

21
2-y



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

DISEÑO DE TUBERIAS DE
PRODUCCION POR ESFUER-
ZOS Y POR CAPACIDAD DE
TRANSPORTE

T E S I S

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO
P r e s e n t a
José Angel Meza Ríos



México, D.F.



1991



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.

**DISEÑO DE TUBERIAS DE PRODUCCION POR ESFUERZOS Y POR
CAPACIDAD DE TRANSPORTE**

	<u>PAG.</u>
INTRODUCCION	1
I PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE TUBERIAS DE PRODUCCION POR ESFUERZOS.	5
I.1 DISEÑO ANALITICO	6
I.2 DISEÑO GRAFICO	14
I.3 ANALISIS DE LAS DEFORMACIONES DE LA T.P. POR EFECTO DE TEMPERATURA	33
I.4 APLICACIONES	37
II DISEÑO DE TUBERIA DE PRODUCCION POR CAPACIDAD DE TRANSPORTE	62
II.1 METODO DE POETTMANN-CARPENTER	69
II.2 METODO DE ORKISZEWSKI	74
II.3 APLICACIONES	90
III CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	113
NOMENCLATURA	116
REFERENCIAS	120

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

La apropiada selección, diseño e instalación de la tubería de producción es una parte importante dentro del programa de terminación de un pozo. La tubería deberá ser diseñada de una tamaño tal que, a través de ella, se pueda transportar el gas capaz de obtenerse de la formación productora; permitir la reparación, estimulación o fracturamiento a la formación de interés, y la de su utilización en proyectos de recuperación secundaria.

El procedimiento para el diseño de partes de tubería de producción por esfuerzos, es básicamente el mismo que se utiliza para el diseño de tuberías de revestimiento; lo cual implica realizar el diseño restando los esfuerzos a los que es sometida, como tensión, Colapso y Presión interna.

Es conocido también, que una tubería de producción se expande o contrae cuando se ve sometida a cambios de presión, temperatura o cambios en la densidad de los fluidos.

El análisis matemático de estos esfuerzos es importante, para prevenir sus efectos, de lo contrario, es frecuente encontrar en el campo problemas que generalmente se traducen en roturas de tuberías, deformaciones permanentes en boías, disminución de la presión en el aparejo y atascamientos con empacadores cuando no son adecuados para soportar dichos efectos.

Para realizar el diseño de la carta de tubería de producción por su capacidad de flujo, se hace uso de las correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales que existen en la literatura petrolera, y por medio de ellas, poder determinar el diámetro de tubería que proporcione las menores caídas de presión en el pozo, que es en donde se pierde la mayor parte de la presión, con lo cual es posible obtener un aumento en la vida productiva del yacimiento y disminuir los costos en futuras intervenciones.

A lo largo del análisis que se realiza, se hablará del diseño de tubería de producción en forma combinada e ir. forma uniformes, tomando en cuenta las anteriores consideraciones y presentando el diseño gráfico como una herramienta más para el diseño de cartas de producción.

También se presentan dos programas de cómputo, los cuales corresponden a las correlaciones de Poellmann-Carpenter y la de Orkiszewski; para obtener valores aproximados de las presiones de fondo fluyendo del pozo; estos podrán utilizarse con las curvas del I.P.R. para definir el diámetro de la tubería a instalar de acuerdo a la producción que se puede obtener.

CAPITULO I
PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE TUBERIAS DE PRODUCCION
POR ESFUERZOS

CAPITULO I.1
DISÑO ANALITICO

Procedimiento de Diseño de Tuberías de Producción por Esfuerzos.

El procedimiento para diseñar una cuna de tubería de producción, básicamente es el mismo que se utiliza para diseñar una tubería de revestimiento, por lo que hay que revisar los tres esfuerzos a los que se ve sometida: Tensión, Golpeo y Presión Interna.

En el diseño de tuberías de producción, además de combinar los pesos y grados del acero, también se pueden combinar diámetros, sin embargo se debe considerar como más adecuado el uso de cunas uniformes, que evitan equivocaciones en los grados y pesos cuando estos se combinan.

La tubería de producción sirve para transportar del fondo a la superficie el fluido de producción, además, permite aislar la tubería de revestimiento de explotación cuando se usa con un empujador.

El diseño de esta sarta requiere mayor planificación que las necesarias para justificar los criterios de diseño en la tensión, presión interna y colapso.

Diseño por Tensión

La longitud de una sarta uniforme de T.P., que puede colocarse en un nudo está en función del factor de seguridad a la tensión y el grado de acero, independientemente del peso y diámetro; el peso se compensa con el incremento en resistencia al variar el diámetro.

El criterio para escoger el factor de seguridad a la tensión debe basarse en el "jalon", que se le puede aplicar a la tubería para manejar situaciones como, empacadores pegados o atorados, atorones de herramientas, etc.

La ecuación para determinar el jalon viene dada por:

$$\text{Jalon} = \text{Resistencia de la tubería} \left(1 - \frac{1}{Fdt}\right)$$

la longitud de la tubería a utilizarse se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$L_1 = \frac{\text{Resistencia tub. 1}}{V_{01} \times F_{d1}} \text{-----} 2$$

De ser necesaria una segunda sección de tubería esta se determinará de la forma siguiente:

$$\text{Profundidad colocación} = L_1 + L_2$$

$$L_2 = \text{Prof. coloc.} - L_1 \text{-----} 3$$

Conociendo el valor de la segunda longitud de tubería de producción se procede a determinar la resistencia a la tensión de esta tubería con la ecuación 4.

$$\text{Resist. tub2} = L_2 \times V_{02} \times F_{d2} + (L_1 \times V_{01} \times F_{d1}) \text{---} 4$$

También, L_2 puede ser determinada usando la ecuación 5.

$$\Sigma_2 = \frac{\text{Resist. tub. 2}}{F_{01} \times V_{02}} - \Sigma_1 \frac{V_{01}}{V_{02}} \text{----- } 5$$

El factor de seguridad a la tensión se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$F_{01} = \frac{\text{Resistencia de la JP a la tensión}}{\text{Peso de la tubería} \times L} \text{----- } 6$$

Diseño por Colapso.

La tubería de producción puede sufrir colapso por cargas de diferentes fuentes a lo largo de la vida útil del pozo, la resistencia al colapso de una tubería disminuye al tensionarla y la parte más débil a este esfuerzo se localiza en la cabeza del pozo. sin embargo, la parte más frecuente en fatigarse se presenta en el fondo del pozo donde actúa la presión hidrostática del fluido en el espacio anular, cuando la tubería queda vacía.

Para realizar el diseño considerando el colapso se hace uso de las siguientes ecuaciones:

$$P_c = P_A \times F_{dc} \text{ ----- 7}$$

Donde:

$$P_A = \frac{\rho_L \times h}{10} \text{ ----- 8}$$

Para calcular el efecto de la tensión sobre el colapso hay que determinar el factor de carga axial, con la ecuación 9 y aplicando en 7.

$$\text{Factor de carga axial} = \frac{\text{Peso de la tubería}}{\text{Resistencia a la tensión}} \text{ ----- 9}$$

realizando la corrección por carga axial se obtiene:

$$\text{Resul. al colap.} = P_A \times F_{dc} \times \text{Fac. carga axial} \text{ ----- 10}$$

$$F_{dc} = \frac{\text{Resist. tub. al colapso}}{P_c} \text{ ----- 11}$$

El factor más común de diseño al colapso que se usa con frecuencia es el de 1.15; este factor se considera adecuado puesto que la presión de colapso se determina con la tubería de producción completamente vacía.

Diseño por Presión Interna.

La carga por presión interna puede originarse durante diferentes operaciones, tales como: acumulaciones, pruebas de producción, fracturamientos, etc.

La resistencia a la presión interna de una tubería aumenta por la tensión de acuerdo a la elipse de esfuerzos biaxiales, como se muestra en la fig. I.1.6.

$$P_i = \text{Presión máxima en superf.} \times F_{di} \text{ ----- 12}$$

corrigiendo por el factor de carga axial:

$$\text{Resist. a la pres. int.} = \frac{P_i \times F_{di}}{\text{Factor carga axial}} \text{ ----- 13}$$

$$F_{oi} = \frac{\text{Presión máx. en superf.}}{\rho_i \text{ ind.}} \text{-----} 14$$

CAPITULO 1.2
DISEÑO GRAFICO

PROCEDIMIENTO GRÁFICO

Las ecuaciones del procedimiento analítico para el diseño de tuberías de producción, se utilizaron para construir las figuras del procedimiento gráfico. Las gráficas 1.2.2, 1.2.3, 1.2.4 y 1.2.5, construidas para tuberías de 2-3/8", 2-7/8", 3-1/2" y 4-1/2", respectivamente, se utilizan para determinar el factor de seguridad a la tensión de acuerdo al palón que se estima aplicar a las tuberías.

La gráfica 1.2.1 se utiliza para determinar la longitud de tubería que se puede colocar en el pozo para un factor de seguridad a la tensión considerado.

Las gráficas 1.2.7 y 1.2.8 se utilizan para determinar los esfuerzos, al colapso y presión interna, respectivamente.

Las gráficas 1.2.9, 1.2.10 y 1.2.11 permiten diseñar tuberías de producción, combinando varias de diferente grado o peso, con el mismo diámetro externo.

La longitud de una sarta uniforme de T.F., que puede colocarse en un pozo está en función del factor de seguridad a la tensión y el grado de acero, independientemente del peso y diámetro, ya que estos varían proporcionalmente con la resistencia de la tubería, como se mencionó anteriormente.

Al proyectar la gráfica I.2.1, se consideró a la tubería suspendida en el aire, es decir, no hay efecto de flotación; además las tuberías son con refuerzo en las juntas, debido a que tiene la misma resistencia que el cuerpo; lo que no sucede con las tuberías sin refuerzo en las juntas donde se tienen puntos débiles con resistencia menor que el cuerpo.

Referencias a una tubería de 2-7/8", N-80 a 2.20 lb/pie, y considerando que se expandirá a un "galón" de 50,000 lbs. sobre su peso; de acuerdo con la gráfica I.2.3, se encuentra un factor de seguridad de 1.53, recurriendo a la gráfica I.2.1 se encuentra una profundidad de 4430 m.

La resistencia al colapso de una tubería disminuye al tensionarla e sea que la parte más débil a este esfuerzo está en la cabeza del pozo, sin embargo la parte más frecuente en fallarse se presenta en el fondo del pozo donde actúa la presión hidrostática del fluido en el espacio anular.

Para calcular el efecto de la tensión sobre el colapso hay que determinar lo que se llama el factor de carga axial, con este factor, la disminución de la resistencia al colapso se obtiene de la "Elipse de Refuerzos Biaxiales", mostrado en la figura 1.2.6, en el cuadrante inferior derecho.

Al proyectar la gráfica 1.2.7, para equivar resistencias al colapso, aplicable a las tuberías comúnmente usadas en la industria petrolera, se tomó como factor a la tensión un valor de 1.3, con este factor se fija la profundidad a la que se puede meter la tubería, esta gráfica limita el uso de las demás al factor aludido.

En esta gráfica se observa que las tuberías consideradas, con excepción de la C-75, 4-1/2" de 12.75 lb/pie, están sobreadas al colapso a las profundidades marcadas en la gráfica. La C-75 mencionada a la profundidad de 4800 m, está muy cerca de colapsarse con un frente de agua pesada y uno por dentro.

Como puede observarse en la gráfica 1.2.7, la única tubería de ciudad es la C-75, 4-1/2" de 12.75 lb/pie, que a los 4800m de profundidad está muy cerca de aplastarse con un frente de agua por fuera y vacío por dentro.

La resistencia a la presión interna de una tubería está afectada por la tensión y de acuerdo con el cuadrante superior derecho de la "Elipse de Esfuerzos Biaxiales" gráfica 1.2.6, los valores de este esfuerzo se incrementan hasta el 112%.

Como para el caso del colapso, para la revisión de la presión interna se tomó un factor de tensión de 1.3, lo que da una carga axial del 77%.

Para fines prácticos se tomó una variación lineal colocando el valor máximo de la presión interna en el extremo superior de la tubería y el valor mínimo en la legüera máxima que permite el factor de seguridad a la tensión de 1.3.

Se construyó la gráfica 1.2.8, representando las resistencias a la presión interna de las tuberías de producción más comúnmente usadas, afectadas por la tensión. La tubería más débil considerada es la J-55, 2-7/8" de 6.5 lb/pie y la más resistente es la P-105, 3-1/2" de 12.95 lb/pie.

Se tomaron las condiciones más extremas de estimulación cuando se inyecta ácido concentrado con una densidad de 1.1 gr/cc, y cuando se inyecta gelatina con su solvente de densidad de 1.3 gr/cc, en fracturamientos y se manejan presiones en la cabeza del pozo de 10,000 lb/po² en T.P. y 5,000 lb/po² en T.R., se presentaron los tirantes hidráulicos de estas condiciones; lo importante es la diferencia de presiones entre T.P. y T.R.

De acuerdo con la gráfica 1.2.8, y considerando las condiciones extremas mencionadas, las tuberías de producción están dentro de seguridad a la presión interna.

SARTAS COMBINADAS.

