



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

***Actualización y Evaluación de los Diseños de
BEC y BN Para los Pozos de la Plataforma
Abkatún "B"***

E S P E C I A L I D A D

SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION

P R E S E N T A :

Jorge Vázquez Morín

ASESOR: Ing. Eva Sánchez Olea



MEXICO, D.F.

Enero 2006



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

C O N T E N I D O

	Página
Lista de tablas	II
Lista de figuras	III
Introducción	1
Antecedentes	5
Historia de Producción del Campo	10
Planteamiento del Problema	13
Estudios Anteriores	15
Metodología de Análisis	17
Discusión de Resultados	33
Conclusiones y Recomendaciones	42
Abreviaciones y símbolos	44
Referencias	46
Apéndice A: Estados Mecánicos de los Pozos	
Apéndice B: Gráficas de Análisis de flujo Multifásico	
Apéndice C: Resumen de los diseños de B.N.	
Apéndice D: Resumen de los diseños de B.E.C.	

L I S T A D E T A B L A S

	Página
1. Comparación de producciones para el año 2000 en el campo Abkatún	16
2. Pozo Abkatún 93 A. Separación flash a 138 y 150 °C.	17
3. Pozo Abkatún 93 A. Separación diferencial a 138 y 150 °C	18
4. Espaciamiento de válvulas para el pozo Abkatún 53 A	25
5. Ajuste de condiciones de flujo última toma de información	34
6. Ajuste de condiciones de flujo marzo, 2001	36
7. Presiones límite de flujo estable y de diseño.	37
8. Resumen de los diseños de bombeo neumático	37
9. Resumen de los diseños de bombeo electrocentrífugo	38

L I S T A D E F I G U R A S

	Página
1. Ubicación del Campo Abkatún	5
2. Configuración estructural del Campo Abkatún	7
3. Columna geológica del campo Abkatún	8
4. Historia de producción y comportamiento de la relación gas/aceite	10
5. Variación del número de pozos productores con respecto al tiempo	11
6. Variación de la presión estática y la producción de aceite acumulada, con respecto al tiempo	12
7. Pozo Abkatún 95 B. Comportamiento de presiones en superficie y estrangulador	14
8. Ajuste de condiciones de producción pozo Abkatún 93 D. (nodo solución: NMID)	19
9. Ajuste de condiciones de producción pozo Abkatún 93 D. (nodo solución: cabeza del pozo)	20
10. Intervalos productores y posición de los contactos de fluidos	21
11. Sensibilidad a la presión estática para el pozo Abkatún 95 B	22
12. Efecto de la presión de inyección en la recuperación de líquidos. Pozo Abkatún 53 A	24
13. Diseño final para el pozo Abkatún 73	26
14. Estado mecánico del pozo Abkatún 53 A	28
15. Curvas características de la bomba seleccionada para el pozo Abkatún 53 A.	29

16.	Efecto de la variación de la RGA para el pozo Abkatún 53 A	30
17.	Efecto de la variación de la presión estática para el pozo Abkatún 53 A	31
18.	Comparación de flujo natural y sistemas artificiales para el pozo Abkatún 53 A	39
19.	Comparación de flujo natural y sistemas artificiales para el pozo Abkatún 73	40
20.	Comparación de flujo natural y sistemas artificiales para 7 pozos de la plataforma Abkatún B	41

INTRODUCCION

Cuando se inicia la explotación de un yacimiento petrolero, éste generalmente se encontrará en una etapa de producción conocida como *recuperación primaria*, la cual está caracterizada porque se emplea la energía natural que el yacimiento posee para recuperar una parte del volumen original de hidrocarburos que contiene. En esta etapa de explotación, la producción de aceite se debe a mecanismos tales como la expansión del sistema roca-fluidos, que se experimenta como resultado del abatimiento de presión a la cual está sujeto el sistema. Cuando el valor de la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbujeo de la mezcla de fluidos, entra en acción otro mecanismo que favorece la producción, éste consiste en la liberación y expansión del gas contenido en el aceite.

No es poco frecuente, encontrar yacimientos conectados con acuíferos que les suministren un empuje hidráulico. En tales casos, adicionalmente al mantenimiento parcial de la presión producto de la acción del acuífero, existe un barrido o desplazamiento del aceite contenido en el espacio poroso de la roca, al ser reemplazado por agua asociada al avance del contacto agua-aceite. Otros yacimientos presentan un casquete de gas libre cuya expansión, combinada con fenómenos de segregación gravitacional, pueden ayudar a conducir el aceite hacia los pozos productores, además de que, de una forma similar a la acción de un acuífero activo, proporciona un moderado mantenimiento de presión, compensando en forma parcial el abatimiento causado por la extracción de fluidos. La experiencia indica que, en aquellos yacimientos en los cuales se combina la acción de dos o más de los procesos antes mencionados, se lograrán mayores porcentajes de recuperación durante la etapa primaria de producción.

Durante bastantes, años los yacimientos petroleros fueron explotados únicamente mediante mecanismos de recuperación primaria, hasta que los pozos dejaban de fluir por abatimiento de presión ó bien, cuando se llegaba a gastos de aceite incosteables, frecuentemente debido al alto flujo fraccional de agua. En tales casos, el yacimiento era abandonado dejando dentro de él, volúmenes bastante grandes de hidrocarburos, cuya magnitud depende de las propiedades del sistema roca-fluidos, de las condiciones de presión y temperatura a las cuales está sujeto y del mecanismo o combinación de mecanismos de producción actuantes.

Con el avance en el estudio del flujo de fluidos en el yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, se desarrollaron técnicas que permitieron alargar la vida fluyente de los pozos. (Algunas de estas

técnicas tiene su base en la aplicación del Análisis Nodal a sistemas de producción¹). Estas medidas se pueden separar en tres grupos²:

1. Modificaciones al sistema de producción. Se pretende reducir las caídas de presión desde el intervalo perforado en el pozo, hasta la batería de separación, mediante modificaciones a las características de las instalaciones. Dentro de éstas se incluyen:
 - Tamaño del estrangulador superficial
 - Tuberías de producción
 - Líneas superficiales de flujo
 - Diseño de las instalaciones superficiales

2. Incremento en la capacidad de la formación para aportar fluidos hacia el pozo con mayor presión, empleando alguna de las siguientes técnicas:
 - Inyección de fluidos como agua o gas en el yacimiento
 - Estimulando la formación productora para reducir las pérdidas de presión en el yacimiento
 - Optimizando la densidad de disparos para establecer una comunicación efectiva entre el yacimiento y el pozo

3. Instalación de dispositivos que ayuden al yacimiento a vencer las caídas de presión, para llevar los fluidos a la superficie. Esto se puede lograr de dos maneras:
 - Mediante la inyección de un fluido que reduzca el peso de la columna de hidrocarburos dentro del pozo
 - Usando una bomba subsuperficial, que suministre presión adicional para vencer las caídas de presión en el sistema

De las anteriores medidas, las dos primeras tienen como objetivo, crear las condiciones necesarias para que el pozo continúe produciendo, empleando sólo la energía natural de la formación; en cambio, en la tercera, se le suministra energía adicional al pozo mediante alguno de los dispositivos indicados, para que puedan llegar los fluidos a la superficie con una presión y un gasto convenientes. Este es el principio de los sistemas artificiales de producción, que ha sido definido como sigue:

"Las técnicas que usan una fuente externa de potencia, para ayudar al yacimiento a vencer las caídas de presión en el sistema de producción, a partir de los disparos, reciben el nombre genérico de Sistemas Artificiales de Producción"².

Actualmente, los sistemas artificiales de producción más importantes a nivel mundial, por el número de equipos instalados y por el volumen de hidrocarburos que producen, son:³

- Bombeo mecánico
- Bombeo neumático continuo, (BNC)
- Bombeo electrocentrífugo, (BEC)
- Bombeo por cavidades progresivas, (PCP)
- Bombeo hidráulico Jet
- Bombeo neumático intermitente, (BNI)
- Bombeo hidráulico

De acuerdo a la tendencia mundial, en México han sido ampliamente usados los sistemas de bombeo mecánico y neumático, tanto continuo como intermitente, en campos del Noreste del país. Por otra parte, el bombeo neumático continuo, es el sistema artificial que mayor producción genera en la zona marina de la Sonda de Campeche. En menor medida, también se han implantado equipos de bombeo electrocentrífugo en pozos de dicha zona, obteniéndose resultados satisfactorios.

Respecto a sistemas como el bombeo hidráulico y de cavidades progresivas, se han realizado pruebas en campos terrestres, tanto del Noreste como en el Sur del país, sin que actualmente se cuente con equipos de estas clases operando.

Existen además diferentes campos, los cuales en la actualidad producen hidrocarburos por la energía natural de la formación, sin embargo, debido a la fase de madurez en que se encuentran, son eventualmente candidatos a la implantación de algún sistema artificial de producción. La selección del sistema para estos campos, implica una decisión muy importante, ya que una equivocación puede ocasionar reducciones en la producción e incrementos considerables en los costos de operación; por tanto, es necesario tener conocimiento suficiente acerca de las características y limitaciones de los diferentes sistemas.

Algunos factores son claves e inciden determinadamente en la selección del sistema, por ejemplo: el tipo de fluidos producidos, la producción de partículas sólidas, las características mecánicas de los pozos, (tanto en desviación, como en tuberías de revestimiento, profundidad, etc.), el volumen de producción deseado, la disposición de energía para los equipos de potencia, etc. Uno de los factores de más peso en la selección del sistema artificial para un pozo o grupo de pozos, es su ubicación. Por ejemplo, si los pozos se localizan costafuera, el sistema seleccionado deberá cumplir con características tales, que permitan su instalación en espacios reducidos, en pozos desviados, que su operación requiera de los

mínimos trabajos de mantenimiento con una larga vida de operación, etc.

Un ejemplo de estos campos petroleros, en los que cada vez se hace más evidente la necesidad de definir el sistema de artificial de producción, que será empleado para alargar la vida fluyente de los pozos, es el campo Abkatún, ubicado en la Sonda de Campeche, el cual inició su producción en el año 1980.

El presente trabajo, es una actualización de los diseños de bombeo neumático continuo y bombeo electrocentrífugo para 8 pozos de la plataforma Abkatún "B". Estos sistemas fueron seleccionados en un trabajo previo⁴, como los de mejor aplicabilidad para el campo.

ANTECEDENTES⁵

El campo Abkatún, el cual forma parte del Complejo Abkatún – Pol – Chuc, se localiza sobre la Plataforma Continental del Golfo de México, aproximadamente a 86 kilómetros al Noroeste de la Ciudad del Carmen, Campeche y a unos 140 km al Noreste del Puerto de Dos Bocas, Tabasco, en tirantes de agua de 30 metros, como se observa en la **figura 1**.

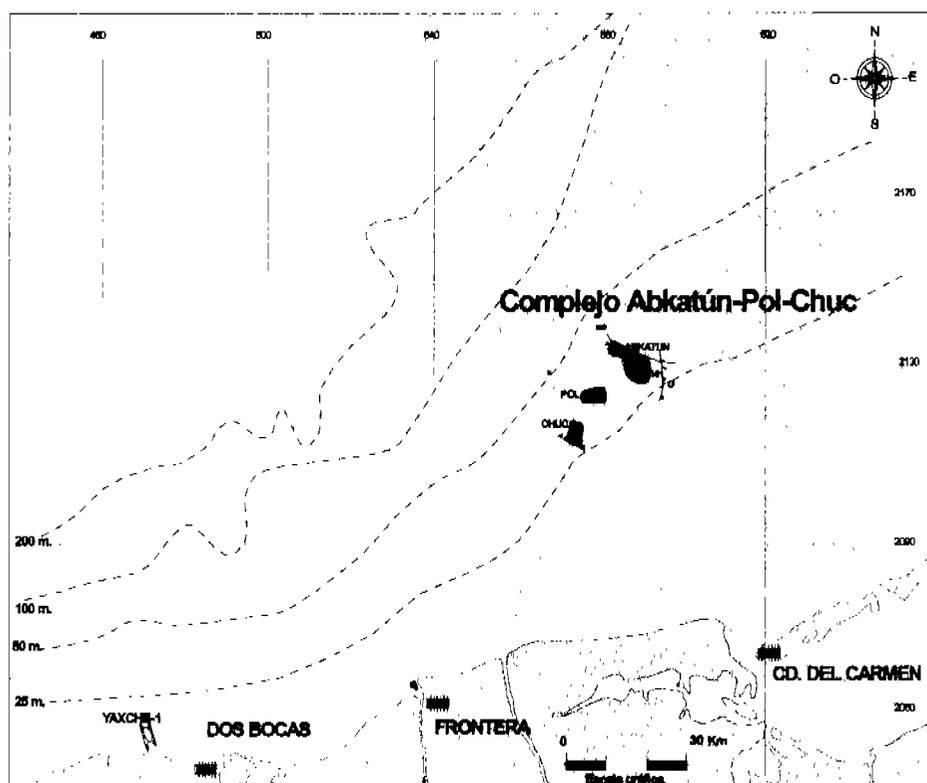


Figura 1. Ubicación del Campo Abkatún. (Tomada de: "Libro Blanco Complejo Abkatún – Pol – Chuc".⁵)

Desde el punto de vista geológico, el campo Abkatún pertenece a la Provincia Marina de Campeche. La roca almacén, es una brecha de carbonatos de las formaciones Cretácico Superior y Paleoceno Inferior. El yacimiento se encuentra en una trampa de tipo estructural, en la cual se han definido dos áreas con características petrofísicas y de producción diferentes. Una de ellas, conocida como "Abkatún Centro", que presenta condiciones excelentes para la producción de hidrocarburos; mientras que el área ubicada al Noroeste del campo, la cual ha sido denominada "Abkatún H", con un empobrecimiento de parámetros como porosidad y permeabilidad. En

términos de superficie, Abkatún Centro representa el 75.5 % del área total del campo, (71 km²); mientras que la zona de Abkatún H, ocupa un área de 23 km², lo que representa el 24.5 % restante. Ambas regiones resienten el efecto de un acuífero activo y son productoras de aceite de 28 ° API. La **figura 2** muestra la configuración estructural del campo.

Descubrimiento y Características Generales del Campo

Con la información obtenida de los pozos Chac 1 y Akal 3, perforados en los años de 1975 y 1977 respectivamente, se infirió la posible existencia de acumulaciones de hidrocarburos en la formación Jurásico Superior. En 1977 se inició la perforación del pozo Abkatún 1, primer exploratorio del Campo; sin embargo, a una profundidad de 700 m, se presentó una manifestación de gas, la cual salió de control y finalmente, incendió el pozo. En 1978 se perforó el pozo exploratorio Abkatún 1A, el cual llegó a una profundidad de 3,600 m y confirmó la acumulación comercial de hidrocarburos en abril de 1979. Un año después, se perforó el pozo Abkatún 1B, el cual fue probado por un estrangulador de 2", midiéndose una producción de 2,170 BPD de aceite y 1.840 millones de pies cúbicos de gas.

Los estudios geofísicos y geológicos, permitieron definir la estructura que aloja los hidrocarburos en el Campo Abkatún, como un anticlinal de aproximadamente 18,500 m de largo y una anchura máxima de 5,000 m. Este anticlinal tiene asociado un sistema de fallas inversas y normales que lo seccionan en diferentes bloques y presenta un cierre estructural máximo de unos 900 m hacia el Sur y Este, así como cierre contra falla en la parte Norte del campo. El yacimiento está alojado en una brecha dolomitizada, naturalmente fracturada, la cual ha visto aumentada su porosidad y permeabilidad original, por diversos fenómenos diagenéticos y de esfuerzos.

Se ha determinado la columna estratigráfica del campo, desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano, hasta el Reciente. El pozo Abkatún 5, penetró 111 m en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, permitiendo determinar que está formado por intercalaciones de dolomías, areniscas de cuarzo de grano fino y lutitas arenosas y bentoníticas. El espesor del Tithoniano, va de 80 a 200 m y está compuesto por lutitas bituminosas y calizas arcillosas bituminosas. El espesor del Cretácico, va de 300 a 600 m y está constituido principalmente por carbonatos de ambiente de mar abierto.

El principal yacimiento del campo Abkatún, se encuentra entre el Cretácico Superior y el Paleoceno inferior, en una formación de brechas sedimentarias con espesores de 50 a 150 m, formadas de clastos de calizas dolomitizadas y fracturadas. El Terciario está constituido por intercalaciones de lutitas bentoníticas y arenosas y cuerpos calcáreos compactos. Su espesor varía entre 2,800 y 3,300 m. La **figura 3** presenta la columna geológica típica del campo.

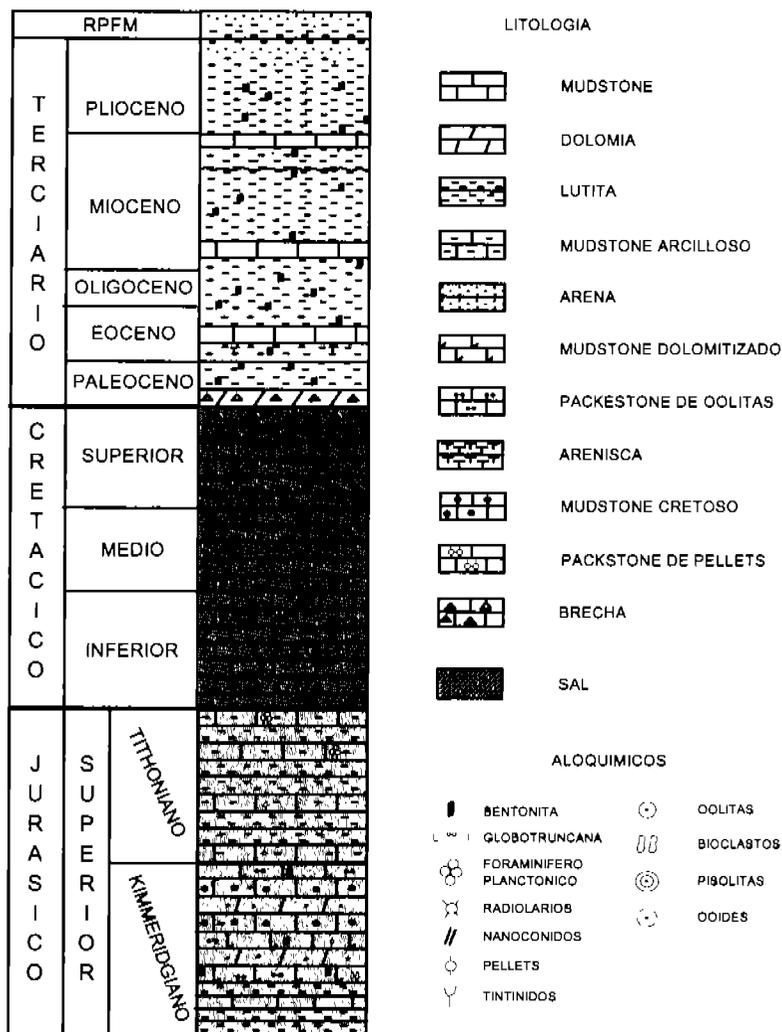


Figura 3. Columna geológica del campo Abkatún (Tomada de: "Libro Blanco Complejo Abkatún - Pol - Chuc".⁵)

El espesor promedio de la columna de aceite en el campo, es de 430 m. La porosidad varía entre 6 y 14 %, con abundante presencia de fracturas y cavidades de disolución. La saturación de agua varía de

12 a 25 %; mientras que los valores de permeabilidad, se ubican en un amplio rango, desde unos 20 o 30 milidarcys, hasta valores de unos 3,000 milidarcys. La temperatura del yacimiento, es de unos 140 °C y la salinidad del agua de formación, varía entre 70,000 y 90,000 partes por millón de NaCl.

Las características físicas y de producción del campo Abkatún, lo ubican junto con los campos Pol y Chuc, como el segundo complejo más importante del país, después de Cantarell.

HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO

El campo Abkatún, inició su producción de forma oficial en julio de 1980, con el pozo 1-B, el cual aportó un gasto inicial de 2,136 barriles por día de aceite, con una relación gas/aceite de 150 m³/m³. Con la incorporación de pozos de desarrollo y de acuerdo a la política de explotación del campo, en enero de 1983, se alcanza la producción máxima registrada, la cual fue de 510,920 barriles por día de aceite y 10.714 millones de metros cúbicos por día de gas. A partir de ese momento, se inició el decremento de la producción del campo, cuyo comportamiento, junto con el de la relación gas aceite, se muestra en la **figura 4**.

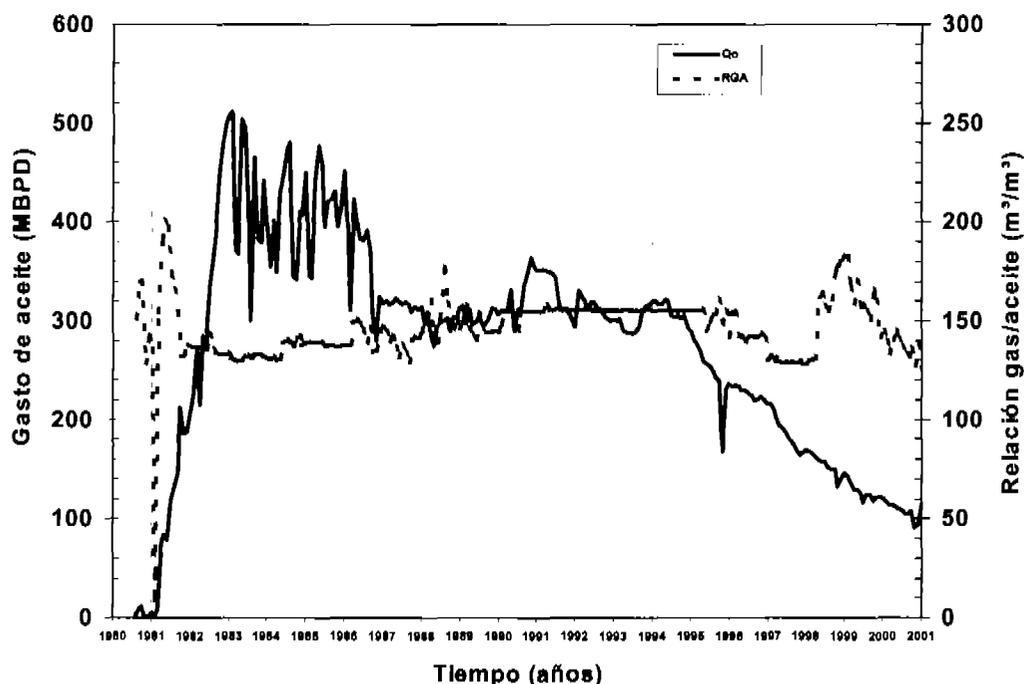


Figura 4. Historia de producción y comportamiento de la relación gas/aceite

La **figura 5**, muestra el número de pozos que hicieron posible tales producciones en el campo. En ella se aprecia que, a pesar que la máxima producción se registró en la fecha ya señalada, el número máximo de pozos produciendo simultáneamente, se registró entre los años de 1990 y 1992, llegando a un valor de 41.

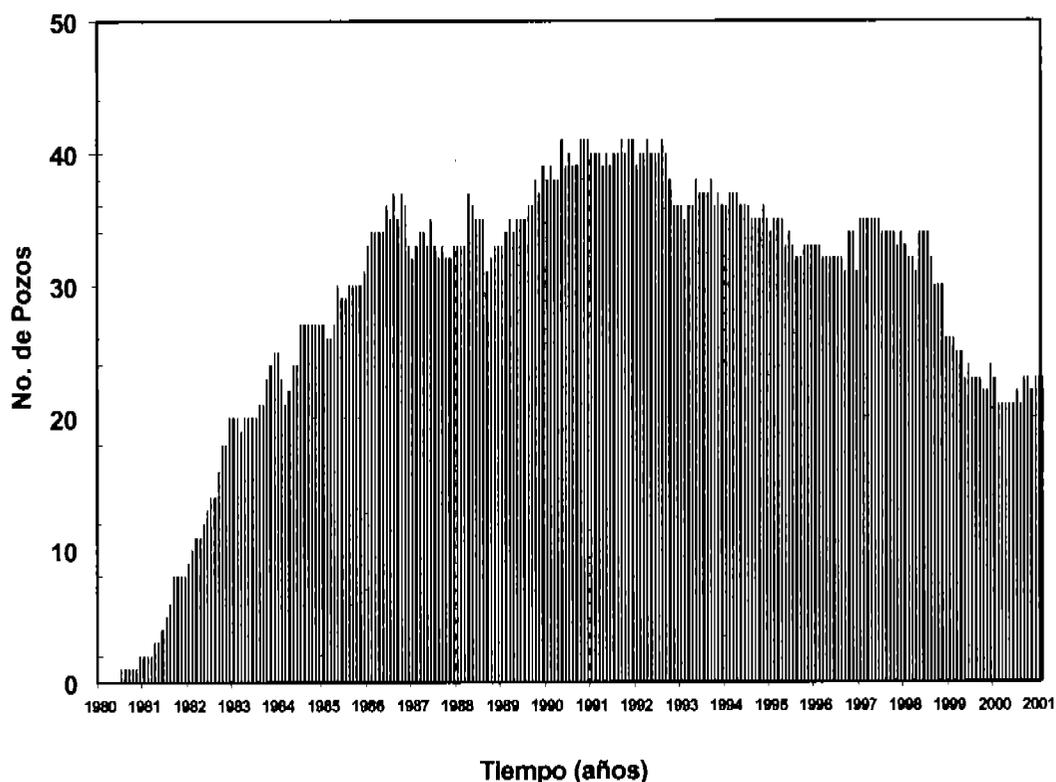


Figura 5. Variación del número de pozos productores con respecto al tiempo

De las figuras 4 y 5, se puede determinar que la producción promedio por pozo, ha declinado de 25,546 barriles por día en el punto de máxima producción total, a un promedio de 4,662 barriles por día, en marzo del 2001, fecha en la cual la producción total es de 107,225 barriles diarios, con 23 pozos productores.

