

2ej
5



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"ANALISIS Y PREDICION DEL COMPORTAMIENTO DE
FLUJO DE LOS POZOS DE CAMPO "KU" DE LA
ZONA MARINA DE CAMPECHE"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
JOSE VICTOR ARREOLA MORALES



MEXICO. D. F.

1989

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

T E M A S

"ANALISIS Y PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DE LOS POZOS DEL CAMPO "KU" DE LA ZONA MARINA DE CAMPECHE"

		Pag.
	INTRODUCCION	1
I	ANTECEDENTES Y GENERALIDADES DEL CAMPO	2
	1.1. Antecedentes	2
	1.2. Geología	6
	1.3. Características de los fluidos	8
	1.4. Propiedades petrofísicas de la formación.	12
	1.5. Relación de movilidades	12
	1.6. Ubicación del contacto agua-aceite	14
	1.7. Avance del contacto gas-aceite	14
	1.8. Segregación gravitacional	17
	1.9. Mecanismos de producción	17
II	ANALISIS DEL FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS DE DESCARGA	23
	2.1. Descripción del comportamiento de flujo - por medio del análisis nodal	23
	2.2. Ubicación de las tuberías de descarga	26
	2.3. Datos necesarios para el análisis	29
	2.4. Procedimiento de cálculo y resultados	31
III	ANALISIS DEL FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS VER TICALES	36
	3.1. Descripción del comportamiento de flujo - por medio del análisis nodal.	36
	3.2. Comportamiento de flujo en el yacimiento	43
	3.3. Comportamiento de flujo en la tubería de producción	50
	3.4. Estado de pozos campo KU	52
	3.5. Procedimiento de cálculo para el comporta miento de flujo en tuberías verticales.	53
	a. Datos requeridos	53
	b. Procedimiento de cálculo	59
	c. Resultados	62

	Pág.
IV	
COMPORTAMIENTO DE IPR'S FUTURAS Y FLUJO EN TUBERIAS VERTICALES	75
4.1. Consideraciones referentes a la predicción de IPR	75
4.2. Estimación de la presión estática a futuro	79
4.3. Método del punto pivote para determinar - las curvas de IPR futuras	80
4.4. Bases y procedimiento de estudio	82
4.5. Obtención numérico y gráfico de IPF futura y curvas de comportamiento de flujo en tuberías verticales.	84
V	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	132
BIBLIOGRAFIA	135
NOMENCLATURA	136

INTRODUCCION

Es de gran importancia el explotar adecuadamente un yacimiento puesto que de ello depende la recuperación que se obtenga durante la vida productiva del mismo. En la mayoría de los casos el ritmo de explotación de un yacimiento no depende únicamente del ingeniero sino que puede haber muchas razones, entre ellas de tipo político o económico.

Lo que si está en manos del ingeniero es emplear las mejores técnicas y agotar todos los recursos para la explotación adecuada de los pozos y tratar de que se cumplan al máximo los métodos y procedimientos de diseño para lograr este fin.

En este trabajo se estudia el campo KU de la Zona Marina de Campeche, un yacimiento que en fechas no muy lejanas va a ser necesario implantar un sistema artificial de producción debido a su acelerado ritmo de explotación. El objetivo es hacer una predicción del comportamiento de flujo del campo con la finalidad de determinar el tiempo en que éstos pozos dejarán de fluir por flujo natural y explotarlos artificialmente. Para lograr este objetivo hay que hacer un estudio detallado sobre el comportamiento de flujo de todo el sistema, desde el separador hasta el yacimiento; el análisis lo realizamos colocando nodos en puntos claves de todo el sistema.

Bien sabemos que el campo ya tiene dimensionadas sus tuberías de descarga, al respecto hay poco por hacer ya que aunque el diseño en supuesto caso no fuera el correcto por razones económicas no podría cambiarse. Por el momento lo importante del estudio es obtener diámetros óptimos de aparejo de producción para que la vida del pozo sea mas prolongada, y posteriormente determinar fecha en que será necesario intervenir los pozos ya sea cambiando aparos o implantando un sistema artificial de producción.

C A P I T U L O I

I. CARACTERISTICAS GENERALES DEL CAMPO KU.

I.1 ANTECEDENTES

El Campo Ku se localiza en la Sonda de Campeche a 105 Km al NW de la Isla de Cd. del Carmen, Campeche; siendo productor de a ceite pesado (16 a 22°API) de baja relación gas-aceite en las for maciones Brecha del Paleoceno Y Cretácico, fig. 1.a.

El primer pozo que se perforó en el área de Ku fué el pozo Ku-1 (02-sept-78/02-jun-79), el cual por accidente mecánico solo logró penetrar las rocas del Eoceno Medio (2500 mbmr). Posteriormente se perforó el pozo HA-1A (01-mar-80/27-jun-80), llegando a una profundidad de 3310 mbmr; atravesó 200 m de formación Brecha Paleoceno y casi 400 m de Cretácico. Este pozo se encuentra ubicad o en la misma estructura de Ku, la cual tiene una forma aproximad damente dómica.

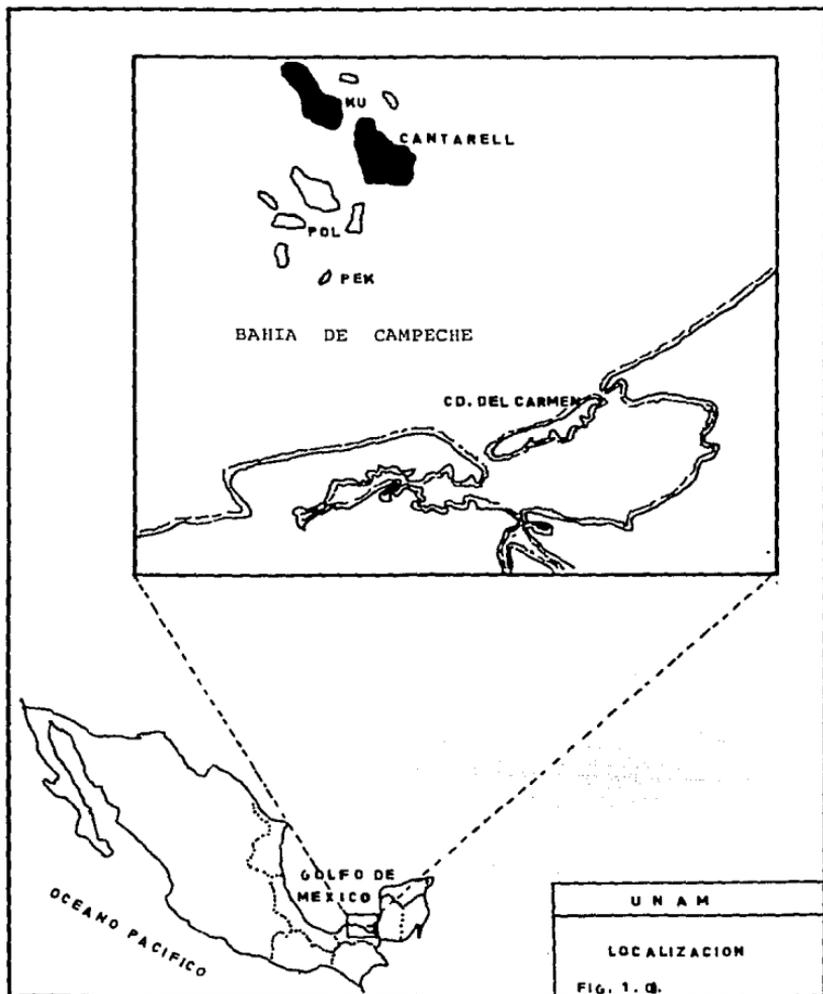
El campo cuenta actualmente, may/88, con 21 pozos productores con un gasto promedio de 200 MBPD y una acumulativa de 441 MMbbls.

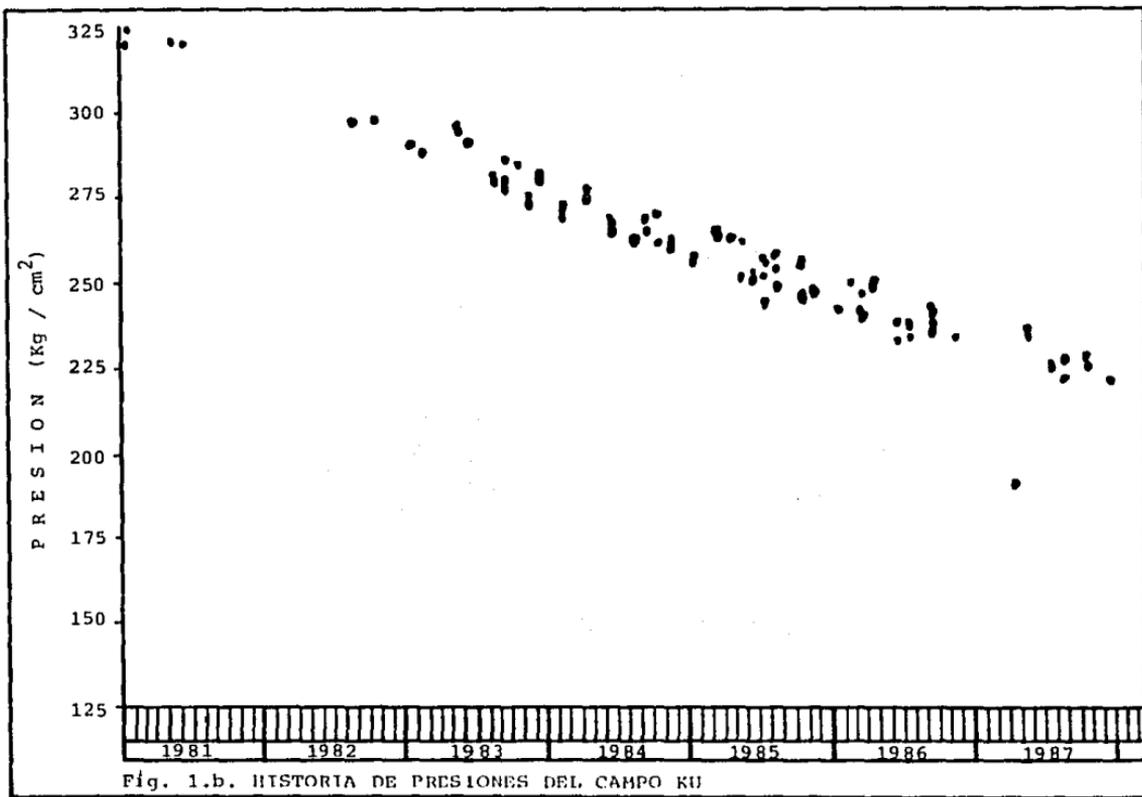
En octubre, 11/84 se realizó una prueba de interferencia entre el Area Maloob y Ku, confirmandose una comunicación existente entre ellas.

El yacimiento se encontró inicialmente en la etapa de bajosa-turación, 320 Kg/cm^2 a 3000 mvbnm, pero debido a la continua explotación de hidrocarburos la presión ha disminuído de tal forma que en dic/87, se tiene un valor de 224 Kg/cm^2 al mismo plano de referencia, fig 1.b.

El valor de la RGA de producción desde el inicio de explota - ción fue de $80 \text{ m}^3/\text{m}^3$, no coincidiendo con el valor de la relación

de solubilidad, Rsi, determinado por los análisis PVT, $107 \text{ m}^3/\text{m}^3$. En fechas recientes, la RGA mensual reportada se ha incrementado a $120 \text{ m}^3/\text{m}^3$, confirmándose con los aforos el precedente valor. Una probable explicación a lo anterior, es que llevando la presión existente al plano de referencia, $224 \text{ Kg}/\text{cm}^2$, a la cima de la estructura de algunos pozos se obtiene un valor menor a la de burbujeo, $180 \text{ Kg}/\text{cm}^2$, lo que quizás aumentó la saturación de gas en esa porción del yacimiento, y consecuentemente en un lapso posterior, la relación gas-aceite.





I.2 GEOLOGIA

Tiene una geometría orientada NW-SE al alto estructural mas - prominente de toda el área. se encuentra afectada al Norte por - una falla de tipo inverso, F-1, con un salto aproximado de 500 m con respecto a la cima del yacimiento, fig. 2.a , y con un alcance estratigráfico hasta el jurásico. La falla que está al NE de - ésta área es de tipo normal, con un salto aproximado de 80 m respecto a la cima del yacimiento. Hacia la parte Este el límite es un tanto incierto y se podría suponer como un cambio de facies. - El límite Sur y Occidental lo constituyen en forma combinada el - relieve estructural y el contacto entre fluidos, como se observa en la figura.

Inicialmente se había determinado un contacto agua-aceite a - 3530 mvbnm, cima de la brecha del paleoceno en el pozo KU-101, el cual resultó invadido. Posteriormente se estimó un contacto agua-aceite a 3160 mvbnm, como mas adelante se explica.

El límite superior de toda el área KU está considerada que es ta constituida por un horizonte denso arcilloso del paleoceno inferior con un espesor promedio de 45 m, que actúa como sello a la acumulación. La cima productora se presenta mas somera en el área KU-HA-KUTZ, a profundidades que varían de 2400 a 3000 mvbnm. La cima de todo el yacimiento buza entre la dirección NW-SE, muy suavemente, mientras que en las direcciones normales el buzamiento es mas pronunciado.

Se considera a las rocas JURASICAS como las generadoras de - hidrocarburos, por su alto contenido de materia orgánica. Las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico Superior Medio e Inferior, y Brecha del Paleoceno se reconocen como rocas almacedoras. La razón del potencial petrolero en estas rocas es debido a enorme acumulación de carbonatos detríticos que se fueron - agrupando a través de los diferentes periodos de desarrollo del - Banco Calcáreo Yucateco, un Banco cuya existencia persistió, quizá, desde el final del Jurásico hasta el Cenozoico Tardío.

Las áreas donde se depositó material detrítico posteriormente fueron también los lugares donde se depositarían las rocas sello, - arcillosas de origen continental. Estas fueron lodos acarreados - por las corrientes fluviales provenientes de las actuales zonas - elevadas de Chiapas y Veracruz, que fueron producto de erosiones y denudaciones ante el rejuvenecimiento de las tierras del Sur y Occidente, al producirse los movimientos orogénicos en Chiapas y en la Sierra Madre del Sur desde fines del Cretácico hasta el final del Terciario (Mioceno).

La litología corresponde a la formación Brecha del Paleoceno, es la siguiente:

BRECHA DOLOMITICA.- De aspecto sacaroides, constituida por - fragmentos de mudstone, wackstone, packstone y grainstone de in-- traclastos de aspecto cretoso. La coloración es de gris a café - claro, ocasionada por la impregnación de hidrocarburos. Presenta porosidad secundaria en fracturas siendo la parte inferior, una - dolomía microcristalina con fragmentos de mudstone y grainstone.

CRETASICO SUPERIOR.- Mudstone arcilloso oscuro y en partes do - lomitizado, compacto con intercalaciones de lutita bentonítica y huellas de pedernal.

CRETASICO MEDIO.- Es una dolomía microcristalina y cristalina de aspecto sacaroides, dura y compacta. Presenta fragmentos de mud - stone de intraclastos, así como huellas de pedernal y lutita ben - tonítica.

La definición estratigráfica anterior de la columna almacena - dora se obtuvo en base a la correlación de registros geofísicos - de los pozos.

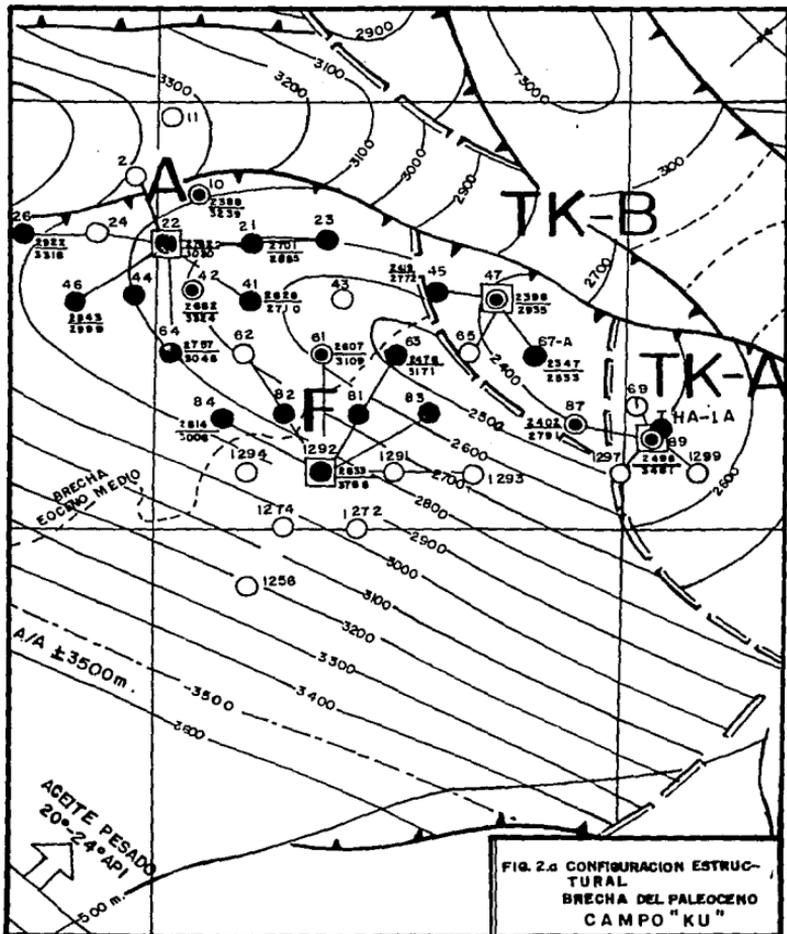


FIG. 2.0 CONFIGURACION ESTRUCTURAL
BRECHA DEL PALEOCENO
CAMPO "KU"

T A B L A I

CAMPO KU

DATOS PVT

POZO FORMACION	67-A B.P.		22 B.P.		89 K.I.	
Pi (Kg/cm ²)	320 a 3000 mvbnm		320		320	
Pb (Kg/cm ²)	189	194	188	180	186	188
Rs (m ³ /m ³)	107	113	112	101	103	107
Boi (m ³ /m ³)	1.375	1.434	1.350	1.330	1.357	1.380
Bob (m ³ /m ³)	1.413	1.472	1.381	1.357	1.387	1.408
ρ_{oi} (gr/cc)	0.755	0.747	0.770	0.777	0.764	0.753
ρ_{ob} (gr/cc)	0.736	0.728	0.7531	0.761	0.747	0.738
μ_{oi} (c.p.)	-	-	1.700	-	-	-
μ_{ob} (c.p.)	-	-	1.479	-	-	-
Ty (°C)	125	140	117	100	110	120
μ_{lo} P.atm. (c.p.) 21°C	-	-	55.6	-	-	-

T A B L A II

CAMPO KU

$$NBoi = 1554.23 \text{ MMM}^3 = 9776 \text{ MMBls}$$

$$\phi = 8.6 \%$$

$$Swi = 15 \%$$

$$Soi = 85 \%$$

$$Pi = 320 \text{ Kg/cm}^3 \text{ a } 3000 \text{ mvbnm (enero/81)}$$

$$Pb = 180 \text{ Kg/cm}^3$$

$$Boi = 1.38 \text{ a } P= 320 \text{ Kg/cm}^2 \quad Ty = 120 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$Bob = 1.41 \text{ a } P= 188 \text{ Kg/cm}^2 \quad Ty = 120 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\mu_{oi} = 1.7 \text{ cp } P= 320 \text{ Kg/cm}^2 \quad Ty = 117 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\mu_{ob} = 1.479 \text{ cp } P= 188 \text{ Kg/cm}^2 \quad Ty = 117 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$Rs = 107 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$\mu_o = 55.6 \text{ cp a } P= 1.033 \text{ Kg/cm}^2 \text{ y } T= 22 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$hn = 340 \text{ m}$$

Inicio de producción: Marzo de 1981.

$$RGA \text{ inicial} = 80 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$\text{Gasto inicial} = 11455 \text{ bpd}$$

$$Np \text{ mayo } 31/88 = 441 \text{ MMBls}$$

$$\text{Gasto actual} = 200000 \text{ bpd}$$

$$\text{No. de pozos} = 21$$

$$RGA \text{ actual} = 120 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$\text{Presión actual} = 224 \text{ Kg/cm}^2 \text{ a } 3000 \text{ mvbnm}$$

$$\mu_o = 1.7 \text{ cp @ a c.y.}$$

$$K_{ro} = 0.08 = S_{wi}$$

$$\mu_w = 0.29 \text{ cp @ a c.y.}$$

$$K_{rw} @ a S_{wi} = 0.04$$

$$M = (K_{rw} \cdot \mu_o) / (\mu_w \cdot K_{ro}) = (0.04 \times 1.7) / (0.29 \times 0.08)$$

$$M = 2.93$$

b. De la fractura

$$M = \mu_o / \mu_w = 1.6 / 0.29 = 5.86$$

c. Del sistema

Geométrico

$$M = 4.14$$

Aritmético

$$M = 4.40$$

I.6 UBICACION DEL CONTACTO AGUA-ACEITE

La perforación del pozo KU-101 determinó en primera instancia, por registros, el nivel agua-aceite a la profundidad de 3500 mvbnm. Posteriormente por pruebas de producción efectuadas, sept/84, en el pozo KU-1292 en el tramo 3280-3310 mvbmr se recuperó, con cubeta a 3175 mvbnm, 96 % de agua de formación de 83000 ppm, y en junio/85 al KU-26 en el intervalo 3785-3810 mdbmr (3346-3367 mvbmr), - 95% de agua de 94000 ppm, y recientemente, dic/87, se obtuvo el tramo 3545- 3580 mdbmr (3117-3151 mvbmr), con 3% de agua de 103000ppm ubican el contacto a 3150 mvbmr ó 3120 mvbnm.

Por lo anterior podemos concluir que:

1. Por pruebas, el contacto agua-aceite está mas arriba de - 3250 m.
2. Por registros computarizados de los pozos KU-26 y KU-1292 - el contacto agua-aceite podría estar a 3160 m.

En el perfil estructural del campo es recomendable un seguimiento continuo de los pozos productores cercanos al nivel de flujo.

I.7 AVANCE DEL CONTACTO GAS-ACEITE

En la tabla III se presentan algunas estimaciones, de tiempos en los que se alcanzará la presión de saturación, en la culminación de la estructura, a los niveles de producción de los pozos KU-67A y KU-45 estructuralmente mas altos.

T A B L A III

Presión de saturación: 180 Kg/cm²

Presión actual a 3000 mbrnm = 240 Kg/cm²

KU-67A a 2500 mbrnm = 202 Kg/cm²

Ku-45 (base brecha a 2550 mbrnm = 213 Kg/cm²

Culminación de la estructura a 2380 m = 194 Kg/cm²

Declinación anual = 16 Kg/cm²

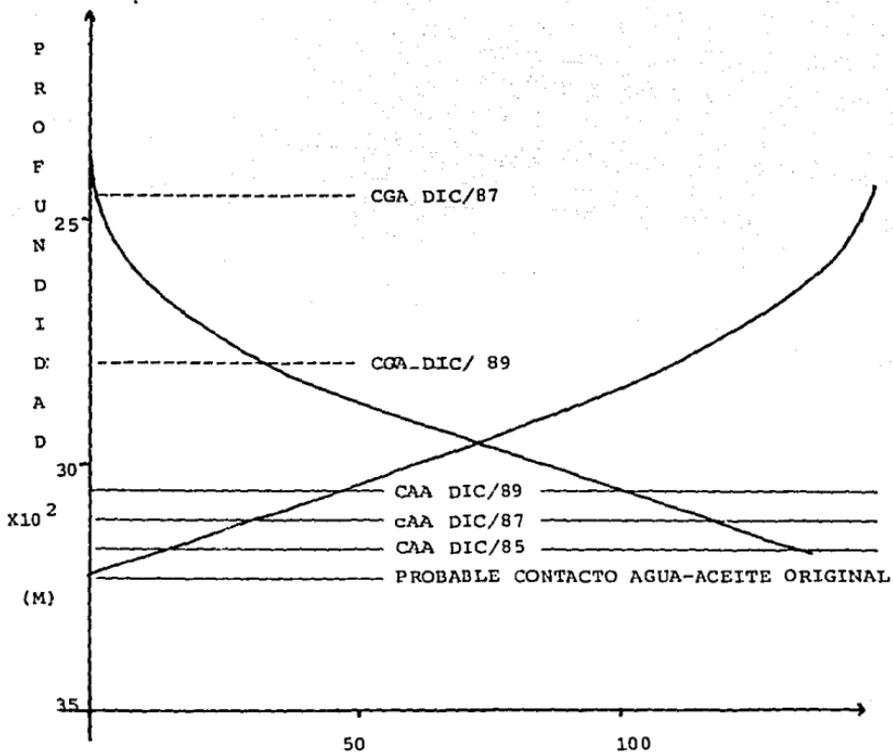
Fecha que alcanza la presión de saturación:

Pozo KU-67A : abril/87 (172 Kg/cm² en la culminación).

