

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Petróleo

“EFECTO DE PANDEO EN EL ENTUBADO EN LAS INSTALACIONES DE BOMBEO”

**Tesis para optar el Grado de
BACHILLER EN INGENIERIA DE PETROLEO**

**Presentada por
ABEL A. CHUMPITAZ ARENAS**

LIMA - PERU

1966

A MIS

QUERIDOS PADRES

C O N T E N I D O

Introducción.-

CAPITULO I .- Problemas de Bombeo en el fondo del Pozo

- a) Movimiento del entubado
- b) Elongación de la tubería
- c) Decrecimiento de la elongación
- d) Elongación termal

CAPITULO II. /+ Libre juego del entubado

- a) Influencia del tamaño del pistón.
- b) Cálculo del libre juego del entubado : Analítica y gráficamente.

CAPITULO III .- Pandeo del entubado

- a) Causas del Pandeo
- b) Efecto dañino del Pandeo.

CAPITULO IV .- Como prevenir el Pandeo.

- a) Ancla de Tensión.
- b) Métodos para el cálculo del Pick Up.
- c) Tubo de Extensión.
- d) Ancla de Compresión.
- e) Guías de Varillas.
- g) Beneficios del ancla en el entubado.

CONCLUSIONES.-

REFERENCIAS.-

INTRODUCCION

.- El fenómeno del pandeo en la tubería de producción es muy conocido en pozos de bombeo por varillas, y el uso del ancla en prevenir este fenómeno tiene gran aceptación universal, ya que es bien conocido que una columna (dentro del pozo) está sometida a fuertes compresiones teniendo como resultado el fenómeno del pandeo y también se sabe que su estructura no se doblaría si estuviera sometida a una tensión.

Tomando estas consideraciones se pregunta: ¿Cómo es que el fenómeno del pandeo es afectado por las presiones tanto externa como interna.? Al principio, aparentemente no debiera ser afectado, sin embargo esto no es cierto; a fin de llegar a una correcta deducción primero debiera entenderse las razones básicas del pandeo en la parte inferior de la columna ya que en algunos casos, cuando una tubería está sometida a una presión interna mucho mayor que una presión externa, ésta puede doblarse bajo una tensión, en otros casos puede permanecer recta aunque esté sometida a una compresión muy grande. En 1950 y 1951 fué explicado por que la parte inferior de la tubería suspendida libremente dentro de un pozo no pandeo, aún cuando esté sometida a una gran compresión debido al empuje hacia arriba. Se expuso esto partiendo del concepto del punto neutral; punto que goza de la propiedad de no afectarle a la vez ni la tensión ni la compresión.

El nuevo concepto fué generalizado al conocer la diferencia de presión (externa é interna), también al conocer la variación de la presión y tensión con la profundidad, ampliándose más tarde al conocer la técnica de la presión hidrostática. Pero en 1952 se observó que esta teoría fué aplicada en unos pozos de bombeo con varillas, siendo la parte más baja de la tubería suspendida la que pandeara durante el upstroke, y más tarde se determinó que este fenómeno es causa del desgaste y mal funcionamiento del equipo.

C A P I T U L O

I

PROBLEMAS DE BOMBEO EN EL FONDO DEL POZO

Existen tres puntos principales con respecto a problemas de bombeo en el fondo del pozo.

- 1.- La parte mas baja de la sarta del entubado suspendida y libre en pozos bombeado por varillas, se pandea alrededor de la varilla en forma de espiral, sobre cada movimiento del émbolo hacia arriba,
- 2.- El entubado debe ser anclado en tensión para prevenir y evitar el pandeo.
- 3.- En casi todos los casos el efecto del pandeo en la tubería impone mas serias condiciones que el efecto del libre de juego ó juego del entubado.(breathing)

Movimiento del entubado.

A fin de conocer la necesidad del ancla y su conveniente uso es que se comienza con una discusión de los factores que causan el movimiento del entubado cuando el pozo es bombeado. Por lo tanto estos movimientos básicos pueden considerarse a saber : elongación , pandeo , libre juego del entubado, denominado en el idioma inglés "breathing".

Decrecimiento de la Elongación.

El decrecimiento de la elongación debido al empuje hacia arriba es causado por la baja del nivel del fluido en el espacio anular, cuando un pozo se pone en producción.

El tubo^{que} no es afectado normalmente por el bombeo(que es donde el nivel de trabajo del fluido permanese sobre la bomba) sufrirá una elongación adicional ya que por el decrecimiento de la presión del reservorio ó por el rate de producción ó por ámbos.

Elongación del entubado

La elongación de la tubería de producción no tiene efecto de síno, pero tan solo el hecho que esto ocurra será reconocido y se tomará en cuenta en el anclaje de la tubería.

La elongación ocurre como el resultado del incremento de la

carga del fluido, decreciendo el empuje hacia arriba y la expansión térmica, además siendo la magnitud del peso del fluido entre otras cosas, una función de la densidad, la elongación resultará por efecto del peso del fluido en la tubería. por lo tanto en un pozo en donde el porcentaje de agua es creciete, el aumento de la elongación irá progresando.

Elongación termal

La elongación termal resulta del aumento de la temperatura en el tubo por el relativo calor que produce el fluido y también cabe mencionar que este fenómeno afecta en unos grados al crudo producido.

Sin profundizarnos en este fenómeno de la elongación añadiremos que el análisis sobre el movimiento de la tubería se desarrolla generalmente en base a cambios anticipados de presión y temperatura. Consecuentemente es necesario expresar el efecto helicoidal y el efecto del pistón en función de el cambio de presión interna y externa. Lo mismo sucede con el efecto globular, que es función de la presión distribuida a lo largo de la tubería, expresada en términos de las densidades del fluido exterior é interior y de las presiones que actúan sobre la superficie.

Si llamamos al:

Efecto del pistón	ΔL_1
Efecto helicoidal	ΔL_2
Efecto globular	ΔL_3
Efecto térmico	ΔL_4

Resulta evidente que la tubería se moverá en cualquier instalación donde se registren cambios de presión y temperatura, tal como sucede actualmente en las instalaciones de bombeo. No es demás si aclaramos en decir que ΔL_1 , ΔL_2 , ΔL_3 , son contracciones mientras que ΔL_4 es de elongación. Si recárrimos a la Fg.(1) analizamos gráficamente el movimiento que toma lugar en dicha instalación y nos pone frente a los mismos e-

fectos que hemos mencionado anteriormente.

La elongación total ΔL_{TOTAL} causada por el bombeo es también igual al elongamiento que debe tomarse hacia arriba después que el ancla ha sido sentada.

Dicha tracción, basada en un análisis matemático, eliminará el movimiento y evitará el desgaste del vástago y de la tubería. La expresión de ΔL_{TOTAL} estará dado por:

$$\Delta L_{TOTAL} = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3 + \Delta L_4$$

La solución de este problema contribuirá en muchas circunstancias a aumentar la producción y eficiencia de bombeo al prevenir la creación de esfuerzos cíclicos en la tubería que induce a su vez problemas de fatiga en el equipo.



C A P I T U L O

I I

LIBRE JUEGO DEL ENTUBADO (BREATHING)

El libre juego del entubado (breathing) es un término muy conocido en los campos de petróleo, que describe el movimiento de vaivén de una tubería sin anclaje a medida que el fluido es alternadamente transferido entre la tubería y las varilla durante el ciclo de bombeo.

Durante cada movimiento del pistón de la bomba hacia abajo cuando la válvula viajera se abre y la válvula fija se cierra, una fuerza hacia abajo ejercida sobre la tubería de producción al nivel de la bomba es igual a la presión diferencial a través de la válvula fija cerrada por el área de la sección transversal de la tubería (I.D.)

Durante cada movimiento del émbolo de la bomba hacia arriba, la válvula viajera es cerrada y la válvula fija se abre, una parte del fluido soportado por el entubado durante el bombeo es transferido hacia arriba por la sarta de las varillas, resultando en este momento una contracción del entubado.

Esta contracción total en el entubado es igual a la presión diferencial a través de la válvula viajera por el área de la sección transversal del émbolo

En consecuencia observamos la magnitud del cambio de carga en la tubería durante el ciclo de bombeo es una función directa del área de la sección del émbolo de la bomba, es decir a mayor diámetro del émbolo, mayor cambio de carga y por consiguiente mayor elongación y contracción

Influencia del tamaño en el émbolo.

La influencia del tamaño en el émbolo, en el libre juego del entubado es conveniente poner especial interés en el caso de que se use un diámetro "Extra grande" en la bomba para obtener una producción alta. El término extra grande es usado aquí como el diámetro medio del émbolo que es mayor que el diámetro interior de la tubería de producción.

Durante el movimiento del émbolo de la bomba de la bomba hacia arriba todo el fluido que causa la elongación de la tubería, es transferido a la sarta de varillas, sumándose una fuerza ejercida hacia arriba sobre la tubería de producción en el punto donde ocurre la reducción del diámetro interior de la tubería de producción (entubado)

Esta fuerza hacia arriba es igual a la presión en el entubado en ese punto por el área diferencial entre el diámetro exterior del émbolo y el diámetro interior del entubado.

Omitiendo el efecto amortiguante de la fricción entre la tubería y el casing, el entubado íntegro es afectado por el libre juego, es decir; que tanto el alargamiento como el fenómeno de la contracción son iguales pero se realizan mas movimientos.

