas de Desplazamiento positivo.

La Fig. 6 muestra una bomba de desplazamiento positivo en un Sistema Cerrado de Fluido Motriz. Aquí, el fluido motriz retorna a la superficie separadamente de la producción. Debido a que la bomba Jet deberá mezclar el fluido motriz y el producido, no puede operar como una bomba en Sistema Cerrado de Fluido motriz.

La característica más sobresaliente, de las bombas hidráulicas es la Bomba Libre como la ilustrada en la Fig. 7. El dibujo de la izquierda muestra una válvula de pie (Insertada con equipo de línea) en el fondo de la tubería y la tubería llena con fluido. En el segundo dibujo, una bomba ha sido insertada en la tubería y está siendo circulada al fondo. En el tercer dibujo la bomba está en el fondo y bombeando. Cuando la bomba necesita reparación, es circulada a la superficie como se muestra en la Fig. de la derecha. Las Figs. 4, 5 y 6 son todas bombas libres.

Las instalaciones superficiales requeridas son un Sistema Limpiador de fluido motriz y una bomba triplex. El sistema limpiador más común es el de tanques asentadores localizados en la batería. Algunas veces desarenadores ciclónicos son usados sumados a los tanques asentadores. En años pasados han sido muy populares los separadores localizados en el pozo con desarenadores ciclónicos para remover sólidos del fluido motriz.

Las bombas superficiales son comúnmente bombas triplex.

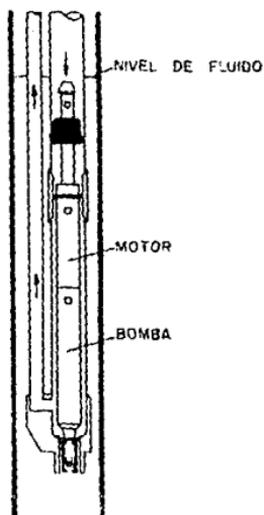


FIG. 4 BOMBA DE
DESPLAZAMIENTO POSITIVO

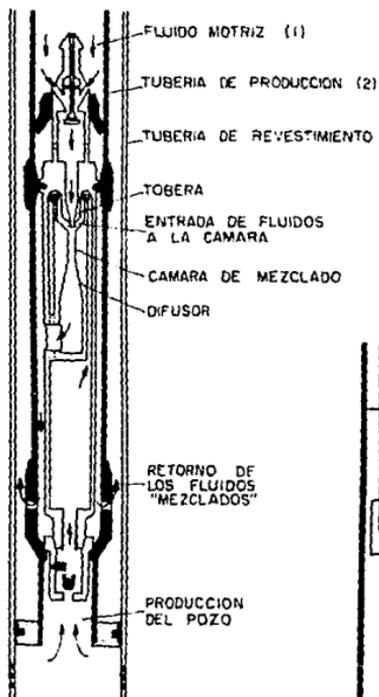


FIG. 5 BOMBA JET

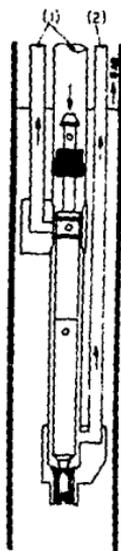


FIG. 6 SISTEMA
CERRADO DE FLUIDO

Otros tipos son bombas quintuplex, bombas centrifugas multieta-
pas y bombas eléctricas. La presión superficial requerida es -
usualmente del rango de 1500 - 3500 lb/pg².

Las capacidades máximas de bombeo para las bombas de -
desplazamiento positivo son:

TAMAÑO DE LA TUBERIA	NIVEL DE TRABAJO DEL FLUIDO, PIES	DESPLAZAMIENTO MAXIMO DE LA BOMBA bl/día
2 - 3/8"	6,000 A 17,000	1,311 A 381
2 - 7/8"	6,000 A 17,000	2,500 A 744
3 - 1/2"	6,000 A 15,000	4,015 A 1,357

En algunos casos, se han instalado dos bombas en una -
sarta de tubería. Los Collares sellos en la cámara de fondo co-
nectan las bombas en paralelo hidráulicamente. Entonces, los va
lores máximo de desplazamiento mostrados anteriormente son au-
mentados al doble.

Una tabulación de capacidad contra elevación de bombeo-
no es práctica para las bombas Jet debido a las variables y sus
relaciones complejas. Para mantener las velocidades del fluido-
abajo de 50 pies/seg en la succión y la descarga, el gasto máxi-
mo contra el tamaño de la tubería para las bombas Jet libre son
aproximadamente:

TUBERIA	PRODUCCION	bl/día
2 - 3/8"	3000	
2 - 7/8"	6000	
3 - 1/2"	10000	

Las bombas fijas tipo Jet (demasiado grandes para ajus-
tar dentro de la tubería) han sido hechas con capacidades de -
17,000 bl/día. La profundidad máxima de bombeo para las bombas-
Jet es alrededor de 8000 - 9000 pies si la presión superficial-
del fluido motriz está limitada a 3500 lb/pg². Las capacidades

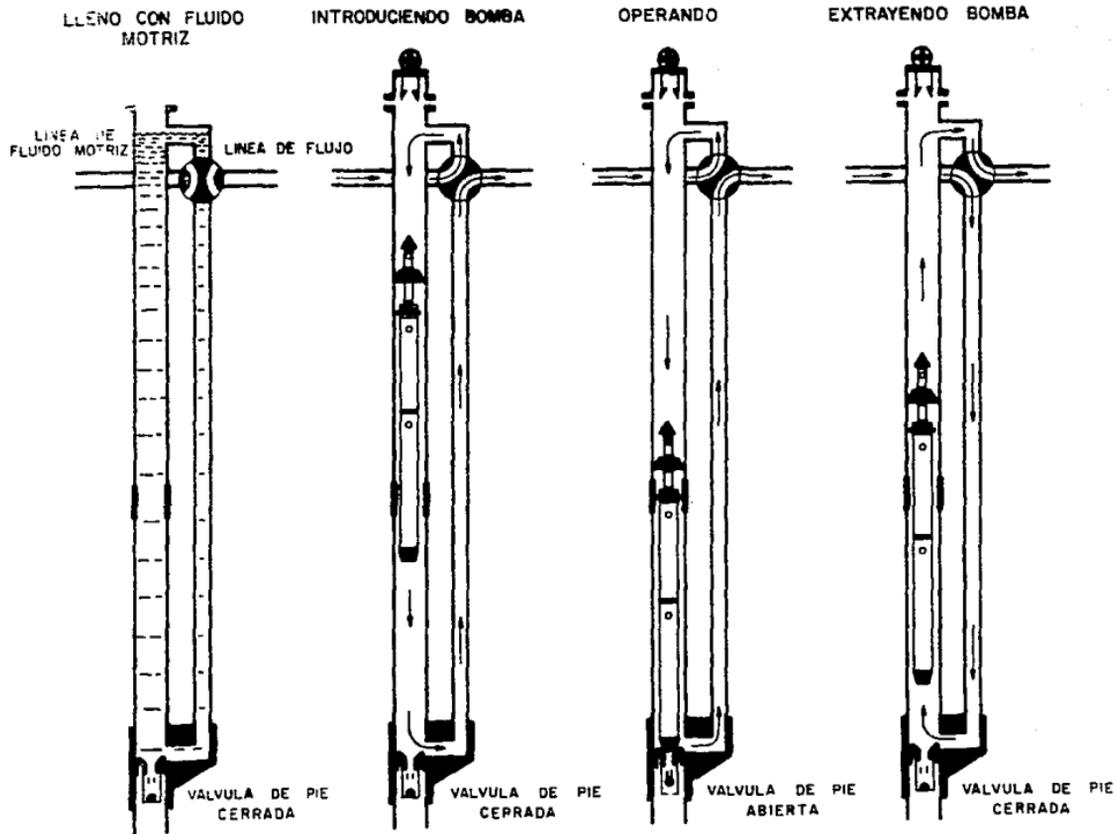


FIG. 7

OPERACION DE LA BOMBA LIBRE CON LA VALVULA DE CUATRO PASOS

máximas anotadas arriba pueden ser obtenidas solo aproximadamente de 5,000 a 6,000 pies. Estos valores en las bombas Jet son solamente normas por que las condiciones de los pozos y propiedades de los fluidos pueden tener influencias significativas en ellos, debe también anotarse que las capacidades máximas anotadas arriba son para bombas Jet de alto volumen que requieren cámaras de fondo que no son capaces de acomodar bombas pistón.

Las ventajas de las bombas hidráulicas son:

1.- Bomba Libre.- La capacidad de circular la bomba dentro y fuera del pozo es la característica más obvia y significativa de las bombas hidráulicas. Es especialmente atractiva en plataformas marinas, sitios lejanos, áreas pobladas y en áreas agrícolas.

2.- Pozos Profundos. Las bombas de desplazamientos positivos son capaces de bombear a profundidades de 17,000 pies y más profundas. Los niveles de trabajo del fluido para las bombas Jet están limitadas aproximadamente a 9,000 pies.

3.- Control de velocidad. Cambiando el gasto de fluido-motriz en las bombas, la producción puede ser variada en un rango del 10 al 100% de la capacidad de la bomba. El rango óptimo de velocidad es del 20 al 85% de la velocidad calculada.

4.- Pozos desviados.- Los pozos desviados típicamente no presentan problema para las bombas hidráulicas libres.

5.- Producción de arena. Las bombas Jet, debido a que no tienen partes móviles, pueden tolerar arena y otros sólidos en la producción.

6.- Aceites viscosos.- Las bombas hidráulicas pueden manejar aceites viscosos muy bien. El fluido motriz puede ser calentado o puede ser diluido además para ayudar a obtener el aceite en la superficie.

7.- Corrosión.- Los inhibidores de corrosión pueden ser inyectados en el fluido motriz para el control de la corrosión.

Las desventajas son:

1.- La limpieza del fluido motriz. La remoción de los sólidos del fluido motriz es muy importante para las bombas de desplazamiento positivo. El mantenimiento de las bombas superficiales es también afectado por los sólidos en el fluido motriz. Las bombas Jet, por otro lado, son muy tolerantes a la baja calidad del fluido motriz.

2.- La vida útil de la bomba.- Las bombas de desplazamiento positivo, en promedio, tienen una vida útil más corta que las bombas Jet, las de bombeo mecánico y las de bombeo electrocentrífugo. Estando esto en función de la calidad del fluido motriz, pero también, en promedio, ellas bombean de mayores profundidades lo cual es también un factor muy importante a considerar las bombas Jet, por otro lado, tienen una vida muy larga de bombeo.

3.- La presión de fondo. Mientras las bombas de desplazamiento positivo pueden bombear prácticamente a una presión de fondo de cero las bombas Jet no pueden. Las bombas Jet requieren aproximadamente de una presión de fondo de $1,000 \text{ lb/pg}^2$ cuando están colocadas a 10,000 pies y aproximadamente 500 lb/pg^2 cuando están colocadas a 5,000 pies.

4.- Personal especializado. Las bombas de desplazamiento positivo requieren generalmente de personal de operación altamente especializado, o quizás más atención que en las bombas Jet y que en otros tipos de sistemas artificiales de producción. Hay dos razones para esto. Primero, la velocidad de bombeo necesita ser controlada diariamente y no permitir que sea excesiva. Segundo, los sistemas de limpieza del fluido motriz necesitan revisarse frecuentemente y tomarse medidas para mantenerlos ope

rando a su óptima efectividad.

Para contestar la pregunta, ¿Cuándo aplicar las bombas Jet y cuando aplicar las bombas de desplazamiento positivo?, - la respuesta es: Utilizar las bombas Jet si la presión de fondo fluyendo (bombeante) es la adecuada.

I.6. COMO REGULAR EL BOMBEO HIDRAULICO

Una de las grandes ventajas del bombeo hidráulico de pozos es el control de todos los pozos del sistema, desde un punto único.

Desde ese punto, el operario puede:

1.- Cerrar o abrir uno o todos los pozos, o la combinación que se requiera. Esto lo realiza abriendo o cerrando una válvula en la tubería del juego de válvulas del fluido motriz.

2.- Graduar la velocidad de la bomba en cada pozo, regulando el gasto del fluido motriz al pozo de que se trate.

3.- Medir la velocidad de la bomba en cualquier pozo, contando los impulsos de presión en la tubería del fluido motriz al pozo.

4.- Obtener indicación de la eficiencia del bombeo en cualquier pozo, midiendo el gasto del fluido motriz al mismo pozo.

El juego de válvulas. Para poder realizar todo lo anterior, debe de tener lo siguiente:

1.- Una válvula de control de cada pozo, la más barata es una simple estranguladora. Muchas veces, el operario prefiere un dispositivo de más presión que, en lugar de la válvula estranguladora, pueda mantener un volumen constante de flujo a pesar de las fluctuaciones de presión.

2. Un medidor de flujo. Muchos juegos de válvulas tie-

nen un sólo mediador para todos los pozos, luego hay que tener tubería suficiente para desviar el flujo de cada cabezal del juego de válvulas al medidor. Si hay que medir con frecuencia el fluido motriz, el juego de válvulas se puede construir de modo que haya un medidor en el flujo del fluido motriz de cada pozo. Así se usa menos tubería y se facilitan las pruebas de pozos, pero en algunos arreglos de tuberías también es necesario que los medidores estén siempre corriente abajo.

3. Un manómetro para cada pozo. Sirve para medir la presión en el circuito posterior a la válvula de control de flujo. Ahí, la medición es fiel indicación de la presión de operación del pozo.

4. Una válvula de alivio o de desviación. Desfoga el fluido motriz, esto es, lo regresa, al tanque, si el rendimiento íntegro de la bomba no se está distribuyendo entre los pozos.

5.- Sirve para ensayar o probar medidores.

Es de gran importancia que los componentes del juego de válvulas de control se encuentren bien apretados. Para evitar la vibración. Los impulsos de presión de la corriente del fluido motriz pueden aflojar las conexiones y causar fugas peligrosas. Asegurarse contra la vibración es algo más importante aún en los cabezales de descarga de las bombas del fluido motriz. Por estar tan cerca de la fuente de esas pulsaciones, los cabezales están más expuestos a daño por vibración

BOMBAS DEL FLUIDO MOTRIZ. Son el alma del sistema, y son las que imparten presión al sistema. Se suelen usar bombas triplex tipo de émbolo buzo. Las diseñadas expresamente para el fluido motriz las suelen suplir los mismos fabricantes del equipo subsuperficial para bombeo hidráulico.

En muchas compañías se prefieren varias bombas pequeñas en vez de una grande. Los arreglos de varias bombas mantienen -

bajo el costo por caballo de fuerza instalado, aparte de que la falla de una bomba no restringe la producción de todo el sistema.

Si el sistema consta de un solo pozo, o de dos, una bomba basta para el fluido motriz. A medida que aumenta el número de pozos, se necesitan más bombas.

En casi todos los casos se deben complementar la bomba del fluido motriz con una carga de succión, la cual puede ser impulsada por un motor, eléctrico o de combustión que haga juego con la bomba, o bien, por transmisión de bandas del motor que impulsa la bomba del fluido motriz.

Mientras más gas disuelto contenga el fluido motriz, mayores han de ser las presiones de carga de succión. La presión positiva de succión es garantía de eficiencia en bombeo, porque impide la separación del gas dentro de los cilindros.

Cabezales sencillos de pozos. El sistema de bombeo hidráulico exige poco equipo especial a boca del pozo. De hecho, los de bomba fija no necesitan más que los colgadores usuales de tubería y los empacadores.

Algunos accesorios más es lo que requieren las bombas (tipo libre). Cabe nombrar la válvula de cuatro vías para poder sacar a la superficie el juego de motor y bomba. Un niple de extensión de esa válvula de cuatro pasos contiene el "captador" que recibe y soporta a la unidad cuando llega a la boca del pozo.

Si el pozo cabecea cuando no se está bombeando, conviene tener un lubricador en el cabezal. A través del lubricador se puede recobrar la bomba libre sin derramar petróleo.

Si el fluido motriz (o el aceite producido) tienden a depositar parafina en las tuberías de producción o en las que -

van a los tanques, una válvula de derivación (desvío), en el ca bezal del pozo, sirve para que el fluido motriz empuje un dia blo de limpieza por la tubería, la parafina.

Hay varios modos de remover la parafina acumulada entre las tuberías de producción o entre éstas y la de revestimiento. Uno consiste en hacer circular aceite caliente, a intervalos o continuamente. Otro medio de remover esa parafina es poner raspadores en el exterior de las sartas de producción (levantando y bajando las tuberías) así provistas, los raspadores remueven la acumulación. Muchos pozos tienen cilindros hidráulicos alter natives cuyo movimiento de vaivén se puede producir por el mismo fluido motriz que hace funcionar la bomba subsuperficial.

Dispositivos auxiliares. Fuera de las ya descritas ca racterísticas, el equipo de superficie para bombeo hidráulico puede tener otras. En cierto arreglo, los pozos reciben fuerza intermitente, si el pozo tiende a bombear en vacío, se puede arreglar para funcionamiento cíclico, a intervalos predeterminados. De tal modo se evita desgaste y se aumenta la eficiencia del bombeo.

Para esa operación en intervalos basta poner controles de tiempo en la válvula de control del flujo, del juego de válvulas del fluido motriz.

Mediante otras variaciones del equipo se puede hacer que una bomba libre salga del pozo sin que esté presente ningún operario. Una vez que llega a la superficie la unidad del fondo del pozo, el flujo del fluido motriz se desvía automáticamente para que el resto del sistema siga funcionando hasta que llegue el operador.

El juego de válvulas del bombeo hidráulico se puede ampliar para dar lugar a más pozos, hasta agotar la capacidad de la bomba del fluido motriz. A un sistema se le pueden agregar

pozos sin efectuar más cambios que el correspondiente aumento del número de ramales del juego de válvulas.

La redistribución. El tipo más común es aquél en que la bomba del fluido motriz y el juego de válvulas de control se pueden instalar en una estación central, de la que en forma radial salen las tuberías del fluido motriz a los pozos y las de producción y retorno de aceite vienen a la misma estación de flujo.

En semejante sistema, las tuberías del tanque del fluido motriz a la bomba del mismo y al juego de válvulas de control pueden ser cortas y de gran diámetro, para un mínimo de pérdidas de presión. Las tuberías del fluido motriz a los pozos pueden ser de diámetro menor.

A veces no se puede hacer un arreglo tan cómodo. Los pozos pueden distar tanto unos de otros que se imponga el uso de dos o más juegos de válvulas de control y uno o más quedarían muy distantes de la estación de flujo. Tales juegos de válvulas de la planta central reducirán la longitud de la tubería necesaria del fluido motriz. En casos extremos, aún será inevitable el tener una bomba del fluido motriz y controles de flujo en cada pozo.

I.7 COMO DISPONER UN BOMBEO HIDRAULICO

Un buen plan de distribución del equipo superficial para el manejo del aceite producido y el motriz es garantía de un sistema de bombeo hidráulico sin problemas en el fondo del pozo.

EL MOTOR HIDRAULICO Subsuperficial es una valiosa máquina, de reducidas y precisas tolerancias. Si ha de durar lo más posible, hay que cargarlo con fluido motriz, libre de material abrasivo y de sustancias corrosivas.

Económicamente se remueven los materiales indeseables,

del aceite producido en el campo mismo a fin de que sirva de fluido motriz (aceite). Para eso sin embargo hay que prepararse.

Hay casos afortunados en que el aceite del campo no necesita tratamiento especial. Para ello, la separación del gas debe ser eficiente, y el crudo no debe contener agua, arena ni ninguna otra substancia. Por lo común hay que acondicionar el aceite además de desgasificarlo y deshidratarlo, esto es sumar al equipo superficial un tanque de asentamiento del aceite motriz.

En casos extremos, quizás haya que usar filtros de aceite o separadores centrífugos para quitarle los sólidos. También se instalan calentadores adicionales para estimular el asentamiento del agua o para mantener la parafina en solución.

Los fabricantes de bombas hidráulicas prefieren un aceite motriz de 10 cs. de viscosidad a la temperatura de la bomba, lo que corresponde a una densidad de 30 grados API a 38 grados C. o de 25 grados API a 76 grados C.

Se han usado con éxito aceites tan ligeros como los de 50 grados API, pero éstos no tienen la aptitud lubricante de los más pesados. Los crudos de menos de 20 grados API son con frecuencia muy viscosos, aunque se han usado crudos de 10 grados API.

Bastante tiempo de asentamiento. En el sistema abierto de bombeo hidráulico, se puede confiar en que por fuerza de gravedad se separarán las inconvenientes burbujas de gas, las de agua y los granos de arena. La velocidad final a que se asienten esas partículas determinará el gasto con que el aceite fluirá por el equipo. Así las partículas que se asientan a una velocidad final menor que la velocidad ascendente del fluido en el tanque de asentamiento serán arrastradas a través de la descarga del tanque.

Por lo dicho, el tamaño del tanque de asentamiento de -

termina el tamaño mínimo de los granos de arena que serán -
arrastrados por el aceite motriz.

Los fabricantes suelen recomendar una velocidad verti
cal no mayor de 30 cm./hora, en el tanque de asentamiento. A
tal velocidad, sólo partículas de agua menores de 0.0127 (mm)-
de diámetro y granos de arenas de 0.0025 (mm), tratarían de -
pasarse.

Pero las partículas de agua tienden a unirse, y los -
granos de arena más pequeños tienden a unirse unos a otros; -
por tanto, aun partículas más pequeñas se suelen remover.

Separación del gas. La buena separación del gas tiene
importancia primordial. El gas que sale de la solución y bur-
bujea a través de los comportamientos de asentamiento, de los
tanques, estorba el asentamiento del agua y los sólidos.

Por esa y otras razones el tanque asentador del acei-
te motriz no debe recibir aceite que no haya pasado a través-
de un separador. La remoción de gas que ocurre en calentado -
res tratadores y en separadores de aceite y gas sometidos a -
presión, suele ser incompleta. El separador atmosférico es -
simplemente un tubo vertical de unos 15 cm. de diámetro, cuya
parte superior está agrandada. El crudo entra por encima y -
sale por el fondo, para entrar en el tanque de asentamiento -
del fluido motriz. El gas liberado sale por la parte superior.

El tanque de asentamiento. Todo el tratamiento del -
fluido producido se termina antes de que entre en el tanque -
de asentamiento. Por consiguiente, el calentador tratador -
(gun barrel) debe quedar antes del asentador.

Bajo este arreglo, todo el aceite (el aceite produci-
do y el fluido motriz) pasa por el fondo del tanque. Así se -
prevé de una purga constante del fondo por la extracción de

aceite, con lo que se reduce a un mínimo la acumulación de se dimento en el fondo. Un tanque de fondo cónico es más eficiente que el ordinario de fondo plano. Así es más fácil remover el sedimento y agua de fondo. En todo caso el fondo se debe drenar a intervalos regulares con la frecuencia necesaria para evitar la acumulación.

DIMENSIONES DEL TANQUE DE ASENTAMIENTO

¿Qué tan grande? En ciertas compañías, la dimensión del tanque de asentamiento lo calculan para una capacidad aproximada, especificando un barril de capacidad por barril de fluido motriz en circulación. Los fabricantes suelen hacer recomendaciones en base al tamaño de la bomba del fluido motriz ya instalada o la que se proyecte.

Al instalar un tanque, procurar que la descarga esté nivelada. De lo contrario, todo el fluido fluirá desde el lado más alto, lo que reducirá la eficiencia del proceso íntegro de asentamiento.

Hay quien cree que no se necesita el tanque de asentamiento del fluido motriz por que hay un tanque deshidratador del aceite, pero tal criterio es erróneo. La bomba del fluido motriz nunca deberá tomar succión directamente de un tanque deshidratador; el aceite debe tener las condiciones que sólo se obtienen mediante el uso de un tanque asentador.

Casi todo lo dicho se aplica a los sistemas abiertos de bombeo hidráulico, en los que el aceite motriz usado vuelve a la superficie mezclado con el fluido de la formación. Los requisitos de manejo del fluido motriz suelen ser menos estrictos para sistemas "cerrados" de

fluido motriz, en los que el fluido motriz empleado regresa a la superficie en su propia corriente, sin mezclarse con el fluido de la formación.

De hecho, mientras más difícil sean los requisitos de acondicionamiento del fluido motriz, mayor razón habrá para emplear el sistema cerrado.

1.8 AGUA COMO FLUIDO MOTRIZ PARA EL BOMBEO HIDRAULICO EN POZOS PETROLEROS

RESUMEN

La solución obvia para sustituir el aceite crudo es utilizar agua dulce, de mar o agua salobre (salmuera) producida. Este tema presenta el trabajo experimental en el desarrollo de aditivos para hacer al agua adecuada para el bombeo hidráulico. Pruebas de campo y aplicaciones comerciales han mostrado las numerosas ventajas prácticas y económicas de usar agua como fluido motriz.

INTRODUCCION

La vida de un sistema hidráulico es el fluido usado para transmitir potencia a la bomba de fondo.

Durante los últimos 25 años, la característica del fluido motriz ha sido de interés continuo. El fluido normalmente disponible para proporcionar potencia es el aceite crudo producido el cual frecuentemente carece de buenas propiedades lubricantes, tiene también a veces alta viscosidad, contiene arena, agua, parafina y otros materiales extraños. Al inicio del bombeo hidráulico, se tenía solamente el sistema abierto y esto fue un límite económico para mejorar la calidad del fluido motriz.

El desarrollo de la bomba libre dió ímpetu al uso de-

la sarta paralela. Una consecuencia natural fue el sistema cerrado con sarta triple la cual proporcionó un método de limpieza del fluido motriz mejor y más económico y abrió la puerta al uso de otros líquidos como fluido motriz.

El agua es un líquido con una alta densidad y es el sustituto obvio del aceite crudo.

BUSQUEDA DE ADITIVOS

En 1958 iniciaron un intensivo programa experimental en el uso del agua como fluido motriz para el bombeo hidráulico. La baja viscosidad, la falta de propiedades lubricantes, la tendencia a corroer y la acción bacteriana llevaron a hacer necesarios los aditivos.

Se requirió un aditivo lubricante, un inhibidor de corrosión un bactericida, un barredor de oxígeno que sea compatible con los aditivos que se esten empleando. También se buscaron aditivos que serían adecuados para el agua de mar y salmuera de los campos de aceite.

En el mercado se encontraron fluidos no inflamables incluyendo agua, ester fosfatado, ester clorinado fosfatado, y emulsiones de aceite con 40% agua, 55% aceite y 5% de emulsificante. Pero el costo de cada uno fue elevado siendo de aproximadamente 40 a 190 dls/bl.

En este trabajo, se buscó una emulsión aceite-agua de menos de 2,000 ppm la cual se estabiliza en la salmuera. Se investigó sobre 200 muestras diferentes de emulsiones en salmuera. Se usó un mezclador Waring y se mezcló una pequeña muestra de lo emulsionado, aceite lubricado y la salmuera. Esta mezcla fue colocada en una pequeña botella tapada y colocada en un anaquel, y, en unos meses, se hizo una observación visual para verificar su estabilidad. Además la evaluación de las emulsio-

nes aceite-agua y lubricantes formadores de películas fueron - llevadas a la maquina de prueba de desgaste, al pozo de prueba en el laboratorio y por pruebas de campo.

En el futuro, habrá diferentes tipos de aditivos - disponibles y la selección se determinará de acuerdo al problema involucrado. Indudablemente, la selección de aditivos - podrá resolver el tipo de agua a utilizarse, agua dulce, muy-dulce, salmuera o agua de mar.

MAQUINA DE PRUEBA DE DESGASTE

La evaluación de las propiedades lubricantes por máqui - nas de prueba de desgaste data de hace muchos años. Muchas de - las máquinas, tales como la Falex y Timken, dependen del movi - miento entre los pedazos probados. En 1933, Kobe construyó -- una máquina de prueba de desgaste que utilizaba movimiento re - ciprocamente entre los pedazos desgastados. Esta máquina casi - duplicó la acción de desgaste en la bomba de fondo y ha sido - siempre útil en la evaluación de los materiales y lubricantes.

Para la evaluación de un lubricante, los bloques están hechos de acero Nitralloy, y están nitrados, molidos y sobre - puestos dentro de una banda ligera. El bloque central está - montado en ángulo recto del lado exterior del bloque y al área de carga es de 0.25 pg^2 . El agua pasa dentro del cubo cargado - a un gasto constante a través de un orificio, entonces se in - crementa gradualmente la carga en los bloques. La fuerza de -- fricción es medida por el dinamómetro y registrada en el tam - bor manejado por un reloj. El bloque central se mueve a un rit - mo de 480 ciclos/min y tiene una embolada de $5/16 \text{ pg}$.

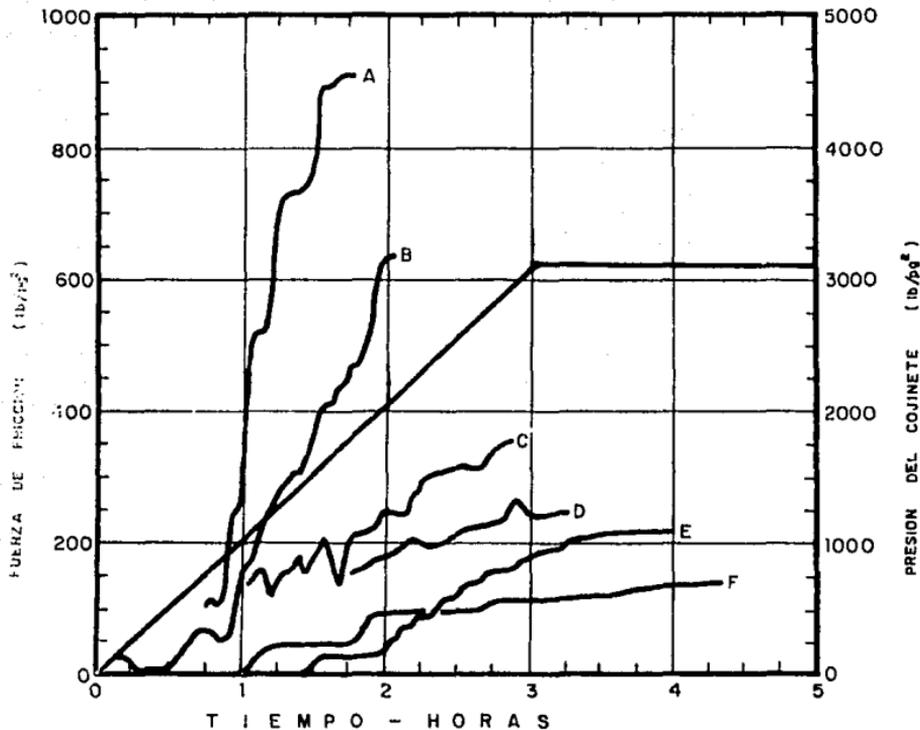
Se han hecho 300 pruebas en la búsqueda de los aditi - vos para el agua como fluido motriz. La gráfica hecha en el - registro del tambor muestra la fuerza de fricción en libras - por unidad de área contra el tiempo. También registró la pre -

sión del cojinete contra el tiempo. De esta carta, los méritos comparativos de lubricantes podrán determinarse y estimar el coeficiente de fricción. La Fig. 8 muestra algunas curvas estándar para varios fluidos.

Los méritos de los lubricantes también serán evaluados estudiando los bloques desgastados con un plano óptico. Antes de la prueba, los bloques son sobre puestos en una banda ligera. Con un buen lubricante, los bloques mostrarían un desgaste muy pequeño después de operar 3 a 4 horas. Como se vió bajo el plano óptico, el bloque mostro solamente el desgaste de 1/2 banda ligera ó 5.8 millonesimas. Si el lubricante no es satisfactorio, los bloques probablemente se dañarían, el desgaste sería en exceso en algunas bandas ligeras. Estas pruebas de desgaste indicaron que es posible tener agua como fluido motriz que daría mejor lubricación que el aceite crudo.

POZO DE PRUEBA EN EL LABORATORIO

Mientras la máquina de prueba de desgaste es extremadamente disponible para examinar a través de varios lubricantes para el agua motriz, esta no es la solución final para la evaluación. Por lo tanto, al principio del programa en 1958, se construyó un sistema de pozo de prueba en el laboratorio en Huntington Park. Dos tanques de 100 bl fueron instalados. Existen dos tanques uno contiene el agua motriz el cual tiene una cubierta de nitrógeno para mantener el contenido de oxígeno a un mínimo. Y el otro tanque contiene un aceite con una viscosidad de 60 segundos Saybolt, el cual se usa para estimular al crudo producido. Para simular las presiones de fondo, son utilizadas los reguladores de presión. La viscosidad del agua disminuye con un incremento en la temperatura. Para simular las condiciones del pozo, fue necesario calentar la cámara de fondo aproximadamente a la temperatura normal del pozo. Se instaló un calentador y un cambiador de calor el cual mantiene



CURVA	LUBRICANTE	COEFICIENTE DE FRICCIÓN
A	SALMUERA PRODUCIDA	-----
B	AGUA	0.32
C	AGUA EN ACEITE SOLUBLE	0.12
D	ACEITE DE MOTOR DE 30	0.08
E	ADITIVO EXPERIMENTAL EN LA SALMUERA PRODUCIDA	0.06
F	ADITIVO EXPERIMENTAL EN AGUA	0.04

FIG. 8 CARTA DE PRUEBA DE DESGASTE, MOSTRANDO, FUERZA DE FRICCIÓN CONTRA TIEMPO Y PRESIÓN DEL COJINETE CONTRA EL TIEMPO.

la temperatura de fondo deseada de aproximadamente 250°F.

Varios tipos de fluido motriz han sido probados en el sistema descrito arriba. Al inicio, se usó un aceite comercial soluble en agua dulce, después el aceite en emulsiones de salmuera, más tarde, los lubricantes formadores de películas en el agua. Pruebas de 200 a 1,000 horas dieron una evaluación representativa del patrón de desgaste en las bombas de fondo. Este pozo de prueba tiene habilidad para hacer modificaciones de diseño en las bombas triplex y de fondo, haciendolas más adecuadas para la operación del agua motriz.

INSTALACIONES DE LOS CAMPOS DE PRUEBA

Tres instalaciones de campos de prueba fueron hechas para la evaluación del agua motriz. La primera unidad se instaló en el Este de los Angeles, California, en abril de 1963, incluyó dos bombas de 2 1/2 pg colocadas a 5,900 pies. La segunda instalación fue hecha en Long Beach, California, en diciembre de 1963 con una bomba de 2 1/2 pg colocada a 4,200 pies. En enero de 1964 la tercera prueba fue hecha en Citronelle, Ala, con dos bombas de 2 1/2 pg a 11,000 pies. Como un resultado de las pruebas de campo fueron hechos mejoramientos en el diseño de la acción de la válvula de la bomba de fondo y en el diseño de la bomba triplex.