Pozo KU-45 : ene/88 (160 Kg/cm² en la culminación).

Los datos mencionados anteriormente fueron calculados y actualizados en 1986.

En la fig. 6.a se muestran las estimaciones de avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite a dic/87 y dic/89. Como se puede observar una vez que se inicia a liberar gas el avance del casquete es más rápido que el de agua. De lo anterior y en base a la figura se recomienda como profundidad óptima de terminación de pozos a 2900 mv.



VOLUMEN ACUMULATIVO DE ROCA, 10^8 m^3 .

Figura 6.a

I.8 SEGREGACION GRAVITACIONAL

Para ahondar mas en este tema debemos recordar que:

$$\begin{aligned} P_i &= 220 \text{ Kg/cm}^2 @ \text{ a } 3000 \text{ m bnm} \\ P_{act} &= 224 \text{ Kg/cm}^2 @ \text{ a } 3000 \text{ m bnm} \\ Grad &= 0.075 \text{ Kg/cm}^2 / \text{ m} \\ \bar{P}_b &= 180 \text{ Kg/cm}^2 \end{aligned}$$

El pozo estructuralmente mas alto es el 67A, con los datos - anteriores y de acuerdo a un valor a la profundidad de 2400 - m bnm se tendrá una presión de:

$$2400 - (3000 - 2400) 0.075 = 224 - 45 = 179 \text{ Kg/cm}^2$$

Valor que resulta menor al de saturación y por lo tanto a esta profundidad se tiene ya una fase de gas liberado.

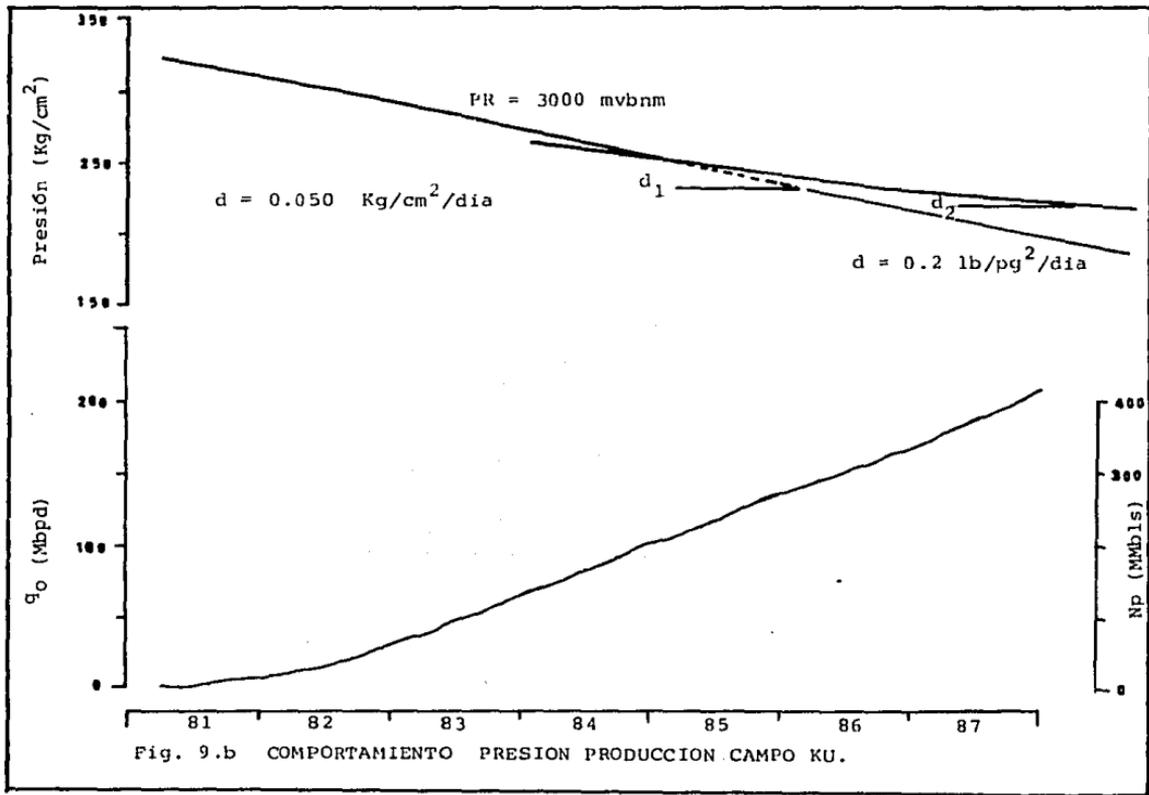
En la cima de la formación Brecha del Paleoceno del mismo pozo se tendrá:

$$224 - (3000 - 2348) 0.075 = 224 - 49 = 175 \text{ Kg/cm}^2$$

Con los cálculos anteriores se puede concluir que en la parte superior de los pozos KU_67A, 47, 87 y 45, se está formando un casquete de gas, que con el tiempo podrá influir en la recuperación de aceite. Para conseguir este fin, es recomendable no explotar los pozos que manifiesten altas relaciones gas-aceite, ya que de lo contrario se le restaría energía al yacimiento.

I.9 MECANISMOS DE PRODUCCION

La explotación del campo como se indicó antes se inició en - marzo de 1981, a través de los pozos KU-47 y 89, aportando un gas to de 11455 bpd y RGA de producción de $80 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Estudios realizados en los pozos 22, 67 y 89 determinaron una presión de saturación de 180 Kg/cm^2 , lo que clasificó al yacimiento como bajosaturado.



La gráfica que relaciona la presión con el tiempo, fig. 9.b, que desde el inicio y hasta principios de 1985, se determinó una declinación promedio de $0.719 \text{ lb/pg}^2/\text{día}$; posteriormente y hasta finales de 1986 el valor computado fué de $0.20 \text{ lb/pg}^2/\text{día}$ y actualmente se tiene un valor menor, lo anterior supone una combinación de tres empujes.

El ajuste y predicción por comportamiento primario bajo diferentes alternativas de explotación, entre otros resultados, dió una activa entrada de agua al yacimiento, que relacionada con la expresión para calcular los índices de empuje en la etapa de bajo saturación, se obtienen los valores siguientes.

$$I_{we} = 70\%$$

$$I_{ee} + I_{sg} = 30\%$$

Por el comportamiento de la presión con respecto al tiempo y la historia de producción, fig.9.b y 9.c se infiere que actualmente es mínimo el empuje por segregación gravitacional debido a que aún no se llega a la presión de saturación.

De la fig. 9.c se observa el comportamiento de la curva en la cual cada quiebre que presenta ésta, indica la entrada de un nuevo empuje al yacimiento.

Cabe mencionar que la forma rigurosa de la construcción de la gráfica N_p vs P sería la presión en función del vaciamiento total del yacimiento. Sin embargo, el uso de éste último parámetro trae una serie de inconvenientes, ya que involucra, información que normalmente no se tiene bien cuantificada, como lo es la producción de gas.

Además, la variación del factor de volumen del aceite con respecto al tiempo de explotación durante la acción de cada mec

nismo, puede considerarse despreciable para fines prácticos, razón que justifica el uso de la producción acumulada a condiciones standar, en lugar de su vaciamiento.

Los índices de empuje que tradicionalmente se evalúan, se definen como el cociente de la expansión acumulada de cada mecanismo entre la suma de cada una de las expansiones, de todos los mecanismos que actúan.

De la misma gráfica observamos que existe un cambio de pendiente pronunciado a una presión de 299.9 Kg/cm^2 , y una producción acumulativa $N_p = 35.4 \text{ MMbbls}$. El punto en el que se produce este cambio de pendiente y debido a que 299.6 Kg/cm^2 es mucho mayor que 180 Kg/cm^2 , nos indica que no es precisamente a la liberación de gas sino que se debe a la acción de un acuífero.

En la gráfica se aprecia claramente que solamente hay un cambio de pendiente y no dos que es lo que se espera para que existan los tres empujes predominantes en un yacimiento bajosaturado.

De acuerdo al Ing. Maximino Meza. y en base a un procedimiento establecido por él, los índices de empuje son fácilmente determinados a partir de los índices instantáneos de empuje.

Por el procedimiento anterior que se basa en la construcción de la gráfica $L(p)$ vs N_p , se determinó que en este campo están actuando tres mecanismos de empuje.

1. Índice de empuje por expansión del sistema.
2. Índices de empuje por entrada de agua.
3. Índice de empuje por gas-disuelto

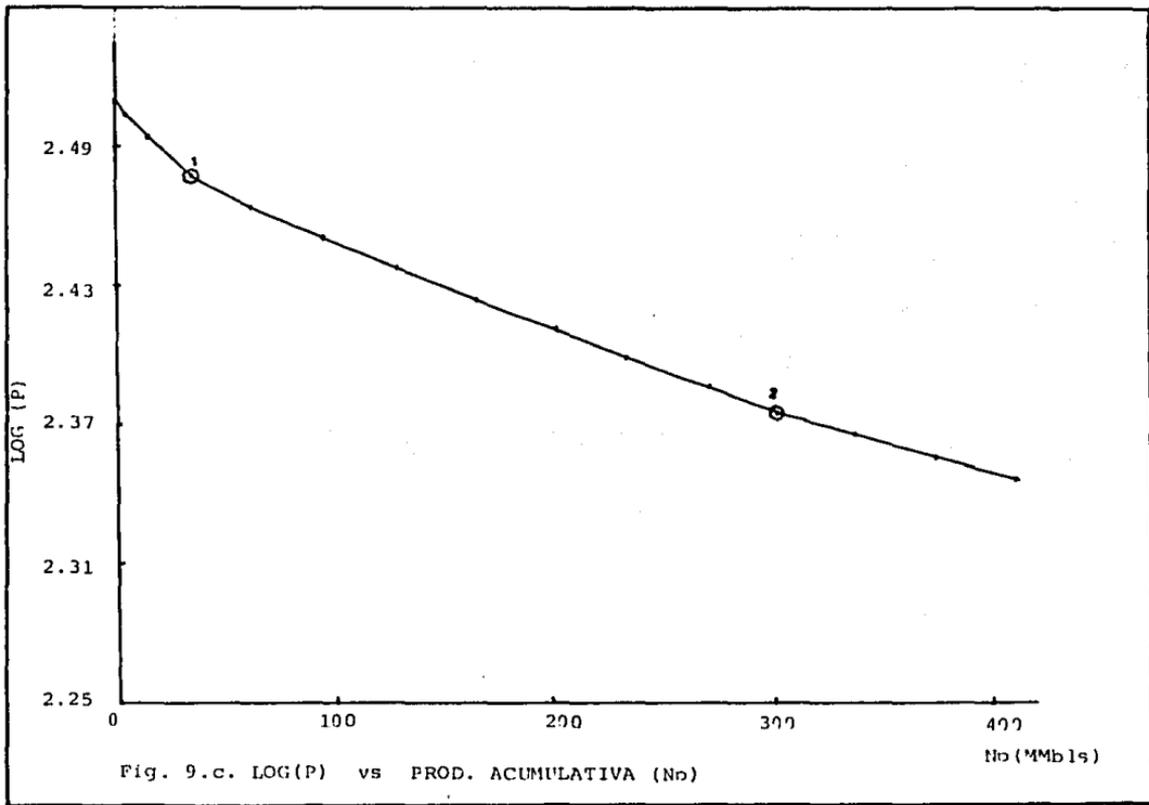
El valor determinado para cada uno de éstos mecanismos son:

Iee = 0.475

Iwe = 0.525

Isg = 0.0

El índice de empuje por gas disuelto es igual a cero debido a que aún no se manifiesta el segundo cambio de pendiente, lo cual quiere decir que no hemos llegado a la presión de saturación y - por lo tanto este mecanismo de empuje es mínimo y considerado igual a cero.



No (MMbbls)

C A P I T U L O I I

II. ANALISIS DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS DE DESCARGA.

II.1 DESCRIPCION DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO POR MEDIO DEL ANALISIS NODAL.

El comportamiento de flujo por medio del análisis nodal, para el sistema completo del pozo comprende desde el límite exterior del yacimiento a la pared del pozo a través de las perforaciones y la sección de terminación a la entrada de la tubería, hasta la cabeza del pozo incluyendo cualquier restricción de seguridad, estrangulador de superficie y tubería de flujo horizontal al separador.

El efecto de varios cambios de un componente del sistema tiene consecuencias sobre el sistema completo, lo cual influirá directamente sobre la producción del pozo.

En este análisis se interrelacionarán las diversas pérdidas de presión y en particular la capacidad del pozo para producir fluidos, la cual será relacionada con la selección del sistema de líneas para producir estos fluidos y que la vida productiva del pozo sea la más eficiente.

También se determinará si la producción del pozo está o no limitada por la capacidad del yacimiento de aportar fluidos o por la selección del sistema de líneas de producción.

La selección de varios parámetros tales como; la presión del separador y el tamaño de la línea de flujo están relacionadas con el aspecto económico.

Algunas veces, el cambio de la línea de flujo puede permitir el diseño del separador, y reducir la presión en la cabeza del pozo para aumentar la producción.

Si las líneas de flujo vertical y horizontal no están apropiadamente diseñadas, el sistema no trabajará al 100% de eficiencia, por lo tanto se seleccionarán los diámetros óptimos aquellos en los que se originen las menores caídas de presión, para explotar eficientemente los pozos e incrementar su producción.

En el sistema se evalúan tres componentes básicos:

1. Flujo a través de tuberías horizontales
2. Flujo a través de tuberías verticales
3. Flujo a través del medio poroso (IPR)

Para resolver el problema del sistema de producción total los nodos son colocados para segmentar la porción definida del sistema, aclarando que un nodo es el punto de unión o de convergencia entre dos elementos.

NODOS DEL SISTEMA:

1. Separador
2. Estrangulador
3. Cabeza del pozo
4. Válvula de seguridad
5. Restricción
6. Radio del pozo, Pwf
7. Zona de disparos
8. Radio de drenaje, Pws

En la fig. 2.1. se observan la ubicación de cada uno de los elementos de que consta el sistema.

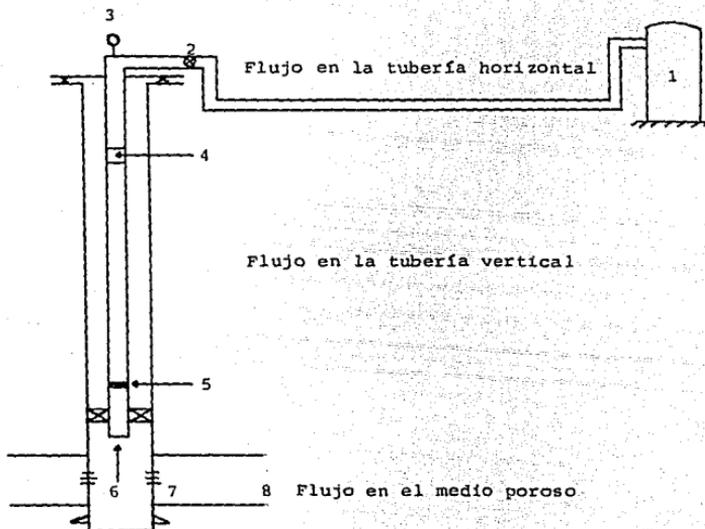


Fig. 2.1

En el capítulo siguiente se tratará el comportamiento de flujo en la tubería vertical y el comportamiento de flujo en el medio poroso, desde la presión en la cabeza del pozo hasta el yacimiento en el sentido que se indica. Por lo pronto nos limitaremos al estudio en las tuberías horizontales superficiales de que consta el campo en estudio.

rando y uno esta abatido.

De los tetrápodos, TK-47 tiene tres pozos productores, por último el TK-89 tiene dos pozos productores.

A continuación se muestra una tabla que señala los enlaces entre estas plataformas.

De	A	Longitud (m)	Diámetro (pg)
KU-H	KU-A	7878	20
KU-F	KU-A	3400	20
KU-A	TK-47	3582	24
TK-47	TK-89	2319	20
TK-89	AKAL-J	11188	24
KU-A	AKAK-J	16173	36

Ver fig. 2.2.b.

La producción total de este campo es conducido al complejo de producción AKAL-J en donde se lleva a cabo la separación de gas del aceite.

Se tratará y analizará para cada una de las líneas de descarga que figuran en el esquema anterior, el comportamiento de flujo por separado.

Es necesario hacer notar que el aceite de este campo es conducido al complejo Akal-J; el aceite va mezclado con gas.

En este complejo es separado el gas del aceite a una presión de separación de 14.5 Kg/cm^2 en el separador de primera etapa. El aceite es conducido y llevado a la terminal marítima de Dos Bocas Tabasco, y el gas es llevado a Atasta. De Akal-J existen gasoductos a Abk-A, Akal-C y Nohoch-A para ser distribuido de la manera mas conveniente a su destino.

II.3 DATOS NECESARIOS PARA EL ANALISIS

En la fig. 2.2.b se puede observar que el punto de convergencia de las líneas de escurrimiento es el complejo Akal-J y el sentido de flujo es de:

KU-F a KU-A
KU-A a Akal-J
TK-A a TK-47
TK-47 a TK-89
TK-89 a Akal-J

PLATAFORMA KU-F:

$q_o = 78000 \text{ bpd}$
 $q_g = 53 \times 10^6 \text{ pie}^3/\text{día}$
 $T_{sup} = 90 \text{ }^\circ\text{C}$
 $T_{yac} = 115 \text{ }^\circ\text{C}$
 $RGA = 107 \text{ m}^3/\text{m}^3$
 $Psalid = 25 \text{ Kg/cm}^2$

PLATAFORMA KU-A:

$q_o = 86000$ bpd
 $q_g = 58 \times 10^6$ pie³/dia
Tsup = 90 °C
Tyac = 116 °C
RGA = 107 m³/m³
Plleg = 19.5 Kg/cm²
Psali = 18 Kg/cm²

TK- 47:

$q_o = 12000$ bpd
 $q_g = 8.193 \times 10^6$ pie³/dia
Tsup = 95 °C
Tyac = 110 °C
RGA = 107 m³/m³
Psali = 16.8 Kg/cm²

TK-89:

$q_o = 22000$ bpd
 $q_g = 19.4 \times 10^6$ pie³/dia
Tsup = 93 °C
Tyac = 110 °C
RGA = 107 m³/m³
Plleg = 15 Kg/cm²
Psali = 14 Kg/cm²

II.4 PROCEDIMIENTO DE CALCULO Y RESULTADOS.

Las corridas de flujo multifásico se realizaron tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

a. La presión de salida que calculamos es aquella que se registra en el cabezal de salida de la plataforma, no la presión en la cabeza del pozo.

b. La inclinación del terreno entre plataforma se considera despreciable e igual a cero.

c. Si el gasto de aceite que produce una plataforma, es necesario que pase por otra para llegar a su destino, el gasto que se considera en ésta última será la suma del gasto producida por la primera mas la segunda. Como un ejemplo de este caso tenemos la plataforma KU-A.

d. El estudio se realiza únicamente con el fin de verificar la caída de presión que existe en cada una de estas longitudes de tubería puesto que conocemos las presiones de salida y llegada para cada una de las plataformas.

RESULTADOS.

1. KU-F A KU-A

Selección del método de cálculo:

Cálculo de Rs : Standing

Cálculo de Bo : Standing

Método : Bertuzzi, Teck, Poettmann.

Longitud Tub. : 3400 m

Diámetro int. : 18.75 pg.

Presión de llegada = 19 Kg/cm²
Gasto de aceite = 78000 bl/día.

Los resultados obtenidos son:

q _o (bl/día)	Presión salida (kg/cm ²)
20000	19.8
40000	20.71
50000	21.30
60000	21.80
70000	22.40
78000	22.9
90000	24.00

Ver fig. 2.4.a

2. De KU-A A AKAL-J

Selección del método de cálculo:

Cálculo de RS : Standing
Cálculo de Bo : Standing
Método : Bertuzzi, Teck, Poettmann

Longitud Tub. : 16173 m
Diámetro int. : 34.376 pg.

Presión de llegada = 14.5 Kg/cm².
Gasto de aceite = 164000 bl/día.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

q_o (bl/día)	Presión llegada (Kg/cm ²)
60000	14.5
80000	15.9
100000	17.08
120000	17.80
140000	18.30
164000	18.60
180000	20.0

Ver fig 2.4.b.

3. TK-47 A TK-89

Selección del método de cálculo:

Cálculo de Rs : Standing
Cálculo de Bo : Standing
Método : Beggs-Brill

Long. tubería : 2319 m
Diámetro int. : 18.624 pg.
Presión de llegada = 15 Kg/cm²
Gasto aceite = 12000 bl/día.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

q_o (bl/día)	Presión(Kg/cm ²)
10000	15.4
12000	16.3
15000	17.2
20000	17.8

4. TK-89 A AKAL-J

Selección del método de cálculo:

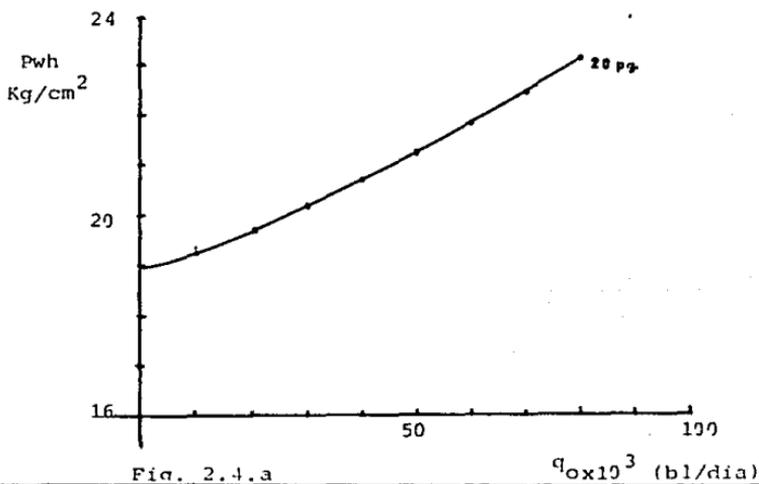
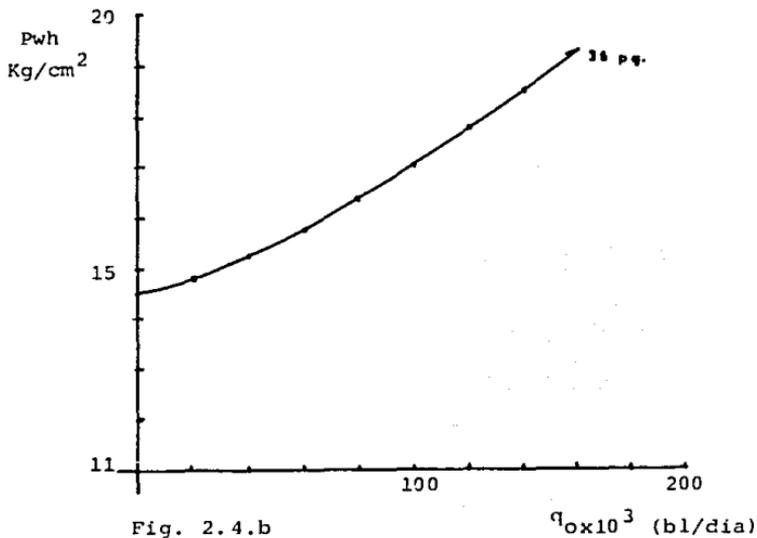
Rs por : Standing
Bo por : Standing
Método : Eaton, Andrews, Knowles y Brown.

Long. tubería : 11188 m
Diámetro int. : 22.624 pg.
Presión lleg. : 11.5 Kg/cm²
Gasto aceite : 34000 bl/día.

Los resultados obtenidos son:

Q _o (bl/día)	Presión llegada (Kg/cm ²)
10000	11.50
20000	12.24
30000	13.33
40000	14.70
50000	16.02
60000	17.50

Como se puede observar en los cuatro casos las pérdidas de -
presión que se obtienen si corresponden a los valores reales que
son conocidos por instrumentos de medición (manómetros) que están
colocados en los cabezales de salida y llegada en las plataformas.