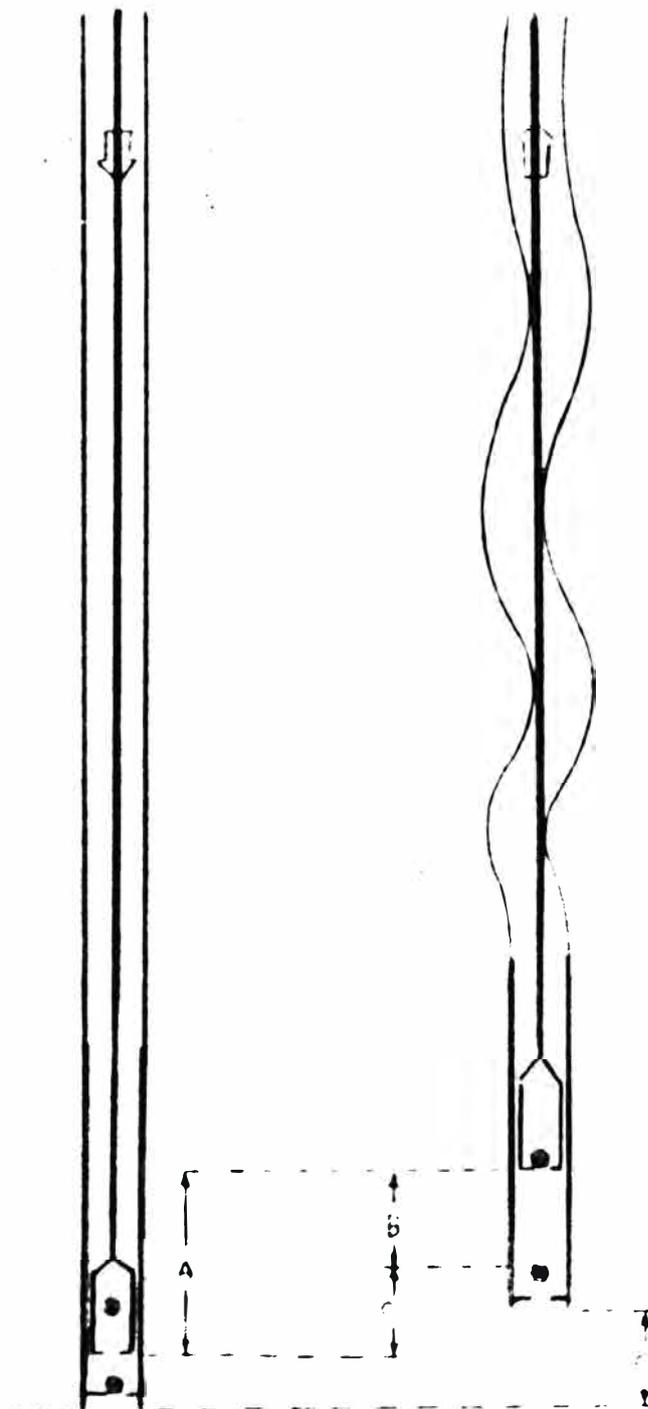
Por ejemplo si asumimos que cada alargamiento en la unión y su contracción en la tubería de producción es de $1/8$ de pulgada, el siguiente cople de abajo viajará 2 veces $1/8$ de pulgada, ó sea $1/4$ de pulgada...¿Por qué?...Por que el alargamiento de la segunda unión de la tubería será añadido a la de la primera, entonces cada cople de la sarta tendrá $1/8$ de pulgada mayor de vaivén que la inmediata inferior, la cual resulta que el máximo juego del entubado será según y mediante el nivel de la bomba, el cual decide el cambio de carga del fluido.

CALCULO DEL LIBRE JUEGO DEL ENTUBADO (breathing)

Este fenómeno puede reducir la carrera del émbolo de la bomba y en algunos casos es causa de una pérdida, aunque insignificante de la producción.

Esta pérdida exacta de la carrera debido al libre juego del entubado en un pozo específico sefa dificultoso su cálculo por que es posible la asincronización de algunos golpes del émbolo.

Sin embargo en muchas ocasiones se aclara esta explicación



Downstroke

Upstroke

A = carrera total del émbolo

B = carrera efectiva del émbolo

C = distancia del libre juego del entubado

fig. 2

diciendo que la pérdida de carrera durante cada (de) ciclo de bombeo es aproximadamente igual a la longitud del libre juego del entubado, es decir; cuando la tubería se mueve hacia arriba (upstroke) y regresa hacia abajo (downstroke), se muestra en la fig. (2)

En consecuencia, se puede usar el siguiente cálculo para demostrar que la máxima pérdida en la producción supuesta debido al libre juego del entubado ó que el máximo incremento de producción podría esperarse por el anclaje del entubado. Por lo tanto el movimiento aproximadamente vertical en base al fondo del entubado entre el downstroke y el upstroke es dado por la fórmula siguiente:

$$\Delta L = \frac{F \times L}{E \times A_g} \quad (1)$$

Siendo:

ΔL = distancia del libre juego del entubado.

F = Área del émbolo x gradiente del fluido x nivel de trabajo del fluido.

L = longitud del entubado (ft.)

E = módulo de Young : 30×10^6 psi.

A_g = Área de la sección transversal del entubado. (in^2)

Esta fórmula se vé que no considera el pandeo, esta sin embargo es suficiente para este cálculo.

Por ejemplo tenemos un peso con las siguientes características.-

PROBLEMA II - 1

Carga del fluido	6,280	lbs.
Gradiente del fluido	0.5	psi/ft.
Longitud del entubado	4,000	ft.
Díámetro del émbolo	2	in

Nivel de trabajo del fluido 4,000 ft.

Diámetro del entubado 2 3/8 in

Solución.- Aplicando la ecuación (1) y si no se conociese δ no se diera como dato la carga del fluido tendríamos:

$$L = 4,000 \text{ ft.} \quad E = 30, \times 10^6 \text{ psi.} \quad 3'260,000 = E \times A_p$$

El cálculo de F lo obtenemos de la fórmula:

$F = \text{Area del ánabolo} \times \text{Gradiente} \times \text{Longitud del entubado.}$

Area del ánabolo... 3.142 in² (Tabla 1)

Gradiente 0.5 psi/ft,

Longitud del entub. 4,000 ft.

Luego :

$$\Delta L = \frac{3.142 \times 0.5 \times 4,000 \times 4,000}{3'260,000} = 7.7 \text{ in (aprox. 8")}$$

$$\Delta L \approx 8 \text{ in.}$$

Cálculo del libre juego del entubado mediante gráficos.

Se pueden emplear los gráficos 3D, 4D, 5D, 6D, 7D, según el diámetro del entubado. Así para el ejemplo dado emplearemos el gráfico 3D.

Entramos por eje de las abscisas con la profundidad del anela: 4,000 ft. (tomándose como longitud del entubado) y por el eje de las ordenadas con 6,280 lbs. (dato); la intersección cortará a la curva de estiramiento del entubado que en este caso es 8"; Luego:

$$\Delta L = 8 \text{ in.}$$

Se entiende que solo se empleará estos gráficos si se conoce la carga del fluido.

TABLE I

FOR 2-1/2" OD BY OD PE API TUBING
WELL FLUID - SALT WATER

WELL FLUID TEMPERATURE - °F	VERTICAL FLUID LEVEL - FEET									
	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000
10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500
9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000
8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500
8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500
7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500
6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500
5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

TABLE II

FOR 2-1/2" OD BY OD PE API TUBING
WELL FLUID - SALT WATER

WELL FLUID TEMPERATURE - °F	VERTICAL FLUID LEVEL - FEET									
	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000
10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500
9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000
8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500
8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500
7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500
6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500
5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

TABLE III

FOR 2-1/2" OD BY OD PE API TUBING
WELL FLUID - SALT WATER

WELL FLUID TEMPERATURE - °F	VERTICAL FLUID LEVEL - FEET									
	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000
10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500
9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000
8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500
8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500
7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500
6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500
5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

TABLE IV

FOR 2-1/2" OD BY OD PE API TUBING
WELL FLUID - SALT WATER

WELL FLUID TEMPERATURE - °F	VERTICAL FLUID LEVEL - FEET									
	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000
10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500
9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000
8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500
8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500
7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500
6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500
5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

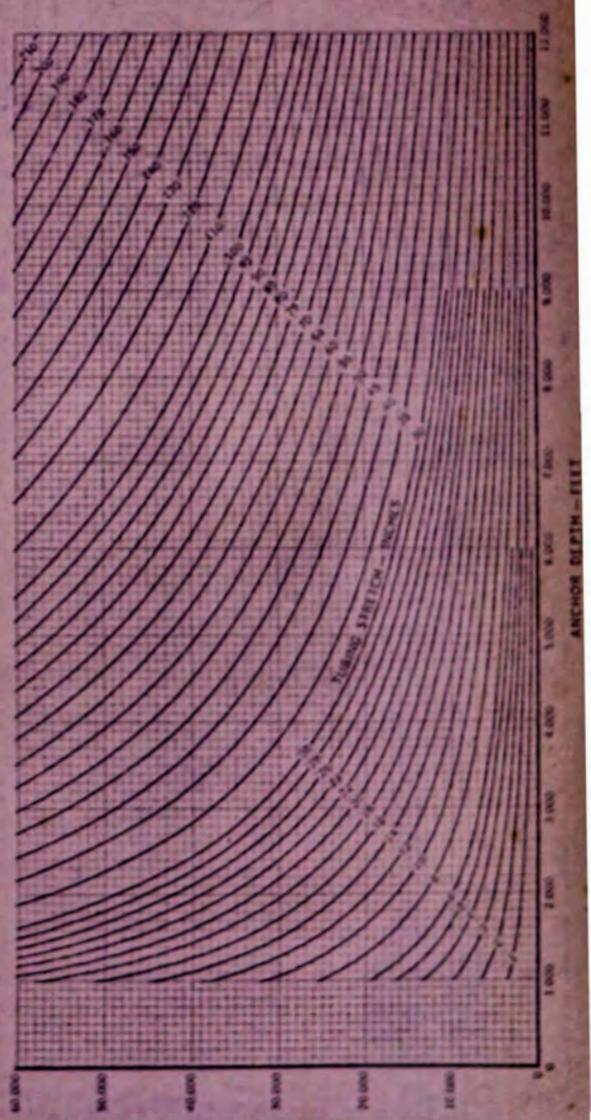
GRAFICO 3

Tables for Computing
Prestrain on Tension Anchor
or Force Against
Compensating Anchor

2 3/8" O.D.