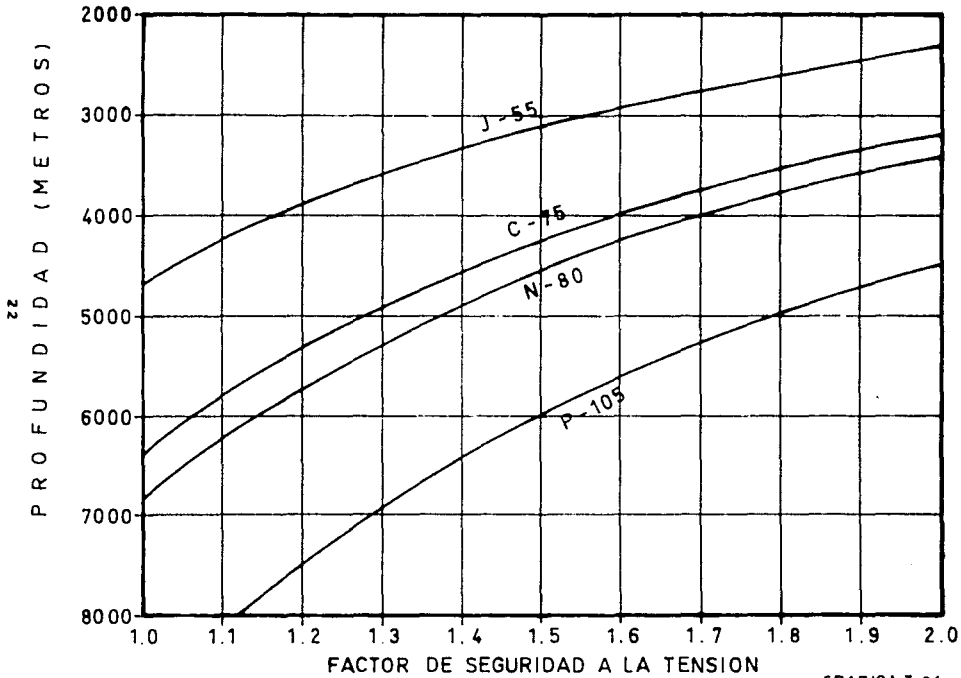
Las sartas de tubería de producción se pueden combinar en muchas formas, pesos, grados y diámetros según el problema que se trate de resolver, aunque de hecho no es muy recomendable por las probables equivocaciones que se puedan cometer en el ordenamiento al introducirlas en el pozo.

Se presentan las gráficas 1.2.9, 1.2.10, 1.2.11, para tuberías de 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2" respectivamente, en las dos primeras se combinaron dos grados de acero y en la última se combinaron dos pesos de la tubería. Las combinaciones se indican en cada gráfica.

TABLE I
TUBERIAS DE PRODUCCION

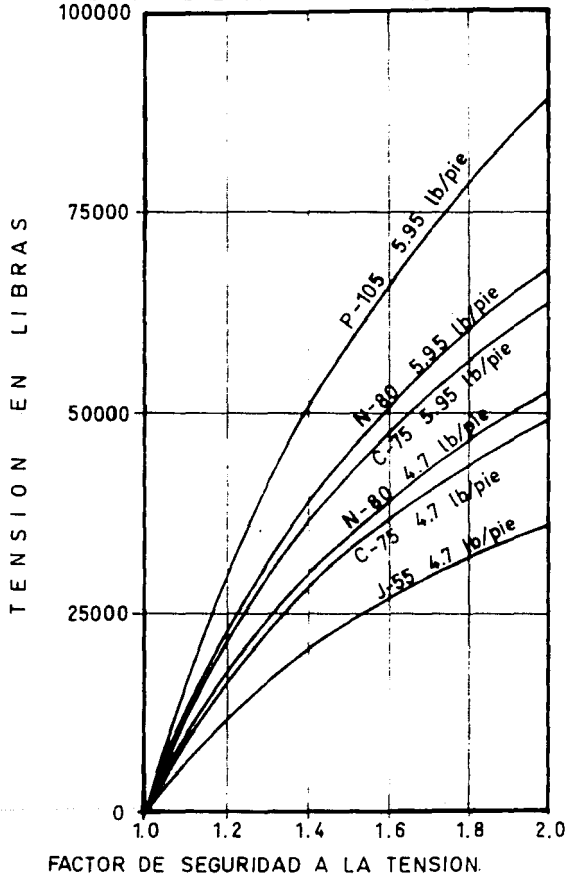
Line	Sump	CO	Invent		T ₁	T ₂	Order	Mat	ID	Pressure		Temperature		D ₁	D ₂	D ₃	D ₄	D ₅	D ₆	D ₇	D ₈	D ₉	D ₁₀	D ₁₁	D ₁₂	D ₁₃	D ₁₄	D ₁₅	D ₁₆	D ₁₇	D ₁₈	D ₁₉	D ₂₀	D ₂₁	D ₂₂	D ₂₃	D ₂₄	D ₂₅	D ₂₆	D ₂₇	D ₂₈	D ₂₉	D ₃₀	D ₃₁	D ₃₂	D ₃₃	D ₃₄	D ₃₅	D ₃₆	D ₃₇	D ₃₈	D ₃₉	D ₄₀	D ₄₁	D ₄₂	D ₄₃	D ₄₄	D ₄₅	D ₄₆	D ₄₇	D ₄₈	D ₄₉	D ₅₀	D ₅₁	D ₅₂	D ₅₃	D ₅₄	D ₅₅	D ₅₆	D ₅₇	D ₅₈	D ₅₉	D ₆₀	D ₆₁	D ₆₂	D ₆₃	D ₆₄	D ₆₅	D ₆₆	D ₆₇	D ₆₈	D ₆₉	D ₇₀	D ₇₁	D ₇₂	D ₇₃	D ₇₄	D ₇₅	D ₇₆	D ₇₇	D ₇₈	D ₇₉	D ₈₀	D ₈₁	D ₈₂	D ₈₃	D ₈₄	D ₈₅	D ₈₆	D ₈₇	D ₈₈	D ₈₉	D ₉₀	D ₉₁	D ₉₂	D ₉₃	D ₉₄	D ₉₅	D ₉₆	D ₉₇	D ₉₈	D ₉₉	D ₁₀₀	D ₁₀₁	D ₁₀₂	D ₁₀₃	D ₁₀₄	D ₁₀₅	D ₁₀₆	D ₁₀₇	D ₁₀₈	D ₁₀₉	D ₁₁₀	D ₁₁₁	D ₁₁₂	D ₁₁₃	D ₁₁₄	D ₁₁₅	D ₁₁₆	D ₁₁₇	D ₁₁₈	D ₁₁₉	D ₁₂₀	D ₁₂₁	D ₁₂₂	D ₁₂₃	D ₁₂₄	D ₁₂₅	D ₁₂₆	D ₁₂₇	D ₁₂₈	D ₁₂₉	D ₁₃₀	D ₁₃₁	D ₁₃₂	D ₁₃₃	D ₁₃₄	D ₁₃₅	D ₁₃₆	D ₁₃₇	D ₁₃₈	D ₁₃₉	D ₁₄₀	D ₁₄₁	D ₁₄₂	D ₁₄₃	D ₁₄₄	D ₁₄₅	D ₁₄₆	D ₁₄₇	D ₁₄₈	D ₁₄₉	D ₁₅₀	D ₁₅₁	D ₁₅₂	D ₁₅₃	D ₁₅₄	D ₁₅₅	D ₁₅₆	D ₁₅₇	D ₁₅₈	D ₁₅₉	D ₁₆₀	D ₁₆₁	D ₁₆₂	D ₁₆₃	D ₁₆₄	D ₁₆₅	D ₁₆₆	D ₁₆₇	D ₁₆₈	D ₁₆₉	D ₁₇₀	D ₁₇₁	D ₁₇₂	D ₁₇₃	D ₁₇₄	D ₁₇₅	D ₁₇₆	D ₁₇₇	D ₁₇₈	D ₁₇₉	D ₁₈₀	D ₁₈₁	D ₁₈₂	D ₁₈₃	D ₁₈₄	D ₁₈₅	D ₁₈₆	D ₁₈₇	D ₁₈₈	D ₁₈₉	D ₁₉₀	D ₁₉₁	D ₁₉₂	D ₁₉₃	D ₁₉₄	D ₁₉₅	D ₁₉₆	D ₁₉₇	D ₁₉₈	D ₁₉₉	D ₂₀₀	D ₂₀₁	D ₂₀₂	D ₂₀₃	D ₂₀₄	D ₂₀₅	D ₂₀₆	D ₂₀₇	D ₂₀₈	D ₂₀₉	D ₂₁₀	D ₂₁₁	D ₂₁₂	D ₂₁₃	D ₂₁₄	D ₂₁₅	D ₂₁₆	D ₂₁₇	D ₂₁₈	D ₂₁₉	D ₂₂₀	D ₂₂₁	D ₂₂₂	D ₂₂₃	D ₂₂₄	D ₂₂₅	D ₂₂₆	D ₂₂₇	D ₂₂₈	D ₂₂₉	D ₂₃₀	D ₂₃₁	D ₂₃₂	D ₂₃₃	D ₂₃₄	D ₂₃₅	D ₂₃₆	D ₂₃₇	D ₂₃₈	D ₂₃₉	D ₂₄₀	D ₂₄₁	D ₂₄₂	D ₂₄₃	D ₂₄₄	D ₂₄₅	D ₂₄₆	D ₂₄₇	D ₂₄₈	D ₂₄₉	D ₂₅₀	D ₂₅₁	D ₂₅₂	D ₂₅₃	D ₂₅₄	D ₂₅₅	D ₂₅₆	D ₂₅₇	D ₂₅₈	D ₂₅₉	D ₂₆₀	D ₂₆₁	D ₂₆₂	D ₂₆₃	D ₂₆₄	D ₂₆₅	D ₂₆₆	D ₂₆₇	D ₂₆₈	D ₂₆₉	D ₂₇₀	D ₂₇₁	D ₂₇₂	D ₂₇₃	D ₂₇₄	D ₂₇₅	D ₂₇₆	D ₂₇₇	D ₂₇₈	D ₂₇₉	D ₂₈₀	D ₂₈₁	D ₂₈₂	D ₂₈₃	D ₂₈₄	D ₂₈₅	D ₂₈₆	D ₂₈₇	D ₂₈₈	D ₂₈₉	D ₂₉₀	D ₂₉₁	D ₂₉₂	D ₂₉₃	D ₂₉₄	D ₂₉₅	D ₂₉₆	D ₂₉₇	D ₂₉₈	D ₂₉₉	D ₃₀₀	D ₃₀₁	D ₃₀₂	D ₃₀₃	D ₃₀₄	D ₃₀₅	D ₃₀₆	D ₃₀₇	D ₃₀₈	D ₃₀₉	D ₃₁₀	D ₃₁₁	D ₃₁₂	D ₃₁₃	D ₃₁₄	D ₃₁₅	D ₃₁₆	D ₃₁₇	D ₃₁₈	D ₃₁₉	D ₃₂₀	D ₃₂₁	D ₃₂₂	D ₃₂₃	D ₃₂₄	D ₃₂₅	D ₃₂₆	D ₃₂₇	D ₃₂₈	D ₃₂₉	D ₃₃₀	D ₃₃₁	D ₃₃₂	D ₃₃₃	D ₃₃₄	D ₃₃₅	D ₃₃₆	D ₃₃₇	D ₃₃₈	D ₃₃₉	D ₃₄₀	D ₃₄₁	D ₃₄₂	D ₃₄₃	D ₃₄₄	D ₃₄₅	D ₃₄₆	D ₃₄₇	D ₃₄₈	D ₃₄₉	D ₃₅₀	D ₃₅₁	D ₃₅₂	D ₃₅₃	D ₃₅₄	D ₃₅₅	D ₃₅₆	D ₃₅₇	D ₃₅₈	D ₃₅₉	D ₃₆₀	D ₃₆₁	D ₃₆₂	D ₃₆₃	D ₃₆₄	D ₃₆₅	D ₃₆₆	D ₃₆₇	D ₃₆₈	D ₃₆₉	D ₃₇₀	D ₃₇₁	D ₃₇₂	D ₃₇₃	D ₃₇₄	D ₃₇₅	D ₃₇₆	D ₃₇₇	D ₃₇₈	D ₃₇₉	D ₃₈₀	D ₃₈₁	D ₃₈₂	D ₃₈₃	D ₃₈₄	D ₃₈₅	D ₃₈₆	D ₃₈₇	D ₃₈₈	D ₃₈₉	D ₃₉₀	D ₃₉₁	D ₃₉₂	D ₃₉₃	D ₃₉₄	D ₃₉₅	D ₃₉₆	D ₃₉₇	D ₃₉₈	D ₃₉₉	D ₄₀₀	D ₄₀₁	D ₄₀₂	D ₄₀₃	D ₄₀₄	D ₄₀₅	D ₄₀₆	D ₄₀₇	D ₄₀₈	D ₄₀₉	D ₄₁₀	D ₄₁₁	D ₄₁₂	D ₄₁₃	D ₄₁₄	D ₄₁₅	D ₄₁₆	D ₄₁₇	D ₄₁₈	D ₄₁₉	D ₄₂₀	D ₄₂₁	D ₄₂₂	D ₄₂₃	D ₄₂₄	D ₄₂₅	D ₄₂₆	D ₄₂₇	D ₄₂₈	D ₄₂₉	D ₄₃₀	D ₄₃₁	D ₄₃₂	D ₄₃₃	D ₄₃₄	D ₄₃₅	D ₄₃₆	D ₄₃₇	D ₄₃₈	D ₄₃₉	D ₄₄₀	D ₄₄₁	D ₄₄₂	D ₄₄₃	D ₄₄₄	D ₄₄₅	D ₄₄₆	D ₄₄₇	D ₄₄₈	D ₄₄₉	D ₄₅₀	D ₄₅₁	D ₄₅₂	D ₄₅₃	D ₄₅₄	D ₄₅₅	D ₄₅₆	D ₄₅₇	D ₄₅₈	D ₄₅₉	D ₄₆₀	D ₄₆₁	D ₄₆₂	D ₄₆₃	D ₄₆₄	D ₄₆₅	D ₄₆₆	D ₄₆₇	D ₄₆₈	D ₄₆₉	D ₄₇₀	D ₄₇₁	D ₄₇₂	D ₄₇₃	D ₄₇₄	D ₄₇₅	D ₄₇₆	D ₄₇₇	D ₄₇₈	D ₄₇₉	D ₄₈₀	D ₄₈₁	D ₄₈₂	D ₄₈₃	D ₄₈₄	D ₄₈₅	D ₄₈₆	D ₄₈₇	D ₄₈₈	D ₄₈₉	D ₄₉₀	D ₄₉₁	D ₄₉₂	D ₄₉₃	D ₄₉₄	D ₄₉₅	D ₄₉₆	D ₄₉₇	D ₄₉₈	D ₄₉₉	D ₅₀₀	D ₅₀₁	D ₅₀₂	D ₅₀₃	D ₅₀₄	D ₅₀₅	D ₅₀₆	D ₅₀₇	D ₅₀₈	D ₅₀₉	D ₅₁₀	D ₅₁₁	D ₅₁₂	D ₅₁₃	D ₅₁₄	D ₅₁₅	D ₅₁₆	D ₅₁₇	D ₅₁₈	D ₅₁₉	D ₅₂₀	D ₅₂₁	D ₅₂₂	D ₅₂₃	D ₅₂₄	D ₅₂₅	D ₅₂₆	D ₅₂₇	D ₅₂₈	D ₅₂₉	D ₅₃₀	D ₅₃₁	D ₅₃₂	D ₅₃₃	D ₅₃₄	D ₅₃₅	D ₅₃₆	D ₅₃₇	D ₅₃₈	D ₅₃₉	D ₅₄₀	D ₅₄₁	D ₅₄₂	D ₅₄₃	D ₅₄₄	D ₅₄₅	D ₅₄₆	D ₅₄₇	D ₅₄₈	D ₅₄₉	D ₅₅₀	D ₅₅₁	D ₅₅₂	D ₅₅₃	D ₅₅₄	D ₅₅₅	D ₅₅₆	D ₅₅₇	D ₅₅₈	D ₅₅₉	D ₅₆₀	D ₅₆₁	D ₅₆₂	D ₅₆₃	D ₅₆₄	D ₅₆₅	D ₅₆₆	D ₅₆₇	D ₅₆₈	D ₅₆₉	D ₅₇₀	D ₅₇₁	D ₅₇₂	D ₅₇₃	D ₅₇₄	D ₅₇₅	D ₅₇₆	D ₅₇₇	D ₅₇₈	D ₅₇₉	D ₅₈₀	D ₅₈₁	D ₅₈₂	D ₅₈₃	D ₅₈₄	D ₅₈₅	D ₅₈₆	D ₅₈₇	D ₅₈₈	D ₅₈₉	D ₅₉₀	D ₅₉₁	D ₅₉₂	D ₅₉₃	D ₅₉₄	D ₅₉₅	D ₅₉₆	D ₅₉₇	D ₅₉₈	D ₅₉₉	D ₆₀₀	D ₆₀₁	D ₆₀₂	D ₆₀₃	D ₆₀₄	D ₆₀₅	D ₆₀₆	D ₆₀₇	D ₆₀₈	D ₆₀₉	D ₆₁₀	D ₆₁₁	D ₆₁₂	D ₆₁₃	D ₆₁₄	D ₆₁₅	D ₆₁₆	D ₆₁₇	D ₆₁₈	D ₆₁₉	D ₆₂₀	D ₆₂₁	D ₆₂₂	D ₆₂₃	D ₆₂₄	D ₆₂₅	D ₆₂₆	D ₆₂₇	D ₆₂₈	D ₆₂₉	D ₆₃₀	D ₆₃₁	D ₆₃₂	D ₆₃₃	D ₆₃₄	D ₆₃₅	D ₆₃₆	D ₆₃₇	D ₆₃₈	D ₆₃₉	D ₆₄₀	D ₆₄₁	D ₆₄₂	D ₆₄₃	D ₆₄₄	D ₆₄₅	D ₆₄₆	D ₆₄₇	D ₆₄₈	D ₆₄₉	D ₆₅₀	D ₆₅₁	D ₆₅₂	D ₆₅₃	D ₆₅₄	D ₆₅₅	D ₆₅₆	D ₆₅₇	D ₆₅₈	D ₆₅₉	D ₆₆₀	D ₆₆₁	D ₆₆₂	D ₆₆₃	D ₆₆₄	D ₆₆₅	D ₆₆₆	D ₆₆₇	D ₆₆₈	D ₆₆₉	D ₆₇₀	D ₆₇₁	D ₆₇₂	D ₆₇₃	D ₆₇₄	D ₆₇₅	D ₆₇₆	D ₆₇₇	D ₆₇₈	D ₆₇₉	D ₆₈₀	D ₆₈₁	D ₆₈₂
------	------	----	--------	--	----------------	----------------	-------	-----	----	----------	--	-------------	--	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