C A P I T U L O I I I

III. ANALISIS DEL FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS VERTICALES

III.1 DESCRIPCION DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO POR MEDIO DEL ANALISIS NODAL.

El análisis nodal comprende el estudio del sistema completo - de un pozo, desde el separador hasta el yacimiento.

La combinación del comportamiento de la capacidad de producción (IPR), el comportamiento de flujo multifásico vertical y el comportamiento en la superficie debe ser considerado en la determinación del comportamiento de un pozo por flujo natural.

En el presente capítulo se estudiará únicamente desde la boca del pozo hasta el yacimiento, puesto que el comportamiento de flujo en la superficie se analizó en el capítulo anterior.

El objeto principal es determinar las pérdidas de presión que existen en el sistema para evaluar la capacidad del pozo para producir fluidos, seleccionando diámetros óptimos de tuberías para explotar eficientemente los pozos e incrementar su producción.

La intersección de la curva IPR y la curva de comportamiento de flujo en la tubería vertical nos da el gasto que produce el pozo para éste diámetro de tubería.

La intersección de la curva de comportamiento de flujo en la tubería vertical, del fondo a la cabeza del pozo Pwh, con la curva de comportamiento de flujo en la tubería de descarga nos da el gasto máximo que produce el pozo sin estrangulador.

La intersección de la línea del estrangulador con la curva -

P_{wh} , nos de el gasto que produce el pozo para ese diámetro de estrangulador, ver fig. 3.1.a.

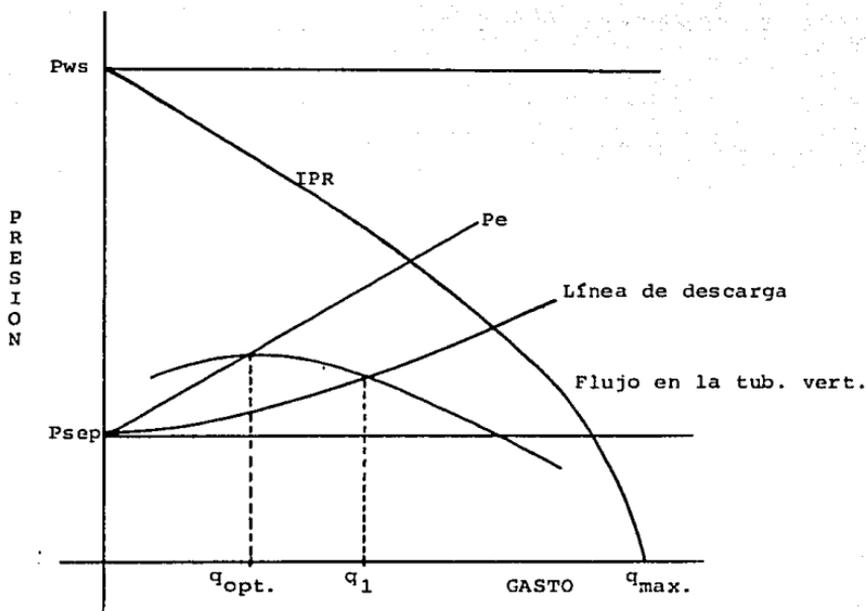


Fig. 3.1.a

Las configuraciones de flujo del pozo pueden variar desde un sistema muy simple hasta un sistema completo.

a. Sistema completo.

1. Separador
2. Estrangulador
3. Cabeza
4. Válvula de seguridad
5. Restricción
6. Radio del pozo

La fig. 3.1.b. muestra los lugares de varios nodos. El nodo - está clasificado como un nodo funcional cuando una presión diferencial exista a través de él y la respuesta de presión o gasto - puede representarse mediante alguna función física o matemática.

El nodo 1 representa la presión del separador, la cual es - usualmente regulada a un valor constante. Así que, la presión de separación será mantenida constante para cualquier caudal de flujo que sea manejado.

Nótese ahora que en el sistema hay dos presiones que no son - función del gasto. Ellas son la P_{ws} en nodo 8 y P_{sep} . en el nodo 1. Por esta razón una solución de ensaye y error para el problema del sistema total debe iniciarse en el nodo 1 (P_{sep}), nodo 8 .

$$\Delta P_1 = P_{ws} - P_{wfs}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf}$$

$$\Delta P_3 = P_{ar} - P_{dr}$$

$$\Delta P_4 = P_{avs} - P_{dus}$$

$$\Delta P_5 = P_{eh} - P_{dsc}$$

$$\Delta P_6 = P_e - P_{sep}$$

$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh}$$

$$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep}$$

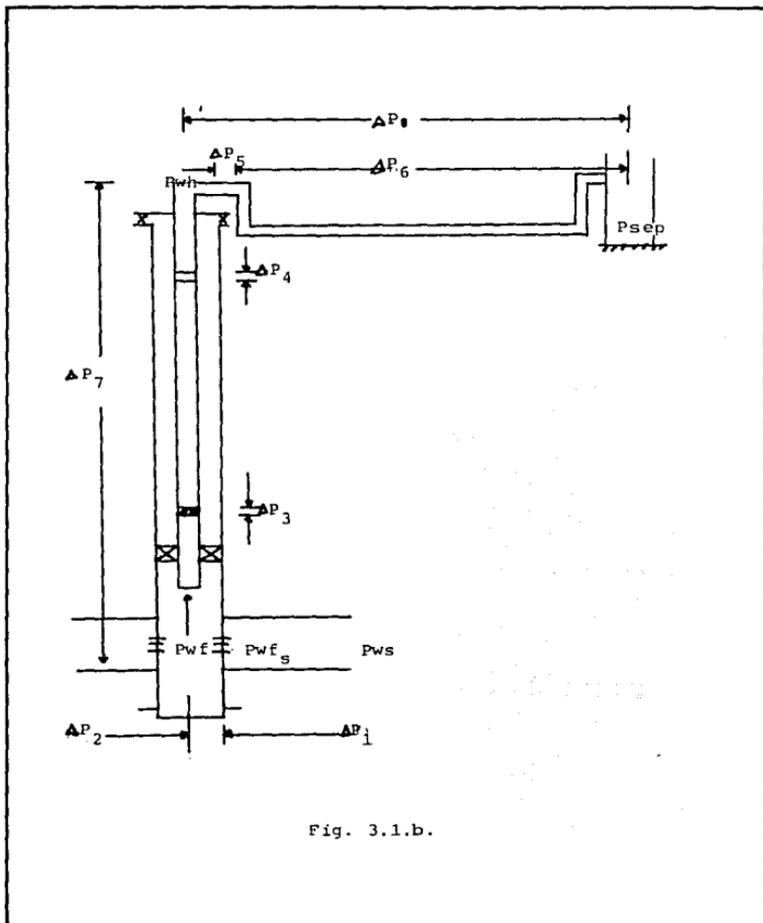


Fig. 3.1.b.

donde:

ΔP_1 = Caída de presión en el medio poroso.
 ΔP_2 = Caída de presión a través de la terminación.
 ΔP_3 = Pérdida de presión en la restricción.
 ΔP_4 = Pérdida de presión en la válvula de seguridad
 ΔP_5 = Pérdida de presión a través del estrangulador
 ΔP_6 = Caída de presión en la tubería de descarga.
 ΔP_7 = Pérdida de presión en la tubería vertical.
 ΔP_8 = Pérdida de presión en la línea de flujo superficial incluyendo estrangulador de superficie

P_{ws} = Presión de fondo estática.
 P_{wfs} = Presión de fondo fluyendo con daño.
 P_{wf} = Presión de fondo fluyendo.
 P_{ar} = Presión antes de la restricción.
 P_{dr} = Presión despues de la restricción.
 P_{avs} = Presión antes de la válvula de seguridad.
 P_{dus} = Presión despues de la válvula de seguridad.
 P_{wh} = Presión en la cabeza del pozo.
 P_{sep} = Presión de separación.

b. Sistema simple de producción.

Tiene los siguientes nodos:

1. Separador.
2. P_{wh}
3. P_{wf}
4. P_{ws}

Sus respectivas caídas de presión son:

$$\Delta P_{8-6} = P_{ws} - P_{wf}$$

$$\Delta P_{6-3} = P_{wf} - P_{wh}$$

$$\Delta P_{3-1} = P_{wh} - P_{sep}$$

donde:

ΔP_{8-6} = Pérdida de presión en el yacimiento.

ΔP_{6-3} = Pérdida de presión en la tubería vertical.

ΔP_{3-1} = Pérdida de presión en la tubería horizontal.

El análisis del sistema de producción se puede efectuar calculando las caídas de presión que ocurren en los elementos del sistema. El análisis nos permite determinar la capacidad de producción de un pozo y el efecto del cambio de la tubería de producción y de la línea de descarga o del estrangulador.

El índice de productividad de un pozo es el inverso de la pendiente de la línea recta. cuando $q=0$, $P_{wf}=P_{ws}$ y para $P_{wf} = 0$, se obtiene $q = J P_{ws}$, que es el gasto máximo que puede aportar el pozo y se le denomina Potencial del Pozo.

El comportamiento de flujo de un pozo se puede analizar en dos etapas durante la vida productiva de éste.

1. Cuando la presión de fondo fluyendo es mayor que la presión de saturación, P_{wf} mayor a P_b .

En ésta etapa el yacimiento se considera bajosaturado y el índice de productividad se mantiene constante.

$$q = J (P_{ws} - P_{wf})$$

2. Cuando P_{wf} es menor a P_b .

El yacimiento es considerado saturado, el índice de productividad se comporta en una forma curva, debido a que la pendiente varía continuamente con la caída de presión. Gilbert propuso un método de análisis de la curva obtenida de graficar P_{ws} vs q , de un pozo.

Gilbert lo llamó comportamiento de flujo del pozo, (IPR), ver fig. 3.2.b, para diferenciarlo del índice de productividad constante.

Vogel graficó la producción contra la presión de fondo fluyendo en función de la producción, observando la variación del IPR y también que mientras mayor sea el agotamiento en un yacimiento bajosaturado, la productividad del pozo disminuye, debido a que baja la presión del yacimiento y el incremento de la saturación de gas que provoca dificultad para el flujo de aceite fig. 3.2.a.

III.2 COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN EL YACIMIENTO.

El comportamiento de flujo de un pozo se define como la capacidad que tiene éste para producir fluidos desde el yacimiento - hasta la vecindad del pozo.

Comunmente se supone que el gasto de producción de un pozo, - es proporcional a la caída de presión presentada por tal pozo. En base a lo anterior, el comportamiento de un pozo puede ser descrito con el índice de productividad (J).

El índice de productividad IP o J de un pozo, es el gasto de producción de líquidos entre el abatimiento de presión del yacimiento (Pws) y la presión de fondo fluyendo (Pwf).

Es decir:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{-----3.1.}$$

Donde: q = Producción bruta del pozo (aceite + agua),
bl/día.

Δp = Abatimiento de presión, lb/pg².

$$q = q_o + q_w$$

$$\Delta p = P_{ws} - P_{wf}$$

La ecuación 3.1 en forma de recta es:

$$P_{wf} + P_{ws} - \frac{q}{J} \quad \text{y } J = \text{cte, (bl/día/lb/pg}^2$$

Pws también se considera constante en una etapa de la vida del pozo. Al graficar gasto de producción vs. presión de fondo fluyendo, se puede observar el comportamiento anterior. ver fig. 3.2.d.

El resultado es una disminución progresiva del IPR.

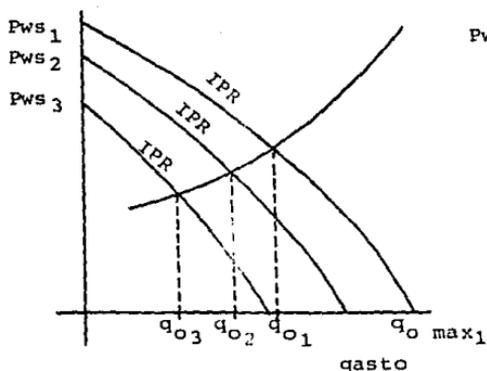


Fig. 3.2.a

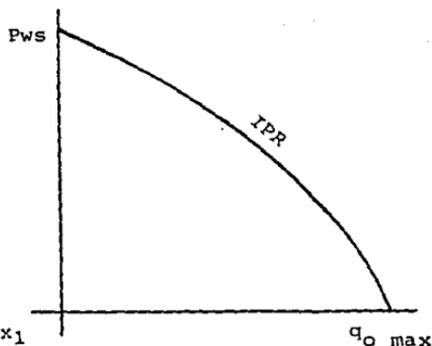


Fig. 3.2.b

El trabajo de Vogel es aplicable únicamente para eficiencia de flujo igual a uno (pozo sin daño).

La ecuación siguiente nos sirve para evaluar el comportamiento del yacimiento si la FE (Eficiencia de flujo), es menor o igual a uno.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1.0 - 0.2(Pwf/Pws) - 0.8(Pwf/Pws)^2$$

Donde: q_o ; Gasto de producción a condiciones standar, correspondiente a una presión de fondo fluyen

do P_{wf} .

P_{ws} ; Es la presión del yacimiento.

$q_{o\max}$; Es el gasto máximo de producción (100 % de la caída de presión), ver fig. 3.2.b.

Standing completa este trabajo y desarrolla una gráfica con curvas de IPR para eficiencias de flujo diferentes de 1.0; considera pozos dañados y pozos estimulados, ver fig. 3.2.c.

Ecuación de Standing.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = F.E (1 - P_{wf}/P_{ws}) (1.8 - 0.8(F.E)) (1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}})$$

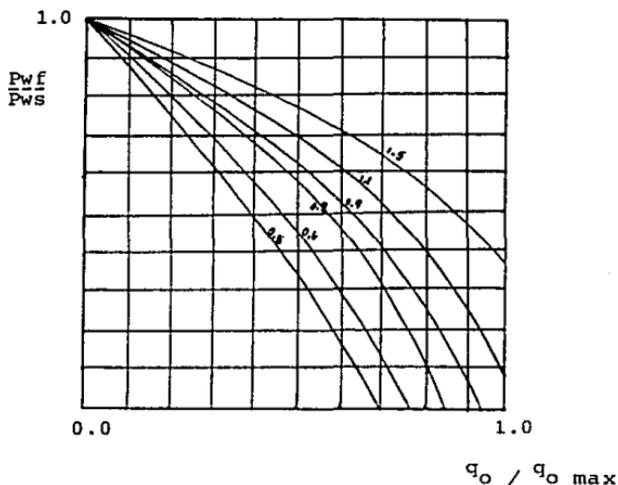


Fig. 3.2.c. Curvas de IPR para pozos dañados y mejorados.

Procedimiento de Vogel para pozos por arriba y abajo de la presión de saturación.

a. Cuando el índice de productividad es cambiante, (Combinación de IPR y $J = \text{cte.}$)

$$\frac{q_o}{q_o \text{ max}} = 1 - 0.2(Pwf/Pws) - 0.8(Pwf/Pws)^2 \quad \text{-----3.2}$$

$$\frac{q_2}{q_x} = 1 - 0.2(Pwf/Pb) - 0.8(Pwf/Pb)^2 \quad \text{-----3.3}$$

Donde:

$$q_o \text{ max} = q_x + q_b \quad \text{-----3.4}$$

$$q_o = q_2 + q_b \quad \text{-----3.5}$$

Diferenciando la ecuación 3.3 respecto a Pwf.

$$\frac{-dq_2}{dPwf} = q_x (0.2/Pb + 1.6 Pwf/Pb^2) \quad \text{-----3.6}$$

La pendiente PI a Pb ($PI = J$), es:

$$PI = -dq_2 / dPwf(Pwf = Pb) = 1.8 q_x / Pb \quad \text{-----3.7}$$

$$q_b = 1.8 q_x / Pb (Pws - Pb) \quad \text{-----3.8}$$

$$q_b = PI (Pws - Pb)$$

Pws y Pb deberán conocerse, q_x puede calcularse en base a una prueba de pozo conociendo q_o y Pwf , ver fig. 3.2.d

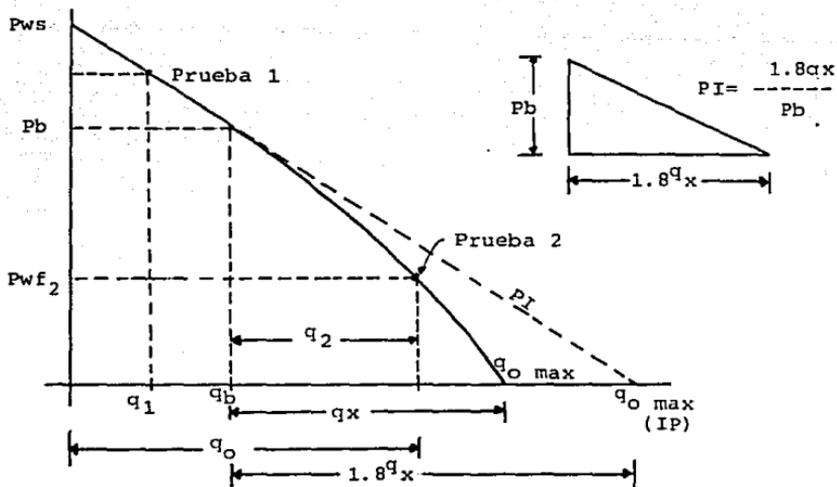


Fig. 3.2.d.

$$q_{o \max} = q_b + \frac{PI}{1.8} \frac{P_b}{P_b}$$

-----3.9

Cualquier Pwf debajo de Pb.

$$q_2 = q_b + (q_{\max} - q_b) A$$

$$A = (1 - 0.2 (Pwf_2/P_b) - 0.8 (Pwf_2/P_b)^2)$$

Conociendo $PI = 1.8 \frac{q_x}{P_b}$

Podemos resolver para:

$$q_b = PI (P_{ws} - P_b) = 1.8 \frac{q_x}{P_b} (P_{ws} - P_b)$$

$$q_{o \max} = q_b + q_x$$

Donde:

$$q_x = PI (Pb) / 1.8$$

entonces :

$$q_o \text{ max} = q_b + PI (Pb) / 1.8$$

b. Prueba para presión fluyente debajo de Pb

$$q_o = q_b + (q_o \text{ max} - q_b) A$$

$$A = 1 - 0.2 (Pwf/Pb) - 0.8 (Pwf/Pb)^2$$

$$q_o = q_b + (q_o \text{ max} - q_b) A$$

$$q_b = PI (Pws - Pb)$$

$$q_o \text{ max} = q_b + PI (Pb) / 1.8$$

Sustituyendo la ecuación 3.4 y 3.5 en la ecuación 3.3.

$$q_o = PI(Pws - Pb) + PI(B)(A)$$

$$B = (Pws - Pb) + (Pb PI)/1.8 - PI(Pws - Pwf)$$

$$q_o = PI(Pws - Pb) + (PI Pb)/1.8 (A)$$

$$q_o = PI (Pws - Pb + Pb/1.8 (A))$$

$$PI = q_o / (Pws - Pb + Pb/1.8 (A))$$

$$q_o \text{ max} = q_b + (PI Pb)/1.8$$

Donde:

$$q_b = PI(Pws - Pb)$$

Conociendo q_o max, podemos asumir presiones fluyentes, que de terminan una curva de flujo de entrada por debajo de P_b , con la siguiente ecuación.

$$q_o = q_b + (q_o \text{ max} - q_b) (A)$$

III.3 COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN LA TUBERIA DE PRODUCCION.

Es de gran importancia la evaluación de las caídas en la tubería vertical, ya que la mayor proporción de la presión disponible para llevar los fluidos del yacimiento hasta los separadores se consume en ésta tubería.

La determinación de las distribuciones de presión en las tuberías de producción permite:

- a. Obtener P_{wf} sin necesidad de intervenir el pozo.
- b. Diseñar las tuberías de producción y de descarga.
- c. Proyectar y determinar en que momento es necesario implantar un sistema artificial de producción.

El propósito de realizar el comportamiento de flujo vertical es para determinar en que momento la presión de fondo es suficiente para que la producción de la formación fluya a través de una tubería con un diámetro determinado, hasta la superficie.

En base a lo anterior podemos optimizar el diámetro de tubería de producción para aquel en el que se tengan las menores pérdidas de presión y por consiguiente la vida productiva del pozo se alargue aún mas.

En pozos de alta productividad, un aumento de diámetro en la tubería de producción puede ocasionar una producción adicional debido a que el mecanismo de dos fases es aun eficiente (RGA baja) En pozos de baja productividad este fenómeno es determinante y se debe tomar en cuenta ya que cuando el área de flujo aumenta las velocidades del fluido disminuyen creando FLUJO INESTABLE o flujo por cabeceo ya que se presenta el resbalamiento del líquido en el

interior de la tubería.

En la fig. 3.3.a se muestra una gráfica con la curva de comportamiento de flujo vertical para un diámetro de tubería dado y la curva de comportamiento de flujo del pozo. Esta curva se obtiene por correlaciones de flujo multifásico en la que para diferentes gastos supuestos, se calcula su respectiva presión de fondo-fluyendo. Se parte de una presión constante en la cabeza del pozo Pwh, además de las propiedades de los fluidos para el pozo en estudio. La intersección de éstas dos curvas nos determina el gasto máximo que producirá el pozo sin estrangulador para ese diámetro de tubería.

En este caso el yacimiento se considera saturado, el índice de productividad es en forma de curva, Pwf menor a Pb.

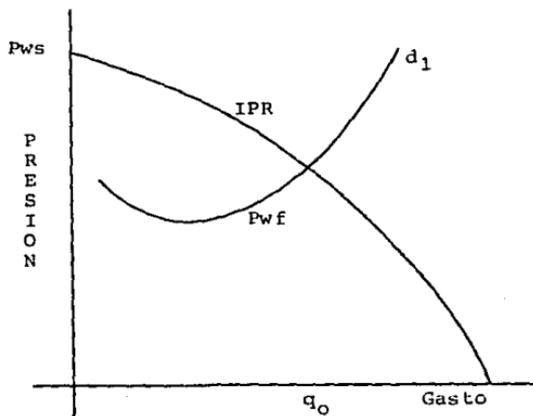


Fig. 3.3.a. Gráfica que muestra el comportamiento de flujo en la tubería de producción.

III. 4 ESTADO DE POZOS CAMPO KU.

El campo lo forman los pozos de las plataformas de perforación KU-F, KU-A, TK-47 y TK-89. La recolección de aceite de este campo se efectúa en el complejo Akal-J.

Cada una de estas plataformas están constituidas por los siguientes pozos:

PLATAFORMA	OPERANDO	ABATIDOS	REPARACION
KU-A	21, 22, 23 26, 41, 42 44, 46, 64	10	0
KU-F	61, 63, 81 82, 83, 84 1292	0	0
TK-47	45, 47, 67A	0	0
TK-89	87, 89	0	0

Total de pozos = 38

Pozos en explotación = 21

Productores = 21

Instalaciones nuevas en programa ; KU-H

Taponados : 8 67, 69, 62

Exploratorios: KU-1, KU-101, HA-1A, Malobb-1.

III.5 PROCEDIMIENTO DE CALCULO PARA EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERIAS VERTICALES.

a. Datos requeridos.

El análisis del comportamiento de flujo se va realizar para 21 pozos que actualmente están operando. Por lo tanto es necesario obtener de pruebas de producción los siguientes datos:

- Presión de fondo fluyendo, P_{wf}
- Presión de fondo estática, P_{ws}
- Presión de saturación, P_b

Otros datos indispensables son:

- Densidad del aceite, ρ_o
- Densidad del gas, ρ_g
- Relación gas-aceite, RGA
- Temperatura del yacimiento, T_y
- Temperatura de superficie, T_s

Los valores de los parámetros mencionados anteriormente son:

$$\rho_o = 24.5 \text{ } ^\circ\text{API} = 0.9070$$

$$\rho_g = 0.98$$

$$\text{RGA} = 107$$

$$P_b = 180$$

$$T_y = 125 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_s = 90 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Los siguientes datos tambien son necesarios para realizar las corridas de flujo multifásico y graficar el indice de productividad constante ya que la presión estática es mayor que la presión de saturación. Los valores son tomados de pruebas de producción y de aforos realizados en los pozos.