Esta disminución, tanto en el volumen de aceite producido, como en el número de pozos productores, ha sido consecuencia de la declinación natural del campo y de fenómenos asociados a la extracción de los fluidos del yacimiento. La disminución gradual de la presión estática, ha restado energía para que los fluidos sean llevados hasta la superficie; sin embargo, se han hecho importantes esfuerzos, para mantener el ritmo de declinación en el mínimo valor posible. Con este objetivo, desde el año de 1991, el yacimiento ha sido sometido a un proceso intensivo de inyección de agua, el cual ha resultado un medio efectivo para atenuar la caída de presión estática. La **figura 6**, muestra el comportamiento de la presión estática del yacimiento, calculada al plano de referencia del campo, (ubicado a una profundidad de 3,640 m), y su relación con la producción acumulada.

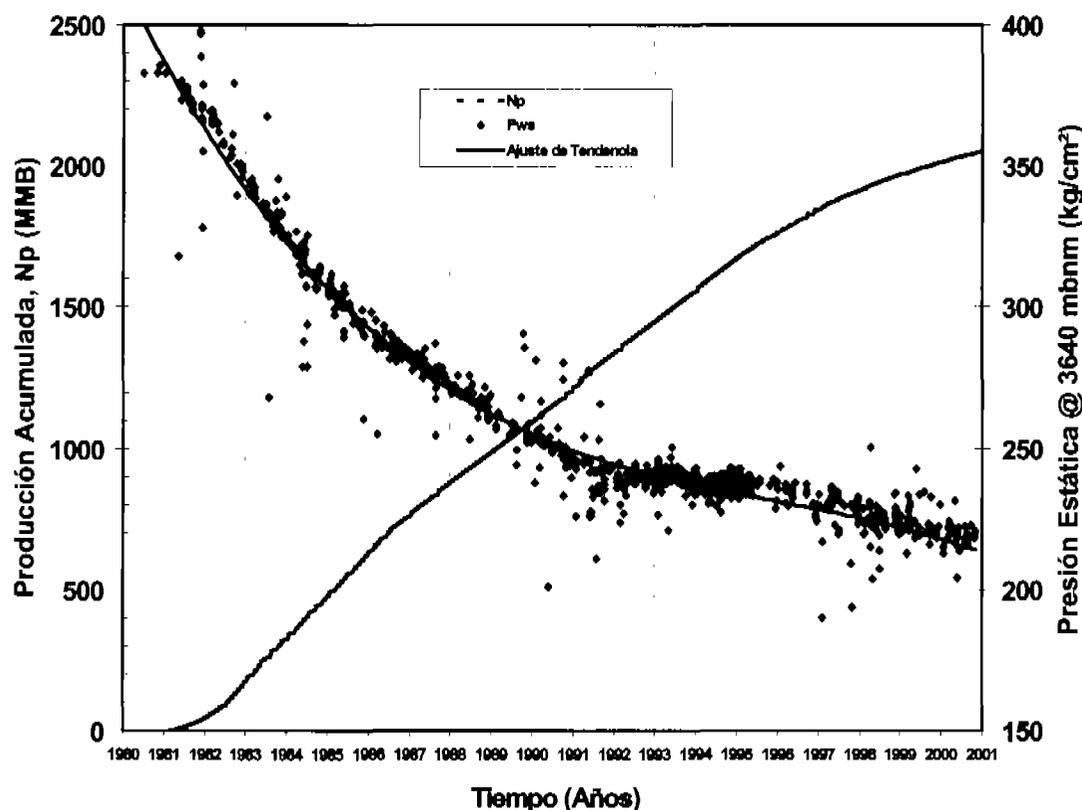


Figura 6. Variación de la presión estática y la producción de aceite acumulada, con respecto al tiempo

En la figura se aprecia que la presión estática ha disminuido unos 171 kg/cm², al pasar de un valor de presión inicial de 386 kg/cm², (registrado durante el descubrimiento del campo), a un valor de aproximadamente 215 kg/cm², a marzo del 2001.

Otro de los problemas ocasionados, en parte por la extracción de fluidos de la formación y también por el proceso de inyección de agua, es el avance del contacto agua/aceite, el cual se encontró originalmente a una profundidad de 3,800 metros. A marzo del 2001, este contacto de fluidos se estima a una profundidad aproximada de 3,260 m. Este avance ha ocasionado que a la fecha, se hayan cerrada por invasión de agua, un total de 44 pozos.

Al 1° de marzo del 2001, el campo Abkatún había producido un volumen total de 2,062.602 millones de barriles de aceite, 47,804.404 millones de m³ de gas y 2.467 millones de m³ de agua. La reserva original fue estimada en 2,290 millones de barriles de petróleo.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La etapa de madurez, en la cual se encuentra la explotación del campo Abkatún, ha traído como consecuencia una declinación en la presión estática del yacimiento. Esto se traduce en una disminución de la energía con la cual los fluidos son transportados, desde el fondo del pozo hasta las instalaciones superficiales. Como consecuencia de esta pérdida de energía, la producción del campo ha venido disminuyendo de forma gradual, pero irremediable. Así mismo, el efecto del proceso de mantenimiento de presión, mediante inyección de agua al cual ha sido sometido el campo, si bien ha resultado efectivo, ha traído también efectos no deseados como el hecho de que ha favorecido la invasión temprana por agua de ciertos pozos, ubicados en rutas de flujo preferencial desde las zonas de inyección, hasta las zonas productoras. Atendiendo este hecho, las políticas de inyección de agua han sido modificadas, disminuyendo su volumen ante la imposibilidad de suspenderla totalmente, ya que el efecto benéfico de mantenimiento de presión es compartido por campos vecinos. Por otra parte, una posible suspensión total del proceso de inyección, traería como consecuencia un aumento considerable en el ritmo de declinación de la presión estática, el cual es actualmente de unos 6 kg/cm², (ver figura 6). De presentarse este escenario, la presión en la cabeza de los pozos bajaría a un nivel tal, que les sería imposible incorporar su producción al sistema general de recolección.

Aun, considerando el hecho de que la inyección de agua a la formación no sea suspendida, las condiciones actuales de operación de los pozos, indican que algunos de ellos están cerca de dejar de fluir por igualación de presiones entre la cabeza del pozo y la de la red de recolección. Ejemplo de ello, es el caso del pozo 95 B, cuyo comportamiento de presiones superficiales y estrangulador de superficie, es mostrado en la **figura 7**. En dicha figura, se aprecia que el pozo necesita una presión mayor a 11.5 kg/cm² para continuar fluyendo; sin embargo, la presión promedio durante el segundo semestre del año 2000, fue de apenas 14.2 kg/cm². Estas condiciones implican que este pozo, como la mayoría de los del campo, operan desde hace ya algún tiempo, en situaciones de flujo subcrítico, de manera que cualquier alteración fuerte en las condiciones de operación del sistema superficial de recolección, (es decir, corriente abajo del estrangulador superficial), incidirá directamente en el yacimiento, pudiendo incluso provocar la igualación de presiones en superficie.

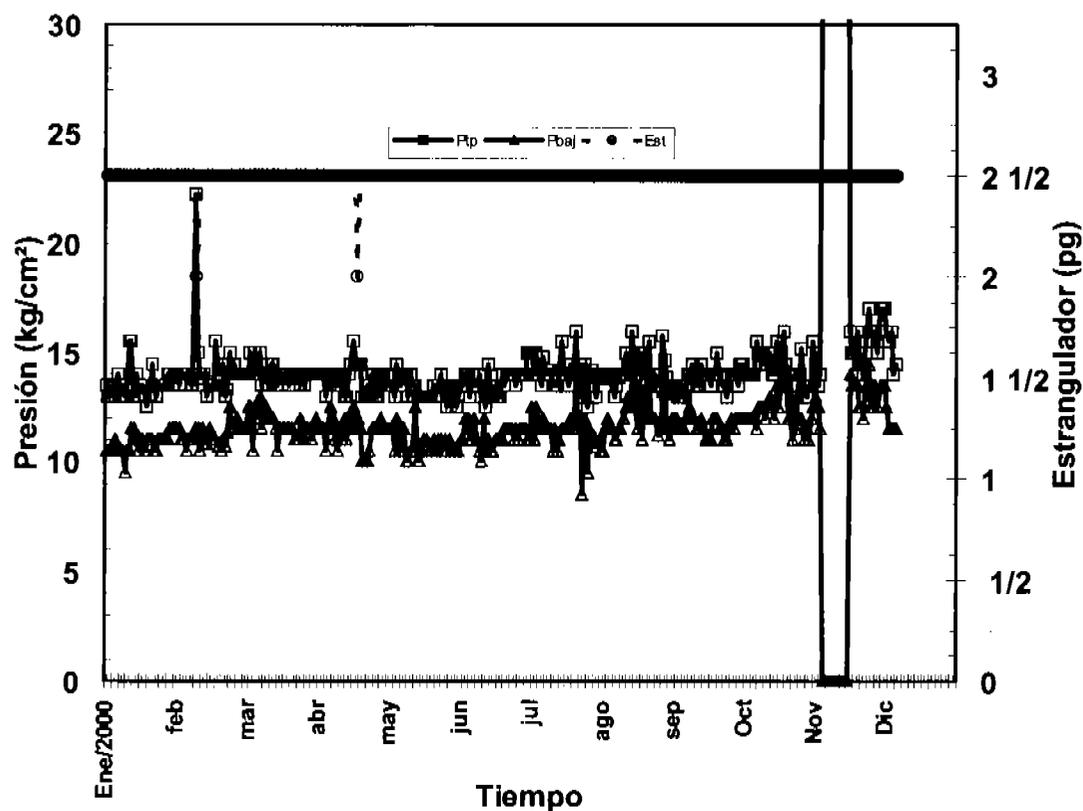


Figura 7. Pozo Abkatún 95 B. Comportamiento de presiones en superficie y estrangulador

Debido a las condiciones antes señaladas, se debe definir con oportunidad cuál es el sistema artificial de producción que mejor se adecua a las características del campo, que permita cumplir con las políticas de explotación de éste y decidir también el momento oportuno de su implementación.

ESTUDIOS ANTERIORES

En el año de 1998, se realizó un estudio de factibilidad para establecer, cuál era el sistema de producción artificial más adecuado para el campo Abkatún, (ver referencia 4). De dicho estudio, se determinó que las mejores perspectivas de operación, las presentaban el bombeo neumático continuo y el bombeo electrocentrífugo, por lo cual se realizaron diseños con ambos, sistemas para un total de 27 pozos ubicados en las ocho plataformas con las que cuenta el campo.

Del estudio se concluyó que, técnicamente ambos sistemas eran factibles de implantar en el campo, obteniéndose beneficios en producción adicional, ligeramente mayores para el bombeo neumático. La **tabla 1** presenta un resumen de los resultados obtenidos.

Cabe señalar que el estudio en cuestión, fue realizado tomando como premisa de diseño la maximización de las producciones por pozo; además de que en los análisis previos a los diseños, se trabajó con información de pruebas presión - producción que en ocasiones tenían incluso 6 años de haber sido registradas.

Hoy en día, a pesar de que se mantiene como objetivo el lograr la máxima producción posible por pozo, la determinación del gasto máximo se realiza de manera tal, que se evite la inducción de flujo de agua por canalizaciones o conificaciones del contacto agua/aceite. Por otra parte, algunos de los pozos considerados en el estudio antes citado, han manifestado ya la producción de agua, llegando incluso a auto-controlarse algunos de ellos, como es el caso de pozos en las plataformas C, D, F y G.

Debido a estos cambios en las premisas de diseño, se planteó la alternativa de restringir los estudios de factibilidad, a los pozos de la plataforma Abkatún "B", los cuales están ubicados en la parte más alta del yacimiento. Adicionalmente, se tiene la ventaja de contar con información de pruebas presión-producción completas de estos pozos, registradas recientemente.

Por las razones anteriores, se propuso realizar una actualización de los diseños de bombeo neumático y bombeo electrocentrífugo, para 7 pozos de la plataforma Abkatún "B".

Tabla 1. Comparación de producciones para el año 2000 en el campo Abkatún. (Estudio de factibilidad 1998)

PLATAFORMA	POZO	Gasto de Aceite (BPD)			
		Flujo Natural	F.N. + C.A.P.	F.N. + C.A.P. + B.N.	F.N. + C.A.P. + B.E.C.
ABK-A	77	2405	2405	3159	3903
	97-A	13863	13863	16539	11041
ABK-B	51-A	5658	5658	8366	7045
	53-A	2042	2409	3046	3446
	71-D	2897	11760	12300	3343
	73	957	957	3200	2718
	77-A	1549	2225	2600	2206
	91-A	3545	6153	6630	5659
	93-B	5350	6961	7100	7782
ABK-C	95-B	6330	13670	13712	12340
	241	6226	6551	8714	11781
	261	7049	7049	9000	9297
	267	357	357	1418	2045
	281	9873	11474	11489	15540
	283	10407	10407	14552	11570
ABK-D	285	3311	4283	4317	3724
	71	13497	13497	15612	10579
	72	1083	1083	1805	8014
ABK-E	92	1623	1623	3010	4036
	31	2435	2435	5883	3805
ABK-F	15-A	5385	5385	6620	5849
	35	6263	6263	8802	6447
	37	7456	3757	10300	9747
ABK-G	55	3154	3154	5720	8021
	57	1507	6202	6242	3857
ABK-H	212-A	984	1337	1385	6241
	216	1052	1719	1756	1802
	Total	126,258	152,637	193,277	181,838

F.N.: Flujo natural

C.A.P.: Cambio de aparejo de producción

B.N.: Bombeo neumático

B.E.C.: Bombeo electrocentrífugo

METODOLOGIA DE ANALISIS

El presente trabajo, fue realizado de acuerdo a la siguiente secuencia:

I. Recopilación y validación de información

Inicialmente se recopiló la información referente a las características mecánicas de los pozos, como son la desviación, geometrías de aparejos de producción, posición estructural, etc., (ver Apéndice A). También se determinó que las propiedades PVT de los fluidos, las cuales se emplearían en los análisis de flujo multifásico, serían obtenidas del análisis correspondiente a una muestra del pozo Abkatún 93 A, el cual es considerado como representativo del campo. Las **tablas 2 y 3** resumen dichas propiedades.

Tabla 2. Pozo Abkatún 93 A. Separación flash a 138 y 150 °C.

Presión (kg/cm ²)		Volumen Relativo (m ³ /m ³)		Fac. Vol. Fase Mixta (m ³ /m ³)	
138 °C	150 °C	138 °C	150 °C	138 °C	150 °C
350	350	0.9607	0.9612	1.4697	1.5594
301	310	0.9701	0.9688	1.4841	1.5717
252	269	0.9797	0.9774	1.4987	1.5856
203	230	0.9909	0.9860	1.5159	1.5996
170	178	1.0000	1.0000	1.5298	1.6223
163	173	1.0100	1.0100	1.5541	1.6385
157	166	1.0310	1.0253	1.5772	1.6633
150	161	1.0508	1.0377	1.6075	1.6835
132	152	1.1147	1.0624	1.7053	1.7235
114	145	1.2048	1.0849	1.8431	1.7600
104	130	1.2718	1.1438	1.9456	1.8556
96	114	1.3373	1.2299	2.0458	1.9953
90	105	1.3956	1.2934	2.135	2.0983
81	89	1.5017	1.4577	2.2973	2.3648
72	80	1.6378	1.5643	2.5055	2.5378

También se incluyó información de las distintas pruebas presión - producción efectuadas en cada uno de los pozos, su historia de aforos y de comportamiento de presiones en superficie.

II. Definición de correlaciones de flujo multifásico en el pozo

La selección de la correlación apropiada, consiste en determinar el valor de la caída de presión total, entre el fondo y la cabeza del pozo, registrada durante una prueba de presión – producción. Este valor, es comparado contra los resultados obtenidos, empleando las diferentes correlaciones y modelos mecánicos disponibles. La correlación elegida deberá ser aquella que presente menor diferencia entre los valores medidos y los calculados. Para este trabajo, las correlaciones elegidas, se determinaron de un grupo de 11 correlaciones y 2 modelos mecánicos, incluidos en el programa de computo empleado⁶.

Tabla 3. Pozo Abkatún 93 A. Separación diferencial a 138 y 150 °C

Presión (kg/cm ²)		Fact. Vol. Ac. (Bo) (m ³ /m ³)		Densidad Aceite (gr/cm ³)		Rel. Solub. Rs (m ³ /m ³)		Fact. Vol. gas. (Bg), (m ³ /m ³)		Dens. Relativa gas (Aire = 1)	
138 °C	150 °C	138 °C	150 °C	138 °C	150 °C	138 °C	150 °C	138 °C	150 °C	138 °C	150 °C
350	350	1.469	1.559	0.706	0.671	126.7	140.3				
301	310	1.484	1.571	0.699	0.665	126.7	140.3				
252	269	1.498	1.585	0.692	0.660	126.7	140.3				
203	230	1.515	1.599	0.685	0.654	126.7	140.3				
170	173	1.529	1.622	0.673	0.645	126.7	140.3				
150	160	1.480	1.573	0.690	0.656	110.7	126.4	0.007846	0.007514	0.8791	0.881
130	140	1.435	1.527	0.702	0.666	97.4	112.8	0.009615	0.009245	0.8723	0.864
110	120	1.400	1.494	0.710	0.675	85.0	99.3	0.011132	0.009695	0.8633	0.8756
90	100	1.362	1.450	0.724	0.684	72.1	87.1	0.014253	0.012885	0.880	0.8699
70	87	1.327	1.415	0.733	0.695	61.2	76.5	0.01747	0.01607	0.9036	0.9256
50	60	1.292	1.350	0.740	0.719	49.8	61.2	0.024291	0.026431	0.9456	0.9702
25	30	1.238	1.265	0.755	0.746	33.4	47.3	0.047911	0.049194	0.0619	0.1746
0	0	1.073	1.085	0.815	0.798	0	0	-	-	0.5069	0.3599

III. Determinación de las curvas de afluencia y de transporte

Tomando en cuenta la historia de análisis de flujo multifásico, realizado en cada uno de los pozos a lo largo de su vida productiva, se realizó el ajuste de las condiciones de producción, empleando para ello la información más reciente de presiones de fondo estáticas y fluyentes y la información de gastos de fluidos correspondiente. El sistema analizado comprendió el flujo de fluidos a través de la formación, el cual fue modelado empleando el método de Vogel generalizado, (referencia 1). Para el caso del flujo en el interior del pozo, se empleó la correlación de flujo adecuada según el criterio

señalado en el punto anterior. El flujo a través del estrangulador superficial, fue modelado mediante un método desarrollado por la Compañía Petroleum Experts. Este método está basado en la correlación de Perkins⁶. Los ajustes fueron realizados considerando como nodo solución, tanto el fondo como la cabeza del pozo, lo cual permitió checar la calidad del ajuste.

Las figuras 8 y 9 presentan el ajuste obtenido para el pozo 93 D.

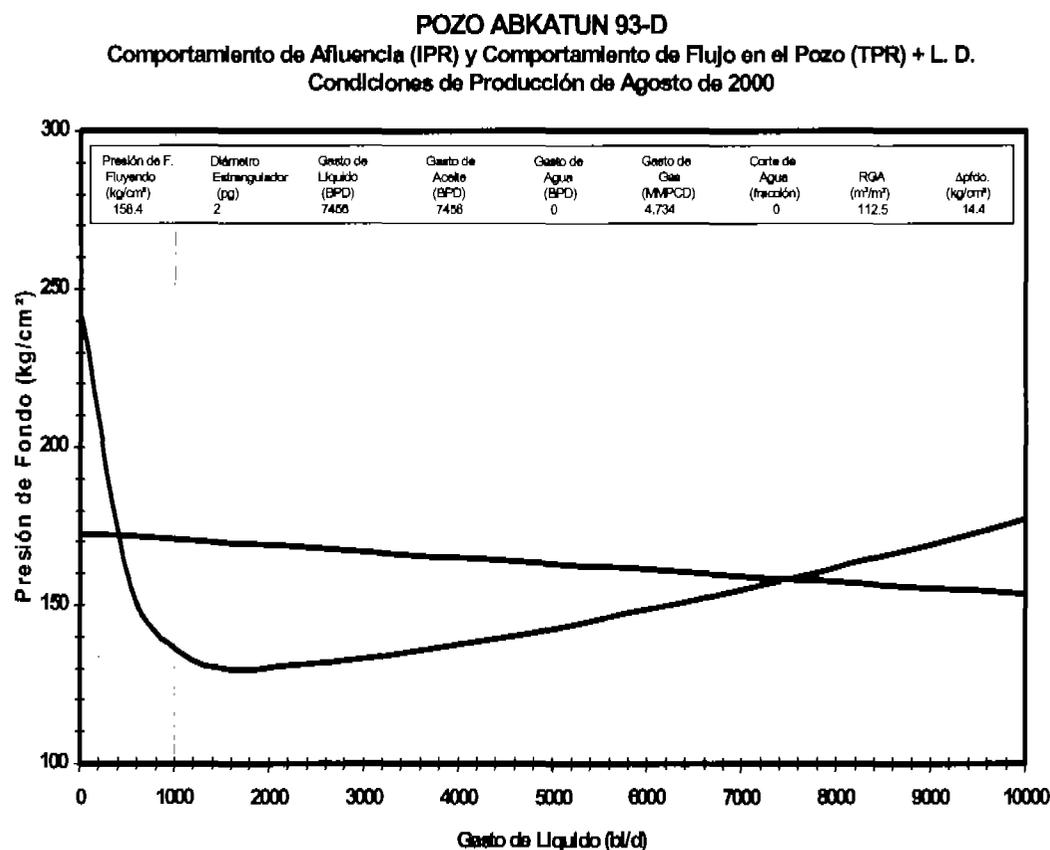


Figura 8. Ajuste de condiciones de producción pozo Abkatún 93 D. (nodo solución: NMID)

La figura 8, muestra una curva de IPR que aparenta ser resultado de un cálculo realizado con el método de la línea recta, en el cual el gasto está relacionado en forma directamente proporcional con la diferencia de presiones en el fondo del pozo; sin embargo, esto se debe a la ampliación del área de interés en la gráfica. La apreciación de una línea recta, a valores de gastos bajos, es efecto de los grandes potenciales que tienen los pozos de la zona. En todos los análisis se usó, el método de Vogel generalizado para definir las curvas de afluencia al pozo

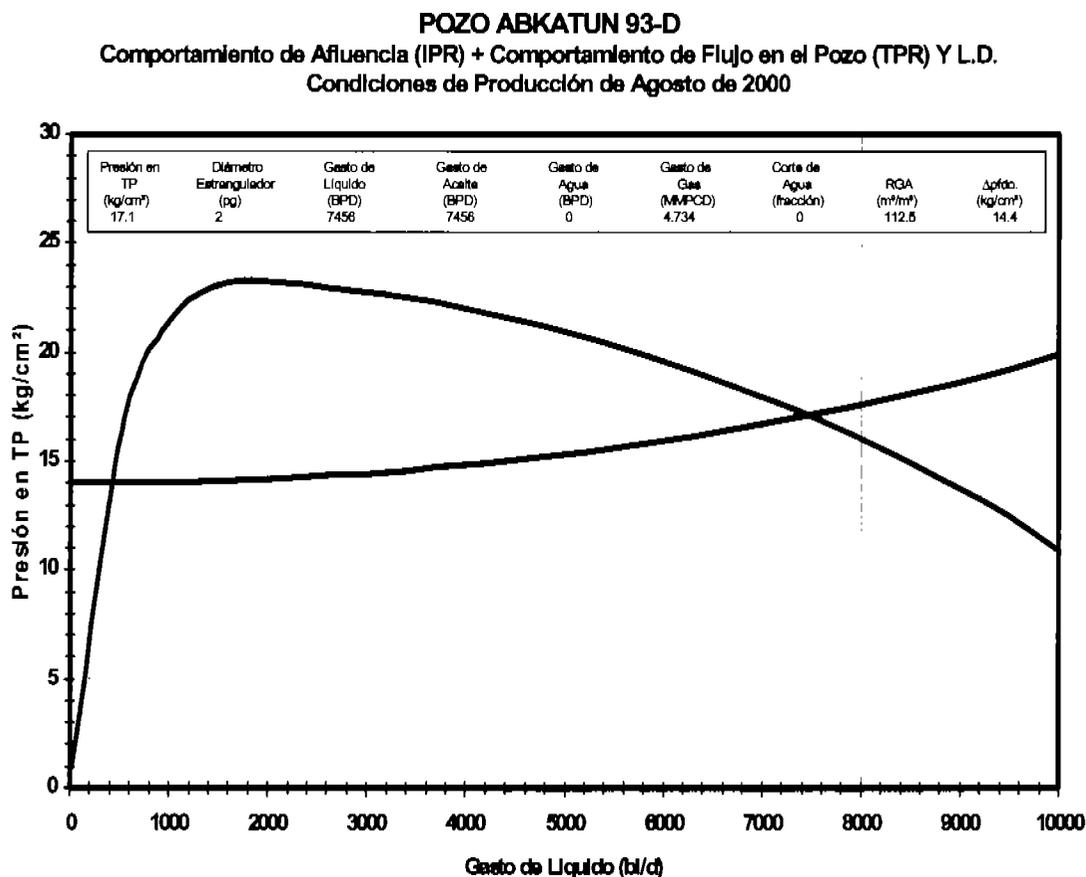


Figura 9. Ajuste de condiciones de producción pozo Abkatún 93 D. (nodo solución: cabeza del pozo)

IV. Determinación del comportamiento actual de producción

Con base en los ajustes obtenidos en el punto anterior, usando las correlaciones ya establecidas para cada pozo, se determinó el comportamiento de producción al tiempo actual. Ya que se cuenta con datos de presiones en la cabeza, diámetro del estrangulador de superficie y gastos de fluidos producidos, se consideró fundamentalmente como nodo solución, la cabeza de los pozos.

Como paso inicial para efectuar estos ajustes, se presentó la necesidad de determinar el valor actual de la presión estática por pozo. Esto se logró tomando en cuenta la posición estructural de cada uno de ellos y la distancia estimada al contacto agua/aceite. Posteriormente, haciendo uso de la gráfica de presión estática del campo, mostrada en la figura 6, se determinó la presión al nivel

medio de cada intervalo disparado, por diferencia de columnas hidrostáticas. La **figura 10** ejemplifica gráficamente el procedimiento.