E. U. or N. U. A. P. I. Tubing

1.304 SQ. IN. WALL AREA



* Mean Yearly Temperature for area in which well is located -- Big-Continent of P. -- Gulf Coast of P. -- See table from Lubco's paper "Buckling of Tubing in Pumping Wells. Its Effects and Means for Controlling It."

TABLE IV
FOR 2-1/8" O.D. 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 65, 70, 75, 80, 85, 90, 95, 100, 105, 110, 115, 120, 125, 130, 135, 140, 145, 150, 155, 160, 165, 170, 175, 180, 185, 190, 195, 200, 205, 210, 215, 220, 225, 230, 235, 240, 245, 250, 255, 260, 265, 270, 275, 280, 285, 290, 295, 300, 305, 310, 315, 320, 325, 330, 335, 340, 345, 350, 355, 360, 365, 370, 375, 380, 385, 390, 395, 400, 405, 410, 415, 420, 425, 430, 435, 440, 445, 450, 455, 460, 465, 470, 475, 480, 485, 490, 495, 500, 505, 510, 515, 520, 525, 530, 535, 540, 545, 550, 555, 560, 565, 570, 575, 580, 585, 590, 595, 600, 605, 610, 615, 620, 625, 630, 635, 640, 645, 650, 655, 660, 665, 670, 675, 680, 685, 690, 695, 700, 705, 710, 715, 720, 725, 730, 735, 740, 745, 750, 755, 760, 765, 770, 775, 780, 785, 790, 795, 800, 805, 810, 815, 820, 825, 830, 835, 840, 845, 850, 855, 860, 865, 870, 875, 880, 885, 890, 895, 900, 905, 910, 915, 920, 925, 930, 935, 940, 945, 950, 955, 960, 965, 970, 975, 980, 985, 990, 995, 1000

1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2450	2500	2550	2600	2650	2700	2750	2800	2850	2900	2950	3000	3050	3100	3150	3200	3250	3300	3350	3400	3450	3500	3550	3600	3650	3700	3750	3800	3850	3900	3950	4000	4050	4100	4150	4200	4250	4300	4350	4400	4450	4500	4550	4600	4650	4700	4750	4800	4850	4900	4950	5000	5050	5100	5150	5200	5250	5300	5350	5400	5450	5500	5550	5600	5650	5700	5750	5800	5850	5900	5950	6000	6050	6100	6150	6200	6250	6300	6350	6400	6450	6500	6550	6600	6650	6700	6750	6800	6850	6900	6950	7000	7050	7100	7150	7200	7250	7300	7350	7400	7450	7500	7550	7600	7650	7700	7750	7800	7850	7900	7950	8000	8050	8100	8150	8200	8250	8300	8350	8400	8450	8500	8550	8600	8650	8700	8750	8800	8850	8900	8950	9000	9050	9100	9150	9200	9250	9300	9350	9400	9450	9500	9550	9600	9650	9700	9750	9800	9850	9900	9950	10000
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------

TABLE V
FOR 2-1/8" O.D. 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 65, 70, 75, 80, 85, 90, 95, 100, 105, 110, 115, 120, 125, 130, 135, 140, 145, 150, 155, 160, 165, 170, 175, 180, 185, 190, 195, 200, 205, 210, 215, 220, 225, 230, 235, 240, 245, 250, 255, 260, 265, 270, 275, 280, 285, 290, 295, 300, 305, 310, 315, 320, 325, 330, 335, 340, 345, 350, 355, 360, 365, 370, 375, 380, 385, 390, 395, 400, 405, 410, 415, 420, 425, 430, 435, 440, 445, 450, 455, 460, 465, 470, 475, 480, 485, 490, 495, 500, 505, 510, 515, 520, 525, 530, 535, 540, 545, 550, 555, 560, 565, 570, 575, 580, 585, 590, 595, 600, 605, 610, 615, 620, 625, 630, 635, 640, 645, 650, 655, 660, 665, 670, 675, 680, 685, 690, 695, 700, 705, 710, 715, 720, 725, 730, 735, 740, 745, 750, 755, 760, 765, 770, 775, 780, 785, 790, 795, 800, 805, 810, 815, 820, 825, 830, 835, 840, 845, 850, 855, 860, 865, 870, 875, 880, 885, 890, 895, 900, 905, 910, 915, 920, 925, 930, 935, 940, 945, 950, 955, 960, 965, 970, 975, 980, 985, 990, 995, 1000

1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2450	2500	2550	2600	2650	2700	2750	2800	2850	2900	2950	3000	3050	3100	3150	3200	3250	3300	3350	3400	3450	3500	3550	3600	3650	3700	3750	3800	3850	3900	3950	4000	4050	4100	4150	4200	4250	4300	4350	4400	4450	4500	4550	4600	4650	4700	4750	4800	4850	4900	4950	5000	5050	5100	5150	5200	5250	5300	5350	5400	5450	5500	5550	5600	5650	5700	5750	5800	5850	5900	5950	6000	6050	6100	6150	6200	6250	6300	6350	6400	6450	6500	6550	6600	6650	6700	6750	6800	6850	6900	6950	7000	7050	7100	7150	7200	7250	7300	7350	7400	7450	7500	7550	7600	7650	7700	7750	7800	7850	7900	7950	8000	8050	8100	8150	8200	8250	8300	8350	8400	8450	8500	8550	8600	8650	8700	8750	8800	8850	8900	8950	9000	9050	9100	9150	9200	9250	9300	9350	9400	9450	9500	9550	9600	9650	9700	9750	9800	9850	9900	9950	10000
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------

TABLE VI
FOR 2-1/8" O.D. 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 65, 70, 75, 80, 85, 90, 95, 100, 105, 110, 115, 120, 125, 130, 135, 140, 145, 150, 155, 160, 165, 170, 175, 180, 185, 190, 195, 200, 205, 210, 215, 220, 225, 230, 235, 240, 245, 250, 255, 260, 265, 270, 275, 280, 285, 290, 295, 300, 305, 310, 315, 320, 325, 330, 335, 340, 345, 350, 355, 360, 365, 370, 375, 380, 385, 390, 395, 400, 405, 410, 415, 420, 425, 430, 435, 440, 445, 450, 455, 460, 465, 470, 475, 480, 485, 490, 495, 500, 505, 510, 515, 520, 525, 530, 535, 540, 545, 550, 555, 560, 565, 570, 575, 580, 585, 590, 595, 600, 605, 610, 615, 620, 625, 630, 635, 640, 645, 650, 655, 660, 665, 670, 675, 680, 685, 690, 695, 700, 705, 710, 715, 720, 725, 730, 735, 740, 745, 750, 755, 760, 765, 770, 775, 780, 785, 790, 795, 800, 805, 810, 815, 820, 825, 830, 835, 840, 845, 850, 855, 860, 865, 870, 875, 880, 885, 890, 895, 900, 905, 910, 915, 920, 925, 930, 935, 940, 945, 950, 955, 960, 965, 970, 975, 980, 985, 990, 995, 1000