Pozo	Fecha	q_o bl/dia	P_{wh} Kg/cm ²	P_{ws} Kg/cm ²	ΔP Kg/cm ²	Ang. °	nmip md
21	030388	11120	30.5	202.0	0.9	22.13	3082.5
22	090588	9271	20.0	219.6	0.1	0	3014.5
23	060388	12984	26.0	210.0	1.6	36.65	3497.5
26	020588	1121	32.1	222.3	0.3	28.83	3440.0
41	050388	16338	29.0	193.3	1.13	29.0	3069.0
42	120588	14091	27.0	218.6	62.0	15.71	3066.5
44	100588	11007	27.0	221.2	.5	20.5	3165.0
45	-	14000	31.0	210.6	.1	21.0	2915.0
46	100388	12097	35.5	211.0	.5	21.0	3212.5
47	-	11847	23.5	205.0	1.4	0	2859.5
61	-	7734	29.5	223.0	1.0	24.5	3437.5
63	-	9412	29.0	204.4	3.0	40.8	4239.0
64	110588	9079	31.0	214.5	3.1	25.9	3287.5
67A	-	12691	26.5	187.0	1.0	0	2666.0
81	-	9413	29.5	202.0	3.0	18.6	2975.0
82	-	11146	28.5	215.2	4.5	14.9	3052.5
83	-	9157	30.0	210.0	2.0	32.0	3372.5
84	-	11103	31.5	213.1	1.0	27.1	3308.0
87	120488	11208	24.9	200.0	1.6	22.1	3002.0
89	-	9953.0	19.5	206.0	1.0	0	3023.5
1292	-	11923	31.19	223.2	2.4	0	3082.0

ESTADO MECANICO POZOS CAMPO KU

POZO	PROF. TOTAL		PROF. INTERIOR (mts)	INTERVALO PRODUCTOR	NMIP (mv)	FORMACION PRODUCTORA
	VERTICAL	DESARROLLADA				
21	2885	3129	3129	3075 - 3090 md. 2845 - 2860 mv	2852.5	B.P.
22	3030	3030	-	2999 - 3030 mv	3014.5	B.P.
23	3002	3627	3520	3485 - 3510 md 2896 - 2914 mv	2905.3	B.P.
26	3357	3878	3460	3435 - 3445 md 3010 - 3019 mv	3014.8	B.P.
41	2706	3135	-	3003 - 3135 md 2635 - 2738	2686.5	B.P.
42		3468	3355	3048 - 3085 md 2932 - 2960 mv	2949.1	B.P.
44	3168	3360	3320	3155 - 3175 md 2963 - 2982 mv	2972.7	B.P.
45	2742	2950	2950	2900 - 2930 md 2687 - 2714 mv	2700.7	KS
46	3004	3285	-	3142 - 3285 md 2860 - 3004 mv	2932.0	B.P.
47	2935	2935	-	2784.5-2935.0mv	2859.5	KS
61	3136	3500	3498	3425 - 3450 md 3072 - 3092 mv	3082.0	KI
63	3171	4425	4382	4217 - 4261 md 3062 - 3085 mv	3073.5	KI
64	3078	3420	3388	3275 - 3300 md 2951 - 2973 mv	2962.0	B.P.
67 A	2533	2720	-	2611 - 2720 md 2433 - 2533 mv	2483.0	B.P
81	2959	3150	3099	2960 - 2990 md 2781 - 2814 mv	2797.5	B.P.
82	3059	3200	3160	3040 - 3065 md 2907 - 2931 mv	2919.0	B.P.
83	2955	3455	3410	3360 - 3385 md 2890 - 2910	2900.0	K.I.
84	3006	3410	-	3410 - 3206 md 3006 - 2843 mv	2924.5	B.P.
87	2828	3060	-	2944 - 3060 md 2718 - 2828	2773.0	K.I.
89	3841	3841	-	2884 - 3183 mv	3033.5	KM Y KI
1292	3900	3900	3200	3065 - 3100 mv	3082.0	B.P.

ESTADO MECANICO POZOS CAMPO KU

POZO	ULTIMA TR.		BOCA LINER PROF. (mts)	EMPACADOR		APAREJO DE PRODUCCION
	Ø (PG)	PROF. (mts)		Ø (PG)	PROF. (mts)	
21	4 1/2	3124.9	2699.8	9 5/8 9 5/8	1705.7 1711.6	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
22	7	2999.0	1990.0	9 5/8	1804.4	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
23	4 1/2	3627.0	2696.9	9 5/8	1194.9	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
26	4 1/2	3878.0	3166.0	7	3153.5	3 1/2"
41	7	3135.0	1735.6	9 5/8	1726.8	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
42	4 1/2	3467.5	2292.4	9 5/8	2237.6	5 1/2"-4 1/2"-7"-4 1/2"
44	4 1/2	3358	2560.0	9 5/8	1784.2	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
45	4 1/2	2950	2000.0	9 5/8	1594.1	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
46	7	3142	1693.6	9 5/8	1678.9	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
47	7	2784.5	1899.5	9 5/8	1888.0	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
61	4 1/2	3498.0	3722.0	9 5/8	1698.7	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
63	4 1/2	4423.0	3506.4	9 5/8	1794.0	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
64	4 1/2	3419.0	2820.2	9 5/8	1689.9	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
67 A	7	2611.0	1693.0	9 5/8	1689.4	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
81	7	3135.5	1698.0	9 5/8	1694.4	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
82	4 1/2	3200.0	2417.1	9 5/8	719.4	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
83	7	3447.0	1700.5	9 5/8	1699.9	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
84	7	3206	1571.3	9 5/8	1560.3	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
87	7	2944	1871.0	9 5/8	1859.8	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
89	7	2884	1900.2	9 5/8	1892.4	4 1/2" - 7" - 4 1/2"
1292	7	3782	1701.0	9 5/8	1695.6	4 1/2" - 7" - 4 1/2"

En la tabla siguiente se especifica el diámetro y longitud de
aparejo que tienen actualmente los pozos.

Pozo	Longitud (m)	Øext TP (pg)	Øint TP (pg)	Peso (lb/pie)
21	144.13	4.5	3.958	12.75
	1684.27	7.0	5.920	38.0
	1716.05	4.5	4.090	9.5
	1722.35	3.5	3.068	7.7
	2442.64	7.0	6.184	29.0
	3082.50	4.5	4.090	9.5
22	169.62	4.5	3.826	15.1
	1782.73	7.0	5.920	38.0
	1815.01	4.5	3.856	15.1
	1990.34	9.625	8.681	47.0
	2999.00	7.0	5.920	38.0
	3014.50	5.875	5.000	-
23	162.71	4.5	4.090	9.5
	1175.44	7.0	6.538	17.0
	1201.22	4.5	4.090	9.5
	1207.63	3.5	3.068	7.7
	1798.50	9.625	9.063	29.3
	2696.8	7.0	6.538	17.0
	3497.50	4.5	4.090	9.5
26	11.76	4.5	3.958	12.75
	3166.54	3.5	2.750	12.7
	3440.00	4.5	3.958	12.75
41	155.05	4.5	3.826	15.1
	1713.06	7.0	5.920	38
	1734.85	4.5	3.826	15.1
	3003.00	7.0	5.920	38
	3069.00	5.875	5.5	-

42	11.59	4.5	3.826	15.1
	177.65	5.5	4.670	23.0
	189.46	4.5	3.826	15.1
	486.23	5.5	4.670	23.0
	2221.24	7.0	5.920	38.0
	2245.26	4.5	3.826	15.1
	2271.10	7.0	5.920	38.0
	3145.50	4.5	3.826	15.1
44	151.82	4.5	4.090	9.50
	1762.76	7.0	6.538	17.0
	1790.50	4.5	4.090	9.50
	1793.27	3.5	3.068	7.79
	2553.21	7.0	6.538	17.0
	3165.00	4.5	4.090	9.50
45	155.97	4.5	3.826	15.1
	1563.29	7.0	5.920	38.0
	1599.86	4.5	3.826	15.1
	2062.00	7.0	5.920	38.0
	2915.00	4.5	3.826	15.1
46	154.51	4.5	3.826	15.1
	1656.77	7.0	5.920	38.0
	1684.68	4.5	3.826	15.1
	1690.70	7.0	6.040	35.0
	1692.68	4.5	3.826	15.1
	3140.00	7.0	5.920	38.0
	3212.50	5.875	5.5	-
47	187.99	4.5	4.090	9.50
	1738.99	7.0	6.366	23.0
	1902.38	4.5	4.090	9.50
	2784.00	7.0	5.920	38.0
	2859.50	5.875	5.0	-

61	138.19	4.5	3.826	15.1
	1680.35	7.0	5.920	38.0
	1709.95	4.5	3.826	15.1
	1722.00	7.0	5.920	38.0
	3437.50	4.5	3.826	15.1
63	158.27	4.5	4.090	9.50
	1774.36	7.0	6.538	17.0
	1802.21	4.5	3.826	15.1
	3506.40	7.0	5.920	38.0
	3825.00	4.5	3.826	15.1
64	158.64	4.5	4.090	9.50
	1671.03	7.0	5.920	38.0
	1701.08	4.5	4.090	9.50
	2821.00	7.0	6.538	17.0
	3287.50	4.5	4.090	9.50
67A	160.39	4.5	4.090	9.50
	1664.35	7.0	6.538	17.0
	1701.80	4.5	4.090	9.50
	2612.00	7.0	6.538	17.0
	2666.00	5.875	5.0	-
81	130.50	4.5	3.826	15.1
	1674.88	7.0	5.920	38.0
	1705.77	4.5	3.826	15.1
	2517.70	9.625	8.681	47.0
	2975.00	7.0	5.920	38.0
82	112.81	4.5	4.090	9.50
	699.71	7.0	6.538	17.0
	725.75	4.5	4.090	9.50
	732.11	3.5	3.068	7.7
	1797.71	9.625	9.063	29.3
	2619.00	7.0	6.538	17.0

	352.50	4.5	4.090	9.50
83	160.55	4.5	3.826	15.1
	1680.46	7.0	5.920	38.0
	1705.88	4.5	3.826	15.1
	1712.48	3.5	3.068	7.70
	2641.48	9.625	9.063	29.3
	3372.50	7.0	5.920	38.0
84	149.28	4.5	4.090	9.50
	1541.27	7.0	6.538	17.0
	1571.89	4.5	4.090	9.50
	3206.00	7.0	6.538	17.0
	3308.00	5.875	5.0	-
87	159.69	4.5	4.090	9.50
	1365.64	7.0	5.920	38.0
	1402.44	4.5	4.090	9.50
	1407.00	9.625	9.063	29.3
	2944.00	7.0	6.538	17.0
	3002.00	5.875	5.0	-
89	153.41	4.5	3.826	15.1
	976.83	7.0	5.920	38.0
	1002.80	4.5	3.826	15.1
	1900.00	9.625	8.681	47.0
	2884.00	7.0	5.920	38.0
	3023.50	5.875	5.0	-
1292	13.72	4.5	4.090	9.50
	153.97	5.5	5.044	13.0
	1674.07	7.0	5.920	38.0
	1698.71	4.5	3.958	12.75
	3082.00	7.0	5.920	38.0

b. Procedimiento de Cálculo

Con los datos escritos para cada uno de los pozos en las tablas anteriores, realizamos las corridas para obtener las curvas de comportamiento de flujo. Se calculan valores para diferentes presiones en cabeza y se especifican en la tabla siguiente:

Pozo	Pwh (Kg/cm ²)
21	30.5, 25.0, 20.0, 15.0
22	25.0, 20.0, 15.0, 10.0
23	26.0, 20.0, 15.0, 10.0
41	29.0, 25.0, 20.0, 15.0
42	30.0, 27.0, 25.0, 20.0
44	30.0, 27.5, 25.0, 20.0
45	31.0, 25.0, 20.0, 15.0, 10.0
46	35.5, 30.0, 25.0, 20.0, 15.0
47	25.0, 23.5, 20.0, 15.0, 10.0
61	29.5, 25.0, 20.0, 15.0
63	29.0, 25.0, 20.0, 15.0
64	31.0, 25.0, 20.0, 15.0
67A	30.0, 26.5, 20.0, 15.0, 10.0
81	29.5, 25.0, 20.0, 15.0, 10.0
82	28.5, 25.0, 20.0, 15.0, 10.0
83	30.0, 25.0, 20.0, 15.0, 10.0
84	31.5, 25.0, 20.0, 15.0, 10.0
87	30.0, 24.5, 20.0, 15.0
89	25.0, 19.5, 15.0, 10.0
1292	33.5, 25.0, 20.0, 15.0

Las corridas se hicieron con el programa ejecutable del IMP FLUMUL.

Para la selección del método de cálculo se procede de la siguiente manera:

Sabemos que la intersección del índice de productividad y la curva de comportamiento de flujo en un diagrama de presión vs. - gasto nos da como resultado el gasto que produce el pozo sin estrangulador, ver fig.3.3.a. Por lo tanto graficamos el índice de productividad y ajustamos la curva de comportamiento de flujo para el gasto de producción del pozo, se requiere de hacer varios ensayos para realizar el objetivo. Este procedimiento lo repetimos para cada pozo.

Se dispone de los siguientes métodos de cálculo:

Clave	Método
1	Orkiszewski
2	Beggs-Brill
3	Hagedorn-Brown
4	Poettmann-Carpenter
5	Baxendell-Thomas
6	Fancher-Brown
7	Dunn-Ross

Correlaciones para calcular R_s :

Clave	Correlación
1	Lasater
2	Vazquez y Beggs
3	Standing

Correlaciones para calcular B_o :

Clave	Correlación
1	Standing
2	Vazquez y Beggs

Correlaciones para calcular la viscosidad del líquido:

Clave	Correlación
1	Beggs-Robinson
2	Beal-Chew y Conally

En la tabla que sigue se muestra el método utilizado en cada pozo:

Método de cálculo	C o r r e l a c i ó n			Pozo
	R s	B o	o	
1	1	2	1	21
2	1	2	1	22
2	2	1	2	23
1	1	2	1	26
1	1	1	1	41
3	2	1	2	42
2	1	2	1	44
1	2	2	1	45
4	1	2	1	46
2	1	1	2	47
1	1	2	1	61
2	2	1	2	63
2	2	1	2	64
2	2	1	2	67A
2	2	1	2	81
2	2	1	2	82
2	2	1	2	83
2	2	1	2	84
2	2	2	1	87
2	1	2	1	89
2	2	1	2	1292

c. resultados

De la figura 3.1 a 3.20 se grafican los puntos de las corridas de flujo multifásico vertical para cada una de las presiones en cabeza que se indican en las curvas.