CARACTERISTICAS DEL AGUA

Consideraciones especiales deberán ser dadas a los tipos de agua, si es dura o dulce, agua o de mar o salmuera. En la fig. 9, se tabularon ocho aguas en las cuales se probaron los lubricantes. Con la posible excepción del agua No. 8, la cual tuvo una alta salinidad, estas aguas pudieron ser usadas en forma eficaz como fluido motriz. En el campo, el análisis de una salmuera producida indicaría si el agua es apropiada para fluido motriz y el análisis podría también determinar cual-

aditivo sería utilizado.

El agua tiene una viscosidad muy baja de 1-1/2 centistoke a 2/10 de centistoke a 300°F, como en la Fig. 10. Por comparación, se mostró que las viscosidades de algunos aceites crudos, varían hasta un valor de 1,000 centistokes.

Otra propiedad importante del agua es su densidad la cual es más alta que la del aceite crudo.

Tanto la viscosidad como la densidad tienen un gran efecto en el diseño del equipo mecánico.

El agua es relativamente fácil, de mantener limpia de materiales extraños tales como arena. Recordando la ley de Stokes, la velocidad de asentamiento de las partículas es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. Por lo tanto, la velocidad de asentamiento en el agua es mucho mayor aún comparada con la del aceite más viscoso.

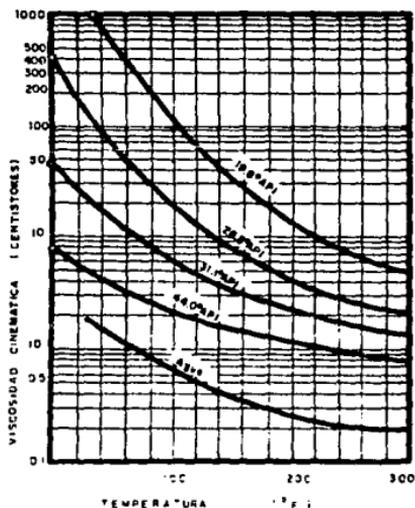
Sin embargo, tomando completamente la ventaja del agua como fluido motriz, no se deberá permitir la entrada al sistema de las partículas de arena. Esto aconseja instalar un filtro en la línea de agua al tanque del fluido motriz, con el fin de que dichas partículas no se asienten y ocasionen problemas en la unidad de fondo.

El agua probablemente podría contener oxígeno disuelto el cual puede ser tan alto hasta de 8 a 9 ppm. Si la velocidad de bombeo del sistema es alta, la cantidad de oxígeno introducido puede ser grande. Cualquier método de barrido en el regrese del agua al tanque de fluido motriz deberá mantener a un mínimo el oxígeno arrastrado. Una cubierta de gas inerte es deseable en el tanque o una cubierta de unas cuantas pulgadas de aceite en la superficie del agua. Esto es importante para verificar continuamente el contenido de oxígeno del fluido motriz, y un procedimiento aceptado es el método Winkle (5)

LOCALIZACION	NR AGUA	Na	Ca	Mg	K	SO	Cl	HCO	Sulfatos	PH
Agua Libre La Brea California	1	139	4	1	10	11	22	318	540	6.6
Agua Libre West Los Angeles California	2	88	50	15	10	185	58	162	570	6.1
Agua Libre Long Beach	3	180	48	16	10	307	9	143	824	6.9
Salmuera San Jose California	4	12000	110	6		6	14000	1700	27062	7.8
Agua Salina Long Beach California	5	8700	601	1215	320	2178	16484	376	29897	7.9
Salmuera East Los Angeles California	6	10853	901	39	210		18252	15.9	30601	8.0
Salmuera Citronelle Alabama	7	12328	7287	638	420		84000	146	59101	6.7
Salmuera Hockley County Texas	8	42960	18018	3402		1039	203000	116	66675	5.0

FIG. 9 ANALISIS DE 8 AGUAS DULCES Y SALMUERAS
(CONCENTRACION EN PPM.)

FIG. 10 VISCOSIDAD DEL AGUA
Y DE ALGUNOS CRUDOS.



Para minimizar la corrosión, el contenido de oxígeno deberá--- mantenerse tan bajo como sea posible y no más de 100 ppm. Es necesario utilizar un barredor de oxígeno el cual podría ser compatible con el aditivo lubricante en el agua.

Para ayudar al control de la corrosión en la bomba de fondo, en la sarta de tubería y el resto del sistema, es deseable que el aditivo tenga un inhibidor de corrosión. Los aditivos actuales tienen aproximadamente 3% de inhibidor de corrosión y forman una película protectora en las partes metálicas.

Las bacterias podrían ser siempre un problema con cietas salmueras producidas y particularmente con el agua de mar. Desde abril de 1963, sin embargo, se tuvo una instalación de prueba en la salmuera Este de los Angeles conteniendo el agua No. 6, ver la Fig. 9. Hasta la fecha, no se ha tenido dificultad con las bacterias en este sistema; sin embargo, se anticipa que el problema principal al utilizar el agua de mar sería el control de las bacterias sulfatorreductoras. Esto se resuelve usando un bactericida, se ha tenido cuidado para seleccionar uno compatible con el aditivo lubricante.

EFECTO DEL AGUA EN EL DISEÑO

La baja viscosidad y la densidad del agua hacen necesario modificar el diseño de la válvula de fondo. Los golpeteos deberán ser minimizados para prevenir las fallas mecánicas y para eliminar las operaciones ruidosas. Debido a la aereación del agua en la cámara de la bomba, es necesario utilizar protecciones aceradas en esta área. Y, debido a las altas velocidades en los orificios de la válvula, es recomendable utilizar un ensamble acerado de la válvula en la bomba de fondo (se requiere que esta área esté perfectamente pulida para evitar pérdidas de energía por fricción).

Por razones económicas, es deseable mantener la pérdi

da del fluido motriz en el sistema a un valor mínimo. Se emplearon sellos especiales en la varilla de la bomba, y en algunos casos se ha eliminado la lubricación del pistón de la bomba para minimizar la fuga.

Con la baja viscosidad del agua, cualquier pequeña señal de fuga en las juntas de la tubería, alcanzaría a ser de algunos bl/día. Por lo tanto, es necesario utilizar un sello especial en todas las juntas de la tubería y probarlas a presión como la tubería cuando es corrida dentro del pozo. También, se deberá hacer una atención particular a todas las válvulas de las líneas superficiales para que no haya fuga del lado de la producción o dentro del pozo.

Cuando los crudos de bajas densidades son usados como fluido motriz, las viscosidades pueden variar tan alto como 10,000 centistoke. Un crudo de 19.8°API a 120°F tiene una viscosidad de aproximadamente 70 centistokes. Si este crudo es utilizado como fluido motriz en una sarta de tubería de 1pg y si la pérdida por fricción se mantiene a un 10%, la Fig. 12 muestra que el gasto es de 100 bl/día. Sin embargo, si el agua a 125 °F es utilizada como fluido motriz, la viscosidad sería de 0.5 centistokes y la Fig. 11 muestra que la misma sarta de tubería de 1 pg puede desplazar cerca de 500 bl/día, transmitiendo aproximadamente cinco veces la potencia. También en la fig. 12 se muestra que utilizando agua como fluido motriz, el diámetro de la tubería podría reducirse a 1/2 pg y aún transportaría 100 bl/día con un 10% de pérdida por fricción este valor fue extrapolado de la fig. 49 del manual de Kobe (6).

CONSIDERACIONES ECONOMICAS

Las proporciones de la mezcla están expresadas en ppm por volumen y probablemente varían con el tipo de agua que se utilice. La experiencia ha indicado que no más de 700 ppm y no menos de 300 ppm son requeridas del aditivo necesario. En-

términos de aplicación, un galón de aditivo podría tratar 100-bl de agua a una concentración de 238 ppm. Al precio normal - de \$3.50/gal del aditivo y considerando una concentración de - 400 ppm, el costo por barril de fluido motriz podría ser de -- aproximadamente seis centavos por barril. Este costo no es com- parado con los \$40 a \$190 por bl del fluido no inflamable, co- mentado al inicio del tema (Precios en dólares).

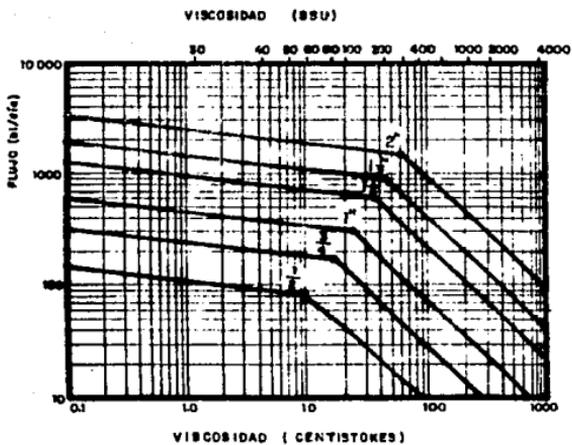
Con la aceptación general de agua como fluido motriz en los años venideros, el costo del fluido motriz probablemente- será llevado abajo de los 3 centavos/bl y quizás a un centavo. Para ser competitivo con el crudo, en un sistema abierto con - alto contenido de agua en la producción, el costo de un barril de agua como fluido motriz no deberá exceder al costo del - aceite crudo tratado el cual puede ser tan bajo como de un cen- tavo por barril.

En un sistema cerrado, el costo total de operación con agua o aceite como fluido motriz puede ser considerablemente - bajo si la fuga es mantenida a un nivel razonable. Bajo condi- ciones favorables, la fuga mínima no deberá exceder de 2 a 5 - bl/día/pozo.

CONCLUSIONES

Hay muchas ventajas potenciales para utilizar agua co- mo fluido motriz. El riesgo de incendio y la contaminación su- perficial se reducen en una ciudad o en una plataforma marina; a contabilidad real y la medición de la producción son simpli- ficadas y más exactas en instalaciones de pozos; instalaciones a más bajo costo son llevadas a cabo debido a los pequeños tan- ques de fluido motriz - no se utilizan tanques asentadores; - no es necesario los inventarios del aceite crudo; la arena o - abrasivos son fáciles de remover y no existen problemas de pa- rafina; la acción uniforme de la bomba y la más larga vida de- la bomba-motor son posibles debido a las características fijas

FIG. 12 CAPACIDAD DE
ACARREO DEL FLUIDO DE LA
T.P. CON 10% DE PERDIDAS
DE FRICCIÓN



del agua, libre de abrasivos.

Entonces, después de analizar durante algunos años, se puede operar económicamente un sistema de bombeo hidráulico - con agua. El agua deberá ser tratada adecuadamente con un aditivo lubricante, inhibidor de corrosión, bactericida y barredor de oxígeno. El equipo mecánico involucrado deberá ser diseñado apropiadamente para la baja viscosidad, alta densidad y - tendencia corrosiva del agua.

C A P I T U L O I I
BOMBEO HIDRAULICO - TIPO PISTON

II.1 APLICACION DEL BOMBEO HIDRAULICO AL NO SER EFECTIVO EL BOMBEO NEUMATICO .

Un déficit crítico de gas en el bloque Mcknight del campo Headlee, produjo la ineficiencia del sistema de bombeo neumático, por lo que la Getty Oil Co. cambió el sistema a un bombeo hidráulico.

Debido a las características del crudo Ellenburger, la compañía instaló un método para remover la sal y el sulfito de fierro de la corriente del fluido motriz.

El problema se presentó en el bloque MCKNIGHT del campo Headlee, Ver Fig. 13. La producción es de la formación -- Elleburger; a una profundidad cercana a los 13000 pies. La -- formación en este campo tiene un espesor aproximado de 180 -- pies con una porosidad promedio de la matriz del 2% y un rango de permeabilidad de 2 a 175 md. La presión de fondo ha declinado de 5834 lb/pg² a 3000 lb/pg², manteniendose en este valor debido principalmente al mecanismo de empuje hidráulico.

Recientemente, se ha empezado a inyectar agua a niveles estructurales menores.

Sin embargo, en la vida productiva de los pozos se previó la producción de grandes volúmenes de agua.

El primer sistema artificial fue requerido en 1958 por el bloque Getty Tom Mcknight. Las válvulas de bombeo neumático fueron instaladas en cada pozo, en un punto en el cual el flujo natural del agua no pudo ser sostenido.

Un diseño típico de bombeo neumático consiste de varias válvulas de flujo continuo generalmente espaciadas hasta una profundidad de 8000 a 10000 pies.

Este método de bombeo vino a ser muy satisfactorio ya que permitió el incremento en la producción de líquidos, resultando ser el método de bombeo artificial más utilizado en el campo, hasta que el suministro de gas de inyección fue menor al volumen requerido para los propósitos del bombeo neumático.

Cuando los requerimientos de gas empezaron a ser excesivos, se instaló el bombeo hidráulico para reducir los costos por bombeo.

BOMBEO HIDRAULICO: La instalación inicial del bombeo hidráulico en el bloque fue terminada en 1970 (con la bomba fija a la T.R.) en el pozo No. 4. La instalación típica consistió de un juego de bomba fija de $4 \times 2\frac{3}{4}$ pg a la T.R. de $5\frac{1}{2}$ pulgadas a 13100 pies con un juego de empacador de producción a 13120 pies en la T.R. de $5\frac{1}{2}$ pg. Los pozos 1 y 7 fueron equipados similarmente al pozo No. 4 Ver fig. 14.

Las instalaciones superficiales consisten en un tanque con fluido motriz (aceite), colector convencional, y un motor primario y una bomba con capacidad de 2800 bl/día a una presión de 2200 lb/pg^2 .

En noviembre de 1970 el equipo superficial de bombeo fue instalado con un incremento en el gasto de bombeo del fluido motriz a 5060 bl/día a una presión de $2800 \text{ (lb/pg}^2)$.

La producción del bloque fue incrementada en cerca de 400 bl/día en la mitad de 1970 y un promedio de 550 (bl/día) en 1971.

El comportamiento de esta instalación fue observado -

por aproximadamente seis meses y se notó que la producción fue claramente constante y que más pruebas fueron justificadas.

SE REALIZARON PRUEBAS A CADA POZO PARA DETERMINAR:

- . Presión de bombeo en el tanque.
- . Eficiencia de bombeo considerando encogimiento.
- . Comportamiento del motor.
- . Pérdidas de presión por fricción superficial
- . Condiciones superficiales.

Los datos superficiales fueron registrados para determinar las condiciones reales de operación, para ayudar en la determinación de la velocidad del bombeo y determinar si existen problemas tales como interferencia del gas o golpeteo de fluido.

Siguiendo estas pruebas se concluyó a partir de los cálculos de presión de bombeo tomados en el tanque, que si aumentaba la presión del fluido motriz a 3500 lb/pg^2 , sería posible un aumento en la producción de aceite.

Los resultados de esta prueba son ilustrados en la Tabla 2. Donde los incrementos mostrados en ella son teóricos con condiciones máximas de operación del equipo subsuperficial a una presión requerida en la cabeza del pozo y un volumen de fluido motriz. Con esta información, fue posible registrar las condiciones superficiales de operación y estimar previamente las condiciones de operación para los incrementos de volumen.

Contrato del lote por la McKNIGHT

FIG. 13

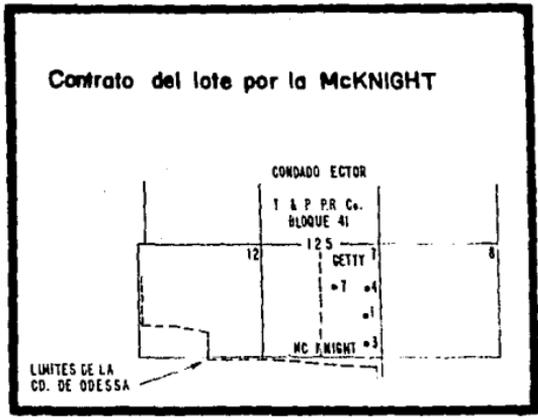


FIG. 14

Instalación de las Bombas



Basados en los datos obtenidos, se decidió instalar una unidad de potencia superficial adicional para proveer la potencia necesaria y así lograr el incremento en la producción.

En la Fig. 16, se ilustra el incremento resultante en la producción de aceite de un promedio de 500 a 800 bl/día. Este incremento fue esencialmente logrado con el mismo equipo subsuperficial que estaba durante el período de prueba. La producción real y el tamaño de las bombas subsuperficiales son mostrados en la Tabla 3.

PRUEBA.- Uno de los mayores problemas involucrados en el análisis de este sistema fue la prueba de producción, debido a que la producción de aceite fue muy baja comparada con el total de fluidos.

El volumen de aceite medido diariamente mientras se probaba un solo pozo fue de aproximadamente ⁴100 bl. Esto representa el volumen del fluido motriz dentro y fuera del pozo más la producción media del pozo de aproximadamente 200 bl/día.

El método que está siendo utilizado actualmente consiste en medir el fluido motriz a través de un turbo-medidor, el cual es probado periódicamente en un tanque medición, mientras que la producción de aceite más el aceite motriz es aforado durante un mínimo de 4 horas, de esto, una prueba de 24 horas es llevada a cabo en un pozo utilizando el factor de medición obtenido durante el intervalo de 4 hrs. Los resultados son ajustados a los bloques combinando la producción del crudo que es registrada diariamente.

RESULTADOS DE LA PRUEBA

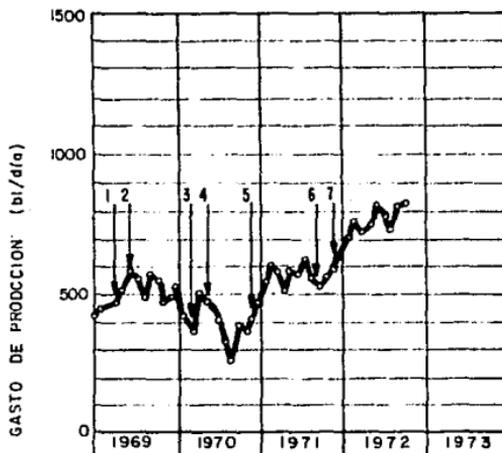
TABLA 2

Pozo No.	DATOS ORIGINALES DE LA PRUEBA				
	Ma/día - blw/día	Acete matriz bl/día	Presión en la cabeza del pozo	Presión de succión de la bomba en lb/pg ²	
1	287	584	1473	2750	2170
3	46	431	957	2100	2825
4	220	482	1450	2775	2505
7	135	328	1080	2800	2154
Total	688	1805	5080		

PREDICCIÓN DE INCREMENTOS PARA CONDICIONES MÁXIMA DE OPERACIÓN						
Pozo No.	blw/día - blw/día	Acete matriz bl/día	Presión en la cabeza del pozo	Presión de succión de la bomba	Incremento	
1	311	634	1808	3027	2104	24
3	99	931	2070	3074	2465	53
4	311	653	1808	3322	2187	91
7	228	355	1808	4277	1171	93
Total	949	2773	7710			261

Todas las presiones en lb/pg²

HISTORIA DE PRODUCCION



- 1 Pozo 1 sin flujo
- 2 Pozos 1, 3 y 4 con bombeo neumático; 7 fluyente
- 3 Pozos 1 y 4 con bombeo hidráulico; 3 no opera
- 4 Pozo 7 con bombeo hidráulico
- 5 Unidad adicional de potencia
- 6 Pozo 3 con bombeo hidráulico
- 7 Unidad adicional de potencia

FIG. 16

Pozo No.	DATOS DE LA PRUEBA				Tamaño de la bomba en pulg.
	bl/día - blw/día		Aprete matriz bl/día	Presión en la cabeza del pozo *	
1	294	448	1885	3400	2 3/4
3	113	710	1540	3350	"
4	307	528	2149	3500	"
7	221	594	1500	3900	"
Total	935	2280	7074		

Todos los pozos equipados con 4 bombas de fondo de 2 3/4 de pulg.
* en lb/ps²

ANALISIS DE COSTOS

La conversión de un bombeo neumático a un bombeo hidráulico fue debido al excesivo requerimiento de gas y costos de éste. Los costos de operación fueron reducidos de \$0.53 bl de aceite producido a \$0.40/bl, debido principalmente al incremento de la producción. Los costos de bombeo por barril de fluido fue reducido de \$0.33 en 1968 a 0.12 en 1972, Fig. 18.

Durante 1968, los pozos 1, 3 y 4 fueron producidos por bombeo neumático y el pozo 7 era fluyente no así en 1972 cuando los 4 pozos habían sido explotados artificialmente utilizando bombeo hidráulico.

La producción de agua se incrementó de 800 a 1900 bl/día durante este mismo período. La Fig. 19 indica el incremento en el contrato de servicios o de los costos derivados de la instalación de bombeo hidráulico en 1970 y además un incremento adicional en 1972. El incremento en 1972 incluye una instalación adicional y refleja el comportamiento del equipo subsuperficial operando cerca o muy cerca de las condiciones máximas calculadas. Bajo estas condiciones frecuentemente se tiene un promedio aproximado de 2.5 reparaciones/año/pozo, comparado con 1.7 reparaciones/año/pozo antes de 1972.

La Fig. 20 muestra que el promedio mensual de costos de 1968 hasta 1970 fue relativamente constante a \$30,000 y un incremento adicional en 1972 (primeros 8 meses) a \$67,000.

El incremento total tan sólo en costos del cambio de sistemas de bombeo no es grande debido a la baja disponibilidad de 1968 hasta 1970, sin embargo, el costo del sistema de bombeo hidráulico es 25% menor a la de bombeo neumático.

No se puede concluir con los datos presentados que el bombeo hidráulico es universalmente más económico que el bom -

SISTEMA DE DESALADO DE CRUDO

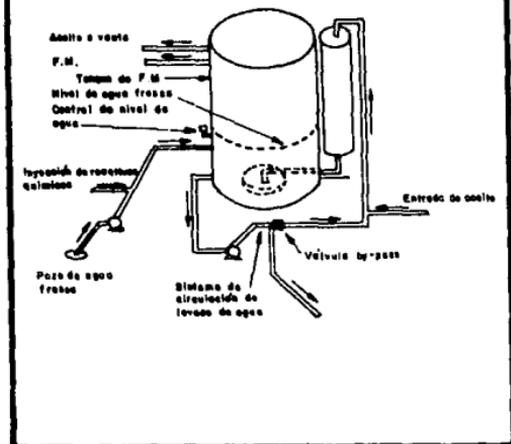


FIG. 17

FIGS. 18, 19 y 20

DATOS FINANCIEROS

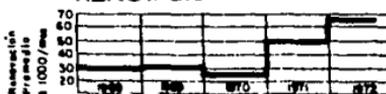
COSTOS DE OPERACION



SERVICIOS CONTRATADOS



RENOVACION



↓ DOLARES

beo neumático en la formación ELLENBURGER a profundidades si - milares; sin embargo, bajo estas condiciones de disponibilidad de gas y condiciones de operación, el bombeo hidráulico ha sido el más recomendable.

II.2. BOMBEO HIDRAULICO EN POZOS PROFUNDOS Y DE ALTOS VOLUME - NES EN EL CAMPO RENO.

RESUMEN

Las bombas hidráulicas colocadas a 15000 pies han producido altos gastos (3400 blo/día) en el campo Reno. Medidores de presión sujetos a las bombas libres para tubería de revestimiento en el fondo del pozo a 15000 pies registran datos que indican que los pozos han sido bombeados a bajas presiones de succión en la bomba, menores de 100 lb/pg² mientras producían a gastos mayores de 800 bl/día. Este tema discute los problemas operativos encontrados en pozos profundos que producen con bombeo hidráulico y señala algunas de las soluciones -- desarrolladas para estos problemas. También está incluida una descripción de los componentes superficiales y subsuperficiales del sistema de bombeo hidráulico con bomba libre para tubería de revestimiento, usado para producir altos volúmenes. -- Asimismo son descritas las características de seguridad del -- sistema superficial de alta presión del fluido motriz.

INTRODUCCION

Los pozos del campo Reno son particularmente apropiados para el bombeo hidráulico con bomba libre para tubería de revestimiento debido a su profundidad, alta productividad y baja RGA. Debido a que los pozos son profundos y tienen altos gastos, han ocurrido algunos problemas de producción. Datos -- concernientes a las presiones de entrada en la bomba y causa -- de los cambios de bomba, han sido analizados para optimizar --

las condiciones de bombeo superficial y de fondo. Los pozos profundos de la Costa Este, respondiendo a una inyección de agua pudieron tener características de producción similares.

El diseño del sistema superficial de bombeo a alta presión del fluido motriz fue planeado cuidadosamente para la seguridad del personal de operación y la propia instalación.

DESARROLLO INICIAL

En Enero de 1965 la recuperación de aceite a 5750 pies en el pozo Government 41X-24 del DST No. 1 señaló el descubrimiento del campo Reno cerca de Buffalo, Wyoming. Un año más tarde, los cuatro pozos terminados en el campo Reno produjeron un promedio de 8465 blo/día a 15000 pies. Los pozos fueron producidos con bombas hidráulicas tipo libre para tubería de revestimiento, y están terminadas en la formación Minnelusa. Tres de las cuatro zonas productoras son arenisca de grano muy fino a fino, cementadas con dolomía y la cuarta zona es dolomita micro cristalina con doble porosidad y cavernas.

La Tabla 4 muestra datos PVT y del yacimiento de interés. El yacimiento originalmente tuvo una presión de fondo estática de 6600 lb/pg2 con una presión de saturación de 450 lb/pg2. El aceite tiene una densidad de 35 API y los pozos producen con una RGA menor de 100 pie³/bl a una presión de separación de 30 lb/pg2 man.

El pozo exploratorio perforado solamente en dos zonas de areniscas, tuvo un gasto inicial de 800 blo/día, pero luego declinó a un gasto aproximado de 530 blo/día, 0% de agua con unapresión en la tubería de 30 lb/pg2 man. Basado en curvas de gradiente, se estimó la presión de fondo fluyendo en 5000 lb/pg2, con un índice de productividad de 0.3 bl/día/lb/pg2. Con una RGA baja, el pozo no podría fluir a gastos arriba de 500 blo/día. Por lo tanto, un sistema de producción artificial fue instalado para maximizar la producción y para medir -

el comportamiento de afluencia de los pozos.

Los datos iniciales del comportamiento de afluencia fueron usados como base para decidir el mejor sistema de producción artificial para el pozo. El bombeo mecánico para gases mayores de 800 bl/día a 7000 pies no fue posible debido al alto esfuerzo de las varillas (38,000 lb/pg²) y al torque de la caja de engranes (700,000 pg-lb). El bombeo neumático no fue posible debido a la falta de gas y energía eléctrica. Sin embargo, el pozo, siendo profundo y aportando altos volúmenes con una baja RGA, fue ideal para colocar el bombeo hidráulico o más específicamente el bombeo hidráulico con bomba (tipo libre) para tubería de revestimiento. Un análisis del crudo del pozo exploratorio indicó que es comparable al fluido motriz del anticlinal Cedar Creek donde el bombeo hidráulico es aplicado satisfactoriamente. Esto es, no hay evidencia o alto contenido de sal y solamente una traza de H₂S corrosivo estuvo presente en el fluido producido.

En la instalación inicial con bomba (tipo libre) para tubería de revestimiento, el empacador fue colocado 36 pies arriba de la parte alta de las perforaciones en tubería tipo Hydrill N-80 de 2 7/8" diámetro exterior y una bomba tipo B -- de 2 1/2 x 1 7/8 x 1 7/8 fue instalada dentro del pozo a una profundidad de 14,876 pies.

TABLA 4

Datos del yacimiento, campo Reno

Formación.....	Minnelusa
Presión de fondo estática, lb/pg2.....	6 600
Porosidad, porcentaje.....	2 - 18
Permeabilidad, miliDarcy.....	1 - 100
Presión de saturación, lb/pg2.....	450
Temperatura del yacimiento, °F.....	252
Relación gas-aceite, pie ³ /lb.....	100 - 200
Densidad del aceite, °API.....	35
Indice de Productividad, bl/día/lb/pg2.....	0.01 - 3.3

La producción se incrementó del gasto fluyente de 500-blo/día a un gasto por bombeo de 750 blo/día. Una segunda bomba triplex fue sumada para incrementar la producción a 1600 -- blo/día.

En el mes de julio del mismo mes el segundo pozo, Government 13X-19A, fue primero probado en una sección dolomítica encontrada a 70 pies abajo de las dos zonas productoras del pozo exploratorio. Entonces este pozo se mostró para ser tan bueno o mejor que el pozo exploratorio; con tubería EUE N-80 de 3 1/2" diámetro exterior fue instalada una bomba (tipo libre) para tubería de revestimiento, tipo B de 3 x 2 1/8 x 2 1/8 colocada a 14,993 pies cerca de 100 pies más profunda que la bomba del pozo exploratorio. Este segundo pozo produjo 2004 blo/día (100% aceite) en sus primeras 24 horas probando el bombeo. Para este gasto, la bomba estuvo operando a 100 epm, la presión de descarga de la bomba triplex fue de 4300 lb/pg2, la presión en el juego de válvulas fue de 4250 lb/pg2 y la presión de inyección fue de 4000 lb/pg2.

Siguiendo la acertada terminación del segundo pozo, fue perforada en agosto la zona dolomítica más baja que el pozo exploratorio, y las tres zonas productoras fueron tratadas --

con ácido. La tubería de 2 1/2" y la bomba originalmente instalada en el pozo fueron recuperadas y reemplazadas por una tubería de 3 pg; y, por vez primera en el campo Reno, una bomba-doble tipo B de 3 x 2 1/8 x 2 1/8 x 2 1/8 y la cámara de fondo fueron instalados, este pozo produjo 3300 blo/día, (con 0% de agua). Con la bomba operando a 86 epm, la presión de descarga de la bomba triplex fue de 3350 lb/pg2, la presión en el juego de válvulas fue de 3300 lb/pg2 y la presión de inyección de 3150 lb/pg2.

En la Fig. 21 se presentan las curvas de IPR del pozo-exploratorio, la curva fechada con el 6-12-65, muestra un abatimiento aparente causado por obstrucción. La curva del 8-31-65 muestra el mejoramiento en el índice de productividad como resultado de la perforación de una tercera zona y acidificación de éstas.

El tercer pozo Reno, el Vest 43X -24, produjo 1416 bl/día en su prueba potencial de 24 horas a través de una tubería de 3 1/2 pg diámetro exterior con una bomba (tipo libre) para tubería de revestimiento tipo B de 3 x 2 1/8 x 1 7/8 colocada a 14,820 pies. A 60 epm, la presión de inyección de 4500 lb/pg2.

El cuarto pozo, el 12 X-19A, inicialmente produjo --- 3400 blo/día, (100% aceite), con una bomba de 3 x 2 1/8 x 2 1/8 colocada a una profundidad de 15,106 pies, logrando una cifra-record en el mundo. La presión de inyección de 4000 lb/pg2 a 82epm.

INSTALACION DE LA BOMBA TAMDEM

La información en la Fig. 21 indicó que un gasto arriba de 5000 blo/día podría ser mantenido. Por lo tanto, fue considerado la instalación de una bomba de mayor capacidad (de 4"-tipo B). Sin embargo, no ha sido construida ninguna bomba de -

este tamaño y tipo, aún cuando aparece en catálogos como disponible. Las limitaciones de volumen anular, causado por la tubería de 4 pg y una bomba tipo "B" de 4 pg en una tubería de revestimiento de 7 6 7 5/8 pg, restringió considerablemente la instalación de la bomba tipo "B" de 4 pg. Por lo cual se construyó una cámara de fondo especial para instalar dos bombas tipo "B" de 3 pg. Con dicho arreglo se obtuvo un gasto de 7700 bl/día. Sin embargo, por causa de limitaciones en la presión superficial de inyección se estimó un gasto máximo para el arreglo Tandem en 5000 bl/día.

El sistema de bombeo Tandem fue instalado en el pozo exploratorio, los gastos se incrementaron a 4340 blo/día con una presión de inyección en la cabeza del pozo de 4200 lb/pg² mediante dos bombas Tandem de ---- 3 x 2 1/8 x 1 7/8 x 1 7/8 pg. Sin embargo al inicio el sistema fue probado completamente, fallando una junta de tensión en la parte externa de la cámara de fondo. Evidentemente la falla se debió a que la presión diferencial a través de ella fue bastante grande causando un sello "o-ring" en la misma. A la vez el diseño de la cámara de fondo fue revisado y probado, pero la producción del pozo declinó y no pudo proveerse con dicha instalación gran cantidad de fluido, con lo cual no se justificó la reinstalación de las bombas Tandem.

La Fig. 22 muestra el arreglo de la instalación Tandem y un arreglo normal.

PROBLEMAS OPERATIVOS

Cuando inicialmente se instalaron las bombas tipo "B" en los pozos del campo Reno, fueron encontradas algunas fallas prematuras en las bombas. La alta presión diferencial entre la presión de succión de la bomba y la presión de operación, más el gradiente del fluido, causaron grietas en las paredes del cilindro de la bomba. El taponamiento del interior del orifi-

POZO EXPLORATORIO RENO -GOV'T. 4IX-24
CURVA IPR

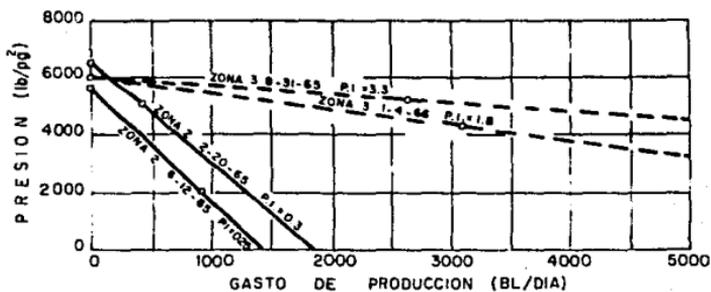
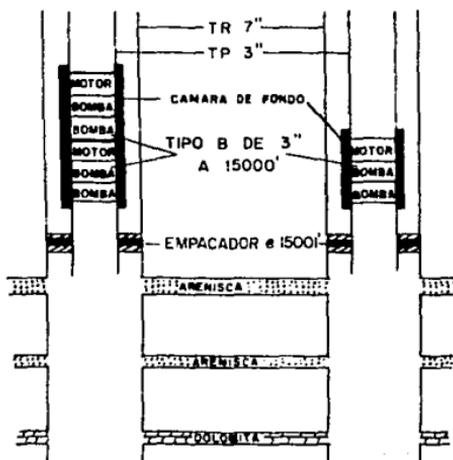


FIG. 21

INTALACIONES DE BOMBAS EN EL CAMPO RENO



INSTALACION TANDEM
DE BOMBAS PARA
4300 Bl/DIA

INSTALACION NORMAL
DE BOMBAS PARA
3000 Bl/DIA

FIG. 22

cio lubricador del pistón al final de la bomba (bomba tipo B) proporcionó la solución al problema de aberturas en las bombas.