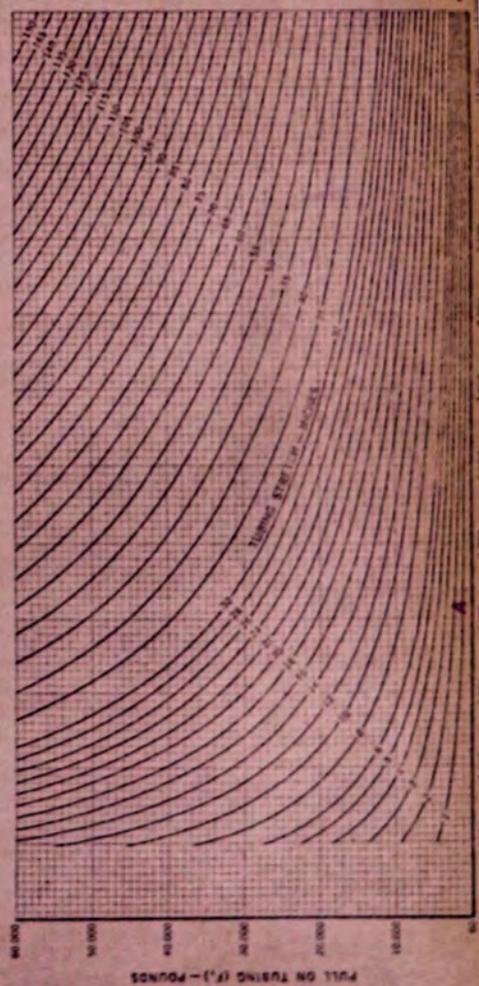
1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2450	2500	2550	2600	2650	2700	2750	2800	2850	2900	2950	3000	3050	3100	3150	3200	3250	3300	3350	3400	3450	3500	3550	3600	3650	3700	3750	3800	3850	3900	3950	4000	4050	4100	4150	4200	4250	4300	4350	4400	4450	4500	4550	4600	4650	4700	4750	4800	4850	4900	4950	5000	5050	5100	5150	5200	5250	5300	5350	5400	5450	5500	5550	5600	5650	5700	5750	5800	5850	5900	5950	6000	6050	6100	6150	6200	6250	6300	6350	6400	6450	6500	6550	6600	6650	6700	6750	6800	6850	6900	6950	7000	7050	7100	7150	7200	7250	7300	7350	7400	7450	7500	7550	7600	7650	7700	7750	7800	7850	7900	7950	8000	8050	8100	8150	8200	8250	8300	8350	8400	8450	8500	8550	8600	8650	8700	8750	8800	8850	8900	8950	9000	9050	9100	9150	9200	9250	9300	9350	9400	9450	9500	9550	9600	9650	9700	9750	9800	9850	9900	9950	10000
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------

Mean Yearly Temperature for area in which well is located -- Mid-Continent 60° F -- Gulf Coast 70° F, as taken from Lubinski's paper Subsoiling of Tensile in Pumping Wells.
 Its Efficiency and Means for Controlling It.

1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2450	2500	2550	2600	2650	2700	2750	2800	2850	2900	2950	3000	3050	3100	3150	3200	3250	3300	3350	3400	3450	3500	3550	3600	3650	3700	3750	3800	3850	3900	3950	4000	4050	4100	4150	4200	4250	4300	4350	4400	4450	4500	4550	4600	4650	4700	4750	4800	4850	4900	4950	5000	5050	5100	5150	5200	5250	5300	5350	5400	5450	5500	5550	5600	5650	5700	5750	5800	5850	5900	5950	6000	6050	6100	6150	6200	6250	6300	6350	6400	6450	6500	6550	6600	6650	6700	6750	6800	6850	6900	6950	7000	7050	7100	7150	7200	7250	7300	7350	7400	7450	7500	7550	7600	7650	7700	7750	7800	7850	7900	7950	8000	8050	8100	8150	8200	8250	8300	8350	8400	8450	8500	8550	8600	8650	8700	8750	8800	8850	8900	8950	9000	9050	9100	9150	9200	9250	9300	9350	9400	9450	9500	9550	9600	9650	9700	9750	9800	9850	9900	9950	10000
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------

GRAFICO 4
Tables for Computing
Prestrain on Tension Anchor
or Force Against
Compensating Anchor

2 7/8" O.D.
E.U. or N.U. A.P.I. Tubing
1.812 SQ. IN. WALL AREA



ANCHOR DEPTH - FEET

TABLE X
FOR 1-1/4" API TUBING
(1.660 O.D. x 1.385 I.D.)
WELL FLUID - SALT WATER
(1.154 sp. gr.)

TABLE XII
FOR 1-1/4" API TUBING
(1.660 O.D. x 1.385 I.D.)
WELL FLUID - SALT WATER
(1.154 sp. gr.)

GRAFICO 7

Tables for Computing
Prestrain on Tension Anchor
or Force Against
Compensating Anchor

1.660" O.D.
(1 1/4" NOMINAL)
.6685 SQ. IN. WALL AREA

DEPTH OF PUMP AND TENSION ANCHOR - FEET	OPERATING FLUID LEVEL - FEET														
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
1000	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1100	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1200	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1300	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1400	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1500	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1600	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1700	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1800	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1900	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2000	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2100	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2200	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2300	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2400	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2500	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2600	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2700	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2800	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2900	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
3000	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115

TABLE XI
FOR 1-1/4" API TUBING
(1.660 O.D. x 1.385 I.D.)

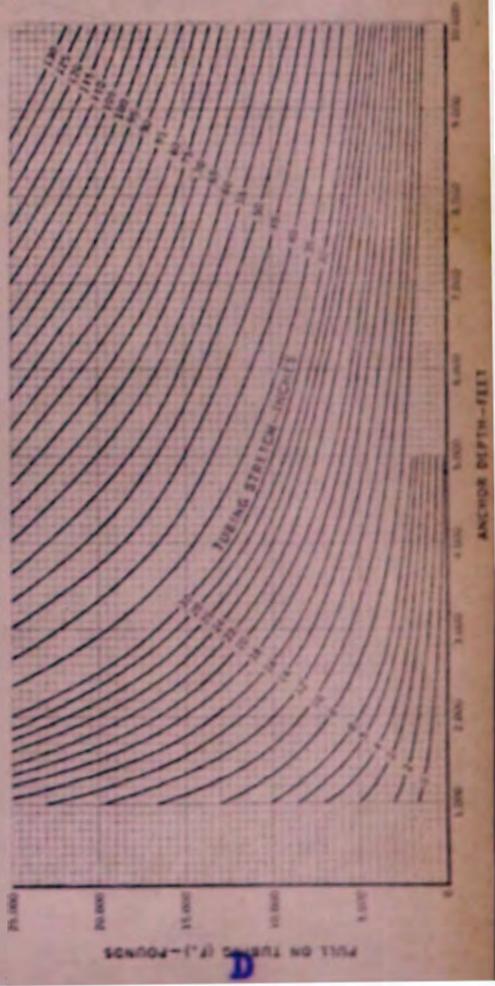
DEPTH OF PUMP AND TENSION ANCHOR - FEET	OPERATING FLUID LEVEL - FEET														
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
1000	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1100	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1200	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1300	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1400	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1500	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1600	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1700	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1800	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1900	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2000	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2100	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2200	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2300	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2400	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2500	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2600	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2700	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2800	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
2900	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
3000	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115

* Mean Yearly Temperature for Area in which well is located -- Mid-Continent 69°F -- Gulf Coast 76°F -- as taken from Lubinski's paper Backlog of Tubing in Pumping Wells, its Effects and Means for Controlling It.

DEPTH OF PUMP AND TENSION ANCHOR - FEET

DEPTH OF PUMP AND TENSION ANCHOR - FEET

FLUID LEVEL AT TIME ANCHOR IS SET - FEET



Diámetro del émbolo (in)	Área del émbolo (in ²)	Factor de carga (k)
5/8	0.306	0.046
3/4	0.441	0.066
15/16	0.690	0.102
1	0.785	0.117
1 1/16	0.886	0.132
1 1/8	0.994	0.148
1 1/4	1.227	0.182
1 1/2	1.767	0.262
1 3/4	2.405	0.357
1 25/32	2.492	0.370
2	3.142	0.466
2 1/4	3.976	0.590
2 1/2	4.909	0.728

TABLE NO 1

C A P I T U L O

III

PANDEO DEL ENTUBADO

El pandeo es un fenómeno que ha sido descubierto recientemente y que se ha definido como una configuración en forma de espiral, asumiendo que la parte mas baja de la tubería ó entubado esté libremente suspendida durante el bombeo.

En muchos casos el pandeo contribuye al mayor desgaste y pérdida de eficiencia que el libre juego del entubado, pero desafortunadamente se acepta en evitar éste fenómeno y tan solo prevenir el pandeo ya sea con anclas en el entubado, ó tubo de extensión corrido hacia abajo (tail pipe)

Ahora que ambos factores sean la causa del problema hasta ahora atribuido solamente al juego libre del entubado, la acción efectiva debe ser tomada, llevando un método adecuado.

Causas del pandeo

Antes consideremos de hecho el pandeo a fin de presentar su causa ó sus causas.

Consideremos un tubo tendido sobre un plano, con pistones y sujeto en los extremos. fig.(8), la presión es aplicada dentro del tubo, además se considera a los pistones unidos, en el tubo, por unas varillas.

Se vé en la figura que la presión interior en el tubo al mover los pistones ejercen un efecto de pandeo sobre el tubo, además este pandeo ó dobles del tubo, es lo mismo como si el tubo, en lugar de estar sometido a una presión interna, estuviera fig. (8) sometida al peso de una columna.

Aunque el peso de esta columna (f) no existe, se le atribuye como un recurso para el fácil cálculo del pandeo; por esta razón el peso (f) de esta columna puede ser referida como algo ficticio, siendo su magnitud igual a la presión por el área del pistón.

Si la presión es bastante grande el tubo se doblará y es interesante anotar que el dobles aún que esté sometido a tan

sión debido a la presión, ésta ejercerá sobre el área anular (ver círculo en la fig 8)

Considerando ahora un peso bombeado como la fig. (9A) durante el upstroke la válvula fija se abre y la válvula viajera se cierra, el émbolo de la bomba actúa del mismo modo como actúa el pistón de la fig. (8)

Por lo tanto si la presión es muy grande el tubo se doblará como si estuviera sometida al peso de una columna ó fuerza de pandeo, fig. (10) y su expresión es:

$$f = a \Delta P \quad (2)$$

En donde: a = Área de la sección transversal del émbolo

ΔP = Presión diferencial a través del émbolo.