LIMITE DE TENSION AL AIRE PARA TUBERIA DE PRODUCCION CON "REFUERZO" SARTAS UNIFORMES (MISMO GRADO, DIAMETRO Y PESO).

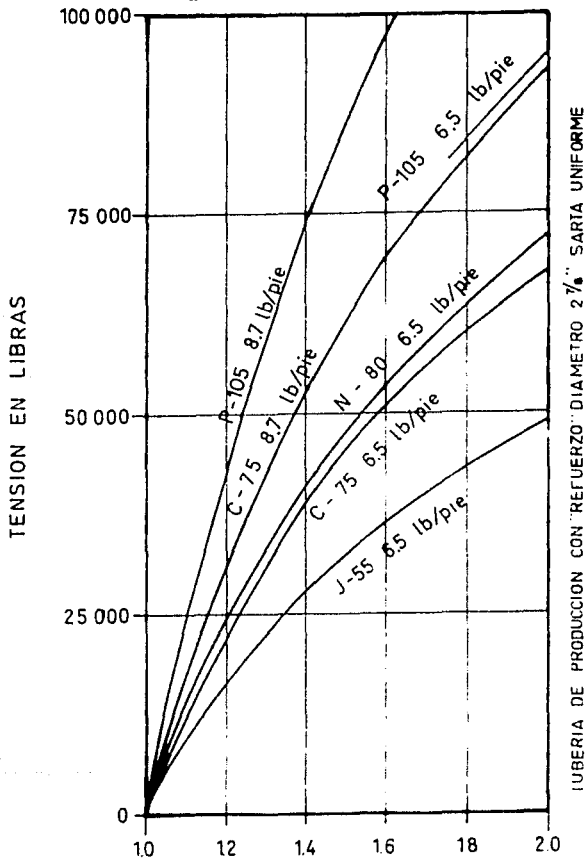


GRAFICA I.2.1

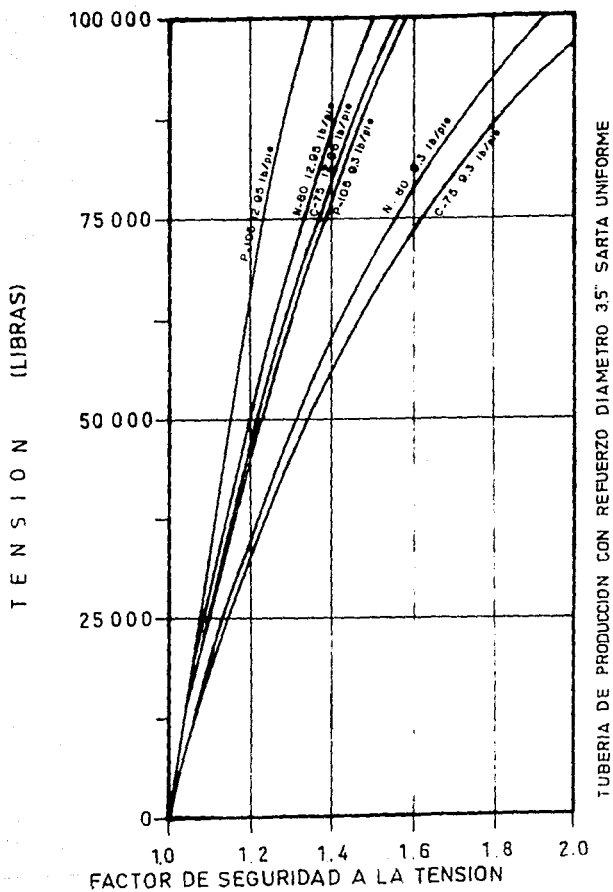
GRAFICA 22 FUERZA QUE SE PUEDE APLICAR A LA
TUBERIA SOBRE SU PROPIO PESO.
100000



GRAFICA I 23. FUERZA QUE SE PUEDE APLICAR A LA TUBERIA DE PRODUCCION SOBRE SU PROPIO PESO



GRAFICA 1.24. FUERZA QUE SE PUEDE APLICAR A LA TUBERIA SOBRE SU PROPIO PESO



GRAFICA I.35 FUERZA QUE SE PUEDE APLICAR A LA TUBERIA, SOBRE SU PROPIO PESO

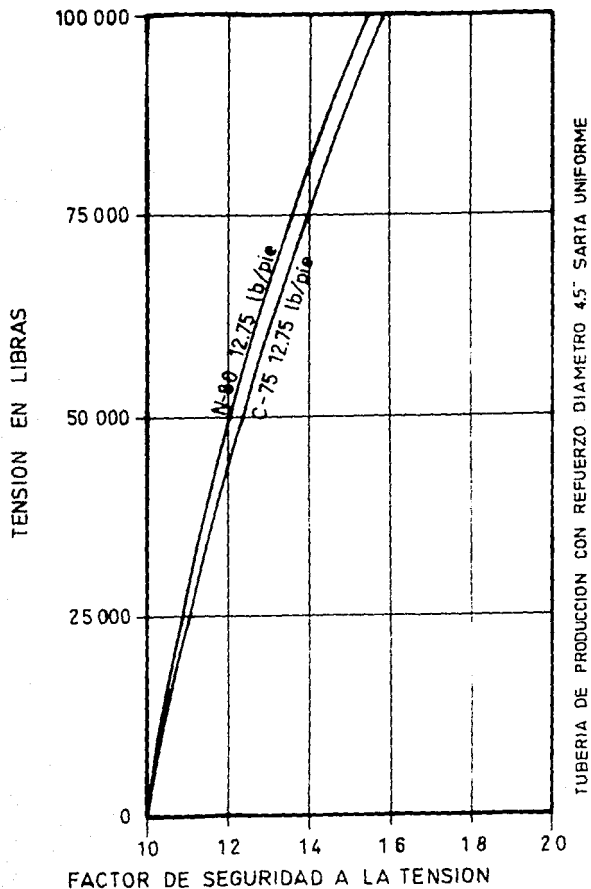
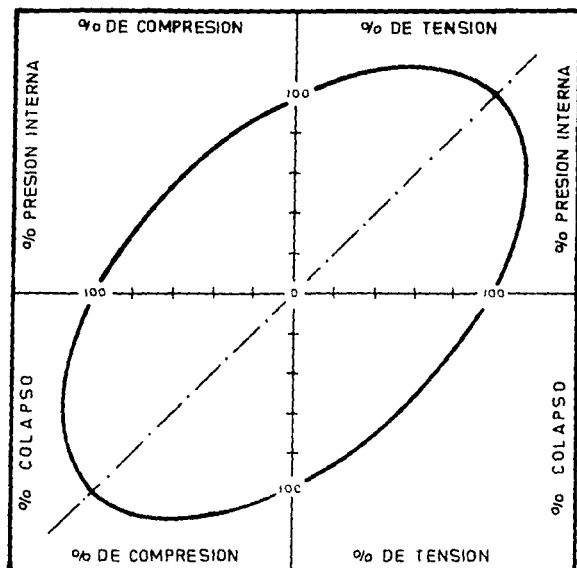
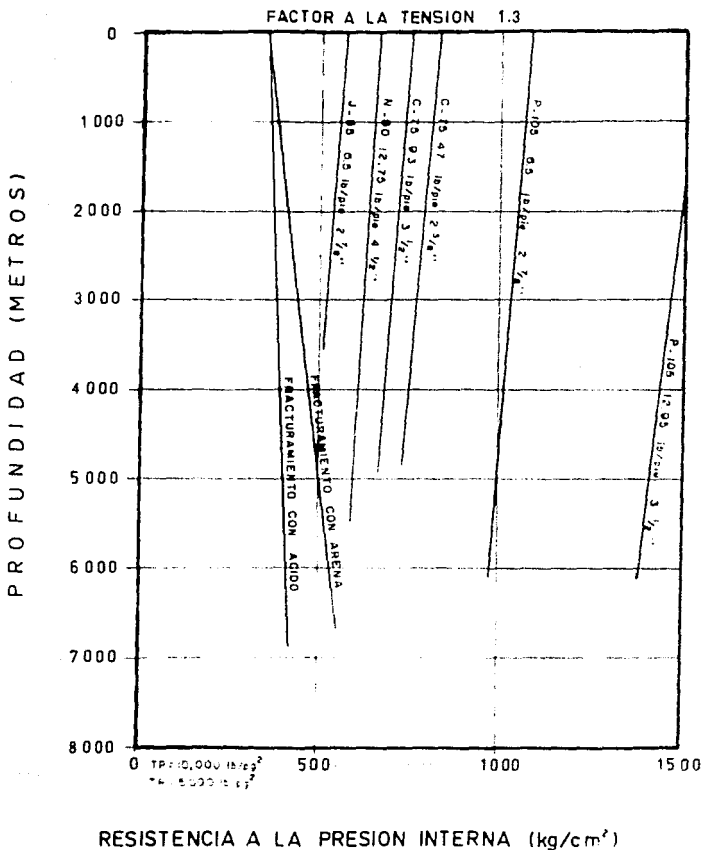