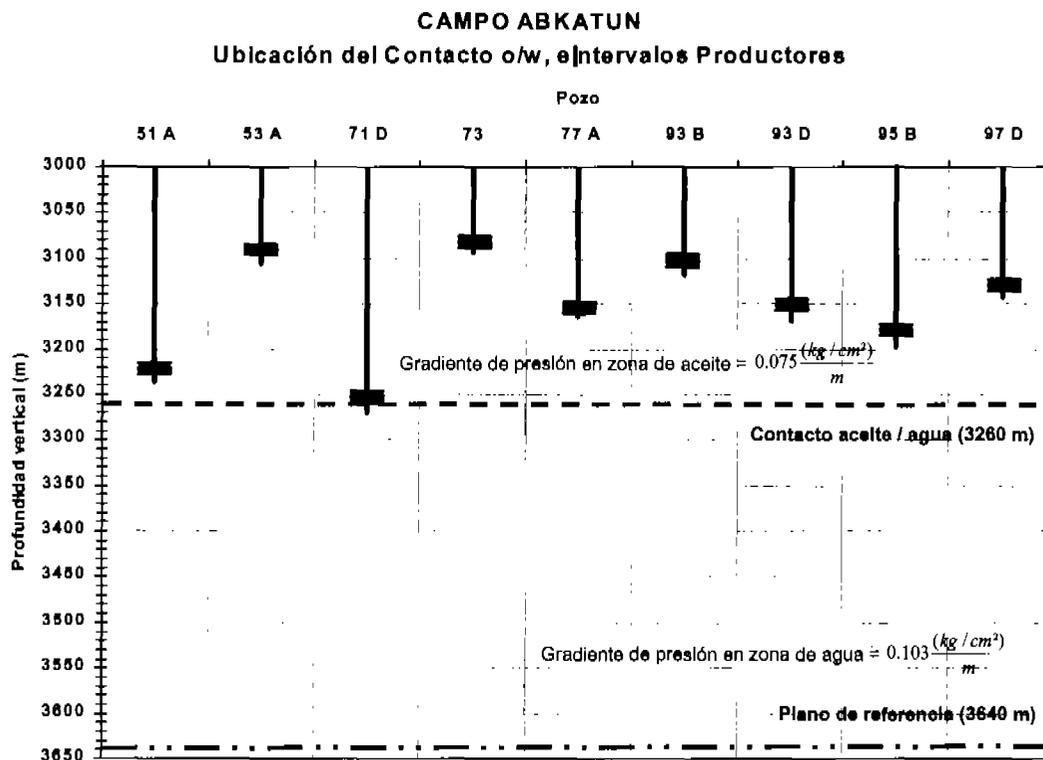


Figura 10. Intervalos productores y posición de los contactos de fluidos

Comparaciones entre valores de presión estática, obtenidas con este procedimiento y mediante mediciones directas en los pozos, han permitido establecer diferencias menores al 10 %.

Una vez reunidos todos los elementos del análisis, se consideró como parámetro de ajuste, el valor de la presión de fondo fluyendo. Los valores obtenidos para este parámetro, concuerdan de manera aceptable con los observados a lo largo del desarrollo del campo.

V. Condiciones futuras de producción

Partiendo de los ajustes de las condiciones actuales de producción, se realizaron sensibilidades variando el valor de la presión estática de los pozos, para determinar el momento en que probablemente dejarán de fluir por energía propia o bien, estarán en condiciones de flujo inestable. Estos análisis sirvieron para determinar la variación del gasto de producción, con respecto a la presión estática y para

determinar el momento en el que es deseable instalar algún sistema artificial de producción. **Figura 11.**

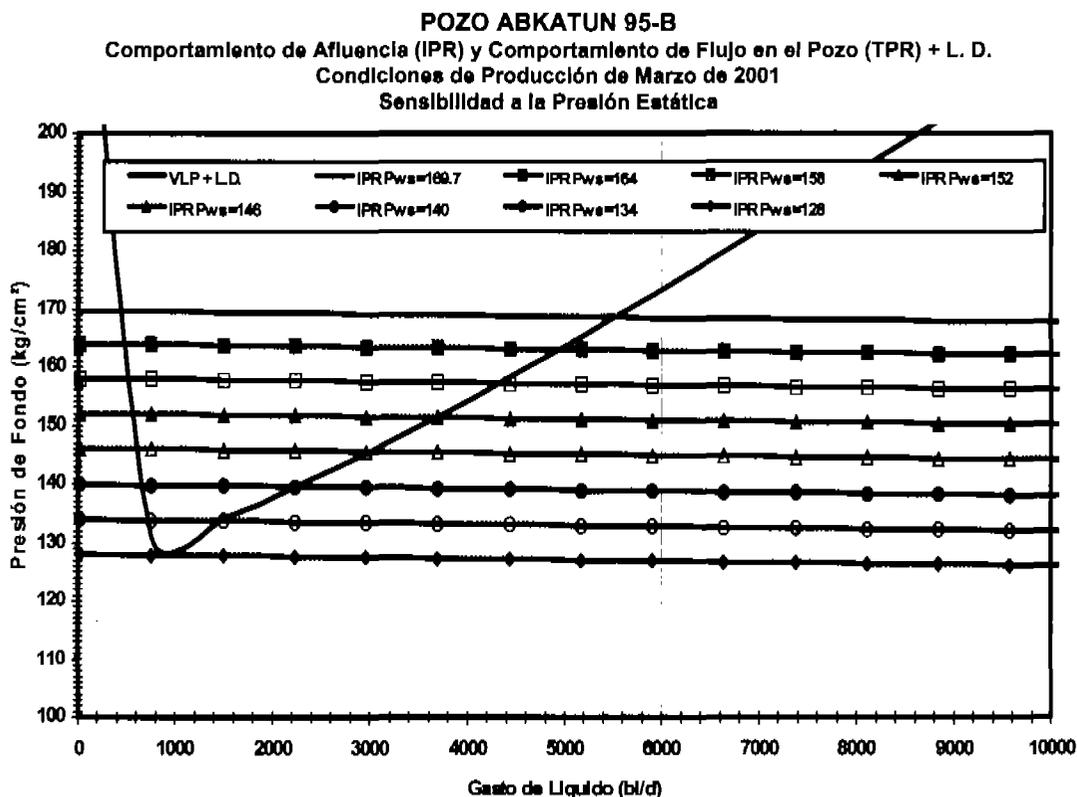


Figura 11. Sensibilidad a la presión estática para el pozo Abkatún 95 B

Los cinco puntos anteriormente detallados, fueron aplicados a 7 pozos de la plataforma Abkatún B, como antecedentes necesarios para diseñar aparejos de bombeo neumático continuo y bombeo electrocentrífugo. El **Apéndice B** muestra los pronósticos de producción para los pozos considerados en el estudio.

Como criterio inicial de diseño, se estableció que el momento en el que se desea contar con un equipo de producción artificial en el pozo, es aquel en el cual la disminución de la presión estática, origine una caída en la producción de aproximadamente un 50 % del valor actual. Adicionalmente, se estableció que el gasto objetivo que deberán cumplir los diseños, será como máximo el valor actual para cada pozo. Esto con el fin de no sobre-explotar el yacimiento y provocar la producción de fluidos no deseables, como el agua y el gas. La presión requerida en la cabeza de los pozos se estableció en un valor de 20 kg/cm², para asegurar que la producción pueda incorporarse al sistema de recolección superficial.

VI. Diseños de aparejos de bombeo neumático

- A. Una vez establecidas las premisas de diseño, inicialmente se analizó si el pozo podría entregar el gasto objetivo, mediante la incorporación de cantidades adicionales de gas a la corriente de hidrocarburos, esta tarea permitió además identificar cuál es el gasto máximo de gas, que se puede adicionar para obtener incrementos en la producción, ya que si se excede este límite, cantidades adicionales de gas en la corriente, provocan aumento en las pérdidas de presión por fricción dentro del pozo.
- B. A continuación, se analizó la posibilidad de que el sistema de bombeo neumático, pudiera manejar el gasto objetivo de manera eficiente, con el aparejo de producción actual de cada uno de los pozos o bien, si es conveniente efectuar modificaciones en sus dimensiones. Partiendo del hecho que actualmente los pozos producen con el gasto que en el futuro será el objetivo del diseño de B.N., no se previeron cambios radicales, en los aparejos de producción.
- C. Es importante también, realizar una sensibilidad para determinar la presión de inyección de gas conveniente para el sistema. Un análisis acertado en este punto, conduce a ahorros en el sistema de compresión de gas y por otra parte, asegura que la inyección sea efectuada en la profundidad más conveniente. La gráfica de la **figura 12**, presenta los resultados obtenidos al variar la presión de inyección de gas, entre 80 y 140 kg/cm². En ella se observa la diferencia notable entre las curvas correspondientes a una presión de 80 kg/cm² y las de 100 y 120 kg/cm², no así cuando se comparan las curvas de 120 y 140 kg/cm², las cuales prácticamente se traslapan. El comportamiento mostrado en la figura 12, fue el típicamente observado en todos los demás pozos.
- D. Conociendo los parámetros de diseño del sistema artificial: (presión de inyección de gas en superficie, geometría del aparejo de producción, presión requerida en la cabeza del pozo, gasto de aceite y presión estática de diseño), se realizaron espaciamentos de válvulas para distintos escenarios, con variaciones en la presión estática y el porcentaje de agua producido. Esto con el objetivo de elegir la posición del punto de inyección y la profundidad de las válvulas de descarga, de una forma tal, que se asegurara un diseño con un horizonte bastante
-

amplio de trabajo. La **tabla 4** muestra sólo algunos ejemplos de las sensibilidades consideradas.

- E. Se eligió la profundidad de inyección más conveniente y se efectuó el espaciado de las válvulas de descarga, considerando el hecho de que, en condiciones estáticas, la formación acepta parte del fluido de control, ubicando el nivel estático, de acuerdo a un balance de presiones entre la presión de fondo estática y la columna hidrostática generada por el fluido de control dentro del pozo. De esta forma, el programa de cómputo usado, coloca tapones "Dummy" en los mandriles ubicados por encima del nivel de líquido calculado. La **figura 13** muestra el diseño final para el pozo Abkatún 73.

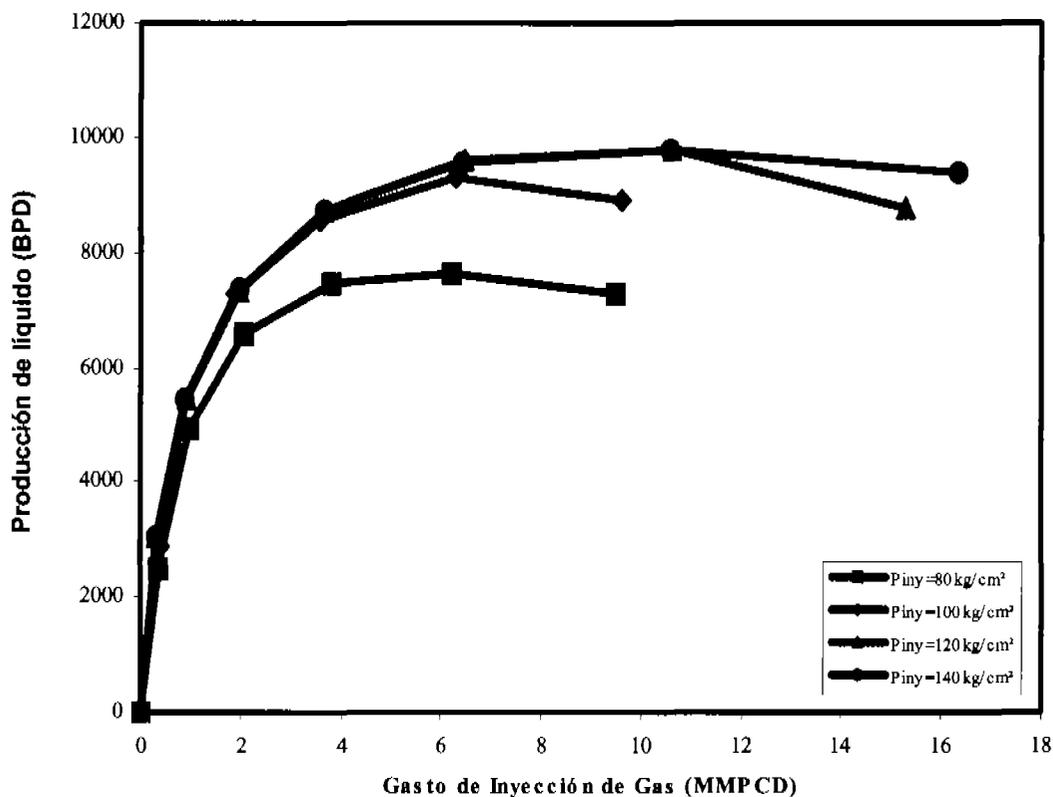


Figura 12. Efecto de la presión de inyección en la recuperación de líquidos. Pozo Abkatún 53 A

Tabla 4. Espaciamiento de válvulas para el pozo Abkatún 53 A

CONDICIONES	TIPO DE VALVULA	PROFUNDIDAD (m)	CONDICIONES	TIPO DE VALVULA	PROFUNDIDAD (m)
Pws = 133 kg/cm ² % agua = 0 Gasto de diseño máximo	Válvula	789.1	Pws = 133 kg/cm ² % agua = 40 Gasto de diseño 9000 BPD	Válvula	788.8
	Válvula	1438.2		Válvula	1439.9
	Válvula	1989.8		Válvula	1994.9
	Válvula	2487.4		Válvula	2496.0
	Orificio	2822.1		Orificio	2856.6
Pws = 133 kg/cm ² % agua = 0 Gasto diseño 9000 BPD	Válvula	789.1	Pws = 109 kg/cm ² % agua = 0 Gasto de diseño 9000 BPD	Válvula	765.7
	Válvula	1437.7		Válvula	1412.9
	Válvula	1987.8		Válvula	1968.9
	Válvula	2484.1		Válvula	2491.5
	Orificio	2819.7		Válvula	2846.1
Pws = 133 kg/cm ² % agua = 0 Gasto de diseño 12000 BPD	Válvula	789.1	Pws = 109 kg/cm ² % agua = 20 Gasto de diseño 9000 BPD	Orificio	3100.0
	Válvula	1437.6		Válvula	788.9
	Válvula	1987.3		Válvula	1460.1
	Válvula	2483.3		Válvula	2064.4
	Orificio	2819.1		Válvula	2621.1
Pws = 133 kg/cm ² % agua = 20 Gasto de diseño 9000 BPD	Válvula	788.8	Pws = 109 kg/cm ² % agua = 40 Gasto 9000 BPD	Orificio	3100.0
	Válvula	1439.9		Válvula	788.9
	Válvula	1994.9		Válvula	1460.1
	Válvula	2496.0		Válvula	2064.4
	Orificio	2856.6		Válvula	2621.1
				Válvula	3100.0

F. Finalmente, ya con el diseño realizado, se volvieron a efectuar análisis de sensibilidad, para definir el comportamiento de producción con el sistema artificial instalado. Los diseños finales, son mostrados con más detalle en el **Apéndice C**.

VII. Diseños de aparejos de bombeo electrocentrífugo.

Considerando los mismos criterios, usados en el diseño del sistema de bombeo neumático, (el momento en el que se desea contar con un equipo de producción artificial en el pozo, es aquel en el cual la disminución de la presión estática origine una caída en la producción de aproximadamente un 50 % del valor actual, presión requerida en superficie de 20 kg/cm² y el gasto objetivo que deberán cumplir los diseños, será como máximo, el valor actual para cada pozo), se efectuaron análisis para establecer el aparejo de bombeo electrocentrífugo, más adecuado para los pozos.

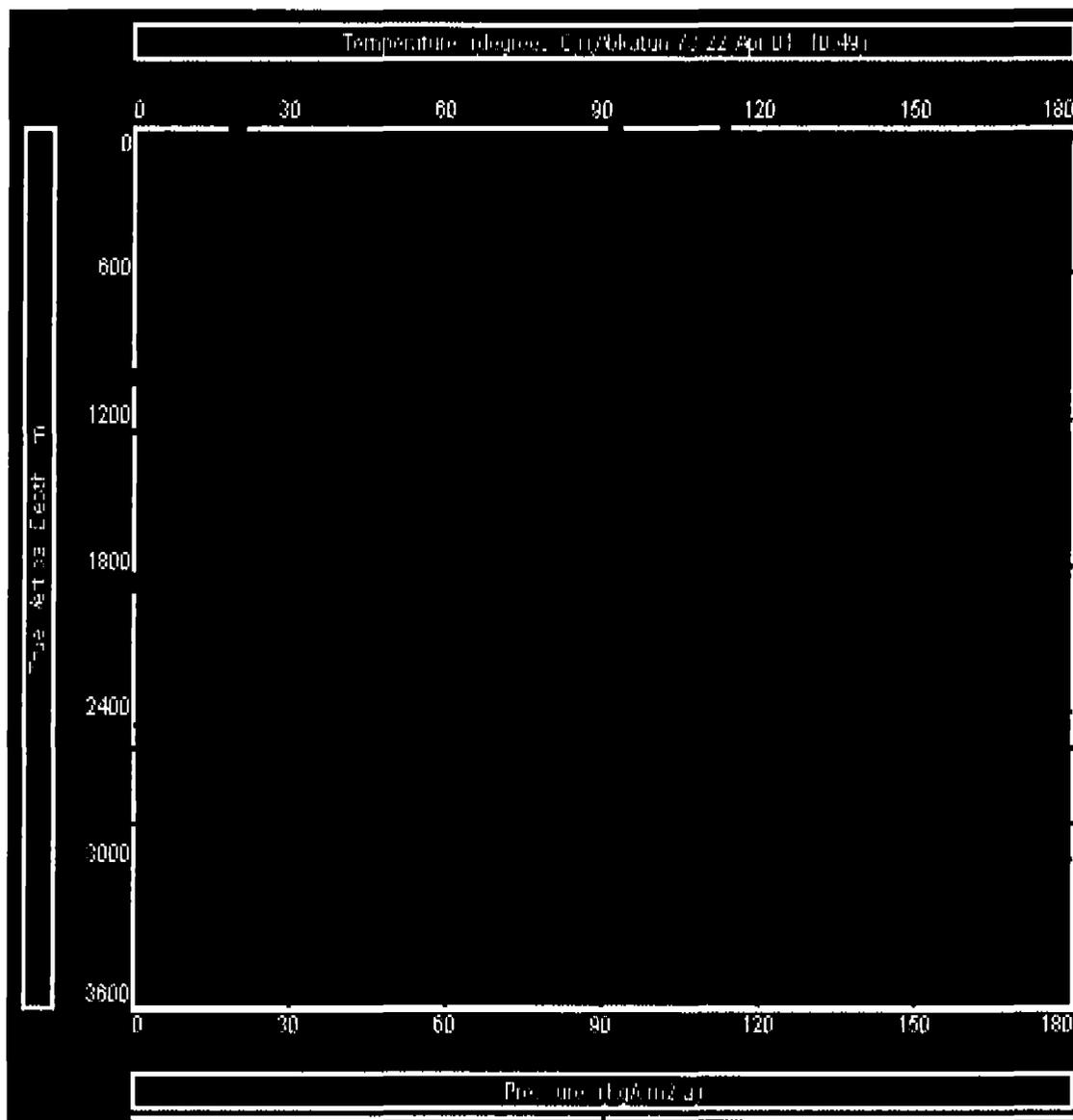


Figura 13. Diseño final para el pozo Abkatún 73

A. Inicialmente, se consultaron los catálogos de bombas subsuperficiales, para hacer una selección preliminar de aquellas que pudieran manejar el gasto objetivo, con la mejor eficiencia y con los menores requerimientos de potencia. Esta tarea es realizada comparando las curvas características de las diferentes bombas. Posteriormente, la elección fue afinada tomando en cuenta las condiciones mecánicas de los pozos. Es importante mencionar que en esta selección, es fundamental conocer a detalle el estado mecánico del pozo en cuestión, ya que como criterio general, se busca utilizar la bomba de

mayor diámetro posible y ubicarla en la parte más profunda que permita la distribución de las tuberías de revestimiento del pozo. La **figura 14** muestra el estado mecánico del pozo Abkatún 53 A y la **figura 15**, muestra las curvas características de la bomba seleccionada para dicho pozo. Los estados mecánicos detallados de cada uno de los pozos, se incluyen en el **Apéndice A**.

- B. Una vez definido el tamaño de la bomba y la profundidad de colocación deseada, se determina el número de etapas necesarias para llevar el gasto de líquido deseado, desde la profundidad de colocación, hasta la superficie. En este cálculo intervienen el valor de la presión estática de la formación, la presión requerida en la cabeza del pozo, las características particulares de desempeño de la bomba seleccionada y las características de los fluidos producidos. También intervienen en este cálculo, las características de la tubería de producción considerada, de manera que en esta etapa, también se pueden definir posibles modificaciones en la distribución del aparejo de producción. Tomando en cuenta que la selección final, deberá permitir la instalación de accesorios en el espacio anular definido entre la tubería de revestimiento y la de producción, concretamente, deberá quedar espacio suficiente para el cable de potencia.
- C. Se evalúa el porcentaje de gas libre producido a la profundidad de la bomba, para asegurar que éste no exceda el límite permisible. Existen diferentes criterios para definir el volumen máximo de gas que puede entrar a la bomba, de manera que ésta continúe operando eficientemente; dichos criterios son, en la mayoría de los casos, establecidos con base en la experiencia en campo. Uno de estos criterios, establece como límite máximo el 40 % de volumen de gas en la bomba; sin embargo, un estudio realizado con una bomba de 5.4 pulgadas de diámetro, para una producción de 4,000 BPD, determinó que el porcentaje máximo para una operación sin problemas, fue de un 20 %. El estudio señalado indicó también, que este valor no puede generalizarse a otro tipo de bombas, ya que la tolerancia al gas, es también una característica de cada equipo, (referencia 2). En caso de que la evaluación indique cantidades importantes de gas, se deberá incluir en el equipo, un separador de gas o secciones especiales para el manejo de mezclas de gas.
-

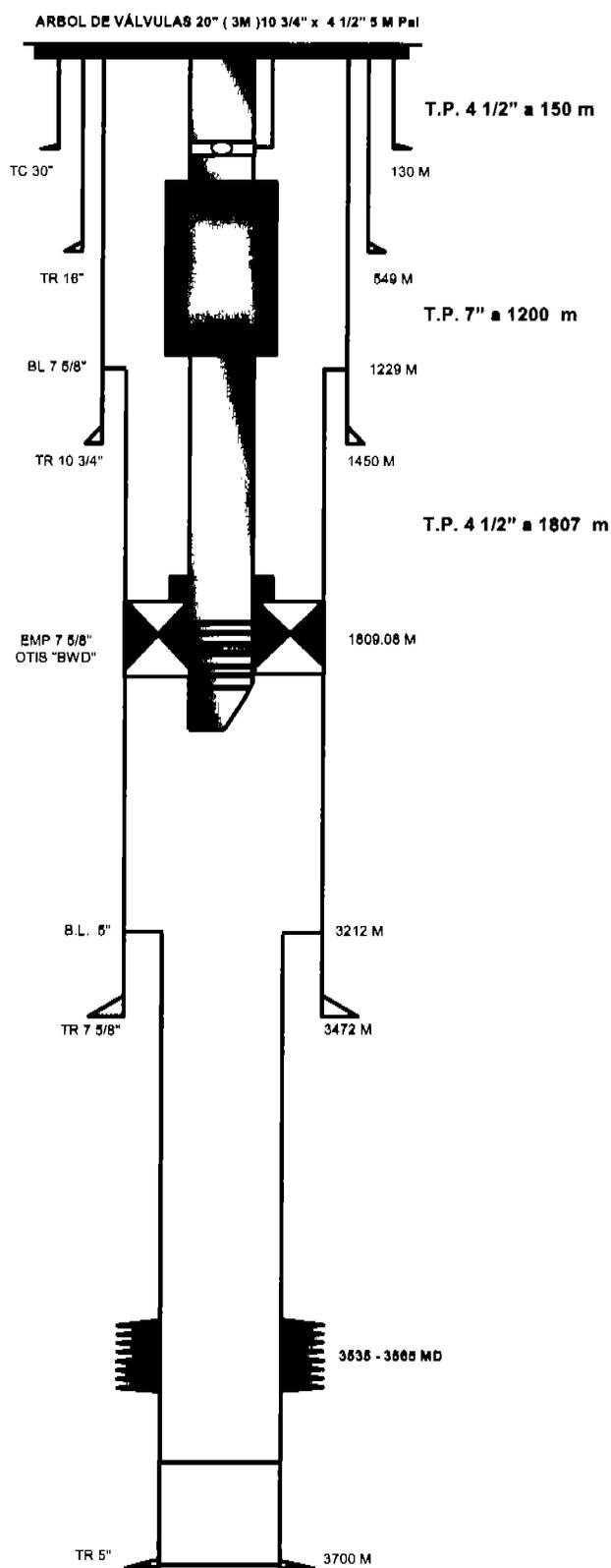


Figura 14. Estado mecánico del pozo Abkatún 53 A

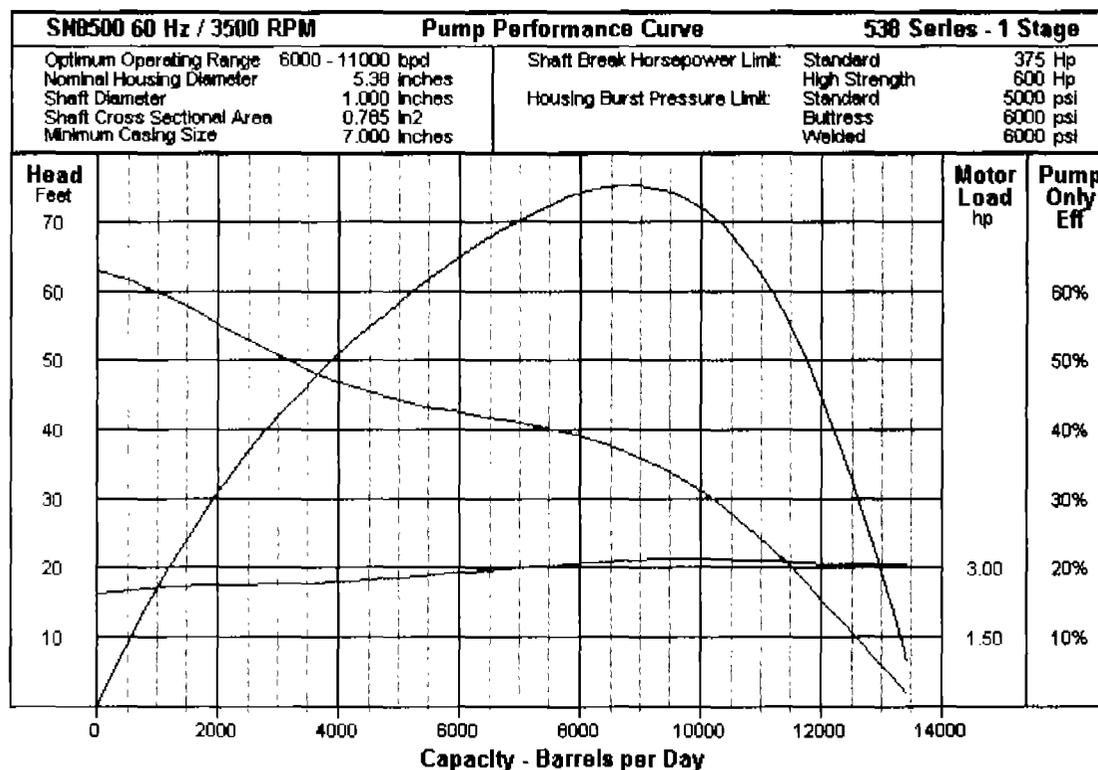


Figura 15. Curvas características de la bomba seleccionada para el pozo Abkatún 53 A. (Tomada del catálogo de bombas REDA⁷)

D. El siguiente paso, es elegir el motor. Además de considerar nuevamente el espacio en la tubería de revestimiento en que será colocado, también se debe considerar la temperatura presente a esa profundidad, ya que este parámetro, es de los más importantes para una adecuada selección. Existen diferentes tipos de motores para un amplio rango de temperaturas, de manera que se deberá elegir el adecuado, tomando en cuenta que la propia operación del motor, incrementará considerablemente su temperatura. El flujo de fluidos circulando sobre el cuerpo del motor, tiene un efecto refrigerante, por lo que se sugiere una velocidad mínima de circulación para una eficaz disipación de temperatura.