Un problema particularmente interesante ocurrió en el pozo exploratorio. El personal de operación repetidamente fue incapaz para recuperar la bomba a la superficie al circular -- inverso al fluido motriz con la ayuda de la válvula de cuatrovías, porque la bomba estaba pegada con arena en el interior de la cámara de fondo. Para removerla, la tubería de producción tuvo que ser extraída. Cada vez que lo anterior fue realizado la dificultad estuvo en desanclar la tubería del empacador. La arena evidentemente se encontraba en 30 pies del espacio anular entre el empacador y la cámara de fondo y esto causaba la resistencia cuando la tubería fue recuperada.

Para resolver el problema, la cámara de fondo es colocada ahora a menos de 1 pie sobre el empacador, no dejando espacio muerto, con solamente un niple de 8 pg entre el empacador y la cámara de fondo. También, una camisa ha sido soldada sobre el orificio de escape de fondo en la cámara para desviar el fluido hacia abajo para ayudar a lavar cualquier arena que esté colocada alrededor del empacador. Desde que estas medidas han sido tomadas, para lograr desanclar la bomba se ha requerido una presión máxima de 500 lb/pg².

El número de sustitución de bombas por pozo ha sido alto. Inicialmente, cuando una bomba era extraída, de un pozo -- del campo Reno por cualquier razón, era reemplazada por una bomba reparada completamente. La Tabla 5 presenta un resumen de las razones de cambios de bombas en el campo Reno. Los datos incluyen todos los cambios de bombas reportados durante -- los primeros 21 meses de producción.

La ineficiencia del motor de la bomba, usualmente causada por partículas abrasivas en el fluido motriz, han sido --

TABLA 5

RAZONES PARA EL CAMBIO DE BOMBAS EN EL CAMPO RENO

		<u>La bomba no funciona o funciona ineficientemente</u>	<u>Ruptura de la varilla media</u>	<u>Corridas de bomba</u>	<u>Pegadas de bomba</u>	<u>1^a bomba en el pozo</u>	<u>Malos sellos</u>	<u>Cambio del tamaño de bomba</u>	<u>Cámara de fondo dañada</u>
Hub	33-8	3	2	1		1			
Pheasant	32-13	1		1	1	1			
	22-18	7		2		1	1	1	
Reno	42-13	2	2	2	1	1			
	12-19	13	4		3	1	1		
	13-19	9	4		3	1	1	3	2
	43-19	1		5		1			
	22-20			1		1			
	21-24	4		1		1			
	41-24	11	10		3	1	3	3	1
	43-24	9	2	2		1	1		
Reno East	11-26	<u>4</u>	<u>6</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>1</u>	<u>3</u>		
TOTAL		64	30	16	13	12	10	7	3
% del TOTAL		39%	18%	10%	8%	7%	6%	4%	3%

continuación ... TABLA 5

RAZONES PARA EL CAMBIO DE BOMBAS EN EL CAMPO RENO

	<u>Cambios para evitar pegadas en la bomba</u>	<u>Cuartheadura en la bomba</u>	<u>Causas di versas</u>	<u>Total de cambios</u>
Hub 33-8				7
Pheasant 32-13				4
22-18			1	12
Reno 43-13				8
12-19	2		2	26
13-19		1		24
43-19		1		8
22-20				2
21-24			1	6
41-24				33
43-24				15
Reno East 11-26	—	—	2	19
TOTAL	2	2	6	165
% del TOTAL	1%	1%	4%	100%

las razones más frecuentes para cambios de bombas (39%). El --rompimiento de las varillas medias resultaron aproximadamente la mitad de la frecuencia anterior en la ineficiencia de las bombas (18%). La varilla media es considerada generalmente el componente más débil de las bombas hidráulicas de fondo tipo B.

Las bombas son también usadas como vehículos para transportar el registrador de presión al fondo del pozo. Por lo tanto, el 10% de los cambios de bomba fueron por mediciones de presión.

El descuido de los sellos que van entre la bomba y la cámara de fondo han causado el 6% de los cambios. Los sellos son algunas veces dañados cuando la bomba es anclada o desanclada en la cámara de fondo. Los sellos pueden también dañarse en la trayectoria de ida y vuelta a través de la tubería.

El 2% de las bombas fueron cambiadas por daño en la cámara de fondo del pozo. Generalmente, algunas bombas fueron probadas antes, por lo que una cámara de fondo defectuosa puede ser señalada como el problema.

SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS OPERATIVOS

Las ampliaciones del tanque de la batería y del sistema de fluido motriz introdujo rebaba de soldadura y desechos dentro del sistema de fluido motriz, causando que las bombas de fondo estén expuestas a la abrasión y por lo tanto sean desgastadas. Un cono desarenador fue instalado entre la bomba de carga y la succión de fluido motriz en cada una de las bombas triplex con el fin de remover los sólidos abrasivos en el fluido motriz.

La Fig. 23 representa una gráfica de la eficiencia del motor de la bomba subsuperficial contra el tiempo (días). Al -

EFICIENCIA TOTAL DEL MOTOR Y BOMBA SUBSUPERFICIAL

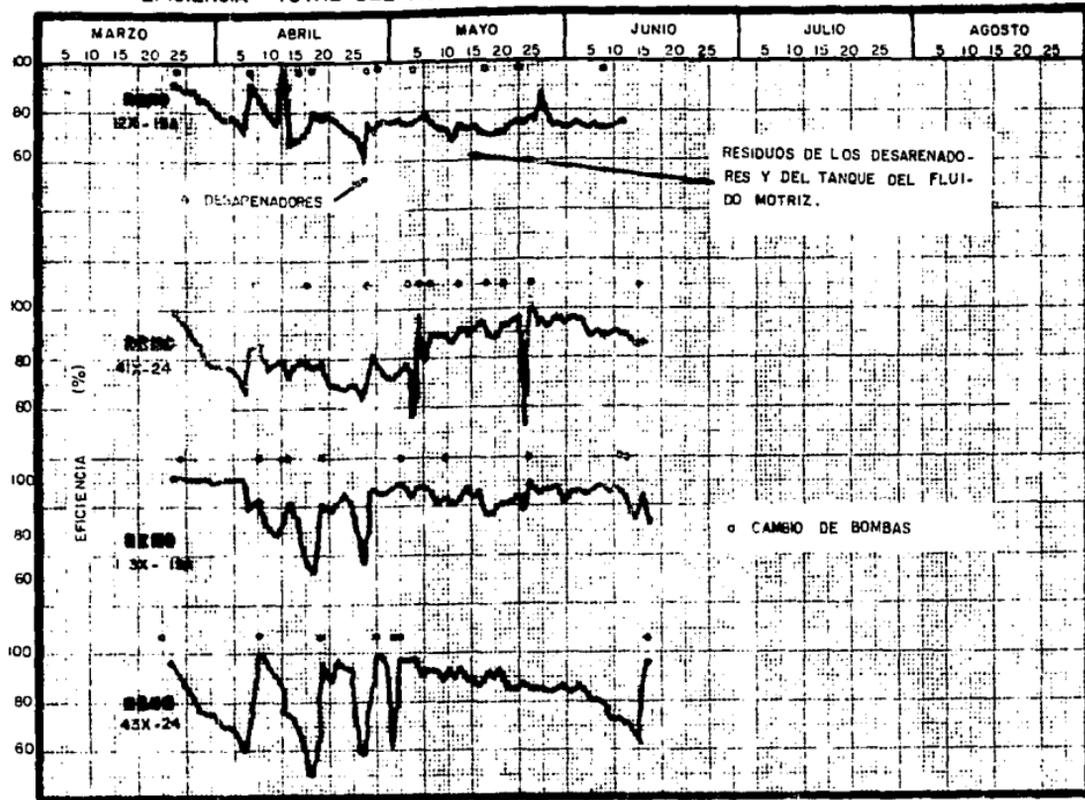


FIG. 23

principio, la vida de la bomba fue corta debido a la rápida -- caída en la eficiencia del motor causado por el abrasivo lle - vado en el fluido motriz. Cuando cuatro conos desarenadores - fueron instalados, aparentemente el fluido motriz fue limpiado bastante para decrecer la rápida caída en la eficiencia del -- motor. Cuando se instalaron 11 conos desarenadores más y un - tanque asentador de fluido motriz de 10,000 bl(24 hrs. tiempo- de retención) fueron instalados simultáneamente, las curvas - de eficiencia presentaron menor pendiente y/o la caída fue más lenta. La vida media de las bombas se incrementó, pero los cam - bios de bomba continuaron siendo frecuentes debido a cambios - en el tamaño de la bomba.

El valor de la mejor calidad de fluido motriz ha sido - mostrado definitivamente por un abatimiento en los costos de - reparación de bombas tanto en bombas superficiales como subsu - perfciales.

La ruptura de las varillas medias han sido una causa - común de falla en las bombas, la velocidad de operación de la - bomba ha sido reducida. La experiencia ha mostrado que bombear un pozo a una presión de fondo menor que la presión de satura - ción probablemente cause cambios excesivos de bomba debido a - rompimiento de las varillas medias. Por condiciones ajenas a - la bomba, la bomba no carga apropiadamente, por lo tanto --- falla fuertemente.

Otra teoría concerniente a condiciones ajenas a la bom - ba es la formación de asfaltenos en toda la trayectoria desde - la vecindad del pozo a los orificios de descarga de la bomba. - Estos asfaltenos pudieron causar comprensiblemente deterioros - en la productividad de un pozo por provocar una obstrucción. - Los asfaltenos también pudieron ser la causa de las pegaduras - de las bombas que han sido reportadas.

La recomendación común es operar las bombas con una -- presión de entrada que no sea menor a la presión de saturación (450 lb/pg²).

Datos de presión han sido obtenidos fácilmente en los-- pozos de Reno por el registrador de presión montado en la parte superior de las bombas tipo B y bombeando las bombas al - fondo.

Pruebas de incremento y decremento de presión han sido-- obtenidas de esta manera. Las cartas recuperadas de las bombas fueron limpiadas y listas para leer, aunque algunas han sido ob-- tenidas a gastos de bombeo de 3400 bl/día.

La parada o última embolada es la técnica que está sien-- do usada en el campo para determinar la presión de entrada a la bomba de fondo en cada pozo, semanalmente⁽⁹⁾. Las presiones - de entrada en la bomba calculada de esta manera son comparadas-- con cada presión de entrada en la bomba medida directamente con un registrador de presión. Después los gradientes de los flui-- dos producidos fueron establecidos experimentalmente. La pre-- sión de entrada en la bomba determinada por la técnica de la pa-- rada es usualmente más baja que la presión medida. El dato an-- terior revela que la técnica de la parada puede ser usada como-- un modelo para determinar la presión de bombeo en el fondo del-- pozo con un rango de 150 lb/pg². El operador puede usar esta - técnica para determinar si, la bomba en el fondo del pozo está-- comportándose apropiadamente.

En la Fig. 24 se explica la gráfica para la selecció-- n de bomba, dada las condiciones del campo Reno. Esta gráfica es hecha para una presión de operación en la cabeza del pozo de - 4400 lb/pg². Si la presión de inyección en la cabeza del pozo-- es menor que 4400 lb/pg², la presión de entrada en la bomba es - taría encima de la curva. Un pozo con la curva de IPR mostrada en la gráfica requeriría una bomba de 3 x 2 1/8 x 2 1/8. Si un-

pozo tiene un índice de productividad bueno, una bomba grande-- es instalada para incrementar el gasto. Entonces, como la presión de entrada en la bomba decrece, bombas con terminación -- de bomba pequeña (bombas de relación pequeña) son instaladas.

(9)

La técnica de la parada y la gráfica para la selección de la bomba son usadas por el personal del campo Reno como herramienta para maximizar la producción.

INSTALACION DEL EQUIPO SUPERFICIAL DE BOMBEO DEL FLUIDO MOTRIZ

Las baterías del bombeo hidráulico son diseñadas para ser instaladas como se muestra en la Fig. 25. Como algunos incendios costosos han ocurrido alrededor del equipo superficial de bombeo del fluido motriz, este equipo fue diseñado para una máxima seguridad. En general una gran parte del equipo está protegido, un buen suministro de agua alejado del equipo está disponible y la tubería está diseñada para minimizar las fugas.

Las bombas y motores están localizados a un mínimo de 300 pies del tratador más cercano, 150 pies del tanque de fluido motriz y un mínimo de 300 pies del juego de válvulas de distribución del fluido motriz y las unidades de motor son instaladas en grupos de no más de 3 unidades por grupo. Los grupos están espaciados a un mínimo de 75 pies, y las unidades dentro del grupo están espaciadas 20 pies entre ellos. Las distancias mostradas fueron diseñadas para minimizar la posibilidad de rociado de aceite de una fuga superficial a alta presión sobre estas instalaciones de la batería. En el campo Coral Creek en -- Montana, un incendio en la instalación del fluido motriz fue contenido evitando su propagación debido a la combinación de un espaciamiento de 30 pies entre las bombas, a un drenaje favorable y vientos dominantes.

La línea del tanque de fluido motriz está enterrada para prevenir las vibraciones. Tubería de 2 pg. cédula 160 grado-

B se probó a 10,000 lb/pg2 ésta es usada en la línea que va de la descarga de la bomba triplex al juego de válvulas de distribución del fluido motriz. Válvulas, uniones y otros accesorios no son instalados en la línea de descarga de la bomba triplex para reducir el número de conexiones y soldaduras y entonces tener menor probabilidad de fugas cerca de los motores de gas. La línea de descarga de la bomba triplex es enterrada a un mínimo de 24 pg. Interruptores de seguridad de altas y bajas presiones conectan a tierra las máquinas magnéticas si condiciones de presiones imprevistas ocurren en la bomba triplex. El contacto de alta presión está colocado 500 lb/pg2 arriba de la presión de operación (no exceder a 5000 lb/pg) y el contacto de baja está colocado arriba de 1200 lb/pg2. La manguera de alta presión para el interruptor de seguridad es de 1/4 pg de tamaño con 5000 lb/pg2 depresión de trabajo. Un interruptor de paro a control remoto también diseñado para conectar a tierra la máquina electromagnética, está localizado próximo al camino para la batería, bastante alejado aún para más seguridad, con un signo claramente visible denotando su localización. Una válvula de cierre lejano del gas está localizado igualmente y una tercera válvula está colocada en el tanque del fluido motriz para permitir cerrar la línea de succión de la bomba triplex si es necesario. Todos los motores de gas tienen enfriamiento por agua, escape antichispa y sistemas de encendido contra baja tensión. Una presa alejada de las bombas de alta presión y de otras instalaciones esta preparada para la fácil eliminación de cualquier derrame de aceite. Para asegurar un buen desagüe, la base de la bomba es colocada 10 pg arriba de la superficie.

Un nuevo juego de válvula de distribución de fluido motriz ha sido diseñado e instalado como se muestra en la Fig. 26. El múltiple de distribución está hecho con un bajo contorno diseñado para reducir las vibraciones. Las válvulas de cierre están colocadas en el juego de válvulas de distribución para tener el aislamiento de cualquier bomba Triplex. Todas las conexiones de alta presión del fluido motriz son probadas a pre-

CARTA DE SELECCION DE BOMBA PARA EL AREA RENO

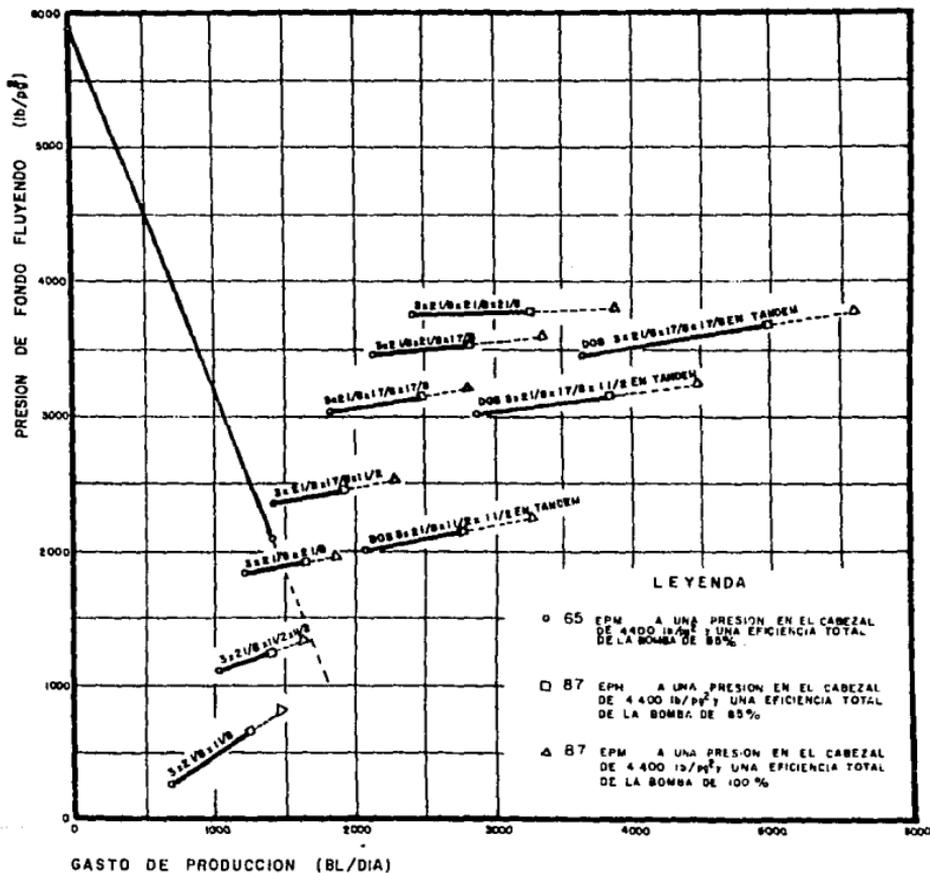


FIG. 24

siones de trabajo de 5000 lb/pg². Otro detalle de seguridad es una válvula de retención tipo bola a 5000 lb/pg² a la entrada del juego de válvulas de distribución. En caso de una fuga a alta presión en las bombas triplex, estas válvulas de retención se cerrarían para prevenir el contraflujo de el sistema de fluido motriz. Cada registrador de flujo en el juego de válvulas de distribución de fluido motriz opera con una caída de presión aproximadamente de 100 lb/pg² a un gasto de 2200 blo/día. El registrador de flujo verifica la calibración dentro del 1 ó 2 por ciento de los gastos de fluido motriz medidos.

Un medidor y un turbo-medidor de 1/2 con equipo de lectura electrónica han sido instalados como indicadores (medidores) del fluido motriz y están localizados del lado de la corriente abajo del juego de válvulas de distribución del fluido-motriz. El equipo de lectura sirve a todos los pozos y es accionado electricamente.

CONCLUSIONES

1. Una bomba hidráulica tipo libre para tubería de revestimiento de 3 pg puede producir 3,400 bl/día colocada a una profundidad de 15,000 pies con una presión de entrada en la bomba de 4,100 lb/pg².

2. Para bombas colocadas a 15,000 pies puede existir una alta presión diferencial entre la presión de entrada en la bomba y la presión de operación más el gradiente de fluido. Si la alta presión diferencial ocurre, el orificio de lubricación dentro del pistón en la parte final de la bomba tipo B podría ser tapado para prevenir el fracturamiento de la bomba.

3. Una bomba hidráulica tipo libre para tubería de revestimiento de 3" x 2 1/2" x 1 7/8" puede declinar la presión de un pozo a una presión de entrada en la bomba menor que 100 lb/ -

INSTALACION DE UNA BATERIA PARA BOMBEO HIDRAULICO

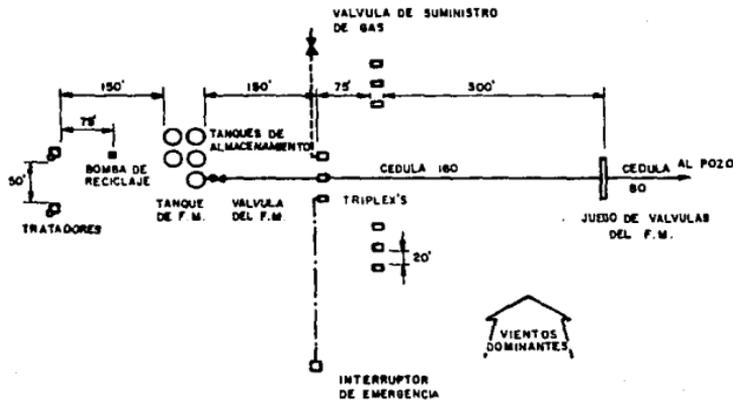


FIG. 25

JUEGO DE VALVULAS PARA EL CONTROL DEL FLUIDO MOTRIZ

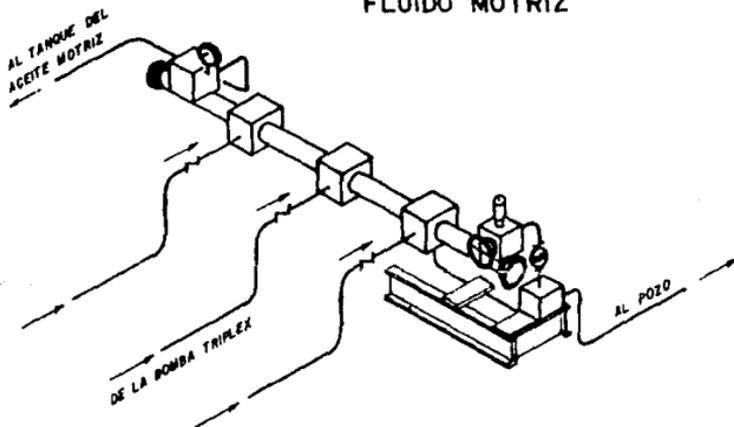


FIG. 26

pg2 o 350 lb/pg2 abajo de la presión de saturación, con una --- presión de inyección de 4,000 lb/pg2.

4. Una buena presión estática y datos de decremento --- de presión pueden ser obtenidos de un registrador de presión su jeto a las bombas tipo libre mientras esta se bombea a gastos de 3,400 bl/día desde 15,000 pies de profundidad.

5. Desarenadores de fluido motriz con tanques asentado- res retardan la declinación de la eficiencia del motor final en la bomba de fondo por remoción de partículas abrasivas en el - fluido motriz. La vida de la bomba hidráulica es de este modo- incrementada.

(9)
6. La técnica de parada o última embolada puede ser usa- da para estimar la presión de entrada en el fondo del pozo den- tro de un rango de 150 lb/pg2.

II.3 EL CASO DE UN CAMPO UTILIZANDO EL BOMBEO HIDRAULICO -
A GRANDES PROFUNDIDADES, CAMPO LAKE BARRE, TERREBONE -
PARISH, LOUISIANA.

INTRODUCCION:

Con el bombeo hidráulico se han logrado incrementos en los gastos de producción y máxima recuperación de aceite, donde otros métodos artificiales, tal como el bombeo neumático son ineficientes o no se tiene éxito en su utilización. Se acondicionaron siete pozos del campo Lake Barre con instalaciones de bombeo hidráulico, para un rango de profundidades de 12,700 a -- 17,640 pies. La producción total de estos pozos fue de 1605 - bl/día, con un gasto por pozo en un rango de 100 a 420 bl/día.

Tanto la operación y diseño del equipo superficial y subsuperficial se llevan a cabo a tomando en cuenta la producción de gas y el control del fluido motriz. Para minimizar los costos, todos los pozos excepto uno forman parte de un sistema de tres y cuatro pozos operados desde una planta de control, con una presión de operación máxima recomendada de 4,000 lb/pg².

DISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE BOMBEO:

En la Tabla 6 se presentan las características de los siete pozos terminados en el campo Lake Barre, teniendo instalado el sistema de bombeo hidráulico. En diciembre de 1971 -- fue instalada la primera bomba hidráulica en la Unidad 39-19.

Este pozo fue inicialmente terminado con una instalación doble y produjo agua por flujo natural durante seis años.

Para el intervalo más profundo, la producción había de-

clinado a 130 bl/día con una presión en la cabeza de 50 lb/pg². - En el intervalo superior, la producción había declinado a 70 bl /día con una presión en la cabeza de 50 lb/pg². El total de - aceite producido de las dos zonas fue 310,000 y 457,000 blo del intervalo más profundo y del superior respectivamente. Se consi- dero entonces una acción para remediar la situación e incremen- tar la recuperación por terminaciones sencillas, y producir los pozos con instalaciones dobles con la instalación de bombas hid- ráulicas. Este método artificial de producción fue considerado el más eficiente, dada la baja presión del yacimiento, la pro- fundidad, la relación gas-líquido y la producción deseada. La - producción inicial promedio con el bombeo fue de 400 blo/día y- a partir de ahí cuatro años después el promedio fue de 160 bl/día.

En octubre de 1972, fueron acondicionados tres pozos - adicionales (Unidades 34-7, 34-10 y 34-15) con bombas hidráulicas para formar un sistema de tres pozos con una localización - del equipo superficial centralizado.

Estos tres pozos están produciendo del mismo yacimiento, arena superior m-4. La Tabla 7 muestra datos de interés del ya- cimiento y de los fluidos. En la Tabla 8 se muestra la produc- ción diaria antes y después de que las bombas hidráulicas fueron instaladas.

La unidad 34-7 estaba produciendo 200 bl/día por medio- de bombeo neumático antes de que fuera cerrado la ineficiencia- del bombeo neumático se debió a la baja presión del yacimiento.

La Unidad 34-10 estaba produciendo 160 bl/día con 0% - de agua con una R de 4800 pie³/bl, con una presión en la cabeza de 200 lb/pg² antes de que cesara el flujo.

La Unidad 34-15 estaba produciendo 227 bl/día, con agua, con una RGA de 2154 pie³/bl, con 150 lb/pg² de presión en la cabe

TABLA 6

POZOS CON BOMBEO HIDRAULICO EN EL CAMPO LAKE BARRE

POZO	PROFUNDIDAD DE LA BOMBA	COMIENZO DEL BOMBEO	PRODUCCION ACTUAL	PRODUCCION ACUMU LATIVA DE BOMBEO
39 - 19	15,100 pies	dic-1971	160 bl/día	220,000 bl
34 - 7	12,700 pies	oct-1972	325 bl/día	181,000 bl
34 - 10	13,050 pies	oct-1972	420 bl/día	206,000 bl
34 - 15	12,880 pies	oct-1972	100 bl/día	90,000 bl
39 - 22	14,625 pies	oct-1972	240 bl/día	326,000 bl
38 - 24	14,700 pies	ago-1974	230 bl/día	37,000 bl
43 - 4	<u>17,640 pies</u>	mar-1974	<u>130 bl/día</u>	<u>14,000 bl</u>
	14,385 pies(prom)		1,605 bl/día	1,054,000 bl

TABLA 7

DATOS DEL YACIMIENTO ARENA M-4

Profundidad del yacimiento, pies	13,000
Temperatura del yacimiento, °F	243
Presión original del yacimiento, lb/pg ²	6,130
Presión actual del yacimiento, lb/pg ²	1,500
Porosidad, porcentaje	26
Permeabilidad, milidarcy	100 - 200
Relación gas-aceite, pie ³ /bl	2,000 - 4,000
Densidad, °API	33.6

TABLA 8

BOMBEO HIDRAULICO-SISTEMA DE TRES POZOS CAMPO LAKE BARRE

Pozo	PRODUCCION(blo/día)		PRODUCCION TOTAL(blo)	
	Antes de colocar- la bomba	Iniciando el bombeo	Antes de colocar- la bomba	desde el bombeo
34 - 7	200	500	469,000	181,000
34 - 10	160	500	559,000	206,000
34 - 15	<u>227</u>	<u>289</u>	<u>511,000</u>	<u>90,000</u>
	587	1,289	1,539,000	477,000

za antes de que cesara el flujo.

En cada uno de los pozos anteriormente mencionados, la instalación de una bomba hidráulica no solamente hizo que el pozo retornara a su condición de productor, sino que también se tuvo un inmediato incremento en el gasto sobre la producción diaria anterior. Se ha recuperado un total de 477,000 bl de -- aceite de estos tres pozos con la ayuda de las bombas hidráulicas.

La Unidad 38-24, un pozo recientemente perforado (Tabla 6) está produciendo 230 bl/día con 0% de agua, con una bomba colocada a 14,700 pies.

Este pozo es parte de un sistema de cuatro, en el cual se incluye la Unidad 39-19 (mencionada anteriormente, La Unidad 39-22, y un pozo va a ser incluido en una fecha próxima. La unidad 39-22 está actualmente produciendo 240 bl/día con la bomba colocada a 14,625 pies.

La bomba instalada a la mayor profundidad en Lago Barre está en la Unidad 43-4. La bomba está colocada a 17640 pies, la cima del intervalo productor está a 18231 pies.

La zona productora es una arenisca ligeramente arcillosa, de grano fino con 20% de porosidad, 65 md de permeabilidad y 3400 lb/pg² de presión en el yacimiento.

Este pozo inicialmente producía esta zona por medio de bombeo neumático con una válvula intermitente localizada a 9322 pies. Produjo 27800 bl de aceite y estaba produciendo 43 bl/día con bombeo neumático antes de dejar de producir.

El pozo fue reacondicionado con una bomba hidráulica y una unidad superficial. El pozo produjo 192 bl/día inicialmente

y actualmente está produciendo 130 bl/día.

EQUIPO SUBSUPERFICIAL.

Una instalación de bombeo hidráulico típico en el Lago-Barre es la misma que se muestra en la Fig. 27. En cada pozo se tiene una instalación para el venteo del gas (excepto las Unidades 38-4 y 39-19, las cuales no tienen sartas de venteo para liberar el gas con una tubería de 2 7/8 pg diámetro exterior para el fluido motriz y una sarta paralela de 2 1/6 pg o 1 1/4 pg diámetro exterior para el venteo del gas. La bomba utilizada en cada caso es de 2 1/2 pg, bomba Armco VRF motor tandem. El rango de las condiciones normales de operación va desde 66 EPM. para un pozo con una presión de inyección en la cabeza del pozo de 3100 lb/pg².

En el diseño de estas instalaciones se consideró la relación gas-líquido. En una instalación de T.R. en circuito - -abierto todo el gas que se reproduce puede ser desplazado a través de la bomba. En este caso, la eficiencia de la bomba se reducirá rápidamente conforme el volumen de gas libre se incrementa o la presión de bombeo en el fondo disminuya.

Conociendo anticipadamente la RGA y estimando la presión de fondo fluyendo, la eficiencia volumétrica de la bomba de TR fue determinada con diagramas encontrados en la literatura.

Basado en estas eficiencias y en el gasto máximo de desplazamiento de la unidad hidráulica seleccionada, el diseño de las instalaciones de bomba (tipo libre) para T.R. es económicamente impráctico debido a que el rendimiento de la producción no fue la esperada en cinco de las siete instalaciones analizadas.

La instalación de bomba (tipo libre) para T.R. con ven-

teo del gas fue seleccionada por ensaye y error como el más simple y eficiente tipo de sistema subsuperficial para estos pozos en donde la relación gas-líquido era superior a 2000 pies³/bl.

En el sistema de venteo de gas, este es recolectado desde abajo del empacador y venteado hacia arriba por una sarta paralela, mientras que la mezcla de fluido motriz y de la formación es producida por el espacio anular. Esta instalación fue seleccionada como el mejor sistema debido al alto volumen de fluido deseado, dado que la caída de presión en la corriente combinada de producción y de fluido motriz son relativamente bajas en el espacio anular.

INSTALACIONES SUPERFICIALES

El aceite como fluido motriz para operar la bomba subsuperficial es suministrado por uno de los dos sistemas de equipo superficial. Un tipo de sistema consiste en una instalación de tratamiento y unidad de bombeo central la cual da servicios a algunos pozos localizados a una cierta distancia desde la unidad.

El otro tipo de sistema consiste en una unidad portátil de servicio para un pozo localizada cerca del cabezal, la cual contiene todo el equipo necesario para bombear y acondicionar el fluido motriz.

RECOMENDACIONES PARA MANTENER Y MEJORAR EL EQUIPO DE OPERACION.

Durante las primeras etapas de la operación, algunos de los pozos con bombeo, produjeron ciertas cantidades de arenas. La unidad 34-10 produjo por seis meses por medio del bombeo y entonces comenzó a producir arena.

La bomba tuvo que ser cambiada algunas veces cuando ce-

so el golpeteo, debido a la arena en el motor de la bomba. --- También hubo desgaste de la bomba y ésta no pudo ser recuperada debido a que había arena arriba de ella. El pozo tuvo que ser lavado y la bomba pescada.

Al mismo tiempo, la Unidad 34-7 experimentó el mismo -- problema con un desgaste de la bomba debido a la arena que se -- movía en el flujo del fluido motriz dentro de la sarta. Ambos - pozos estan en el mismo sistema y el fluido motriz de ambos es -- directamente llevado al mismo tanque.

Operaciones de reparación fueron realizadas en la Uni - dad 34-10, la fuente de la producción de arena, en abril de - 1973. Al intervalo productor se le colocó resinas para contro - lar la producción de arena, y el pozo fue nuevamente terminado - con la bomba hidráulica.

Desde entonces, no ha habido problemas adicionales con la producción de arena en este pozo o en la unidad 34-7. En fe - brero de 1975 cuatro desarenadores centrifugos fueron adiciona - dos a los cuatro pozos centralmente localizados, para proveer -- de una remoción adicional de los sólidos en el fluido motriz. - Otra medida tomada para mejorar la operación fue dar un servi - cio a las bombas regularmente, al menos una vez cada dos meses.

Previamente, las bombas fueron sustituidas solamente / - cuando se tenía una reducción en la producción. Además, siempre que el sistema se suspendía por un determinado tiempo , la bom - ba se circulaba a la superficie para prevenir que cualquier can - tidad de arena se le almacenara.

CONCLUSIONES

Las bombas hidráulicas son efectivas en la producción-- de grandes volúmenes para yacimientos profundos de baja presión. Para lograr las más alta eficiencia posible, un método de venteo del gas libre es necesario.