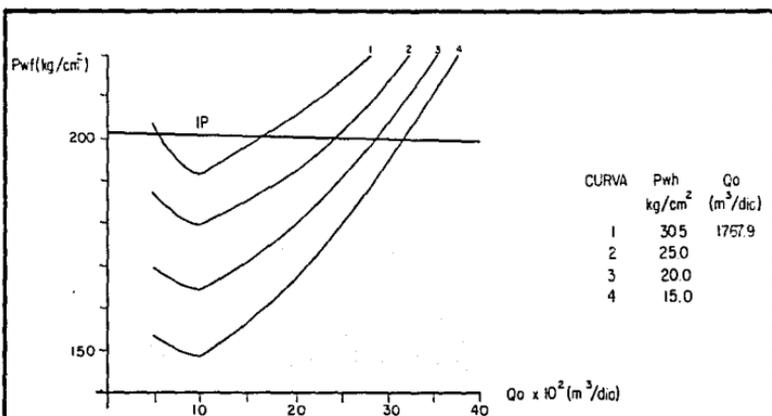


FIG.3.1. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO POZO KU-21

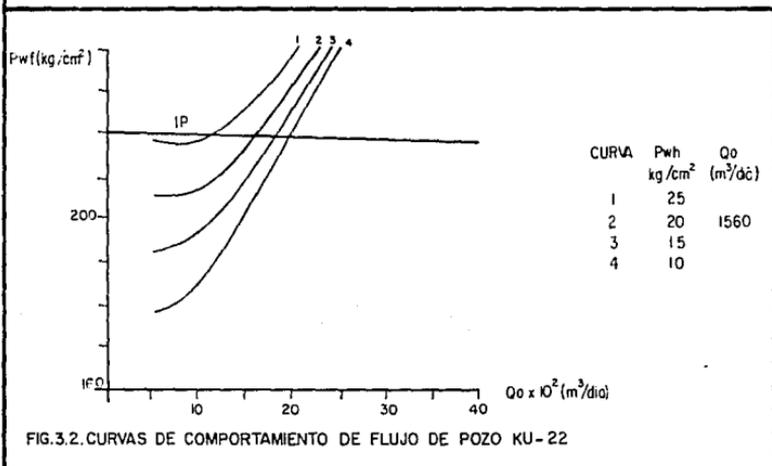


FIG.3.2. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO DE POZO KU-22

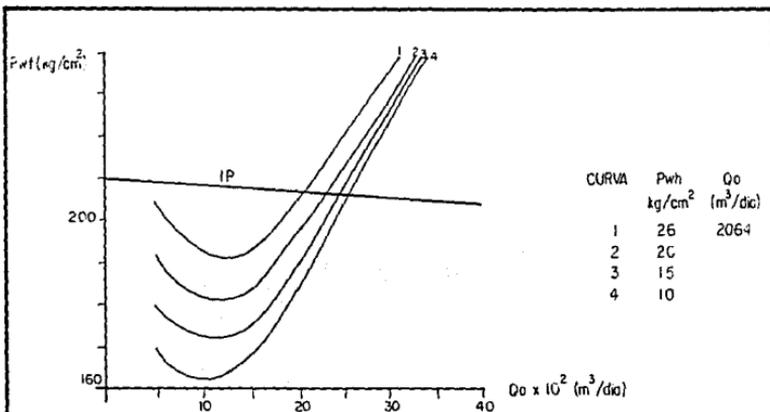


FIG.3.3. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO POZO KU-23

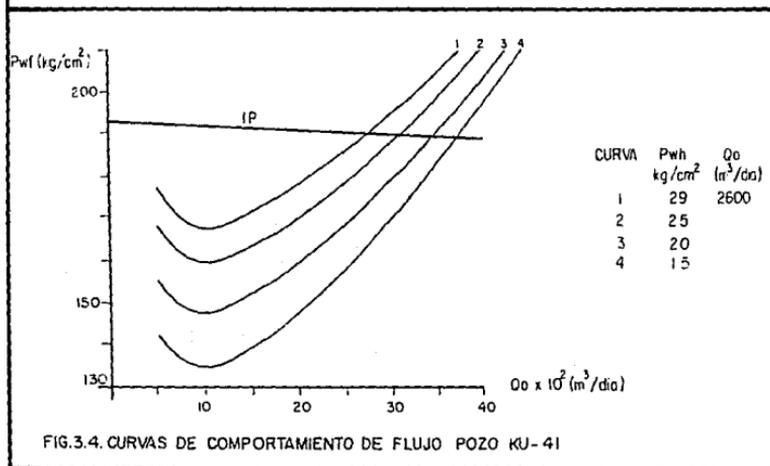


FIG.3.4. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO POZO KU-41

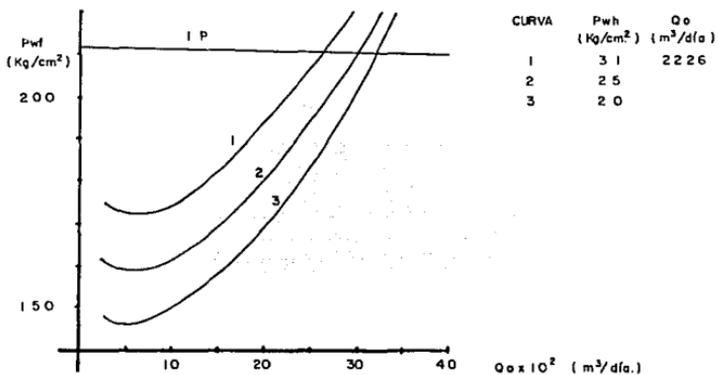


FIG. 3.5. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO POZO KU - 45

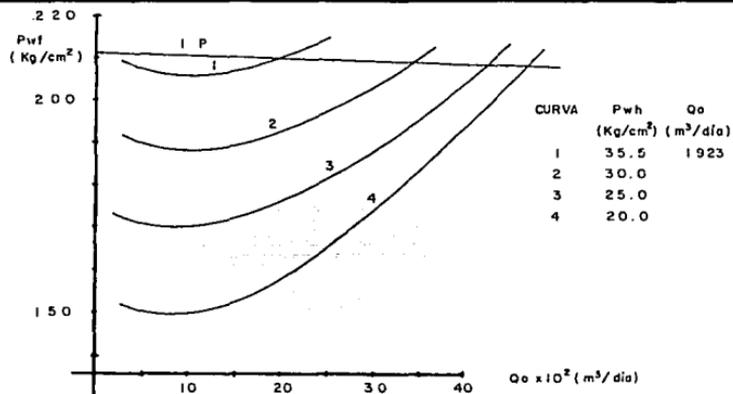


FIG. 3.6. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO POZO KU - 46

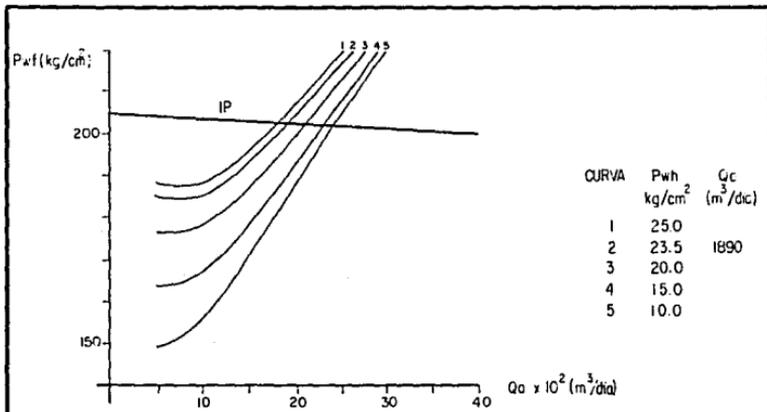


FIG.37. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-47

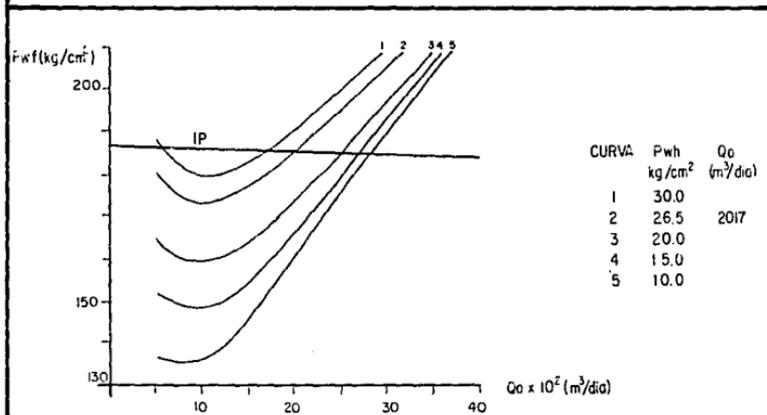


FIG.38. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-67 A

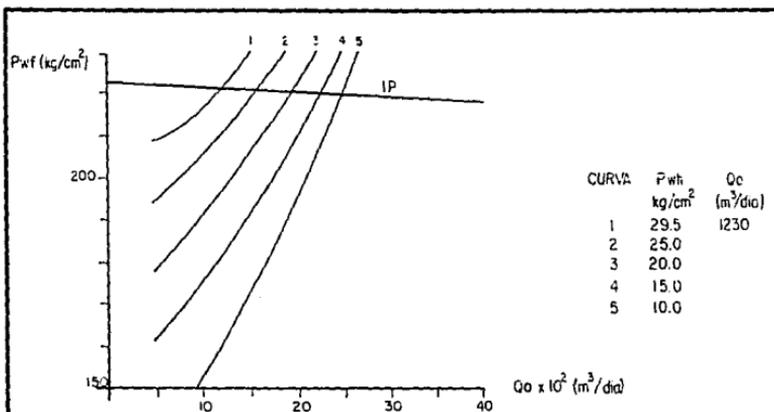


FIG.3.9. CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-61

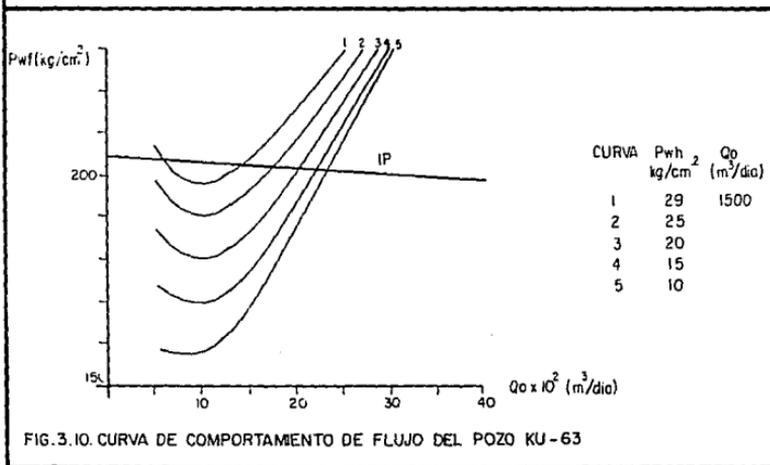


FIG.3.10. CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-63

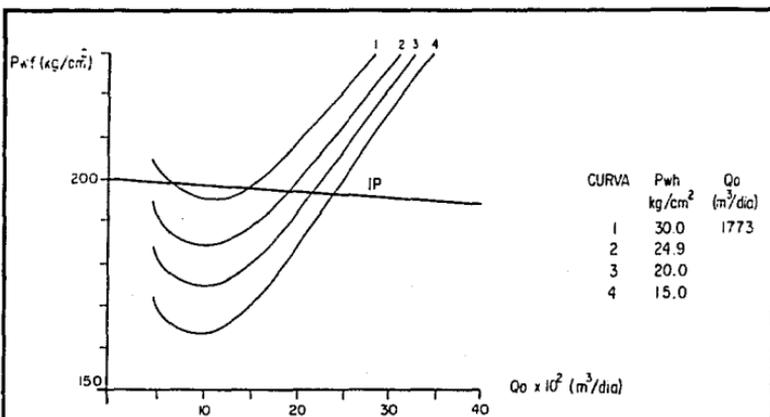


FIG. 3.11. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-87

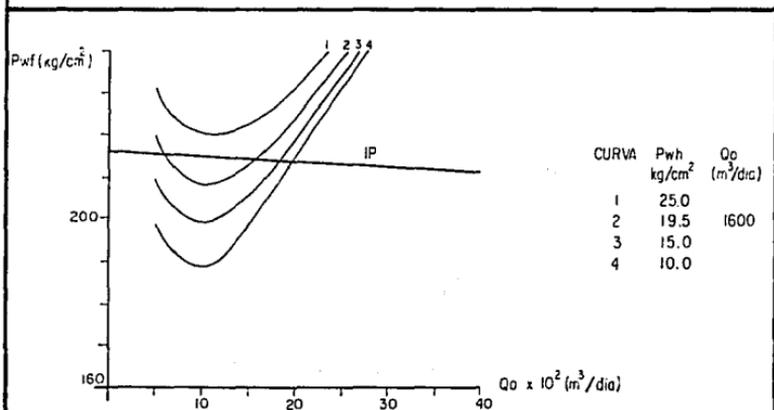


FIG. 3.12. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-89

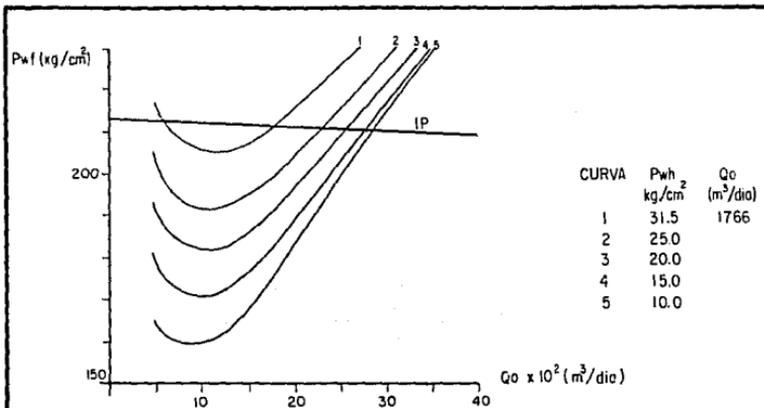


FIG. 3.13 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-84

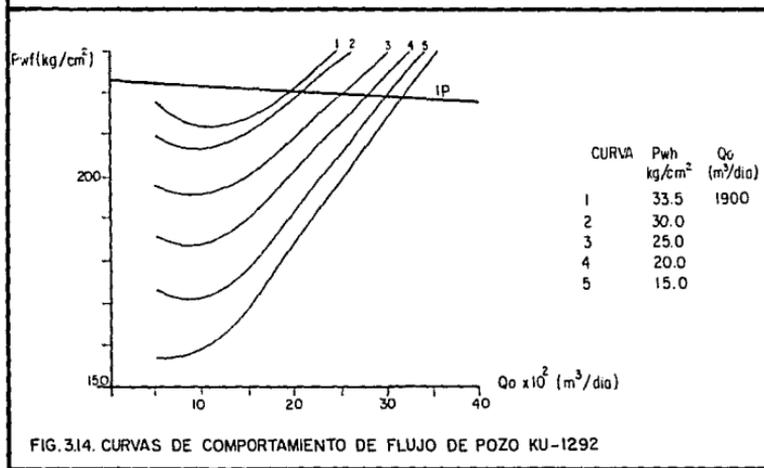


FIG. 3.14. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO DE POZO KU-1292

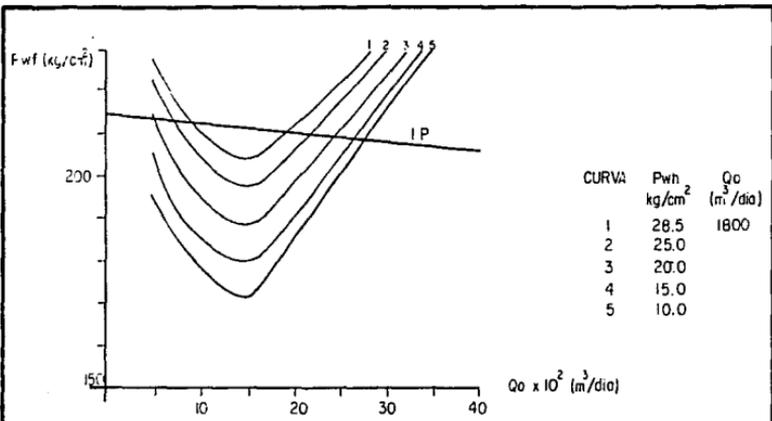


FIG. 3.15. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO POZO KU-82

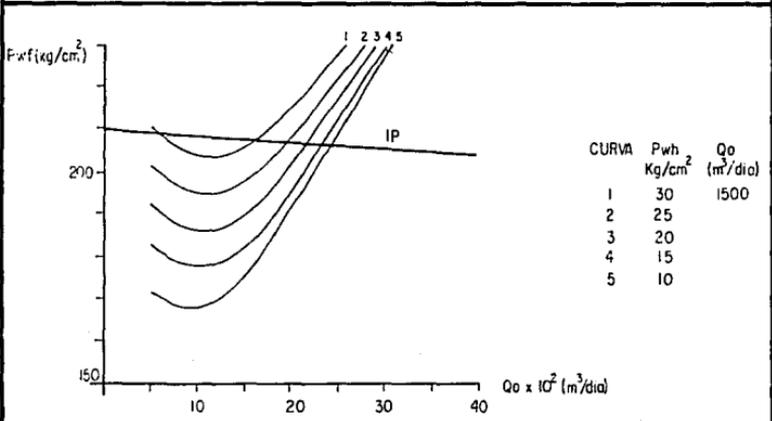


FIG. 3.16. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO POZO KU-83

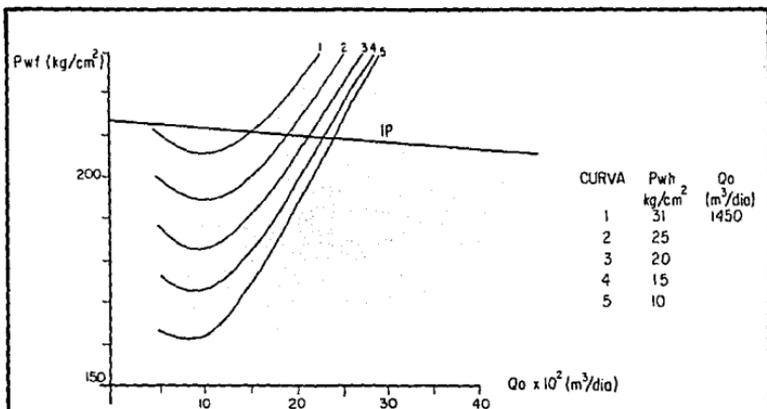


FIG.3.17 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO POZO KU-64

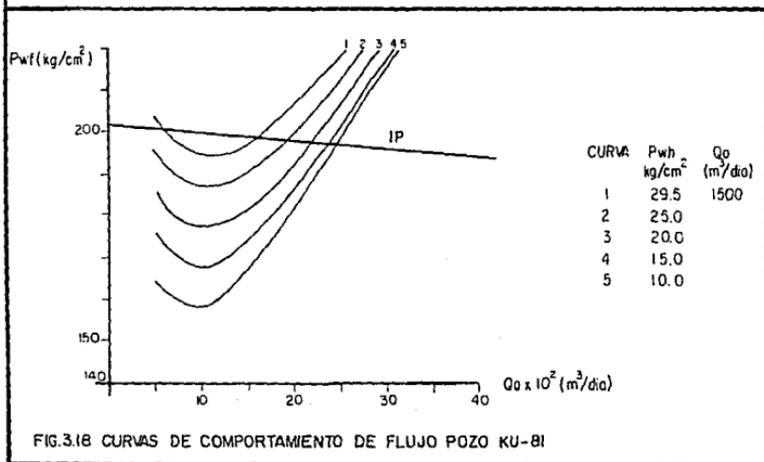


FIG.3.18 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO POZO KU-81

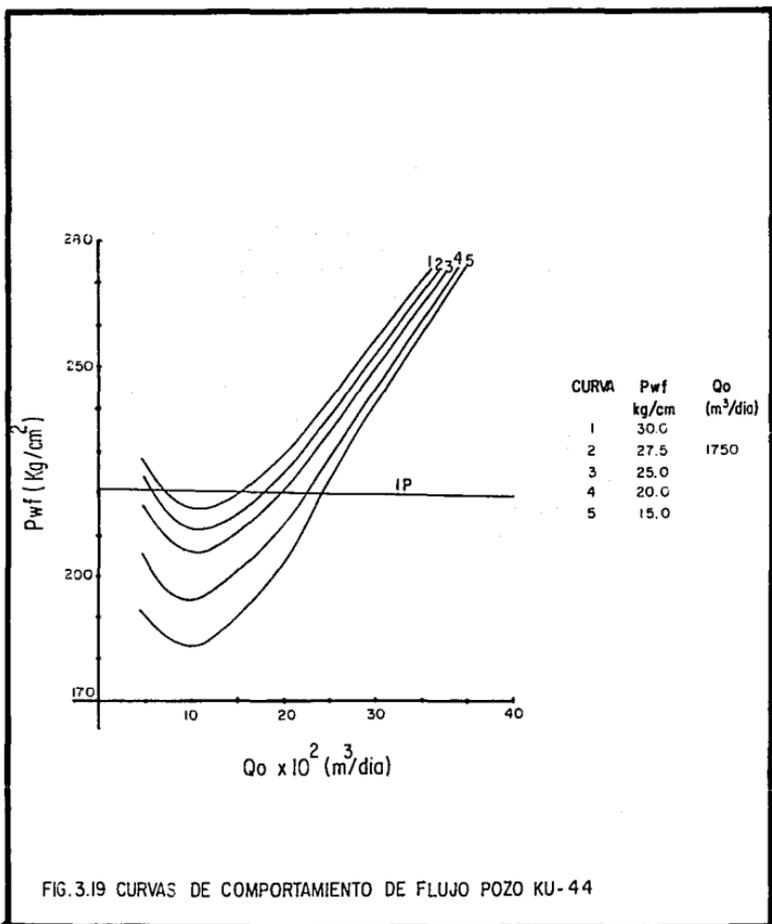


FIG.3.19 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO POZO KU-44

C A P I T U L O I V

IV. COMPORTAMIENTO DE IPR'S FUTURAS Y FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS VERTICALES.

IV.1 CONSIDERACIONES REFERENTES A LA PREDICCION DE IPR.

La experiencia ha mostrado que la combinación del trabajo de Vogel y Fetkovich puede usarse para predecir las curvas IPR.

Llamemos:

$$Pwf' = Pws - (Pws - Pwf)FE \quad \text{-----4.1}$$

Tal que $Pwf' = Pwf$ para $FE=1$, y de aquí que la ec. 4.1 también es aplicable en este caso.

La ec. anterior puede resolverse para gastos que correspondan a cualquier Pwf' con la siguiente ecuación:

$$q_o = q_o \text{ max } [1 - 0.2(Pwf'/Pws) - 0.8(Pwf'/Pws)^2] \quad \text{--4.2}$$

Donde:

$$q_o = \frac{q_o \text{ prueba}}{1 - 0.2(Pwf'/Pws) - 0.8(Pwf'/Pws)^2} \quad \text{--4.3}$$

y Pwf' puede obtenerse de la ecuación 4.1 para las condiciones de prueba, $q_o \text{ max}$ representa el gasto máximo para el pozo sin daño.

La base de aplicación de Standing y la ecuación de Vogel para un pozo sin daño, dañado o estimulado es la igualdad de que un pozo dañado con una presión fluyente de fondo Pwf , fluye al mismo gasto que un pozo no dañado con una presión fluyente de fondo Pwf' .

A. Procedimiento de Vogel y Fetkovich para obtener las curvas IPR.

1. Resuelva la ecuación 4.3 para q_o max.
2. escoja valores de P_{wf} por encima y debajo de las condiciones de prueba y resuelva para obtener valores de P_{wf}' .
3. Use la ecuación 4.2 para encontrar los gastos correspondientes para los valores tomados de P_{wf} en el paso 2.
4. Grafique en coordenadas $\log\text{-}\log P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ vs q_o . Se obtendrá una línea recta, representada por la ecuación 4.5. La pendiente de la línea recta es igual a $1/n$. Una vez que n es conocida se puede resolver para J_o' a partir de la condición de prueba, fig 4.1.a.
5. Una vez que la relación presión-gasto está dado en la forma de la ecuación 4.5, se puede colocar en coordenadas cartesianas, como mas adelante se ilustra, la cual es útil para el análisis del sistema. Las ecuaciones 4.4 y 4.6 tambien muestran su utilidad en la predicción de las curvas futuras de IPR, y se puede usar en conjunto con el método descrito.

B. Método de Standing.

1. Calcule el índice de productividad para las condiciones presentes de:

$$J_{I1}^* = \frac{1.8 \cdot J}{1 + 0.8(P_{wf}/P_{ws})} \quad \text{-----4.4}$$

2. Ajuste el valor obtenido de la ecuación 4.4 para índices de productividad futuros por medio de la ecuación de la relación de Standing.

$$\frac{J2^*}{J1^*} = \frac{(Kro / u_{oBO})_2}{(Kro / u_{oBO})_1} \text{-----} 4.5$$

$$J2^* = \frac{(Kro / u_{oBO})_2}{(Kro / u_{oBO})_1} (J1^*) \text{-----} 4.5$$

3. Calcule la IPR futura usando la siguiente ecuación:

$$q_o = J2^* (Pws_2 / 1.8) [1 - 0.2(Pwf/Pws_2) - 0.8(Pwf/Pws_2)^2] \text{-----} 4.6$$

La relación para la predicción de las curvas futuras de IPR, ecuación 4.10, es explicable por si misma.

Ecuación de Fetkovich para predecir curvas de flujo futuras para pozos de aceite.

$$q_o = Jo' (Pws^2 - Pwf^2)^n \text{-----} 4.9$$

$$q_o = Jo'_1 (Pws_2/Pws_1) (Pws_2^2 - Pwf^2)^n \text{-----} 4.10$$

donde Jo' fué determinada a Pws₁ y estamos interesados en predecir el gasto cuando la presión estática es Pws₂.

Las ecuaciones anteriores muestran que a condiciones futuras:

$$q_o = Jo'_2 (Pws_2^2 - Pwf^2)^n \text{-----} 4.7$$

donde:

$$Jo'_2 = Jo'_1 (Pws_2 / Pws_1) \text{-----} 4.8$$

De ahí que la ecuación 4.6 pueda usarse para estimar la IPR a cualquier nivel de presión futura, siempre que J_o' sea conocida a las condiciones presentes o a cualquier condición base.

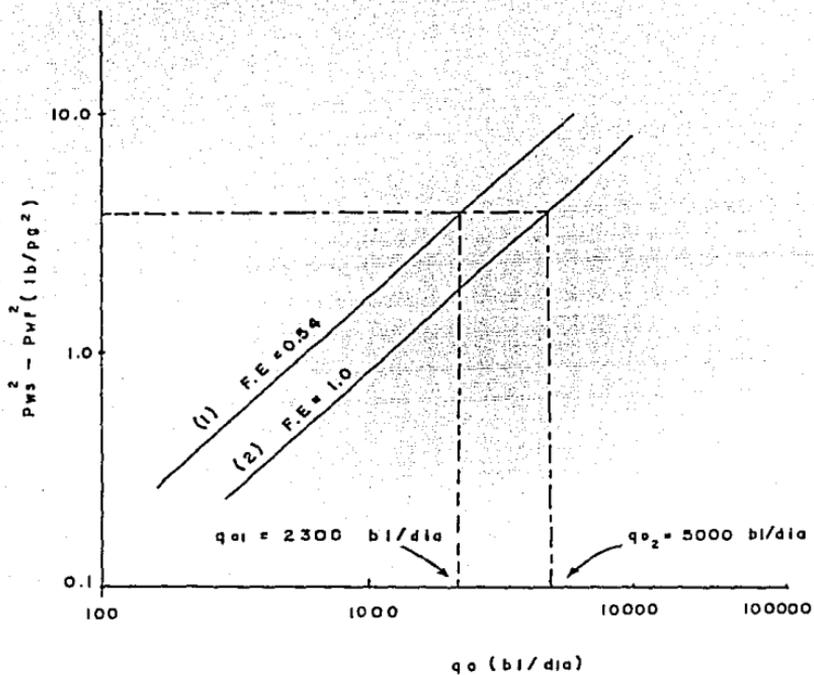


Fig. 4.1.a. CURVAS DE CONTRA-PRESION EN POZO DE PETROLEO

IV.2 ESTIMACION DE LA PRESION ESTATICA A FUTURO.

La estimación de la presión estática a futuro la podemos determinar en cuatro formas.

a. Lineal $y = a + bx$

b. Logarítmica $y = a + b \ln x$

c. Potencial $y = a x^b$

d. Exponencial $y = a e^{bx}$

Para desarrollar cualquiera de las ecuaciones anteriores necesitamos tener mas de dos registros de presión estática tomados a diferentes tiempos y medidas al nivel medio del intervalo productor, como mas adelante se observa.

Sea la siguiente tabla para asignar las variables del primer renglón, a las variables de los renglones correspondientes.

	A	B	Xi	Yi
Lineal	a	b	xi	yi
Logarítmica	ln a	b	xi	ln yi
Potencial	a	b	ln xi	yi
Exponencial	ln a	b	ln yi	yi

donde:

$$A = (\sum yi - B \sum xi) / n$$

$$B = \frac{(\sum xi \cdot yi - (\sum xi \sum yi) / n)}{\sum xi^2 - (\sum xi)^2 / n}$$

$$R^2 = \frac{A\sum y_i + b\sum x_i y_i - 1/n(\sum y_i)^2}{\sum (y_i)^2 - 1/n(\sum y_i)^2}$$

Cuando $R^2 \approx 1$ tendremos la solución mas exacta.

En este campo se realizaron los cálculos con la ecuación exponencial debido a que se comprobó en otros campos y es la que nos da mejores resultados.

IV.3 METODO DEL PUNTO PIVOTE PARA DETERMINAR LAS CURVAS DE IPR FUTURAS.

El método del Punto Pivote es el que utilizaremos para realizar el estudio por su fácil manejo y resultados que arroja.

El procedimiento es el siguiente:

1. Determinar el gasto a la presión de burbuja del pozo, con la siguiente ecuación:

$$q_b = \frac{7.08 \times 10^{-3} K h (P_{ws} - P_b)}{M O B o (\ln r_e / r_w - 3/4)}$$

$$q_b = IP(P_{ws} - P_b) ; IP = \frac{q_o}{(P_{ws} - P_{wf})}$$

2. Determinar q_o max.

$$q_o \text{ max} = q_b + \frac{IP P_b}{1.8}$$

3. Dadas las pruebas de producción, determinar $q_o \max_1$ y $q_o \max_2$.

$$q_o \max(1,2) = \frac{q_o}{(1-0.2(Pwf/Pws)-0.8(Pwf/Pws)^2)} \quad 4.11$$

4. Determinar el gasto máximo a futuro por medio de las siguientes ecuaciones:

$$q_o \max_f = A Pws_f^2 / (Pws_f + n) \quad \text{-----}4.12$$

donde:

$$A = (Pws_1 - Pws_2) / ((Pws_1 / q_{\max_1}) - (Pws_2 / q_{\max_2})) \quad \text{-----}4.13$$

$$n = Pws_1 ((APws_1 / q_{\max_1}) - 1)$$

para Pws menor que Pb.

IV.4 BASES Y PROCEDIMIENTOS DE ESTUDIO.

Se seleccionan solo 5 pozos de este campo para fines del estudio, debido a que el analizar 21 pozos serían muchos datos.

Los pozos se seleccionan de acuerdo a su profundidad, ángulo de desviación y tipo de aparejo empleado, tomando un pozo por plataforma.

Los pozos a analizar son los siguientes:

KU-A	23, 41
KU-F	63
TK-47	47
TK-89	87

Para cada uno de estos pozos se determina la curva de comportamiento de flujo en la tubería vertical, partiendo de la presión en cabeza, al fondo del pozo, para diferentes presiones en cabeza con el fin de definir cual es el diámetro óptimo de aparejo para que el pozo se explote adecuadamente. La intersección entre estas curvas y la curva de IPR nos darán el gasto de producción del pozo así como también el tiempo de vida de éste.

También se determinan las curvas de IPR futuras para diferentes años, desde 1988 hasta 1993; para observar en que tiempo el pozo dejará de fluir con ese diámetro de aparejo, si es posible cambiar a otro o si es necesario implantarle un sistema artificial de producción.

Las corridas para determinar las curvas de flujo multifásico se realizaron con el programa ejecutable del IMP y que tiene por

nombre FLUPROD, que ajusta directamente el método de cálculo para las condiciones del pozo.

Después de obtener resultados y llevarlos a la gráfica se analizarán éstos y se obtendrán una serie de conclusiones sobre las condiciones del pozo en cuanto a su vida fluyente por propia energía.

Se especifican los tipos de aparejos de producción utilizados para las corridas incluyendo con el que actualmente cuenta el pozo. También se definen características y propiedades de los fluidos.

Se indican las pruebas de producción efectuadas en la historia del pozo así como también los registros de presión estática tomados durante la vida del pozo.

IV.5 OBTENCION NUMERICO Y GRAFICO DE IPR FUTURA Y CURVAS DE COM-
PORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERIAS VERTICALES.