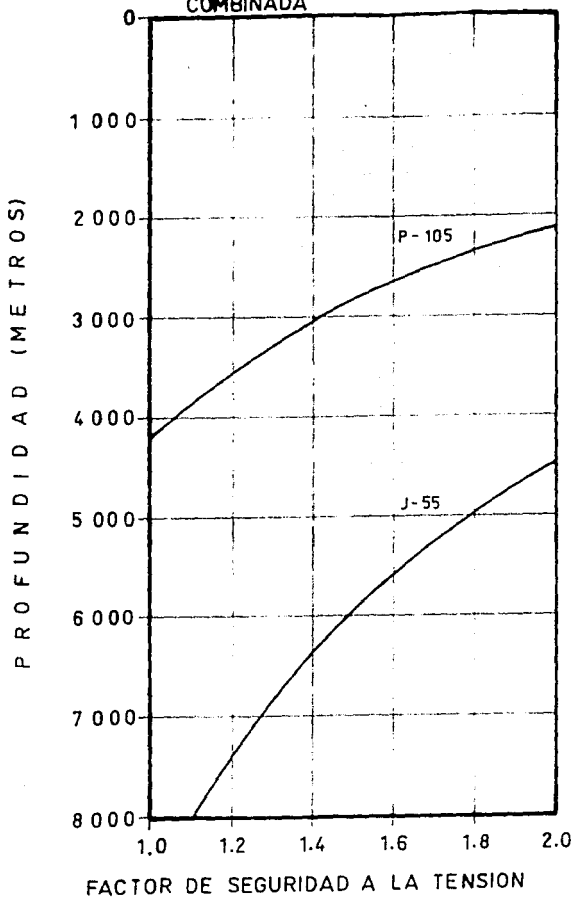
FIGURA I.26 ELIPSE DE ESFUERZO BIAIXIAL



GRAFICA I.28 ESFUERZO A LA PRESION INTERNA AFECTADO POR LA TENSION
 POR LA TENSION

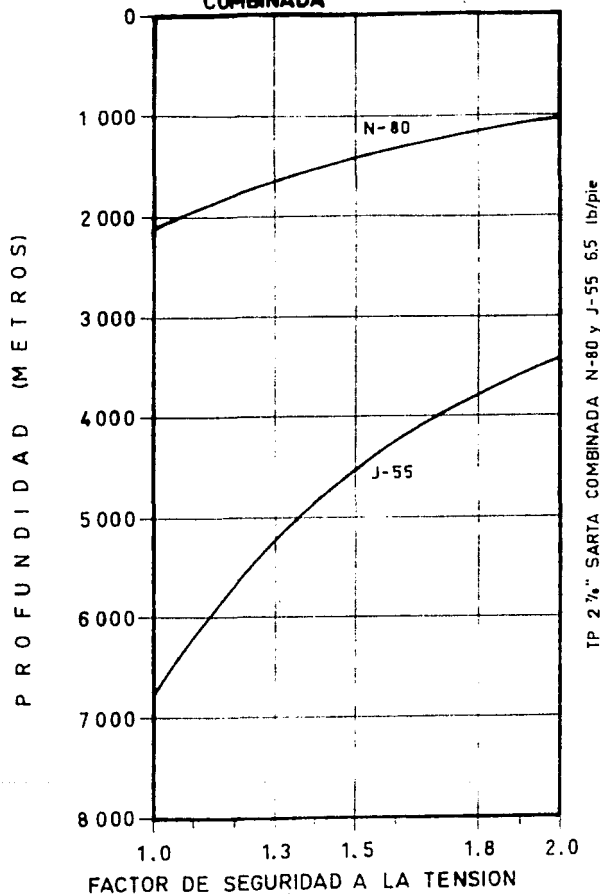


GRFICA 1.29 LIMITE DE TENSION AL AIRE PARA SARTA
COMBINADA

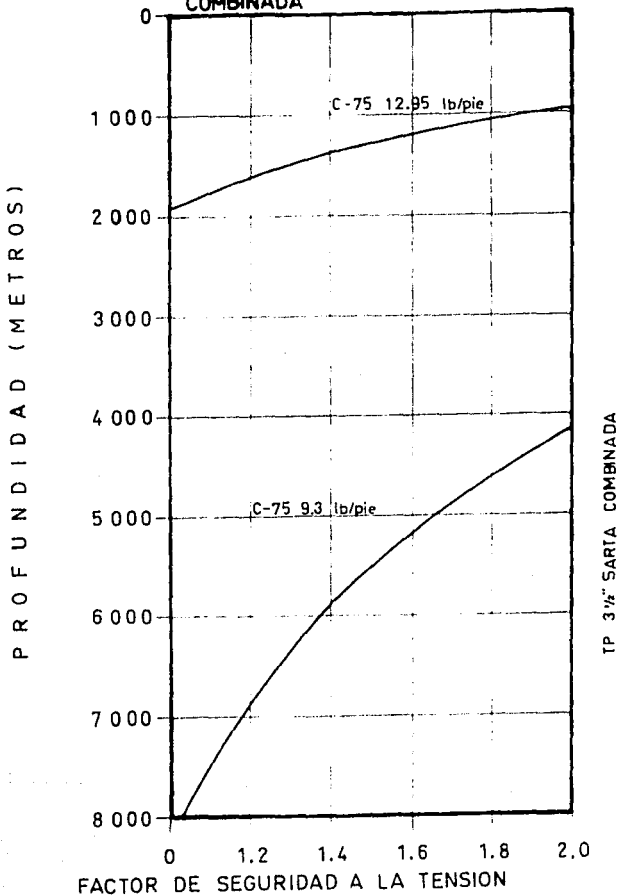


TP 2 1/2" SARTA COMBINADA P-105 y J-55 4.7 lb/pie

GRAFICA I.2.10 LIMITE DE TENSION AL AIRE PARA SARTA COMBINADA



GRAFICA I 2.11 LIMITE DE TENSION AL AIRE PARA SARTA COMBINADA



CAPITULO I.3

ANALISIS DE LAS DEFORMACIONES DE T. P. POR

EFFECTO DE LA TEMPERATURA.

La determinación de la temperatura a lo largo del pozo es de gran interés para evaluar el cambio de la longitud de la tubería de producción cuando el pozo es estimulado o se pone a producir.

El cambio de longitud causado por una variación en la temperatura en pozos que están terminados con oarta de tubería de producción combinados e uniformes, se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta L = LC\Delta T \text{ ----- I.3.1}$$

Donde:

ΔL : cambio de longitud de la J.P. en el pozo

L : longitud de la tubería de producción

ΔT : cambio de temperatura promedio en el pozo

C : coeficiente de expansión térmica

Durante las operaciones de estimulación los cambios de presión y temperatura tienen un gran efecto sobre el anillo de producción.

En operaciones de fracturamiento o estimulación con el bombeo de grandes volúmenes de fluido de inyectante a altas presiones con temperaturas menores que la del fondo del pozo, la longitud de la tubería de producción disminuye notablemente y este acortamiento puede ser mayor que la longitud de los sellos del empacador, en el caso que el empacador permita el movimiento de la tubería, se ocasionará la fuga de presión al espacio anular.

Cuando se tiene un sistema empacador-TP de tal manera que no permite el movimiento, las variaciones de temperatura producen grandes esfuerzos tanto en la tubería de producción como en el empacador.

Para poder evaluar el efecto de temperatura sobre la tubería de producción y el empacador, es necesario conocer el cambio de la temperatura promedio (ΔT) en el pozo.

Para conocer aproximadamente el valor de ΔT en un caso donde se efectúa una operación de estimulación, se pueden utilizar el método de Ramey o el simplificado de Romero-Juárez (5).

CAPITULO I.4
APLICACIONES.

DISEÑO No. 1

Diseño de la tubería de producción para el pozo Mecayrican #24, del Distrito Cuena del Papaleapan, con los siguientes datos:

Profundidad de colocación	3310 m (10,860 pies)
Presión máxima en superficie	350 kg/cm ² (5000 psi)
Densidad del fluido de control	1.00 gr/cc (agua)
Factor de diseño a la tensión	1.6
Factor de diseño al colapso	1.125
Factor de diseño a la presión interna	1.15

Soluciones

Diseño por colapso

Cálculo de la presión hidrostática

$$p_h = \frac{1.00 \times 3310}{10} = 331 \text{ kg/cm}^2$$

presión al colapso

$$P_c = 331 \times 1.125 = 372 \text{ kg/cm}^2 \text{ (5282 lb/in}^2\text{)}$$

De acuerdo con las especificaciones que aparecen en las tablas de propiedades, la tubería seleccionada es la D-75, 2.5 lb/lin de peso, diámetro 2-7/8 in, resistencia al colapso 10,570 lb/in² (744 kg/cm²); resistencia a la presión interna 9,910 lb/in² (698 kg/cm²); resistencia a la tensión 135,900 lb.

Diseño por Tensión:

Con la ecuación 1, se determina el factor sobre la tubería:

$$\text{factor} = \text{Resist. tub.} \left(1 - \frac{1}{1.0}\right)$$

$$\text{factor} = 135,900 \left(1 - \frac{1}{1.0}\right) = 50,962 \text{ lbs.}$$

Para determinar la longitud de tubería que se puede colgar, se aplica la ec. 3:

$$L_1 = \frac{135,900}{0.5 \times 1.6} = 13,067 \text{ pies, (3,983 m)}$$

Esta tubería satisface la profundidad de colocación de la misma, de la longitud calculada se utilizarán los 3,310 m (10,860 pies) que es la profundidad de colocación.

El factor de seguridad a la tensión es:

$$F_{otd} = \frac{135,900}{10,860 \times 0.5} = 1.93$$

Revisando por Colapso.

$$P_c = 372 \text{ kg/cm}^2. (15,282 \text{ lb/in}^2)$$

el cálculo del factor de carga axial se obtiene con la ecuación B1

$$\text{Fact. carga axial} = \frac{6.5 \times 10,860}{135,000} = 0.52$$

La presión al colapso corregida por el efecto de la carga axial se obtiene por medio de la ec. 9:

$$\begin{aligned} \text{Resistencia al colapso de la tubería} &= 744 \times 0.52 \\ &= 387 \text{ kg/cm}^2, (5495 \text{ lb/in}^2) \end{aligned}$$

Factor al colapso afectado por carga axial:

$$\frac{387}{311} = 1.17$$

se comprueba que la tubería puede ser introducida en el pozo hasta la profundidad de colocación. El factor de seguridad al colapso es:

$$F_{oc} = \frac{P_c \text{ tub.}}{P_c} = \frac{744}{372} = 2.0$$

Diseño por Presión Interna.

$$P_i = 350 \times 1.15 = 403 \text{ kg/cm}^2 \text{ (5723 lb/in}^2\text{)}$$

$$\text{Fact. carga axial} = \frac{6.5 \times 10,860}{135,000} = 0.52$$

afectando la resistencia a la presión interna por la carga axial se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{Resistencia a la presión interna} &= 698 / 0.52 \\ &= 1342 \text{ kg/cm}^2 \text{ (19,056 lb/in}^2\text{)} \end{aligned}$$

Factor a la presión interna afectada por la carga axial.

$$\frac{1342}{350} = 3.8$$

este valor es representativo del primer tramo de tubería próxima a la superficie.

factor de seguridad a la presión interna sin considerar la carga axial

$$F_{ol} = \frac{698}{402} = 1.73$$

DISEÑO PROPUESTO

<u>Profundidad (m)</u>	<u>diámetro (pulg)</u>	<u>peso (lb/pie)</u>	<u>grado</u>
0-3310	2-7/8"	6.5	C-75

DISEÑO No. 2

Diseño de la tubería de producción para el pozo Mata
Blanca 14-S, del Distrito Cuernavaca del Papaloapan con los datos que se
proporcionan:

Profundidad de colocación	3018 m (9902 pies)
Densidad fluido terminación	1.00 gr/cc (agua)
Factor de diseño al colapso	1.125
Factor de diseño a la tensión	1.6
Factor de diseño a la p. int.	1.15
Presión máxima de superficie	350 kg/cm ² (5000 lb/in ²)

Solución

Diseño por colapso:

Presión hidrostática del fluido de terminación

$$P_h = \frac{3018 \times 1.00}{10} = 302 \text{ kg/cm}^2 \text{ (4,288 lb/in}^2\text{)}$$

presión al colapso:

$$p_c = 302 \times 1.125 = 340 \text{ lb/np}^2 \text{ (4828 lb/np}^2\text{)}$$

De acuerdo con las especificaciones que aparecen en las tablas de propiedades, la tubería seleccionada es la C-75, de 6.5 lb/pie de peso, de 2-7/8 np, resistencia al colapso 10,570 lb/np² (744 kg/cm²); resistencia a la presión interna 9,910 lb/np² (698 kg/cm²); resistencia a la tensión 135,900 lb.

Revisando por Tensión:

Con la ecuación 1, se determina el factor sobre la tuberías:

$$\text{Factor} = \text{Resist. tub.} \left(1 - \frac{1}{\text{f.d.t.}}\right)$$

$$\text{Factor} = 135,900 \left(1 - \frac{1}{1.6}\right) = 50,962 \text{ lbs.}$$

Para determinar la longitud de tubería que se puede colgar se aplica la ec. 3.

$$L_1 = \frac{135,900}{0.5 \times 1.6} = 13,067 \text{ pies (3,983 m)}$$

La longitud calculada L_1 es superior a la longitud de colocación de la tubería, por lo cual satisface este punto del diseño, del total calculado se utilizarán exclusivamente 3,018 m.

El factor de seguridad a la tensión es:

$$F_{ot} = \frac{135,900}{8.167 \times 0.5} = 2.56$$

Revisando por Colapso.

$$P_c = 340 \text{ kg/cm}^2, (4,828 \text{ lb/in}^2)$$

el cálculo del factor de carga axial se obtiene con la ecuación 5:

$$\text{Fact. carga axial} = \frac{9902 \times 6.5}{135.000} = 0.47$$

La presión al colapso conseguida por el efecto de la carga axial se obtiene por medio de la ec. 9:

$$\begin{aligned} \text{Resistencia al colapso de la tubería} &= 744 \times 0.47 \\ &= 350 \text{ kg/cm}^2, (5000 \text{ lb/in}^2) \end{aligned}$$

Factor al colapso afectado por carga axial:

$$\frac{350}{302} = 1.16$$

se comprueba que la tubería puede ser introducida en el pozo hasta la profundidad de colocación. El factor de seguridad al colapso es:

$$F_{sc} = \frac{P_c \text{ tub.}}{P_c} = \frac{744}{340} = 2.19$$

Diseño por Presión Interna.

$$P_i = 350 \times 1.15 = 403 \text{ kg/cm}^2 \text{ (5723 lb/in}^2\text{)}$$

$$\text{Fact. carga axial} = \frac{9902 \times 6.5}{135,000} = 0.47$$

afectando la resistencia a la presión interna por la carga axial se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{Resistencia a la presión interna} &= 698 / 0.47 \\ &= 1485 \text{ kg/cm}^2 \text{ (21,087 lb/in}^2\text{)} \end{aligned}$$

Factor a la presión interna afectada por la carga axial.

$$\frac{1485}{350} = 4.24$$

este valor es representativo del primer tramo de tubería próximo a la superficie.

factor de seguridad a la presión interna sin considerar la carga axial

$$F_{oi} = \frac{698}{403} = 1.73$$

DISEÑO PROPUESTO

<u>Profundidad (m)</u>	<u>diametro (pg)</u>	<u>peso (lb/pie)</u>	<u>grado</u>
0-3018	2-7/8"	6.6	0-75

DISEÑO No. 3

Diseño de la carta de producción para el negro Miralejos I
del cual se proporcionan los siguientes datos:

Profundidad de colocación:	2,420 m (7,940 pies)
Fluido de control:	1.05 gr/cc
Factor de diseño a la tensión:	1.6
Factor de diseño al colapso:	1.15
Factor de a la presión int.:	1.125
Presión máxima en superficies:	350 kg/cm ² (5,000 lb/in ²)

Solución:

Diseño por colapso.