Manteniendo limpio el fluido motriz se logra evitar problemas en la operación de la bomba. Este, en manera conjunta con el servicio y/o la sustitución de bombas al menos una vez cada dos meses, previniéndose cualquier problema serio, lo cual puede hacer necesario realizar una costosa operación de reparación.

CONSIDERACIONES DE OPERACION.

Existen algunos puntos inherentes de las bombas hidráulicas que son únicos a este tipo de sistema de bombeo, y el conocimiento de estos factores permitirán la operación personal-- para obtener la máxima eficiencia de las bombas.

POZO A PRUEBA CON SISTEMA ABIERTO (OPF).

En el sistema abierto (OPF), donde el fluido motriz se regresa mezclándose con la producción, el fluido motriz deberá ser medido y restado del aceite de retorno para así determinar la producción neta. Esto parece simple, pero bajo algunas circunstancias es una fuente de incertidumbre. Por ejemplo, supongase que un pozo produce 95 bl/día de agua y 5 bl/día de aceite mientras se utilizan 200 bl/día de fluido motriz. Si la lectura de medición del fluido motriz es de 2 1/2 % menos, la prueba mostrará 10 bl/día de aceite producido siendo un error del -- 100%.

Otro problema puede resultar cuando el agua es determinada por centrifugar el fluido de retorno. El porcentaje de --

agua está determinado como una parte del fluido total de retorno (aceite producido, agua producida y fluido motriz). En el ejemplo anterior, la separación mostraría 31.7% de agua (95/300 X 100); si el fluido motriz fuera despreciado, esto indicaría solamente cerca de 2 1/2 bl de agua. Esto parece un problema simple pero en el campo puede ser un problema serio.

Este problema no se tiene, cuando se utiliza una planta en la localización del pozo.

POZO A PRUEBA CON EL SISTEMA CERRADO (CPF).

En el sistema cerrado (CPF), el fluido motriz no se mezcla con la producción, de tal forma que su prueba se ve tan simple como el caso de un pozo fluyente.

Para lograr la máxima precisión, las pérdidas de fluido motriz deberán de ser contabilizados. Esta pérdida es hacia los fluidos producidos y normalmente es menos del 5% del gasto de fluido motriz.

Para medir las pérdidas se requiere de medidores para el fluido motriz, en la línea de inyección y en la de descarga del mismo.

CONTROL DE LA CALIDAD DEL FLUIDO MOTRIZ.

Mantener al fluido de control libre de sólidos es quizá la función más importante en el control de los costos por reparación de las bombas hidráulicas. Para venta, un aceite que tiene 0.1% (0.001) de agua y sólidos es considerado un aceite bueno en cuanto a limpieza. Esto está cercano de lo más bajo que la mayoría de las centrifugas puede medir adecuadamente y es de 1000 partes por millón. En contraste, el fluido motriz frecuentemente tiene cerca de 10.0 ppm de sólidos - imposible medir con las centrifugas comunes. Una buena regla para el control -

de la calidad del fluido motriz es: sólidos de 10 a 15 ppm; -
 sal de 10 a 15 lb/1000 bl. Con un aceite de una densidad de 30-
 grados API o menos, más sólidos pueden tolerarse debido a que -
 la viscosidad del aceite retarda la fuga del fluido motriz a -
 través de los asientos de la bomba.

Para asegurar un beneficio completo con el empleo de un
 tanque de asentamiento éste deberá tener un nivel y eficiencia-
 de expansión y el gas deberá de ser removido antes de que el -
 aceite entre. También, un pie o dos pies de aceite del fondo -
 deberá de ser removido periódicamente.

Para quitar la sal del aceite, agua limpia puede ser in-
 yectada continuamente dentro de la corriente del fluido motriz,
 Otra alternativa, pero que es un método menos recomendable, es
 colocar un pie o dos de agua limpia en el fondo del tanque del-
 fluido motriz. Este segundo método presenta dos riesgos; no pue-
 de ser cambiado frecuentemente y permite que se forme una inter-
 fase entre el aceite y el agua. Esta interfase atrapa a los só-
 lidos los cuales de otra forma se depositarían en el fondo.

Para aquellos pozos que tienen una unidad de potencia -
 colocada, la limpieza del fluido motriz es normalmente hecha a-
 través de centrifugas ciclónicas. Estos ciclones son más efecti-
 vos con 30 a 50 lb/pg² de presión diferencial entre la presión-
 de entrada y la presión de descarga del fluido limpio. Los sól-
 dos son descargados fuera de la descarga o llevados a un acceso
 del ciclón. La cantidad y tamaño de las partículas llevadas -
 con el flujo (acarreo del fluido motriz) se reduce incrementan-
 do la caída de presión en la bomba (acompañado por un incremen-
 to del gasto en la succión) e incrementando el gasto en la des-
 carga.

CONTROL DE LA VELOCIDAD

El control de la velocidad o producción, deberá ser por

la velocidad del fluido motriz (gasto inyectado) y no por la presión de éste. La presión de operación puede cambiar, debido a cambios en la presión de fondo, restricciones en la entrada de la bomba, depósitos de parafinas en cualesquiera de los lugares de flujo o cambios de la relación gas-aceite-líquido.

La velocidad de la bomba en EPM o el gasto del fluido motriz en barriles por día son los factores que controlan el gasto de producción.

II.4 BOMBEO HIDRAULICO EN CIRCUITO CERRADO, EMPLEANDO COMO FLUIDO MOTRIZ AGUA O ACEITE, EN EL CAMPO WASSON (EE.UU.)

INTRODUCCION

Un estudio de la Unidad Denver, en el campo wasson --- (San Andrés), para determinar los requerimientos actuales y futuros de bombeo se terminó en diciembre de 1966. Este estudio indicó que para las capacidades de producción que excedan los 400 bl/día, se obtendría un ahorro del capital de \$1000 a \$2000 por pozo con respecto al bombeo mecánico esto si es utilizado un sistema cerrado de bombeo hidráulico con bomba tipo libre. Datos -- disponibles también indicaron que se ahorrarían \$100 promedio por pozo en costos de operación con el bombeo hidráulico. Un sistema cerrado sería más económico debido al costo requerido para el tratamiento al manejar el fluido motriz en un sistema abierto. En vista de las posibles ventajas económicas del bombeo hidráulico, dos pozos con sistema cerrado empleando agua como fluido motriz (CPW) y cuatro pozos con sistema cerrado -- empleando aceite como fluido motriz (CPO) fueron instalados y puestos en operación en junio de 1967. El sistema CPW fue justificado desde el punto de vista de seguridad a los incendios ya que muchas unidades están localizadas en áreas habitadas.

5 todos los costos estarán en dólares.

INSTALACION SUBSUPERFICIAL

Las seis instalaciones son del tipo libre paralela con una sarta de 2 3/8 pg con zapata candado y dos sartas de 1 1/4 pg colocadas dentro una T.R. de 5 1/2 pg. Las terminaciones -- cubren aproximadamente 300 a 400 pies de agujero sin ademes a una profundidad total de aprox. 5200 pies. Las cámaras de fondo --- (BHA) están localizadas justo arriba de la zapata de la T.R. con una tubería de 2 3/8 pg extendiéndose al fondo de la sección de agujero --- sin ademar. (Fig. 28). EL retorno de la producción no -

está conectada a través de la válvula de cuatro vías del cabezal del pozo.

SISTEMA CERRADO, AGUA COMO FLUIDO MOTRIZ (CPW)

INSTALACION

El equipo Kobe es utilizado en los dos pozos con sistema CPW. Montado sobre patines una bomba triplex (tipo 3FA) con un motor eléctrico de 75 hp la cual provee el agua motriz a través de un juego de válvulas con brida a 5000 lb/pg². Un tanque mezclador de 90 bl es usado y filtros de 75 micrones fueron instalados inicialmente en las líneas de retorno del agua motriz para remover los sólidos. No fueron empleadas tuberías especiales o revestidas donde los aditivos para inhibir la corrosión e incrementar la lubricación del agua motriz fueron empleados. Las bombas de fondo fueron bombas especiales para agua motriz tipo B de 2" x 1 3/8" x 1 3/16" x 1 3/16". Estas bombas son básicamente iguales a las bombas de aceite motriz excepto por tener obturado el orificio lubricador, un sello Teflon y pequeños espacios alrededor de la varilla media.

CALIDAD DEL AGUA MOTRIZ

El agua utilizada para el sistema CPW es agua dulce saturada de oxígeno. El agua motriz a alta presión requerida de la bomba triplex es aproximadamente de 800 bl/día.

Durante los primeros tres meses de operación, el rápido desgaste de la varilla media resultó con pérdidas de agua tan altas como el de un 20 por ciento (160 bl/día) de una a dos semanas de operación de la bomba y un promedio de vida de ésta de 21 días. Las bombas fueron operadas de 80 a 100 epm a 2000 lb/pg². El aditivo del agua motriz fue mantenido en una concentración de 600 a 800 ppm., se determinó que la mayoría del desgaste fue causado por abrasivos propiamente en el sello Teflon,

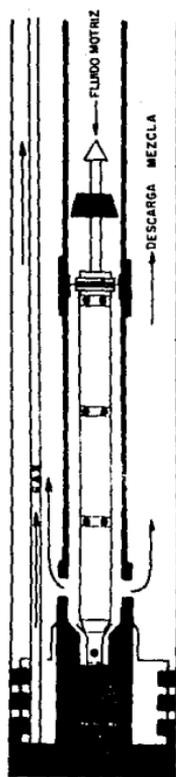


FIG. 27 BOMBA LIBRE PARA
T.R. EN CIRCUITO ABIERTO

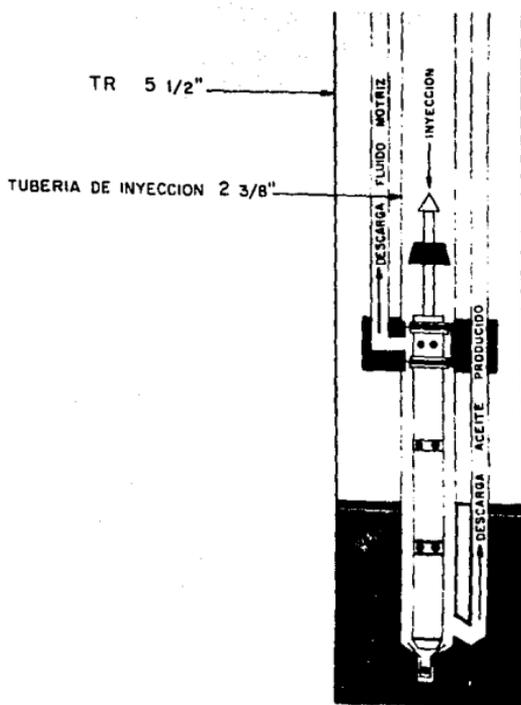


FIG. 28 BOMBA LIBRE CON
TUBERIAS PARALELAS EN CIRCUITO
CERRADO

también al entrar al agua motriz se deslizaron hasta la vari --
lla media. Para tolerar esta condición, fueron utilizadas bom -
bas normales de aceite motriz con sellos metal-metal y grandes
espacios pero con el orificio lubricador obturado. Los análi -
sis químicos y pruebas de ritmo de corrosión mostraron que los-
abrasivos eran partículas de arena tan grandes como 75 micrones
(tamaño del filtro), las cuales estaban presentes en el sistema
desde el inicio o introducidas dentro del sistema como component
te del agua, y sólidos de la corrosión del sistema como compo-
nente del agua, y sólidos de la corrosión del sistema de acero-
debido al agua motriz dulce saturada de oxígeno además de la --
inefectiva inhibición.

Para mejorar la calidad del agua motriz, los filtros -
de 75 micrones fueron reemplazados con filtros de vidrio lava -
bles de 10 micrones y barredor de oxígeno e inhibidor fueron su
mados para combatir la corrosión. El aditivo del agua motriz -
fue empleado por sus prppiedades lubricativas. Estas medidas --
fueron útiles en la reducción de los sólidos suspendidos de 97-
a 19 ppm (3 a 10 micrones) y los ritmos de corrosión tomados -
del corrosímetro también disminuyeron de 11 a 2 mils por año. -
Después de reparar una bomba de aceite y limpiando un poco el -
agua motriz, las pérdidas de agua se estabilizan en 5% (40 bl/-
día). Subsecuentemente por el barredor de oxígeno, se desarro -
llaron bacterias sulfato reductoras en el oxígeno libre en el -
agua motriz.
Estas bacterias · están siendo controladas con un biocida de ami--
nas cuaternarias sin problemas significativos.

también al entrar al agua motriz se deslizaron hasta la varilla media. Para tolerar esta condición, fueron utilizadas bombas normales de aceite motriz con sellos metal-metal y grandes espacios pero con el orificio lubricador obturado. Los análisis químicos y pruebas de ritmo de corrosión mostraron que los abrasivos eran partículas de arena tan grandes como 75 micrones (tamaño del filtro), las cuales estaban presentes en el sistema desde el inicio o introducidas dentro del sistema como componente del agua, y sólidos de la corrosión del sistema como componente del agua, y sólidos de la corrosión del sistema de acero debido al agua motriz dulce saturada de oxígeno además de la inefectiva inhibición.

Para mejorar la calidad del agua motriz, los filtros de 75 micrones fueron reemplazados con filtros de vidrio lavables de 10 micrones y barredor de oxígeno e inhibidor fueron usados para combatir la corrosión. El aditivo del agua motriz fue empleado por sus propiedades lubricativas. Estas medidas fueron útiles en la reducción de los sólidos suspendidos de 97 a 19 ppm (3 a 10 micrones) y los ritmos de corrosión tomados del corrosímetro también disminuyeron de 11 a 2 mils por año. Después de reparar una bomba de aceite y limpiando un poco el agua motriz, las pérdidas de agua se estabilizan en 5% (40 bl/día). Subsecuentemente por el barredor de oxígeno, se desarrollaron bacterias sulfato reductoras en el oxígeno libre en el agua motriz.

Estas bacterias están siendo controladas con un biocida de aminas cuaternarias sin problemas significativos.

SISTEMA CERRADO ACEITE COMO FLUIDO MOTRIZ (CPO)INSTALACION

El sistema CPO tiene dos bombas triplex Kobe (tipo 3E) manejadas por motores eléctricos de 75 HP suministrando el -- aceite motriz a través de un juego de válvulas a 5000 lb/pg² - con conexiones mediante bridas.

Dos pozos fueron equipados con bomba Kobe tipo "B" de 2 x 1 3/8 x 1 3/16 x 1 3/16 y dos más con bomba Oilmaster tipo FR 201616. Las tuberías de inyección del aceite motriz, producción y retorno del aceite motriz están protegidas con plástico para controlar la parafina. La tubería principal no está protegida con plástico para impedir la posibilidad de taponamiento de las válvulas bomba-motor con plástico. Como aceite motriz se utilizó el oleoducto con crudo del campo San Andres siendo suministrado al tanque de aceite motriz de 750 bl a través de un sistema de manejo automático de la batería la cual - está localizada aproximadamente a una milla de la instalación.

Algunas normas para minimizar los riesgos de incendio han sido incorporados en el sistema. El tanque de aceite motriz las bombas triplex y el juego de válvulas están cada uno localizados a 150 pies de los recipientes contra incendios. Adicionalmente, estos componentes estan espaciados 150 pies aparte y estan estipulados además 20 pies de separación entre las bombas triplex. Todas las conexiones superficiales están unidas con bridas o - soldadas y las válvulas de retención estan instaladas en cadalínea de descarga de las bombas triplex. Interruptores de paro de seguridad son usados en la línea de descarga de las bombas - triplex y una válvula aisladora de seguridad actua por elementos sensitivos al calor en las bombas triplex, esta es empleada en la línea de succión para cortar el flujo de aceite motriz en ca

so de incendio en las bombas triplex.

CALIDAD DEL ACEITE MOTRIZ

Los requerimientos de aceite motriz a alta presión son de 1600 bl/día con pérdida a través de las bombas de fondo de 14 (15 a 20 bl/día).

La calidad del aceite motriz en el sistema CPO no ha sido de la calidad que se deseaba. Durante los primeros meses de operación, el contenido de sólidos alcanzó una concentración de 61 ppm y el contenido de sal de 15 lb/1000 bl. Revisando las líneas de retorno para recircular un cuarto del aceite motriz por el tanque de almacenamiento y manteniendo un colchón de agua dulce en el fondo del tanque lo anterior redujo los sólidos a 23 ppm (3 a 30 micrones) y el contenido de sal a 6.3 lb/1000 blo. Estos sólidos han contribuido a problemas de pegadura de las bombas y al desgaste del motor de las bombas subsuperficiales.

PROBLEMAS OPERATIVOS COMUNES EN AMBOS SISTEMAS.

La baja eficiencia de la bomba (20 a 50%) debido a la interferencia del gas dada una alta relación gas-líquido (1000 a 2200 pie³/bl) del fluido producido ha sido un problema significativo en ambos sistemas. Los gastos de producción han sido de 100 a 200 bl/día con un contenido de agua menor al 10%. La cámara de fondo fue bajada hasta el agujero sin ademe para proveer un anclaje "natural" del gas en dos pozos pero fallo, para mejorar la eficiencia de la bomba. Aparentemente, el espacio anular de la TR de 5 1/2 pg está restringido considerablemente por la cámara de fondo y las tres sartas de tubería, de tal manera que el gas no puede ser separado efectivamente a pesar de la alta RGL.

Otro problema encontrado en ambos sistemas ha sido la-

pegadura de bombas en la cámara de fondo. Una pequeña cantidad de sólidos colectados alrededor y compactados entre el orificio de descarga del fluido motriz y la producción final de la bomba ha causado que algunas bombas se pegan en la cámara de fondo. Estas bombas son generalmente recuperadas con herramientas de cable para pesca.

COSTOS Y VIDA DE LA BOMBA

COSTO INICIAL

El costo por pozo, instalado y operando, para los dos sistemas fue \$39,500 para una capacidad de producción de 600 bl/día por pozo, o \$13,500 más por pozo que el estimado en el estudio ya mencionado. Dado que este costo es para un proyecto piloto, es estimado que el costo por pozo podría aproximarse a \$26,000 para un sistema de cualquier tipo abasteciendo normalmente de 10 a 20 pozos por instalación superficial de bombeo.

COSTOS DE OPERACION Y VIDA DE LA BOMBA EN UN CPW

Sin considerar la vida corta de la bomba y reparaciones durante los primeros tres meses de operación, la vida útil de la bomba subsuperficial en CPW han promediado 4.0 meses con costos de operación (reparación y mantenimiento) de \$283 por mes por pozo. Estos costos no incluyen costos de energía de aproximadamente \$90 por mes por pozo, de salario del operario y costos de supervisión. La vida útil más larga de una bomba subsuperficial fue de 13 meses.

COSTOS DE OPERACION Y VIDA DE LA BOMBA EN UN CPO.

El promedio de vida útil de la bomba subsuperficial en el sistema CPO ha sido 4.9 meses con costos de operación (reparación y mantenimiento) de \$378 por mes por pozo. Esta cifra refleja las mismas consideraciones como las anotadas en el sistema CPW.

La discrepancia en el mayor tiempo de vida útil pero -- más alto costo de operación para el sistema CPO es debido primordialmente a dos recuperaciones para reparar la cámara de fondo y una recuperación (como se anotó previamente) para reparar una bomba pegada en el sistema CPO.

RESUMEN Y CONCLUSIONES

Las conclusiones que pueden hacerse de la operación de los dos sistemas hidráulicos cerrados en la Unidad Denver son:

1. El bombeo hidráulico con un sistema cerrado de agua motriz utilizando agua dulce daría el comportamiento comparable al de un sistema cerrado de aceite motriz operando bajo condiciones similares.

2. El agua motriz debe ser tratada químicamente para ser un fluido motriz inerte y de bajo contenido de sólidos.

3. En un sistema cerrado de fluido motriz, continuamente se le tendrá que dar tratamiento al fluido motriz, haciéndolo circular por los desarenadores ciclónicos para poder remover los sólidos introducidos o generados en el sistema.

Debido a la lenta respuesta del acuífero, bajo porcentaje de agua y la relación gas-aceite mayor que la relación de solubilidad, la capacidad de elevar altos volúmenes del sistema hidráulico no ha sido utilizado en esta aplicación. Dado que --

más pozos de la Unidad Denver tienen condiciones similares en--
instalaciones iniciales de producción artificial, la expansión--
del sistema hidráulico no se ha contemplado en un futuro próxi--
mo.

II.5 COMO EXPLOTAN YACIMIENTOS COSTAFUERA DE MODESTO POTENCIAL

El bombeo hidráulico está permitiendo la explotación económica de pequeños yacimientos de baja presión en un campo costafuera de TRINIDAD.

El campo, Soldado, está situado en el Golfo de Paria y el año pasado produjo más de 5000 bl/día, de varios yacimientos situados a profundidades que varían entre 1500 y 11000 pies.

Descubierto en 1955, Soldado ha rendido una producción acumulada de 235 millones de bl., cifra que hace de él el primero de TRINIDAD. El segundo lugar lo ocupan los yacimientos terrestres de las reservas de FOREST, descubiertos en 1913 y cuya producción acumulada asciende a unos 226.5 millones de bl.

Lo que ha permitido en parte frenar la declinación de Soldado ha sido el vigoroso programa de perforación de desarrollo emprendido por la Trinmar para explotar yacimientos de baja presión y modesto potencial.

Dentro de este programa, la empresa recientemente terminó 12 pozos (plataforma 17) que, en conjunto, están produciendo unos 5000 bl/día. Aunque en tiempos normales tal volumen de producción no habría justificado las consiguientes inversiones, la crisis energética ha cambiado la situación. Y el método artificial de producción implantado por la empresa, además, contribuyó a reducir drásticamente el costo de la obra.

EL YACIMIENTO que se explota mediante los pozos de la plataforma 17 es de arenas de baja presión. Puesto que la relación gas aceite es de 4300 pie³/bl y el yacimiento carece de mecanismo de empuje natural, era obvio que desde el principio los pozos requerirían algún tipo de sistema artificial de producción. La Trinmar escogió el bombeo hidráulico, por ser

el más indicado para los pozos direccionales de esa región. --- De los 12 perforados, en efecto 11 son direccionales con ángulo promedio de desviación de 45 grados. Para inclinaciones de esa índole, el bombeo convencional con balancines (bombeo mecánico) no es aconsejable por los problemas inherentes de mantenimiento de las sargas de varillas de succión.

Si bien la necesidad de instalar el bombeo neumático -- desde el comienzo de la explotación aumentó el costo inicial de la obra, la Trinmar adquirió el equipo necesario de antemano, - cosa de sacarle partido tempranamente.

Normalmente, el sistema de bombeo neumático se habría - instalado una vez concluidas las operaciones de perforación.

Lo que hizo la Trinmar fue instalarlo y tenerlo listo, desde el momento en que se inició el primer pozo. Así, cada pozo que se terminaba se acoplaba al sistema y se ponía en producción. Cuando se terminó la perforación, de la plataforma se habían extraído ya cerca de 300,000 bl. De esa forma se aceleró el reembolso de la inversión, casi desde el comienzo del desarrollo del campo.

EL SISTEMA de bombeo hidráulico de la plataforma 17 es convencional, de tres sargas una para la inyección del fluido - motriz, otra para el retorno del mismo, y otra para extraer la producción. El sistema funciona en circuito cerrado; es decir el fluido de fuerza hidráulica (diesel) nunca entra en contacto con el de la formación. En la Fig. 6 se muestra un pozo típico.

El aceite motriz pasa del cilindro almacenador (de -- 150 bl) a la succión de las tres bombas (Armco J-150) que lo - llevan al juego de válvulas que permite controlar las emboladas de cada bomba pozo abajo, para maximizar y optimizar la producción.

El flujo de retorno no regresa directamente al tanque de aceite motriz. Pasa primero por un sistema de desarenadores-ciclonicos que eliminan las impurezas que pueda contener.

El conjunto de desarenadores es adición reciente al sistema. Se instaló para poner un fin al problema inicial de operación- las impurezas del fluido se depositan encima de las bombas subsuperficial; lo cual ocasiona que su extracción se dificulte notablemente.

El sistema tiene también un juego de válvulas para prueba en el que se miden los volúmenes que entran y salen del sistema, a fin de cerciorarse de que se mantenga la relación óptima de un barril de fluido motriz por cada barril de aceite que se produce.

La producción se colecta en la cubierta superior de la plataforma y allí se separan el gas y el aceite. El gas se ventea a la atmósfera y el aceite se bombea a la línea troncal mediante dos unidades Natinal J60.

Aunque por ahora no se proyectan modificaciones para el sistema de bombeo de la plataforma 17, a la larga (cuando la producción de agua sea de 50 a 60% del total de fluidos) bien podría adaptarse para usar agua de la formación como fluido motriz.

Esta no requerirá tratamiento, siempre y cuando no entre en contacto con el oxígeno del aire. En futuras plataformas de producción, lo más probable es que la Trinmar instale sistemas más sencillos de bombeo hidráulico, siempre que sea posible usar el aceite producido como fluido motriz. En tales sistemas sólo se requieren dos sartas; una para inyectar el fluido motriz y otra para extraer la producción.

C A P I T U L O I I I

BOMBEO HIDRAULICO - TIPO JET.

III.1 BOMBEO HIDRAULICO JET EN UN SITIO LEJANO EN EL CAMPO SEMBAKUNG

En 1983 se instaló el equipo de bombeo hidráulico a chorro en 6 pozos del campo SEMBAKUNG (N.E. KALIMANTAN), y este tema presenta la experiencia adquirida en el proceso de instalación y operación de este tipo de sistema artificial de producción en un sitio lejano.

El campo de aceite SEMBAKUNG fue descubierto al final de 1975, conteniendo 17 pozos después de su desarrollo total.

Para 1983 algunos producían débilmente y diversas zonas estaban muertas, esto ocasionó la necesidad de implantar algún sistema artificial de producción. La selección de este fue limitada por la falta de gas para bombeo neumático, la ausencia de un amplio sistema de distribución de energía, la falta de unidades de servicio en pozos de bombeo mecánico así como la falta de caminos en un medio pantanoso. Por lo tanto el bombeo hidráulico jet (tipo libre) fue seleccionado como la mejor técnica.

Desde el inicio ocurrieron algunos problemas pero fueron resueltos. El rango de gastos de producción de los pozos, varió de 340 hasta 650 bl/día conteniendo 50% de agua. Los pozos que operaron con bombas jet produjeron satisfactoriamente hasta julio de 1984.

DESCRIPCION DEL YACIMIENTO

El campo SEMBAKUNG está al noroeste de KALIMANTAN, a 50 millas de la isla de TARAKAN. El yacimiento petrolífero llamado zona de Tabul, consiste de arenas escasamente interestratificadas y lutitas, en profundidades que varían de 2400 a 3400 pies. La densidad del aceite se encuentra en un rango de 36 a 37 grados API. La RGA varía desde 150 hasta más de 2400 pie³/bl. Para 1983 el porcentaje de agua producida era del orden del 50%.

La permeabilidad del yacimiento varía desde 180 hasta 900 md y los rangos de porosidad varían desde 20 hasta 30%, con una saturación de agua estimada en 30 ó 40%. La presión inicial del yacimiento es de 1214 lb/pg² y para 1984 había declinado hasta 850 lb/pg² en algunas áreas.

ACONDICIONAMIENTO DEL CAMPO PARA LAS INSTALACIONES

Como el campo está localizado en un medio ambiente pantanoso aproximadamente dos millas arriba del Río Sesayap, se tuvo que realizar terraplenes para instalar en cada uno de estos uno o dos pozos y aparte se construyó un terraplen más grande por instalar la central de recolección observar la Fig. 29. El pozo y la central de recolección fueron conectados por un sistema de tablas de acceso, con un tránsito limitado, para transeúntes, bicicletas y carretillas. En cada localización fue fabricado un helipuerto rústico debido a que todo el equipo pesado (unidades de cable de acero, etc.) fueron transportados por helicóptero.

Las tuberías de descarga fueron conectadas a la producción de los pozos y probadas en el juego de válvulas de la central de recolección, donde concurren todos los gastos de aceite. De donde la producción fluye hacia los separadores (25000-bbl/día de capacidad total). El aceite fue bombeado a través de

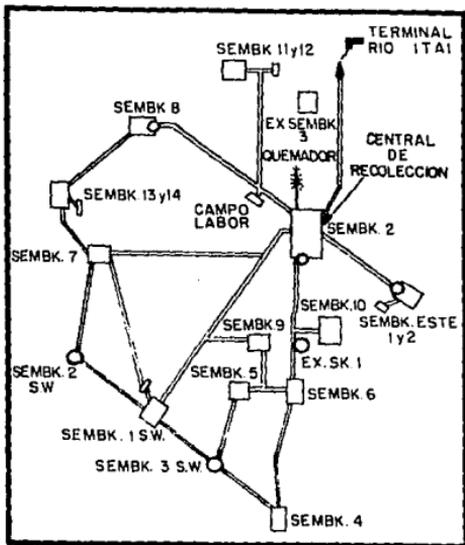
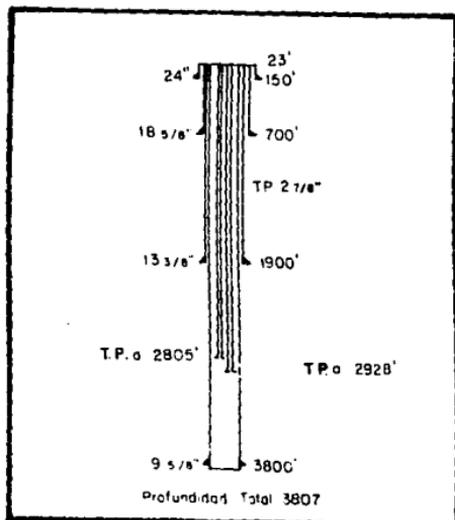


FIG. 29 CENTRAL DE RECOLECCION Y LOCALIZACIONES EN EL CAMPO SEMBAKUNG AL N.E. DE KALIMANTAN, EN UNA ZONA PANTANOSA.

FIG. 30 PROGRAMA TÍPICO DE TERMINACION DE SEMBAKUNG Y REQUIERON 3800 PIES DE TUBERÍA DE PRODUCCION PARA POZOS VERTICALES, 5000 PIES PARA LOS POZOS DIRECCIONALES.



una tubería de 5 (pulgadas) hasta la terminal Rio ITAI (dos millas más adelante de la central de recolección) donde se encuentra una barcaza de almacenamiento.

TERMINACION DE LOS POZOS

Los pozos perforados verticales y direccionales y fueron terminados originalmente para flujo natural. Una terminación típica es mostrada en la Figura 30. Los pozos verticales (cuatro) requirieron 3800 pies de T.R. de 9 5/8", mientras los pozos direccionales (dos), requirieron 5000 pies de T.R. Después de recuperar el equipo que se utilizó cuando el pozo fue fluyente; consistente de sarta de tubería, juego de válvulas y empacadores, fue instalado el equipo subsuperficial de bombeo jet Fig. 31.

El tipo de bomba libre en instalaciones paralelas fue seleccionada debido a la falta de equipos de servicios a pozos para el mantenimiento-subsecuente. Se dió preferencia al sistema de bombeo hidráulico jet, sobre el tipo pistón porque éste es relativamente afectado por la producción de gas o fluidos producidos sucios. Como no tienen partes móviles el bombeo jet requiere poco mantenimiento y además el servicio es económico. El término de bomba libre es aplicado a aquellas bombas que pueden ser circuladas hacia el fondo y recuperadas a la superficie hidráulicamente, eliminando la necesidad de recuperarla junto con la tubería.

El tiempo requerido para recuperar una bomba fue normalmente de 18 minutos, con 30 minutos para cambio de bomba, y otros 18 minutos en introducir la bomba hacia el fondo del pozo, para iniciar de nuevo la producción.

En la Fig. 32 se muestra una instalación de bomba (tipo libre) con tuberías paralelas.

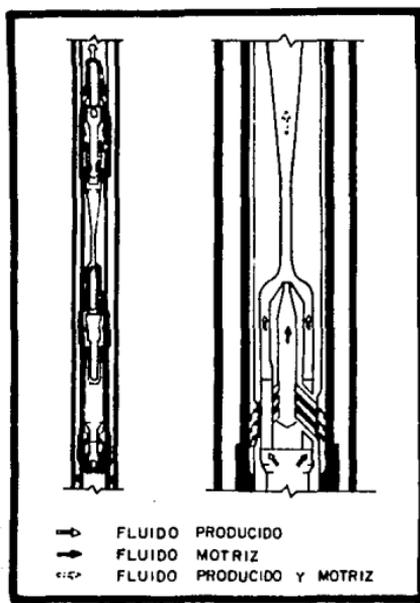
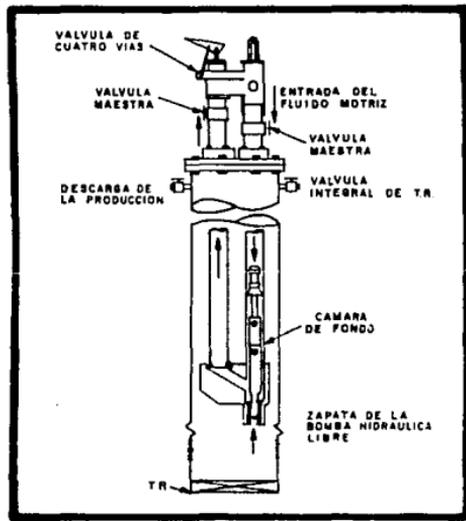


FIG. 31 LAS BOMBAS HIDRAULICAS JET DENTRO DEL POZO, USADAS EN UNA INSTALACION PARALELA SON DEL TIPO LIBRE. ESTAS SON RELATIVAMENTE INAFECTADAS POR PRODUCCION DE GAS O FLUIDOS DE POTENCIA SUCIOS.

FIG. 32 EQUIPO SUBSUPERFICIAL USADO EN EL SISTEMA DE BOMBEO JET, INCLUYENDO UNA VALVULA DE PIE Y LA BOMBA ENSAMBLADA EN EL FONDO. LA VALVULA DE PIE PUEDE SER RECUPERADA CON EQUIPO DE LINEA DE ACERO, CUANDO LA BOMBA ES EXTRAIDA DEL POZO.



Limpiando la tubería de producción cuando esta es corrida y probando las juntas a presión se previenen extracciones - costosas del aparejo por fugas al estar operando el pozo.