La selección del motor puede ser una de las etapas más delicadas del diseño, ya que también se debe considerar el hecho de que éstos no son dispositivos 100 % eficientes, en la conversión de energía eléctrica en potencia mecánica. La disminución de la eficiencia, está relacionada con el aumento en la corriente eléctrica que circula por el motor, de manera que se debe elegir un

motor con el menor valor posible de amperaje de placa. Como el amperaje es inversamente proporcional al voltaje, el motor elegido deberá tener alto valor de voltaje de placa.

Los valores de placa, (potencia , voltaje y corriente, torque y eficiencia), son las condiciones de operación que recomienda el fabricante, para una operación con máxima eficiencia.

E. Como siguiente paso, se realizaron análisis de sensibilidad para asegurar que los equipos seleccionados tuvieran un amplio rango de trabajo. Esto con el objetivo de aprovechar al máximo, la vida útil de los diferentes componentes del sistema. Entre las variables consideradas, están la presión estática del yacimiento, la relación gas/aceite de producción y el porcentaje de agua producida. La **figura 16**, presenta el efecto de la variación de la relación gas/aceite de producción, en el desempeño de la bomba para el pozo Abkatún 53 A.

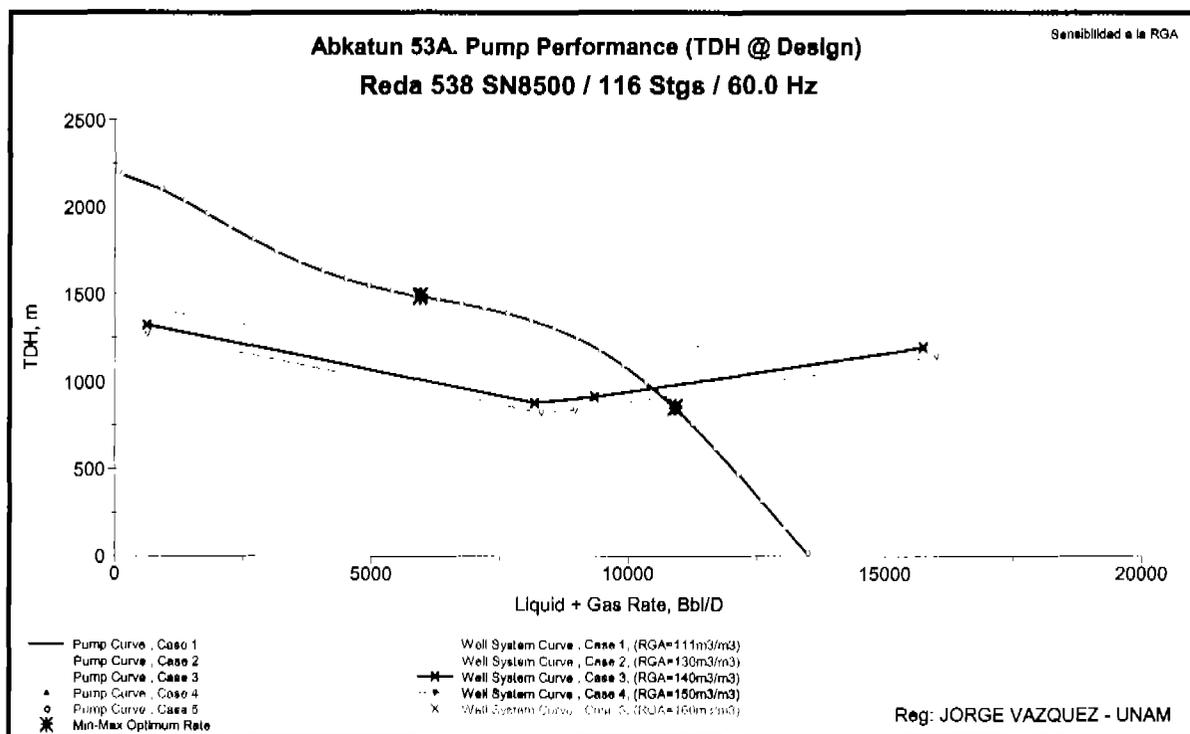


Figura 16. Efecto de la variación de la RGA para el pozo Abkatún 53 A

La **figura 17**, muestra el efecto que tiene la variación de la presión estática en el comportamiento de la bomba para el mismo pozo.

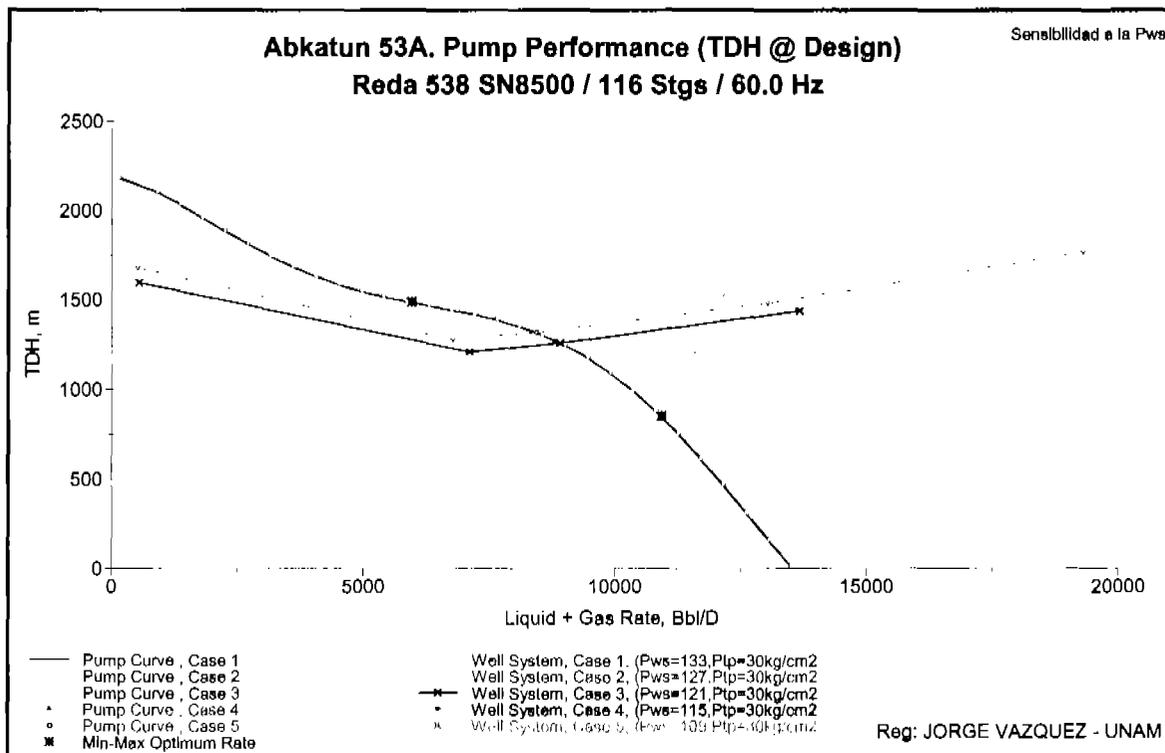


Figura 17. Efecto de la variación de la presión estática para el pozo Abkatún 53 A

F. Después de confirmar que los equipos seleccionados podrían operar bajo un amplio esquema de condiciones, se seleccionó el cable de potencia adecuado. Los factores de diseño nuevamente están influenciados por las condiciones de temperatura y geometría del pozo. También influye en la selección de este componente, el tipo de motor considerado, ya que el cable deberá de conducir la energía eléctrica necesaria, desde la superficie y hasta el motor, con las mínimas pérdidas, para que el motor reciba el voltaje que le permita operar con máxima eficiencia. Existen diferentes tipos y tamaños de cables, los cuales están clasificados, entre otras cosas, por la temperatura de trabajo que soportan. En general, los cables más delgados son de menor precio; pero también son los que mayores pérdidas de voltaje generan. Algunos criterios de selección del cable, establecen también recomendaciones de que la caída de voltaje del cable seleccionado, no exceda los 30 volts por cada 1,000 pies de longitud.

G. Finalmente, se establecieron las condiciones límite de operación del sistema en el pozo. En todos los casos, este límite fue establecido por el flujo de gas en la entrada de la bomba. Se consideró como máximo porcentaje de gas libre un valor de 30 % para todos los casos. El **Apéndice D**, presenta mayores detalles de los diseños de B.E.C.

DISCUSION DE RESULTADOS

La **tabla 5**, es un resumen de los datos más importantes, correspondientes a la última toma de información de presiones y producciones en los pozos actualmente fluyentes, de la plataforma Abkatún B. En ella se incluye también, la distribución del aparejo de producción y la correlación de flujo multifásico vertical, que mejor reprodujo los datos medidos, además de la profundidad vertical del intervalo disparado. De esta tabla, se pueden hacer algunas observaciones, como el hecho de que los pozos están disparados en un intervalo de la formación, que va de los 3,085 a 3,272 metros; teniendo una profundidad promedio de 3,164 metros.

Las distribuciones de las tuberías de producción, presentan variaciones en sus diseños. Por una parte, cuatro pozos presentan tuberías de 4 ½ pulgadas, (este valor es el menor tamaño de tubería empleada en el campo). La producción promedio de estos pozos, es de 4,800 BPD de aceite. Los pozos con estas características, son el 71 D, 73, 93 B y 95 B.

Los pozos 93D y 97 D, tienen instaladas tuberías combinadas de 4 ½ y 5 ½ pulgadas. La producción promedio de estos pozos, es de 8,068 barriles por día.

Los pozos 51 A, 53 A y 77 A, presentan tuberías combinadas 4 ½ - 7 pulgadas. Siendo su producción promedio, de 8,942 barriles por día.

El pozo Abkatún 91 A, constituye un caso especial, ya que sus condiciones mecánicas obligaron a la instalación de un aparejo de 4 ½ - 3 ½ - 2 7/8 pulgadas. Este pozo, tiene en marzo del 2001, una producción de aceite de 4,427 barriles por día.

Por otra parte, los datos también indican otro resultado interesante. Este es el hecho de que, en la selección de la correlación de flujo multifásico vertical, la que mejores resultados presentó, fue la correspondiente a Hagedorn - Brown⁸. La cuestión interesante radica en que esta correlación, fue desarrollada para modelar el comportamiento de flujo multifásico en tuberías de diámetro pequeño. El trabajo experimental de estos investigadores, se realizó en tuberías de 1, 1 ¼, y 1 ½ pulgadas de diámetro. No obstante esto, el trabajo citado menciona, que la correlación desarrollada puede extenderse a tuberías de diámetro mayor.

Las correlaciones Petroleum Experts 1, 2 y 3, son modificaciones realizadas a las de Hagedorn - Brown y Duns - Ros, (referencia 6).

Tabla 5. Ajuste de condiciones de flujo última toma de información

POZO	Aparejo (diam/prof.)	NMID (mv)	Ult. T.I.	Pws	Pwf	Qo	RGA	P _{TP}	Estrang.	Correlación
				(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(BPD)	(m ³ /m ³)	(kg/cm ²)	(pg)	F.M.V.
51 A	3 1/2 - 4 1/2 - 7 - 4 1/2 - 3 1/2 140 - 149 - 1273 - 2248 - 2257	3225	Sep-1999	174.7	172.3	10961	126.7	19.1	3 1/4	Hagedorn - Brown
53 A	4 1/2 - 7 - 4 1/2 - 3 1/2 150 - 1200 - 1807 - 1814	3089	Mar-2000	170.8	168.8	9924	122.0	20.1	3	Petroleum Experts 2
71 D	4 1/2 3431	3253	Oct-2000	179.8	179.3	4978	104.0	16.7	2 1/4	Hagedorn - Brown
73	4 1/2 3232	3085	Ago-1999	169.2	167.8	4600	116.0	16.1	2 1/4	Petroleum Experts 2
77 A	4 1/2 - 7 - 4 1/2 - 3 1/2 157 - 1244 - 1498 - 1505	3152	Ago-1999	176.8	176.3	5942	114.0	25.7	1 1/2	Petroleum Experts 3
91 A	4 1/2 - 3 1/2 - 2 7/8 3720 - 4067 - 4243	3272	Sin toma de información por problemas mecánicos.							
93 B	4 1/2 - 3 1/2 3193 - 3206	3105	Ago-1999	173.6	170.0	3237	118.5	23.9	1	Petroleum Experts 2
93 D	4 1/2 - 5 1/2 - 4 1/2 136 - 3187 - 3213	3152	Ago-2000	172.9	158.4	7456	112.5	17.1	2	Hagedorn - Brown
95 B	4 1/2 - 3 1/2 3154 - 3165	3178	Ago-1999	177.8	176.6	6383	115.5	15.3	3	Petroleum Experts
97 D	4 1/2 - 5 1/2 - 4 1/2 168 - 2931 - 2951	3130	Sep-2000	174.8	172.9	8681	113.0	17.8	2	Petroleum Experts 3

La **tabla 6**, presenta los resultados obtenidos al ajustar las condiciones de operación registradas en marzo del 2001, con las correlaciones seleccionadas. En esta tabla se incluye también una estimación del valor de presión estática límite, para que los pozos continúen fluyendo en forma estable. Los resultados indican que, de acuerdo a la declinación de presión que actualmente experimenta el campo, (aproximadamente 6 kg/cm² por año), los pozos podrían producir en forma estable, por un periodo de cuatro años más. Después de este periodo, los primeros pozos empezarán a dejar de fluir por baja presión en el yacimiento.

La tabla 6, incluye solamente los pozos que se consideraron para el diseño de sistemas artificiales. Del total de pozos incluidos en la tabla 5, se eliminaron el pozo 51 A, por que en los primeros días del mes de marzo, empezó a manifestar presencia de agua en su producción. El pozo 71 D, presentó diferencias considerables entre los resultados obtenidos de los análisis de flujo y los datos de operación reportados; por lo que tampoco fue considerado en los diseños. La razón para no considerar el pozo 91 A, fue que éste nunca ha sido objeto de una toma de información, por sus características mecánicas. Esto no quiere decir que no pueda ser correlacionado con pozos similares, pero para los propósitos de este trabajo, se decidió no incluirlo.

Tomando en cuenta las consideraciones de diseño descritas en la metodología de análisis, se determinó el valor de la presión estática para la cual, el gasto de producción de cada pozo habrá declinado un 50 % respecto al valor actual. Este momento, es el que se consideró como adecuado para la implantación de algún sistema artificial, con el objeto de reintegrar la producción de cada pozo a las cuotas manejadas actualmente. Relacionando la declinación actual de presión estática, con los valores de presión límite y de presión en el tiempo en que la producción sea reducida a la mitad, se calculó el tiempo en el que se llegará a cada unos de los momentos señalados. Estas estimaciones indicaron que, el primer pozo en requerir de un sistema artificial, será el 93 B en el año 2005. Posteriormente, los pozos 53 A, 95 B, 97 D 73, 93D y 77 A, requerirán ser gradualmente y en ese orden, convertidos al sistema artificial seleccionado. Estos pronósticos están resumidos en la **tabla 7**.

Tabla 6. Ajuste de condiciones de flujo marzo, 2001

POZO	NMID (mv)	Pws (kg/cm ²)	Fecha Ajuste	Pwf (kg/cm ²)	Qo (BPD)	RGA (m ³ /m ³)	P _{TP} (kg/cm ²)	Estrang. (pg)	Corr. F.M.V.	Pws Límite (kg/cm ²)
53 A	3089	163.0	Mar-2001	161.0	8709	110.7	15.9	3	Petroleum Experts 2	130
73	3085	162.7	Mar-2001	161.3	5529	136.6	16.7	2	Petroleum Experts 2	120
77 A	3152	167.8	Mar-2001	167.3	9940	115.1	19.0	2 1/2	Petroleum Experts 3	125
93 B	3105	164.2	Mar-2001	163.6	4942	104.3	15.1	2	Petroleum Experts 2 *	140
93 D	3152	167.8	Mar-2001	153.3	6756	115.0	17.3	1 3/4	Hagedorn - Brown	130
95 B	3178	169.7	Mar-2001	168.6	5522	118.3	15.8	2 1/2	Petroleum Experts	135
97 D	3130	166.1	Mar-2001	163.9	7508	110.0	15.8	2	Petroleum Experts 3	135

* Se cambió la correlación por Hagedorn - Brown para ajustar las nuevas condiciones del pozo.

Profundidad vertical plano de referencia: 3,640 m

Profundidad vertical contacto aceite/agua, (marzo, 2001): 3,260 m

Presión estática al plano de referencia, (marzo, 2001): 215 kg/cm²

Tabla 7. Presiones límite de flujo estable y de diseño.

POZO	Pws Actual	Pws Límite	Tiempo de Producción. Estable	Pws Diseño	Tiempo de Prod. Para Pws Diseño
	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	Años	(kg/cm ²)	Años
53 A	163.0	130	5.5	133	5.0
73	162.7	120	7.1	127	6.0
77 A	167.8	125	7.1	126	7.0
93 B	164.2	140	4.0	140	4.0
93 D	167.8	130	6.3	132	6.0
95 B	169.7	135	5.8	140	5.0
97 D	166.1	135	5.2	136	5.0

La **tabla 8**, muestra el resumen de los diseños de bombeo neumático, incluyendo la profundidad del punto de inyección y la ubicación de las válvulas de descarga del pozo.

Tabla 8. Resumen de los diseños de bombeo neumático

Pozo	Mandrill		Puerto (pg)	Orificio (pg)	Qg Iny. (MMPCD)	Prod. Inicial (BPD)
	Diam. (pg)	Prof. (m)				
53 A	3 1/2	2245	3/16		4.0	8862
	3 1/2	2741	3/16			
	3 1/2	3100		1/2		
73	4 1/2	2718	3/16		2.5	5672
	4 1/2	3150		1/2		
77 A	3 1/2	2258	3/16		4.5	9810
	3 1/2	2950		1/2		
93 B	3 1/2	1847	3/16		1.5	5800
	3 1/2	2567	3/16			
	3 1/2	3100		1/2		
93 D	4 1/2	2454	3/16		2.5	6650
	4 1/2	3150		1/2		
95 B	3 1/2	2500	3/16		1.5	5550
	3 1/2	2902	3/16			
	3 1/2	3095		1/2		
97 D	4 1/2	1920	3/16		3.5	7700
	4 1/2	2584	3/16			
	4 1/2	2890		1/2		

Estos resultados indican la necesidad de dos a tres mandriles por pozo, ubicados entre los 1,847 y los 3,150 m y gastos máximos de gas, de 4.5 millones de pies cúbicos al día, para cumplir con los gastos objetivo.

Los diseños de bombeo electrocentrífugo, se resumen en la **tabla 9**.

Tabla 9. Resumen de los diseños de bombeo electrocentrífugo

Pozo	Bomba	Etapas	Profundidad	Producción.
			Colocación	Inicial
			(m)	(BPD)
53 A	SN8500	116	3150	5868
73	GN5200	182	3169	5610
77 A	GN7000	118	3016	7181
93 B	GN5600	145	3140	4529
93 D	JN10000	67	3145	7097
95 B	DN4000	296	3100	2852
97 D	HN10000	74	2887	7099

De esta tabla se identifica, que la profundidad de colocación de las bombas, se encuentra en un rango de 2,887 a 3,169 m. Intervalo en el cual, se puede ubicar la bomba conveniente para cada pozo, de manera que el porcentaje de gas libre dentro de la bomba, no le ocasione problemas.

Debido a que ambos sistemas cumplen con los parámetros de diseño establecidos, se realizó una comparación del tiempo en el que podrían ser aplicables uno y otro. Esta comparación fue realizada para cada uno de los pozos. La **figura 18**, presenta la comparación de las producciones pronosticadas, para el pozo 53 A, bajo el esquema de flujo natural, usando bombeo electrocentrífugo, como sistema artificial de producción y con el empleo de bombeo neumático con el mismo fin. En esta figura se aprecia gráficamente, la producción y la presión de fondo estática actuales del pozo, la presión límite de afluencia y el rango de presiones estáticas, en el cual se podrían aplicar los sistemas artificiales considerados.

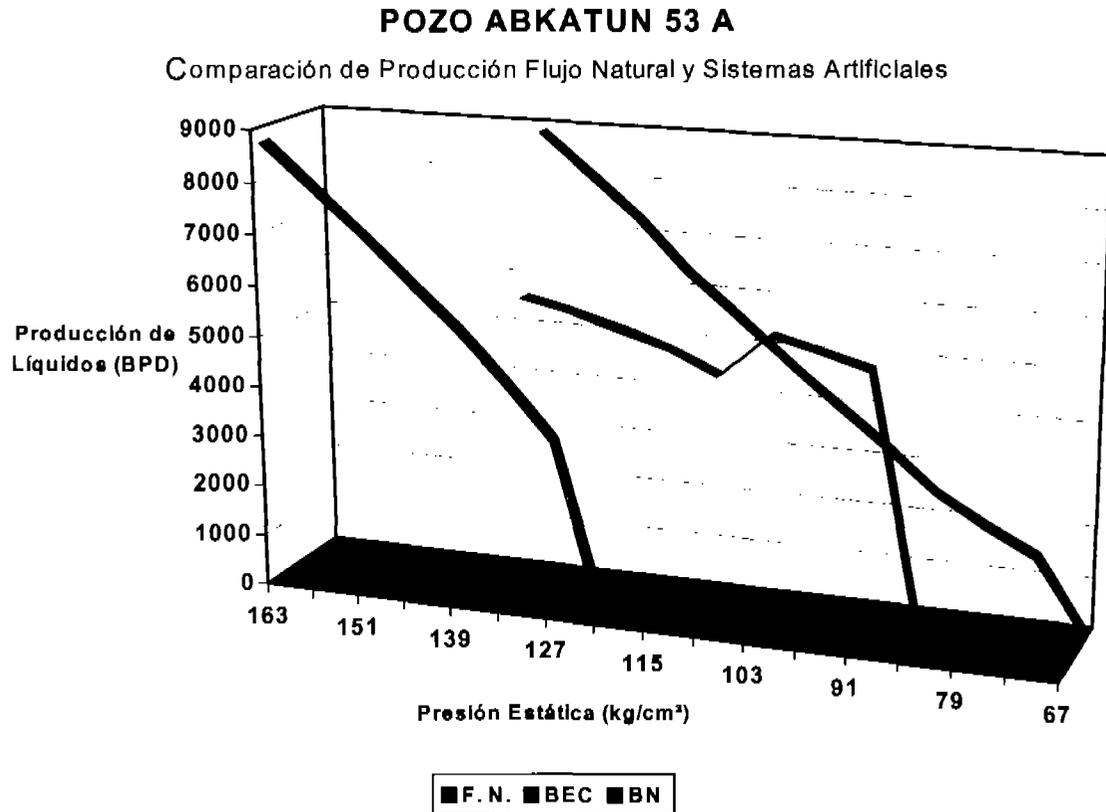


Figura 18. Comparación de flujo natural y sistemas artificiales para el pozo Abkatún 53 A

En la figura anterior se aprecia que, para este pozo, el gasto objetivo se logra con la aplicación del bombeo neumático; además de que este sistema presenta un rango de presión de aplicación más amplio. Sin embargo, cada uno de los pozos presentó características propias en comparaciones de este tipo. Como ejemplo, en el pozo 73, el gasto objetivo, es logrado con el uso de cualquiera de los dos sistemas artificiales, pero mientras el bombeo electrocentrífugo presenta una pendiente menor en la declinación de su producción, el neumático vuelve a presentar un periodo de aplicación más amplio. La **figura 19** presenta la comparación realizada en el pozo Abkatún 73.