Presión Hidrostática

$$p_h = \frac{2,420 \times 1.05}{10} = 254 \text{ kg/cm}^2 (3,607 \text{ lb/in}^2)$$

presión al colapso:

$$P_c = 254 \times 1.125 = 286 \text{ lb/pg}^2 \text{ (4061 lb/pg}^2\text{)}$$

De acuerdo con las especificaciones que aparecen en las tablas de propiedades, la tubería seleccionada es la J-55, 4.7 lb/pie de peso, 2-3/8 pg, resistencia al colapso 8,100 lb/pg² (570 kg/cm²); resistencia a la tracción interna 7,700 lb/pg² (542 kg/cm²); Resistencia a la tensión = 71,730 lb.

Revisión por Tensión:

Con la ecuación 1, se determina el jalón sobre la tubería:

$$\text{Jalón} = \text{Resist. tub.} \left(1 - \frac{1}{F.S.}\right)$$

$$\text{Jalón} = 71,730 \left(1 - \frac{1}{1.5}\right) = 26,899 \text{ lbs.}$$

Aplicando la ec. 3 obtenemos:

$$Z_1 = \frac{71,730}{4.7 \times 1.0} = 9,539 \text{ pies (2,907 m)}$$

para este caso únicamente se utilizarán 2,420 m (7,940 pies) de tubería que corresponden a la profundidad de colocación del pozo.

El factor de seguridad a la tensión es:

$$F_{ot} = \frac{71,730}{7,940 \times 4.7} = 1.92$$

Revisando por Colapso.

$$P_c = 254 \text{ kg/cm}^2, (3,607 \text{ lb/in}^2)$$

el cálculo del factor de carga axial se obtiene con la ecuación B:

$$\text{Fact. carga axial} = \frac{4.7 \times 7940}{71.780} = 0.52$$

La presión al colapso corregida por el efecto de la carga axial se obtiene por medio de la ec. 9:

$$\begin{aligned} \text{Resistencia al colapso de la tubería} &= 570 \times 0.52 \\ &= 296 \text{ kg/cm}^2 \text{ (4203 lb/in}^2\text{)} \end{aligned}$$

Factor al colapso afectado por carga axial:

$$\frac{296}{254} = 1.17$$

se comprueba que la tubería puede ser introducida en el pozo hasta la profundidad de colocación. El factor de seguridad al colapso es:

$$F_{sc} = \frac{P_c \text{ tub.}}{P_c} = \frac{570}{266} = 1.79$$

Revisión por Presión Interna.

$$P_i = 350 \times 1.15 = 403 \text{ kg/cm}^2 \text{ (5723 lb/pg}^2\text{)}$$

$$\text{Fact. carga axial} = \frac{4.7 \times 7940}{71,780} = 0.52$$

afectando la resistencia a la presión interna por la carga axial se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{Resist. a la presión interna} &= 542 / 0.52 \\ &= 1042 \text{ kg/cm}^2 \text{ (14,796 lb/pg}^2\text{)} \end{aligned}$$

Factor a la presión interna afectada por la carga axial.

$$\frac{1042}{350} = 2.97$$

este valor es representativo del primer tramo de tubería próximo a la superficie.

factor de seguridad a la presión interna sin considerar la carga
real

$$Foi = \frac{542}{409} = 1.34$$

DISEÑO PROPUESTO

<u>Profundidad (m)</u>	<u>diámetro (pg)</u>	<u>peso (lb/pie)</u>	<u>grado</u>
0-2740	2-3/8"	4.7	J-55

DISEÑO GRAFICO No. 1

Con los datos del pozo Mecayucan #24 presentado en el diseño analítico se realiza el diseño gráfico de la misma obra.

Haciendo uso de la gráfica I.2.1, se entra con el valor del factor de diseño a la tensión de 1.6, con lo que se obtiene que la C-75, 6.5 lb/pie es la tubería que se puede utilizar a la profundidad de colocación de 3,310 m.

Posteriormente con el valor de 1.6 se calcula la tensión máxima que se puede aplicar a la tubería sobre su peso, haciendo uso de la gráfica I.2.3, obteniendo un valor de 51,500 lbo.

Con la gráfica I.2.7, se determina que la tubería seleccionada, C-75, 6.5 lb/pie, 2-7/8" a la profundidad de 3310 m tiene una resistencia al colapso mayor a la presión que ejerce la columna Hidrostática.

Al realizar la comprobación por esfuerzo a la presión interna con la gráfica 1.2.8, se determina que la tubería C-75, 6.5 lb/pie tiene una resistencia mayor a los 403 kg/cm² que se requieren.

DISEÑO PROPUESTO

<u>Profundidad (m)</u>	<u>diametro (pq)</u>	<u>peso (lb/pie)</u>	<u>grado</u>
0-3310	2-7/8"	6.5	C-75

DISEÑO GRAFICO No. 2

Con los datos del pozo Mala Pionche 14-5 presentados en el diseño analítico, se realiza el diseño gráfico de la misma obra.

Haciendo uso de la gráfica I.2.1, se entra con el valor del factor de diseño a la tensión de 1.6, con lo que se obtiene que la C-75, 6.5 lb/pie es la tubería que se puede utilizar a la profundidad de colocación de 3,018 m.

Posteriormente con el valor de 1.6 se calcula la tensión máxima que se puede aplicar a la tubería sobre su peso, haciendo uso de la gráfica I.2.3, obteniendo un valor de 51,000 lbs.

Con la gráfica I.2.7, se determina que la tubería seleccionada, C-75, 6.5 lb/pie, 2-7/8" ϕ a la profundidad de 3018 m tiene una resistencia al colapso mayor a la presión que ejerce la columna hidrostática.

Al realizar la comprobación por esfuerzo a la presión interna con la práctica 1.2.8, se determina que la tubería C-75, 6.5 lb/pie tiene una resistencia mayor a la profundidad de 3018 m.

DISEÑO PROPUESTO

<u>Profundidad (m)</u>	<u>diámetro (pg)</u>	<u>peso (lb/pie)</u>	<u>grado</u>
0-3018	2-7/8"	6.5	C-75

DISEÑO GRAFICO No. 3

Con los datos del peso unitario ω_1 presentados en el diseño analítico, se realiza el diseño práctico de la misma sarta.

Haciendo uso de la gráfica 1.2.1, se entra con el valor del factor de diseño a la tensión de 1.0, con lo que se obtiene que la J-55, 6.5 lb/line es la tubería que se puede utilizar a la profundidad de colocación de 2,420 m.

Posteriormente con el valor de 1.0 se calcula la máxima carga aplicable a la tubería sobre su peso, haciendo uso de la gráfica 1.2.2, obtiene un valor de 30,000 lbs.

Con la gráfica 1.2.7, se determina que la tubería seleccionada, J-55, 4.7 lb/line, 2-3/8" a la profundidad de 2420 m se tiene una resistencia al colapso mayor a la presión que ejerce la columna hidrostática.

Al realizar la comprobación por esfuerzo a la presión interna con la gráfica I.2.B, se determina que la tubería J-55, 6.5 lb/pie, tiene una resistencia mayor a la que se requiere a la profundidad de 2420 m.

DISEÑO PROPUESTO

<u>Profundidad (m)</u>	<u>diametro (pg)</u>	<u>peso (lb/pie)</u>	<u>grado</u>
0-2420	2-3/8"	4.7	J-55

CAPITULO II
DISEÑO DE TUBERIA DE PRODUCCION POR
CAPACIDAD DE TRANSPORTE

El flujo multifásico en tuberías se define como el movimiento conjunto de gas y líquidos a través de las mismas; el gas y líquidos pueden existir como una mezcla homogénea o fluir conjuntamente como fases separadas, generando de esta forma lo que se denomina patrones de flujo, entendiéndose por ello las diferentes configuraciones que tienen el líquido y el gas en su movimiento a través de las tuberías.

La distribución de una fase con respecto a la otra es muy importante para poder hacer una distinción entre los diversos patrones o tipos de flujo. El gas puede estar fluyendo con dos líquidos, aceite y agua, existiendo en tal forma la posibilidad de que los dos líquidos se encuentren emulsionados.

Cuando fluyen simultáneamente aceite y gas a través de una tubería vertical a medida que se incrementa la proporción de gas en el flujo, las caídas de presión tienden a disminuir, hasta alcanzar un mínimo. A continuación los aumentos en la cantidad de gas provocarán incrementos en las pérdidas de presión.

Este fenómeno se explica de la siguiente manera:

- a.- para volúmenes pequeños de gas, prevalece la carga del líquido, misma que va reduciéndose al aumentar dicho gas; ya que la densidad de la mezcla gas-líquido continuamente disminuye.
- b.- después de que el volumen de gas alcanza cierta proporción, las pérdidas por fricción debidas al flujo del propio gas aumentan notablemente, compensando y sobre pasando la disminución en la carga hidrostática; el efecto resultante es el aumento en las caídas de presión.

Asimismo, manteniendo los gastos de líquido y gas, y variando el diámetro de la tubería, se ha observado un comportamiento similar al descrito, conforme se aumenta el diámetro, primero disminuyen las pérdidas de presión hasta un mínimo, y luego aumentan.

En este caso el mecanismo que prevalece después del mínimo, es el resbalamiento entre las fases; esto es, que el gas viaja a una velocidad mayor que la del líquido, lo que implica un retraso de éste con respecto al gas, resultando en mayor carga hidrostática.

Para diámetros grandes de tuberías, la velocidad del líquido es baja y el retraso entre las fases es notable; al disminuir el diámetro aumenta la velocidad del líquido; y aunque la densidad también aumenta, lo hace en menor proporción por su compresibilidad, el resultado es una reducción en la carga hidrostática.

La existencia del flujo multifásico y sus problemas se conocen desde hace ya varios años; numerosas correlaciones y ecuaciones han sido presentadas en la literatura técnica, tanto para intentar predecir el comportamiento de flujo multifásico vertical como horizontal.

Basándose en los conceptos técnicos, los métodos publicados se pueden dividir en tres grandes categorías:

CATEGORIA I.

- Se realizan los cálculos de densidad de las fases y la densidad de la mezcla, sin considerar el colapso.
- La densidad subsuperficial de los fluidos es igual a las densidades superficiales con correcciones únicamente por presión y temperatura.

- Las pérdidas de presión por fricción se determinan en función del factor de fricción empíricamente correlacionado.
- No se hace distinción entre los diferentes patrones de flujo.

CATEGORIA II.

- Se considera el colgamiento en los cálculos de la densidad.
- El colgamiento del líquido es correlacionado ya sea separadamente o en combinación en alguna forma con las pérdidas de presión por fricción.
- Las pérdidas de presión por fricción están basadas en las propiedades composicionales del líquido y el gas.
- No se hace distinción entre los diferentes patrones de flujo.

CATEGORIA III.

- Se calculan la densidad considerando el colgamiento del líquido.
- El colgamiento se determina a partir del concepto de recalamiento.
- Las pérdidas de presión por fricción se determinan a partir de las propiedades de la fase continua.

El flujo multifásico vertical se encuentra en todas las partes de tuberías de producción utilizadas en la producción de aceite y gas; de esta manera es necesario, contar con un método de producción de las caídas de presión en este tipo de flujo, para así tener un perfil de presiones para la tubería de producción, lo cual nos permitirá:

1. El diseño óptimo de las partes de producción y las líneas de descarga.

2. Obtener el punto óptimo de inyección del gas en el bombre neumático.
3. Obtener la presión fluyente del pozo (PWF), sin necesidad de intervenciones en los pozos.

El gradiente de presión total, para el flujo vertical, es la suma de tres factores principales: Gradiente de presión debido a la elevación; Gradiente de presión debido a la fricción; Gradiente de presión debido a la aceleración.

$$\frac{dp}{dh} = \frac{\rho p}{\rho c} + \frac{f \rho v^2}{2 \rho c d} + \frac{\rho v}{\rho c} \frac{dv}{dh} \quad \text{--- 11.1}$$

En todos los métodos de flujo multifásico vertical los efectos de las reacciones químicas entre las fases son despreciados, considerando solo factores tales como la viscosidad, la tensión interfacial, la densidad, etc.

CAPITULO 11.1

METODO DE:

POETTMANN-CARPENTER

METODO DE POETTMANN-CARPENTER

Poettmann y Carpenter (6) desarrollaron un método semiempírico en el cual se incorpora la ecuación general de energía, donde los datos de 34 pozos fluyentes y 15 pozos con bombeo neumático fueron utilizados, con diámetros de tuberías de 2", 2-1/2" y 3". El aceite y el gas son considerados como fases simples y además no se intentó establecer una correlación para el colgamiento.

Las pérdidas de energía, incluyendo los efectos de reobalamiento, son combinados dentro de un factor de pérdida de energía el cual se supone constante en toda la longitud de la tubería.

Se consideró que el flujo multifásico vertical del aceite y gas, era un régimen enteramente turbulento; el término de pérdida de energía se correlacionó con el numerador del número de Reynolds.

Algunos puntos importantes en este método son:

1. La correlación es aplicable a los diámetros de tuberías utilizadas en el estudio (2", 2-1/2", 3"), y la extensión a otros diámetros deberá ser hecha con precaución.

2. El gas total producido fue utilizado para calcular la densidad para cualquier punto.

3. Se ignoraron los patrones de flujo.

4. Se despreciaron los efectos de viscosidad.

5. En cuanto al término de aceleración de la ecuación general de energía, se consideró que podía ser despreciado. Este sería verdadero para la mayoría de los casos, pero el término es significativo para el caso de velocidades muy altas, y por tanto, se incluyó en el factor de fricción.