Las bombas fueron instaladas en rangos de profundidades de 2374 a 2960 pies.

El equipo subsuperficial consiste de válvulas de pie, - cámara de fondo y la bomba. La válvula de pie puede ser recuperada usando herramientas o equipos de línea de acero, mientras la bomba se encuentre en la superficie.

La combinación tobera/cámara en la cual la cámara tenga el mismo número que el de la tobera siempre dará la misma relación de área (0.380) la cual es llamada relación de bombeo A. Así mismo para combinaciones tobera/cámara para juegos de cámara más grandes, con una tobera dada, darán las relaciones de bombeo B, C, D y E.

Por ejemplo, una combinación tobera/cámara # 10 con una relación de bombeo B significa que el tamaño de la tobera # 10 es 0.0212 pg^2 y la cámara para dicha relación es 0.0715 pg^2 .

Los fabricantes de bombas (en este caso la National) - también proporcionan tablas para áreas anulares de cámara de -- mezclado (pg^2), estas pueden ser usadas para seleccionar la bomba adecuada que elimine el problema de la cavitación (ver WOLL-OIL noviembre de 1983 pág. 56).

EQUIPO SUPERFICIAL

Este equipo se muestra en la Fig. 33, consiste de una bomba triplex, desarenador ciclónico, bomba de carga, separador medidores de flujo, válvulas y tuberías. Las bombas triplex fue

ron equipadas con émbolos de 1 3/4 pg. La presión de inyección-requerida es controlada a través de una válvula de contrapresión localizada en la descarga de la bomba triplex. El volumen de fluido motriz inyectado es cuantificado a través de un medidor de flujo de desplazamiento positivo instalado en la tubería de inyección la cual está localizada entre la bomba triplex -- y el cabezal del pozo.

CONSIDERACIONES DE DISEÑO.

Las bombas jet operan bajo el principio de Venturi (Fig. 34). El fluido motriz a alta presión entra en la tobera de la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad -- del fluido motriz. Esta reducción de la presión hace que el -- fluido producido se introduzca en la cámara y se mezcle con el fluido motriz. En el difusor la energía en forma de alta velocidad es convertida en una alta presión suficiente para bombear el gasto de fluido total (fluido motriz y fluido producido) a -- la superficie.

En el diseño de la bomba jet, se requieren los siguientes datos: profundidad de colocación de la bomba, profundidad interior del pozo, diámetro de la tubería de inyección (fluido-motriz), diámetro de la tubería de revestimiento o diámetro de la tubería de producción (fluido producido), presión en la cabeza del pozo, gradiente (fluido motriz), gradiente (fluido producido), RGA, gasto deseado, porcentaje de agua, registro de presión de fondo fluyendo índice de productividad y viscosidad del aceite.

OPERACION DEL EQUIPO

En octubre de 1983 fue instalada la primera bomba jet -- en el pozo SK-6 y comenzó a operar y a finales del mismo año fueron instaladas cuatro bombas más. Los otros dos pozos fueron equipados con bombas jet, pero, debido a los problemas mecáni --

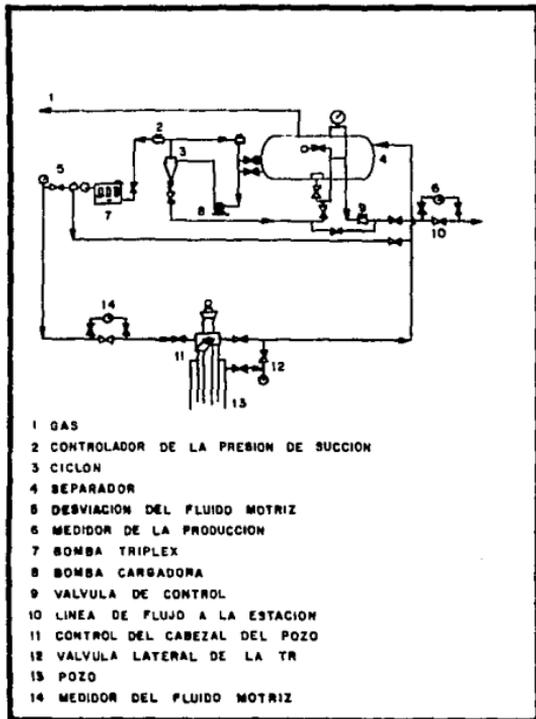
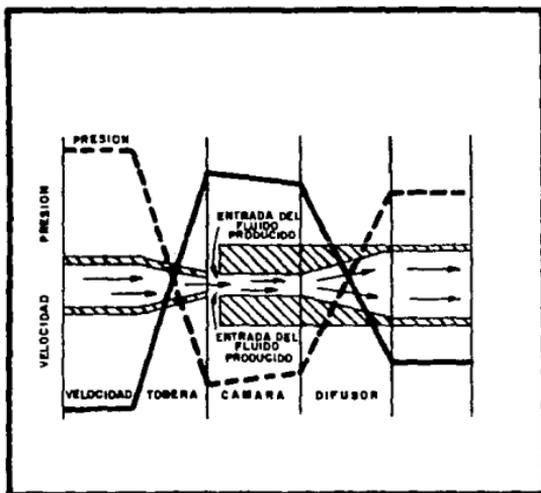


FIG. 33 EQUIPO DE SUPERFICIE USADO EN EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO, INCLUYE, UNA BOMBA TRIPLEX, MOTOR, CICLON, BOMBA DE CARGA, TANQUE DE FLUIDO, MANOMETROS, VALVULAS Y TUBERIAS.

FIG. 34 COMPORTAMIENTO DE LA VELOCIDAD Y LA PRESION EN UNA BOMBA JET.



cos del pozo, fueron puestos en operación hasta marzo de 1984.

En la Tabla 9, se muestra el comportamiento del pozo - antes y después de la instalación de las bombas jet. La producción de agua, para el pozo SK-2 y ESK-2 comenzó a incrementarse lentamente después que las bombas fueron instaladas. Estos pozos habrían muerto (como el SK-6), si las bombas no hubieran sido instaladas.

La Tabla 10 muestra el comportamiento de la producción de los pozos en términos de la producción real contra la calculada (usando una calculadora HP-41CV).

Debe notarse que la producción real continuó incrementándose con el tiempo ya que los pozos presentaron una declinación en la producción mucho menor, comparada con los pozos fluyentes.

POZO SK-6

El 6 de octubre de 1983 se inició el bombeo jet con una combinación tobera/cámara # 10 con una relación de bombeo B. -- El 17 de octubre se cerró, debido a su baja producción (30 a 40 blo/día). El 22 de octubre la bomba Jet fue recuperada y encontrándose con residuos de cable enrollados, se retiraron los residuos de cable y se reinstaló la bomba en el pozo quedando nuevamente en producción el 28 de octubre. En el mes de mayo -- de 1984 fue extraída la bomba debido al decremento de la producción de aciete. La válvula de pie y el niple de asiento en la cámara de fondo fueron cambiados empleando la unidad de línea -- de acero, el niple de asiento se dañó lo cual ocasionó -- fuga en el sistema. Los orificios de la bomba se encontraban -- parcialmente obturados. La bomba fue reparada en el taller e introducida nuevamente en el pozo. Del 27 de mayo al 4 de junio de 1984 se realizó la medición de la presión de fondo fluyendo--

TABLA 9

COMPORTAMIENTO DEL POZO ANTES Y DESPUES DE INSTALADA LA BOMBA JET

Pozo	A n t e s			D e s p u e s		
	bl/día	lto/día	% agua	bl/día	lto/día	% agua
SK-2	600	500	15	360	240	30
SK-4(muerto)	0	0	0	750	750	0
SK-6(muerto)	0	0	0	340	170	50
SK-11	400	400	0	500	500	0
ESK-1	900	780	13	700	600	15
ESK-2	600	<u>590</u>	2	650	<u>450</u>	27
		2,270			2,710	

TABLA 10

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION, LA REAL CONTRA LA CALCULADA

Pozo	Calculada bl/día	Combinación tobera	Real bl/día	Desviación %
SK-2 direccional	848	6b	1,029	+ 18
SK-4 vertical	1,494	9c	1,200	- 20
SK-6 vertical	1,259	10b	1,184	- 6
SK-11 vertical	1,500	10c	1,416	- 6
ESK-1 vertical	1,497	11b	1,440	- 3
ESK-2 direccional	<u>851</u>	10d	<u>831</u>	- 2
	7,449		7,100	

con un registrador de presión acoplado a la bomba mientras el pozo se encontraba produciendo. Se observó en la combinación tobera/cámara de la bomba operante un desgaste excesivo debido a la producción de sólidos de la formación. El análisis de las gráficas del registrador de presión así como los resultados obtenidos de un programa de cómputo que obtuvo que la combinación adecuada de tobera/cámara, era la # 10 con una relación de bombeo B, para las condiciones existentes en el pozo. La producción bruta durante ese tiempo fue de 476 bl/día con una producción neta de 258 bl./día. La producción inicial fue de 426 bl/día con una producción neta de 138 blo/día.

COMENTARIO

En agosto de 1983 fue puesto a producción con un gasto aproximado de 50 blo/día con 90% de agua, pero poco después murió, por lo cual se instaló la bomba jet triplicando la producción. Y el problema más frecuente fue la obturación parcial de los orificios de la bomba.

POZO ESK-2

El 25 de octubre de 1983 inicio el bombeo jet con una combinación tobera/cámara # 10 con una relación de bombeo D. Antes de instalar la bomba jet la producción fue de 600 bl./día con 2% de agua. Después de instalada la bomba la producción fue de 550 a 610 blo/día con un porcentaje de agua de 13 a 14%.

Del 27 de mayo al 4 de junio de 1984 se midió la presión de fondo fluyendo con un registrador de presión acoplado a la bomba. La bomba operante en el pozo fue recuperada y una nueva bomba con la misma combinación tobera/cámara # 10 con una relación de bombeo D fue colocada en el pozo junto con una válvula de pie y un nuevo niple de asiento en la cámara de fondo. La producción fue de 250 blo/día con 56% de agua.

Al recuperar la primera bomba se encontró que estaba obturada con arena y lodo. El difusor estaba desgastado, la malla que se encuentra en la entrada de los fluidos producidos a la bomba jet estaba dañada por lo que la combinación tobera/cámara estaba desgastada y además la válvula de 4-vías también -- se encontraba obturada con arena y lodo. La válvula de pie el niple de asiento en la cámara fueron lavadas.

Después de seleccionar la combinación tobera/cámara utilizando un programa de computo se decidió instalar una bomba -- con una combinación tobera/cámara #11 con una relación de bombeo C junto con un registrador de presión la cual fue introducida al pozo. Después de haber estado en el pozo durante 48 horas, fué recuperada y se analizaron las gráficas del registrador. El gasto de producción para esta bomba fue de 390 bl/día con 8% de agua. El registrador de presión fue quitado y de -- nuevo se introdujo la bomba al pozo. Además los resultados indicaron que con esta combinación de tobera /cámara, ocurrirá la cavitación, siendo la combinación tobera/cámara # 8 con una relación de bombeo B la adecuada. La bomba fue recuperada nueva -- mente instalándose una combinación tobera/cámara # 8 con una relación de bombeo B y la bomba fue colocada en el fondo una vez más. Los resultados obtenidos fueron de un gasto de producción de 514 bl/día (Fig. 35). Teniendo en junio un gasto producción de 444 bl/día con un 30% de agua y en julio un gasto de producción de 450 bl/día con un 27% de agua.

COMENTARIO:

El pozo ESK-2 estuvo produciendo aproximadamente 600 bl/día con 0% de agua antes de la instalación de la bomba. Después de instalada la bomba, la producción subió a 900 bl/día con 0% de agua, pero luego declinó a un rango de 300 a 400 bl./día, durante el tiempo en que se registró la presión de fondo fluyendo esto fue en mayo y junio de 1984. La producción posteriormente fué de 400 bl./día más. El pozo en este caso estaba relativamen

te limpio comparado con el pozo SK-6. No hubo fragmentos de -- hule o estopas, pero la producción de sólidos de la formación -- fue el problema .

POZO ESK-1

El 31 de octubre de 1983 se inició la producción con la instalación de una bomba jet, la cual tenía una combinación tobera/cámara # 11 con una relación de bombeo B. El gasto de producción antes de instalar la bomba jet fue de 900 bl./día con 13% de agua. La producción después de instalada la bomba jet fue aproximadamente de 550 bl./día con 13% de agua. Después en el mes de abril la producción declinó a 383 bl./día con 16% de agua y en el mes de mayo declinó a 173 blo / día con 0.5% de agua.

En los meses de mayo y junio se registró la presión de fondo fluyendo con un registrador de presión acoplado a la bomba. La bomba operante fue recuperada y el registrador de presión acoplado a la bomba . , teniendo la bomba una combinación tobera/cámara # 11 con una relación de bombeo B. La bomba operante fue revisada y se encontró limpia de arena o desechos. El gasto de producción con la nueva bomba fue aproximadamente de 300 bl./día con 8% de agua. Los resultados obtenidos con el programa de computo indicaron que una combinación tobera /cámara # 10 con una relación de bombeo B sería la más adecuada. Después de colocar dicha combinación tobera/cámara en la bomba la producción fue de 378 blo/día con 2.6% de agua.

COMENTARIO.

El pozo ESK-1 tenía un gasto de producción de 900 blo/- día con 5% de agua antes de instalar la bomba jet y el gasto no se incrementó con la instalación de la bomba jet. El gasto de producción en julio fue de 600 blo/día con 15% de agua. Basados en el comportamiento de los demás pozos, la producción en el pozo ESK-1 probablemente habría muerto sin la instalación de la bomba.

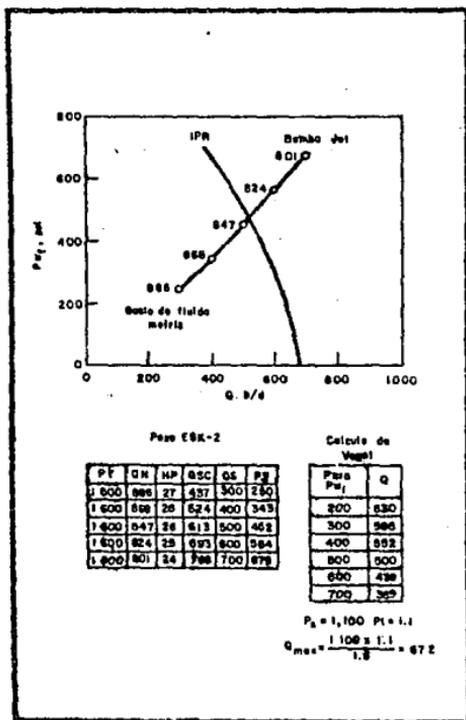


FIG. 35 GRAFICA DE RESULTADOS DEL CALCULO DEL EJEMPLO HECHO PARA EL POZO ESK-2.

POZO SK-II

En noviembre de 1983 se inició la producción en este -- pozo con una bomba jet, la cual tenía una combinación tobera/cámaras # 10 con una relación de bombeo C. La producción antes de instalar la bomba fue aproximadamente de 400 bl./día con 0% de agua. La producción después de instalada la bomba jet fue de -- 550 a 600 blo/día con 0% de agua, pero en el mes de mayo de -- 1984 la producción delinó a un rango de 250 a 300 blo/día con 0% de agua.

En los meses de mayo y junio de 1984 se registró la presión de fondo fluyendo con un registrador de presión acoplado a la bomba. La bomba operante fue recuperada y reemplazada con -- una combinación tobera/cámara # 10 con una relación de bombeo C. La bomba operante no podía pasar a través del cabezal del pozo -- por lo cual se hicieron varios intentos hasta que finalmente -- se recuperó. El empaque superior de la bomba fue destruido pero se tenía un nuevo empaque. La bomba operante se encontraba tapada con estopas. El gasto de producción con la nueva bomba -- fue aproximadamente de 150 blo/día y 0% de agua. Cuando la bomba fue recuperada la plumilla del registrador se encontraba defectuosa, por lo tanto la gráfica no fue representativa. Por lo cual se reparó la plumilla y de nuevo se introdujo el registrador con la bomba, la cual tenía una combinación tobera/cámara -- # 10 con una relación de bombeo C.

El gasto de producción fue nuevamente de 250 blo/día de acuerdo con los resultados obtenidos con el programa de computo. La bomba fue recuperada, se cambiaron la válvula de pie y el -- asiento de la bomba y nuevamente se introdujeron al pozo. El -- gasto de producción. Fue otra vez de aproximadamente 250 blo/ -- día con 0% de agua.

COMENTARIO

La producción del pozo SK-II antes de instalar la bomba jet era de aproximadamente 400 blo/día con 0% de agua, pero fue declinando rápidamente. La instalación de la bomba ayudó a mantener un alto gasto de producción durante algún tiempo. Como la producción no se incrementó de acuerdo a los resultados obtenidos con el programa de computo, lo cual hizo que se pensara en que el pozo estuviera dañado.

En julio se incrementó la producción a 500 blo/día con 0% de agua, después la presión en la T.R. se redujo de 260 lb/pg² a 160 lb/pg² en un esfuerzo para incrementar el flujo del yacimiento al pozo. Entonces vino a ser obvio que la producción decreció debido al abatimiento de la presión del yacimiento y no al daño en la vecindad del pozo.

POZO SK-4

A este pozo tenía que habersele implantado la bomba jet en noviembre de 1983, pero debido a problemas en el fondo no fue posible implantarle el bombeo hasta el mes de marzo de 1984. Fue puesto en producción en septiembre de 1983 después de que se instaló la cámara de fondo (sin bomba) en el pozo pero éste no fluyó. Después de limpiar el pozo, este fluyó a un gasto de 805 blo/día con 0% de agua. En el mes de noviembre del mismo año este gasto disminuyó a 635 blo/día y posteriormente a menos de 200 blo/día, hasta que la bomba subsuperficial pudo ser instalada con la combinación de tobera/cámara # 9 con una relación de bombeo C, pero debido a una fuga en la sarta de producción el sistema no tenía presión esto impidió que éste no operara.-- Se hicieron intentos para recuperar la bomba pero estos fracasaron.

Se utilizó una unidad de línea de acero para pescar la-

bomba y la válvula de pie. Se considera que el pescante no asentó apropiadamente en el cuello de pesca de la bomba; se intentó poner el pozo a producción, pero no fue posible. En diciembre, se inició un programa donde se introdujo un sello de plomo con la unidad de línea de acero y se colocaron tapones en las tuberías de inyección y retorno para realizar pruebas de fuga en las juntas. La impresión en el sello de plomo mostró que el pescante no quedaba en el centro del cuello de la bomba. La dificultad en manejar el pescante condujo a que se forzara el cuello de la bomba. Las pruebas de presión en las juntas de las sargas, indicaron que estas no tenían fugas. Se concluyó que era necesario extraer la sarga de tuberías para poder recuperar la bomba y al mismo tiempo la presión de fondo fluyendo fue reestablecida y el pozo pudo fluir de nuevo con un gasto de 226 blo/día con 0% de agua. En enero el gasto fue de 396 blo/día con 0% de agua, pero la producción del pozo continuó declinando. En el mes de marzo se introdujo una nueva herramienta obturadora de fondo manejada con línea de acero, con lo que se evitó la fuga existente en el sistema del pozo, y el sistema de bombeo jet comenzó a operar. Inicialmente la producción fue de 654 blo/día, de 564 blo/día en el mes de abril, 487 blo/día en el mes de mayo, 700 blo/día en el mes de junio y 750 blo/día en el mes de julio, todos los gastos con 0% de agua.

POZO SK-2

La producción con el bombeo jet inició en el mes de marzo con una combinación tobera/cámara # 6 con una relación de bombeo B. Este pozo había sido puesto en producción en noviembre de 1983, pero debido a problemas en el fondo del pozo no pudo ser bombeado sino hasta marzo de 1984.

En septiembre de 1983, antes de la instalación de la bomba, la formación superior estuvo produciendo 413 blo/día con 0% de agua, y la formación inferior estuvo produciendo 175 blo/día con 60% de agua.

En octubre se llevó a cabo un programa para instalar la bomba jet. La producción al final de octubre fue de 600 blo/día con 15% de agua, con el pozo fluyendo y la cámara de fondo (sin bomba) instalada en el fondo del pozo. En noviembre la válvula de pie y la bomba jet fueron introducidas al pozo y el sistema fue probado a presión, pero la prueba de presión requerida no pudo ser alcanzada debido a una fuga. Las indicaciones fueron que el gancho de pesca no estaba debidamente asentado en el cuello del pescado. Este fue el mismo problema experimentado en el SK-4. La producción en el mes de diciembre fue de 465 blo/día con 12% de agua, en el mes de enero fue de 273 blo/día con 27% de agua. Y en el mes de marzo fue de 161 blo/día con 15% de agua en febrero con el pozo cabeceando. En marzo, una herramienta obturadora de fondo con línea de acero fue colocada en la tubería de retorno para sellar la fuga. El sistema de bombeo jet fue puesto en operación con un gasto de 250 blo/día y 30% de agua. La producción fue de 240 blo/día con 29% de agua en junio y de 240 blo/día con 30% de agua en julio.

OPERACION Y MANTENIMIENTO.

En la Tabla 11 se presentan ejemplos de la información reportada diariamente por el personal de campo en cada pozo.

Para este tipo de información, los supervisores de campo fueron capaces de determinar cualquier mal funcionamiento -- ocurrido durante las operaciones directas del campo para realizar los ajustes necesarios.

La bomba jet, es un sistema artificial de producción -- apropiado para los pozos localizados en sitios lejanos sin gas para el bombeo neumático, o energía eléctrica, o donde las unidades de servicios a pozos no están disponibles. Los sistemas con bombeo hidráulico tipo jet son de mantenimiento relativamente barato una vez instalado y operando apropiadamente. Y mientras ocurren problemas en las bombas se les puede dar servicio-

TABLA 11

INFORMACION REPORTADA POR EL PERSONAL DE CAMPO

Pozo	BOMBA TRIPLEX SUCC/DESC lb/pg ²	PRESION EN EL RECIPIENTE DE FLUIDO MOTRIZ lb/pg ²	PRESION EN LA LINEA DE FLUJO lb/pg ²	FLUIDO MOTRIZ bl/dia	MOTOR rpm	BOMBA TRIPLEX rpm
SK-2	38/2,025	40	18	1,029	959	264
SK-4	60/2,005	55	57	1,200	1,686	465
SK-6	42/2,025	44	30	1,184	1,417	392
SK-11	49/2,000	36	16	1,416	1,685	467
SK-1	50/2,025	42	20	1,440	1,698	466
ESK-2	52/1,600	50	40	831	975	265

facilmente recuperando la bomba (tobera-difusor) y regresandola al fondo una vez realizado el mantenimiento. Las válvulas de pie -- son recuperadas con unidades de línea de acero. La propia disciplina y la experiencia de buenas operaciones, conducen a comprender mejor el comportamiento y mantenimiento de las bombas -- jet por el personal de campo.

III.2 SISTEMA UNICO DE BOMBEO HIDRAULICO

INTRODUCCION

La división Lafayette de la Continental Oil Company - tiene en operación dos instalaciones de bombeo hidráulico las - cuales incorporaron una nueva bomba hidráulica venturi y un siste - ma limpiador de fluido motriz, para ser llamada unidad "POCS" * - (siglas de Power Oil Centrifugal Separation). Para tenerlo pre - sente estas fueron dos de las primeras en usar esta combinación - en la industria y las primeras instalaciones diseñadas especial - mente para usar una bomba jet. (13)

Los dos sistemas sencillos fueron instalados en pozos - que se encuentran terminados a la profundidad de la formación - Smackover en Mississippi. Los dos pozos, la unidad 5-5 No. 1 en - el oeste del campo Nancy, condado Clarke, Mississippi y el C.G. - Henderson No. 1 en el este del campo Barber Creek, condado Scott Mississippi, aprovecharon la capacidad e impusieron limitaciones restringiendo el uso de los demás sistemas artificiales de pro - ducción. Las producciones potenciales de los dos pozos son muy - diferentes. (Ver la Tabla 12 para datos del pozo).

Desde el inicio, ocurrieron algunos problemas operacio - nales, pero estos han sido corregidos a través de reparaciones - menores del equipo. Ambas instalaciones fueron terminadas al -- principio de 1972 y han operado relativamente sin problemas. Los mayores problemas experimentados con ambas instalaciones fueron - numerosas fallas de energía eléctrica durante los primeros 2 1/2 meses y cambios en el comportamiento del yacimiento C.G., y Hen - derson No. 1.

En mayo de 1972 la primera instalación se llevó a cabo - en el pozo Unidad 5-5 No. 1. Este pozo está produciendo normal - mente a su capacidad de 400 blo/día con 0% de agua y con una - RGA de 876 pie³/bl. Esta producción es bombeada con 1100 bl/día - de aceite motriz a una presión de inyección de 2400 lb/pg². Des - * unidad de separación centrífuga uel aceite motriz.

pués de la terminación del Sistema el pozo fue probado para -- gastos arriba de 1000 blo/día.

En junio de 1972 una segunda bomba jet y unidad "POCS"-- fueron instalados en el pozo C.G. Henderson No. 1 una vez instalados. Este pozo produjo 231 blo/día y 10 blw/día con una RGA de 583 pie³/bl. Para producir a este gasto este pozo re -- requirió 1700 bl/día de aceite motriz a una presión de inyección de 4300 lb/pg².

En diciembre de 1972, el fabricante de las bombas reportó que estas fueron las más profundas y la tercera bomba Je -- más profunda puesta en servicio, en el mundo.

Un tercer sistema de este tipo fue instalado durante - junio de 1973, con la bomba Jet colocada a 14,987 pies. Esta instalación, la cual está funcionando satisfactoriamente no -- será discutido debido a la falta de datos de operación.

La combinación de la unidad "POCS" y la bomba Jet ha -- dado como resultado bajos costos de operación para cada uno de -- estos proyectos de bombeo hidráulico en pozos sencillos. Se -- estima un ahorro de \$25,000 por instalación del equipo compara -- da con los costos para instalar una bomba hidráulica convencio -- nal con un mayor tanque de fluido motriz para remover los sólidos (Similar a la instalación de la continental en el West P -- achuta Creek). La mayoría del ahorro fue realizado directamente por el uso de la unidad "POCS", pero el uso de estas unidades -- fue hecha posible por las bombas jet.

OPERACION DEL EQUIPO DE FONDO

La bomba jet opera bajo el principio de Venturi. El -- fluido motriz a alta presión entra en la tobera de la bomba, -- la velocidad de la corriente se incrementa así como la alta -- presión disminuye. Como la alta velocidad de la corriente a --

TABLA 12
INFORMACION DEL POZO

CAMPO	East Barber Creek	West Nancy
POZO	C.G. Henderson # 1	Unidad 5-5 # 1
FORMACION	Dolomita Smackover	Caliza Smackover
PERFORACIONES	14,820 - 14,830 pie	13,832 - 13,841 pie
T.P.	5 1/2 pg	7 pg
T.P.	2 3/8 pg	2 7/8 pg
T.P.	14,750 pie	13,700 pie

DENSIDAD DEL ACEITE	40.4 °API	40.3 °API
PRODUCCION	500 blo/día	400 blo/día

INFORMACION DE LA PRESION

POZO	Henderson # 1	Unidad 5-5 # 1
Presión de fondo estática;		
Fecha	Jul./1971	Feb./1972
Presión (lb/pg ²):	5920	4081
Presión de fondo fluyendo		
Fecha	Jun/1972	May/1972
Presión (lb/pg ²):	1197	3100
Gasto de producción	75bl/día	900 bl/día

PRUEBAS RECIENTES DEL POZO

POZO	Henderson # 1		Unidad 5-5- # 1	
Fecha	11/72	6/73	11/72	6/73
Aceite (bl/día)	195	165	407	405
Agua (bl/día)	9	7	0	0
RGA (pie ³ g/blo)	583	654	876	860
Gasto aceite motriz (blopg/día)	1700	1600	1050	1150
Presión aceite motriz (lb/pg ²)	4300	4000	2400	2900

a chorro pasa a la entrada del fluido producido, la caída de presión a través de la tobera crea una área de baja presión -- lo cual causa que los fluidos producidos entren en la corriente a chorro. En la cámara del mezclado, el fluido producido es acelerado a la velocidad del fluido motriz. Cuando los fluidos dejan la cámara de mezclado, entran en una zona que va aumentando su área transversal llamada difusor. En el difusor, la energía en forma de velocidad es reconvertida a una alta presión suficiente para bombear la corriente total de fluido a la superficie.

Las reparaciones requeridas en las bombas jet durante los primeros 14 meses de servicio fueron como sigue:

INSTALACION	TIEMPO	RAZONES DE REPARACION
Henderson No. 1	5 meses	Cámara con pequeñas cavidades.
Henderson No. 1	9 meses	Sellos dañados y con fuga.
Unidad 5-5 No. 1	11 meses	Tapones de fondo y tobera erosionada.
Henderson No. 1	13 meses	Tobera obturada con sales.

La cámara de mezclado en la bomba del Henderson No. 1 fue reemplazada después de que el gasto de producción declinó fuertemente y la cámara fue encontrada con pequeñas cavidades. Las altas velocidades y/o bajas presiones absolutas en la cámara de mezclado pueden causar esta falla, CAVITACION, de las paredes de la cámara. El rango de operación en el que ocurre este fenómeno es llamada la zona de cavitación. Los cálculos de los fabricantes indican, que la Henderson No. 1 deberá operar cerca pero fuera de la zona de cavitación. Esta falla se creyó fue causada por fluctuaciones temporales en la ya baja presión de fondo fluyendo. Esto resultó en condiciones favorables para la cavitación.

El costo inicial de unabomba Jet de 2 pg y el equipo de fondo es aproximadamente de \$900 menor que el costo de un equipo de bombeo hidráulico convencional.

Hay dos diferentes configuraciones de la bomba Jet; el tipo "A" y el tipo "B". En el tipo "A", el fluido de la formación primero entra en la cámara de fondo de la bomba. Después pasa a través de la cámara de la bomba, los fluidos producidos son transmitidos a través del orificio en la pared de la bomba al área de la descarga de la tobera. En esta área, la producción está entrando con el aceite motriz y ambos son descargados a través de los orificios en el ensamble de fondo dentro del espacio anular.

En la bomba tipo "B" la producción entre primero a la cámara de la bomba, pero, en vez de fluir dentro de la bomba pasa a través de los orificios en el área exterior de la bomba (entre la bomba y la tubería). El fluido fluye en el espacio anular y vuelve a entrar a la bomba por el área de descarga de la tobera donde es recogido como en el tipo "A". La tipo "B" no es la bomba preferida para usar debido a algunos sellos mecánicos adicionales, usados para sellar el área anular. Esto debe funcionar apropiadamente para la operación de la bomba, la "B" es menos durable.

El factor limitante para el uso de la bomba tipo "A" es que no puede usar una combinación tobera-cámara de mezclado más grande que la tipo "B". Por ejemplo:

Una bomba Jet tipo "A" de 2 pg no puede aceptar una combinación mayor de la #7 mientras que una bomba Jet tipo "B" de 2 pg puede utilizar hasta una combinación #9. Las combinaciones tobera cámara son numeradas por el fabricante en el aumento de tamaño desde 2 a 11.

Las bombas Jet en las instalaciones Continental tienen combinaciones tobera-cámara #8. La bomba en el pozo Unidad

5-5 No. 1 es un modelo tipo "A" de 2 1/2 pg. Fue necesario --- usar un modelo tipo "B" de 2 pg en el C.G. Henderson No. 1 para utilizar la sarta de tubería existente y una combinación #8 No se han experimentado problemas con el diseño de la bomba.

Otra ventaja de la bomba Jet es su habilidad para operar en pozos con alta relación gas-líquido. Esto fue importante dado que los pozos C.G. Henderson No. 1 y la unidad 5-5 No. 1 tienen altas relaciones gas-líquido; 583 y 876 pie³/bl, respectivamente; causando una baja eficiencia en las bombas hidráulicas convencionales. Los cambios de energía que toman lugar en la tobera y en el difusor de la bomba Jet son cambiados en energía de momento. Esto causa a la bomba Jet a ser más sensible a la masa del fluido producido que el volumen. Si los fluidos son gases o líquidos se harán mínimas modificaciones a la bomba. En pozos petroleros con alta RGA, hasta cierto punto, puede realmente ayudar a la operación de la bomba para aligerar la columna hidrostática.

La bomba Jet puede normalmente ser instalada como una bomba libre para T.R. requiriendo solamente una sarta de tubería. Esto fue importante para la instalación Henderson No. 1 donde la T.R. de 5 1/2 limitó el uso de tubería.

Una instalación de bomba "libre" fue considerada para ser conveniente en cada uno de los pozos en Mississippi debido al ácido Sulfhídrico producido. Las bombas "libres" son aquellas que pueden ser circuladas al fondo y recuperadas a la superficie hidráulicamente eliminando la necesidad de sacarla -- junto con la sarta de tubería del pozo para darle servicio a la bomba, también, se redujo el riesgo de exponer al personal y al equipo a los peligros del ácido sulfhídrico. De acuerdo a la información de los fabricantes, una regla manual para la instalación de estas bombas Jet es el requerimiento que la bomba debe tener el equivalente de un 25% de sumergencia, esto es, una bomba colocada a 12,000 pies debe tener una presión de

entrada equivalente a 3,000 pies de fluido. Por esta razón las cámaras de fondo fueron diseñadas para aceptar fácilmente una bomba tipo pistón convencional. Cuando las presiones de fondo fluyendo caen abajo de los límites prácticos de las bombas Jet, estas pueden ser reemplazadas por bombas hidráulicas convencionales y sólo modificaciones necesarias pueden entonces ser hechas a las instalaciones tratadas.

Las pruebas de presión de fondo fluyendo efectuadas durante el comienzo de cada pozo indicaron que la bomba puede dar una presión de fondo menor que el 25% de sumergencia, pero como lo indica el fabricante, la cavitación de la cámara es entonces un peligro. El 22 de mayo de 1972, después de aproximadamente una semana de intentar bombear el pozo Unidad 5-5 No. 1 sin resultados; la presión de fondo fue registrada con el registrador de presión acoplado a la bomba jet. En el registro de presión, Fig. 36, se observó que las perforaciones de la T.R. de explotación podrían estar obturados hasta reducir la presión de fondo fluyendo a 328 lb/pg^2 . Se esperaba la formación de material asfáltico en las perforaciones. Se removió el material asfáltico de las perforaciones y el pozo produjo un gasto de 900 blo/día con una presión de fondo fluyendo de 3200 lb/pg^2 . Una presión de entrada de 1210 lb/pg^2 sería equivalente al 25% de sumergencia de la bomba.