1. Pozo KU-23 Plataforma KU-A

a. Aparejo de producción

Long. T.P.(md)	Diam. T.P.(pg)	W(lb/pie)
162.71	4.5	9.5
1175.44	7.0	17.0
1201.22	4.5	9.5
1207.63	3.5	7.7

Long. T.R.(md)	Diam. T.R.(pg)	W(lb/pie)
2696.80	7.0	17.0
3497.50	4.5	9.5

b. Características y propiedades

$$Pws = 210.6 \text{ Kg/cm}^2 = 3018.14 \text{ lb/pg}^2$$

$$Pb = 180 \text{ Kg/cm}^2 = 2556.00 \text{ lb/pg}^2$$

$$f_o = 0.90$$

$$Bo = 1.4 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$\mu_o = 1.7 \text{ cp}$$

$$f_g = 0.97$$

$$re = 1312.34 \text{ pie}$$

$$rw = 0.34 \text{ pie}$$

$$RGA = 107 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$T_y = 113.87 \text{ }^\circ\text{C}$$

c. Pruebas de producción

Se efectuaron dos pruebas de producción, y son las siguientes

	I	II
q_0 (bpd)	13500	12984
Pws (lb/pg ²)	3123.86	2982.00
Pwf (lb/pg ²)	3099.86	2959.28
Fecha	Abr/87	Mar/88

d. Registros de presión estática

Fecha	Pws (Kg/cm ²)	Prof (md)	Pws a nmip
3-abr-87	215.3	3435	219.99
20-jul-87	214.4	3435	219.00
10-feb-88	206.9	3435	211.60
12-ago-88	143.7	2680	205.00

$$\text{nmip} = 3447.5 \text{ md} = 3018.19 \text{ mv}$$

$$\text{ang.} = 36.65^\circ$$

e. Estimación de la presión estática

Sustituyendo en ecuaciones del inciso IV.2 se obtienen los siguientes resultados:

X_i (años)	Y_i (Kg/cm ²)
87.32	219.99
87.58	219.00
88.16	211.60
88.66	205.00

de ecuación exponencial se tiene:

$$A = 26593.24$$

$$B = -5.49 \times 10^{-2}$$

la predicción de la Presión Estática a futuro es:

X_i (años)	Y_i (Kg/cm ²)	
89.0	201.65	
91.0	180.70	
91.1	180.00	Pb
93.0	161.92	
95.0	145.10	

Determinamos el gasto máximo con la ecuación 4.11 para las dos pruebas de producción efectuadas.

$$q_o \max_1 = 1\ 181\ 166.81 \text{ bpd}$$

$$q_o \max_2 = 1\ 055\ 476.00 \text{ bpd}$$

Con la ecuación 4.12 obtenemos el gasto máximo futuro correspondiente a cada presión estática obtenida anteriormente a diferentes tiempos.

Año	P_{ws_f} (lb/pg ²)	$q_o \max_f$ (bpd)	q_b (bpd)
88	2982.00	1055476	243450
89	2863.43	987,188	175689
91	2565.00	816642	5143
91.1	2556	811499	-
93	2299.26	573985	-
95	2060.42	447579	-

Con ecuaciones de Vogel para cálculo de IP o IPR se obtienen los siguientes resultados:

Pwf lb/pg ²	q _o (bpd) 88	q _o (bpd) 89	q _o (bpd) 91	q _o (bpd) 93
2500	275161	207380	36834	-
2000	530659	462712	292165	126694
1500	736440	668359	497812	303660
1000	892502	824320	653774	437198
500	998847	930597	760050	527306

Por facilidad de manejo de unidades graficamos la IPR en el sistema internacional de unidades, MKS.

q _o (m ³ /dia)	Pwf(Kg/cm ²) 89	Pwf(kg/cm ²) 91	Pwf(Kg/cm ²) 93
4000	198.6	177.6	
500	202.3	180.3	
3491			160.2
1727			158.5

Los resultados anteriores se grafican en las figuras 4.b.1, 4.b.2 y 4.b.3.

f. Selección del método de cálculo.

Se hicieron corridas para diferentes diámetros de aparejos y diferentes presiones en cabeza del pozo.

Método de cálculo: Beggs- Brill

Cálculo de Rs : Vaz - Beggs

Cálculo de Bo : Standing

Cálculo de μ_o : Beal - Chew

Pwh (Kg/cm²)

23

20

18

Tipos de aparejos seleccionados.

Long.	Ø (pg)	Ø (pg)	Ø (pg)	Ø (pg)
m	1	2	3	4
162.7	4.5	4.5	4.5	4.5
1175.4	7	4.5	3.5	5.5
1201.2	4.5	4.5	3.5	5.5
1207.6	4.5	4.5	3.5	5.5
1798.5	9.625	9.625	9.625	9.625
2696.7	7	7	7	7
3497.5	4.5	4.5	4.5	4.5

El diámetro de la tabla anterior se refiere al nominal, el diámetro interior se obtiene con el peso y el grado de la tubería.

g. Resultados de las corridas de flujo multifásico vertical.

Pwh Kg/cm ²	q _o m ³ /dia	Pwf Kg/cm ² 1	Pwf Kg/cm ² 2	Pwf Kg/cm ² 3	Pwf Kg/cm ² 4
26	500	204.28	200.02	207.81	200.27
	1000	192.81	200.16	231.65	192.94
	1500	192.52	213.02	270.03	197.88
	2000	203.83	237.16	314.82	212.72
	2500	218.98	261.69	358.66	231.39
	3000	234.91	286.16	402.70	250.43
	3500	250.39	312.94	449.74	269.32
23	500	198.11	194.71	203.23	194.77
	1000	187.22	195.61	228.71	187.67
	1500	187.39	209.37	267.88	193.28
	2000	199.51	234.33	313.46	209.01
	2500	215.33	259.55	357.65	228.47
	3000	232.02	284.55	401.65	248.47
	3500	248.15	311.48	449.05	267.32
19	500	159.75	149.33	157.19	154.55
	1000	156.95	151.18	191.25	144.65
	1500	159.37	170.77	231.22	155.51
	2000	167.07	194.33	273.71	171.94
	2500	179.83	219.00	317.59	189.91
	3000	193.70	243.76	360.56	208.80
	3500	208.69	269.00	404.94	227.14

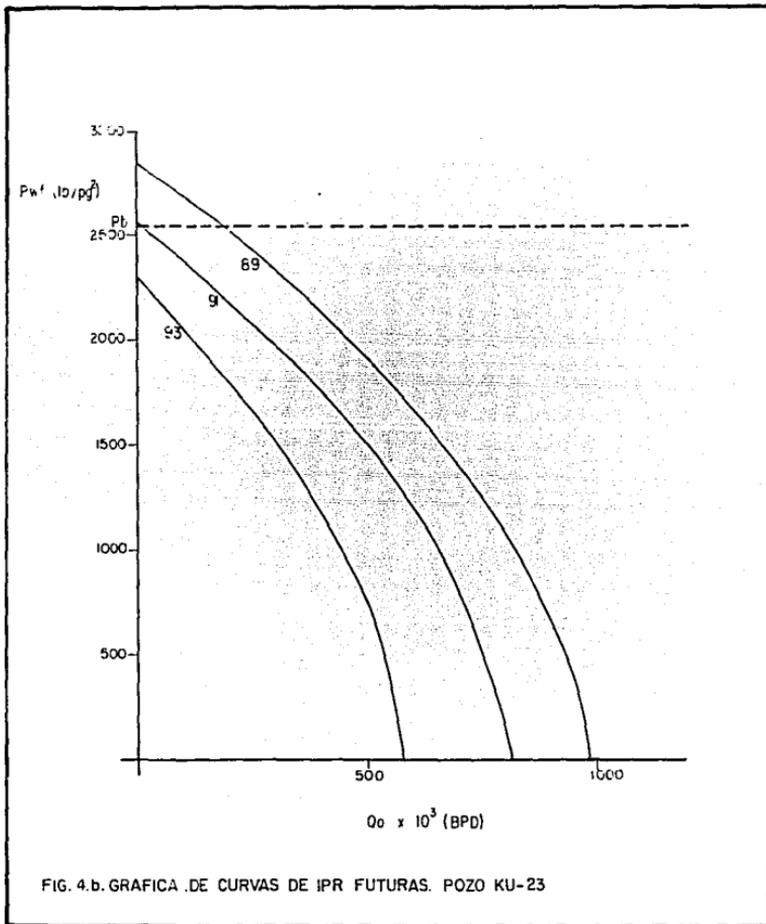


FIG. 4.b. GRAFICA .DE CURVAS DE IPR FUTURAS. POZO KU-23

CURVA	APAREJO	P_{wh} (kg/cm ²)	IP (m ³ /día/kg/cm ²)
1	4 1/2" - 7" - 4 1/2"	26	938
2	4 1/2"		
3	4 1/2" - 3 1/2"		
4	4 1/2" - 5 1/2"		

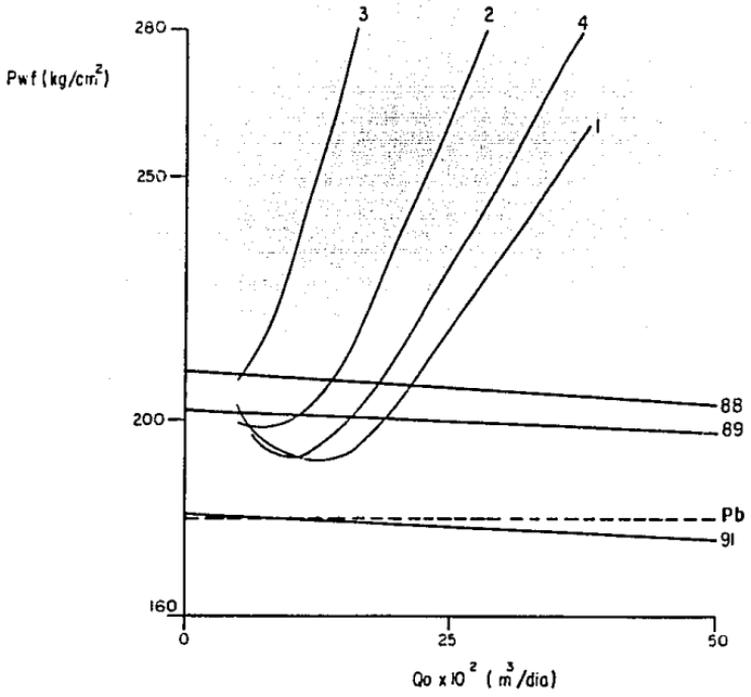


FIG.4.b.i.CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-23 PARA DIFERENTES APAREJOS DE PRODUCCION CON $P_{wh}=29$ Kg/cm².

CURVAS	APAREJO	P_{wh} (kg/cm^2)
1	$4\frac{1}{2}'' - 4\frac{1}{2}''$	23
2	$4\frac{1}{2}''$	
3	$4\frac{1}{2}'' - 3\frac{1}{2}''$	
4	$4\frac{1}{2}'' - 5\frac{1}{2}''$	

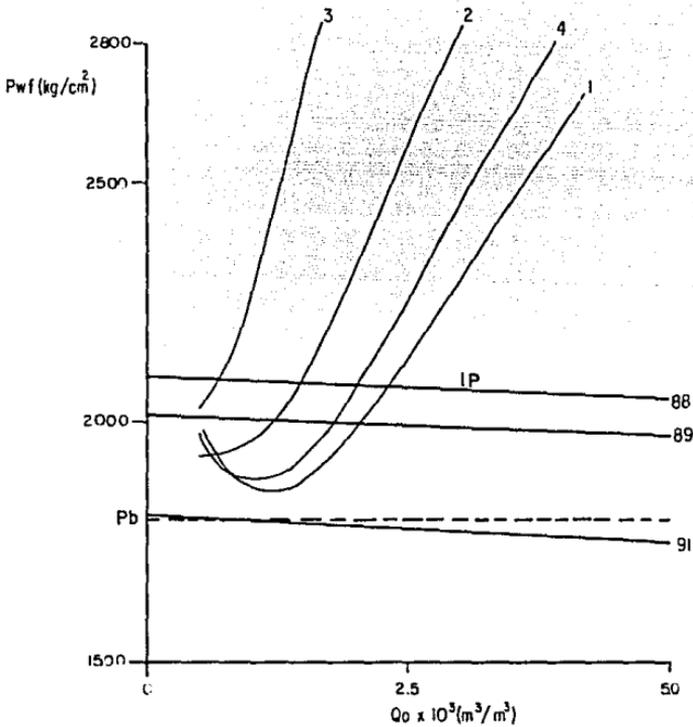


FIG.4.b.2. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-23 PARA UNA $P_{wh} = 23 \text{ kg}/\text{cm}^2$.

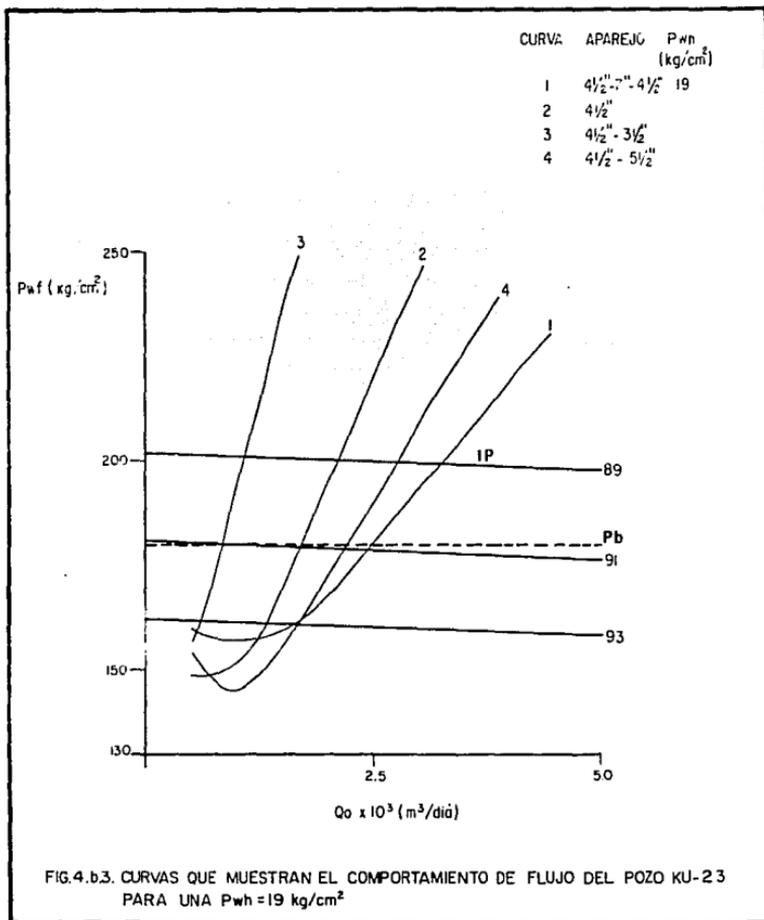


FIG.4.b.3. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-23 PARA UNA $P_{wh} = 19$ kg/cm²

2. Pozo KU-41 plataforma KU-A

a. Aparejo de producción.

Long.T.P. (md)	Ø T.P. (pg)	W (lb/pie)
155.05	4.5	9.5
1713.06	7	26
1734.85	4.5	12.75

Long.T.R. (md)

3003.00	7	17
3069	4.5	9.5

b. Características y propiedades.

$$P_{ws} = 193.93 \text{ Kg/cm}^2 = 2753.81 \text{ lb/pg}^2$$

$$f_g = 0.98$$

$$T_f = 107.89 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Los otros parámetros son los mismos que los del KU-23.

c. Pruebas de producción

Del expediente del pozo se seleccionaron dos pruebas de producción adecuadas.

	Prueba I	Prueba II
Fecha	jul-87	mar-88
q_o (bpd)	14504	12000
P_{ws} (lb/pg ²)	2828.78	2753.81
P_{wf} (lb/pg ²)	2812.74	2737.76

d. Registro de presión estática.

Fecha	Pws(kg/cm ²)	Prof (md)	Pws a nmip
12-feb-84	245.1	2692	243.53
19-ago-84	236.3	2692	234.73
27-ene-85	231.1	2692	229.53
31-oct-85	220.8	2692	219.23
12-mar-86	212.3	2649	213.78
09-feb-88	188.3	2596	193.93

nmip = 3069.0 md = 2670 mv

ang. = 29.5 °

e. Registro de presión estática a futuro.

Los valores anteriores de tiempo y presión se cambian a otra tabla en la que el tiempo se pone en fracción.

Xi(años)	Yi(Kg/cm ²)
84.17	243.83
84.66	234.73
85.10	229.53
85.67	219.23
86.25	213.78
88.17	193.93

con la ecuación exponencial se obtienen los siguientes resultados de:

$$A = 8.66 \times 10^{-2}$$

$$B = 0.3019$$

que por regresión exponencial obtenemos la presión estática a otros tiempos.

X_i (años)	Y_i (Kg/cm ²)	
89	183.88	
89.37	180	Pb
91	164.28	
93	146.78	
95	131.11	

Determinamos el gasto máximo con la ecuación 4.11 para las dos pruebas de producción.

$$q_o \max_1 = 1530677 \text{ bpd}$$

$$q_o \max_2 = 1209572 \text{ bpd}$$

Con la ecuación 4.12 obtenemos el gasto máximo futuro correspondiente a cada año y presión estática obtenida anteriormente.

Año	P_{ws_f} (lb/pg ²)	$q_o \max_f$ (bpd)	q_b (bpd)
88	2753.81	1209572	147895
89	2611.10	1102873	41196
89.37	2556.00	1061677	-
91	2332.78	448989	-
93	2084.28	278950	-
95	1861.76	185697	-

Puntos de IPR ver fig.4.c

Para obtener los puntos de la curva IPR o IP se sustituye el gasto máximo, suponiendo diferentes valores de presión en la ecuación de Vogel. Observe que el yacimiento es bajosaturado y se toman en cuenta los dos casos.

Pwf lb/pg ²	q _o (bpd) 88	q _o (bpd) 89	q _o (bpd) 91	q _o (bpd) 93
2500	189356	82657	-	-
2000	523404	416706	107851	19938
1500	792450	685751	242260	123218
1000	996493	889795	344453	200813
500	1135534	1028835	413229	252724

Los resultados anteriores se grafican en las figuras 4.c.1, - 4.c.2, 4.c.3, 4.c.4, en donde se obtienen valores intermedios de Pwf con la ecuación de Vogel.

f. Comportamiento de flujo en la tubería vertical y selección del método de cálculo.

Se hicieron corridas para diferentes diámetros de aparejos y diferentes presiones en cabeza del pozo.

Método de cálculo: Orkiszewski

Cálculo de Rs : Lasater

Cálculo de Bo : Standing

Cálculo de μ_o : Beggs-Robinson

Tipos de aparejos seleccionados.

Long. m	Ø (pg) 1	Ø (pg) 2	Ø (pg) 3	Ø (pg) 4	Ø (pg) 5
155.0	4.5	4.5	3.5	4.5	4.5
1713.1	7	4.5	3.5	5.5	3.5
1734.9	7	4.5	3.5	5.5	3.5
3003.0	7	7	7	7	7
3069.0	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5

El diámetro de la tabla anterior se refiere al nominal, el diámetro interior se obtiene con el peso y el grado de la tubería.

g. Resultados de las corridas de flujo multifásico vertical.

Pwh Kg/cm ²	q _o m ³ /dia	Pwf	Pwf	Pwf	Pwf
		Kg/cm ² 1	Kg/cm ² 2	Kg/cm ² 3	Kg/cm ² 4
29	500	183.73	176.71	183.18	179.82
	1000	175.22	178.28	215.81	173.72
	1500	174.94	191.63	258.25	177.22
	2000	179.38	210.04	303.91	185.93
	2500	186.76	230.40	353.57	197.44
	3000	196.18	251.87	408.73	210.74
	3500	206.86	274.06	470.42	224.92
25	500	167.80	155.75	161.62	159.21
	1000	157.54	150.38	194.72	151.84
	1500	162.02	169.13	243.91	156.59
	2000	166.38	190.52	290.49	166.24
	2500	171.51	212.26	340.54	179.48
	3000	179.17	234.42	395.53	192.31
	3500	188.92	256.94	457.30	206.19
20	500	154.45	142.10	150.27	147.37
	1000	145.63	138.82	186.67	139.36
	1500	149.25	158.47	239.37	144.41
	2000	154.00	181.98	287.32	155.22
	2500	160.47	205.75	337.94	170.65
	3000	169.31	229.40	393.67	184.34
	3500	180.64	252.66	455.20	199.31
18	500	149.41	135.74	145.87	142.83
	1000	140.47	134.20	183.51	133.66
	1500	144.65	154.32	237.59	139.79
	2000	149.23	179.30	286.32	151.44
	2500	155.90	203.64	336.77	167.13
	3000	165.48	227.30	392.59	181.16
	3500	177.31	250.78	454.62	196.57

CURVA	APAREJO	Pwf (kg/cm ²)	IP (m ³ /dia/kg/cm ²)
1	4 1/2" - 7	29	1727
2	4 1/2"		
3	3 1/2"		
4	4 1/2" - 5 1/2"		

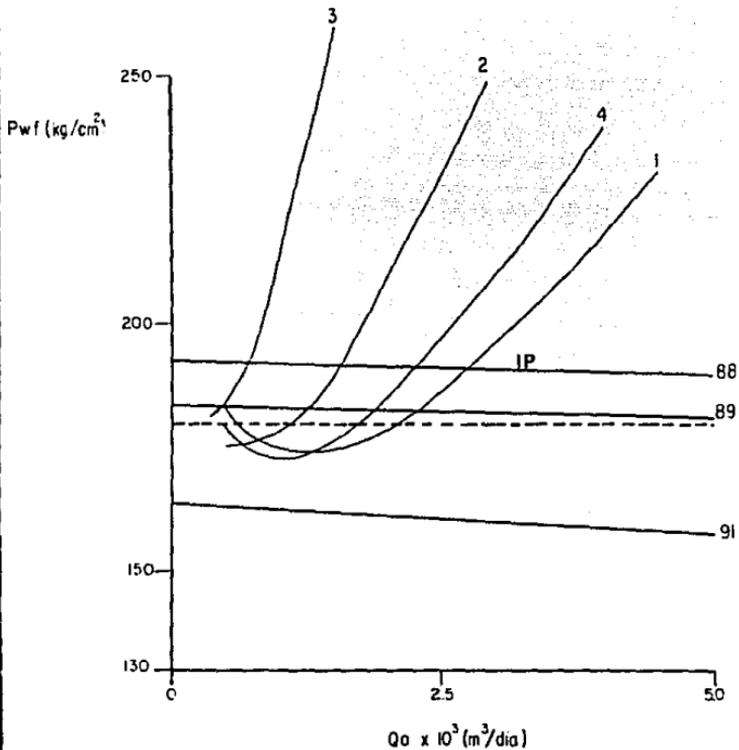


FIG.4.C.1 CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-41 PARA DIFERENTES APAREJOS DE PRODUCCION. Y Pwf = 29 kg/cm²

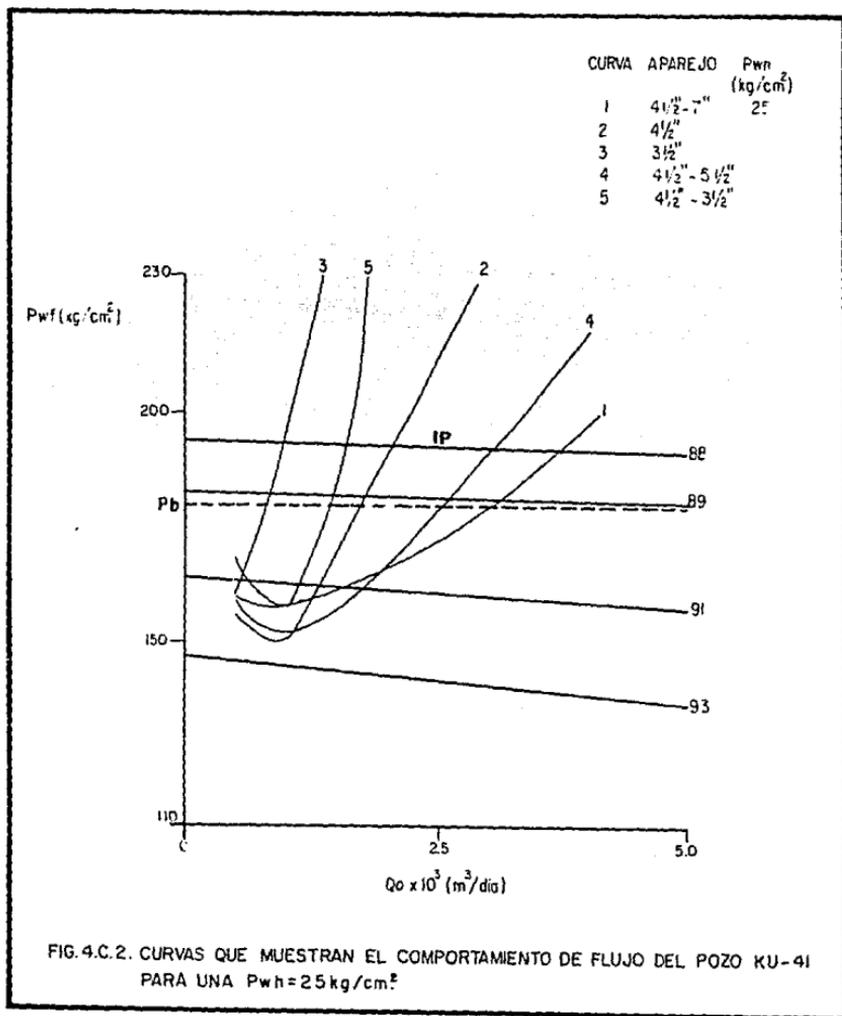


FIG.4.C.2. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-41 PARA UNA $P_{wh} = 25 kg/cm^2$.