El término de pérdida de energía es:

$$\frac{dP}{uA} = \frac{1}{144} \left(\text{cm}^2 + \frac{f \rho (19.4)^2}{2.974 \times 10^5 \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^2} \right) \text{-----II.1.1}$$

El factor de fricción fue determinado a partir de datos obtenidos de presiones de fondo: los valores de f y así obtenidos se correlacionaron con el numerador del Número de Reynolds, que expresado en unidades prácticas queda:

$$du_{pno} = 1.77 \times 10^{-6} \frac{q \cdot M}{d \cdot p} \text{-----11.1.2}$$

Mediante una extensión del método, Saxendell y Thomas pudieron emplearlo con éxito para pozos con gastos altos y flujo por espacio anular.

La siguiente ecuación puede emplearse para obtener el valor de F_{1p} .

$$F_{1p} = 5.415 \times 10^{-3} - 5.723 \times 10^{-6} a + 1.848 \times 10^{-9} a^2 + 3.5843 \times 10^{-12} a^3 \text{---11.1.3}$$

Donde

$$a = \frac{d \times 10^6}{q \cdot M}$$

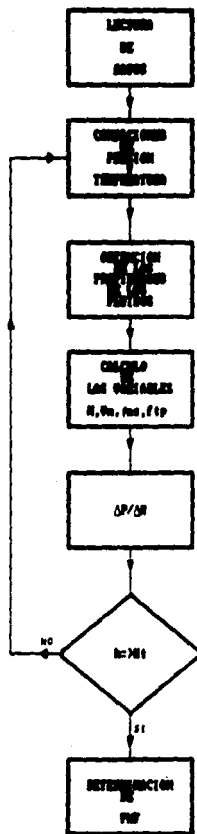
Procedimiento de cálculos

1. A partir de una p_1 y h_1 , sean condiciones en la cabeza del pozo o en el fondo del mismo, se fija una n y se obtienen

$$p_2 = p_1 + \Delta p; \quad \bar{p} = p_1 + (\Delta p / 2)$$

2. Calcular, para las condiciones medias del intervalo \bar{n} y \bar{E} (estimada), los valores de z , S_z , S_p y R_0 .
3. Calcular p_{me} con la ecuación respectiva.
4. Determinar el valor de du p_{me} y obtener S_{ip} con la ecuación 11.1.3.
5. Aplicando la ecuación 11.1.1 obtener el valor de Δh .
6. Repetir el procedimiento hasta completar la profundidad del pozo.

CORRELACION DE FLUJO VERTICAL DE POETMANN Y CARPENTER



CAPITULO II.2

METODO DE:

ORKISZEWSKI

METODO DE ORKISZEWSKI

El método de Orkiszewski (7) es el resultado del análisis y comparación de algunos métodos publicados para determinar si a través de alguno se podían calcular las caídas de presión, para un amplio rango de condiciones prevalecientes en los pozos utilizados en la pruebas.

Los métodos fueron clasificados sobre la base de similitudes en los conceptos teóricos; algunos fueron seleccionados para cada una de las categorías descritas anteriormente, en donde se establecieron los siguientes parámetros principales de clasificación:

1. Si el colgamiento del líquido es considerado en los cálculos de la densidad.
2. Como se manejan las pérdidas de presión por fricción.
3. Se consideran los patrones de flujo.

Orkiszewski obtuvo el colgamiento del líquido a partir de la observación física del fenómeno, y el gradiente de presión lo correlacionó con la distribución geométrica de la fase gaseosa y la líquida.

También pudo diferenciar entre cuatro patrones de flujo, y estableció una correlación relacionando el resbalamiento y el factor de fricción para cada uno de ellos. Estos patrones de flujo son:

1. FLUJO BURBUJA.

La tubería se encuentra casi completamente llena con líquido y la fase de gas libre es pequeña. El gas está presente en forma de pequeñas burbujas, distribuidas aleatoriamente y cuyos diámetros varían también arbitrariamente.

Las burbujas se mueven a diferentes velocidades, dependiendo de sus diámetros respectivos. El líquido se mueve con una velocidad casi uniforme y, excepto por la densidad, la fase de gas tiene un efecto pequeño sobre el gradiente de presión; este flujo se tiene para gastos altos de aceite y bajos de gas.

2. FLUJO BACHE.

En este régimen la fase de gas es más pronunciada, aunque la fase líquida permanece constante, las burbujas de gas coalescen y forman burbujas estables de aproximadamente el mismo tamaño y forma, cuyo diámetro es casi el de la tubería.

La velocidad de la burbuja es tan grande como la del líquido y puede ser predicha en relación a la velocidad del bache del líquido.

Hay una película de líquido alrededor de las burbujas de gas. La velocidad del líquido no es constante, mientras que el bache de líquido siempre está moviéndose hacia arriba, en la dirección del flujo volumétrico; el líquido en la película puede moverse hacia arriba, pero a una velocidad más baja, o puede moverse hacia abajo.

Todas variaciones en las velocidades del líquido resulta no solamente en variaciones en las pérdidas de presión por fricción, sino también en una variación en el colgamiento del líquido, lo cual influencia la densidad

fluyente de la mezcla. Para velocidades altas de flujo, el líquido puede entonces entrar en las burbujas de gas. Tanto la fase de gas como de líquido tienen un efecto significativo sobre el gradiente de presión.

III. FLUJO TRANSICION.

El cambio de la fase de líquido a la fase de gas como la fase continua ocurre en esta región. El bache de líquido entre las burbujas virtualmente desaparece, y una cantidad significativa de líquido viene a introducirse en la fase de gas; aunque los efectos del líquido son significativos, los de la fase de gas son más predominantes.

IV. FLUJO NIEBLA.

La fase de gas es la continua. El volumen de líquido está dentro y es acarreado con la fase de gas; una película de líquido moja las paredes de la tubería, pero sus efectos son secundarios.

ESTA TERCERA PAGINA
SALIDA DE LA BIBLIOTECA

La fase de gas es el factor que controla los gradientes de presión. Para $V_{op} > 50$ pie/seg y $V_{ol} > 1.25$ pie/seg, el flujo cambia de bache a niebla.

Cuando la V_{ol} alcanza valores superiores a 5.25 pie/seg ya no es fácil distinguir entre los diferentes patrones de flujo. Para valores bajos de V_{op} y V_{ol} se presenta el fenómeno conocido como cabeceo, en el que el flujo varía cíclicamente en pocas segundos; el flujo es inestable y los gradientes de presión son muy variables y difíciles de predecir.

Orkiszewski mejoró el trabajo de Griffith-Kallis para que fuera útil en el manejo de gases altos; en la modificación del método se desarrolló el parámetro β , que se denomina coeficiente de distribución del líquido, por medio del cual se consideran:

1. La distribución del líquido entrampado dentro de la burbuja de gas.
2. El colgamiento del líquido hacia altas velocidades de flujo

3. Cada incremento de longitud deberá de ser evaluado por un proceso iterativo, ya que \bar{p} y \bar{T} son influenciados por el régimen de flujo, y los tres términos de la ecuación II.2.1, que son función de la presión y la temperatura.

El término correspondiente a la energía cinética es solamente significativo para el patrón de flujo turbulento. En este régimen $V_L \gg V_g$, y el término ó puede expresarse como:

$$\left(\frac{pV}{gc}\right)dv = - \frac{V_m V_{sg}}{y_c \mu_l n} dn \quad \text{II.2.2}$$

De donde, expresando la ecuación II.2.1, en una forma más conveniente, se tiene:

$$\frac{\Delta n}{\Delta \lambda} \frac{1}{144} \left(\frac{\bar{p} + \bar{T}}{\mu_l V_{sg}} \right) \quad \text{II.2.3}$$

$$1 - \frac{4637 \mu_l p}{\dots}$$

Si no se considera el término de energía cinética, el gradiente de presión total se obtiene de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_p \text{----- 11.2.4}$$

Donde las variables que intervienen en la determinación del gradiente de presión se determinan en función del régimen de flujo que prevalezca, de acuerdo a las condiciones de ocurrencia existentes.

REGIMEN BURBUJA.

Las fronteras se establecen por:

$$\frac{q_g}{q_l} < L_b$$

Donde:

$$L_b = 1.071 - (0.2218 \frac{x}{d}) \text{-----} 11.2.5$$

L_b limitada a $L_b \geq 0.13$

$$C_1 = 1 + \frac{v_m}{0.8} \text{-----} 11.2.6$$

$$C_2 = (C_1 - \frac{4 v_{ag}}{0.8})^{0.5} \text{-----} 11.2.7$$

$$H_L = 1 - \frac{C_1 + C_2}{2} \text{-----} 11.2.8$$

Una vez conocido H_L , el gradiente por densidad se obtiene de la siguiente manera:

$$\left(\frac{d\eta}{dh}\right) = \frac{1}{144} (\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)) \text{-----} 11.2.9$$

El gradiente por fricción se determina con la ecuación 11.2.10, utilizando un proceso iterativo para el cálculo del factor de fricción.

$$\left(\frac{dn}{dh}\right)_f = \frac{1}{144} \left(\frac{12 f \rho L \gamma_L^2}{64.4 d} \right) \text{----- 11.2.10}$$

REGIMEN BACHE.

Este régimen es el más importante, ya que se encuentra en la mayoría de los pozos fluyentes o con bombas neumáticas.

Se encuentra dentro de los siguientes límites:

$$\frac{qg}{qt} > L_B \quad \text{y} \quad \bar{u}_g < L_S$$

Donde:

$$L_S = 50 + 36 \bar{u}_g \frac{qt}{4g} \text{----- 11.2.11}$$

Obtenemos el gradiente por densidad por:

$$\left(\frac{dn}{dh}\right)_\rho = \frac{1}{144} \left(\frac{C_a}{\gamma_m + \gamma_b} + \rho_L \right) \text{----- 11.2.12}$$

$$C_s = p_L (V_{sl} + V_b) + p_g V_{sg} \text{ ----- II.2.13}$$

El término δ , se conoce como el coeficiente de distribución de líquido, el cual se obtiene de la siguiente manera:

1. Cuando la fase continua es el agua ($f_{o25\%}$ y $u < 10$), la ecuación a utilizar será:

$$\delta = \left(\frac{0.013 \log(\mu L)}{d^{1.33}} \right) - 0.681 + 0.232 \log u - 0.428 \log d \text{ --- II.2.14}$$

2. Cuando la fase continua es el agua ($f_{o25\%}$ y $u > 10$), la ecuación que se utilizará:

$$\delta = \left(\frac{0.0451 \log(\mu L)}{d^{0.700}} \right) - 0.709 - 0.162 \log u - 0.888 \log d \text{ --- II.2.15}$$

3. Si por el contrario la fase continua es el aceite ($f_{o25\%}$ y $u < 10$), se utilizará la siguiente fórmula:

$$\delta = \left(\frac{0.0127 \log(\mu L)}{d^{1.415}} \right) - 0.284 + 0.167 \log u + 0.113 \log d \text{ --- II.2.16}$$

4. Por último, si la fase continua es el aceite y (f_c) 25% y v_i > 10), se utilizará la fórmula siguientes

$$\delta = \left(\frac{0.0274 \log(\mu_L + 1)}{d^{1.871}} \right) + 0.161 + 0.569 \log d - \log v_m$$

$$\left(\frac{0.01 \log(\mu_L + 1)}{d^{1.571}} \right) + 0.397 + 0.631 \log d \text{ ----- 11.2.17}$$

El valor de δ está sujeto a los siguientes límites.

Cuando $v_i < 10$

$$\delta \Rightarrow - 0.065 v_i \text{ ----- 11.2.18}$$

y cuando $v_i > 10$

$$\delta \Rightarrow - \frac{v_b \mu_i}{d_i + d_i v_b} \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_L} \right) \text{ ----- 11.2.19}$$

El valor de la velocidad de la burbuja (v_b), se determina en la forma siguientes

1. Calcular el Número de Reynolds de la burbuja y el Número de Reynolds del líquido:

$$N_{Reb} = \frac{1488 \text{ pl. d. ub}}{\mu} \text{-----} 11.2.20$$

$$N_{Rel} = \frac{1488 \text{ pl. d. ul}}{\mu} \text{-----} 11.2.21$$

2. Si el valor de u_b se calcula directamente con las siguientes ecuaciones:

Para $N_{Reb} \leq 3000$

$$\gamma_{bc} = (8.743 \cdot 10^{-6} N_{Rel} + 0.546) \gamma_{bs} \text{-----} 11.2.22$$

Para $N_{Reb} \geq 8000$

$$\gamma_{bc} = (8.74E-06 N_{Rel} + 0.35) \gamma_{bs} \text{-----} 11.2.23$$

Para $3000 < N_{Reb} < 8000$

$$\gamma_{bc} = (C_0^2 + A_0)^{-0.5} \alpha \text{-----} 11.2.24$$

$$\alpha = (8.74E-06 N_{Rel} + 0.251) \text{-----} 11.2.25$$

$$\Delta v = \frac{13.59 \mu\text{L}}{\rho \cdot d^{0.5}} \text{-----} 11.2.26$$

Al realizar los cálculos se determina un valor de γ_b , si este valor coincide con el supuesto, continuar con el procedimiento en caso contrario, tomar como nuevo valor de γ_b el valor de γ_b obtenido y entonces repetir los cálculos.

El término de gradiente de presión por fricción se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = \frac{f \cdot v_m \cdot \rho \cdot v^2}{772.8 \cdot d} \left(6 + \frac{\gamma_{sl} + \gamma_b}{v_m + \gamma_b}\right) \text{-----} 11.2.27$$

Donde el factor de fricción se obtiene mediante un proceso iterativo, para un número de Reynolds calculado con la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{124 \cdot \rho \cdot d \cdot v_m}{\mu} \text{-----} 11.2.28$$

REGIMEN TRANSICION.

Para este caso se consideró el método superior por Duno y Rao, el cual consiste en calcular numéricamente los gradientes por fricción y por elevación en las fronteras para flujo bache y flujo nieblas; y después ponderar linealmente cada término con respecto al valor de x_{vg} .