Durante el downstroke fig.(9B), cuando la válvula viajera se abre y la fija se cierra, conviene tomar el área efectiva del entubado, el resultado incrementa la fuerza de tensión, balanceando la fuerza de pandeo y el enderezamiento del tubo. Es evidente que hay una similitud entre la sarta de perforar y la sarta de producción, exactamente como en la fig.9A que se pandea como si estuviera sometida al peso de una columna hacia abajo, llamado comúnmente " peso sobre la broca" Ambas sartas son pandeadas bajo el punto neutral y se mantienen rectas encima de él

Pero el punto neutral no ha sido explicado mas ampliamente, puesto que para el propósito del tema se le puede considerar como el punto donde no hay ninguna tensión ni compresión y bajo el cual la sarta se pandea. En una tubería de perforar la localización del punto neutral es obtenido del hecho de que el peso del fluido(en la parte de la tubería) debajo del punto neutral es igual al peso sobre la broca, en otras palabras:

$$H = \frac{W}{q} \quad (3)$$

En la cual:

H : es la distancia de la bomba al punto neutral

W : es el peso sobre la broca

q : peso por pié del drill collar en el fluido

Si W es reemplazado por f y q se toma como peso por ft. del entubado en el fluido, la ecuación (3) puede ser aplicada a la sarta del entubado. Sin embargo para el entubado la ecuación (3) ayuda solamente si el nivel de trabajo del fluido es suficientemente alta, esto es, si el punto neutral está debajo del nivel de trabajo.

El valor de q está dado por la ecuación siguiente:

$$q = q_a + W_i - W_o \quad (4)$$

En la cual:

q_a = peso del entubado por pié, en el aire.

W_i = peso por pié del fluido interior.

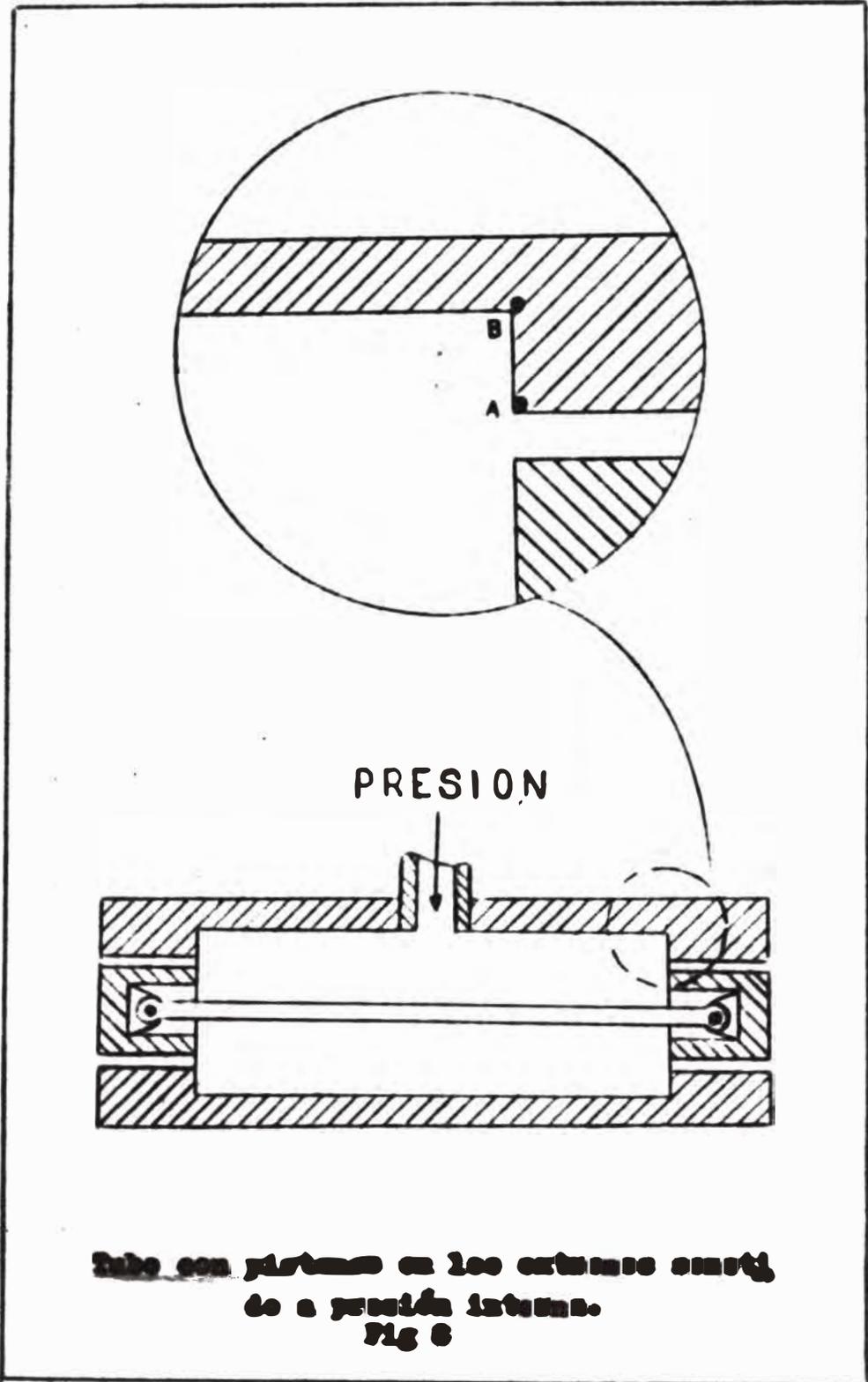
W_o = peso del fluido desplazado (por pié)

La ecuación (4) puede ser fácilmente modificada al aplicarla a otro caso, especialmente cuando el nivel de trabajo está al ras de la bomba, en este caso no hay fluido exteriormente, entonces w es igual a cero y la ecuación (4) puede escribirse:

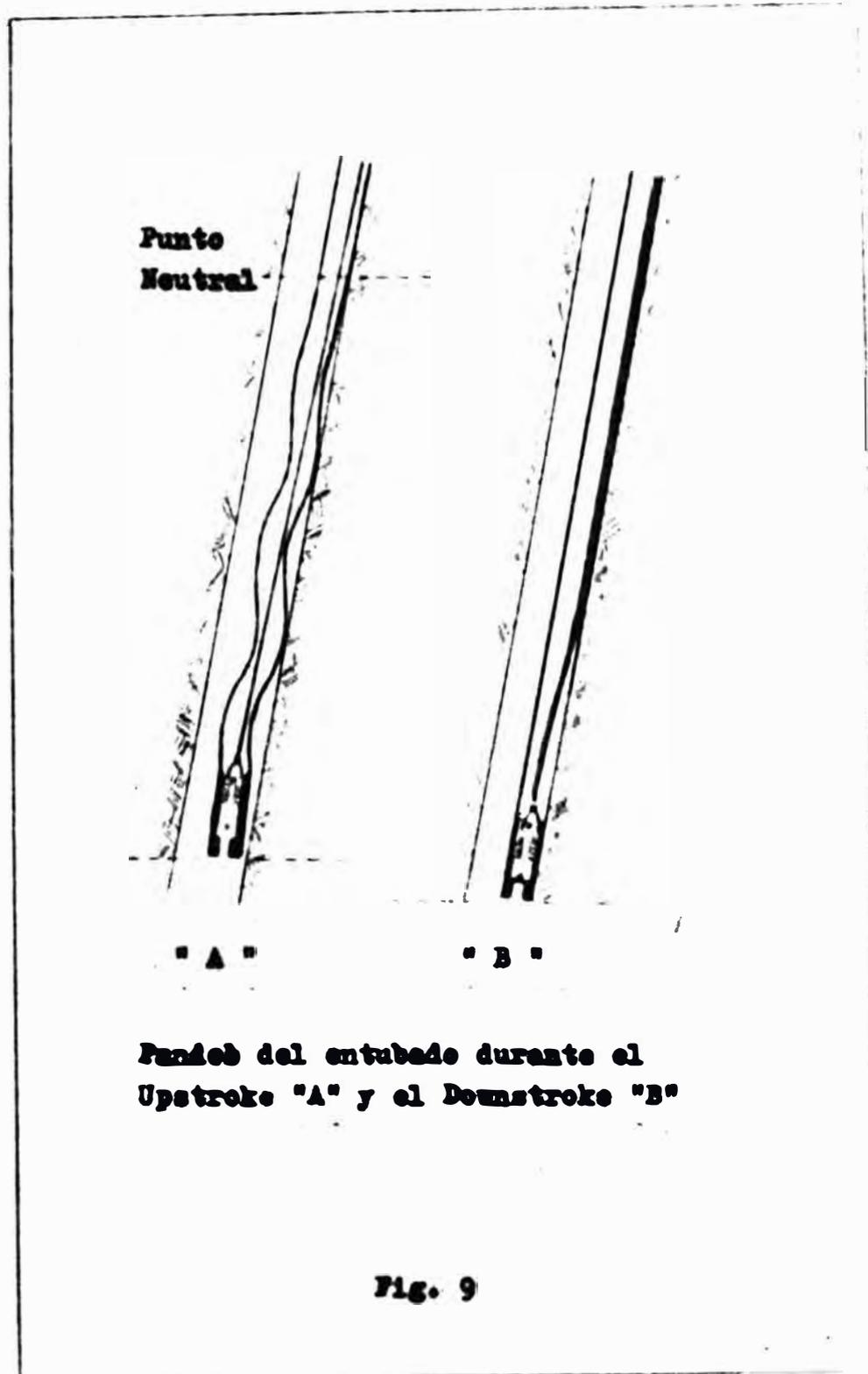
$$q = q_a + \delta a_i \quad (5)$$

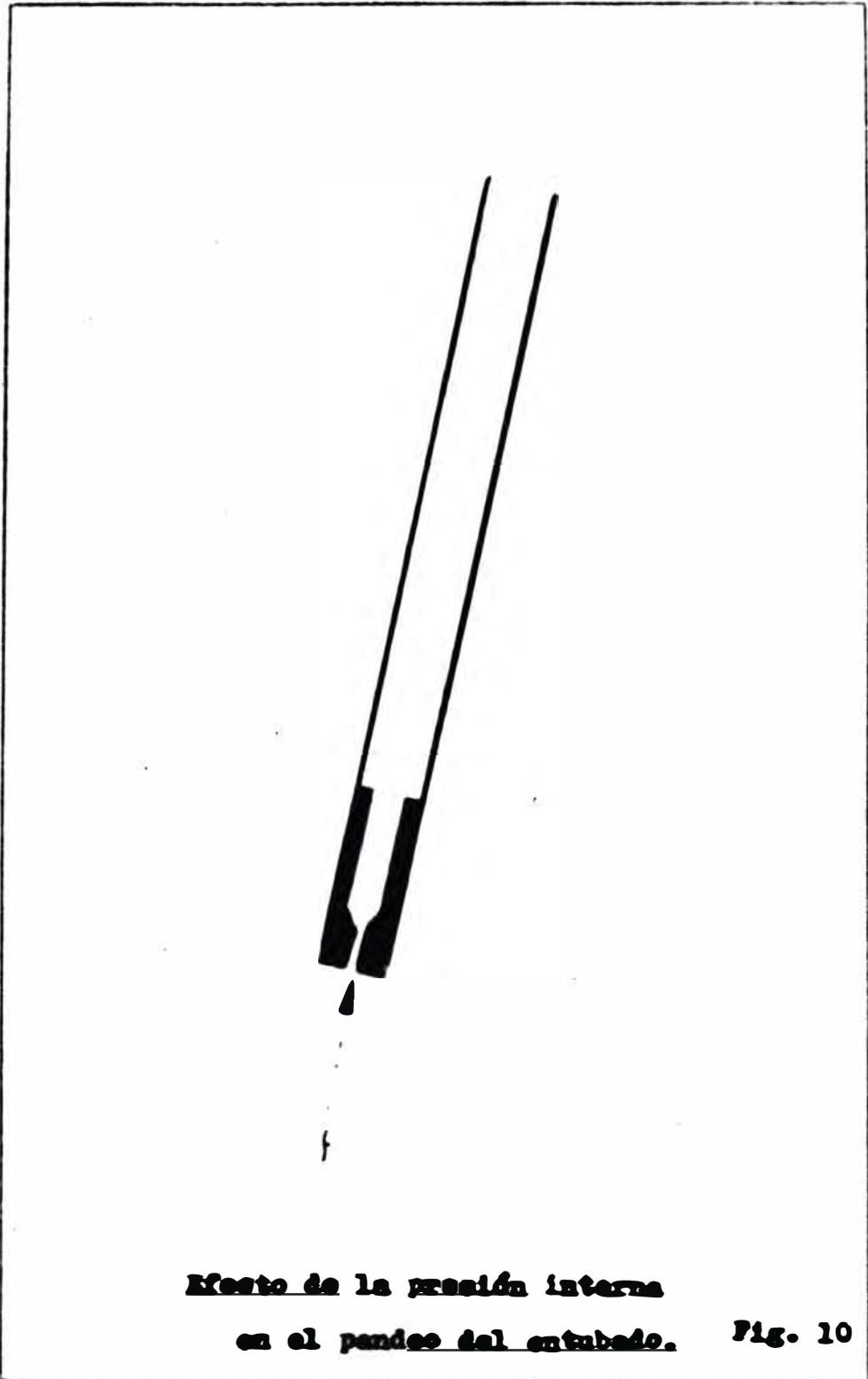
En donde : δ = Gradiente del fluido en psi/pié

a_i = Area de la sección transversal del entubado (I.D.) in²



Tubo con pistones en los extremos sometido a presión interna.
Fig 6





**Efecto de la presión interna
en el pandeo del entubado.**

Fig. 10

La situación es mas complicada cuando el nivel del fluido esta entre la bomba y el punto neutral, sin embargo para el propósito práctico es suficiente elegir el valor promedio δ average de q .

A continuación consideremos un pozo con las siguientes características:

Problema (III-1)

Nivel de trabajo del fluido 5,000 ft.
 Gradiente del fluido 0.5 psi/ft.
 ΔP 2,500 psi.
 Entubado 2 7/8 O.D. 6.5 lb/ft
 Gravedad específica 1.154
 Area del émbolo 2.4 in² (1 3/4")
 Profundidad de la bomba 6,000 ft.
 Asumimos que el nivel del fluido esta sobre el punto neutral

Solución:

Calculamos q que es el peso por pie del entubado, en el fluido:

$$6.5 \text{ lb/ft} \times 0.8529 = 5.54 \text{ lb/ft.}$$

Esta forma directa de encontrar el valor de q es empleando el factor de empuje que lo encontramos en la tabla 2 luego sustituyendo en la ecuación (2) y (3) tenemos,

$$H = \frac{2.4 \times 2,500}{5.54} = 1,081 \text{ ft.}$$

$$H = 1,081 \text{ ft. (sobre la bomba)}$$

Cabe hacer notar que la fuerza ficticia del pandeo puede exceder el valor crítico al pandear la tubería y este valor crítico puede ser determinado del mismo modo que el valor del peso sobre la broca en la sarta de perforar.

Comparando el actual valor de la fuerza crítica así obteni

tenida, con la fuerza ficticia dada en la ecuación (2), se demuestra que la fuerza es mucho mas grande en el pandeo en todos los pozos, excepto aquellos que tienen el nivel del fluido muy alto, donde la bomba es sometida solamente a pequeñas presiones diferenciales.

En pozos donde el nivel del fluido es muy bajo y la presión diferencial en la bomba es grande la fuerza ficticia (f) es mas grande que la fuerza crítica y por consiguiente el pandeo es de mayor magnitud.

En consecuencia el entubado pandea en forma helicoidal, realizando contacto con las varillas a lo largo de la longitud y debajo del punto neutral. Se recordará que el pandeo ocurre durante el upstroke, en aquel momento la sarta de varillas se encuentra bajo gran tensión, por que esta soportando la carga del fluido y por lo tanto permanecerá recta.

Efecto dañino de pandeo.

Considerando lo expuesto anteriormente se puede explicar el daño del pandeo en lo siguiente:

- 1º.- La fricción de la varilla con el entubado bajo el punto neutral es un modo de causar desgaste.
- 2º.- La fricción de la varilla con el entubado puede impedir una mayor carga en las varillas, lo que incrementa una posibilidad de malograrse, así como el requerimiento de aumentar el Hp.
- 3º.- La excesiva carga en las varillas por la fricción del entubado y éstas, resulta un aumento en el viaje del émbolo y aparentemente una baja eficiencia volumétrica de la bomba.
- 4º.- El pandeo en el entubado puede causar fugas ó escapes de gas debido a las flexiones repetidas del fenómeno.
- 5º.- El pandeo puede causar el desgaste externo del entubado y el desgaste interno del casing.
- 6º.- El pandeo puede reducir el impulso de la bomba puesto que impide a levantar el émbolo en el cilindro de la bomba.

Tabla N° 2

Crevidad específica	Gradiente del fluido, psi/ft.	Factor de empuje
0.86	0.37	0.8898
0.89	0.38	0.8859
0.91	0.39	0.8823
0.94	0.40	0.8795
0.96	0.41	0.8769
0.98	0.42	0.8744
1.00	0.43	0.8718
1.01	0.44	0.8705
1.03	0.45	0.8680
1.05	0.46	0.8654
1.08	0.47	0.8615
1.10	0.48	0.8590
1.13	0.49	0.8551
1.15	0.50	0.8529
1.17	0.51	0.8500

Algunos técnicos pueden no estar de acuerdo con lo anterior y también con el planteo de que el entubado pandea en todos los pozos, excepto en aquellos de alto nivel del fluido, por ellos no tendrán problemas en el pandeo, sin embargo existe una explicación razonable para esta aparente discrepancia, ya que el efecto fundamental del pandeo en el entubado permite desgaste, y este desgaste es función de la abrasión y corrosión; y a falta de arena u otros abrasivos en el bombeo del fluido, particularmente donde la corrosión nos es problema, el grado de desgaste puede ser bajo, siendo aceptado como normal

También se ha establecido que en los pozos se use inhibidores para la corrosión siendo el desgaste mucho menor, esto debido probablemente al grado de lubricación y en consecuencia tiende a reducir la fricción.



C A P I T U L O

I V

COMO PREVENIR EL PANDEO

Assumiendo que el fenómeno de pandeo del entubado es aceptado, tres importantes puntos deben ser considerados a fin de llegar a una solución deseada.

a) pandeo del entubado durante el upstroke y enderezamiento durante el downstroke.

b) El pandeo así como el peso de la columna hacia abajo, es aplicada en el fondo de la carta.

c) La fuerza aparente de pandeo hacia arriba es igual a la presión diferencial a través de la válvula fija por el área transversal del tubo.