CURVA	APAREJO	Pwh (kg/cm ²)
1	4 1/2" - 7	20
2	4 1/2"	
3	3 1/2"	
4	4 1/2" - 5 1/2"	

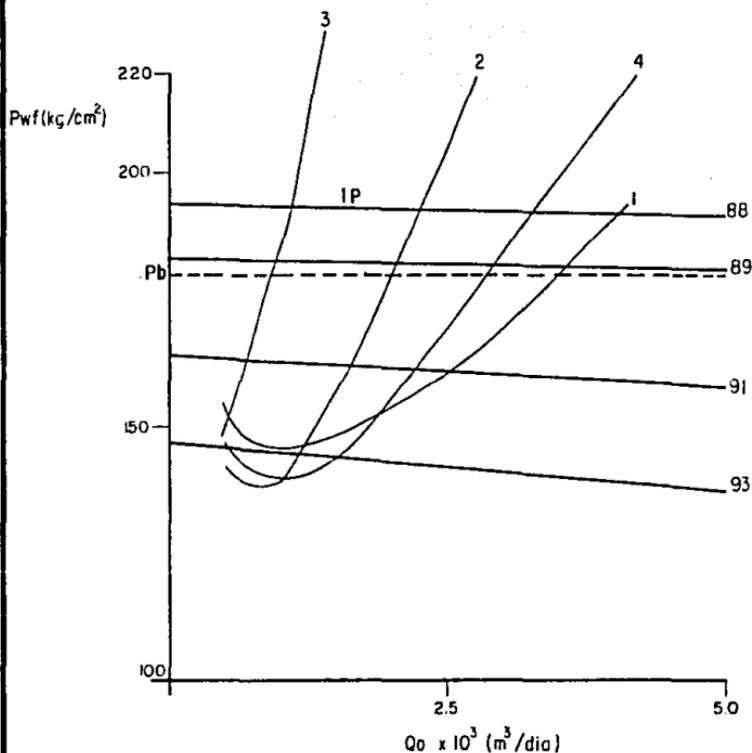


FIG. 4.C.3. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-41 PARA UNA Pwh = 20 kg/cm²

CURVA	APAREJO	P_{wh} (kg/cm^2)
1	4 1/2" - 7"	15
2	4 1/2"	
3	3 1/2"	
4	4 1/2"	

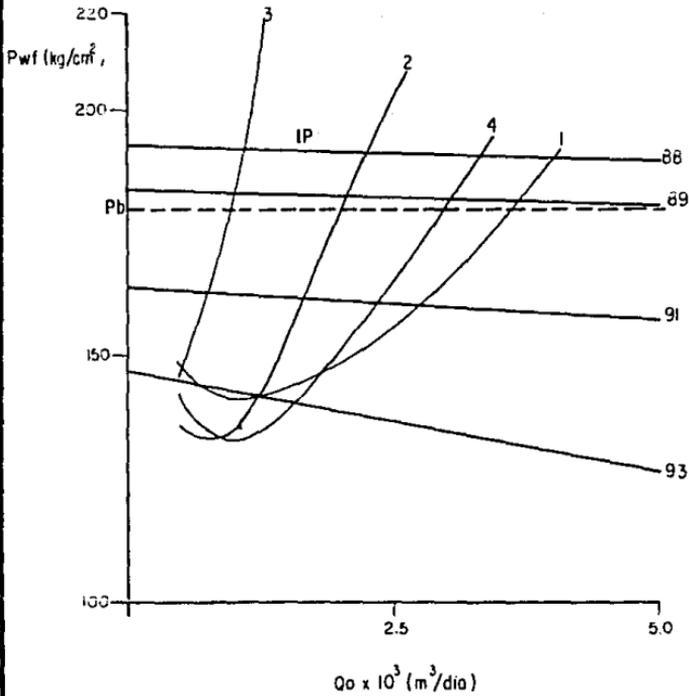


FIG.4.C.4. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-41 PARA UNA $P_{wh} = 15 \text{ kg}/\text{cm}^2$

3. Pozo KU-63 plataforma KU-F

a. Aparejo de producción

Long.T.P. (md)	Ø T.P. (pg)	W(lb/pie)
158.27	4.5	12.75
1774.36	7	26.00
1802.21	4.5	12.75

Long.T.R. (md)	Ø T.R. (pg)	W(lb/pie)
3506.40	7	17
3825.00	4.5	9.5

b. Características y propiedades.

$$Pws = 204.4 \text{ Kg/cm}^2 = 2902.76 \text{ lb/pg}^2$$

$$T_f = 116.68 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$Gp = 0.075 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$$

Los otros parámetros son los mismos que los del Ku-23.

c. Pruebas de producción

Del expediente del pozo se seleccionaron dos pruebas de producción adecuadas.

	Prueba I	Prueba II
Fecha	jul-85	jun-89
Q_o (bpd)	13000	9412
Pws (lb/pg ²)	3351.2	2902.5
Pwf (lb/pg ²)	3294.4	2848.5

d. Registro de presión estática.

Fecha	Pws(Kg/cm ²)	Prof (md)	Pws a nmip
06-jul-85	236.0	2909	234.8
18-jun-86	223.9	2909	222.7
24-jun-88	104.1	1556	204.4

$$nmip = 2893.5 \text{ mv}$$

$$ang = 40.71^\circ$$

e. Registro de presión estática a futuro.

Los valores de tiempo de la tabla anterior se cambian a valor de tiempo en fracción y se colocan en la siguiente tabla.

Xi(años)	Yi(Kg/cm ²)
85.58	234.8
86.50	222.7
88.50	204.4

con la ecuación exponencial se obtienen los resultados de :

$$A = 9.45$$

$$B = -4.67 \times 10^{-2}$$

que por regresión exponencial obtenemos la presión estática a futuro.

Xi(años)	Yi(Kg/cm ²)	
89	199.3	
91	181.5	
91.2	180	Pb
93	165.3	
95	150.6	

Determinamos el gasto máximo con la ecuación 4.11, para las dos pruebas de producción.

$$q_o \max_1 = 506992 \text{ bpd}$$

$$q_o \max_2 = 308128 \text{ bpd}$$

Con la ecuación 4.12 obtenemos el gasto máximo futuro correspondiente a cada nivel de presión estática determinada anteriormente.

Año	$P_{ws_f} (\text{lb/pg}^2)$	$q_o \max_f (\text{bpd})$	$q_b (\text{bpd})$
88	2902.5	308128	60438
89	2830.1	295502	47811
91	2577.3	251406	3715
93	2347.3	163194	-
95	2138.5	126414	-

Los puntos de la curva IPR a futuro ver la fig. 4.d.1

Para obtener los puntos de la curva IPR o IP se sustituye el gasto máximo, suponiendo diferentes valores de presión en la ecuación de Vogel. Observe que el yacimiento es bajosaturado y se toman en cuenta los dos casos.

P_{wf} lb/pg^2	$q_o (\text{bpd})$ 88	$q_o (\text{bpd})$ 89	$q_o (\text{bpd})$ 91	$q_o (\text{bpd})$ 93
2500	70110.9	57484	13388	-
2000	148044.6	135418	91322	40604
1500	210813.2	198186	154091	89023
1000	258416.6	245789	201694	125594
500	290854.9	278227	234133	150318

Pwf lb/pg ²	q _o (bpd) 88	q _o (bpd) 89	q _o (bpd) 91	q _o (bpd) 93
2850	9157.5			
2780	23367.7	8738.9		
2500			13387.9	
2450			21863.8	
2300				5866
2250				11952
2200				17919

Los resultados anteriores se grafican en las figuras 4.d.1, - 4.d.2, 4.d.3, 4.d.4, en donde se obtienen valores intermedios de gastos para diferentes Pwf, tambien se grafican los puntos del comportamiento de flujo en la tuberfa vertical.

f. Comportamiento de flujo en la tuberfa vertical y selecci3n del m3todo de c3lculo.

Se hicieron corridas para diferentes di3metros de aparejos - y diferentes presiones en cabeza del pozo con el siguiente m3todo de c3lculo.

M3todo de c3lculo : Beggs-Brill
C3lculo de Rs : Vaz-Beggs
C3lculo de Bo : Standing
C3lculo de μ_o : Beal_Chew

Los di3metros que aparecen en la siguiente tabla se refieren a di3metros nominales; con el peso y el grado de la tuberfa deter_{minamos} el di3metro interior.

Tipos de aparejos seleccionados.

Long.	Ø (pg)				
m	1	2	3	4	5
158.27	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
1774.36	7	4.5	3.5	5.5	7
1802.21	4.5	4.5	3.5	5.5	7
3506.40	4.5	7	7	7	7
3825.00	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5

g. Resultado de las corridas de flujo multifásico vertical.

Pwh Kg/cm ²	q _o m ³ /dia	Pwf	Pwf	Pwf	Pwf
		Kg/cm ² 1	Kg/cm ² 2	Kg/cm ² 3	Kg/cm ² 4
29	500	207.35	199.16	209.49	199.81
	1000	205.94	207.16	251.78	197.40
	1500	217.93	233.74	305.08	210.59
	2000	236.08	259.85	355.42	228.60
	2500	258.06	285.12	408.81	247.10
	3000	282.55	313.51	467.46	265.23
	3500	309.73	343.05	532.62	285.06
25	500	198.84	191.45	203.19	191.77
	1000	189.62	200.69	247.71	189.95
	1500	195.29	227.89	302.74	203.86
	2000	209.11	255.99	353.77	223.05
	2500	223.45	281.76	407.51	243.15
	3000	238.11	310.58	466.35	261.94
	3500	254.04	340.47	531.65	282.29
20	500	186.92	180.28	194.31	180.25
	1000	178.89	191.84	241.25	179.81
	1500	185.13	220.02	298.00	194.66
	2000	200.49	250.09	349.63	215.22
	2500	216.44	276.70	403.50	237.29
	3000	232.63	306.05	462.22	256.71
	3500	248.81	336.32	527.21	277.51
15	500	173.11	169.07	187.74	167.80
	1000	168.70	185.44	239.12	171.03
	1500	177.34	215.88	298.06	188.14
	2000	194.88	248.20	350.62	211.30
	2500	212.69	276.10	405.10	235.07
	3000	230.42	306.37	464.31	255.67
	3500	247.45	337.19	529.94	277.19

CURVA	APAREJO	Pwh (kg/cm ²)	IP (m ³ /día/kg.cm ²)
1	4½"-7"-4½"	29	393.6
2	4½"		
3	4½" - 3½"		
4	4½" - 5½"		
5	4½" - 7"		

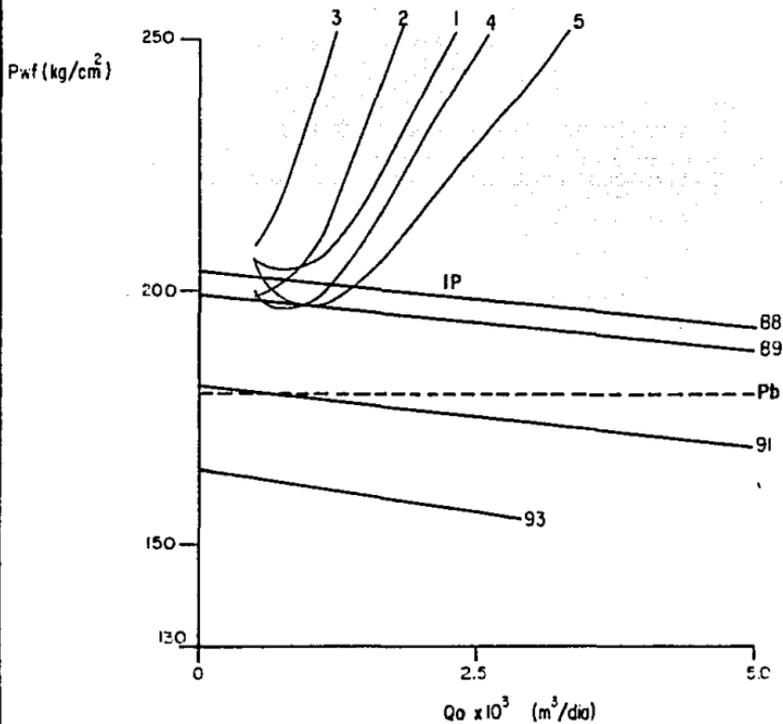
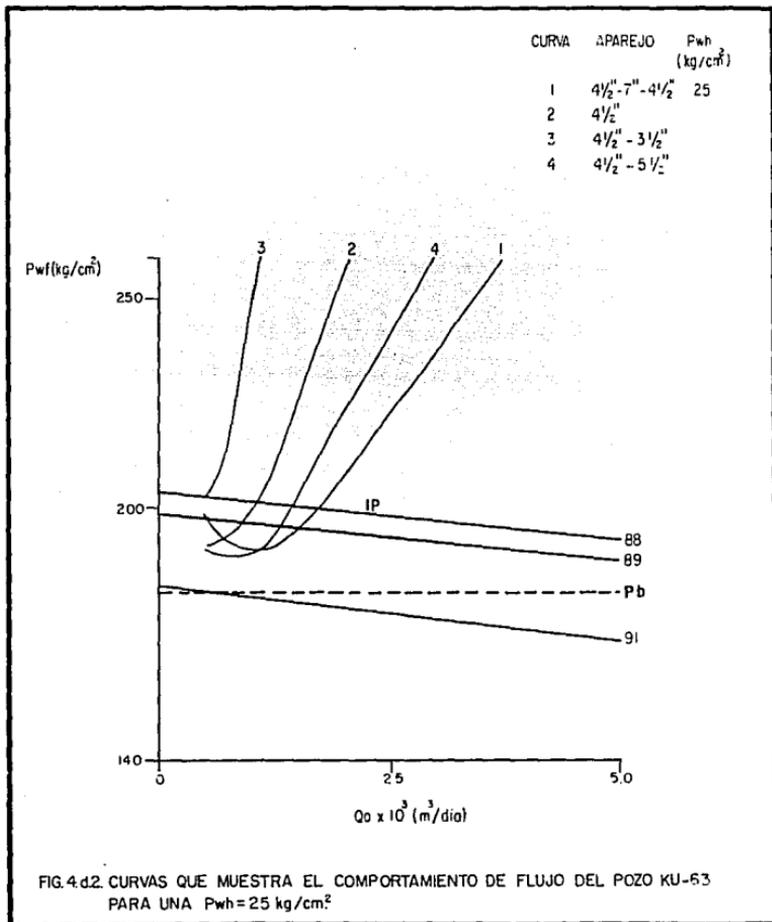


FIG.4.d.I. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-63 PARA DIFERENTES APAREJOS DE PRODUCCION Y Pwh=29 kg/cm².



CURVA:	APAREJO	Pwh (kg/cm ²)
1	4 1/2" - 1" - 4 1/2"	20
2	4 1/2"	
3	4 1/2" - 3 1/2"	
4	4 1/2" - 5 1/2"	

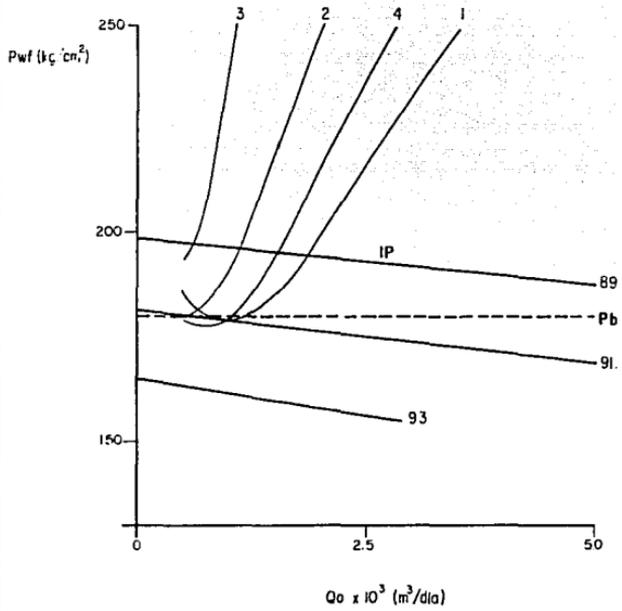


FIG.4.d.3. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-63 PARA UNA Pwh=20 Kg/cm.²

CURVA	APAREJO	P_{wh2} (kg/cm ²)
1	4 1/2" - 7" - 4 1/2"	15
2	4 1/2"	
3	4 1/2" - 3 1/2"	
4	4 1/2" - 5 1/2"	

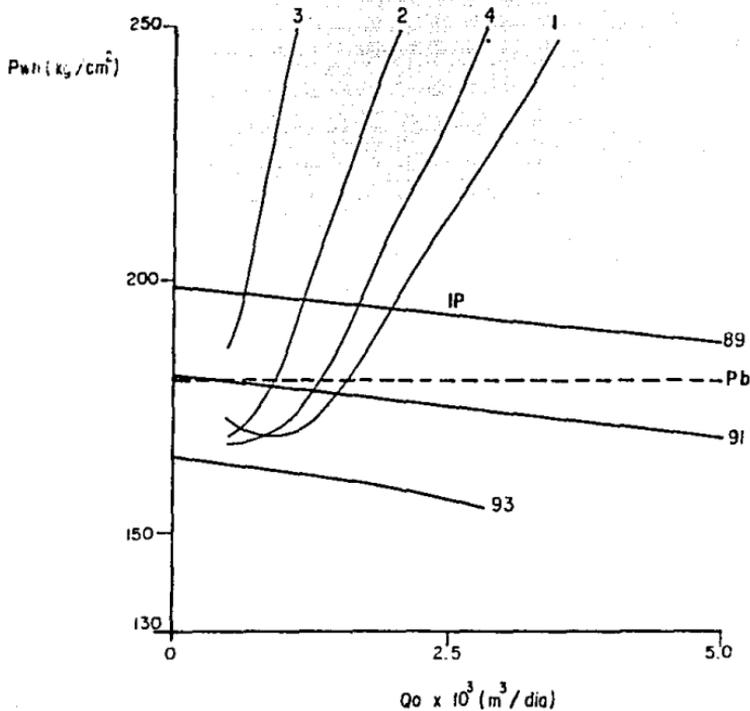


FIG.4.d.4. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-63 PARA UNA $P_{wh}=15 \text{ kg/cm}^2$.

4. Pozo KU-47 del tetrapodo TK-47

a. Aparejo de producción

Long.T.P. (md)	Ø T.P. (pg)	W(lb/pie)
187.99	4.5	12.75
1738.9	7	26.00
1902.38	4.5	12.75

Long.T.R. (md)	Ø T.R. (pg)	W(lb/pie)
2784.00	7	17
2859.50	7	9.5

b. Características y propiedades.

$$P_{ws} = 205 \text{ Kg/cm}^2 = 2911 \text{ lb/pg}^2$$

$$T_f = 111.77 \text{ }^\circ\text{C}$$

Los otros parámetros son los mismos que los del pozo KU-23.

c. Pruebas de producción

Del expediente del pozo se seleccionaron dos pruebas de producción alecuadas.

	Prueba I	Prueba II
Fecha	abr-81	-
q_o (bpd)	15239	11847
P_{ws} (lb/pg ²)	4387.8	2911.00
P_{wf} (lb/pg ²)	4367.9	2891.12

d. Registro de presión estática.

Fecha	Pws (Kg/cm ²)	Prof (md)	Pws a nmip
04-sep-82	279.1	2794	284.04
17-sep-83	258.3	2794	263.29
03-ene-84	255.3	2794	260.14
03-sep-84	242.1	2780	248.09
05-oct-85	233.2	2853	233.72
05-feb-86	221.3	2780	227.29

NMIP = 2859.50 mv

ang. = 0 °

e. Registro de presión estática a futuro.

Los valores anteriores de tiempo se cambian a otra tabla en la que el tiempo se pone en fracción de años.

Xi (años)	Yi (Kg/cm ²)
82.75	284.04
83.75	263.20
84.00	260.14
84.75	248.09
85.80	233.72
86.16	227.29

con la ecuación exponencial se obtienen los siguientes resultados de:

$$A = 53635.86$$
$$B = -6.34 \times 10^{-2}$$

que por regresión exponencial obtenemos la presión estática a diferentes tiempos

X_i (años)	Y_i (Kg/cm ²)	
89	189.89	
89.8	180	Pb
91	167.27	
93	147.35	
95	129.80	

Determinamos el gasto máximo para las dos pruebas de producción, con la ecuación 4.11.

$$q_o \max_1 = 2490160.6 \text{ bpd}$$

$$q_o \max_2 = 1057773.6 \text{ bpd}$$

Con la ecuación 4.12 obtenemos el gasto máximo futuro correspondiente a cada nivel de presión estática determinada anteriormente.

Año	P_{ws_f} (lb/pg ²)	$q_o \max_f$ (bpd)	q_b (bpd)
89	2696.4	929888.6	83668
89.8	2556	846220.6	-
91	2375.6	695416.4	-
93	2092.4	536139.3	-
95	1843.2	413648.6	-

Los puntos de las curvas IPR a futuro ver la fig. 4.e .

Para obtener los puntos de la curva IPR o IP se sustituye el gasto máximo, suponiendo diferentes valores de presión en la ecuación de Vogel. Observe que el yacimiento es bajosaturado y se toman en cuenta los dos casos.

Pwf lb/pg ²	q _o (bpd) 89	q _o (bpd) 91	q _o (bpd) 93	q _o (bpd) 95
2500	116715			
2000	382971	183851	41780	
1500	597417	385402	238844	127164
1000	760052	538246	386926	271360
500	870875	641484	486024	366855

Para valores de Pwf considerados dentro del gasto del pozo ob tenemos la siguiente tabla.

Pwf lb/pg ²	q _o (bpd) 89	q _o (bpd) 91	q _o (bpd) 93	q _o (bpd) 95
2670	14385			
2650	26734			
2350		13217		
2300		39073		
2050			19379	
2000			41780	
1830				5315
1800				17269

Los resultados anteriores se grafican en las figuras 4.e.1 4.e.2, 4.e.3, tambien se grafican los puntos de comportamiento de flujo en la tubería vertical.

f. Comportamiento de flujo en la tubería vertical y selección del método de cálculo.

El método de cálculo con el que se realizaron las corridas es el siguiente:

Método de cálculo : Beggs-Brill
Cálculo de Rs : Lasater

Cálculo de Bo : Standing
Cálculo de μ_0 : Beal-Chew

Tipos de aparejos seleccionados.

Long.	\emptyset (pg)				
m	1	2	3	4	5
187.99	4.5	4.5	3.5	4.5	4.5
1738.99	4.5	3.5	3.5	5.5	7
1902.38	4.5	3.5	3.5	5.5	7
2784.00	7	7	7	7	7
2859.50	7	7	7	7	7

Los diámetros que aparecen en la tabla anterior son diámetros nominales; con el peso y el grado de la tubería determinamos el diámetro interior.

g. Resultados de las corridas de flujo multifásico vertical.