La presión registrada en la entrada de la bomba en el Henderson No. 1 durante los primeros días de operación, en junio de 1972, mostró que la bomba redujo la presión a 1125 lb/pg^2 . En este pozo una presión de entrada de 1360 lb/pg^2 sería equivalente a 25% de la sumergencia de la bomba.

El comportamiento de las bombas Jet instaladas por la Continental han estado razonablemente cerca de las producciones calculadas originalmente.

INSTALACION	CONDICIONES		PRODUCCION	PRODUCCION
	ACTUALES		ESPERADA	REAL
	blom/día	lb/pg ²	bl/día	bl/día
Henderson No.1	1700	4300	180	204
Unidad 5-5				
No. 1	1100	2400	505	407

Estas predicciones no reflejaron ningún efecto del gas producido.

Las bombas Jet genealmente requieren más potencia de las bombas triplex y capacidad que las bombas hidráulicas convencionales, debido a que son menos eficientes. Normalmente se espera una eficiencia máxima de la tobera/cámara/difusor del 32%. En condiciones actuales, la Henderson No. 1 está operando a una eficiencia del 14.4% mientras la Unidad 5-5- No. 1 la cual está recibiendo considerable ayuda del fondo, tiene una eficiencia del 36.4%.

El consumo de energía eléctrica es mayor para un sistema de bombeo Jet que en un sistema de bombeo tipo pistón debido a a los mayores requerimientos de potencia de la bomba triplex. Pero, el sistema Jet funciona con pocas reparaciones y bajos costos de tratamiento. Estos ahorros son un resultado de menores requerimientos en la calidad del fluido motriz y el subsecuente uso de un pequeño tratador de calor.

Basado en la experiencia de la Continental y de otros operadores en Mississippi, se consideró limpiar al fluido motriz, el fluido motriz libre de sólidos es la solución para un bajo mantenimiento de la bomba cuando opera con las bombas hidráulicas tipo pistón. En un campo de Mississippi donde aceite de la formación Smackover está siendo bombeado hidráulicamente, el operador hace pequeños esfuerzos para suministrar fluido motriz limpio. En enero de 1973 los análisis indicaron 3132 mg/l de sólidos mayores de 15 micrones. Como un resulta-

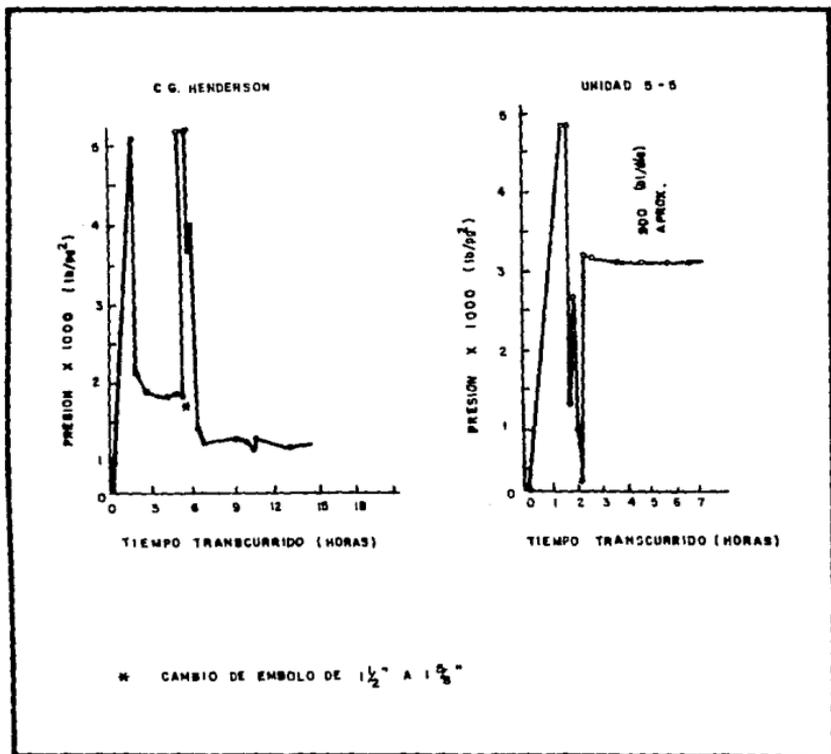


FIG. 36 PRESIONES DE FONDO FLUYENDO CON LA BOMBA JET

do, la vida promedio de estas bombas fue menos de un mes. Con bombas de doble motor el promedio de vida de bomba ha sido de 6 a 7 meses.

Una de las ventajas más importantes de la bomba Jet es su habilidad para tolerar fluido motriz de baja calidad, agua o aceite. La calidad del fluido motriz es restringida por la tolerancia de la bomba triplex, en vez de la tolerancia de la bomba de fondo. Esto facilitó a que el costo de instalación -- se redujera por la utilización de un nuevo y más económico sistema de limpieza del fluido. También los costos de tratamiento del fluido motriz deberán reducirse durante la vida del -- proyecto por la menor rigidez en la calidad del fluido motriz.

INSTALACIONES SUPERFICIALES

El corazón de las instalaciones superficiales y la mejora que resultó directamente en mucho del ahorro en las dos instalaciones es la unidad "POCS". Esta unidad utiliza una centrífuga para limpiar el fluido motriz y hace posible el uso de pequeños tratadores tomando al fluido motriz corriente arriba del tratador, en vez de reciclar al fluido motriz a través del tratador como en un sistema convencional. Esto consiste básicamente de un cargador de presión de 240 lb/pg² de 15 pg x 8 pies o recipiente igualador de cabeceo y un separador trifásico de fluido motriz de 125 lb/pg² de 42 pg x 10 pies con un desarenador ciclónico.

La corriente total del pozo (producción y fluido motriz) entra a la unidad a través de un difusor al final del recipiente igualador de cabeceo. Más abajo, la cámara igualadora de cabeceo es necesaria para mantener una presión de carga constante para la operación más eficiente del desarenador ciclónico y para proteger la unidad del golpeteo por el cabeceo del gas. En ambas instalaciones, este recipiente es operado a 120 lb/pg² aproximadamente. Gas y/o líquido en exceso de 120 lb/pg² es dirigido a través de un controlador de contrapresión

en la línea de flujo al tratador. No hay controles de nivel - en este recipiente cargador, los fluidos remanentes del pozo - a 120 lb/pg² dejan el recipiente como lo permitan las presio - nes corriente abajo.

Después de dejar el recipiente igualador de cabeceo, -- el fluido entra al corazón de la unidad, a un desarenador ci - clónica de 4pg donde los sólidos más pesados son separados. El flujo abajo (sólidos mantenidos en el fluido) es descargado a través de una válvula de estrangulación de la línea de flujo - al tratador. El fluido limpio va a la succión superior de la centrífuga en el separador del fluido motriz. Estos desarena - dores ciclónicos son diseñados para remover el 90% de los só - lidos de 15 micrones y más grandes en la corriente de fluido - a 2500 barriles de fluido por día.

La separación gravitacional del agua, aceite y gas se - efectúa en el separador trifásico. Este separador tiene aproxi - madamente un tiempo de residencia de 5 minutos a un gasto de - 2500 bl/día. Solo gas libre es descargado de este separador - en la tubería de flujo que va al tratador a través de una se - gunda válvula de contrapresión. En ambas instalaciones, el se - parador está mantenido a una presión de operación de 60 lb/pg².

La bomba triplex de aceite motriz succiona directamente de la descarga de aceite del separador. El agua y/o aceite que entran al separador en exceso del requerido para suministrar - la succión de la bomba triplex, es la producción y esta es des - cargada a la tubería de flujo que va a la central de recolec - ción o tratador. El nivel del líquido en el separador está man - tenido por un controlador de nivel flotador el cual opera neu - máticamente dos válvulas de estrangulación, una en la tubería - corriente abajo del desarenador ciclónico y la otra en la de - descarga de la emulsión del fondo del separador. Estas válvu - las están ajustadas para descargar un determinado porcenta e - de la producción a través de cada válvula. Idealmente, la vál -

vula que esta en la descarga de emulsiones deberá solo estar - abierta un período suficiente para permitir la extracción de - la producción diaria de agua del sistema, mientras la válvula - corriente abajo deberá manejar el resto de la producción. El - gasto máximo corriente abajo del desarenador ciclónico se debe - rá a la mejor calidad del fluido motriz obtenida por la mayor - remoción de sólidos en el desarenador ciclónico. Por ejemplo: - Considerando una unidad con un gasto de 2,000 bl/día (1,500 bl - día de aciete motriz, 400 bl/día de aceite y 100 bl/día de - agua). La succión de la bomba triplex podrá tomar 1,500 b/d del - sistema dejando 500 bl/día de la producción. Las válvulas moto - ras deberán ser reguladas de tal manera que la válvula de la - emulsión y la válvula corriente abajo podrán manejar el 30% -- (150 bl/día) y 70% (350 bl/día), respectivamente, de los 500 - bl/día de la producción.

Resumiendo la operación de la unidad "POCS", la bomba - triplex succiona directamente de la descarga de aceite limpio - del separador y sólo la producción real del pozo (aciete, agua - y gas) es descargada en la tubería de flujo que va al trata -- dor. La producción llega a la tubería de flujo que va a la cen - tral de recolección después de ser descargada a través de las - válvulas que se encuentran en la descarga de la emulsión del - separador y en la corriente abajo del desarenador ciclónico.

Estas unidades de fluido motriz presentaran ahorros -- considerables de \$12,000 a 10,000 en la inversión a cada insta - lación por remoción del aciete motriz de la corriente antes de - tratarse. Esta característica permitió la existencia de trata - dores de 700-900 blo/día para ser utilizados en cada caso. Un - sistema de tratamiento del fluido motriz en el cual la corrien - te del pozo es tratada antes de ir al tanque del aceite motriz - habría requerido una capacidad de tratamiento de 300 bl/día . El uso de pequeños tratadores podría también reducir los cos - tos de operación.

Otra ventaja importante de estas unidades es su construcción prefabricada, montada sobre patines. Esta característica resultó en un ahorro adicional de \$4,000 a \$5,000 por reducción de las labores en el campo y podría resultar en bajos costos de desmantelamiento cuando el sistema no se necesita más. Sólo la unidad del fluido motriz fue montada sobre patines en estas instalaciones. En instalaciones futuras el sistema entero podría ser fabricado en el taller en un patín sencillo para reducir la labor en el campo a un mínimo. Esto podría resultar en un ahorro adicional considerable.

Un ahorro de \$4000 a \$5000 resultó directamente de la compra de unidades montadas sobre patines en vez de la compra e instalación de tanques especiales de fluido motriz de 1500 barriles equipados para el uso de H_2S .

Estas unidades fueron seleccionadas para tratar el aceite motriz en estas instalaciones debido a las reducciones de los costos de operación como resultado de su uso. Puesto que fueron usadas las bombas Jet, las unidades no requirieron suministrar aceite motriz de la calidad necesaria para una buena operación de la bomba hidráulica convencional. Sin embargo, la calidad del aceite tiene que ser mejor que la supuesta originalmente. Los sólidos de 15 micrones y más grandes han variado de 15 mg/l a 313 mg/l (ver Tabla 13). Estos resultados pudieron probablemente ser mejorados al modificar las condiciones de entrada en la centrífuga para reducir el gas. Las ventajas económicas de las unidades "POCS" y las ventajas operacionales de las bombas Jet hacen que sean compatibles en un sistema único de bombeo para la reducción máxima de los costos totales.

La calidad del aceite motriz ha sido mejorada por la inyección de agua dulce dentro del sistema en dos puntos para disolver, la sal en el crudo producido. Esto eliminó el aumento de los cristales de sal que pudieran dañar la bomba de aceite.

TABLA 13

ANALISIS DEL CONTENIDO DE SÓLIDOS Y SAL EN LA PRODUCCION Y
EN EL FLUIDO MOTRIZ

C.G. HENDERSON # 1 - CAMPO E. BARBER CREEK

<u>Fecha del muestreo</u>	<u>producción o aceite motriz</u>	<u>Sólidos>15 micron[*] (mg/lt)</u>	<u>Sal (lb/1000bl)</u>
7/72	producción	40	0.2
7/72	aceite motriz	39	0.1
8/72	aceite motriz	310	52.5
8/72	producción	360	94.0
8/72	aceite motriz	253	34.0
11/72	producción	120	1.0
11/72	aceite motriz	80	1.0
1/73	producción	898	288.2
1/73	aceite motriz	281	136.2
3/73	aceite motriz	121	21.5
3/73	producción	252	48.0
5/73	producción	316	68.0
5/73	aceite motriz	138	23.0

UNIDAD 5-5 # 1 - CAMPO WEST NANCY

<u>Fecha del muestreo</u>	<u>producción o aceite motriz</u>	<u>Sólidos>15 micron[*] (mg/lt)</u>	<u>Sal (lb/1000bl)</u>
7/72	producción	24	1.1
7/72	aceite motriz	15	0.6
8/72	producción	260	8.0
8/72	aceite motriz	125	0.5
11/72	producción	180	1.0
11/72	aceite motriz	78	1.0
1/73	producción	587	12.6
1/73	aceite motriz	313	5.9

continuación... TABLA 13

<u>Fecha del muestreo</u>	<u>producción o aceite motriz</u>	<u>Sólidos-15 micron[†] (mg/lt)</u>	<u>Sal (lb/1000bl)</u>
3/73	producción	215	5.3
3/73	aceite motriz	130	2.4
5/73	producción	304	9.8
5/73	aceite motriz	180	1.4

Por varias razones los análisis fueron llevados a cabo por diferentes laboratorios y, por lo tanto, a través de procedimientos ligeramente diferentes. Esto explica las diferencias en los rangos de valores en fechas separadas.

[†] El análisis por difracción de rayos-x de las muestras 11-15-72 indicaron que los sólidos suspendidos en ambos aceites fueron amorfos (sin estructuras cristalinas).

te motriz o, si se permite al crecimiento desenfrenado, puede-tapar las válvulas y tubería. El taponamiento con sal es un - problema común con la producción Smackover. El crudo producido de la formación Smackovar tiene un alto contenido de sal. El-crudo producido en el C.G., Henderson No. 1 y en la Unidad 5-5 No. 1 contienen 1194 y 253 libras de sal disuelta por cada - 1000 barriles de aceite, respectivamente.

Los inhibidores de corrosión son introducidos dentro - del sistema de bombeo en la succión de la bomba triplex y en - la corriente arriba de la unidad de fluido para proteger todo-el equipo superficial y subsuperficial de los efectos corrosivos del H_2S . Muestras de acero para la corrosión han sido insta-ladas para detectar la efectividad del programa de tratamiento El agua dulce que se suministra al sistema es verificado perio-dicamente en el contenido de oxígeno. Si el oxígeno es detecta-do el sistema podría ser verificado y serian considerados los-cambios para eliminar la contaminación.

La instalación superficial en cada batería fue diseñada por normas ingenieriles de la Continental para instalaciones - de aceite motriz, la cual reune o excede un conjunto de normas de la Asociación de Seguridad del Aceite. Las limitaciones adi-cionales de diseño fueron impuestas en estas instalaciones por la presencia de H_2S y CO_2 en los fluidos producidos. Las ins-talaciones superficiales están soldadas completamente y utili-zan bridas con todos los recipientes reuniendo las especifica-ciones para el H_2S . Todas las válvulas, controles y accesorios son de acero. Las soldaduras y el acero usados en la instala-ción fueron probadas por un factor de dureza de metales (Rc) - de menos de 22 y todas las soldaduras a alta presión fueron -- probadas con rayos X.

Cada una de las baterías de separación de las instala - ciones del sistema de bombeo hidráulico tienen un sistema de - cierre automático. Entre las condiciones controladas por el -

sistema están, señal de falla, altos y bajos niveles de fluido, mal funcionamiento de la bomba de aceite motriz, altas y bajas interfases, altas y bajas presiones, sensores abiertos al fuego, etc. Un total de 39 puntos están detectados por la alarma y hay un control en cada batería. Normalmente las válvulas de cierre de emergencia están colocadas para aislar los sistemas durante un problema.

CONCLUSIONES:

1.- La bomba hidráulica Jet es una pieza del equipo que cuando es usado con una aplicación aceptable tiene muchas ventajas operacionales y económicas sobre las bombas hidráulicas tipo pistón convencional.

2.- La unidad "POCS" funciona satisfactoriamente como una alternativa económica para el sistema de limpieza del fluido motriz en aplicaciones específicas.

3.- La combinación de la bomba Jet y la Unidad "POCS" usada por la continental está provista para tener éxito operacional y económico.

NOTA: Observar en el capítulo de análisis económico la tabla de datos de los costos de operación del sistema de bombeo hidráulico operando en Pachuca Creek, West Nancy, E. Barber Creek y el Campo 2. Además la tabla de costos de instalación de bombeo hidráulico, en el área del Mississippi.

C A P I T U L O I V

ANALISIS DE FACTIBILIDAD DE APLICACION EN MEXICO

IV.1. APLICACION DEL BOMBEO HIDRAULICO (PISTON) A LOS CAMPOS - POZA RICA, SAN ANDRES, HALLAZGO, JILIAPA.

INTRODUCCION:

Decidida la aplicación del sistema de bombeo hidráulico a pozos de este Distrito, a partir de Agosto de 1959 se inició la construcción de las instalaciones necesarias para la explotación artificial de 6 pozos del campo Jiliapa y 6 en el área Mecatepec del yacimiento Poza Rica.

Debido a las características de los pozos seleccionados el tipo de instalación sub-superficial utilizado en Jiliapa - fue para tubería de producción de 2-7/8" y 1-1/4" paralelas con bomba hidráulica libre, en tanto que el utilizado en el área Mecatepec fue del tipo fijo con bomba hidráulica para tubería de revestimiento. Los sistemas iniciaron a operar el 27 de enero de 1960 con el pozo Jiliapa 20 y el 13 de febrero siguiente con el pozo Mecatepec 36.

A principios de Diciembre de 1959, se elaboró una memoria descriptiva sobre la implantación del sistema de bombeo -- hidráulico en las áreas Poza Rica y Escolín; determinándose - continuar la explotación artificial de 36 pozos operados con - bombeo neumático, mediante bombas hidráulicas Sargent de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4" de tipo libre para tubería de producción.

En Marzo de 1960 se iniciaron los trabajos relativos a - la construcción de 6 centrales de bombeo hidráulico, necesa - rias para la explotación artificial de los 36 pozos localiza - dos en las áreas Poza Rica y Escolín. Las estaciones de bombeo iniciaron su operación en las fechas siguientes:

CENTRAL DE B. HIDRAULICO	POZO	FECHA
I	P. Rica 96	9/XI/50
II	P. Rica 152	21/XI/51
III	Escolín 92	8/XI/52
VI	Escolín 148	14/VII/50

La central V anexa a la batería de separación No. XIII, no se ha terminado debido a la suspensión de conversiones de pozos al sistema de bombeo hidráulico, debido al proyecto general de inyección de agua al yacimiento Tamabra del campo Poza Rica. Por la misma causa, se suspendió la conversión -- al sistema hidráulico de los pozos correspondientes a la central IV.

El pozo San Andrés 18 se operó con el sistema de bombeo hidráulico desde marzo del 51 hasta el mes de abril de 1952; habiéndose utilizando instalación para tubería de producción de 2-7/8 pg y 1-1/4 pg paralelas, con bomba hidráulica ----- Sargent de 2-1/2 x 2-1/16 x 1-3/4 pg.

HISTORIA DE PRODUCCION DEL SISTEMA DE BOMBEO HI-
DRAULICO APLICADO A LOS POZOS DEL DISTRITO POZA-
RICA.

(Febrero de 1960 a Junio de 1963)

Fecha.	PRODUCCION BRUTA DE ACEITE (m3).			Número de pozos en operación
	Acumulativa	Promedio diario	Promedio diario por pozo	
Febrero/60.	1126.0	39.0	20	2
Marzo/60.	4113.0	133.0	33	4
Abril/60.	5908.0	197.0	33	6
Mayo/60.	4801.0	155.0	26	6
Junio/60.	5749.0	192.0	24	8
Julio/60.	3879.0	125.0	21	6
Agosto/60.	9765.0	315.0	35	9
Sept./60	9550.0	318.0	29	11
Oct./60	14665.0	473.0	31	15
Nov./60	17417.0	581.0	34	17
Dic./60.	7084.0	472.0	34	14
Enero/61	12606.0	407.0	27	15
Febrero/61	9432.0	337.0	23	15
Marzo/61	12908.0	416.0	30	14
Abril/61.	12498.0	417.0	35	12
Mayo/61.	13117.0	423.0	28	15
Junio/61.	16278.0	543.0	30	18
Julio/61.	23995.0	774.0	34	23
Agosto/61.	25555.0	824.0	36	23
Sept./61.	26738.0	891.0	37	24
Oct. /61.	27617.0	891.0	37	24
Nov. /61.	27774.0	926.0	37	25
Dic. /61.	27039.0	872.0	35	25
Enero/62.	18506.0	597.0	28	21
Febrero/62.	17340.0	619.0	33	19
Marzo/62.	19184.0	619.0	26	24
Abril /62.	13156.0	439.0	23	19

continuación.....

Mayo/62,	11573.0	373.0	23	16
Junio/62.	13502.0	450.0	25	18
Julio/62.	20735.0	669.0	29	23
Agosto/62.	16869.0	544.0	26	21
Sept./62.	16236.0	544.0	26	21
Oct./62 .	16545.0	533.0	28	19
Nov./62.	10694.0	357.0	24	15
Dic./62	7667.0	281.0	19	15
Enero/63	10206.0	330.0	19	17
Febrero/63	7438.0	266.0	20	13
Marzo/ 63.	6625.0	225.0	20	11
Abril/63.	2786.0	108.0	10	11
Mayo/63.	3358.0	124.0	18	7
Junio/63.	2531.0	85.0	14	6

CARACTERISTICAS DEL ACEITE MOTRIZ
UTILIZADO EN LAS CENTRALES DE BOMBEO HIDRAULICO

Control de bombeo hidráulico del campo Jiliapa:

Por ciento de Agua por destilación	0.8
NaCl (lb/1000 bls).	200.0
Viscosidad relativa 20°C.	72 S.S.U.
Densidad relativa (20°C/4°C).	0.849
Prueba de corrosión	Negativa

Central de bombeo hidráulico del campo Mecatepec:

Por ciento de Agua por destilación.	0.2
NaCl (lb/1000 bls.).	40.0
Viscosidad medida a 20°C.	170.0 S.S.U.
Densidad relativa (20°C/4°C).	0.847
Prueba de corrosión	Negativa

Centrales de bombeo hidráulico Nos. 1 y 2:

Por ciento de Agua por destilación	0.2
NaCl (lb/1000 bls.).	60.0
Viscosidad medida a 20°C.	108.0 S.S.U.
Densidad relativa (20°C/4°C).	0.863
Prueba de corrosión	Negativa

Centrales de bombeo hidráulico Nos. 3 y 4:

Por ciento de Agua por destilación.	0.4
NaCl (lb/1000 bls.).	120.0
Viscosidad medida a 20°C.	145.0 S.S.U.
Densidad relativa (20°C/4°C).	0.873
Prueba de corrosión.	Negativa

Central de bombeo hidráulico No. 6:

Por ciento de Agua por destilación.	0.3
NaCl lb/1000 bls.).	99.0
Viscosidad medida a 20°C.	115.0 S.S.U.
Densidad relativa (20°C/4°C)	0.871
Prueba de corrosión	Negativa

Central de bombeo hidráulico del Campo Hallazgo:

Por ciento de Agua por destilación.	0.7
Na Cl (lb/1000 bls.).	300.0
Viscosidad medida a 20°C.	130.0 S.S.U.
Densidad relativa (20°C/4°C).	0.875

Observaciones:

- a).- El aceite motriz se ha tratado con reactivos que impiden la formación de emulsiones (R-41) y con reactivos inhibidores para la corrosión e incrustaciones (SP-147, WFi y Nutro).
- b).- Las muestras de aceite fueron tomadas en los múltiples de distribución de cada central.
- c).- Los valores reportados son promedios anuales desde 1960.
- d).- Los valores altos de sal se deben a que el proceso no es de desalado.

SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO.- POZO POZA RICA No. 139

ANTECEDENTES:

El 14 de noviembre de 1960 fue convertido al sistema de bombeo hidráulico, permaneciendo cerrado hasta mayo de 1961 esperando la terminación del deshidratador 701. El 18 de mayo de 1961, se introdujo bomba hidráulica "Sargent" de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4" operando satisfactoriamente con las siguientes característica iniciales:

Presión de operación	1450 lb/pg ²
Velocidad de bombeo	18 e.p.m.
Volumen de aceite total	83 m ³ /día
Volumen de aceite inyectado	60 m ³ /día
Volumen de aceite producido	23 m ³ /día

ESTADO DEL POZO:

Profundidad total	2399.0 m
T.R. 6-5/8" N-80 y J-55 de 24 lb/pie , cementada hasta	2395.3 m
Tapón de fondo a	2374.8 m
Intervalo productor	2220.0 - 2230.0 m
T.P. 2-7/8" J-55 ref. y T.P. 1-1/4" J-55 ref. paralelas, con tubo ranurado en el extremo inferior seguido de cámara tipo-	
SK hasta	2167.4 m
Válvula de pie a	2165.4 m
Conexiones superficiales de control instaladas.	

ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA HIDRAULICA SARGENT.

Tamaño de la bomba	2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4"
Velocidad máxima de bombeo	27 e.p.m.
Longitud de la carrera	52" = 132 cm
Desplazamiento de la bomba motriz	21.7 bls/día/epm

Desplazamiento de la bomba de producción	18.6 bls/día/epm 2.96 m ³ /día/epm
Volumen de aceite inyectado	572.0 bls/día 90.9 m ³ /día
Producción Bta. máxima de aceite	502.0 bls/día 79.8 m ³ /día

FRESION DE FONDO:

Del plano de curvas isobáricas (Tamabra Superior D.I.P. 1960), le corresponde una presión de fondo estática de 150 (kg/cm²) e 9 m.b.m.r.

HISTORIA DE PRODUCCION:

Fecha	Volumen de aceite (m ³ /día)		Agua (%)	R.G.A. (m ³ /m ³)	
	Total	Inyectado			Producido
18- may -61	89	62	27	16	100
21- may -61	70	62	8	16	111
25- may -61	102	86	16	16	94
12- jun -61	91	80	11	3.7	108
20- jun -61	83	58	25	15.6	103
22- jun -61	100	68	32	15.6	100
7- jul -61	117	77	40	15.6	115
9- jui -61	148	91	57	15.6	101
10- jul -61	134	85	49	15.6	108
20- jul -61	99	77	22	5.0	117
21- jul -61	123	80	43	5.0	104
27- jul -61	110	91	19	5.0	117
2- ago -61	121	83	38	5.0	108
6- ago -61	103	57	46	5.0	104
10- ago -61	Cerrado para acondicionar instalación con la finalidad de probar el mecanismo hidrodinámico Tamabra.				

RESUMEN:

Presión de operación	2000 lb/pg ²
Velocidad de bombeo	19 epm
Volumen de aceite total	106 m ³ /día
Volumen de aceite inyectado	75 m ³ /día
Volumen de aceite producido	31 m ³ /día
Eficiencia de la bomba motriz	85 %
Eficiencia de la bomba de producción	55 %
Relación aceite inyectado-aceite producido	2.4 m ³ /m ³

SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO. - POZO SAN ANDRES No. 18

ANTECEDENTES:

En febrero de 1961 se convirtió el sistema de bombeo hidráulico, utilizando una bomba hidráulica Sargent de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4". Operó con las siguientes características iniciales:

Velocidad de bombeo	20.0	epm
Producción total de aceite	152.0	m ³ /día
Volumen de aceite inyectado	86.0	m ³ /día
Volumen de aceite producido	66.0	m ³ /día
Agua	46.0	g
Presión superficial de inyección	193.0	kg/cm ²

ESTADO DEL POZO:

Profundidad total	3186.9	m
T.R. 13-3/8" J-55 de 54.5 lbs/pie cementada hasta	53.5	m
T.R. 9-5/8" J-55 de 36 y 40 lb/pie cementada hasta	1199.3	m
T.R. 6-5/8" N-80 de 28 lbs/pie cementada hasta	3184.0	m
Tapón mecánico DC de 6-5/8" anclado a	3178.4	m
Intervalo productor: 234 ags. de 13 mm de T.P. 2-7/8" y 1-1/4" J-55 refs. paralelas con tubo ranurado en su extremo inferior a	3156.0 - 3174.0	m
Cámara de fondo para bomba hid. Sargent de Bomba hidráulica Sargent de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4" a	1504.0	m
	1491.7 - 1500.4	m
Conexiones superficiales de control instaladas	1500.0	m
Espacio a la rotaria (T.R. 6-5/8")	3.86	m

ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA HIDEAULICA SARGENT.

Tamaño de la bomba	2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4"	
Velocidad máxima de bombeo	27	epm
Longitud de la carrera	52	pg
	132	cm
Desplazamiento de la bomba motriz	21.2	bls/día/epm
	3.37	m ³ /día/epm
Desplazamiento de la bomba de producción	18.6	bls/día/epm
	2.96	m ³ /día/epm
Volumen de aceite inyectado	572.0	bls/día
	90.9	m ³ /día
Producción bruta máxima de aceite	502.0	bls/día
	79.8	m ³ /día

PRESIONES DE FONDO:

En abril de 1960 se registró la presión de fondo estática, siendo ésta de 275.8 kgs/cm² a 3140.0 m.b.m.r.

HISTORIA DE PRODUCCION:

Fecha de introducción de la bomba: 9 de marzo de 1961.

Bomba hidráulica Sargent de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4".

Fecha	A C E I T E		AGUA (%)	R.G.A. (m ³ /m ³)	Días en operación	Velocidad de bombeo (epm)
	Inyectado (m ³ /día)	Producido (m ³ /día)				
mar -61	77	28	25.0	93	23	20
abr -61	93	30	26.8	90	30	18
may -61	85	16	25.2	94	16	15
22- may -61	Se extrajo bomba hidráulica Sargent de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4"					
25- may -61	Se introdujo bomba hid. Sargent de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4"					
may -61	62	22	33.0	92	7	
jun -61	79	35	27.3	90	30	22
jul -61	84	35	24.0	91	31	27
ago -61	87	35	17.6	95	30	24

Fecha	A C E I T E		AGUA (%)	R.G.A. (m ³ /m ³)	Días en operación	Velocidad de bombeo (epm)
	Inyectado (m ³ /día)	Producido (m ³ /día)				
sep -61	85	33	25.0	93	30	23
oct -61	86	32	29.0	96	31	22
nov -61	87	36	29.0	92	30	
dic -61	75	26	29.0	89	30	
ene -62	77	33	29.0	94	17	20
26- ene -62	Se extrajo bomba hidráulica Sargent de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4"					
27- ene -62	Se introdujo bomba hid. Sargent de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4"					
feb -62	89	44	29.0	97	28	
mar -62	82	47	29.0	91	28	
abr -62	79	31	77.5	96	27	

RESUMEN:

Condiciones promedio de operación con el sistema de bombeo hidráulico.

Volumen total de aceite inyectado	82.0	m ³ /día
Volumen total de aceite producido	32.0	m ³ /día
Agua	30.3	%
Relación gas-aceite	93.0	m ³ /m ³
Velocidad de bombeo	21.0	epm
Eficiencia de la bomba motriz	87.0	%
Eficiencia de la bomba de producción	67.0	%
Relación aceite inyectado-aceite producido	2.56	m ³ /m ³

SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO POZO " ESCOLIN No. 97 "

ANTECEDENTES:

El 10 de octubre de 1962 se convirtió al sistema de bombeo hidráulico, para continuar la extracción de hidrocarburos através del intervalo 2585.0 a 2595.0 m , utilizando una bomba hidráulica Sargent de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4".

El 23 de noviembre del mismo año, se introdujo bomba hidráulica Sargent, de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4" ; operando satisfactoriamente de acuerdo con las siguientes características:

Presión de operación	2800.0 - 2900.0	lb/pg ²
Velocidad de bombeo	20.0	epm
Volumen de aceite total	74.0	m ³ /día
Volumen de aceite inyectado	46.0	m ³ /día
Volumen de aceite producido	28.0	m ³ /día
Eficiencia de la bomba motriz	90.0	%
Eficiencia de la bomba de producción	48.0	%

ESTADO DEL POZO:

Profundidad total	2613.2	m
T.R. 9-5/8", J-55 de 36 lb/pie cementada a	506.1	m
T.R. 6-5/8" N-80 y J-55 de 20-24 y 28 lb/pie cem. a	2613.25	m
Tapón de fondo a	2600.0	m
Intervalo productor 130 ags. de 13 mm perforados con pistolas Schlumberger desintegrables de 2-1/8" de 2585.0 - 2595.0 m		
T.P. 2-7/8" y 1-1/4" ref. paralelas con tubo ranurado a	2565.0	m
Cámara de fondo, para bomba hidráulica Sargent tipo SK a	2200.0	m
Conexiones superficiales de control instaladas.		

ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA HIDRAULICA SARGENT.

Tamaño de la bomba	2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4"
Velocidad máxima de bombeo	27.0 epm
Longitud de la carrera	52.0 pg
Desplazamiento de la bomba motriz	21.2 bls/día/epm
	3.37 m ³ /día/epm
Desplazamiento de la bomba de producción	18.6 bls/día/epm
	2.96 m ³ /día/epm
Volumen de aceite inyectado	572.0 bls/día
	90.9 m ³ /día
Producción bruta máxima	502.0 bls/día
	79.8 m ³ /día

PRESION DE FONDO:

Presión de fondo estática del plano de curvas isobáricas (D.I.P./60) del Tamabra Superior, le corresponde un valor de 186.0 kg/cm² a 2413.55 m.b.m.r.

HISTORIA DE PRODUCCION:

Fecha	Volumen de aceite (m ³ /día)			Agua (%)	R.G.A. (m ³ /m ³)
	Total	Inyectado	Producido		
dic -62	65	47	18	6.0	100
ene -63	65	47	18	59.6	100
feb -63	38	28	10	-	140
mar -63	60	45	15	59.6	220
abr -63	47	36	11	-	180
may -63	67	53	14	-	-
jun -63	64	51	13	-	-
1 ^a al 22 de					
jul -63	78	70	8	-	150
23- jul -63	Dejó de operar bomba hidráulica.				
29- jul -63	Se recuperó la b. hidráulica Sargent de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4".				

SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO POZO " JILIAPA No. 5 "

ANTECEDENTES:

Para iniciar pruebas de producción con el sistema de bombeo hidráulico, se convirtió al sistema en febrero de 1960.

ESTADO DEL POZO:

Profundidad total	2326.0	m
T.R. 6-5/8" N-80 y J-55 de 20 y 24 lbs/pie cementada hasta	2324.0	m
Tapón de fondo a	2313.7	m
Intervalo productor	2262.0 - 2282.0	m
T.P. 2-7/8" J-55 ref. y T.P.		
1-1/4" J-55 ref. paralelas, con tubo ranurado en el extremo inferior seguido de cámara de fondo tipo SK para b. hidráulica, hasta	2101.0	m (feb - 60)
	1702.2	m (feb - 61)
Válvula de pie a	2097.0	m (feb - 60)
	1700.1	m (feb - 61)

Conexiones superficiales instaladas.

ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA HIDRAULICA "SARGENT".

Tamaño de la bomba	2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4"
Velocidad máxima de bombeo	27.0 epm
Longitud de la carrera	52.0 pg
	132.0 cm
Desplazamiento de la bomba motriz	21.2 bls/día/epm
	3.37 m ³ /día/epm
Desplazamiento de la bomba de producción	18.6 bls/día/epm
	2.96 m ³ /día/epm
Volumen de aceite inyectado	572.0 bls/día
	99.9 m ³ /día
Producción bta. máxima de aceite	502.0 bls/día
	73.8 m ³ /día

PRESION DE FONDO:

El 25 de marzo de 1959, se registró la presión de fondo estática, siendo ésta de $224,8 \text{ kg/cm}^2$ a 2280,0 m.b.m.r.

HISTORIA DE PRODUCCION:

Fecha	Volumen de aceite ($\text{m}^3/\text{día}$)			Agua (%)	R.G.A. (m^3/m^3)
	Total	Inyectado	Producido		
mar -60	69	51	18	10.8	72
abr -60	70	52	18	10.8	79
may -60	71	53	18	0.4	128
jun -60	53	36	17	8.0	133
jul -60	47	40	7	3.2	137
ago -60	63	51	12	1.4	100
Se recuperó bomba para su revisión.					
sep -60	65	54	11	1.6	135
oct -60	66	55	11	0.4	92
nov -60	60	50	10	1.0	84
dic -60	65	55	10	1.9	102
ene -61	62	51	11	1.3	91
Se recuperó bomba para su revisión.					
feb -61	53	41	12	0.3	100
mar -61	48	40	8	10.0	69
abr -61	64	50	14	10.0	80
may -61	49	40	9	10.0	126
jun -61	46	38	8	14.0	200
jul -61	44	31	13	3.8	110
ago -61	46	29	17	1.6	65
sep -61	69	57	12	1.6	55
oct -61	76	63	13	5.2	59
nov -61	75	60	15	5.2	64
dic -61	79	62	17	2.4	65
ene -62	63	45	18	2.0	51
feb -62	71	62	9	2.0	57

Se recuperó bomba para su revisión.

Fecha	Volumen de aceite (m ³ /día)			Agua (%)	R.G.A. (m ³ /m ³)
	Total	Inyectado	Producido		
mar -62	72	60	12	2.8	91
abr -62	72	62	10	-	134
may -62	66	51	15	0.4	299
jun -62	64	58	6	0.4	191
Se recuperó bomba para su revisión.					
jul -62	67	56	11	0.5	129
ago -62	83	71	12	8.7	120
sep -62	72	67	5	-	100
Se recuperó bomba para su revisión.					
oct -62	61	58	3	-	100
nov -62	64	58	6	-	100
Se recuperó bomba para su revisión.					
dic -62	62	57	5	-	132
ene -63	63	57	6	20.9	130
feb -63	69	62	7	3.1	119
mar -63	72	60	12	2.0	108
abr -63	79	69	10	1.4	102
may -63	62	58	4	1.4	156
Se recuperó bomba para su revisión.					
jun -63	Se recuperó bomba para su revisión.				

RESUMEN:

Presión de operación	1500.0	lb/pg ²
Velocidad de bombeo	10.0	epm
Volumen de aceite total	66.0	m ³ /día
Volumen de aceite inyectado	53.0	m ³ /día
Volumen de aceite producido	13.0	m ³ /día
Eficiencia de la bomba motriz	64.0	%
Eficiencia de la bomba de producción	43.0	%
Relación aceite inyectado-aceite producido	4.0	m ³ /m ³

I. CONCLUSIONES

- a).- De acuerdo con el mecanismo de desplazamiento de los fluidos de los yacimientos Poza Rica, San Andrés, Hallazgo, Jiliapa y Miquetla, no se recomienda la explotación artificial de los pozos por el Sistema de Bombeo Hidráulico.

La alta relación gas-aceite provoca una baja eficiencia volumétrica en las bombas de producción hidráulicas (tipo pistón) o accionadas por varillas.

La relación gas-aceite de los yacimientos mencionados es la siguiente:

CAMPO	R.G.A	
	(m ³ /m ³)	(pie ³ /bl.)
POZA RICA	234	1313.
SAN ANDRES	123	690
HALLAZGO	134	752.
JILIAPA	104	683.
MIQUETLA	162	909.

Los yacimientos San Andrés, Hallazgo, Jiliapa y Miquetla son de aceite bajo saturado. Al abatirse la presión del yacimiento a un valor inferior al de la presión de saturación crítica del gas, se presentará un incremento brusco en la Relación GAS aceite.

Las presiones de saturación determinadas de los análisis PVT de las muestras de fondo de los pozos, fueron las siguientes:

YACIMIENTO	PRESION DE SATURACION (Kg/cm ²).
SAN ANDRES	177.5
HALLAZGO	175.1
JILIAPA	168.2
MIQUETLA	152.9

b).- En los pozos del Campo Jiliapa y Poza Rica explotados desde hace 3 años 5 meses por el sistema de bombeo hidráulico, se han obtenido eficiencias volumétricas de la bomba de producción del orden de 20 a 35%.

El pozo Poza Rica 139 se explotó mediante los sistemas de bombeo hidráulico con bomba Sargent de 2-1/2" x 2-1/16" x 1-3/4", bombeo hidráulico utilizando el impulsor hidrodinámico Tamabra y bombeo neumático con instalación intermitente para inyección de gas seco a 42 (Kg/cm²).

Con el sistema de bombeo neumático se obtuvo a través del mismo intervalo productor, una aportación mayor de hidrocarburos; siendo su operación estable y sin interrupciones hasta la fecha en que se cerró para convertirse a inyector de agua al yacimiento Tamabra Superior.

Los pozos de las centrales Mecatepec, I y II, convertidos nuevamente al sistema de bombeo neumático de acuerdo con el proyecto de inyección de Agua al Yacimiento Tamabra; no han tenido ninguna interrupción en su explotación artificial, obteniéndose al las cuotas de producción de hidrocarburos.

- c).- El sistema artificial de bombeo hidráulico implantado en Jiliapa y Poza Rica es del tipo abierto, - en el cual el aceite motriz se mezcla con el producido de los pozos.

Desde que se inició la operación del sistema hidráulico se observó un desgaste rápido de los motores hidráulicos de las bombas Sargent, al incrementarse la relación de Aceite inyectado-Velocidad de bombeo. A partir de 1962 con el probador instalado en el taller de mecanismos, se comprobó el desgaste prematuro de los motores hidráulicos.

El contenido de sal y fierro del aceite motriz ha originado la anomalía anterior, siendo imposible con el sistema actual de Deshidratación, reducir su porcentaje al mínimo necesario para evitar el desgaste de los mecanismos sub-superficiales.

Se considera además como causa del escurrimiento de las válvulas motrices, la expansión del metal de la camisa de los émbolos; originada por el efecto de la alta presión del aceite inyectado.

- d).- El empleo de sistemas hidráulicos cerrados evitaría el problema actual que presenta el aceite motriz, pero no eliminaría la baja eficiencia de operación de las bombas por la alta Relación Gas Aceite.

En caso de que el fabricante mejore el material de las válvulas motoras y se logre resolver el problema mecánico del sistema, no se eliminaría la baja eficiencia volumétrica de las bombas de producción, por la alta Relación Gas Aceite de los yacimientos de este Distrito.

IV.2 DISEÑO DE LA INSTALACION DEL BOMBEO HIDRAULICO (JET) APLICADO A LOS POZOS DEL CAMPO AKAL (MEXICO)

DESCRIPCION DEL CAMPO AKAL

El campo Akal al igual que los campos Nohoch y Chac forman parte del complejo Cantarell, el cual se encuentra localizado en la plataforma continental del Golfo de México aproximadamente a 80 km de Ciudad del Carmen, Campeche.

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.

Las rocas almacenadoras van desde una roca del Paleoceno suprayacente 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. 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 $100 \text{ }^\circ\text{C}$.

En el mes de junio de 1979, se inició la explotación del campo con el Pozo Cantarell 1-A, el cual aportó un gasto de - - 34,000 bl/día de aceite con una densidad de 22°API. Tan solo - dos años después se disponía de 40 pozos productores, los cua- - les en conjunto aportaron una producción de 1.2 millones de - - bl/día, cabe mencionar que algunos pozos aportaron más de - - - 50,000 bl/día, como es el caso de los pozos Cantarell 3, 68 y - 74, lo anterior nos da una clara idea del alto índice de produc- ción ($100 \text{ m}^3/\text{día}/\text{kg}/\text{cm}^2$), observar la Fig. 37.

El abatimiento de la presión ha dado como resultado la - disminución gradual de la producción, de tal forma que algunos- pozos han dejado de fluir. Por el momento no se tiene planeado implantar un sistema de recuperación secundaria, por lo cual es factible la aplicación de un sistema artificial de producción - que permita incrementar o al menos mantener la producción.

Por lo que considerando las experiencias que se obtuvie- ron con el bombeo hidráulico en otros campos del mundo (Ver Ca- pítulo II y II) y habiendo analizado las características del -- Campo Akal y más que nada los altos gastos manejados, se consi- deró que el bombeo hidráulico tipo jet, sería el sistema artifi- cial de producción más factible de aplicar (Ver Capítulo I).

El análisis del bombeo hidráulico con bomba jet, aplica- do a los pozos del Campo Akal (complejo Cantarell), se hizo con siderando dos casos, primero que la bomba subsuperficial no ma- neja gas, es decir, que el gas es venteado con un 100% de efi- ciencia a través de una sarta de tubería de diámetro reducido, - utilizando la instalación que se muestra en la Fig. 38 y el se- gundo caso es cuando se considera que el gas pasa a través de- la bomba. La bomba jet es del tipo libre para tubería de revestimiento.

En el diseño es necesario dimensionar una bomba jet - - apropiada para las condiciones del pozo, y para esto se necesi-

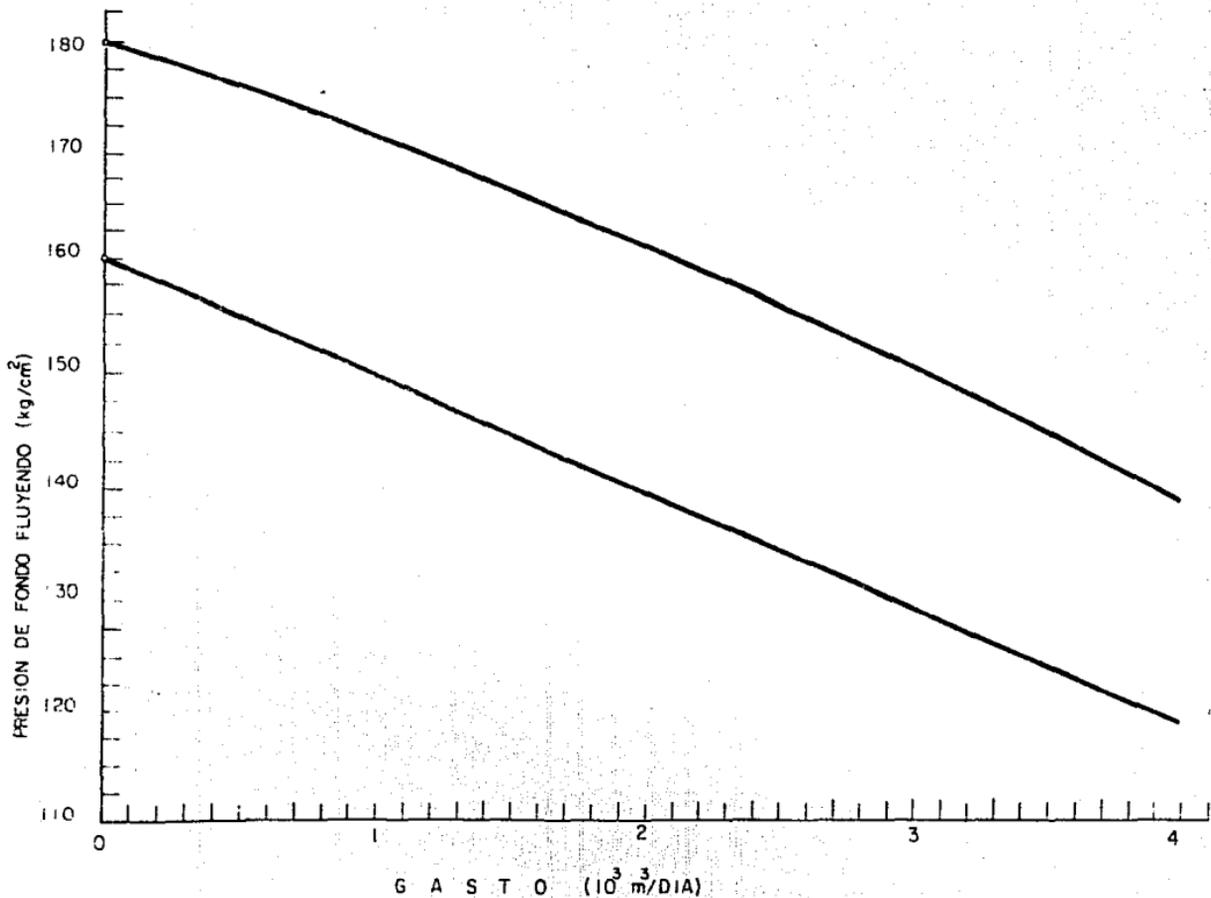


FIG. 37 CURVA DE CAPACIDAD PRODUCTIVA

to emplear un programa de cómputo, el cual selecciona para cada una de las 5 relaciones de bombeo (A, B, C, D y E) la combinación tobera/cámara que tenga un área anular mayor que el área mínima para evitar la cavitación y a partir de ésta selección encuentra los siguientes parámetros necesarios para el diseño:

- . EFI Eficiencia de la bomba jet, porciento.
- . HP Potencia de la bomba triplex, 90% eficiencia, hp.
- . PD Presión de descarga, lb/pg².
- . PS Presión de succión, lb/pg².
- . PT Presión de operación, lb/pg².
- . QN Gasto de fluido motriz, bl/día.
- . QSC Gasto máximo sin cavitación, bl/día.
- . R Relación de áreas, área tobera/área cámara.

Todo lo anterior, se realizó para diferentes gastos de producción, considerando las marcas de bomba Kobe y National.-- Además el programa de cómputo permite obtener la presión de operación óptima a partir de una presión de succión dada o por el contrario, calcular la presión de succión a partir de una presión de operación, la cual en la literatura (10, 22), se recomienda sea en un rango de 2000 a 4000 lb/ g².

Para el diseño se consideraron los siguientes datos, los cuales fueron introducidos al programa de cómputo:

- . Gradiente del fluido motriz (aceite)...: 0.4 lb/pg²/pie.
- . Gradiente del aceite producido : 0.4 lb/pg²/pie.
- . Presión en la cabeza del pozo : 256 lb/pg².
- . Profundidad de colocación de la bomba.: 6478 pies.
- . Diámetro interior de la tubería de inyección : 4 pg.
- . Diámetro exterior de la tubería de inyección. : 4.5 pg.

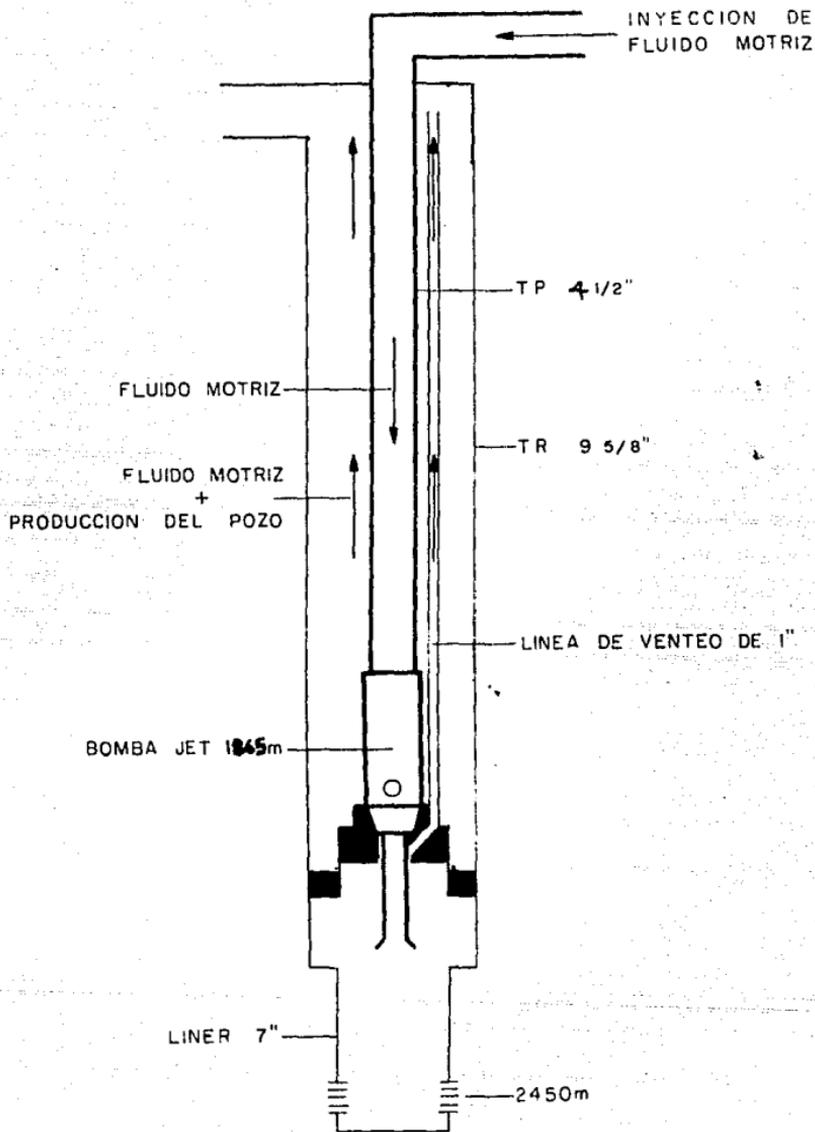


FIG 38 INSTALACION EMPLEADA EN EL ANALISIS DEL BOMBEO HIDRAULICO CON BOMBA JET Y VENTEO DE GAS PARA POZOS DEL CAMPO CANTARELL

. Diámetro interior de la T.R.: 8.681 pg.
. Relación gas-aceite: 482.5 pie ³ /bl.
. Densidad relativa del gas.: 0.89
. Contenido de agua: 10%
. Viscosidad del agua.: 0.55 centipoise.
. Viscosidad del aceite: 3 centipoise.
. Temperatura a 2500 m.: 212 °F.
. Presión media del yacimiento: 2275 lb/pg ² .
. Presión de saturación.: 2129 lb/pg ² .
. Índice de productividad (cte).: 44.15 bl/día/lb/pg ² .-
. Profundidad del pozo: 2500 m.

Los resultados obtenidos se muestran en los cuadros del 1 al 18.

*

ANALISIS DE LOS RESULTADOS

En los cuadros 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8, se muestran los resultados obtenidos cuando el gas es venteado efectivamente -- (RGA = 0).

En el Cuadro 2, se observa que para el gasto de 17000 -- bl/día de aceite y manteniendo la presión de operación constante la bomba Kobe 15-E requiere menos potencia que las otras, maneja menos fluido motriz para lograr la producción fijada, pero sin embargo, requiere de una mayor presión de succión. Por lo tanto, para poder seleccionar la bomba adecuada será en base a las condiciones operacionales que se tengan. Para el caso de la bomba National en las relaciones A y B ninguna de las combinaciones tobera/cámara proporcionó el área anular mínima necesaria para evitar la cavitación, por otro lado, si se selecciona de acuerdo a las eficiencias, la bomba National 17-D es la que proporciona la máxima y opera a condiciones intermedias de las bombas 18-C y 16-E.

En el Cuadro 2, se muestran los resultados que se tienen para el mismo gasto de 17000 bl/día, pero ahora se mantiene -- constante la presión de succión y se obtiene la presión de operación óptima. Para la bomba Kobe, las combinaciones 20-A y -- 19-B, proporcionan una presión de operación que cumple con lo -- recomendado en la literatura (2000 a 4000 lb/pg²) y no así las combinaciones 17-C, 16-D y 15-E que dan una presión de operación mayor a la recomendada. Además, la bomba Kobe 19-B requiere menos potencia, menos fluido motriz, y da una mayor eficiencia que la bomba 20-A. Por lo que la bomba 19-A será la seleccionada. Para el caso de las bombas National, no es posible la selección de una combinación tobera/cámara óptima, ya que las -- relaciones de bombeo A y B no cumplen con el área mínima para -- evitar la cavitación y las combinaciones 18-C, 17-D y 16-E, re-

quieren de una presión de operación mayor a la recomendable.

Analizando los cuadros de resultados 3, 4, 5, 6, 7 y 8, se nota en cada uno de ellos lo siguiente; la presión de descarga decrece conforme disminuye el tamaño de la tobera (bajos valores de R). Esto es debido a que es mezclado menos fluido motriz con la producción. Además en los cuadros donde se mantiene constante la presión de succión se observa como va aumentando la presión de operación, mientras que en los cuadros donde es mantenida constante la presión de operación, se presenta un aumento en la presión de succión. También se observa que al ir disminuyendo el gasto deseado de producción, los requerimientos de presión de operación disminuyen y por lo tanto es menor la potencia requerida en la bomba triplex.

Con respecto a los cuadros 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16, en los cuales se encuentran los resultados obtenidos para el caso cuando pasa gas a través de la bomba, se observa lo siguiente; la adición de gas causa que el área anular mínima para evitar la cavitación se incremente y por lo tanto, la tobera seleccionada será mayor a la seleccionada cuando se manejaba el mismo gasto sin la presencia de gas. Se nota además, que la presión de descarga disminuye conforme decrece el tamaño de la tobera debido a que menos fluido motriz es mezclado con la producción y además el gas libre provoca un aligeramiento de la columna de retorno, reduciendo aún más la presión de descarga de la bomba jet, por otro lado, comparando los gastos de fluido motriz con los obtenidos cuando no pasa gas a través de la bomba, se observa que son mayores cuando la bomba maneja gas.

Por lo tanto, una vez analizados los cuadros de resultados para los dos casos, se puede observar que este sistema artificial de producción es capaz de manejar altos gastos de producción y con la ayuda del programa de cómputo es posible hacer ..

una comparación de los diferentes tamaños de toberas y cámaras de mezclado con el fin de minimizar los requerimientos de potencia de la bomba triplex o para ajustarse a las limitaciones del fluido motriz.

Podemos hacer las siguientes consideraciones que para mi minimizar el gasto de fluido motriz, el ingeniero puede preferir de altas presiones de operación y éstas se observan en los cuadros de resultados para bajos valores de R. Por otro lado, - - otros ingenieros pueden preferir manejar grandes volúmenes de fluidos en la superficie con presiones bajas de operación. Las pérdidas por fricción de los fluidos pueden ser menores con pequeños volúmenes bombeados a alta presión, además el tratamiento y separación de la mezcla en la superficie (fluido motriz y fluido producido) puede ser fácil.

*

CUADRO 1

***** RESULTADOS *****

AREA MINIMA PARA EVITAR LA CAVITACION (CASE) = 1.501765

Q₅ = 17000

BOMBA	R	GN	HP	QSC	PD	EFL	PT	FS	
BOBE	20 A	.14	26474.1	2152.64	17477.3	2398.44	.295616	4000	795.984
BOBE	19 B	.31	21930	1627.67	20102.6	2357.39	.321637	4000	1021.72
BOBE	17 C	.20	12069.5	912.457	17145.4	2311.83	.299444	4000	1605.56
BOBE	16 D	.186	9179.76	692.698	18346.2	2300.56	.305173	4000	1751.54
BOBE	15 E	.144	6966.31	522.198	19292.6	2292.98	.300129	4000	1800.95

BOMBA	R	GN	HP	QSC	PD	EFL	PT	FS	
NATIONAL	0 A	0	0	0	0	0	0	0	
NATIONAL	0 B	0	0	0	0	0	0	0	
NATIONAL	18 C	.235	12288.7	929.42	17958.1	2312.7	.309133	4000	1571.09
NATIONAL	17 D	.184	9449.69	715.209	19107.5	2301.64	.313935	4000	1718.95
NATIONAL	15 E	.145	7312.55	552.829	19953.5	2291.05	.308678	4000	1650.63

FALLA EN CAVITACION

C U A D R O 2

 ***** RESULTADOS *****

AREA MINIMA PARA EVITAR LA CAVITACION (p_{q2}) = .431745

Q5 = 17000

BOMBA	R	QN	HP	QSC	PD	EFI	PT	PS
KOBE	20 A .4	25762.6	1708.43	17497.3	2381.69	.281788	3508.7	1200
KOBE	19 B .31	20446.6	1434.94	20102.8	2351.55	.319231	3713.22	1200
KOBE	17 C .24	13903	1295.38	17145.4	2319.65	.323392	4929.77	1200
KOBE	16 D .186	11470.9	1226.62	18346.2	2309.39	.331249	5657.87	1200
KOBE	15 E .144	9595.68	1211.37	19294.6	2302.11	.326479	6679.45	1200

BOMBA	R	QN	HP	QSC	PD	EFI	PT	PS
NATIONAL	0 A 0	0	0	0	0	0	0	0
NATIONAL	0 B 0	0	0	0	0	0	0	0
NATIONAL	18 C .235	14007.1	1285.66	17858.1	2320.11	.326753	4856.42	1200
NATIONAL	17 D .184	11696.9	1229.32	19107.5	2310.3	.331593	5560.72	1200
NATIONAL	16 E .145	9891.67	1218.93	19953.5	2303.22	.325673	6519.99	1200

C U A D R O 4

***** R E S U L T A D O S *****

AREA BOMBAS PARA EVITAR LA CONTAMINACION (G.S.) = 1.361743

Q.S. = 14000

BOMBA	R	GH	HP	QSC	PD	EFL	PT	TC	
BOBE	20 A	.5	23379.1	1037.42	10014.6	2349.45	2855.02	2800.45	1272
BOBE	16 B	.31	15599.1	1054.83	16075	2311.81	312647	3577.71	1272
BOBE	17 C	.24	12766.1	963.425	17852.3	2300.04	330111	4011.05	1272
BOBE	15 D	.104	8784.58	918.189	14624.7	2286.27	317593	5518.39	1272
BOBE	14 E	.144	7332.86	897.705	15360.7	2261.87	327519	6477.37	1272

NATIONAL	0 A	0	0	0	0	0	0	0	0
NATIONAL	0 B	0	0	0	0	0	0	0	0
NATIONAL	17 C	.235	10822.1	962.897	14440.3	2293.1	320141	4707.63	1272
NATIONAL	16 D	.184	9033.62	913.365	15450.6	2267.05	330018	5349.59	1272
NATIONAL	15 E	.145	7627.02	901.099	16134.7	2282.72	327854	6251.08	1272

CUADRO 5

***** RESULTADOS *****

AREA MINIMA PARA EVITAR LA CAVITACION (m²) = .251938

QS = 10000

BOMBA	R	GN	HP	QSC	PD	EFI	PT	PS	
ROBE	18 A	.14	18073.2	1366.34	11053.7	2302.3	.301733	4000	387.618
ROBE	17 B	.31	15530.2	1021.88	12711.1	2284.21	.322879	4000	743.544
ROBE	15 C	.24	7544.91	570.396	10841.2	2267.35	.312136	4000	1432.35
ROBE	14 D	.186	5715.19	432.066	11605.4	2263.45	.316381	4000	1621.66
ROBE	13 E	.144	4341.02	328.181	12200.1	2261.11	.311485	4000	1780.85

BOMBA	R	GN	HP	QSC	PD	EFI	PT	PS	
NATIONAL	19 A	.38	18165.6	1373.32	12039.5	2300.35	.309531	4000	318.687
NATIONAL	17 B	.297	10355.1	782.849	10671.5	2271.56	.311143	4000	1126.85
NATIONAL	16 C	.235	7940.32	600.289	11637.6	2264.69	.323676	4000	1349.81
NATIONAL	15 D	.184	6074.02	460.708	12451.8	2260.19	.326339	4000	1551.38
NATIONAL	13 E	.145	3589.25	271.348	10212.6	2255.31	.252898	4000	1931.34

CUADRO 6

***** RESULTADOS *****

AREA MINIMA PARA EVITAR LA CAVITACION (042) = 1.251938

QS = 10000

BOMBA	R	QH	HP	QSC	PD	EFI	PT	PB	
ROBE	10 A	.4	14372.1	709.085	11053.7	2287.89	1271421	2904.90	1335
ROBE	17 B	.31	11575.4	664.442	12711.1	2277.82	1314413	3090.5	1335
ROBE	15 C	.28	7746.12	624.085	10041.2	2287.83	1316504	4261.72	1335
ROBE	14 D	.186	6439.7	589.6	11600.4	2264.91	1329359	4645.93	1335
ROBE	13 E	.149	5378.56	583.131	12000.1	2262.89	1327542	5736.26	1335

BOMBA	R	QH	HP	QSC	PD	EFI	PT	PB	
NATIONAL	19 A	.38	14042.6	741.601	12039.5	2283.99	128823	2794.22	1335
NATIONAL	17 B	.299	9870.72	664.826	10671.5	2270.1	1303484	3563.67	1335
NATIONAL	16 C	.235	7996.82	608.337	11637.6	2264.83	1324399	4024.99	1335
NATIONAL	15 D	.184	6667.33	584.384	12451.8	2261.51	1331246	4637.51	1335
NATIONAL	13 E	.145	4773.28	580.102	10212.6	2257.42	1323306	6430.21	1335

CUADRO 7

***** R E S U L T A D O S *****

AREA RUBINA PARA FUENTE LA CALIFACION 6621 - 112616

Q5 = 8000

BOMBA	R	GN	HP	QBC	PD	EFI	PT	PS
BOBE	17 A .34	14036.8	1000.28	8773.25	2277.85	.32997	4000	400.811
BOBE	16 B .31	10509.7	784.534	10078.5	2267.3	.322712	4000	748.28
BOBE	14 C .24	5856.59	442.91	8595.84	2297.17	.3084	4000	1450.95
BOBE	13 D .186	4437.78	335.497	9197.65	2255.16	.310989	4000	1675
BOBE	12 E .144	3372.69	254.976	9573.31	2254.14	.305871	4000	1790.43

BOMBA	R	GN	HP	QBC	PD	EFI	PT	PS
NATIONAL	18 A .38	14358	1085.47	9683.26	2276.63	.309388	4000	285.814
NATIONAL	16 B .299	8178.59	617.698	8563.02	2258.39	.309142	4000	1120.68
NATIONAL	15 C .235	6259.91	473.249	9368.01	2254.22	.322051	4000	1345.12
NATIONAL	14 D .184	4810.12	363.645	10014.9	2251.62	.325047	4000	1546.06
NATIONAL	12 E .145	2831.6	214.069	8213.91	2249.03	.246407	4000	1933.94

CUADRO 8

----- D E S U M A R I O -----

AREA BOMBA (CON FUELLO DE ALIMENTACION) = 19681

00 - 0000

BOMBA	R	GN	HP	QSC	PD	EFI	PT	PS
1001	11 A .39	11721	562.413	8772.25	2270.83	1276.39	2986.05	1400
1002	11 B .231	6625.53	169.434	10078.5	2281.68	1596115	192674	1400
1003	14 C .124	6431.37	465.459	6678.84	2257.19	1306902	4151.67	1400
1004	13 D .184	6671.7	476.651	9137.85	2256.75	1306.12	4714.27	1400
1005	11 E .143	6051.19	421.77	8273.31	2249.77	1327069	5537.45	1400
BOMBA	R	GN	HP	QSC	PD	EFI	PT	PS
NATIONAL	18 A .39	10824.4	545.367	9683.26	2265.4	.281368	2665.79	1400
NATIONAL	16 B .299	7693.87	491.866	8583.02	2257.27	.298461	3377.01	1400
NATIONAL	15 C .235	6166.12	448.879	9360.01	2254.03	.328182	3851.72	1400
NATIONAL	14 D .184	5117.13	428.83	10014.9	2252.13	.329746	4434	1400
NATIONAL	12 E .143	3665.53	438.912	8213.91	2249.97	.319891	6219.98	1400

GAS

En los siguientes cuadros de resultados se consideró que la bomba maneja gas.

Para considerar el caso cuando la bomba maneja gas, se estimó que se ventaba un 69% del gas a través de la sarta de 1 pg de diámetro, lo cual para fines de cálculo significa que en lugar de manejar una RGA = 482.5 pie³/bl se manejará una RGA = $482.5 (1-0.69) = \underline{150 \text{ pie}^3/\text{bl}}$.