Teniendo estas cimentadas ideas se explica los tipos de anclas como medios de prevenir el pandeo, ya que hoy en día ha aumentado el conocimiento del movimiento de la carta del entubado y ahora es posible una mayor evaluación de varios tipos de anclas ventajosas en la industria, así tenemos métodos de prevenir el pandeo como: anclas, tubo de extensión, guía varilla, etc.

Ancla de tensión.

El ancla de tensión es un ancla de tubo que permite la elongación, pero previene el acortamiento del entubado, permite además el pandeo del entubado que tiene lugar solamente en la carrera ascendente, cuando el esfuerzo de tensión que se produce en el ancla es puesto en acción.

Desde que el ancla de tensión permite la elongación un método de instalación podría ser, afianzado el ancla una vez que el entubado ha sido bajado; así por ejemplo, tenemos el ancla tipo HM-2 : se introduce por encima de la bomba, automáticamente engancha la tubería revestidora cuando la fuerza de presión sobre el ancla alcance 200 lb/in^2 y entonces es bajada libremente, previniendo los movimientos ascendentes.

tes , manteniendo el mas bajo nivel necesario para evitar que la tubería de producción se doble y respire.

El ancla se afianza automáticamente cuando el fluido se eleva por la tubería de producción, sin necesitar manipulación desde la superficie, dos mecanismo la sueltan.

Cuando se compensa la presión de entrada y salida del ancla un resorte levanta un manguito hidráulico retrasa las uñas para la remoción

Si las uñas tocan la revestidora y estorban la remoción, se romperá un anillo, lo que resulta de un golpe ascendente en el fondo de las uñas para destrabarla y poder sacar el ancla. Este tipo de ancla se ofrece para revestidoras de 7 y 9 $\frac{1}{2}$ pulgadas.

En lugar de permitir que el ancla trabaje progresivamente hacia abajo otra manera de instalar es afianzando el ancla y hacer tensión desde la superficie, es decir empleando el pick up.

Cálculo del pick up

Primero definamos que es el pick up.- Es el esfuerzo de tensión que se realiza en la superficie producida por el ancla en acción ,ó sea lo que se debe jalar para producir la tensión deseada.

No se entrará en deducciones de fórmulas limitandose tan solo a una aplicación de estas fórmulas para su cálculo, pero teniendo en cuenta que en el momento de bajarse el ancla debe conocerse el nivel de fluido y el nivel de trabajo en el pozo

Para el cálculo del pick up emplearemos las cartas de Lubinke y Mentzner, las fórmulas (6) y (7) ó los gráficos 3, 4, 5, 6, y 7

Aplicaremos los tres métodos y compararemos los resultados.

Las fórmulas para el cálculo del pick up son:

$$\Delta P_s = a_o b \left\{ I_2 \left[v \frac{X_1}{L} + (1 - 2v) \right] - \frac{D^2 - d^2}{D^2} I_1 \left[v \frac{X_1}{L} + (1 - 2v) \right] \right\} - a_s (1 - 2v) P_o + E \alpha \frac{\Delta T}{2} a_s \quad (6)$$

$$\Delta L = \frac{E' \Delta P_s}{E A_o} \quad (7)$$

En donde:

- ΔP_s = Pick up en lb.
- ΔL = Pick up en ft.
- E = Módulo de Young del acero (30×10^6 psi.)
- v = Constante del material (acero = 0.3)
- ϕ = Gradiente del fluido psi/ft.
- a_o = Area de la sección transversal del tubing, in²; O.D.
- a_s = Area de la sección transversal entre las paredes de la tubería.
- D = Diámetro de la tubería (exterior)
- d = Diámetro interior de la tubería
- L = Profundidad de la bomba en ft.
- E = Profundidad del ancla en ft.
- X_1 = Nivel del fluido en el momento de asentar el ancla, en ft.
- X_2 = Nivel de trabajo del fluido, en ft.
- P_o = Presión del gas en el casing cuando se esta bombeando, en psi.
- α = Coeficiente de expansión termal del acero, siendo $\alpha E = 207$ psi / °F

Δt = Temperatura del fluido bombeado en la superficie ,
 menos la temperatura media anual que es 60 y 70 °F
 El nivel del fluido al momento de bajar el ancla es decir ;
 que al asentaria éste no es conocido, en tal caso este nivel
 sera estimado como un valor alto en vez de bajo, a fin de ob-
 tener un valor del pick up un poco alto. El valor del pick-
 up puede obtenerse en pulg. ó en lb. según se considere ó
 no el cambio de temperatura.

Ejemplo IV - 1

Determinar el pick up necesario para sentar un ancla de top
 side a 6,000 ft. en un entubada de 2½" , bajo las condicio-
 nes siguientes:

Profundidad de la bomba	6,000	ft.
Nivel de trabajo del fluido	5,000	ft.
Nivel del fluido al asentar el ancla	4,000	ft.
Gravedad específica	1.154	
Temperatura del fluido en la superficie ..	100	°F
Temperatura media anual superficial	60	°F

Solución

1er.- Método : Empleando la carta (3)

- Localizamos el punto A con 6,000 ft. profundidad de la bomba y 5,000 ft, nivel de trabajo.
- Una recta vertical hasta cortar el nivel de fluido al asentar el ancla, línea B - B (4,000 ft.)
- Se mueve diagonalmente hasta cortar la línea de referencia, pto. D
- Del pto. una perpendicular hasta cortar la gradiente del fluido, pto. E
- Se mueve verticalmente a partir del pto. -F, que es el pto. de corte de la horizontal a partir del pto. E con la diagonal de referencia.

- f) Entonces del pto. F la perpendicular corta a Δt , siendo $\Delta t = 100 - 60 = 40^\circ F$, pto. G
- g) Moviendo horizontalmente a partir del punto de Δt (G) hasta cortar al eje del pick up en lbs.; pto. H, esto es 16,000 lbs.
- h) Se encuentra de nuevo el pick up en pulg. entrando con la profundidad del ancla como abscisa, 6,500 ft. hasta cortar la línea G - H, pto. J
- i) Se lee en J las coordenadas curvilíneas del pick up en pulg.; esto es : 23 pulg.

$$\text{Rpta.} \quad \Delta F_t = 16,000 \text{ lbs.} \quad \Delta L = 23 \text{ in}$$

2do.- Método : Usando el gráfico (4)

Para el uso de estos gráficos se considerará solamente la profundidad de la bomba y solo son útiles para gradiente de 0.5 psi/ft .

Del gráfico 4 para tubos de $2\frac{1}{2}''$ ($2\frac{7}{8}$) O.D. encontramos las fuerzas F_1 , F_2 , F_3 ; siendo F_t el pick up en lbs. Esto es:

$$F_T = F_1 + F_2 - F_3 \quad (8)$$

Además el pick up en pulgadas lo obtenemos del gráfico 4D. Así tenemos del gráfico 4D, con el nivel de trabajo como abscisa y la profundidad de la bomba como ordenada encontramos $F_1 = 10,530$ lbs.

Del gráfico 4B con $\Delta t = 100 - 60 = 40^\circ F$ leemos directamente la fuerza $F_2 = 7,500$ lbs.

Del gráfico 4C con el nivel del fluido al sentar el ancla como abscisa (4,000 ft) y profundidad de la bomba (6,000 ft) como ordenadas encontramos $F_3 = 2,170$ lbs.

Luego reemplazando en la fórmula (8) tenemos :

$$P_t = 10,530 + 7,500 + 2,170$$

$$P_t = 15,860 \text{ lbs.}$$

Ahora empleando el gráfico 4D obtenemos ΔL , entrando con la profundidad del ancla (6,500) y P_t calculada cortamos la cur del ΔL , para el caso la corta ≈ 23 in

Rpta.

$$P_t = 15,860 \text{ lbs.}$$

$$\Delta L = 23 \text{ in}$$

3er.- Método: Empleando las ecuaciones 6 y 7

Si la ecuación 6 esto es ;

$$\Delta P_t = a_0 \delta \left\{ X_2 \left[v \frac{X_2}{L} + (1 - 2v) \right] - \frac{D^2 - d^2}{D^2} X_1 \left[v \frac{X_1}{L} + (1 - 2v) \right] \right\} -$$

$$- a_0 (1 - 2v) P_0 + E \alpha \frac{\Delta t}{2} a_s$$

La escribo de la siguiente manera:

$$\Delta P_t = a_0 \delta X_2 \left[v \frac{X_2}{L} + (1 - 2v) \right] + E \alpha \frac{\Delta t}{2} a_s -$$

$$- a_0 \delta \frac{D^2 - d^2}{D^2} X_1 \left[v \frac{X_1}{L} + (1 - 2v) \right] - a_0 (1 - 2v) P_0$$

Entonces llamareé á

$$F_1 = a_c \delta X_2 \left[v \frac{X_2}{L} + (1 - 2v) \right]$$

$$F_2 = E \alpha \frac{\Delta t}{2} a_s$$

$$F_3 = a_c \delta X_1 \frac{D^2 - d^2}{D^2} \left[v \frac{X_1}{L} + (1 - 2v) \right]$$

El término $a_c(1 - 2v) P_c$ se omitirá pues el efecto de la presión en el casing es insignificante, entonces podemos aplicar la ecuación (8)

$$F_t = F_1 + F_2 - F_3$$

Que es una forma mas simplificada de operar, luego para el caso del problema se tendrá :

Cálculo de F_1

$$F_1 = 6.49 \times 0.5 \times 5,000 \left[0.3 \frac{5,000}{6,000} + (1 - 2 \times 0.3) \right]$$

Cálculo de F_2

$$F_1 = 10,550 \text{ lbs. } ///$$

$$F_2 = 207 \times \frac{100 - 60}{2} \times 1.812$$

$$F_2 = 7,500 \text{ lbs. } ///$$

Cálculo de F_3

$$F_3 = 6.49 \times 0.5 \times 4,000 \frac{(2.875)^2 - (2.441)^2}{(2.875)^2} \left[0.3 \frac{4000}{6000} + (1 - 0.6) \right]$$

$$F_3 = 2,159 \text{ lbs.} ///$$

Entonces reemplazando estos valores de F_1 , F_2 , F_3 obtg
nómos F_t

$$F_t = 10,550 + 7,500 - 2159$$

$$F_t = 15,891 \text{ lbs.}$$

Cálculo del pick up en in.