Para tener una visión más general, de lo que sucedería en la producción total de los pozos considerados en el estudio, se elaboró una gráfica del mismo tipo que las de las figuras 18 y 19. En este caso, el valor de la presión estática, se transformó en tiempo y considerando un ritmo de declinación de 6 kg/cm² por año, se graficó el cambio en la

producción total por año. La **figura 20**, presenta la comparación referida. En ella se observa que, a nivel general, se mantuvo la tendencia de mayor tiempo de aplicación del bombeo neumático sobre el electrocentrífugo, el cual tiene su vida operativa limitada por el flujo de gas libre dentro del pozo, situación que no afecta al bombeo neumático.

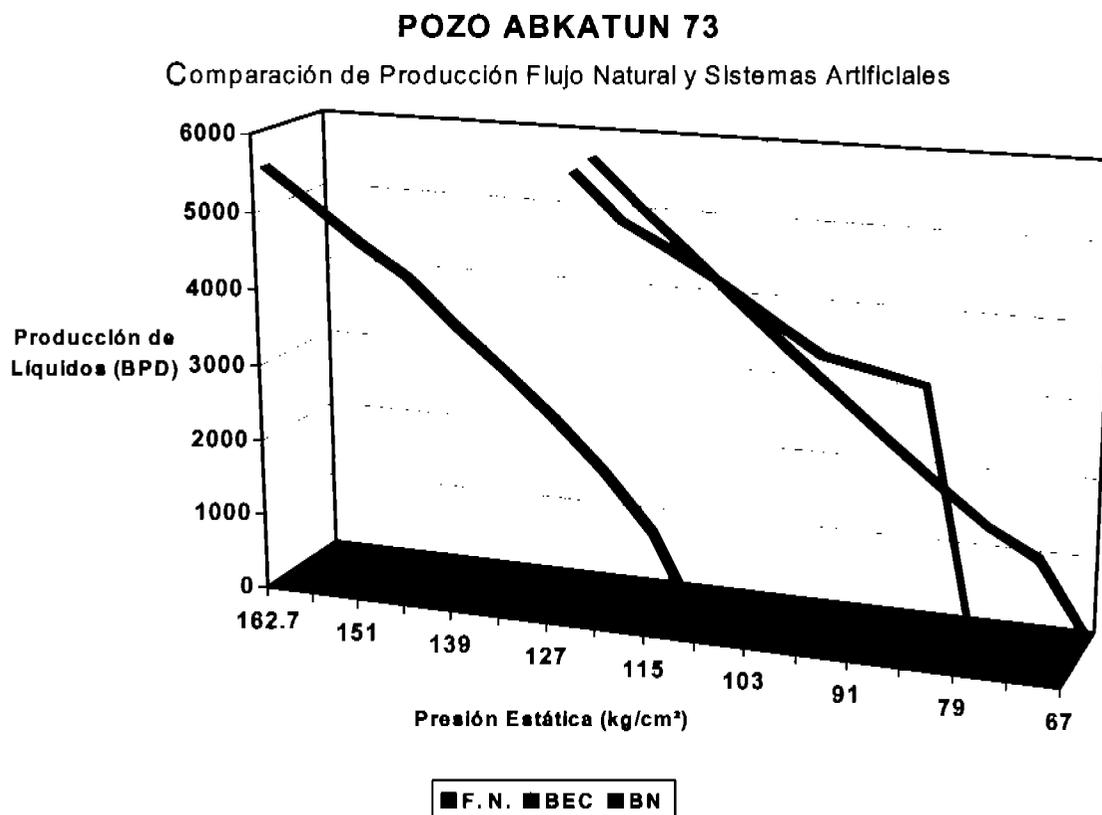


Figura 19. Comparación de flujo natural y sistemas artificiales para el pozo Abkatún 73

La figura 20 también es útil para identificar que, de acuerdo a las condiciones de explotación actuales, la producción de los pozos considerados, declinará su producción a la mitad en un periodo no mayor a cuatro años, siendo en el año 2004, donde se deberá tener lista la infraestructura necesaria para la operación del sistema de producción elegido, para que éste entre en operación en el primer pozo, durante el primer semestre del 2005.

A pesar de que se pronostica que, ambos sistemas pueden ser aplicados con éxito en el campo Abkatún, una evaluación económica, en la que se establezca el monto de la inversión necesaria para la

implantación de uno u otro sistema y los costos de operación y mantenimiento que ellos implican, complementado con estudios de ingeniería de yacimientos, que estimen de forma confiable el volumen de hidrocarburos a recuperar, tomando en cuenta el avance del contacto aceite/agua y la variación del gas libre producido en la cara de la formación, determinarán cuál es el sistema artificial que maximizará la recuperación de la reserva, con el mayor beneficio económico.

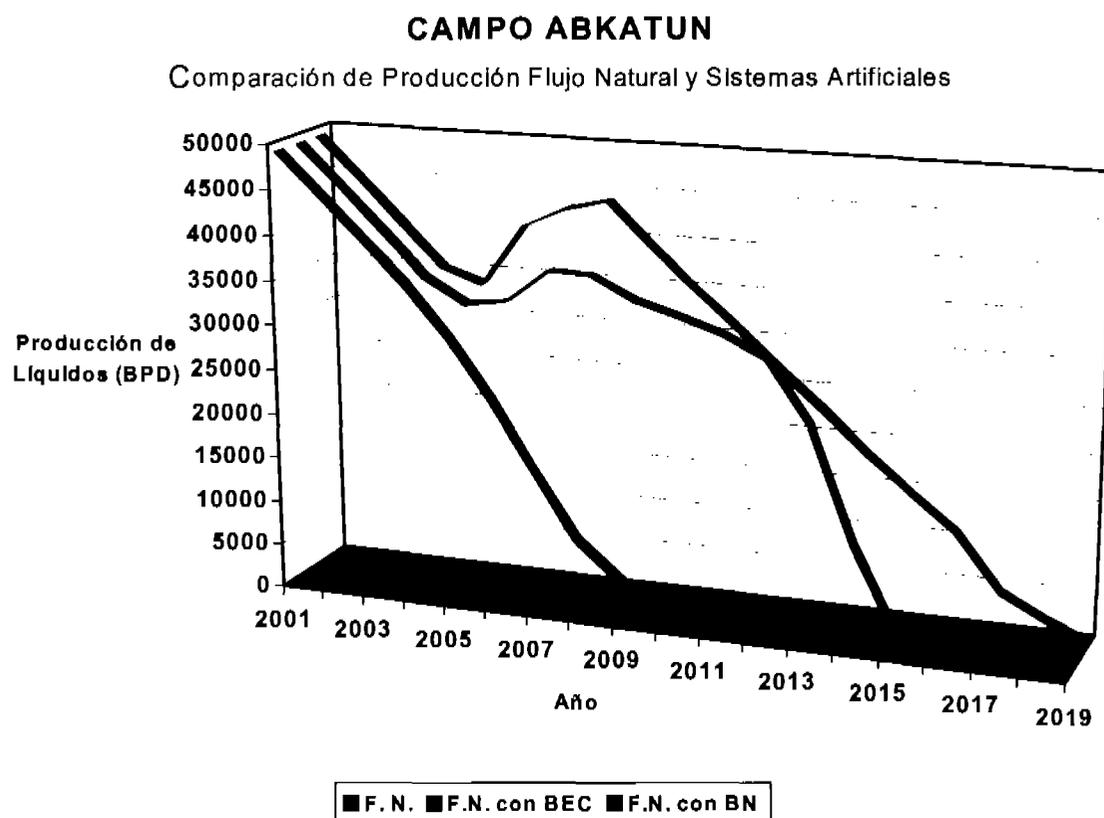


Figura 20. Comparación de flujo natural y sistemas artificiales para 7 pozos de la plataforma Abkatún B

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Con más de 20 años de explotación y habiendo producido más de 2,062 millones de barriles de aceite, la explotación del Campo Abkatún, se encuentra en su etapa de madurez.
 - Esta situación, la declinación natural de la presión estática del yacimiento, la disminución en la presión en la cabeza de los pozos y los problemas debidos al flujo fraccional de agua, obligan a considerar las diferentes alternativas de sistemas artificiales de producción, que eviten el abatimiento de los pozos y permitan acelerar la recuperación de las reservas asociadas a ellos.
 - Mediante estudios de flujo multifásico, se determinó que, durante el primer semestre del año 2005, la producción de los pozos considerados, se reducirá en un 50 % respecto a la producción total que actualmente manejan y que, de no contarse con un soporte de presión de fondo, se tendrán problemas de igualación de presión en superficie, con los consiguientes cierres de pozos.
 - De acuerdo a las políticas de explotación del campo, las cuales tiene entre sus objetivos principales, evitar la sobre-explotación del yacimiento, para no inducir flujo anticipado de agua por canalizaciones o conificaciones, se determinó que los gastos máximos a obtener, empleando algún sistema artificial de producción, no deberán exceder la producción actual por pozo.
 - Se efectuaron diseños de bombeo neumático continuo y electrocentrífugo, a 7 pozos productores de la plataforma Abkatún B. Los resultados obtenidos indicaron que, técnicamente, ambos sistemas son factibles de implantar en el campo.
 - Se observó que el sistema de bombeo neumático, presenta un rango de aplicación más amplio, al no estar limitado por el flujo de gas libre dentro del pozo.
 - Aunque el sistema de bombeo neumático se perfila como la mejor opción, es necesario realizar un análisis económico, que involucre la inversión necesaria para la implantación de uno u otro sistema, sus costos de operación y mantenimiento. Este análisis deberá ser complementado con estudios de ingeniería de yacimientos, que estimen de forma confiable la cantidad de reserva a
-

recuperar, tomando en cuenta la evolución del contacto aceite/agua y el flujo de gas libre en el fondo del pozo.

ABREVIACIONES Y SIMBOLOS

BEC	Bombeo electrocentrífugo
Bg	Factor de volumen del gas
bl	Barril
BNC	Bombeo neumático continuo
BNI	Bombeo neumático intermitente
B.L.	Boca de Liner
Bo	Factor de volumen del aceite
BPD	Barriles por día
C.A.P.	Cambio de aparejo de producción
cm	Centímetro
d	Día
Diam.	Diámetro
F.M.V.	Flujo multifásico vertical
F.N.	Flujo natural
hp	Potencia
Hz	Hertz
IPR	Comportamiento de afluencia al pozo
kg	Kilogramo
km	Kilómetro
L.D.	Línea de descarga
m	Metro
mbnm	Metros bajo el nivel del mar
MBPD	Miles de barriles por día
md	Profundidad desarrollada
MMB	Millones de barriles
MMPCD	Millones de pies cúbicos por día
v	vertical
NMID	Nivel medio del intervalo disparado
Np	Producción acumulada
o	Aceite
PCP	Bombeo de cavidades progresivas
pg	Pulgadas
psi	Libras sobre pulgadas cuadradas
Ptp	Presión en la tubería de producción
PVT	Presión-volumen-temperatura
Pwf	Presión de fondo fluyendo
Pws	Presión de fondo estática
Qo	Gasto de aceite
RGA	Relación gas/aceite producida
RPM	Revoluciones por minuto
Rs	Relación de solubilidad del gas en el aceite

T.I.	Toma de información
TDH	Carga dinámica total
TPR	Comportamiento de flujo en la tubería
V	Volt
VLP	Comportamiento de flujo en la tubería vertical
w	Agua
ΔP	Diferencia de presión
"	Pulgadas
° API	Densidad API
°C	Grado centígrado

REFERENCIAS

1. Brown, K. "The Technology of Artificial Lift Methods". Petroleum Publishing Co. Tulsa Oklahoma USA. (1980).
 2. Prado, M. "Electrical Submersible Pump". Universidad de Tulsa. Tulsa Oklahoma USA. (2000). Notas del curso de BEC realizado en UNAM, México D.F. (Diciembre 2000).
 3. Clegg, J.D., Bucaram, S.M. & Hain, N.W. Jr. "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-lift Methods". Journal of Petroleum Technology. (December, 1993).
 4. "Estudio de Factibilidad para la Implantación de Sistemas Artificiales de Producción en el Campo Abkatún". Subgerencia de Diseño de Explotación Activo Abkatún. PEMEX Exploración – Producción. México, (1999)
 5. "Libro Blanco Complejo Abkatún – Pol – Chuc". Subgerencia de Diseño de Explotación Activo Abkatún. PEMEX Exploración – Producción. México, (2000)
 6. "PROSPER. Single Well Systems Analysis V 6.0. User Guide". Petroleum Experts Limited. Edinburgh Scotland (1999).
 7. "REDA for the Long Run".V1.0. A CAMCO International Company 1997.
 8. Hagedorn, A. R. & Brown, K.E. "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits". SPE 39th Annual Fall Meeting. Houston. Texas October (1964).
-

APENDICE A

ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS DE LA PLATAFORMA ABKATUN B

ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO: ABKATUN No. 51-A

COLUMNA GEOLÓGICA

FORMACIÓN	PROF. MTS	
	MD	MV
EOCENO SUPERIOR	2064	2575
EOCENO MEDIO	3075	2644
EOCENO INFERIOR	3167	2715
PALEOCENO SUPERIOR	3507	2074
PALEOCENO INFERIOR	3720	3151
BRECHA PALEOCENO	3782	3203
CRETACICO MEDIO	3800	3270
PROFUNDIDAD TOTAL	3600	3200

TUBERÍAS DE EXPLOTACIÓN

INTERVALO (M)	TUBERÍA
3890 - 3390	DE 5"
3585 - 1287	DE 7 5/8"
1490 - 0.00	DE 10 3/4"
540 - 0.00	DE 16"

FLUIDO DE PERFORACIÓN

INTERVALO (M)	TIPO LODO	DENS. gr/cc
0.00 - 550	S/D	S/D
550 - 1500	S/D	S/D
1500 - 3595	S/D	S/D
3595 - 3600	S/D	S/D

PERF.N	TERMIN.
INICIO	29-MARZO-1992
TERMINO	30-JUNIO-1992
INICIO	26-JUNIO-1992
TERMINO	18-JULIO-1992

FECHA DE ULTIMA REPARACION	
INICIO	13-SEP-1990
TERMINO	25-SEP-1990

INTERVALOS PROBADOS

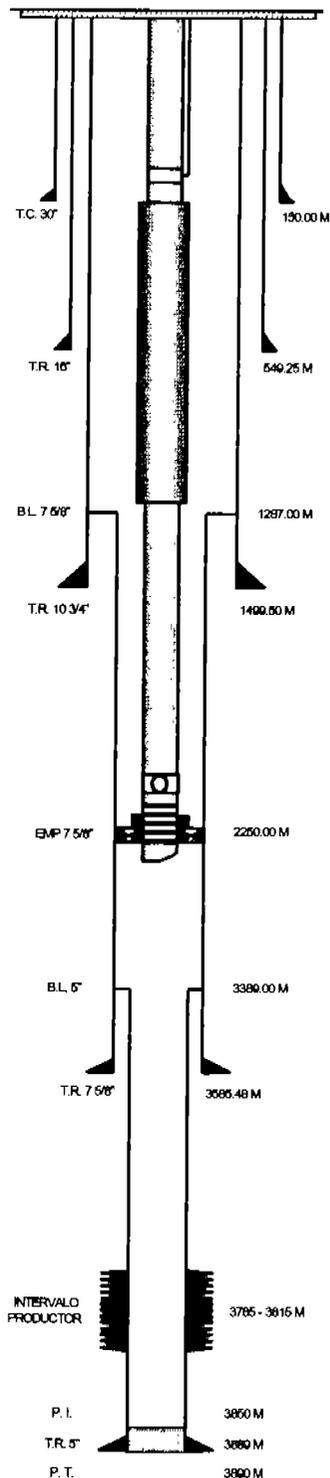
INTERVALO	FORM.	Φ %	Φv %	K mD	TF (%)	PISTOLAS EMPLEADAS	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
3785 - 3815 MD (3206 - 3232 MV)	B. P.	3	24	S/D	S/D	SCALLOP 2 1/8" 13 CM	PRODUCTOR	FLUYENTE

DISTRIBUCIÓN DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

	PROF. (m)
E.M.R.	13.40
BOLA CCLG. FP 13 5/8" x 4 1/2" (5M) CXP 4 1/2" HDCS	13.69
3 T.T.P. 4 1/2", TRC-65, 12.8 LBP, di=3.958", de=4.5"	40.42
COMBINACIÓN DE ENLACE 4 1/2" P-HDCS x C-M-VAM, di=3.958", de=4.5"	40.88
10 T.T.P. 4 1/2", C-75, 12.75 LBP, HDCS, di=3.958", de=4.5"	134.50
VALV. DE TIA "AVA" 4 1/2", CHR, HDCS, Num. A-0077-CRB, di=3.810", de=4.500"	138.71
1 T.T.P. 4 1/2", C-75, 12.75 LBP, HDCS, di=3.958", de=4.5"	147.70
COMB. DOBLICAJA 4 1/2", HDCS x 7", HDCS	148.49
07 T. T.R. 7", C-75, 20 LBP, HDCS INVERTIDOS, di=0.276", de=7.000"	1272.69
COMB. P) (HDCS x C) 4 1/2", HDCS, di=3.958", de=4.5"	1272.86
COMB. D. P) 4 1/2", N-80, 12.75 LBP, HDCS, di=3.958", de=4.5"	1273.33
103 T. T.P. 4 1/2", N-80, 12.75 LBP, RTS-8, di=3.958", de=4.5"	2237.08
GAMBA DESL. OTIS 4 1/2" 5M, No. 1002 HDCS	2238.33
1 T.T.P. 4 1/2", N-80, 12.75 LBP, RTS-8, di=3.958", de=4.5"	2247.63
COMB. C) 4 1/2", HDCS x P) 3 1/2", HDCS	2248.17
TOPE LOC. C) 3 1/2", HDCS x P), 8-HRR	2248.47
1 T. ESPACIADOR 3 1/2", 8-HRR	2249.00
3 USMV OTIS	2250.55
TUBO ESPACIADOR 3/4" 8-HRR	2251.80
3 USMV OTIS	2253.24
ZAPATA GUIA OTIS, 8-HRR	2253.45
* RESTRICCIÓN MÍNIMA 3.810"	
DISTRIBUCIÓN DEL EMPACADOR DE 7 5/8"	
EMP. OTIS 8 1/4" 7 5/8", 33.7 - 39 LBP	2250.00 - 2251.43
EXT. PUL. 6", 8-HRR, D. P)	2254.32
COUPLE CONCENTRICO OTIS 6", 8-HRR, D. C)	2250.00
EXT. PULIDA OTIS 6", 8-HRR, D. P)	2257.39
GUIA DE REENTRADA 6", 8-HRR, S/TAPON	2257.62
* RESTRICCIÓN MÍNIMA 5.680"	

FECHA DE INTRODUCCIÓN: DEL A.P. 9 SEPTIEMBRE 23 '90

ÁRBOL DE VÁLVULAS



ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO: ABKATUN No. 53-A

FORMACIÓN	PROF. MTS MD
PALEOCENO SUPERIOR	3208
PALEOCENO INFERIOR	3472
BRECHA PALEOCENO	3524
CRETACIO SUPERIOR	
CRETACIO MEDIO	
CRETACIO INFERIOR	
PROFUNDIDAD TOTAL	3700

INTERVALO	TUBERÍA
3700 - 3212	DE 5" P-110, 18 LBP.
3472 - 1220	DE 7 5/8" N-80, 30 LBP.
1450 - 0000	DE 10 3/4" N-80, P110, 60.7 LBP.

INTERVALO (M)	TIPO LODO	DENS. gr/cc
000 - 547	S/D	S/D
547 - 1728	S/D	S/D
1728 - 3050	S/D	S/D

	PERFORACIÓN	TERMINACIÓN
INICIO	14-NOVIEMBRE-1991	06-FEBRERO-1992
TERMINO	07-FEBRERO-1992	26-MARZO-1992

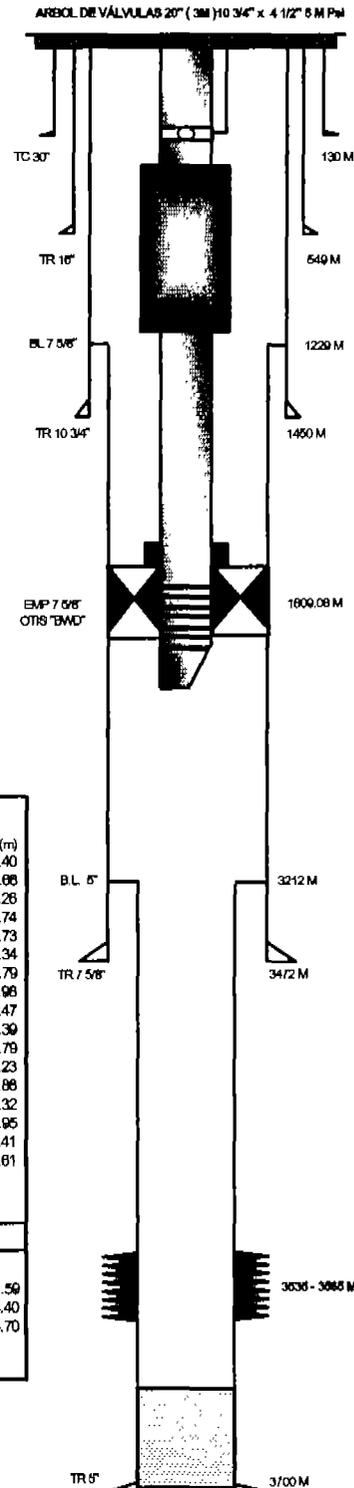
	FECHA DE LA ÚLTIMA REPARACIÓN
INICIO	26-JULIO-2000
TERMINO	02-AGOSTO-2000

INTERVALO	FORMA	Φ %	Sw %	K md	PISTOLAS EMPLEADAS	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
3535 - 3565 MD 3081 - 3102 MV	B.P.	9	10	S/D	9C 2 1/8" 10 CM For	PRODUCTOR	EN PRODUCCIÓN

DISTRIBUCIÓN DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

	PROF. (m)
EMR	13.40
BOLA COLGADORA CTW 9" x 4 1/2" (SM), MOD "TRB", CONEX 4 1/2" P x C (M-VAM), de=9.000", di=3.875"	13.68
1 T CORTO TP 4 1/2" TRC-95, 12.6 L/P, M-VAM, di=3.958", de=4.500"	15.28
12 T T.P. 4 1/2", TR-95, 12.6 LBP, M-VAM, di=3.958", de=4.500"	128.74
V. TT. BAKER 4 1/2" 12.6 LBP, PxC (M-VAM), (SM), CHR, MOD "TE-5", No. B-0492, di=3.812", de=7.125"	130.73
02 T.T.P. 4 1/2" TRC-95, 12.6 LBP, PxC (M-VAM), di=3.958", de=4.500"	140.34
COMB. P-7", L-80, 26 LBP, M-VAM x C-4 1/2" M-VAM, di=3.938", de=7.063"	149.79
76 T.T.P. 7" L-80, 26 LBP, M-VAM, di=6.278", de=7.000"	1190.96
COMB. P-4 1/2", M-VAM x C-7", L-80, 26 LBP, M-VAM, di=4.000", de=7.063"	1200.47
65 T.T.P. 4 1/2" TRC-95, 12.6 L/P, M-VAM, di=3.958", de=4.500"	1807.39
COMB. P-3 1/2" M-VAM x C-4 1/2", M-VAM, di=2.969", de=4.875"	1807.79
TOPE LOCALIZADOR 3 1/2", P-10 HRR-NU x C-3 1/2" M-VAM, 9.2 LBP, di=2.915", de=5.000"	1808.23
TUBO ESPACIADOR, 10 HRR-NU, di=2.970", de=4.460"	1808.88
3 USM "V", 10 HRR-NU, CON SELLOS, "VTR", HOWCO, di=2.970", de=4.500"	1810.32
TUBO ESPACIADOR, HOWCO, 10 HRR-NU, di=2.970", de=4.460"	1810.95
3 U.S.M. "V", HOWCO, 10 HRR-NU, CON SELLOS "VTR", di=2.970", de=4.500"	1812.41
ZAPATA GULA, HOWCO, 10 HRR-NU, di=2.970", de=4.460"	1812.61
* RESTRICCIÓN MÍNIMA 2.935"	
DISTRIBUCIÓN DEL EMPACADOR DE 7 5/8"	
EMP. PERM. OTIS 7 5/8" MOD "BW1", 33.7-39 LBP, di=4.000", de=6.375"	1809.08 - 1811.59
EXTENSIÓN PULIDA OTIS, DOBLE PIÑÓN 81 HRR, di=4.500", de=5.375"	1814.40
NIPLE CAMPANA HALLIBURTON	1814.70
* RESTRICCIÓN MÍNIMA 4.800"	

* EL EMPACADOR SE INTRODUJO EL 16 MARZO, EL DIA 14 JUNIO, SE CAMBIO TODA LA TUBERIA DE PRODUCCION NUEVA, SE PUSO DE CAMBIO LA VALVULA DE TORMENTA.



ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO: ABKATUN No. 71 D

FORMACIÓN	PROF. MTS MV	MD
PALEOCENO SUPERIOR	2088	3480
PALEOCENO INFERIOR	3131	3640
BRECHA PALEOCENO	3183	3703
CRETACICO SUPERIOR	3283	3708
CRETACICO MEDIO	3345	3667
CRETACICO INFERIOR	3400	3600
PROFUNDIDAD TOTAL	3545	4132

INTERVALO (M)	TIPO LODO	DENS. gr/cc
1800 - 0000	BENT.	
1800 - 3424	NOVADRILL INVERMUL	1.00
3424 - 4130	POLIMÉRICO	1.01

INTERVALO	TUBERÍA
4130 - 3424	7" P-110, 35 L/P
3624 - 0000	9 5/8" TAC-110 y P-110, 53.5 L/P
1800 - 0000	13 3/8" N-80, 77 L/P

PERFORACION		TERMINACION	
INICIO	30-OCTUBRE-1994	30-DICIEMBRE-1994	
TERMINO	29-DICIEMBRE-1994	24-ENERO-1995	

FECHA DE LA ULTIMA REPARACION	
INICIO	28-SEPTIEMBRE-2000
TERMINO	02-Dic.-2000

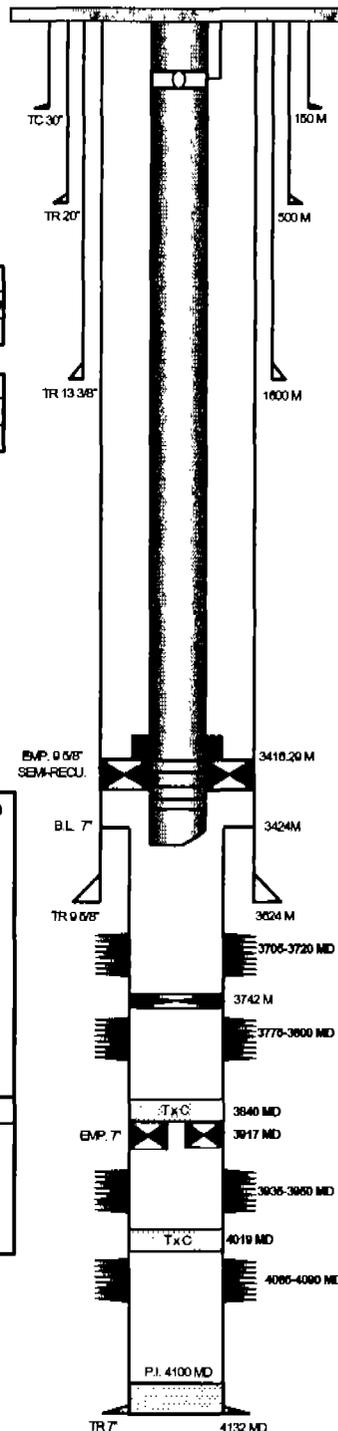
INTERVALO	FORMA	φ %	Sw %	K mD	PISTOLAS EMPLEADAS	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
4090 - 4080 MD	KL	3	15			IMPRODUCT.	ISLADO
3950 - 3935 MD	KM	3	13	S/D	E-JET 2 1/8" 20 CM F-60"	PROD. INVAD.	ISLADO
3800 - 3775 MD	BTP-KS	5	8			PRODUCTOR	FLUYENTE

DISTRIBUCION DEL APAREJO DE PRODUCCION

	PROF. (m)
BMR @ YUGOS DE BOLA COLGADORA	12.20
B. COL.G. 9 x 4 1/2" (SM), FMS, TIPO FBB CUELO CORTO C.I.W. M-VAM, d=3.958", de=6.000".	12.41
18 T.T.P. D.C. 4 1/2" TRC-95, 12.6 L/P, M-VAM, d=3.958", de=4.50".	127.29
VALV. DE TTA 4 1/2" (SM), MOD-TE-5, BAKER, M-VAM, N-B-342-CHR, No.524 d=3.812", de=7.125" 129.28	
01 T. T.P. 4 1/2", T-RC95, 12.6 L/P, M-VAM, d=3.958", de=4.50".	139.80
51 T. T.P. 4 1/2", L-80, 12.6 L/P, M-VAM, d=3.958", de=4.50".	826.82
297 T. T.P. 4 1/2", L-80, 12.6 L/P, SEC-FR, d=3.958", de=4.50".	3415.49
TOPE, LOCALIZADOR C) 4 1/2" M-VAM x P) 10 UN, d=3.900", de=5.081".	3415.80
01 USMV, 4 1/2", 12 UN, d=3.905", de=4.989".	3416.30
TUBO ESPACIADOR CORTO 4", 12UN, d=3.905", de=4.989".	3417.55
05 USMV, 4 1/2", 12UN, d=3.905", de=4.989".	3419.90
ZAPATA GUIA 4 1/2", 12UN, d=3.906", de=4.989".	3420.12
* RESTRICCIÓN MÍNIMA 3.812"	
DISTRIBUCION DEL EMPACADOR 9 5/8"	
CIMA DEL EMPACADOR	3416.29
EMP. SEMIPERMANENTE 9 5/8" MOD."VBA", B-UN,38-59 L/P, d=6.00", de=8.30".	3418.17
EXTENSION PULIDA P-8 1/8" 8-UN, d=6.00", de=6.30".	3421.02
ADAPTER CONECCION INF. 4 1/2" M-VAM, d=3.875".	3421.27
1 T. T.P. 4 1/2" TRC-95, BISELADO A 45° 12.6 L/P, M-VAM.	3430.70

INTRODUCIDO EL 06 SEPT/98

ARBOL DE VÁLVULAS 20" 3M x 13 5/8" 6M x 11" 5M x 4 1/2" 8M (CW)



ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO: ABKATUN No. 73

COLUMNA GEOLÓGICA

FORMACIÓN	PROF. MTs	
	MD	MV
EOCENO MEDIO	2907	2670
EOCENO INFERIOR	2976	2719
PALEOCENO SUPERIOR	3226	2694
PALEOCENO INFERIOR	3450	3059
BTP - K.S.	3475	3078
CRETACICO SUPERIOR	3686	3159
CRETACICO MEDIO	3706	3244
CRETACICO INFERIOR	3928	3327
PROFUNDIDAD TOTAL	4000	3439

TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

INTERVALO (M)	TUBERÍA
0000-0130	30"
0000-0500	20"
0000-1516	13 3/8"
0000-3425	9 5/8"
3229-3664	LINER DE 7"
3698-3999	LINER DE 5"

FLUIDO DE PERFORACIÓN

INTERVALO (M)	TIPO LODO	DENS. g/cc
0000-0500	BASE AGUA	S/D
0600-1516	BASE AGUA	S/D
1616-3425	E.I.	S/D
3425-3664	BASE AGUA	S/D
3664-3999	BASE AGUA	S/D

	PERFORACION	TERMINACION
INICIO	18/Jun/94	07/Oct/94
FIN	09/Oct/94	23/Oct/94

INTERVALOS PROBADOS

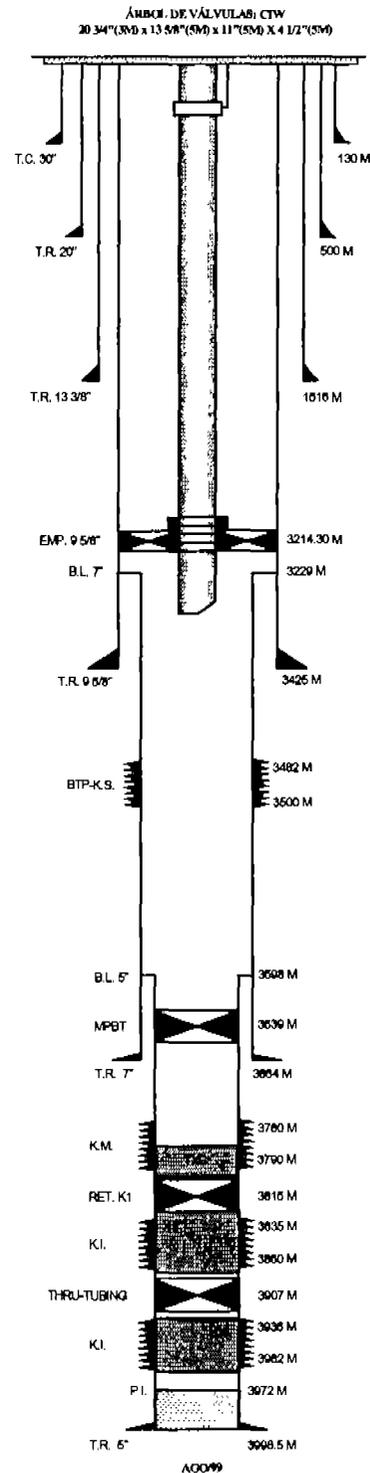
INTERVALO	FORM.	φ %	Bw %	K md	TY (°)	PISTOLAS EMPLEADAS	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
3482 - 3600 M	BTP-KS	4	16	S/D	141	Energol 2 1/8" 13 o/m, F/80"	PRODUCTOR	FLUYENTE

DISTRIBUCIÓN DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

E.M.R. ANIVEL DE YUGOS	12.43
BOLA COLGADORA CIV F-BB, C x P-4 1/2" HDCS, de=9.0", di=4.0"	12.93
COMB. 4 1/2", C-HDCS x P-MULTIVAM, de=4.937", di=3.875"	13.29
1 TRAMO CORTO 4 1/2", TRC-95, 12.6 LBP, M-VAM, de=4.90", di=3.958"	17.52
14 T.T.P., 4 1/2", TRC-95, 12.6 LBP, M-VAM, de=4.60", di=3.959"	148.43
COMBINACION 4 1/2" C-MVAM x P-HDCS, de=4.937", di=3.878"	148.70
VALVULA DE TORMENTA "AVA" REP. 4.5", CHR. (SM), HDCS, No. A-0090, de=7.031", di=3.812"	152.01
COMBINACION 4 1/2" C-HDCS x P-MVAM, de=4.937", di=3.875"	153.27
178 T.T.P., 4 1/2", TRC-95, 12.6 LBP, M-VAM, de=4.600", di=3.959"	1859.37
142 T.T.P., 4 1/2", N-80, 12.6 LBP, M-VAM, de=4.500", di=3.958"	3213.23
1 TOPE LOCALIZADOR (AM) 4 3/16", OTIS, C-MVAM x P-8 HFR, de=5.663", di=3.785"	3213.68
1 TUBO ESPACIADOR OTIS, L-80, 12.6 LBP, 8 HFR, de=4.963", di=4.000"	3214.70
2 UNIDADES DE S.M.V. TAM. 4 3/16", OTIS, 8 HFR, de=4.969", di=3.937"	3215.23
1 TUBO ESPACIADOR OTIS, L-80, 12.6 LBP, de=4.563", di=4.000"	3215.84
4 UNIDADES DE S.M.V. TAM. 4 3/16", OTIS, 8 HFR, de=4.969", di=3.937"	3217.82
ZAPATA GUA OTIS, TAM 4 3/16", 8 HFR, de=4.969", di=3.927"	3218.04
* RESTRICCIÓN MÍNIMA 3.785"	
DISTRIBUCION DEL EMPACADOR OTIS 8 5/8"	
EMPACADOR RECLIPERABLE 8 5/8", 47-53.5 LBP, TIPO "VBA", OTIS, 8-LIN., de=8.313", di=5.000"	3214.30 - 3216.98
EXTENSION FLUIDA OTIS, 8-LIN., de=8.250", di=5.000"	3219.43
ADAPTER C-8 HFR x P-4 1/2" M-VAM, OTIS, de=7.000", di=3.937"	3219.83
1 TRAMO DE T.P., 4 1/2", N-80, 12.6 LBP, M-VAM, de=4.600", di=3.959"	3229.26
1 TRAMO DE T.P., 4 1/2", N-80, 12.6 LBP, M-VAM, CORTE 45°, de=4.500", di=3.959"	3232.26
* RESTRICCIÓN MÍNIMA 3.959"	

FECHA DE INTRODUCCION DEL APAREJO 23/JUL/99

PLATAFORMA: ABKATUN-"B"



ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO: ABKATUN No. 77 A

FORMACIÓN	PROF. MTS	
	MD	MV
OLIGOCENO MEDIO	2808	2886
OLIGOCENO INFERIOR	2885	2703
EOCENO SUPERIOR	2885	2726
EOCENO MEDIO	2885	2708
EOCENO INFERIOR	3145	2912
PALEOCENO SUPERIOR	3400	3069
PALEOCENO INFERIOR	3481	3142
BRECHA PALEOCENO K.S.	3518	3152
PROFUNDIDAD TOTAL	3677	3299

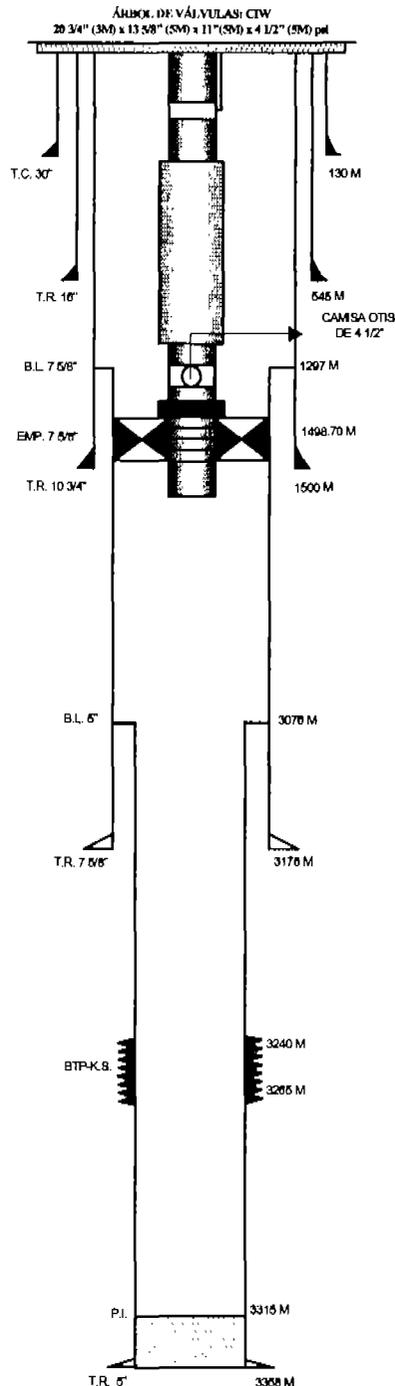
INTERVALO (M)	TUBERÍA
0-170	30" 309.7 LBP, VETCO-R
0-499	20" K-85, 94 LBP, BGN
0-1699	13 3/8" N-80, 68 LBP, BGN
0-1942	9 5/8" L-80, 53.5 LBP, VAM-R
1942-3444	9 5/8" TAC-110, 53.5 LBP, HD-SFJP
3220-3608	7" P-110, 35 LBP, HD-SLX
3608-3677	7" TAC-110, 35 LBP, HD-SLX

INTERVALO (M)	TIPO LODO	DENS. gr/cc
0000-0170	BENTONITICO	1.05
0170-0600	BENTONITICO	1.12 - 1.15
0900-1702	CALCICO	1.35 - 1.45
1702-3447	CALCICO	1.70 - 1.85
3447-3677	POLIMÉRICO	1.11 - 1.12

PERF.N.	
INICIO	05/SEP/1991
TERMINO	30/OCT/1991
TERM.N	
INICIO	31/OCT/1991
TERMINO	13/NOV/1991

INTERVALO	FORM.	Ø %	Ø _h %	K mD	Tf (Pa)	PISTOLAS EMPLEADAS	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
3240-3265	BTP-K.S.	5	15	SD	139	E-JET 2 1/8" 13 CPM F-60"	PRODUCTOR	FLUYENTE

	PROF. (mts.)
E.M.P. A NIVEL DE YUGOS	13.30
BOLA COLOCADORA CW 13 3/8" x 4 1/2" (8M), CUELLO CORTO, MAVAM, d=4.000", d _h =13.025"	13.88
Ø 2 T. CORTOS: T.P. 4 1/2", TRC-98, 12.6 LBP, MAVAM	22.47
13 T. T.P. 4 1/2", TRC-98, 12.6 LBP, MAVAM	142.23
COMBI. P-4 1/2", HDC8 x C-4 1/2", MAVAM, TRC-98, 12.6 LBP, d=3.575", d _h =4.675"	142.50
VALVULA DE TORMENTA BAKER 4 1/2", Q-R, MOD STV, REF., HDC8 No. A-0067, d=3.812", d _h =7.031"	148.71
COMBI. P-4 1/2", MAVAM x C-4 1/2", HDC8, TRC-98, 12.6 LBP, d=3.575", d _h =4.675"	147.07
Ø 1 T. T.P. 4 1/2", TRC-98, 12.6 LBP, MAVAM	155.21
COMBI. P-7, MAVAM x C-4 1/2", MAVAM, L-80, 25 LBP, d=4.000", d _h =7.000"	155.06
70 T. T.R. 7", L-80, 25 LBP, MAVAM	155.06
COMBI. P-4 1/2", MAVAM x C-7", MAVAM, L-80, 25 LBP, d=4.000", d _h =7.000"	1243.93
27 T. T.P. 4 1/2", TRC-98, 12.6 LBP, MAVAM	1244.30
COMBI. P-3 1/2", MAVAM x C-4 1/2", MAVAM, TRC-98, 12.6 LBP, d=3.000", d _h =4.875"	1497.02
TORPE LOCALIZADOR OTIS 3 1/2", P-10 hr NLE x C-A-VAHA, d=3.000", d _h =4.800"	1497.40
TUBO ESPACIADOR 3 1/2", 10 hr, OTIS, d=3.000", d _h =3.688"	1497.84
2 UNIDADES DE B.M.V. 3 1/2", OTIS, NLE, d=3.000", d _h =3.688"	1498.46
1 TUBO ESPACIADOR 3 1/2", 10 hr, OTIS, d=3.000", d _h =3.688"	1498.46
3 UNIDADES DE B.M.V. 3 1/2", OTIS, 10 hr, d=3.000", d _h =3.688"	1600.11
ZAPATA OJA 3 1/2", 10 hr NLE, OTIS, d=3.000", d _h =3.688"	1601.86
	1601.86
RESTRICCIÓN MÍNIMA 3.000"	
DISTRIBUCIÓN DEL EMPACADOR	
EMPACADOR OTIS DE 7.5". BWHT 33-30 LBP	1498.70-1499.00
1 RESTRICTION PULIDA 5", AQAE, d=4.000"	1602.30
ADAPTER P-3 1/2", HDC8 x C-6", AQAE, d=3.000"	1602.50
1 T. CORTO T.P. 3 1/2", BRELADO A 45°, d=3.000", d _h =2.942"	1603.00
RESTRICCIÓN MÍNIMA 3.500"	



AGO/99

PLATAFORMA: ABKATUN-"B"

ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO: ABKATUN No. 91 A

COLUMNA GEOLÓGICA

FORMACIÓN	PROF. MTS	
	MD	MV
OLIGOCENO MEDIO	2805	2898
OLIGOCENO INFERIOR	2905	2703
EOCENO SUPERIOR	2885	2728
EOCENO MEDIO	2885	2768
EOCENO INFERIOR	3145	2912
PALEOCENO SUPERIOR	3400	3088
PALEOCENO INFERIOR	3481	3142
BRECHA PALEOCENO K.S.	3518	3182
PROFUNDIDAD TOTAL	3577	3299

TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

INTERVALO (M)	TUBERÍA
0-170	30" 308.7 LBRP, VETCOR
0-468	20" K-85, 94 LBRP, BON
0-1668	13 3/8", N-80, 88 LBRP, BON
0-1942	9 5/8", L-80, 53.5 LBRP, VAMR
1942-3444	9 5/8", TAC-110, 53.5 LBRP, HD-SFUP
3220-3608	7", P-110, 35 LBRP, HD-SLX
3608-3677	7", TAC-110, 35 LBRP, HD-SLX

FLUIDO DE PERFORACIÓN

INTERVALO (M)	TIPO LÍQUIDO	DENS. gr/cc
0000-0170	BENTONITICO	1.05
0170-0500	BENTONITICO	1.12 - 1.15
0500-1702	CALCICO	1.35 - 1.45
1702-3447	CALCICO	1.70 - 1.85
3447-3677	POLIMERICO	1.11 - 1.12

PERF.N	
INICIO	14/NOV/1982
TERMINO	30/ABR/1983
TERMIN	
INICIO	10/MAY/1983
TERMINO	08/JUN/1983

INTERVALOS PRUEBADOS

INTERVALO	FORM	φ %	Sw %	K mD	ff (%)	PISTOLAS EMPLEADAS	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
4183-4248	BTP4S	8	5	SD	281	E-JET 2 1/8" 13 CRM-F-60P	PRODUCTOR	FLUYENTE

DISTRIBUCIÓN DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

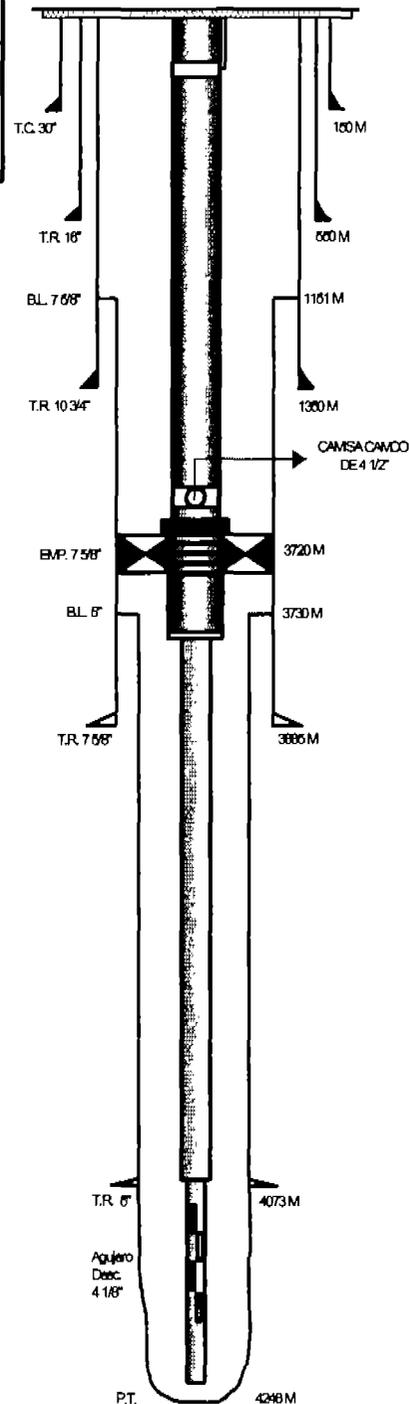
	PROF. m
E.M.R ANILLO DE VUOTOS	13.40
BOLA COLGADORA CW 9" X 4 1/2" (9M) DOBLE C-HCS, D=3 7/8"	13.37
DOBLE P-4 1/2", VAMR X HCS, D=3 7/8"	13.76
14 TRAMOS T.P. 4 1/2", TRO-65, 12.7 LBRP, VAMR	140.77
COMB. P-4 1/2", HCS X C-4 1/2", VAMR, D=3 7/8"	147.26
VALVULA DE TORMENTA AVA 4 1/2", 12.75 LBRP-HCS, STV A-130, D=3 7/8"	151.40
COMB. P-4 1/2", VAMR X C-4 1/2", HCS, D=3 7/8"	161.72
100 TRAMOS T.P. 4 1/2", TRO-65, 12.75 LBRP, VAMR	1982.42
120 TRAMOS T.P. 4 1/2", N-80, 12.75 LBRP, VAMR	3281.28
COMB. P-4 1/2", HCS X C-4 1/2", VAMR, D=3 7/8"	3381.57
07 TRAMOS T.P. 4 1/2", L-80, 12.75 LBRP, RTS-8	3708.29
CAMISA DESLIZABLE 4 1/2", CANCO, HCS, D=3 7/8"	3708.81
1 TRAMO T.P. 4 1/2", L-80, 12.75 LBRP, RTS-8, D=3 7/8"	3719.34
COMB. P-3 1/2", HCS X C-4 1/2", HCS, D=2.843	3719.68
TOPE LOCALIZADOR 3 1/2", P-10 HRR X C-HCS, D=2.937"	3723.02
1 TUBO ESPACIADOR OTIS, D=3 0"	3723.04
3 UNIDADES DE S.M.V., OTIS, D=4 7/16", D=3 0"	3722.09
2 TUBOS ESPACIADORES OTIS, D=3 0"	3723.31
3 UNIDADES DE S.M.V., OTIS, D=4 7/16", D=3 0"	3724.77
ZAPATA QUIA OTIS D=3 0"	3724.97

DISTRIBUCIÓN DEL EMPACADOR

	3720.16	3721.59
EMPACADOR OTIS DE 7 5/8", BWX, 33-30 LBRP, D=4 1/2"		
1 EXTENSION FLUIDA DOBLE P-8 3/4", OTIS, 8-HRR, D=4 1/2"	3724.48	
1 COPLE CONCENTRADO OTIS, D=5 3/4", D=4 1/2"	3724.00	
1 EXTENSION FLUIDA DOBLE P-8 3/4", OTIS, 8-HRR, D=4 1/2"	3720.55	
ADAPTER C-8 3/4", 8-HRR X P-8 1/2", HCS, D=2.627"	3727.78	
COMB. P-3 1/2", VAMR X C-3 1/2", HCS, D=2.1818"	3727.99	
41 TRAMOS T.P. 3 1/2", P-105, 8.5 LBRP, VAMR	4285.77	
COMB. P-3 1/2", HCS X C-3 1/2", VAMR, D=2 7/8"	4057.20	
COMB. P-2 7/8", MULTA-VAMR X C-3 1/2", HCS, D=2 7/8"	4057.40	
COMB. P-2 7/8", HCS X C-2 7/8", VAMR, D=2 7/8"	4057.60	
12 TRAMOS T.P. 2 7/8", P-105, 8.5 LBRP, RTS-8	4178.02	
8 TRAMOS T.P. 2 7/8", P-10, 8.5 LBRP, RTS-8 RANURADA (30 CRISTALES 9/16")	4233.64	
1 TRAMO T.P. 2 7/8", P-105, 8.5 LBRP, RTS-8 RANURADA (TAP NOICEO EN LA PUNTA)	4242.65	

RESTRICCIÓN MÍNIMA 2.843"

ÁRBOL DE VÁLVULAS: CIW
20.34" (3/4") x 13.58" (5/8") x 11" (5/8") x 4 1/2" (5/8") gal



ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO: ABKATUN No. 93 B

COLUMNA GEOLÓGICA

FORMACIÓN	PROF. MTS	
	MD	MV
OLIGOCENO MEDIO	2805	2886
OLIGOCENO INFERIOR	2855	2783
EOCENO SUPERIOR	2886	2725
EOCENO MEDIO	2886	2798
EOCENO INFERIOR	3145	2912
PALEOCENO SUPERIOR	3400	3099
PALEOCENO INFERIOR	3481	3142
BRECHA PALEOCENO K.S.	3515	3182
PROFUNDIDAD TOTAL	3677	3269

TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

INTERVALO (M)	TUBERÍA
0-150	30" 309.7 LBP, VETCO-R
0-650	16" K-55, 94 LBP, BGN
0-1550	10 3/4" N-80, P-110, 55.6-60.7 LBP
1004-3406	7 5/8" N-80, 36 LBP
3200-3000	5"

FLUIDO DE PERFORACIÓN

INTERVALO (M)	TIPO LODO	DENS. gr/cc
0000-0170	BENTONITICO	1.06
0170-0500	BENTONITICO	1.12 - 1.15
0500-1702	CALCICO	1.35 - 1.45
1702-3447	CALCICO	1.70 - 1.65
3447-3677	POLIMERICO	1.11 - 1.12

PERF.N.	
INICIO	23/Jun/1982
TERMINO	23/Dic/1982
TERMIN	
INICIO	24/Dic/1982
TERMINO	09/Ene/1983

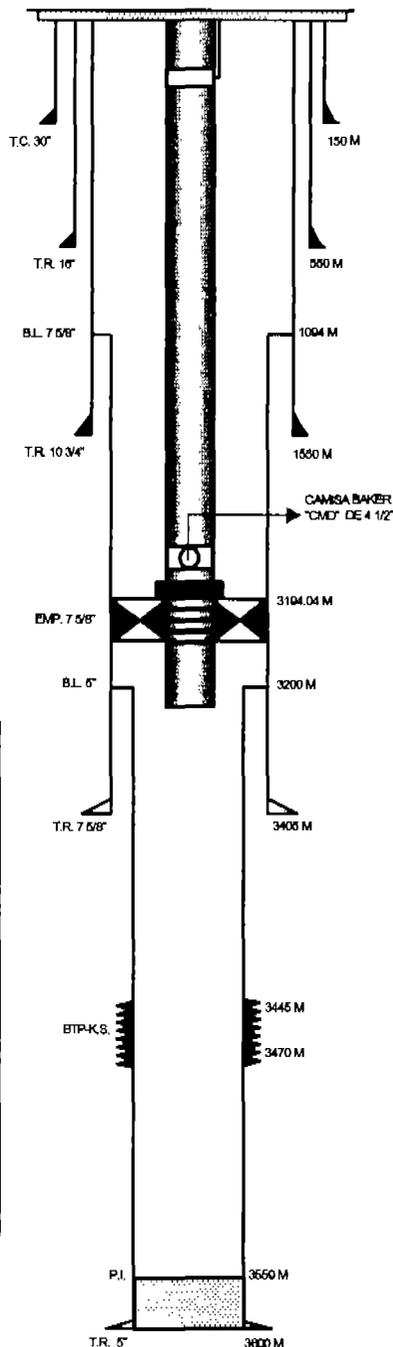
INTERVALOS PROBADOS

INTERVALO	FORM.	Ø %	Øw %	K mD	TF (%)	PISTOLAS EMPLEADAS	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
3445-3470 mD	BTP-KS	8	5	5/D	142	E-JET 2 1/8" 13 CPMF-60"	PRODUCTOR	PLUYENTE

DISTRIBUCIÓN DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

	Prof. (m.d)
E.M.R. A NIVEL DE YUGOS	13.27
BOLA COLGADORA CNW 07 x 4 1/2" DOBLE CAJA, HDCS, d=3.875", de=6.000"	13.48
COMB. DOBLE P-4 1/2", V-REG x P-4 1/2", HDCS, d=3.875", de=4.875"	13.62
12 T.T.P. 4 1/2", TRC-90, 12.6 LBP, M-VAM, d=3.968", de=4.500"	128.39
VALV. TORMENTA BAKER, 4 1/2", (6M), MOD. TE-5 No. B-500-CHR, M-VAM, d=3.938", de=7.125"	130.38
323 T.T.P. 4 1/2", L-80, 12.75 LBP, V-REG, d=3.968", de=4.500"	3181.98
COMB. P-4 1/2", HDCS x C-4 1/2", V-REG, d=3.937", de=4.812"	3182.23
CAMISA DESLIZABLE 4 1/2" HDCS CAMCO, MOD'CSX-1-A'No. 1043CDA, d=3.812", de=6.437"	3183.43
1 T.T.P. 4 1/2", L-80, 12.75 LBP, HDCS, d=3.968", de=4.500"	3182.88
COMB. P-4 1/2", V-REG x C-4 1/2", HDCS, d=3.875", de=5.937"	3183.07
COMB. P-3 1/2", HDCS x C-4 1/2", V-REG, d=2.500", de=4.875"	3183.25
TORNEO LOCALIZADOR P-3 1/2", 10 hr x C-3 1/2", HDCS, OTIS, d=2.918", de=6.000"	3183.55
1 TUBO ESPACIADOR OTIS 4 1/2", 10 hr, d=2.970", de=4.460"	3184.32
3 UNIDADES DE S.M.V. OTIS, d=2.970", de=4.500"	3185.78
2 TUBO ESPACIADORES OTIS 4 1/2", 8 hr, d=2.970", de=4.460"	3186.63
3 UNIDADES DE S.M.V. OTIS, d=2.970", de=4.500"	3188.49
ZAPATA GUJA 4 1/2", 10 hr, OTIS, d=2.970", de=4.460"	3188.69
RESTRICCIÓN MÍNIMA 2.500"	
DISTRIBUCIÓN DEL EMPACADOR 7 5/8"	
EMPACADOR OTIS PERMANENTE 7 5/8", 33.7-39 LBP, "EVAH", d=4.500", d=6.375"	3194.04 - 3195.47
EXTENCIÓN PULIDA 5 3/8", DOBLE PIÑÓN, 8 hr, de=4.500", d=5.780"	3198.35
COPEL CONCENTRICO 5 3/8" DOBLE CAJA, 8 hr, de=4.500", d=6.030"	3198.53
EXTENCIÓN PULIDA 5 3/8", DOBLE PIÑÓN, 8 hr, de=4.500", d=5.780"	3201.59
ADAPTER P-3 1/2" HDCS x C-5 3/8", de=2.875", d=6.000"	3201.70
1 T.T.P. 3 1/2", C-75, 9.3 LBP, HDCS CON BICEL 45", de=3.500", d=2.902"	3205.69
RESTRICCIÓN MÍNIMA 2.982"	

ÁRBOL DE VÁLVULAS: CTW
20 3/4" (3M) x 13 5/8" (5M) x 11" x 4 1/2" (5M) psi



PLATAFORMA: ABKATUN-"B"

ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO: ABKATUN No. 95 B

COLUMNA GEOLÓGICA		
FORMACIÓN	PROP. MTS	
	MD	MV
OLIGOCENO MEDIO	2805	2898
OLIGOCENO INFERIOR	2855	2703
EOCENO SUPERIOR	2885	2725
EOCENO MEDIO	2885	2708
EOCENO INFERIOR	3145	2912
PALEOCENO SUPERIOR	3400	3008
PALEOCENO INFERIOR	3481	3142
BRECHA PALEOCENO K.S.	3518	3182
PROFUNDIDAD TOTAL	3677	3208

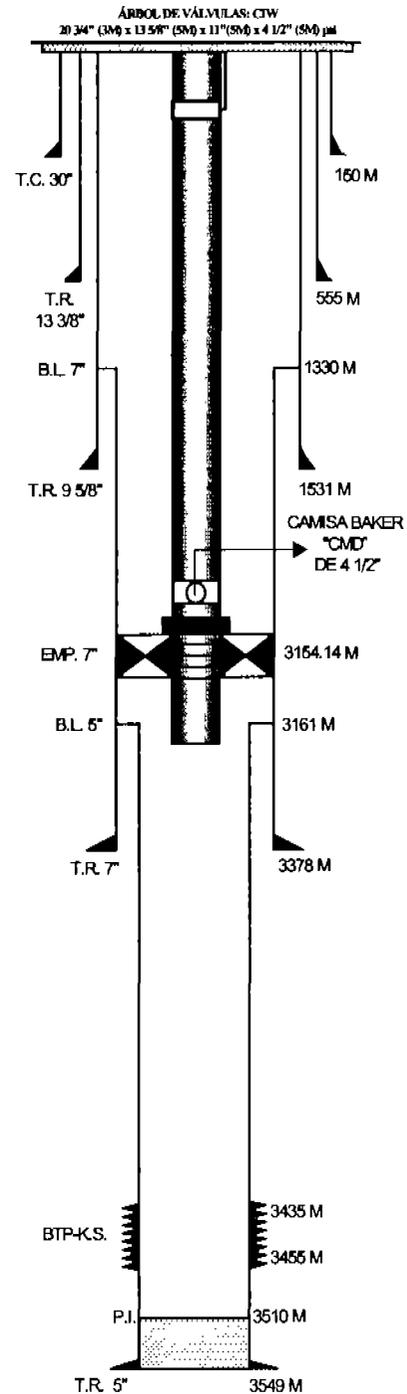
TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	
INTERVALO (M)	TUBERÍA
0-150	30" 308.7 LBP, VETCO-R
0-255	13 3/8", N-80, 88 LBP, BDN
0-1000	9 5/8", N-80, 53.5 LBP, VAMAR
0-1531	7", P-110, 35 LBP, HD-SLX
1330-3377	5", P-110, 18 LBP

FLUIDO DE PERFORACIÓN		
INTERVALO (M)	TIPO LODO	DENS. g/cc
0000-0170	BENTONITICO	1.05
0170-0500	BENTONITICO	1.12 - 1.15
0500-1702	CALCICO	1.35 - 1.45
1702-3447	CALCICO	1.70 - 1.85
3447-3677	POLIMÉRICO	1.11 - 1.12

PERF'N	
INICIO	10/Jun/1993
TERMINO	30/Jun/1993
TERMIN	
INICIO	31/Jun/1993
TERMINO	08/Ago/1993

INTERVALOS PROBADOS								
INTERVALO	FORML	Φ %	Sw %	K md	TI (to)	PISTOLAS EMPLEADAS	RESULTADO	ESTADO ACTUAL
3435-3455	BTP-K.S.	6	13	5.0	144	E-JET 2 1/8" 20 CMF-90°	PRODUCTOR	FLUYENTE

DISTRIBUCIÓN DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN		PROF. (m)
E.M.R. A NIVEL DE YUGOS		13.10
BOLA C. CW 1 1/2" x 4 1/2", 12.5 lbp, Mod., F-BB, P-4 1/2", M-VAM x C-HDCS, di=3.875, de=4.000"		13.68
1 T. CORTO T.P. 4 1/2", TRC-68, 12.8 LBP, M-VAM, di=3.958", de=4.500"		17.05
13 T. T.P. 4 1/2", L-80, 12.8 LBP, M-VAM, di=3.958", de=4.800"		142.19
VALV. TTA BAKER 4 1/2", L-80, 12.8 LBP, 3M. NUM. B-519, CHR, di=3.810", de=7.187"		144.17
381 T. T.P. 4 1/2", C-75, 12.75 LBP, M-VAM, di=3.958", de=4.800"		3133.77
COMB. C-4 1/2", M-VAM x P-4 1/2", HDCS, di=3.895"		3134.08
1 T. T.P. 4 1/2", C-75, 12.8 LBP, RTS-8, di=3.958", de=4.800"		3143.19
CAMISA DESLIZABLE BAKER 4 1/2", HDCS, TIPO "CF", (1.027), di=3.810"		3144.44
1 T. T.P. 4 1/2", C-75, 12.75 LBP, RTS-8, di=3.958", de=4.500"		3153.40
COMB. C-4 1/2", HDCS x P-3 1/2", HDCS, di=2.887"		3153.80
TOPE LOCALIZADOR BAKER P-3 1/2", ACME x C-3 1/2", HDCS, di=3.000"		3153.85
2 U.S.M.V. BAKER 3 1/2", TAM. 83-40, ACME, di=3.000"		3164.27
1 TUBO ESPACIADOR BAKER TAM. 83-40, ACME, di=3.000"		3167.34
4 U.S.M.V. BAKER 3 1/2", ACME, TAM. 83-40, di=3.000"		3168.30
ZAPATA GUIA BAKER 3 1/2", C-ACME, di=3.000"		3168.45
RESTRICCIÓN MÍNIMA 2.887"		
DISTRIBUCIÓN DEL EMPACADOR 7"		
EMPACADOR BAKER 7", TAM. 83-40, 32-38 LBP, di=4.000"		3154.14 - 3154.70
EXTENSIÓN PULIDA BAKER, di=4.000", de=4.750"		3157.82
COPLIÉ CONCENTRICO BAKER		3157.87
EXTENSIÓN PULIDA BAKER, di=4.000", de=4.750"		3160.75
ADAPTER C-4 3/4", ACME x P-3 1/2" HDCS		3160.83
1 T.T.P. 3 1/2", C-75, 9.3 LBP, RTS-8 (CON BICEL A 45°), di=2.992", de=3.3500"		3165.03
RESTRICCIÓN MÍNIMA 2.992"		

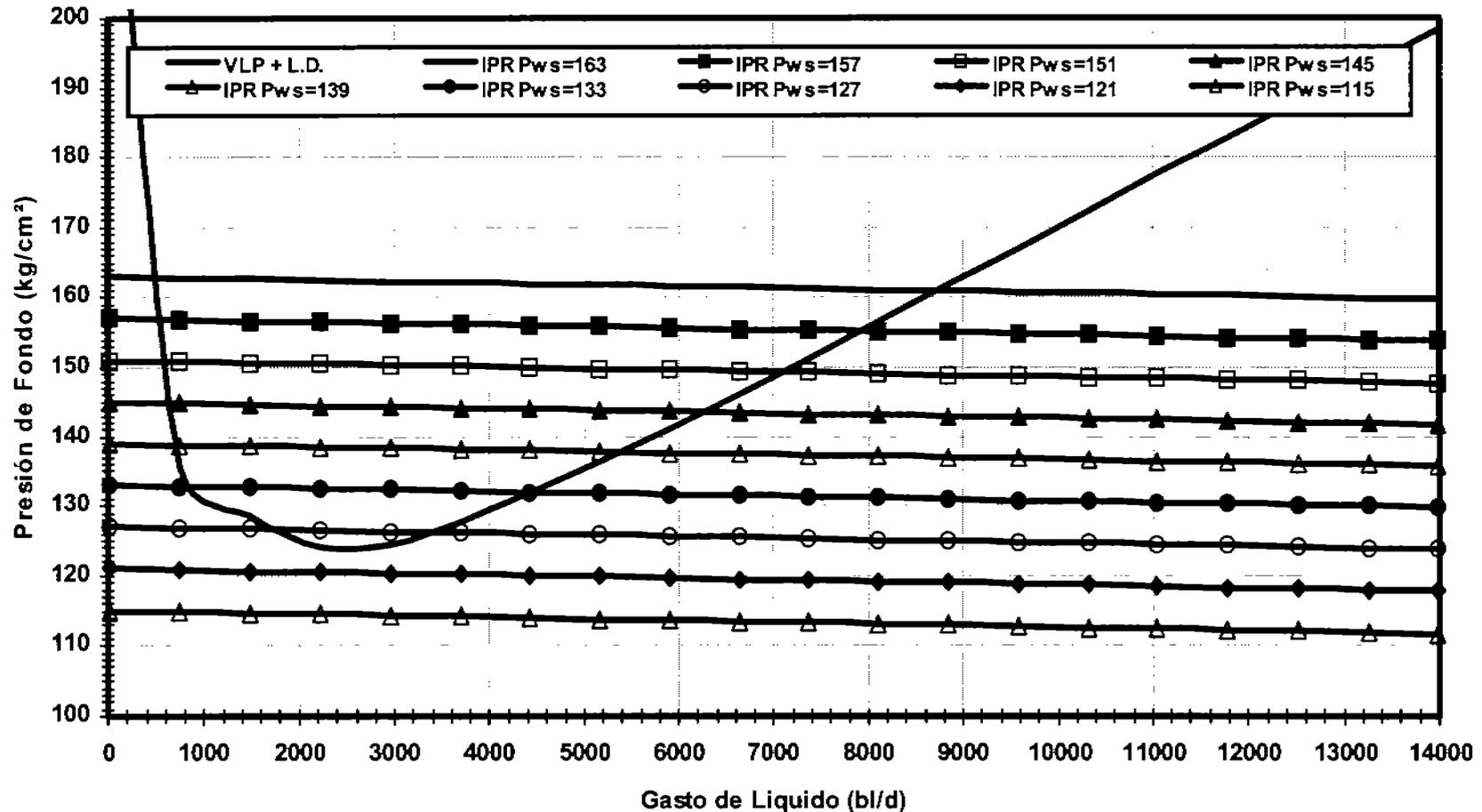


PLATAFORMA: ABKATUN-"B"

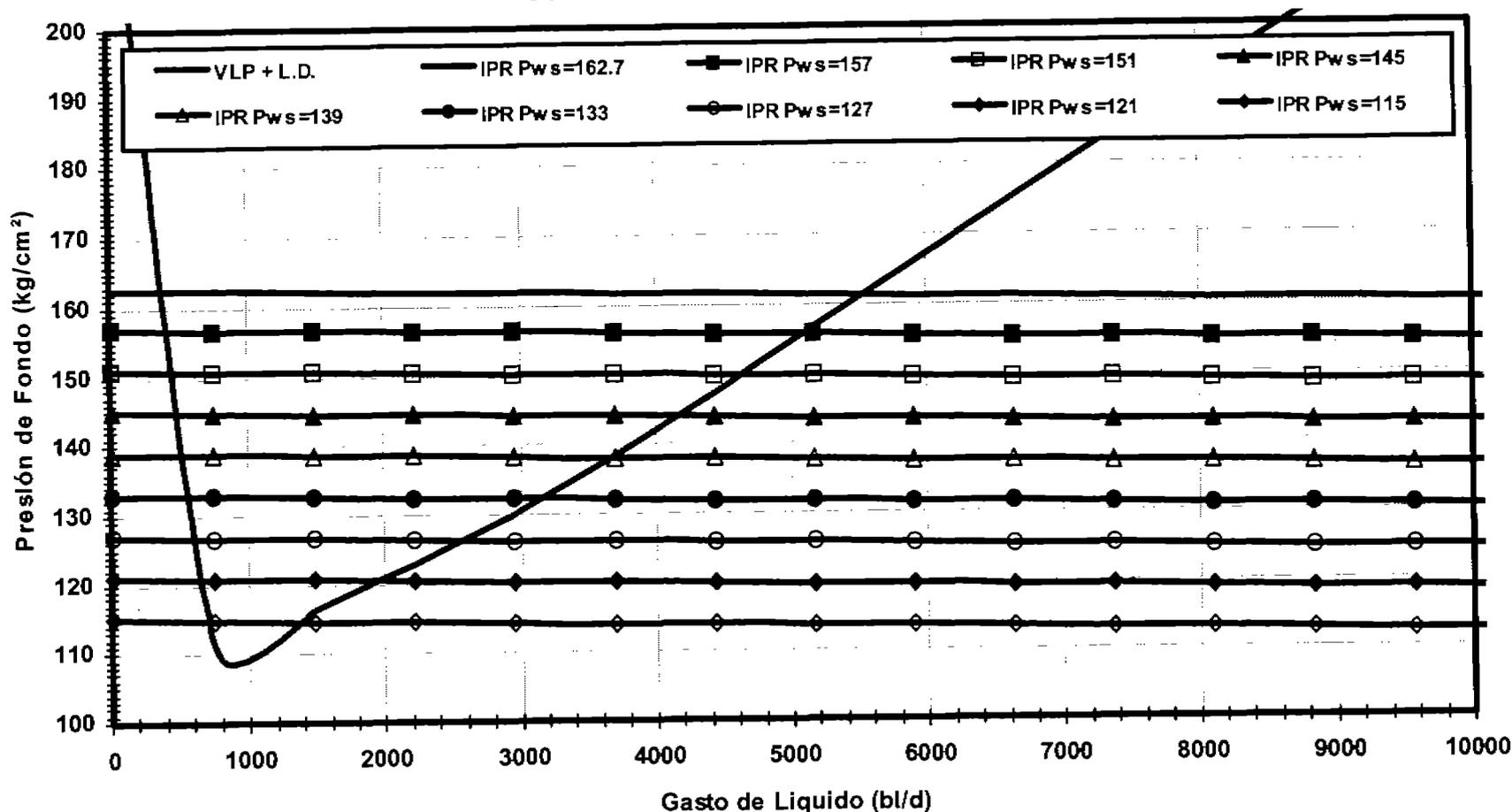
APENDICE B

GRAFICAS DE ANALISIS DE FLUJO MULTIFASICO

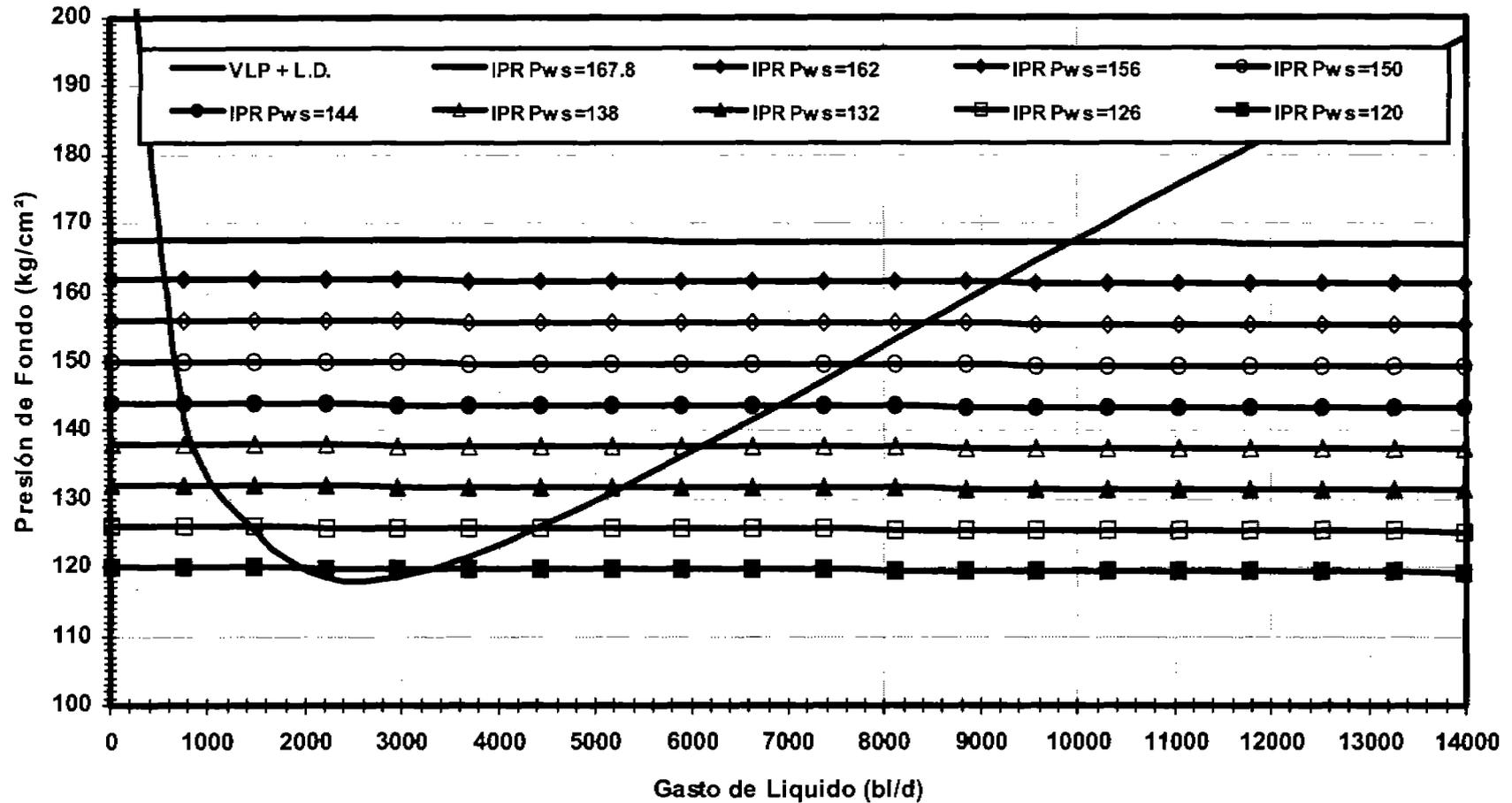
POZO ABKATUN 53-A
Comportamiento de Afluencia (IPR) y Comportamiento de Flujo en el Pozo (TPR) + L. D.
Condiciones de Producción de Marzo de 2001
Sensibilidad a la Presión Estática