La zona de transición está definida en los siguientes

límites:

$$L_M > \bar{x}_g > L_S$$

Donde:

$$L_M = 75 + 84 \left(\bar{x}_g \frac{qL}{q_g} \right)^{0.75} \text{-----} 11.2.29$$

La ponderación se realiza la forma siguiente:

$$A = \frac{L_M - x_{vg}}{L_M - L_S} \text{-----} 11.2.30$$

$$B = \frac{K_{vg} - L_S}{L_M - L_S} \text{-----11.2.31}$$

Los gradientes correspondientes se calculan de la siguiente forma:

$$\left(\frac{dn}{d\lambda}\right)_i = A \left(\frac{dn}{d\lambda}\right)_{\text{bache}} + B \left(\frac{dn}{d\lambda}\right)_{\text{niebla}} \text{-----11.2.32}$$

$$\left(\frac{dn}{d\lambda}\right)_i = A \left(\frac{dn}{d\lambda}\right)_{\text{bache}} + B \left(\frac{dn}{d\lambda}\right)_{\text{niebla}} \text{-----11.2.33}$$

REGIMEN NIEBLA.

Para el cálculo del gradiente de presión en este régimen se aplica el método de Irujo y Koo. La región para el régimen niebla está definida por:

$$\bar{v}_g > L_M$$

El líquido va en suspensión de la corriente de gas y prácticamente no existe diferencia de velocidad entre las dos fases.

$$\bar{p}_m = \frac{f_L \gamma_{sL}}{u_m} + \frac{\rho_e \gamma_{s0}}{u_m} \text{-----} 11.2.34$$

En esta región, únicamente, se supone que la mayor parte de las caídas de presión por fricción se deben al flujo de gas dentro de la tubería.

$$r_1 = \frac{f \rho_L \gamma_L^2}{2 g_c d} \text{-----} 11.2.35$$

Donde el valor del factor de fricción se obtiene mediante un proceso iterativo, para un número de Reynolds calculándose como sigue:

$$Re = \frac{124 \gamma_{0g} d \rho_g}{\mu_L} \text{-----} 11.2.36$$

Para este caso, la rugosidad relativa, según lo muestran Duro y Ros, habrá de calcularse como una función del número de Weber y su valor solo será significativo cuando esté comprendido entre 10^{-3} y 0.5. En estos límites la rugosidad relativa se calcula con las ecuaciones siguientes:

$$N_{\mu} N_{\nu} = 0.093 \left(\frac{\gamma_{eg} \mu L}{\sigma L} \right)^2 \frac{\rho g}{\rho L} \text{-----} 11.2.37$$

$$N_{\mu} N_{\nu} < 0.005$$

$$\zeta = 0.8988 \frac{\sigma L}{\rho g \gamma_{eg} d} \text{-----} 11.2.38$$

$$N_{\mu} N_{\nu} > 0.005$$

$$\zeta = 4.4556 \frac{\sigma L (N_{\mu} N_{\nu})^{0.902}}{\rho g \gamma_{eg}^2 d} \text{-----} 11.2.39$$

Finalmente el gradiente de presión total podrá calcularse de la siguiente manera:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right) = \frac{1}{144} \left(\frac{\rho_m + \tau f}{1 - (91.99/4637) \sigma_p^2 \bar{p}} \right) \text{-----} 11.2.40$$

Procedimiento de cálculos

1. A partir de p y h conocidas, sean estas en la cabeza del pozo o en el fondo del mismo, suponer una Δp y obtener \bar{p}_1 y P_2 .

2. Determinar las propiedades de los fluidos a las condiciones medias de escorrente.

3. Calcular para las condiciones medias, γ_{og} , γ_{ol} , μ_{vg} y μ_{vl} .

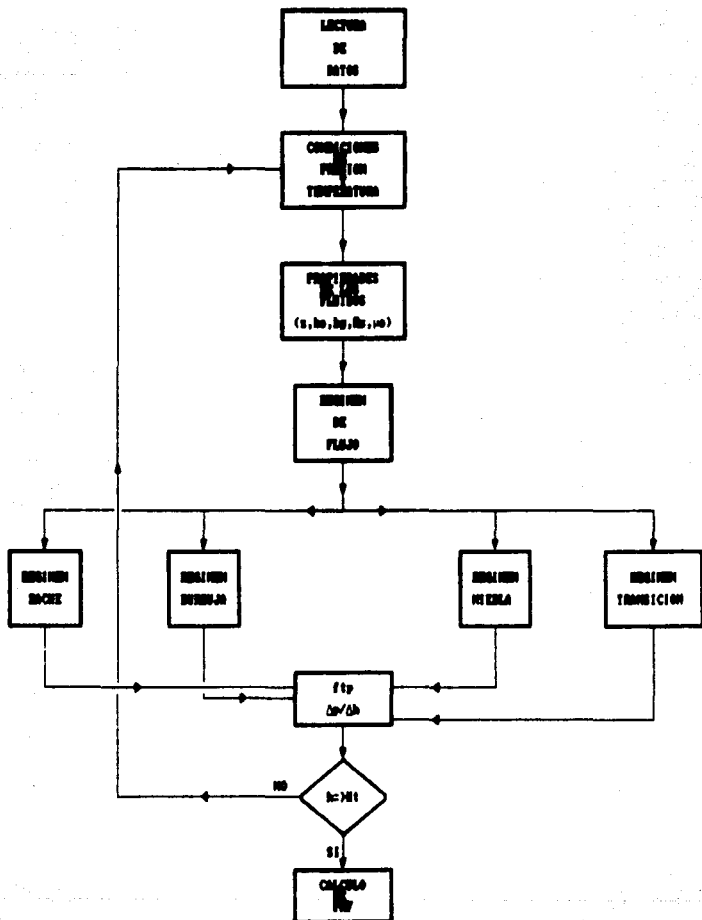
4. Obtener los valores de u_m , L_u , L_s y L_b .

5. Determinar el régimen de flujo.

6. Calcular el gradiente por densidad y el gradiente por fricción de acuerdo al régimen de flujo en que se encuentre el intervalo.

7. Aplicando la ecuación correspondiente determinar el valor del gradiente se presión total ($\Delta p/\Delta h$), y con este la Δh correspondiente a la Δp supuesta.

CORRELACION DE FLUJO VERTICAL DE ORKISZEWSKI



CAPITULO II.3
APLICACIONES

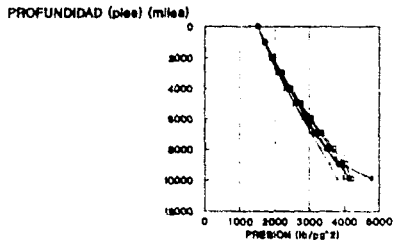
LAS SIGUIENTES CURVAS FUERON ELABORADAS UTILIZANDO LAS CORRELACIONES DE FLUJO - MULTIFASICO DE POETTMANN-CAPENTER Y LA DE ORKISZEWSKI.

SE ELABORARON APARTIR DE DATOS OBTENIDOS EN EL DISTRITO CUENCA DEL PAPALOAPAN DE PETROLEOS MEXICANOS

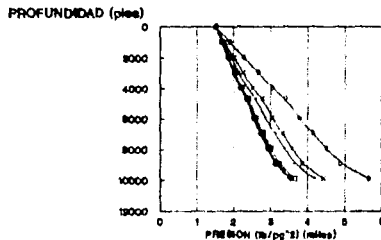
LOS POZOS ESTUDIADOS FUERON:
MATA PIONCHE 14-S, MECAYUCAN 24 Y MIRELE-
JOS 1, RESPECTIVAMENTE.

GRADIENTES DE PRESION TUB. PRODUC. 2-3/8"

METODO DE ORKISZEWSKI



MET. DE POETT.-CARPEN.



DATOS:

RGA=1117 ft³/bl
Pth=1500 lb/pg²

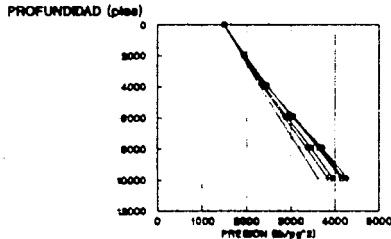
GASTOS (B/D):

250	1000
500	2000
750	3000

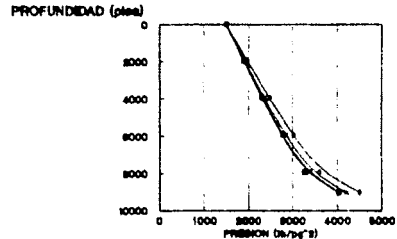
GRADIENTES DE PRESION

TUB. PRODUC. 2-7/8"

METODO DE ORKISZEWSKI



MET. DE POETT-CARPENTER



DATOS :

$RGA=1117 \text{ ft}^3/\text{bl}$
 $P_{th}=1500 \text{ lb/pg}^2$

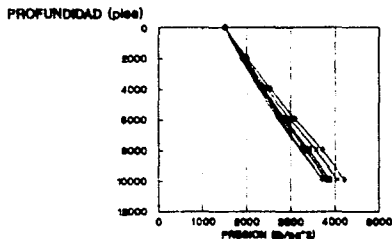
GASTOS (B/D):

250	1000
500	2000
750	3000

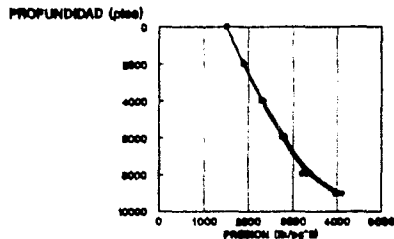
GRADIENTES DE PRESION

TUB. 3-1/2"

METODO DE ORKISZEWSKI



MET. DE POETT-CARPENTER



DATOS:

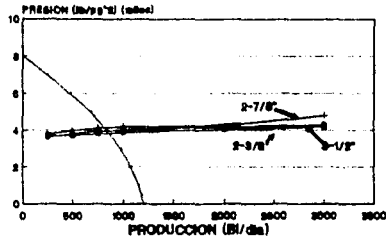
RGA=1117 ft³/bl
Pth=1500 lb/pg²

GASTOS (B/D):

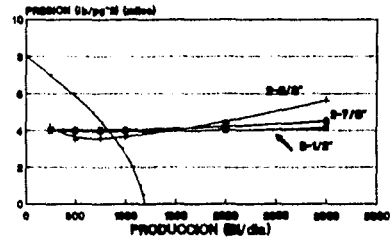
250	1000
500	2000
750	3000

COMPORTAMIENTO DE FLUJO

METODO DE ORKISZEWSKI



METODO DE POETT-CARPENTER



PRESION DE FONDO FLUYENDO

2-3/8"

GASTO	ORKISZEWSKI	POETT-CARPEN
(bl/dia)	(lb/pg ²)	(lb/pg ²)
250	3788	4183
500	3998	3509
750	4120	3550
1000	4216	3643
2000	4178	4410
3000	4791	5632

DATOS:

RGA=1117 ft³/bl
Pth=1500 lb/pg²

PRESION DE FONDO FLUYENDO

2-7/8"

GASTO	ORKISZEWSKI	POET-CARP
(bl/dia)	(lb/pg ²)	(lb/pg ²)
250	3811	4080
500	3841	4023
750	3861	4021
1000	4026	4034
2000	4196	4192
3000	4877	4481

PRESION DE FONDO FLUYENDO

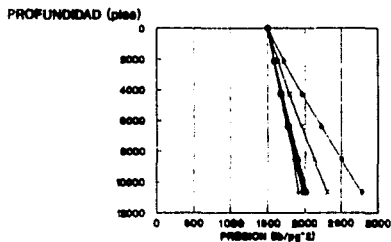
3-1/2"

GASTO	ORKISZEWSKI	POET-CARP
(bl/dia)	(lb/pg ²)	(lb/pg ²)
250	3727	3962
500	3713	3966
750	3815	3963
1000	3866	3966
2000	4064	4006
3000	4279	4114

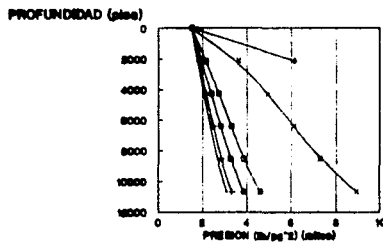
GRADIENTES DE PRESION

TUB. PRODUC. 2-3/8"

METODO DE ORKISZEWSKI



MET. DE POETT-CARPENTER



DATOS:

$RGA=9578 \text{ ft}^3/bi$

$P_{th}=1500 \text{ lb/pg}^2$

GASTOS (B/D):

250 1000

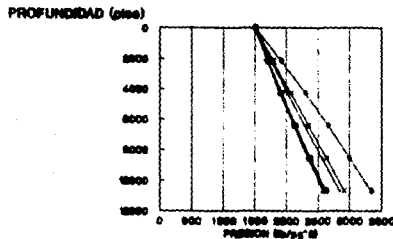
500 2000

750 3000

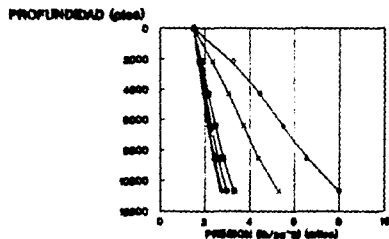
GRADIENTES DE PRESION

TUB. PRODUC. 2-7/8"

METODO DE ORKUSZEWSKI



MET. DE POETT-CARPENTER



DATOS:

RGA=9578 ft³/bl
Pth=1500 lb/pg²

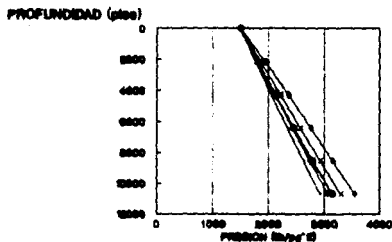
GASTOS (B/D):

250	1000
500	2000
750	3000

GRADIENTES DE PRESION

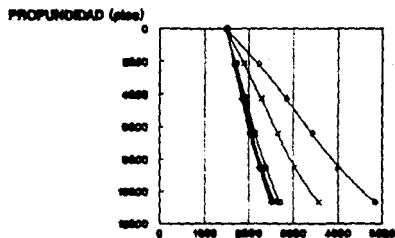
TUB. PRODUC. 3-1/2"