*

C U A D R O 9

***** R E S U L T A D O S *****

AREA MIXTA PARA EVITAR LA EMIGRACION (662) - 529031

65 = 17000

BONDA	R	GH	HP	QSC	PD	EFT	PI	PS	
BOEC	0 A	0	0	0	0	0	0	0	
BOEC	17 B	.31	15145.3	1447.38	17156.2	2635.54	2292371	4000	155145.55
BOEC	18 C	.25	15045.4	1137.43	18898.4	2641.65	2319195	4000	1886.9
BOEC	17 D	.186	11682.2	893.177	19222	2499.19	225394	4000	1663.76
BOEC	16 E	.144	9520.63	682.565	21267.0	2375.05	2322703	4000	1876.65

BONDA	R	GH	HP	QSC	PD	EFT	PI	PS	
NATIONAL	0 A	0	0	0	0	0	0	0	
NATIONAL	0 B	0	0	0	0	0	0	0	
NATIONAL	0 C	0	0	0	0	0	0	0	
NATIONAL	0 D	0	0	0	0	0	0	0	
NATIONAL	16 E	.145	7517.43	545.638	17826.0	2290.47	2275145	4000	1549.4

C U A D R O 10

..... R E S U L T A D O S

AREA MINIMA PARA CUMPLIR LA CAPTACION (m²) = 409131

CS = 1.000

EQUIPO	R	RM	HP	ESC	PD	EP1	EP	ES	
BOBE	0 A	0	0	0	0	0	0	0	
BOBE	19 E	131	26227.4	3105.33	17156.2	3197.50	1302167	8437.12	1200
BOBE	18 C	127	25250.9	2489.33	16976.4	2699.45	1300240	8456.71	1200
BOBE	17 D	166	16219.9	2166.35	20222	2676.30	1327851	8471.96	1200
BOBE	16 E	144	13171.9	1625.00	21227.5	2356.70	1316905	7410.56	1200
BOB1000A	0 A	0	0	0	0	0	0	0	
BOB1000B	0 B	0	0	0	0	0	0	0	
BOB1000C	0 C	0	0	0	0	0	0	0	
BOB1000D	0 D	0	0	0	0	0	0	0	
BOB1000E	16 E	145	10939.7	1360.30	17020.0	2457.44	127740	8091.23	1200

C U A D R O 11

***** R E S U L T A D O S *****

AREA MUJINA PARA EVITAR LA CAVITACION (600) = 1401631

65 - 14000

BOMBA	R	Q1	HP	QSC	PD	EFT	FT	PS	
ROBE	20 A	.4	23089.2	1957.23	15439.1	2632.24	1392584	4000	1742.74
ROBE	19 B	.31	20349.5	1537.79	17700.1	2761.58	1321062	4000	1952.86
ROBE	17 C	.24	11151.1	916.677	15170.3	2297.21	1313348	4000	1608.68
ROBE	16 D	.166	6384.25	704.601	16189.1	2282.03	1310552	4000	1635.59
ROBE	15 E	.144	7226	546.206	17024.9	2196.62	1310253	4000	1607.3

BOMBA	R	Q1	HP	QSC	PD	EFT	FT	PS	
NATIONAL	0 A	0	0	0	0	0	0	0	
NATIONAL	17 B	.278	18447.2	1180.93	14449.1	2547.75	1301363	4000	1611.05
NATIONAL	10 C	.235	12311	932.981	15757.4	2405.07	1319575	4000	1582.43
NATIONAL	17 D	.184	9263.47	730.559	16559.2	2394.09	1325199	4000	1621.13
NATIONAL	15 E	.145	5851.77	442.394	13626	2142.65	1264607	4000	1791.73

C U A D R O 12

***** F U N D O S *****

AREA FUNDECOR PARA EMPLERAR EN CONTABILIDAD Y AUDITORIA

MES DE 1980

FONDO	C	GR	GR	GR	GR	GR	GR	GR	GR
1001	10 A	10	232691.7	30071.20	15139.1	31231.97	139261.7	51091.72	1271
1002	10 B	10	227911.9	29071.97	14591.1	30271.92	132771	49111.96	1272
1003	17 C	12	112011.1	13501.07	15120.1	20071.92	132579.2	51071.96	1273
1004	16 B	10	11501.1	11071.03	10100.1	10031.99	101107	10101.05	1274
1005	15 B	11	92001.92	10711.0	10029.7	10761.76	107711	01371.02	1275
9511001	0 A	0	0	0	0	0	0	0	0
9511002	17 B	12	16077.5	17001.43	14445.4	10551.75	131107	10941.95	1276
9511003	19 C	12	14020.7	13601.01	15757.9	10701.03	132729	50991.02	1277
9511004	17 B	11	11611	11501.26	10081.9	10741.41	103109	54551.05	1278
9511005	15 C	11	75101.95	10111.75	10070	10211.72	1071016	07111.05	1279

CUADRO 13

..... RESULTADOS

AREA MINIMA PARA EVITAR LA SERTIACION (600 x 1000) 600 x 1000

95 = 10000

BOMBA	R	GH	HP	QSC	PD	EP1	PT	ES	
CODE	19 A	14	21046.7	1651.64	12300.03	2664.3	138009	4000	950.7
ROBE	17 B	131	12976.2	991	10931.2	3293.04	132575	4000	1134.90
ROBE	16 C	124	13018.2	756.777	12041.2	3179	1321507	4000	1304.01
ROBE	15 D	1166	7554.80	578.793	12804.5	2073.2	1329374	4000	1307.53
ROBE	13 E	1144	1453.20	332.608	10961.7	1994.51	1232101	4000	1561.89
BOMBA	R	GH	HP	QSC	PD	EP1	PT	ES	
NATIONAL	17 A	138	10770.3	1230.23	10737	2444.1	1225710	4000	1130.10
NATIONAL	18 B	1297	13175.7	997.612	11566	2309.64	1215565	4000	1107.59
NATIONAL	16 C	1235	7916.05	890.454	9971.07	2102.55	1292474	4000	1372.67
NATIONAL	15 D	1104	2171.42	426.84	10670.9	2070.03	1303134	4000	1426.42
NATIONAL	14 E	1145	6602.03	363.092	11160.7	1953.69	1301175	4000	1516.00

C U A D R O 15

***** R E S U L T A D O S *****

AREA MINIMA PARA EVITAR LA CAVITACION (P₀₂) = .228111

QS = 0000

BOMBA	R	QH	HP	QSC	PD	EPI	PT	PS	
KOBE	10 A	.4	17452.9	1319.44	9775.43	2402.29	.292305	4000	761.979
KOBE	16 B	.31	10245.8	774.567	6675.0	2131.10	.297659	4000	1004.29
KOBE	15 C	.24	7869.13	594.907	5578.05	2049.97	.320279	4000	1081.41
KOBE	14 D	.186	6014.44	454.673	40249.7	1989.19	.327004	4000	1203.33
KOBE	12 E	.144	3407.93	263.680	3346.2	1909.03	.273651	4000	1503.49

BOMBA	R	QH	HP	QSC	PD	EPI	PT	PS	
NATIONAL	10 A	.30	13399.9	1012.73	8311.36	2245.00	.278002	4000	908.67
NATIONAL	17 B	.299	10591.6	806.724	9413.81	2143.33	.310932	4000	748.193
NATIONAL	15 C	.235	6323.02	478.081	6052.9	1999.19	.287265	4000	1268.76
NATIONAL	14 D	.184	4919.9	371.945	6627	1954.2	.299212	4000	1347.79
NATIONAL	13 E	.145	3822.93	269.014	5888.90	1819.56	.297741	4000	1640.71

C U A D R O 16

***** RESULTADOS *****

ANEA MINIMA PARA EVITAR LA CAVITACION (C=20 = 122811)

Q= 1000

BOMBAS	R	HP	HP	QSC	PD	EF1	PT	PS	
BOBE	10 A	14	12000	651.609	9775.43	2248.7	1271572	2555.13	1400
BOBE	15 B	14	20000	175.652	6655.8	2074.91	127153	2922.69	1400
BOBE	15 C	24	27000	379.541	1378.85	2011.39	1301154	2993.53	1400
BOBE	14 D	100	5000	150.025	10249.7	1920.65	1318252	3247.32	1400
BOBE	12 E	144	3715.74	320.813	8348.2	1918.19	1290335	4565.34	1400
BOMBAS	R	HP	HP	QSC	PD	EF1	PT	PS	
NATIONAL	18 A	120	11175.17	618.582	8341.32	2153.79	1248156	2885.41	1400
NATIONAL	17 E	120	8611.44	481.682	9413.81	2074.91	1268574	2775.08	1400
NATIONAL	15 C	120	9921.55	324.841	8652.7	1936.59	1272905	3531.58	1400
NATIONAL	14 D	100	6026.01	337.133	6827	1951.48	1298046	3711.93	1400
NATIONAL	12 E	144	3867.64	313.159	9095	1921.63	1300678	4283.79	1400

CAPITULO V ANALISIS ECONOMICO

V.1 ECONOMIA DEL BOMBEO HIDRAULICO

El método de bombeo hidráulico ha experimentado diseños a un grado que el rango de aplicación ha sido substancialmente ampliado. Los costos de instalación para el bombeo hidráulico-refleja una ventaja económica en muchas aplicaciones de bombeo.

Esto es particularmente cierto en altos gastos de desplazamientos y mayores profundidades que rigen los pozos actuales. La flexibilidad del bombeo hidráulico permite usar el mismo equipo, cumpliendo un alto rango de aplicaciones con la eficiencia de operación deseable.

El bombeo hidráulico es relativamente nuevo, sin embargo desde su inicio hace aproximadamente 30 años presentando significativos progresos en su desarrollo.

V.2 ECONOMIA DE LAS INSTALACIONES

Los factores principales que determinan el tipo de sistema artificial de producción para un requerimiento específico son los costos de instalación y operación.

Los costos de instalación para el equipo de bombeo hidráulico se muestran en la tabla 15 los costos estuvieron basados en 4 pozos, con una instalación de bomba libre para T.R. y no incluyó el costo de la tubería del pozo.

La mayor eficiencia del bombeo hidráulico ha permitido a los productores usar este sistema para obtener un bajo costo de operación. Las condiciones de operación para estos requerimientos teóricos de bombeo han sido mostrados también en la tabla 15

Para realizar el análisis económico de un proyecto, es necesario disponer de datos económicos y técnicos debiendo ser confiables y precisos. Por lo que estimar la rentabilidad de la instalación del bombeo hidráulico en los pozos del Complejo Cantarell no fue posible, debido a que no se pudieron obtener los datos necesarios.

El análisis económico se hace frecuentemente para determinar si un proyecto es rentable, en este caso se trata de ver si el bombeo hidráulico es el mejor sistema artificial de producción con respecto a los demás sistemas desde un punto económico, dado que en la industria petrolera el ingeniero de producción, siempre busca tener la máxima recuperación de aceite a un costo mínimo.

Es necesario comprender las siguientes definiciones:

- * Valor bruto del aceite, es el precio que se recibe en el campo por el barril de aceite, (dólares/barril).
- * Costos por barril, son los costos que se cargan contra un barril de aceite y que dependen directamente de la producción de dicho barril, (regalías, impuestos, costo de la energía necesaria para llevar cada barril a la superficie).
- * Costos fijos, son los costos que no tienen cambio cuando la producción se reduce o suspende durante un corto tiempo, (salarios del personal, costos de investigación, etc.). (Dólares/tiempo).
- * Valor neto del aceite, es el valor bruto del aceite menos -- los costos por barril, (dólares/barril).

A partir de estas definiciones, es donde principia la -- evaluación, por ejemplo, supongamos que los costos fijos de una compañía son del orden de \$ 10 000 000/año y el valor neto del-

aceite es de \$18/bl., esto significa que la compañía deberá producir 55555.6 bl/año de aceite para salir a la par y por cada barril más de aceite tendrá una utilidad neta de \$18.

Además, para estimar la rentabilidad del proyecto, es necesario determinar el gasto inicial de producción, el ritmo de declinación de la producción, éste último se podrá determinar a partir de dos métodos:

Primero, si tenemos la información necesaria se podrá predecir el comportamiento de los yacimientos utilizando para ello el método de Turner o Muskat, con lo cual se obtienen predicciones a largo plazo con una precisión aceptable. A partir de los datos obtenidos del yacimiento (presión del yacimiento, producción acumulativa de aceite, relación gas-aceite, tiempo requerido para explotarlo), se podrá determinar la historia de producción futura de cada pozo a partir del índice de productividad del pozo (J si $P_b < P_{wf}$) o el comportamiento de afluencia del pozo (IPR si $P_{wf} \approx p_b$) y así planear cambios en las técnicas y equipos de producción para ajustar el ritmo futuro de explotación.

Segundo, si no se tiene toda la información, se podrán utilizar las curvas de declinación de la producción (pág. 53, referencia 26), aunque no den una buena precisión forman un método rápido y simple para hacer estimaciones.

A nosotros lo que nos interesa es saber ¿cuánto será la inversión total de capital? ¿Durante qué tiempo se va a estar invirtiendo? ¿Cuándo se empezará a recuperar lo invertido? -- ¿En cuánto tiempo se tendrá una utilidad final o cuál será la ganancia máxima? ¿Cuánto se perderá cuando se lleven a cabo reparaciones o reacondicionamiento del equipo?. Esto se puede -- ilustrar gráficamente en la Figura 39, por lo tanto, para deter

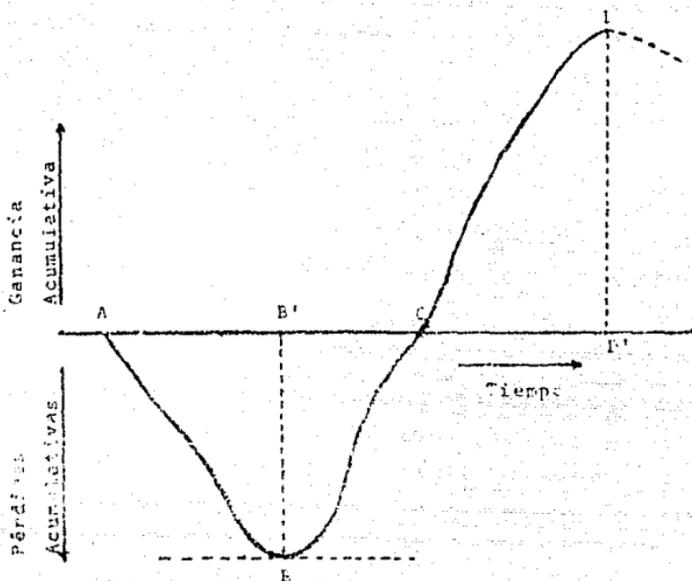


Fig. 39. Utilidad acumulada graficada contra el tiempo.

BE' = inversión total de capital.

AB' = periodo de inversión.

DE' = utilidad final o ganancia.

$B'C$ = periodo de recuperación.

$B'D'$ = vida económica del proyecto.

AD' = vida del proyecto.

minar la rentabilidad es necesario contar con: el ritmo inicial de producción q_0 , el valor neto de un barril de aceite u , la vida económica del proyecto N , el ritmo de declinación d y b , valor de capital invertido C , así como la tasa de descuento r . Para un mejor entendimiento se realizará un ejemplo:

Ejemplo:

Está bajo consideración la instalación del bombeo hidráulico tipo jet, en un pozo en una cierta localización. Estimando se que el gasto inicial de producción será de 200 bl/día, con una declinación del 2% mensual. Se estima que el costo de la instalación del bombeo hidráulico con una unidad de separación-centrífuga del aceite motriz y la bomba jet es de \$ 250 000, el valor neto del aceite es de \$10.0/bl. el límite económico de 130 bl/día, tasa de descuento del 9% anual. A partir de estos datos se obtuvo lo siguiente:

- * $q_0 = 200$ bl/día $r = 9\%$
- $dm = 2\%$
- $u = \$10$ /bl.
- $C = \$250$ 000
- $q = 130$ bl/día.

Se consideró una declinación exponencial en la producción, por lo cual se utilizaron las ecuaciones siguientes (pág. 54, referencia 26):

- * $d ; 1 - (1 - dm)^{12}$
- $d = 1 - (1 - 0.02)^{12}$
- $d = 0.215$
- * $b = \ln(1 - da)$
- $b = \ln(1 - 0.215)$
- $b = 0.242$

Vida económica de la bomba (N):

$$* N = - \ln\left(\frac{q}{q_0}\right) / b.$$

$$N = -\ln\left(\frac{130}{200}\right) / 0.242$$

$$N = 1.78 \text{ años}$$

(Las ecuaciones fueron tomadas del Capítulo 12, de la referencia 26).

Producción acumulativa de aceite (Q):

$$* Q = \frac{365 (q_0 - q)}{b}$$

$$Q = \frac{365 (200-130)}{.242}$$

$$Q = 105\,579 \text{ bl. de aceite.}$$

Periodo de recuperación (no actualizado) $\Rightarrow j=0$ (tp):

$$* tp = \frac{1}{(b+j)} \ln\left(1 - \frac{C(b+j)}{365q_0 u}\right)$$

$$tp = \frac{1}{.242} \ln\left(1 - \frac{250000 (0.242)}{365 * 200 * 10}\right)$$

$$tp = 0.36 \text{ años} = 4.3 \text{ meses.}$$

Porcentaje de ganancia(actualizado) (G):

$$j = \ln(1+r)$$

$$j = \ln(1+0.09)$$

$$j = 0.086$$

$$* G = \left(\frac{365 * q_0 * u * N}{C} \phi(x) - 1\right) 100$$

$$x = (b+j) N = 0.242 * 1.78 = 0.433$$

$$\phi(x) = \frac{1 - \exp(-x)}{x} = \frac{1 - \exp(-0.433)}{0.433} = 0.81$$

$$G = \left(\frac{365 * 200 * 10 * 1.78}{280\,000} * 0.81 - 1\right) * 100$$

$$G = 321\%$$

Tasa de retorno (R_t):

$$* \psi(y) = \frac{C}{365 q_0 v N}$$

$$\psi(y) = \frac{250\,000}{365 * 200 * 10 * 1.78}$$

$$\psi(y) = 0.19$$

Con el valor de $\psi(y) = 0.19$, de la Fig. 12.25 (ref. 26) $y = 5.0$

$$y = (b+J) N$$

$$J = \frac{y}{N} - b$$

$$J = \frac{5}{1.78} - 0.242$$

$$J = 2.57$$

$$R_t = \exp(J) - 1$$

$$R_t = \exp(2.57) - 1$$

$$R_t = 12.1 \text{ \% anual.}$$

Entre mayor sea el valor de la tasa de retorno, más atractivo será el proyecto.

Considerando, los mismos datos del ejemplo anterior necesitamos saber, cuál será la pérdida total debido al cierre durante una semana del pozo, mientras se espera una nueva bomba - subsuperficie.

$$t_c = 7 \text{ días.}$$

$$b = 0.242$$

$$j = 0.086$$

$$q_0 = 200 \text{ bl/día}$$

$$u = \$10/\text{bl.}$$

$$P(tc) = u^n \left(\frac{j}{b+j} \right) * q_0 * tc$$

$$P(tc) = 10 * \left(\frac{0.086}{0.242+0.086} \right) * 200 * 7$$

$$P(tc) \$3670.7$$

Debe considerarse que ésta es una pérdida real en ingreso, la cual nunca puede recuperarse.

El procedimiento anterior nos permite hacer cálculos rápidos de rentabilidad, aún cuando no son aproximados. Pero la ventaja de estos en la Ingeniería Petrolera es que nos permite eliminar en forma rápida varias posibilidades bajo consideración, en este caso los sistemas artificiales de producción que no sean rentables, y posteriormente, se podrá hacer un estudio más detallado.

*

NOMENCLATURA

A continuación se presenta una relación de los símbolos, significados y unidades que se usaron en las ecuaciones anteriores:

SIMBOLO		UNIDADES
b	Ritmo de declinación continua anual	Porcentaje
C	Costo de capital	Dólares
d	Ritmo de declinación anual	Porcentaje
dm	Ritmo de declinación mensual	Porcentaje
G	Porcentaje de ganancia	
j	Tasa de descuento continuo o nominal	Porcentaje
J	Tasa continua de retorno	Porcentaje
N	Vida económica del proyecto	Años
P(tc)	Pérdida en un tiempo de cierre	Dólares
q	Gasto de abandono (límite económico)	bl/día
qo	Gasto inicial de producción	bl/día
r	Tasa de descuento	Porcentaje
R _t	Tasa de retorno	Porcentaje
tc	Tiempo de cierre	Días

*

TABLA 15

COSTOS DE LA INSTALACION DE BOMBEO HIDRAULICO (TIPO PISTON)

GASTO (BL/DIA)	PROFUNDIDAD DE LA BOMBA PIES	REQUERIMIENTO DE ACEITE MOTRIZ DEL POZO bl/DIA	PRESION DE INYECCION (lb/Pg ²)	COSTOS DE INSTALACION POR POZO (DOLARES)
200	2,750	225	1265	\$6,680
	3,500		1590	6,810
	4,250		1900	7,060
	5,250		2340	7,060
	6,250		2760	7,480
	7,250		3310	7,950
400	10,000	445	4380	8,220
	2,750		1290	8,390
	3,500		1610	8,680
	4,250		1920	8,930
	5,250		2360	9,800
	6,250		2780	10,570
600	7,500	670	3330	11,410
	10,000		4400	12,030
	2,750		1310	10,340
	3,500		1635	11,830
	4,250		1950	12,220
	5,250		2390	13,180
	6,250		2820	14,700
	7,500		3370	15,530

Tanto el Bombeo Hidráulico, como el Mecánico, son del tipo de desplazamiento positivo, las bombas subsuperficiales tienen cierta similitud en cuanto a estructura y principio de acción. Una comparación de los costos de instalación puede verse en la tabla 16 en general esta relación indica que a profundidades mayores de 3000 pies y con ritmos de producción arriba de 200 bl/día el bombeo hidráulico puede tener un menor costo de instalación inicial. Si se aumenta la profundidad de colocación de la bomba, aumenta la posibilidad económica a usar este bombeo.

En estas tablas de costos los precios no son los actuales, teniendo en cuenta las crecientes inflaciones de estos tiempos, pero todos los aumentos son proporcionales por lo tanto se puede tomar como medida de comparación.

T A B L A 16

Gastos (bl/día)	Profundidad (pie)	Unidad de B. Mecánico (\$)	Sistema Hidráulico (\$)
200	2750	6,500	6,500
	4250	9,700	7,060
	6250	13,500	7,450
	10000	24,300	8,220
400	2750	9,200	8,390
	4250	12,800	8,930
	6250	19,040	10,570
	7500	24,300	11,450
600	2750	10,300	10,450
	4250	15,600	12,220
	6250	23,500	14,700

Basada en un sistema de cuatro pozos (en dólares)

TABLA 17
RESUMEN DE PRECIOS DE SISTEMAS DE BOMBEO HIDRAULICO
EN DOLARES

TAMAÑO Y TIPO DEL EQUIPO SUPERFICIAL	ARREGLO DEL MOTOR PRIMARIO Y PATIN			
	TRANSMISION DEL MOTOR ELECTRICO		TRANSMISION POR MOTOR DE GAS	
	PATIN SENCILLO	PATIN DOBLE	PATIN SENCILLO	PATIN DOBLE
UNIDAD DE BOMBEO j-30	35,168.00	- - - -	- - - -	- - - -
UNIDRAULIC J-60	40,898.00	42,958.00	- - - -	47,186.00
HIDRAULIC J-100	46,859.00	49,984.00	- - - -	65,087.00
HIDRAULIC J-165	59,370.00	62,515.00		85,087.00
UNIDAD DE LIMPIEZA J-30	19,803.00	- - - -	- - - -	- - - -
UNIDAD DE LIMPIEZA J-60	27,153.00	- - - -	30,816.00	- - - -
UNIDAD DE LIMPIEZA J-100	33,999.00	- - - -	49,517.00	- - - -
UNIDAD DE LIMPIEZA j-165	47,160.00	- - - -	70,837.00	- - - -
	<u>BOMBA JET</u>		<u>BOMBA TIPO PISTON</u>	
	2"	2-1/2"	2	2-1/2"
EQUIPO SUPERFICIAL Y SUBSUPERFICIAL DEL POZO	9,500.00	10,500.00	11,000.00	12,000.00

NOTA: Los precios de los motores eléctricos probados a 1200 RPM han sido usadas en este resumen y todas las unidades están accionadas por un reductor de engrane excepto las anotadas. Estos precios están referidos al 2 de enero de 1982.

* INCLUYE TRANSMISION

TABLA 18

COMPARACION DE COSTOS DE OPERACION DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO HIDRAULICO Y MECANICO (DOLARES)

Tamaño API de la unidad de bombeo	Instalación completa de bombeo mecánico	Instalación completa de bombeo hidráulico	Porcentaje de ahorro en el sistema de bombeo hidráulico
228	41,288.00	35,250.00	14.6
320	53,510.00	41,968.00	21.6
456	56,143.00	45,782.00	18.5
640	65,850.00	48,051.00	27.0
912	76,545.00	58,649.00	23.4

ENERO DE 1976

NOTA: Los precios incluyen una sarta de producción y motores eléctricos principales.

COMPARACION DE COSTOS DE OPERACION DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.

	<u>BOMBEO MECANICO</u>	<u>BOMBEO HIDRAULICO</u>
NORESTE DE TEXAS (1962-1967)	3.73 ¢ /bl	1.89 ¢ /bl
OESTE DE TEXAS (1973)	4.70 ¢ /bl	3.10 ¢ /bl

Los costos incluyen: Reparación de la bomba subsuperficial y superficial-extracciones de las bombas, costos de las sustancias químicas, aceite, lubricantes, energía eléctrica.

TABLA 19

DATOS DE LOS COSTOS DE OPERACION DEL SISTEMA DE BOMBEO
 HIDRAULICO OPERANDO EN PACHUTA CREEK, WEST NANCY,
 E. BARBER CREEK Y EL CAMPO Z.

	<u>PACHUTA CREEK</u> Agosto/1971	<u>WEST NANCY</u> Mayo/1972	<u>E. BARBER CREEK</u> Junio/1972	<u>CAMPO "Z"</u> Marzo/1970
(1) Colocación del bombeo hidráulico				
(2) Número de pozos	4	1	1	1
(3) Producción de aceite en el B.H. (bl)	382,350	136,904	41,758	952,600
(4) Fluído total en el B.H. (bl)	385,070	136,904	44,112	1,432,561
(5) Producción de aceite en el B.H. 1/72 al 4/73 (bl)	285,962	136,904	41,758	277,715
(6) Fluído total en el B.H. 1/72-4/73 (b)	282,682	136,904	44,112	473,577
(7) Costos eléctricos en el B.H. 1/72 al 4/73 (dóls/bl) ¹	0.0876	0.1073 ²	0.2935	0.1267
(8) Costos eléctricos en el B.H. 1/72 al 4/73 (dóls/bl fluído total) ¹	0.0868	0.1073 ²	0.2267 ²	0.7320
(9) Costos de reparación en el sistema (dóls/blo)	0.0418	0.0026 ²	0.0326 ²	0.2066 ²
(10) Costos de reparación en el sistema (dóls/bl fluído total)				
(11) Costos químicos (dóls/blo)	0.0393	0.0139 ²	0.0530 ²	-

	PACHUTA CREEK	WEST NANCY	E. BARBER CREEK	CAMPO "2"
(12) Costos eléctricos, de reparación y -- químicos (dlls/blo)	0.1687	0.1238	0.3251	-
(13) Relación gasto/rédito de operación (dlls gasto/dlls rédito) ⁴	0.1097	0.0862	0.1941	0.2827

1 Incluye electricidad para operar un tratador eléctrico-químico.

2 Note que estas son instalaciones sencillas . Esto solo puede resultar en el incremento de los costos.

3 Solo costos de reparación en 1972.

4 Ritmo promedio para sep 1972 - mar 1973 - Gastos excluyendo impuestos.

TABLA 20

COSTOS DE INSTALACION DEL BOMBEO HIDRAULICO EN EL AREA DEL MISSISSIPPI

<u>INSTALACION</u>	<u>COSTOS TOTALES *</u>
PACHUTA CREEK - - sistema de 4 pozos con tanque de aceite motriz y bomba pistón	\$247,800.00 **
WEST NANCY - - sistema de 1 pozo con unidad POCS y bomba Jet	\$ 98,800.00 **
EAST BARBER CREEK - - sistema de 1 pozo con unidad POCS y bomba Jet	\$ 98,800.00 **
HIPOTETICA - - sistema con un pozo con tanque de aceite motriz y bomba pistón	\$125,300.00 ***

* Este costo total excluye costos de recuperar la tubería y correr el ensamble de fondo y trabajos adicionales no asociados con sistemas de bombeo hidráulico.

** Estos son costos reales como los reportados en los informes después de realizado el trabajo.

*** Este es un costo estimado para una instalación hipotética similar al sistema Pachuta Creek con equipo de alarma y completamente seguro.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los estudios que se han realizado en el complejo Cantarell (Campo Akal) y tomando en cuenta los artículos mencionados en este trabajo, se concluyó que la Relación gas-aceite no representa un problema crítico para la selección del bombeo hidráulico como una alternativa viable para la explotación de este campo, por las siguientes consideraciones:

- El gas liberado airea la columna hidrostática evitando así mayores pérdidas de presión por fricción.
- La bomba Jet es relativamente inafectada por la producción de gas o fluidos de potencia sucios, además como no tienen partes móviles, el bombeo Jet requiere poco mantenimiento y el servicio es económico.
- El gas puede ser venteado evitando que el mismo pase por el interior de la bomba, esto se logra recolectando desde abajo el empacador y venteado hacia arriba por una sarta de pequeño diámetro paralela a la tubería de inyección mientras que la mezcla de fluido motriz y de la formación es producida por el espacio anular.
- En el complejo Cantarell se encuentra presente el mecanismo de segregación gravitacional⁽²⁵⁾, y además tiene las condiciones favorables para que la mayor parte del gas disuelto liberado, fluya hacia las partes altas de la estructura, -- propiciando la formación de un casquete secundario. Tales características favorables son la alta permeabilidad, el -- gran espesor y el relieve estructural, que en este complejo se encuentra en forma muy pronunciada (2000 m.). Por lo que es posible considerar que la Relación gas-aceite puede..

mantenerse constante o con incrementos pequeños, en tanto se permita que el mecanismo de segregación gravitacional es tá presente (usualmente en este mecanismo la eficiencia de desplazamiento en la zona totalmente barrida por el gas, es mayor al 70 por ciento), por lo que se puede concluir que la Relación gas-aceite no será un problema para el bombeo hidráulico como una alternativa viable para la explotación de este campo.

- Es indiscutible las grandes ventajas y beneficios que se -- pueden obtener con la aplicación del bombeo hidráulico (pis ton y Jet), por lo que se recomienda no pensar en este sistema artificial de producción como la última opción entre - éstos.

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

- 1) BUFORD NEELY. " SELECTION OF ARTIFICIAL LIFT METHOD ".
1981 No. 10337 SPE.
- 2) " COMO REGULAR EL BOMBEO HIDRAULICO ".
Agosto 1965, PETROLEO INTERAMERICANO.
- 3) " COMO DISPONER UN BOMBEO HIDRAULICO ".
Septiembre 1965, PETROLEO INTERAMERICANO.
- 4) F. BARTON BROWN, " WATER POWER FLUID FOR HYDRAULIC OIL-
WELL PUMPING ". Octubre 1965, No. 1190 SPE.
- 5) BETZ HANDBOOK OF INDUSTRIAL WATER CONDITION ING.
BETZ LABORATORIES, 6th Ed. 1962 No. 384.
- 6) COBERLY, C.J. " THEORY AND APPLICATION OF HYDRAULIC OIL
WELL PUMP ". KOBE INC. 1961.
- 7) E.F. GILL " GAS SHORTAGE FORCES USE OF HYDRAULIC LIFT ".
Junio 1973, THE OIL AND GAS JOURNAL.
- 8) R.G. HOLLIS. " DEEP HYDRAULIC PUMPING-RENO FIELDS ".
Mayo 1966, No. 1452 SPE.
- 9) COBERLY, C.J. " THEORY AND APPLICATION OF HYDRAULIC OIL
WELL PUMP ". KOBE INC. 1961, PAG. 103.
- 10) BROWN, KERMIT E. " THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT -
METHODS " VOLUMEN 2b, PETROLEUM PUBLISHING CO. 1980.
TULSA, OKLAHOMA.
- 11) " COMO EXPLOTAN YACIMIENTOS COSTA AFUERA DE MODESTO PO
TENCIAL ". Mayo 1974, PETROLEO INTERNACIONAL.
- 12) " HYDRAULIC JET PUMPING IN A REMOTE LOCATION ".
PAG. 55, WORLD OIL, Diciembre 1986 y
PAG. 80, WORLD OIL. Enero 1987 .
- 13) C. ALLEN BELL AND CHARLES D. SPISAK, " UNIQUE HYDRAULIC
LIFT SYSTEM " No. 4539 SPE.
- 14) JUSTUS, MARVIN. " REDUCE POWER AND MAINTENANCE COSTS OF
POWER FLUID CONDITION IN UNITS BY IMPROVING OVERALL -
OPERATIONS ". Octubre 1976, No. 6041 SPE.

- 15) H.L. KELLY. "ECONOMICS AND FLEXIBILITY OF HYDRAULIC PUM--
PING SYSTEMS". ARMACO STEEL CORPORATION.
- 16) M.W. JUSTUS. "HOW TO REDUCE PUMP REPAIR COSTS BY RESIZING
CYCLONES ON HYDRAULIC PUMPING UNITS".
ARMACO PRODUCTION COMPANY.
- 17) M.R. MECUSTER. "CLOSED POWER HYDAULIC PUMPING SUSTEMS".
KOBÉ INC.
- 18) HOWARD C. KELLY. "HYDRAULICS AFFROD PUMPING ECONOMICS". -
- 19) YURI DE ANTUÑANO MUÑOZ Y JOSE MARTINEZ PEREZ.
"BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON". TESIS, UNAM. NOV. 1985.-
- 20) JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA "APUNTES DE PRODUCCION DE POZOS".
FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM.
- 21) HORACIO ZUÑIGA PUENTE. "SELECCION DEL SISTEMA DE EXPLOTA-
CION ARTIFICIAL AL CAMPO CANTARELL, DE LA ZONA MARINA DE-
CAMPECHE". DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS DE SISTEMAS DE PRODUC
CION. IMP.
- 22) PETRIE H.L., WILSON P.M. SMART E.E.
"JET PUMPING OIL WELLS".
WORLD OIL, Noviembre y Diciembre 1983, Enero 1984.
- 23) HOWARD C. KELLY. "HYDRAULICS AFFROD PUMPING ECONOMICS".
PETROLEUM ENGINNER, Noviembre 1968.
- 24) "APLICACION DEL BOMBEO HIDRAULICO (PISTON) A LOS CAMPOS -
POZA RICA, SAN ANDRES, HALLAZGO, JILIAPA".
SISTEMAS DE PRODUCCION, IMP.
- 25) EVALUACION DE FORMACIONES EN MEXICO. SEPTIEMBRE 1984.
SCHLUMBERGER.
- 26) T.E.W. NIND.
"FUNDAMENTOS DE PRODUCCION Y MANTENIMIENTO DE POZOS PETRO
LERS". ED. LIMUSA. 1987.