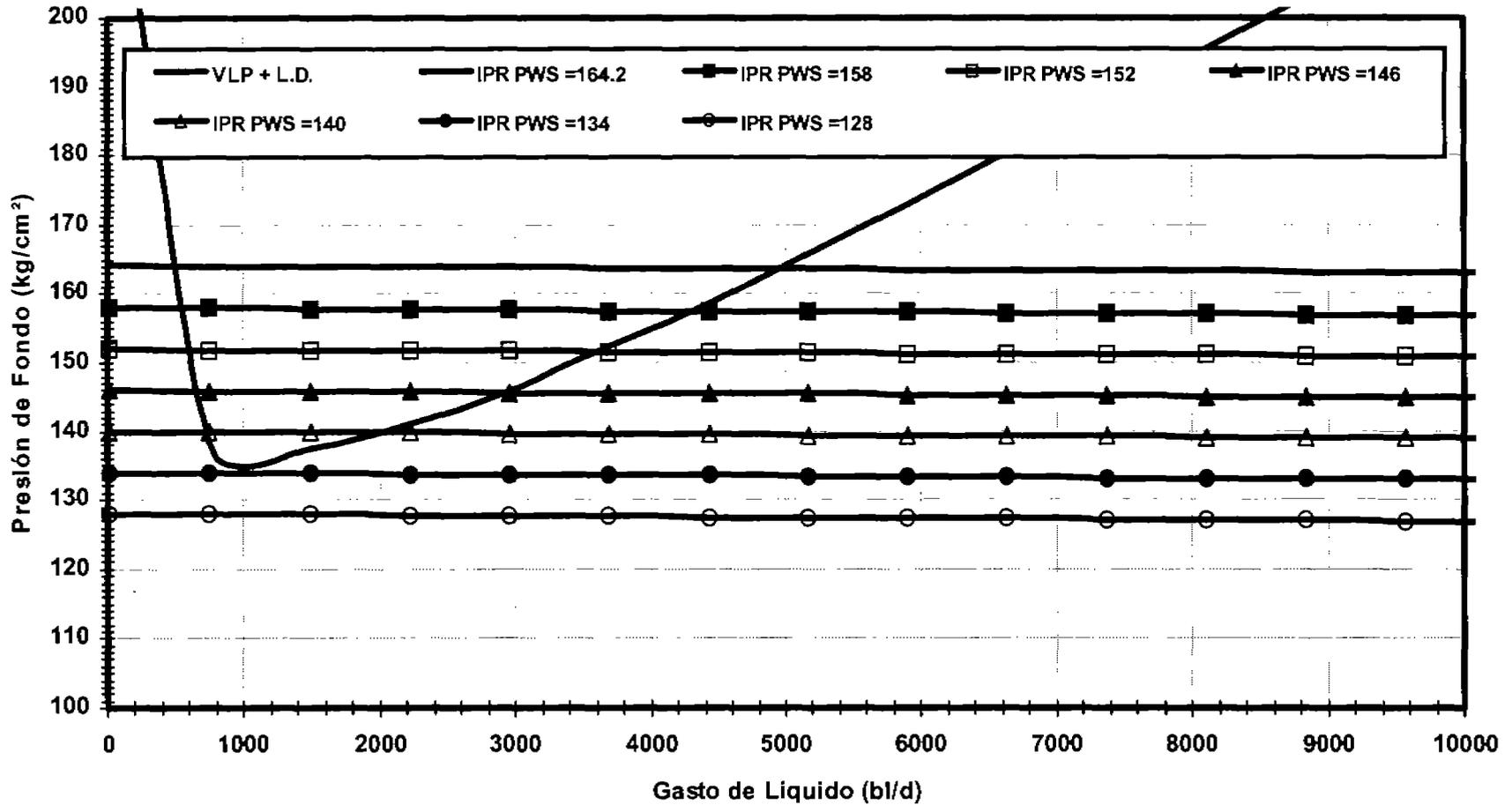
POZO ABKATUN 73
Comportamiento de Afluencia (IPR) y Comportamiento de Flujo en el Pozo (TPR) + L. D.
Condiciones de Producción de Marzo de 2001
Sensibilidad a la Presión Estática



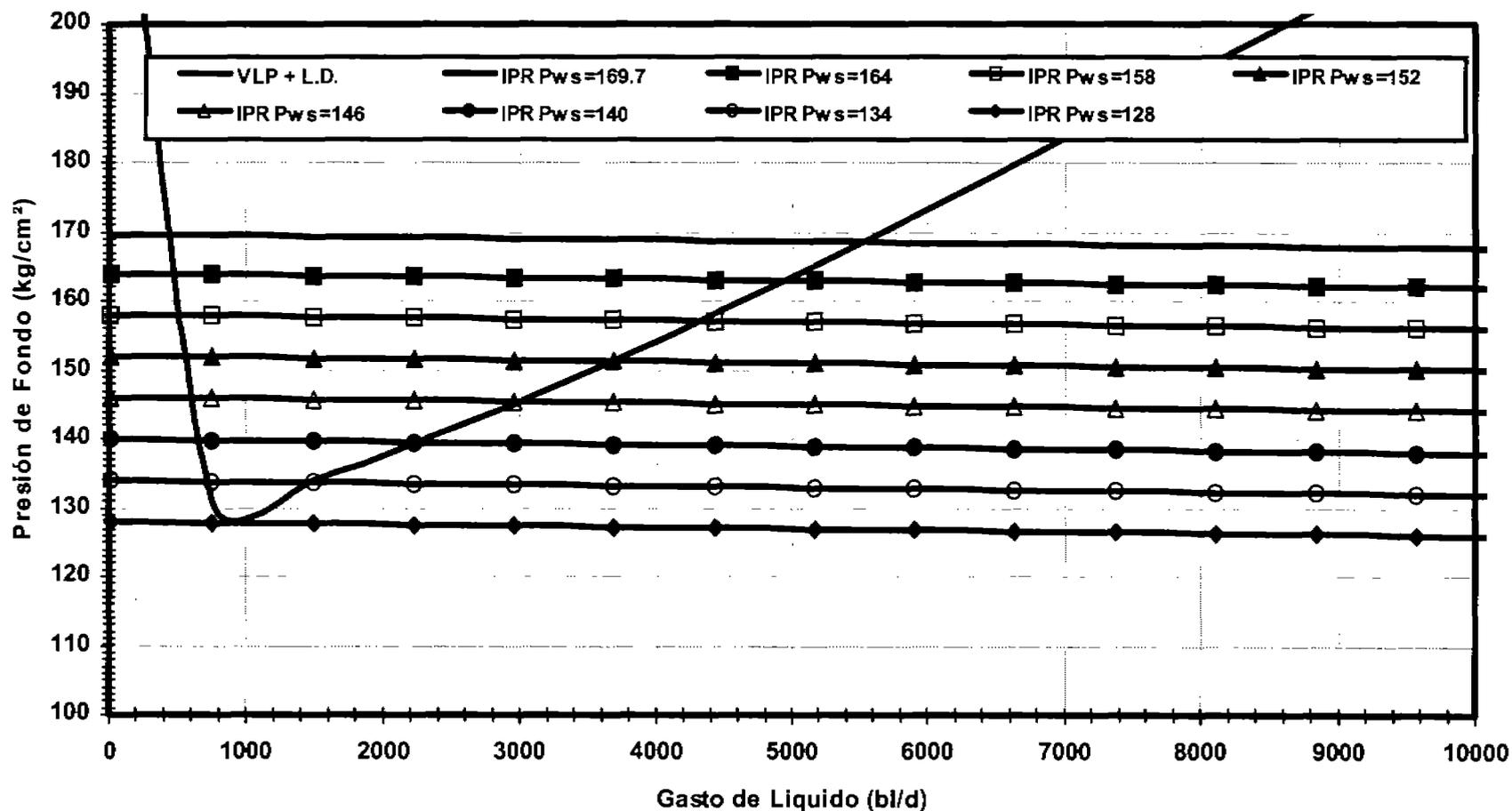
POZO ABKATUN 77-A
Comportamiento de Afluencia (IPR) y Comportamiento de Flujo en el Pozo (TPR) + L. D.
Condiciones de Producción de Marzo de 2001
Sensibilidad a la Presión Estática



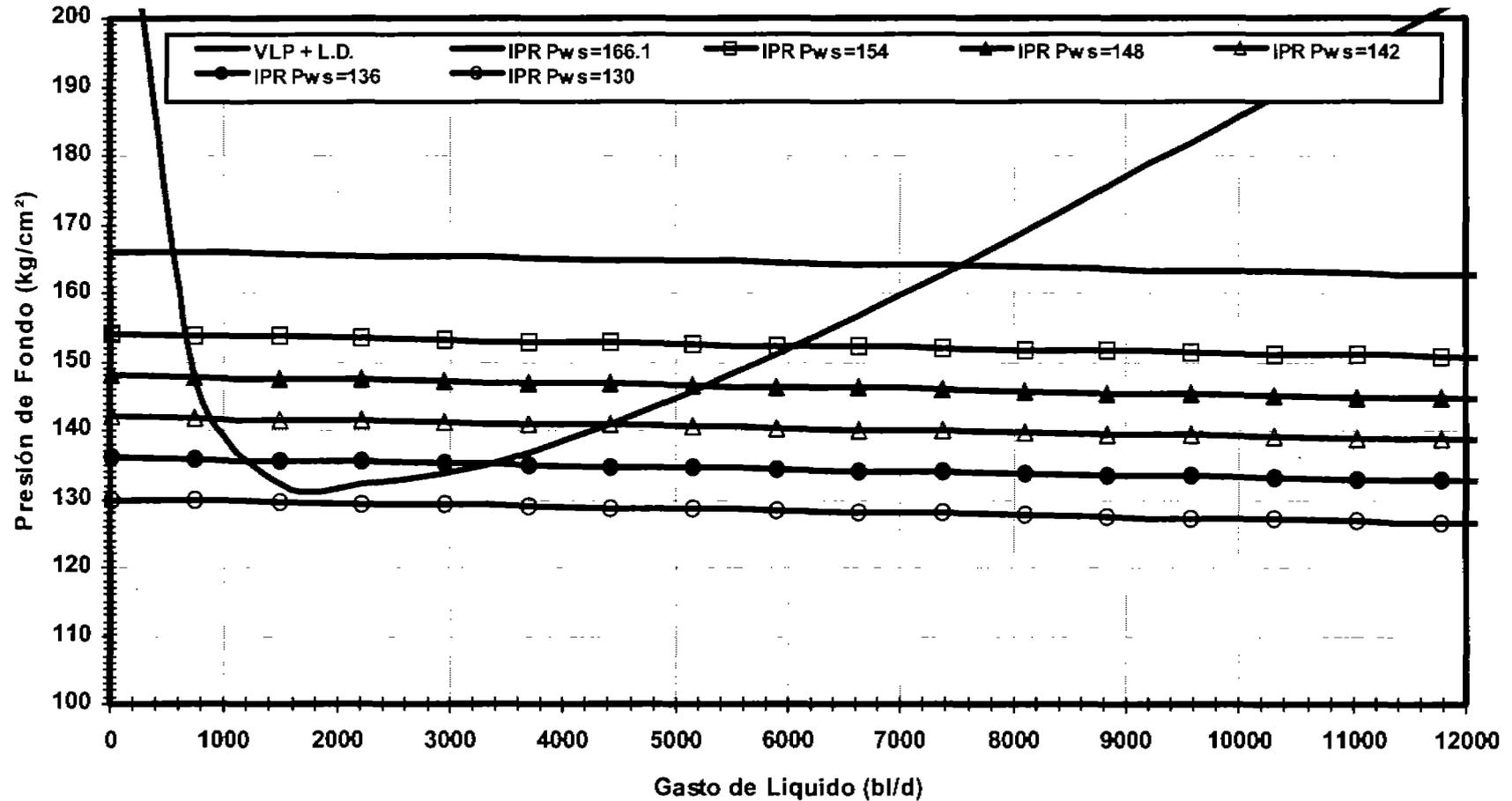
POZO ABKATUN 93-B
Comportamiento de Afluencia (IPR) y Comportamiento de Flujo en el Pozo (TPR) + L. D.
Condiciones de Producción de Marzo de 2001
Sensibilidad a la Presión Estática



POZO ABKATUN 95-B
Comportamiento de Afluencia (IPR) y Comportamiento de Flujo en el Pozo (TPR) + L. D.
Condiciones de Producción de Marzo de 2001
Sensibilidad a la Presión Estática



POZO ABKATUN 97-D
Comportamiento de Afluencia (IPR) y Comportamiento de Flujo en el Pozo (TPR) + L. D.
Condiciones de Producción de Marzo de 2001
Sensibilidad a la Presión Estática



APENDICE C

RESUMENES DE DISEÑOS B.N.

POZO ABKATUN 53 A

Pws (kg/cm ²)	Qliq (BPD)	Q Iny. Gas (MMPCD)	PTP (kg/cm ²)	Frac. Agua (%)
133	8862	4.0	20	0
127	8114	4.0	20	0
121	7347	4.0	20	0
115	6361	3.5	20	0
109	5591	3.5	20	0
103	4819	3.5	20	0
97	4050	3.5	20	0
91	3311	3.5	20	0
85	2521	3.0	20	0
79	1953	3.0	20	0
73	1461	3.0	20	0

Aparejo de Producción

Tubería: 4 1/2" -7 - 4 1/2"

Profundidad (m): 150 - 1200 - 3150

Descripción del Aparejo de BN

Mandrill No.	Tipo	Profundidad	Diámetro	Valvula	Puerto
		(m)	(pg)	Tipo	(pg)
1	MMG	2245	3 1/2	R-20	3/16
2	MMG	2741	3 1/2	R-20	3/16
3	MMG	3100	3 1/2	Orificio	1/2

POZO ABKATUN 73

Pws (kg/cm ²)	Qliq (BPD)	Q Iny. Gas (MMPCD)	PTP (kg/cm ²)	Frac. Agua (%)
127	5672	2.5	20	0
121	5071	2.5	20	0
115	4526	2.5	20	0
109	3960	2.5	20	0
103	3412	2.5	20	0
97	2880	2.5	20	0
91	2353	2.5	20	0
85	1825	2.5	20	0
79	1353	2.5	20	0
73	994	2.5	20	0

Aparejo de Producción

Tubería: 5 1/2

Profundidad (m): 3229

Descripción del Aparejo de BN

Mandrill No.	Tipo	Profundidad	Diámetro	Valvula	Puerto
		(m)	(pg)	Tipo	(pg)
1	MMG	2718	4 1/2	R-20	3/16
2	MMG	3150	4 1/2	Orificio	1/2

POZO ABKATUN 77 A

Pws (kg/cm ²)	Qliq (BPD)	Q Iny. Gas (MMPCD)	PTP (kg/cm ²)	Frac. Agua (%)
126	9810	4.5	20	0
120	9000	4.5	20	0
114	8100	4.0	20	0
108	7400	4.0	20	0
102	6600	4.0	20	0
96	5925	4.0	20	0
90	5000	3.5	20	0
84	4275	3.5	20	0
78	3435	3.0	20	0
72	2730	3.0	20	0
66	2067	3.0	20	0

Aparejo de Producción

Tubería: 5 1/2 - 7 - 5 1/2

Profundidad (m): 156 - 1244 - 3000

Descripción del Aparejo de BN

Mandrill No.	Tipo	Profundidad	Diámetro	Valvula	Puerto
		(m)	(pg)	Tipo	(pg)
1	MMG	2258	3 1/2	R-20	3/16
2	MMG	2950	3 1/2	Orificio	1/2

POZO ABKATUN 93 B

Pws (kg/cm ²)	Qliq (BPD)	Q Iny. Gas (MMPCD)	PTP (kg/cm ²)	Frac. Agua (%)
140	5800	1.5	20	0
134	5295	1.5	20	0
128	4470	1.5	20	0
122	4245	1.5	20	0
116	3720	1.5	20	0
110	3226	1.5	20	0
104	2805	1.5	20	0
98	2370	1.5	20	0
92	1950	1.5	20	0
86	1530	1.5	20	0
80	1116	1.5	20	0
74	750	1.5	20	0

Aparejo de Producción

Tubería: 5 1/2 - 7 - 5 1/2

Profundidad (m): 156 - 1244 - 3000

Descripción del Aparejo de BN

Mandrill No.	Tipo	Profundidad (m)	Diámetro (pg)	Valvula Tipo	Puerto (pg)
1	MMG	1847	3 1/2	R-20	3/16
2	MMG	2567	3 1/2	R-21	3/16
3	MMG	3100	3 1/2	Orificio	1/2

POZO ABKATUN 93 D

Pws (kg/cm ²)	Qliq (BPD)	Q Iny. Gas (MMPCD)	PTP (kg/cm ²)	Frac. Agua (%)
132	6650	2.5	20	0
126	6040	2.5	20	0
120	5460	2.5	20	0
114	4820	2.5	20	0
108	4210	2.5	20	0
102	3650	2.5	20	0
96	3040	2.5	20	0
90	2430	2.5	20	0
84	1700	2.5	20	0
78	1120	2.0	20	0
72	762	2.0	20	0

Aparejo de Producción

Tubería: 5 1/2

Profundidad (m): 3200

Descripción del Aparejo de BN

Mandrill No.	Tipo	Profundidad (m)	Diámetro (pg)	Valvula Tipo	Puerto (pg)
1	MMG	2454	4 1/2	R-20	3/16
2	MMG	3150	4 1/2	Orificio	1/2

POZO ABKATUN 95 B

Pws (kg/cm ²)	Qliq (BPD)	Q Iny. Gas (MMPCD)	PTP (kg/cm ²)	Frac. Agua (%)
140	5550	1.5	20	0
134	5477	2.0	20	0
128	4952	2.0	20	0
122	4420	2.0	20	0
116	3932	2.0	20	0
110	3452	2.0	20	0
104	3017	2.0	20	0
98	2560	2.0	20	0
92	2117	2.0	20	0
86	1660	2.0	20	0
80	1291	2.0	20	0
74	990	2.0	20	0

Aparejo de Producción

Tubería: 5 1/2

Profundidad (m): 3100

Descripción del Aparejo de BN

Mandrill No.	Tipo	Profundidad	Diámetro	Valvula	Puerto
		(m)	(pg)	Tipo	(pg)
1	MMG	2500	3 1/2	R-20	3/16
2	MMG	2902	3 1/2	R-20	3/16
3	MMG	3095	3 1/2	Orificio	1/2

POZO ABKATUN 97 D

Pws (kg/cm ²)	Qliq (BPD)	Q Iny. Gas (MMPCD)	PTP (kg/cm ²)	Frac. Agua (%)
136	7700	3.5	20	0
130	7050	3.5	20	0
124	6500	3.5	20	0
118	5937	3.5	20	0
112	5387	3.5	20	0
106	4825	3.5	20	0
100	4063	3.0	20	0
94	3537	3.0	20	0
88	2975	3.0	20	0
82	2425	3.0	20	0
76	1713	3.0	20	0

Aparejo de Producción

Tubería: 5 1/2

Profundidad (m): 2947

Descripción del Aparejo de BN

Mandrill No.	Tipo	Profundidad	Diámetro	Valvula	Puerto
		(m)	(pg)	Tipo	(pg)
1	MMG	1920	4 1/2	R-20	3/16
2	MMG	2584	4 1/2	R-20	3/16
3	MMG	2890	4 1/2	Orificio	1/2

APENDICE D

RESUMENES DE DISEÑOS B.E.C.

POZO ABKATUN 53 A

Pws (kg/cm²)	Qliq (BPD)	G. L. Bomba (%)	PTP (kg/cm²)	Frec. (Hz)	Frac. Agua (%)
133	5868	13.5	30	60	0
127	5643	15	30	60	0
121	5379	16.9	30	60	0
115	5080	19	30	60	0
109	4662	21.5	30	60	0
103	5539	25.2	20	60	0
97	5296	27.9	20	60	0
91	5028	30.6	20	60	0

Aparejo de Producción

Tubería: 5 1/2" - 4 1/2"

Profundidad (m): 1229 - 3150

Prof. de la Bomba (m): 3150

Descripción del equipo BEC

Bomba: Serie 538 SN8500 / 116 Etapas

AGH:

Sep. Gas:

Protector: Serie 540 KMC

Motor: Serie 540-I M / 320 HP 2306 V 82.5 A

Cable de Pot. Redalead # 1 Cu

POZO ABKATUN 73

Pws (kg/cm²)	Qliq (BPD)	G. L. Bomba (%)	PTP (kg/cm²)	Frec. (Hz)	Frac. Agua (%)
127	5610	13.6	20	60	0
121	5020	17.4	20	60	0
115	4700	19.5	20	60	0
109	4346	21.6	20	60	0
103	3939	24.1	20	60	0

Aparejo de Producción

Tubería; 4 1/2"

Profundidad (m): 3169

Prof. de la Bomba (m): 3169

Descripción del equipo BEC

Bomba: Serie 538 SN8500 / 106 Etapas

AGH:

Sep. Gas:

Protector: Serie 540 STD

Motor: Serie 540-I M / 320 HP 2306 V 82.5 A

Cable de Pot. Redalead # 2 Cu

POZO ABKATUN 73

Pws (kg/cm²)	Qliq (BPD)	G. L. Bomba (%)	PTP (kg/cm²)	Frec. (Hz)	Frac. Agua (%)
97	3534	26.7	20	60	0
91	3410	29.5	20	60	0
85	3276	32.3	20	60	0

Aparejo de Producción

Tubería: 4 1/2"

Profundidad (m): 3169

Prof. de la Bomba (m): 3169

Descripción del equipo BEC

Bomba: Serie 540 GN5200 / 182 Etapas

AGH:

Sep. Gas:

Protector: Serie 540 STD

Motor: Serie 540-I M / 300 HP 2150 V 87 A

Cable de Pot. Redalead # 1 Cu

POZO ABKATUN 77 A

Pws (kg/cm²)	Qliq (BPD)	G. L. Bomba (%)	PTP (kg/cm²)	Frec. (Hz)	Frac. Agua (%)
126	7181	13.6	20	60	0
120	6495	17.4	20	60	0
114	5770	19.5	20	60	0
108	5062	21.6	20	60	0

Aparejo de Producción

Tubería: 5 1/2

Profundidad (m): 3016

Prof. de la Bomba (m): 3016

Descripción del equipo BEC

Bomba: Serie 562 HN13500 / 64 Etapas

AGH:

Sep. Gas:

Protector: Serie 540 STD

Motor: Serie 540-I M / 360 HP 2708 V 83 A

Cable de Pot. Redalead # 1 Cu

POZO ABKATUN 77 A

Pws (kg/cm²)	Qliq (BPD)	G. L. Bomba (%)	PTP (kg/cm²)	Frec. (Hz)	Frac. Agua (%)
102	4615	23.3	20	60	0
96	4310	26.2	20	60	0
90	3960	29.0	20	60	0

Aparejo de Producción

Tubería: 5 1/2"

Profundidad (m): 3016

Prof. de la Bomba (m): 3016

Descripción del equipo BEC

Bomba: Serie 540 GN7000 / 118 Etapas

AGH:

Sep. Gas:

Protector: Serie 540 STD

Motor: Serie 540-I M / 260 HP 2250 V 67 A

Cable de Pot. Redalead # 1 Cu

POZO ABKATUN 93 B

Pws (kg/cm ²)	Qliq (BPD)	G. L. Bomba (%)	PTP (kg/cm ²)	Frec. (Hz)	Frac. Agua (%)
140	4529	12.6	20	60	0
134	4068	13.8	20	60	0
128	3945	15.4	18	60	0
122	3863	17.3	16	60	0

Aparejo de Producción

Tubería: 4 1/2
 Profundidad (m): 3140

Prof. de la Bomba (m): 3140

Descripción del equipo BEC

Bomba: Serie 538 SN8500 / 81 Etapas
 AGH:
 Sep. Gas:
 Protector: Serie 540 STD
 Motor: Serie 540-I M / 240 HP 2700 V 58.5 A
 Cable de Pot. Redalead # 2 Cu

POZO ABKATUN 93 B

Pws (kg/cm²)	Qliq (BPD)	G. L. Bomba (%)	PTP (kg/cm²)	Frec. (Hz)	Frac. Agua (%)
116	3639	19.4	20	60	0
110	3413	21.6	20	60	0
104	3143	24.1	20	60	0
98	2873	26.8	20	60	0
92	2644	29.4	20	60	0

Aparejo de Producción

Tubería: 4 1/2"

Profundidad (m): 3140

Prof. de la Bomba (m): 3140

Descripción del equipo BEC

Bomba: Serie 540 GN5600 / 145 Etapas

AGH:

Sep. Gas:

Protector: Serie 540 STD

Motor: Serie 540-I M / 240 HP 2700 V 58.5 A

Cable de Pot. Redalead # 2 Cu

POZO ABKATUN 93 D

Pws (kg/cm ²)	Qliq (BPD)	G. L. Bomba (%)	PTP (kg/cm ²)	Frec. (Hz)	Frac. Agua (%)
132	7097	17.1	20	60	0
126	6762	19.1	20	60	0
120	6414	21.1	20	60	0
114	6050	23.4	20	60	0
108	5669	25.9	20	60	0
102	5254	28.3	20	60	0

Aparejo de Producción

Tubería: 5 1/2

Profundidad (m): 3145

Prof. de la Bomba (m): 3145

Descripción del equipo BEC

Bomba: Serie 675 JN10000 / 67 Etapas

AGH:

Sep. Gas:

Protector: Serie 540 STD

Motor: Serie 540-I M / 360 HP 2708 V 83 A

Cable de Pot. Redalead # 1 Cu

POZO ABKATUN 95 B

Pws (kg/cm ²)	Qliq (BPD)	G. L. Bomba (%)	PTP (kg/cm ²)	Frec. (Hz)	Frac. Agua (%)
140	2852	12.5	25	60	0
134	2750	14.1	25	60	0
128	2637	15.6	25	60	0
122	2751	17.5	20	60	0
116	2638	19.8	20	60	0
110	2513	22	20	60	0
104	2631	24.9	15	60	0
98	2512	27.8	15	60	0
92	2375	30.5	15	60	0

Aparejo de Producción

Tubería: 4 1/2

Profundidad (m): 3100

Prof. de la Bomba (m): 3100

Descripción del equipo BEC

Bomba: Serie 400 DN4000 / 296 Etapas

AGH:

Sep. Gas:

Protector: Serie 400 HL

Motor: Serie 456-I M / 160 HP 2690 V 39 A

Cable de Pot. Redalead # 2 Cu

POZO ABKATUN 97 D

Pws (kg/cm²)	Qliq (BPD)	G. L. Bomba (%)	PTP (kg/cm²)	Frec. (Hz)	Frac. Agua (%)
136	7099	14.6	20	60	0
130	6506	16.3	20	60	0
124	5887	18.1	20	60	0
118	5296	20	20	60	0
112	6109	23.2	15	60	0
106	5573	25.6	15	60	0
100	5036	27.9	15	60	0
94	4522	30.4	15	60	0

Aparejo de Producción

Tubería: 5 1/2

Profundidad (m): 2887

Prof. de la Bomba (m): 2887

Descripción del equipo BEC

Bomba: Serie 562 HN10000 / 74 Etapas

AGH:

Sep. Gas:

Protector: Serie 400 STD

Motor: Serie 540-I M / 400 HP 2116 V 113 A

Cable de Pot. Redalead # 1 Cu