METODO DE ORKOSZEWSKI



DATOS:
RGA=9578 ft³/bi
Pth=1500 lb/pg²

MET. DE POETT-CARPENTER

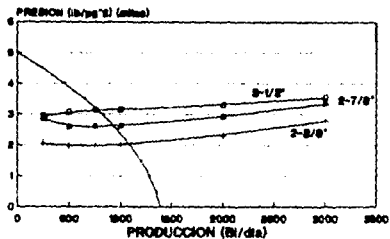


GASTOS (B/D):

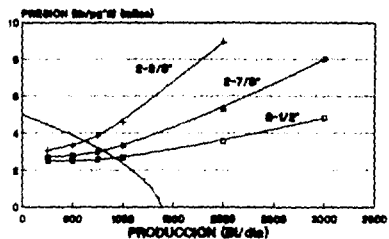
250	1000
500	2000
750	3000

COMPORTAMIENTO DE FLUJO

METODO DE ORKISZEWSKI



METODO DE POETT-CARPENTER



DATOS:
 RGA=9578 ft³/bl
 Pth=1500 lb/pg²

GASTOS (B/D):

250	1000
500	2000
750	3000

PRESION DE FONDO FLUYENDO

3-1/2"

GASTO	ORKISZEWSKI	POET-CARP
(bl/dia)	(lb/pg ²)	(lb/pg ²)
250	3727	3982
500	3713	3958
750	3815	3953
1000	3885	3955
2000	4054	4008
3000	4219	4114

DATOS:

RGA=9578 11³/bl
Pth=1500 lb/pg²

PRESION DE FONDO FLUYENDO

2-3/8"

GASTO	ORKISZEWSKI	POET-CARP
(bl/dia)	(lb/pg ²)	(lb/pg ²)
250	3037	3070
500	1972	3500
750	1978	3847
1000	3010	4802
2000	2311	8841
3000	2781	

PRESION DE FONDO FLUYENDO

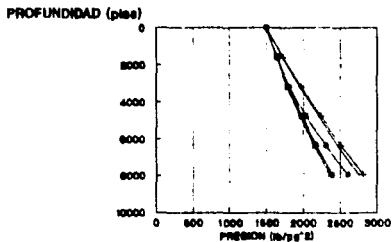
2-7/8"

GASTO	ORKISZEWSKI	POET-CARP
(bl/dia)	(lb/pg ²)	(lb/pg ²)
250	3887	2707
500	3668	2762
750	3887	2974
1000	3821	3598
2000	2912	8283
3000	3338	8008

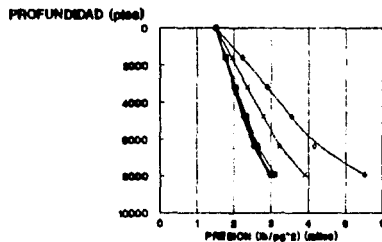
GRADIENTES DE PRESION

TUB. PRODUC. 2-3/8"

METODO DE ORKISZEWSKI



MET. DE POET-CARP



DATOS:

$RGA=2510 \text{ ft}^3/bi$

$P_{th}=1500 \text{ lb/pg}^2$

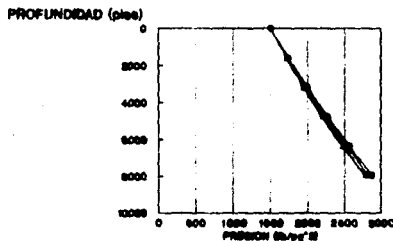
GASTOS (B/D):

250	1000
500	2000
750	3000

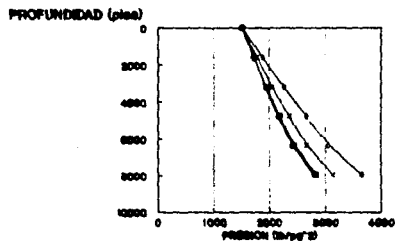
GRADIENTES DE PRESION

TUB. PROD. 2-7/8"

METODO DE ORKISZEWSKI



MET. DE POET-CARPENTER



DATOS:

RGA=2510 ft³/bl

Pth=1500 lb/pg²

GASTOS (B/D):

250 1000

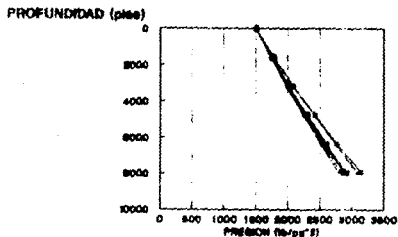
500 2000

750 3000

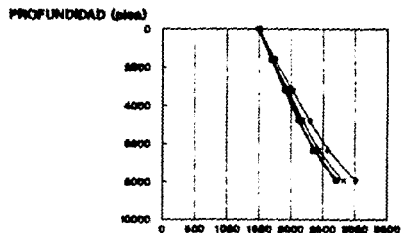
GRADIENTES DE PRESION

TUB. PROD. 3-1/2"

METODO DE ORKISZEWSKI



MET. DE POET-CARPENTER



DATOS:

$RGA=2510 \text{ ft}^3/\text{bl}$

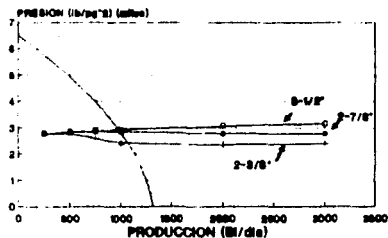
$P_{th}=1500 \text{ lb/pg}^2$

GASTOS (B/D):

250	1000
500	2000
750	3000

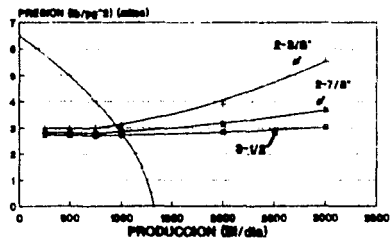
COMPORTAMIENTO DE FLUJO

METODO DE ORKISZEWSKI



DATOS:
 $RGA=2510 \text{ ft}^3/\text{bl}$
 $P_{th}=1500 \text{ lb/pg}^2$

MET. DE POET-CARPENTER



GASTOS (B/D):

250	1000
500	2000
750	3000

PRESION DE FONDO FLUYENDO

2-3/8"

GASTO	ORKISZEWSKI	POET-CARP
(bl/dia)	(lb/pg ²)	(lb/pg ²)
250	2748	2980
500	2813	2948
750	2802	2998
1000	2381	3097
2000	2353	3887
3000	2393	5511

DATOS:

RGA=2510 ft³/bl
Pth=1500 lb/pg²

PRESION DE FONDO FLUYENDO

2-7/8"

GASTO	ORKISZEWSKI	POET-CARP
(bl/dia)	(lb/pg ²)	(lb/pg ²)
250	2770	2922
500	2820	2788
750	2870	2788
1000	2874	2890
2000	2788	3188
3000	2778	3884

PRESION DE FONDO FLUYENDO

3-1/2"

GASTO	ORKISZEWSKI	POET-CARP
(bl/dia)	(lb/pg ²)	(lb/pg ²)
250	2764	2788
500	2824	2788
750	2880	2700
1000	2818	2708
2000	3088	3814
3000	2982	3018

TABLA II
RESULTADOS:

POZO:
MATA PIONCHE 14-S

TUB. PROD. (pg.)	GASTO OBTENIDO (m ³ /dia)	PRESION (ORKISZ.) (kg/cm ²)	GASTO OBTENIDO (m ³ /dia)	PRESION (POET-CAR) (kg/cm ²)	RELACION GAS-AC. (m ³ /m ³)	P. T. H. (kg/cm ²)
2-3/8	135	270.6	138	255.8	199	105
2-7/8	127	292.8	132	288.7	199	105
3-1/2	130	278.1	130	278.1	199	105

POZO:
MECAYUCAN 31

2-3/8	171	143.1	99	255.8	1706	105
2-7/8	152	182.7	128	215.1	1706	105
3-1/2	122	222.3	147	255.8	1706	105

POZO:
MIRALEJOS 1

2-3/8	171	173.5	152	221.3	447	105
2-7/8	156	201.2	159	198.7	447	105
3-1/2	156	206.5	163	188.7	447	105

CAPITULO III
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las tuberías de producción, dentro de un programa de terminación de pozos, son importantes; ya que habrá de diseñarse para transportar la producción calculada del pozo y para oponer los esfuerzos a los que se ve sometida.

Para realizar el diseño de la carta de producción es necesario determinar el gasto que se puede obtener del pozo y a partir de este determinar el diámetro de la tubería a colocar.

Las correlaciones de flujo multifásico de Orkiszewski y la de Poettmann-Carpenter, se programaron para procesarse en computadores personales. Estos programas se pueden utilizar para determinar curvas de capacidad de flujo de tuberías de diferentes diámetros y así seleccionar la más adecuada a la producción esperada del pozo.

El diseño de cartas de tubería de producción por esfuerzos, se puede realizar en forma analítica o usando las prácticas que se presentan en este trabajo.

Los métodos propuestos se aplicaron para diseñar las tuberías de producción de tres pozos del distrito Cuenca del Paratapan, Mecayucan 24, Mala Pionche 14-5 y Miralejos 1.

NOMENCLATURA

- A_{pr} = área anular de la tubería de producción, pies²
 A_o = área de acero de la sección transversal de la T.P., pg
 B_o = factor de volumen del aceite, pie³/pie³
 B_g = factor de volumen del gas, pie³/pie³
 D_{pi} = diámetro interior de la tubería de producción, pg
 F_j = esfuerzo en las juntas de la tubería de producción, lb
 F_{oc} = factor de seguridad al colapso.
 F_{oi} = factor de seguridad a la presión interna.
 F_{ot} = factor de seguridad a la tensión.
 F_{fr} = factor de fricción para la tubería de producción, adimensional
 f_o = relación aceite-líquido, cond. esc.
 f_w = relación agua-líquido, cond. esc.
 g_c = factor de conversión de la 2a. ley de Newton lb-mie/lb_m-seg²
 H = profundidad total del pozo, pies
 K = fracción del vol. de tubería ocusada por el flujo, (colgamiento)
 L = longitud total de la tubería de producción, pies
 m = masa, lb_m
 M = peso molecular, lb_m/mole-lb

- N_{gv} = número de la velocidad del gas, adimensional
 N_{lv} = número de la velocidad del líquido, adimensional
 N_{ReL} = número de Reynolds del líquido, adimensional
 N_{ReB} = número de Reynolds de la burbuja, adimensional
 P = presión, lb/pg^2
 P_B = presión de burbujas, lb/pg^2
 P_{th} = presión en la cabeza del pozo, lb/pg^2
 P_{wf} = presión fluyendo del pozo, lb/pg^2
 q_o = producción de aceite a c. esc. $bl/día$
 q_w = producción de agua a c. esc. $bl/día$
 R_{gs} = relación gas-aceite, pie^3/bl
 R_o = relación de solubilidad, pie^3/bl
 T_c = temperatura en la cabeza del pozo, $^{\circ}F$
 T_f = temperatura en el fondo del pozo, $^{\circ}F$
 $T.P.$ = tubería de producción
 v_m = velocidad de la mezcla, $pies/seg$
 v_{oi} = velocidad superficial del líquido, $pies/seg$
 v_{og} = velocidad superficial del gas, $pies/seg$
 V_m = volumen de la mezcla a c. esc. por barril de aceite producido a cond. esc., pie^3/bl

W = gasto máxico, $\text{lbm}/\text{día}$

W_s = peso unitario de la tubería

W_t = peso unitario de la tubería de producción, lb/pie

Z = factor de compresibilidad del gas

$\Delta p/\Delta h$ = gradiente de presión, $\text{lb}/\text{pie}^2/\text{pie}$

γ_g = densidad relativa del gas (aire=1.0)

γ_o = densidad relativa del aceite, API

e = rugosidad, pie

ρ_g = densidad del gas, lbm/pie^3

ρ_o = densidad del aceite, lbm/pie^3

ρ_m = densidad de la mezcla, lbm/pie^3

ρ_{m0} = densidad de la mezcla sin reobalamiento, lbm/pie^3

ρ_L = densidad del líquido, lbm/pie^3

μ_o = viscosidad del aceite, cp

μ_g = viscosidad del gas, cp

δ = coeficiente de distribución del líquido

Δh = incremento de profundidad, pies

Δp = caída de presión, lb/pie^2

ΔT = incremento de temperatura, $^{\circ}\text{F}$

REFERENCIAS

1. Morales Figueroa, J.: "Análisis simplificado de esfuerzos en tuberías de producción". Revista de Ingeniería Petrolera, 1986.
2. S. Lubinski, V. P. Allhouse, J. Logan "Helical buckling of tubing sealed in packers". Journal of Petroleum Tech. 1962.
3. B. C. Craft and W. R. Holdens "Well Design, Drilling and Production Practice". Chap. 2, 1962.
4. Thomas O. Allen and Alan P. Roberts "Production Operations". Vol. I, Chap. 6, 1978.
5. Romero Juárez A.: "A simplified method for calculating temperature changes in deep wells". Journal of Petroleum Technology, 1979.
6. Poettmann F.K. y Carpenter P.G. "The Multiphase Flow of gas, oil and water through vertical flow strings with application to the design of gas lift installations.", Drill and Production Practice, APG, 1952.
7. Onkogeowski, J. "Prediction two-phase pressure drops in vertical pipes", Journal of Petroleum Technology, junio de 1967.
8. Acuña, A. y Garzaoches P., F. "Diseño de tuberías de producción y líneas de descarga". Revista del I.M.F. julio de 1975.

9. Kermie S. Brown, Pudge Puharno y Jim Leas "Technology of artificial lift methods". Vol. I
10. Vogel, G.V.: "Inflow performance relationships for solution gas drive wells". *Journal of Petroleum Technology* 1968.
11. Poblano Ordóñez, R.: "Análisis nodal para definir intervenciones a pozos considerando el aspecto económico". *Revista de Ingeniería Petrolera*, 1989.
12. A. Zubinski y J. Althouse, J. Logan: "Helical buckling of tubing sealed in packers", *Journal of Petroleum Engineer*, June 1962.
13. Acuña A., Garaicochea P. F., Limón R. J.: "Flujo multifásico en tuberías", S.M.P. 1976.