Pwh Kg/cm ²	Q _o m ³ /día	Pwf Kg/cm ² 1	Pwf Kg/cm ² 2	Pwf Kg/cm ² 3	Pwf Kg/cm ² 4
23.5	500	185.93	182.75	196.16	199.93
	1000	184.24	196.54	238.19	246.51
	1500	192.22	220.51	284.38	295.86
	2000	201.71	241.54	332.62	347.45
	2500	213.00	264.92	384.61	403.3
	3000	225.22	288.99	441.79	464.53
	3500	237.52	313.60	505.28	532.87
20	500	177.48	174.48	174.32	189.29
	1000	176.69	189.95	178.03	234.44
	1500	185.54	215.99	194.46	282.17
	2000	196.74	238.38	210.74	331.09
	2500	208.69	262.58	225.84	383.45
	3000	221.72	287.19	242.23	440.84
	3500	234.66	312.16	259.11	504.46
18	500	171.94	172.34	169.84	169.31
	1000	173.60	172.28	186.36	173.85
	1500	184.10	181.84	213.41	190.91
	2000	196.67	194.09	236.80	208.28
	2500	209.66	206.55	261.36	224.14
	3000	224.54	219.80	286.27	240.89
	3500	239.39	233.37	311.47	258.05

CURVA	APAREJO	P_{wh} (kg/cm^2)
1	4 1/2"	23.5
2	4 1/2" - 3 1/2"	
3	3 1/2"	
4	4 1/2" - 5 1/2"	

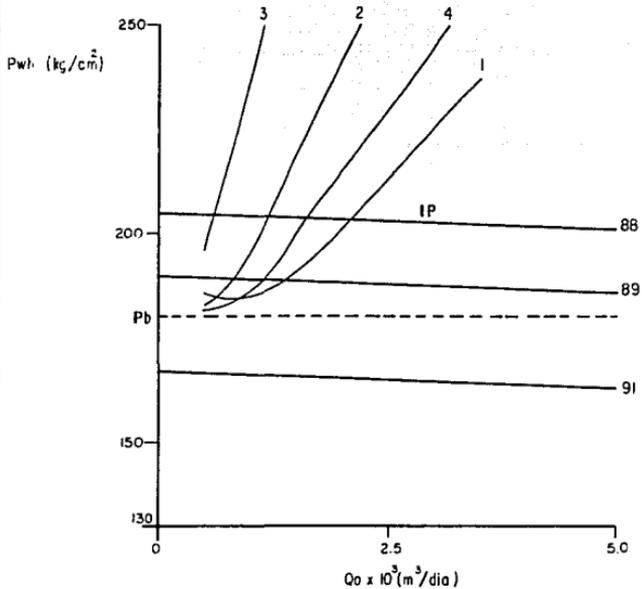
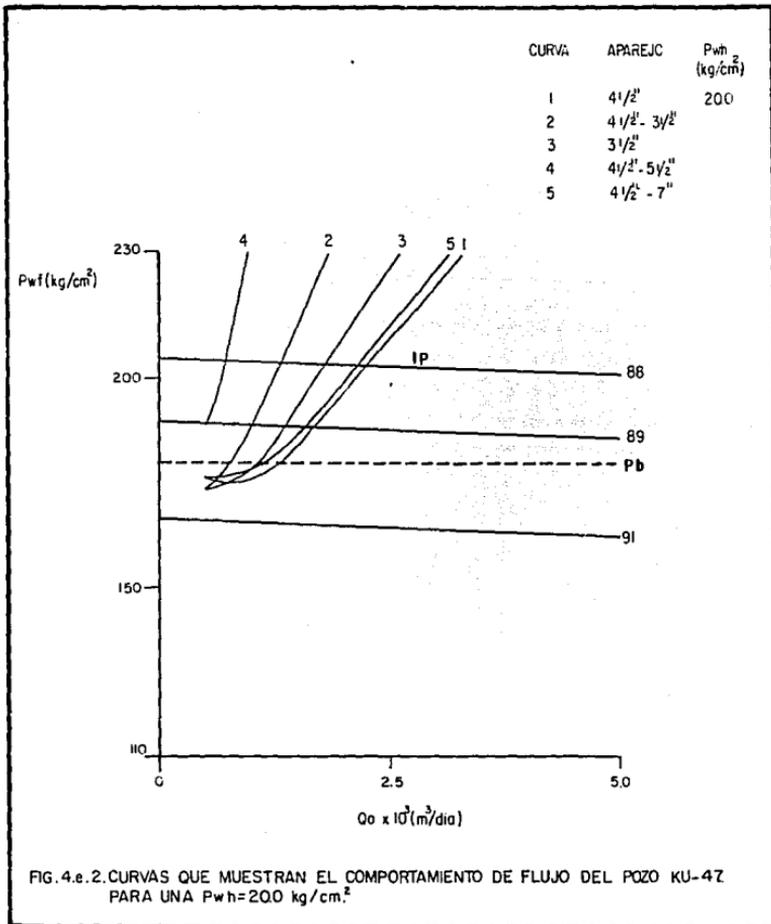


FIG.4.e.i. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-47 PARA DIFERENTES APAREJOS DE PRODUCCION Y $P_{wh} = 23.5 \text{ kg}/\text{cm}^2$



CURVA	APAREJO	P _{wh} (kg./cm ²)	IP (m. d.c./kg/cm ²)
1	4 1/2"	18	13.37
2	4 1/2" - 3 1/2"		
3	3 1/2"		
4	4 1/2" - 5 1/2"		

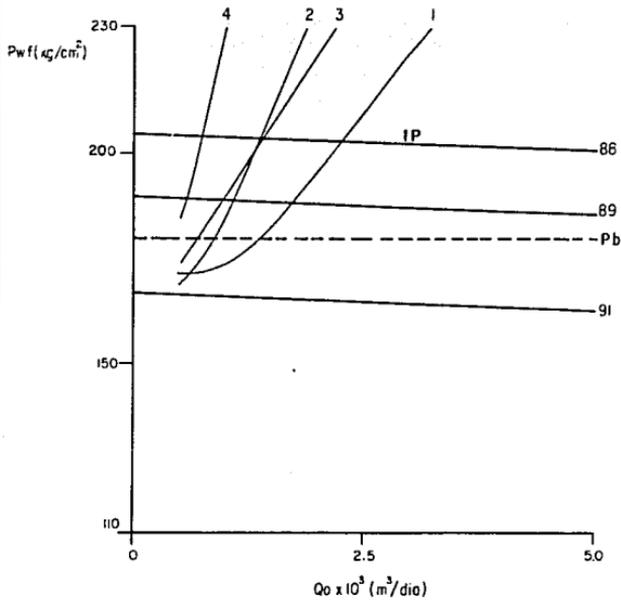


FIG.4.e3. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-47 PARA UNA $P_{wh}=18 \text{ kg}/\text{cm}^2$

5. Pozo KU-87 del tetrápodo TK-89.

a. Aparejo de producción

Long.T.P. (md)	Ø T.P.(pg)	W(lb/pie)
159.69	4.5	12.75
1365.64	7	38
1402.44	4.5	9.5

Long.T.R. (md)	Ø T.R.(pg)	W(lb/pie)
1407.00	9.625	17
2947.00	7	9.5
3002.00	7	17

b. Características y propiedades.

$$P_{ws} = 200 \text{ Kg/cm}^2 = 2840 \text{ lb/pg}^2$$

$$T_f = 109 \text{ }^\circ\text{C}$$

c. Pruebas de producción

Del expediente del pozo se seleccionaron dos pruebas de producción y son las siguientes:

	Prueba I	Prueba II
Fecha	jun-81	abr-88
q_o (bpd)	18328	11208
P_{ws} (lb/pg ²)	4234.4	2840.0
P_{wf} (lb/pg ²)	4211.7	2817.28

d. Registro de presión estática

Fecha	Pws (Kg/cm ²)	Prof (mv)	Pws a nmip
21-may-81	298.9	2741	301.3
15-sep-83	256.4	2741	258.8
02-nov-84	239.9	2741	242.3
10-abr-88	200.0	2773	200.0

nmip = 2773.0 mv

ang. = 22.5 °

e. Registro de presión estática a futuro.

Cambiando el tiempo en fracción de años tenemos que:

Xi (años)	Yi (Kg/cm ²)
81.42	301.3
83.75	258.8
84.20	242.3
88.25	200.0

por regresión exponencial obtenemos la presión estática a futuro.

Xi (años)	Yi (Kg/cm ²)	Pb
88	197.4	
89	188.9	
89.8	180.0	
91	167.8	
93	149.0	
95	132.0	

Determinamos el gasto máximo con la ecuación 4.11, para las dos pruebas de producción.

$$q_o \max_1 = 2499462 \text{ bpd}$$

$$q_o \max_2 = 840586 \text{ bpd}$$

Con la ecuación 4.12 determinamos el gasto máximo futuro correspondiente a cada nivel de presión estática calculada anteriormente.

Año	Pws_f (lb/pg ²)	$q_o \max_f$ (bl/día)	q_b (bpd)
89	2682.4	851633	62353
91	2382.8	546502	-
93	2115.8	412480	-
95	1874.4	311686.7	-

El yacimiento es bajosaturado actualmente, pero en fechas posteriores el yacimiento será saturado por lo que se toman en cuenta los dos casos. En la siguiente tabla se observan los pun de la IPR para cada año especificado.

Pwf lb/pg ²	q_o (bpd) 89	q_o (bpd) 91	q_o (bpd) 93	q_o (bpd) 95
2500	89714			
2000	310161	146749	39647	
1500	487711	304439	188140	102115
1000	622365	423628	299776	207458
500	714121	504316	374556	277315

Pwf	q _o (bpd)	q _o (bpd)	q _o (bpd)	q _o (bpd)
lb/pg ²	89	91	93	95
2660	10111			
2600	40477			
2360		9372		
2300		33654		
2100			5526	
2050			22770	
1850				7261
1800				21876

Los resultados anteriores se grafican en las figuras 4.f.1, - 4.f.2, 4.f.3, 4.f.4, en donde se obtienen valores intermedios de gastos para diferentes Pwf, tambien se grafican los puntos del comportamiento de flujo en la tubería vertical.

f. Comportamiento de flujo en la tubería vertical y selección del método de cálculo.

Se hicieron corridas para diferentes diámetros de aparejos - y diferentes presiones en cabeza del pozo con el siguiente método de cálculo.

Método de cálculo : Beggs-Brill
 Cálculo de Rs : Vaz-Beggs
 Cálculo de Bu : Vaz-Beggs
 Cálculo de λ_o : Standing

Los diámetros que aparecen en la siguiente tabla se refieren a diámetros nominales; con el peso y el grado de la tubería determinamos el diámetro interior.

Tipos de aparejos seleccionados.

Long. m	∅ (pg) 1	∅ (pg) 2	∅ (pg) 3	∅ (pg) 4	∅ (pg) 5
159.69	4.5	4.5	3.5	4.5	4.5
1365.64	7	3.5	3.5	5.5	4.5
1402.44	4.5	3.5	3.5	5.5	4.5
1407.00	9.625	9.625	9.625	9.625	9.625
2944.00	7	7	7	7	7
3002.00	7	7	7	7	7

g. Resultados de las corridas de flujo multifásico vertical.

Pwh Kg/cm ²	q _o m ³ /dia	Pwf Kg/cm ² 1	Pwf Kg/cm ² 2	Pwf Kg/cm ² 3	Pwf Kg/cm ² 4
24.9	500	196.82	194.02	205.16	194.90
	1000	187.09	196.04	243.84	187.35
	1500	191.64	216.28	290.98	196.72
	2000	204.59	241.25	334.45	212.63
	2500	217.12	263.78	377.84	230.15
	3000	230.63	284.94	423.68	245.04
	3500	243.43	306.72	473.71	259.30
23	500	190.23	196.22	188.34	
	1000	179.45	228.41	179.81	
	1500	184.20	274.71	189.17	
	2000	196.02	321.45	204.47	
	2500	209.80	364.19	222.51	
	3000	223.45	408.02	239.50	
	3500	237.34	454.79	253.79	
20	500	183.60	181.20	191.41	181.74
	1000	172.96	183.36	225.01	173.66
	1500	178.58	203.52	272.53	184.03
	2000	191.19	231.40	320.00	200.19
	2500	205.99	256.86	363.01	219.16
	3000	220.24	278.80	406.90	286.74
	3500	235.12	302.02	453.90	251.82
18	500	178.93	176.81	187.98	177.12
	1000	168.56	179.94	223.01	169.54
	1500	174.99	201.04	271.22	180.78
	2000	188.25	229.66	319.26	197.64
	2500	203.55	255.38	362.48	217.02
	3000	218.51	277.82	406.48	235.34
	3500	233.79	301.26	453.31	250.70

CURVA	APAREJO	P_{wh} (kg/cm ²)	IP: (m ³ /día / kg/cm ²)
1	4 1/2" - 7" - 4 1/2"	245	1100
2	4 1/2" - 3 1/2"		
3	3 1/2"		
4	4 1/2" - 5 1/2"		

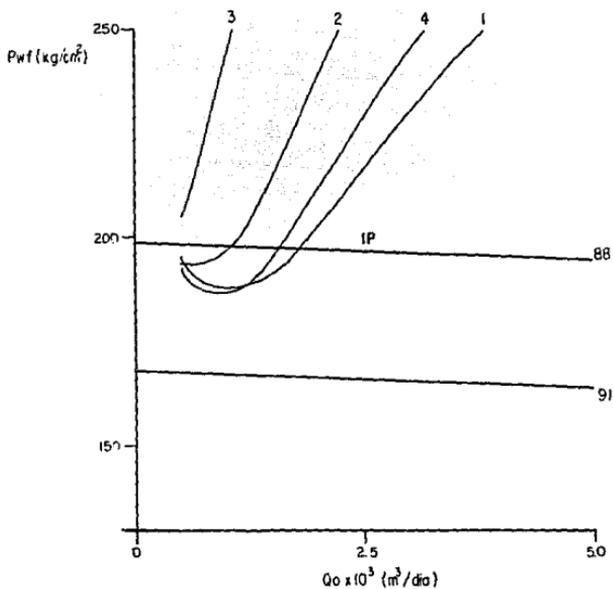


FIG. 4.1.1. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-87 PARA DIFERENTES APAREJOS DE PRODUCCION Y $P_{wh} = 24.5$ kg/cm²

CURVA	APAREJO	P_{wh} (kg/cm^2)
1	$4\frac{1}{2}'' - 7'' - 4\frac{1}{2}''$	23
2	$4\frac{1}{2}'' - 3\frac{1}{2}''$	
3	$3\frac{1}{2}''$	

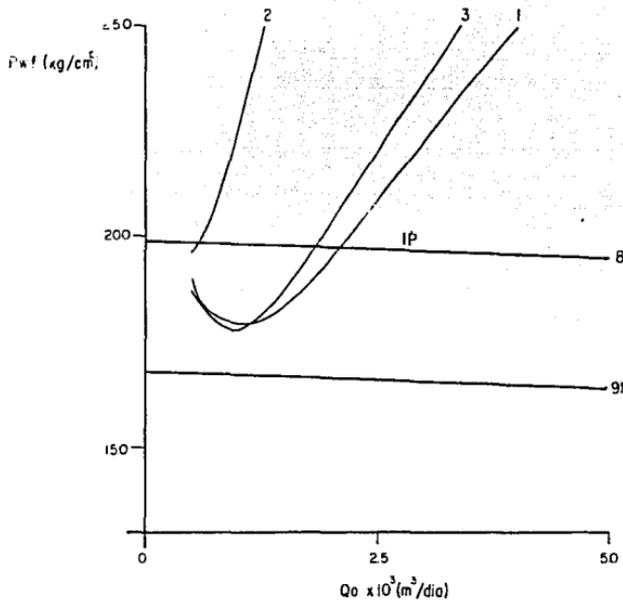


FIG.4.f.2. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-87 PARA UNA $P_{wh}=23 \text{ kg}/\text{cm}^2$.

CURVA	APAREJO	P _{wh} (kg/cm ²)	IP (m ³ /día/kg/cm ²)
1	4 1/2" - 7" - 4 1/2"	20	1100
2	4 1/2" - 3 1/2"		
3	3 1/2"		
4	4 1/2" - 5 1/2"		

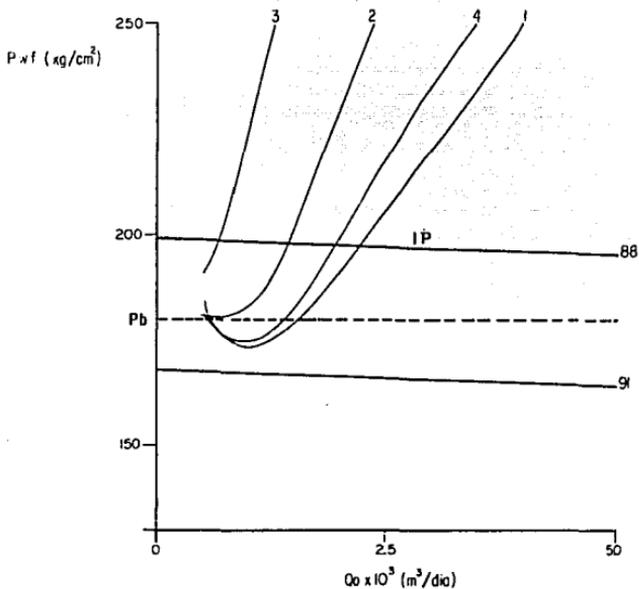


FIG.4.f.3. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-87 PARA DIFERENTES APAREJOS DE PRODUCCION Y $P_{wh} = 20 \text{ kg/cm}^2$.

CURVA	APAREJO	P _{wh} (kg/cm ²)	IP (m ³ /día/kg/cr.)
1	4 1/2" - 7" - 4 1/2"	18	1100
2	4 1/2" - 3 1/2"		
3	3 1/2"		
4	4 1/2"		

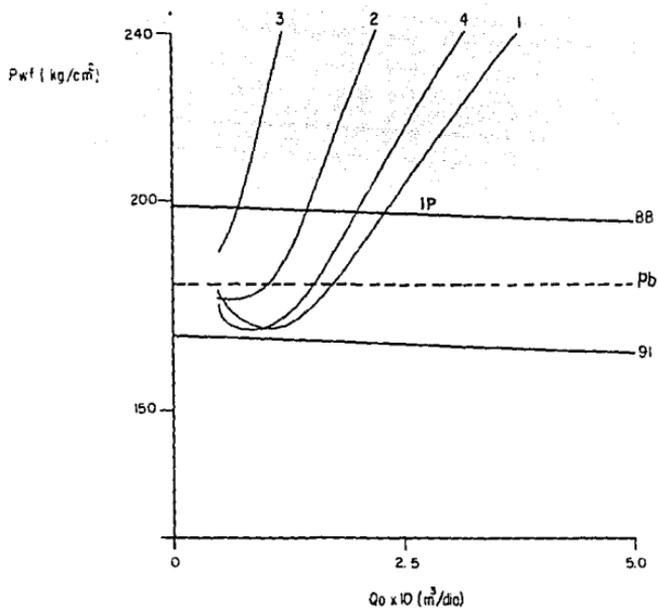


FIG. 4.f 4. CURVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO KU-B7 PARA UNA P_{wh} = 18 kg/cm.²

CAPITULO V

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La estimación de la caída de presión en una tubería vertical para flujo multifásico, es uno de los problemas más complejos en la práctica del campo Petrolero. Las soluciones de más éxito en este problema, implican cálculos de ensaye y error, en secciones subdivididas en patrones de flujo. El problema del F.M.F. es difícil de analizar, no hay dos métodos que den idénticos resultados para un conjunto dado de condiciones de flujo. En el capítulo III se hicieron las corridas de F.M.F. en tuberías verticales para 21 pozos. Los métodos escogidos para efectuar los cálculos son: BEGGS - BRILL, ORKISZEWSKI y HAGERDORN-BROWN. La precisión de estas correlaciones se determinó, por ensaye y error, ajustando cada uno de los pozos a las condiciones de gasto y presión fluyendo real; además comparando la caída de presión de los pozos.

Para obtener un modelo general de F.M.F. se requiere de mediciones precisas de caídas de presión y de los gastos, lo cual es un problema inherente para obtenerlo.

Se estudió un total de 21 pozos. Todos ellos con una profundidad alrededor de 3200 mts. En el inciso III.5 del capítulo III, subíndice a y b se muestran los valores de gastos y presión, además las diferentes P_{wh} , para las que se hicieron las corridas y el diámetro de aparejo actual de los pozos.

Cinco pozos fueron analizados para la predicción del comportamiento de flujo.

Se estimó la presión estática a futuro hasta el año de 1995 y se obtuvo la curva IPR para cada año.

Para diferentes presiones en cabeza se efectuaron los cálculos de F.M.F. vertical, así como también para diferentes diámetros de aparejo.

Lo anterior con la finalidad de determinar el diámetro de aparejo óptimo con el que la vida del pozo se prolongue sustancialmente; podemos determinar en un momento dado cuando el pozo va a dejar de fluir y la solución a dicho problema.

En la tabla siguiente se resume lo expuesto anteriormente.

POZO	METODO DE CALCULO	TIEMPO EN QUE LLEGA A PB.	APAREJO DE PRODUCCION OPTIMO
23	BEGGS-BRILL	ENE-91	1 y 4
41	ORKISZEWSKI	ABR-89	4
63	BEGGS-BRILL	MAR-91	4
47	BEGGS-BRILL	SEP-89	1 y 3
87	BEGGS-BRILL	SEP-89	1 y 4

Para consultar el aparejo óptimo de producción, ver tablas y gráficas del capítulo IV, para el pozo en cuestión.

De las gráficas que muestran las curvas de comportamiento de flujo se pueden obtener muchas conclusiones.

Entonces podemos afirmar y concluir que el diámetro óptimo de aparejo de producción es la combinación 4 1/2", 5 1/2" ó 4 1/2", 7", 4 1/2"; son los diámetros de aparejo más recomendados con los cuales la vida del pozo se puede prolongar considerablemente.

Como el yacimiento se encuentra bajosaturado, la fecha posible en la que se llegará a la presión de saturación será para 1990 aproximadamente.

De gráficas se puede decir que la fecha en la que los pozos dejarán fluir naturalmente será por el año 1995, cuando la presión en cabeza del pozo llegue a 15 kg/cm², entonces será necesario implantar un sistema artificial de producción.

El uso de estranguladores, deberá ser mayor a 1/2" puesto que utilizar diámetros menores provocarían flujo inestable, esto por estudios realizados en otros pozos.

Así mismo se deberá llevar un seguimiento continuo de cada pozo para detectar en que momento se producirá gas con el fin de intervenir el pozo, cambiando intervalo productor o cerrar el pozo para evitar una disminución rápida de la presión del yacimiento.

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

1. Trejo R.G.: "Actualización de Ajustes y Predicciones de Comportamiento Primario, Campos Abkatún, Pol, Chuc y KU-Mallob". 1986.
- 2.- Mejía D.V. y Gómez H.E.: "Análisis Preliminar para la Implantación de un Proceso de Inyección de Agua". 1988.
- 3.- INP-PENEX: "Análisis Nodal"
- 4.- Garaicochea P.F.: "Apuntes de Transporte de Hidrocarburos". Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 5.- Gómez Cabrera J.A.: "Apuntes de Producción de Pozos I" Facultad de Ingeniería, UNAM.

NOMENCLATURA

SIMBOLO	DEFINICION
ρ_{API}	DENSIDAD DEL ACEITE EN ρ_{API}
Bo	FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE (m^3 o e c.y/ m^3 o @ c.s)
BW	FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA (m^3 w e c.y/ m^3 w @ c.s)
BPD, bpd	BARRILES POR DIA
CAA	CONTACTO AGUA - ACEITE
CGA	CONTACTO GAS - ACEITE
d	DECLINACION DE PRESION
FE	EFICIENCIA DE FLUJO
hn	ESPESOR NETO
Iwe	INDICE DE EMPUJE POR ENTRADA DE AGUA AL YACIMIENTO
Iee	INDICE DE EMPUJE POR EXPANSION DEL SISTEMA
Isg	INDICE DE EMPUJE POR SEGRESION GRAVITACIONAL
IP, J	INDICE DE PRODUCTIVIDAD
IPR	COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO EN EL YACIMIENTO
K	PERMEABILIDAD MEDIA
mbvnm	METROS VERTICALES BAJO NIVEL DEL MAR
mdbnm	METROS DESARROLLADOS BAJO NIVEL DEL MAR
mbvbm	METROS VERTICALES BAJO MESA ROTARIA
mdbmr	METROS DESARROLLADOS BAJO MESA ROTARIA
M	RELACION DE MOVILIDADES, adim
N	VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE @ C.S.
Np	VOLUMEN ACEITE ACUMULATIVO PRODUCIDO @ C.S.
P	PRESION
Pws	PRESION DE FONDO ESTATICO
Pwf	PRESION DE FONDO FLUYENDO
Pwh	PRESION EN LA CABEZA DEL POZO
Pwsf	PRESION ESTATICA A FUTURO
PR	PLANO DE REFERENCIA
AP	CAIDA DE PRESION
qo maxf	GASTO MAXIMO A FUTURO
Qo, qo	GASTO DE ACEITE
RGA	RELACION GAS - ACEITE
RS	RELACION GAS DISUELTO-ACEITE

SIMBOLO

DEFINICION

T_y	TEMPERATURA DE YACIMIENTO
T_{sup}	TEMPERATURA DE SUPERFICIE
W	PESO DE LA TUBERIA
\emptyset	POROSIDAD
μ	VISCOSIDAD
ρ	DENSIDAD
λ	MOVILIDAD

SUBINDICES

i	INICIAL
b	SATURACION O BURBUJEO
f	FINAL
o	ACEITE
w	AGUA
g	GAS
MM	MILLONES
M	MILES