Para esto aplicamos la ecuación (7)

$$\Delta L = \frac{6,500 \times 15,891}{1.812 \times 30 \times 10^6} = 22.8$$

$$\Delta L = 22.8 \text{ in}$$

Rpta. $F_t = 15,891$ $\Delta L = 22.8 \text{ in}$

No es demás si mencionamos los datos empleados.

$$E = 207 \text{ psi /ft}$$

$$D = 2.875 \text{ in}$$

$$\nu = 0.5$$

$$d = 2.441 \text{ in}$$

$$G = 0.5 \text{ psi /ft,}$$

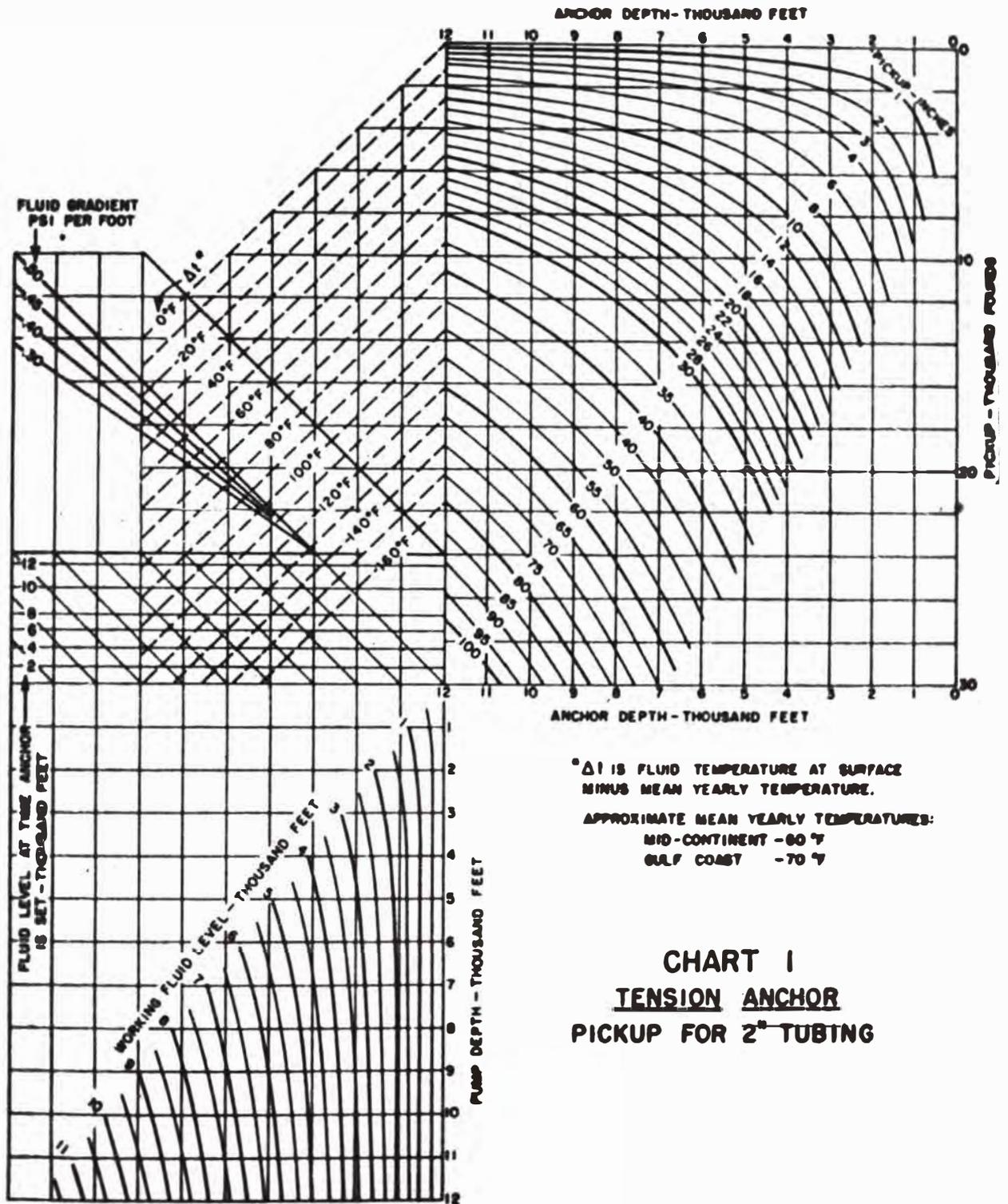
$$L = 6,000 \text{ ft}$$

$$a_1 = 6.49 \text{ in}^2$$

$$L' = 6,500 \text{ ft}$$

$$a_2 = 1.812 \text{ in}^2$$

$$L_1 = 4,000 \text{ ft.}$$



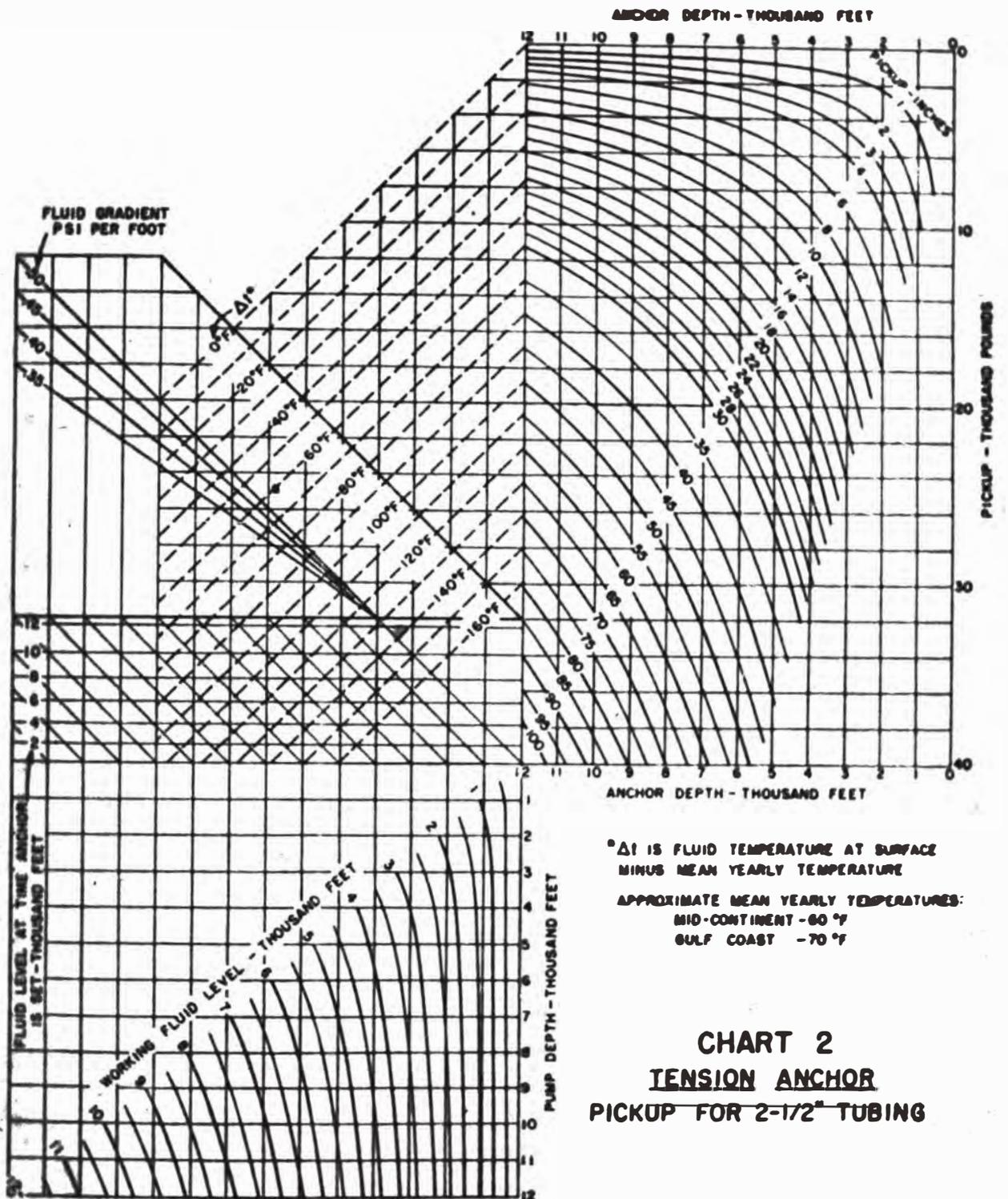
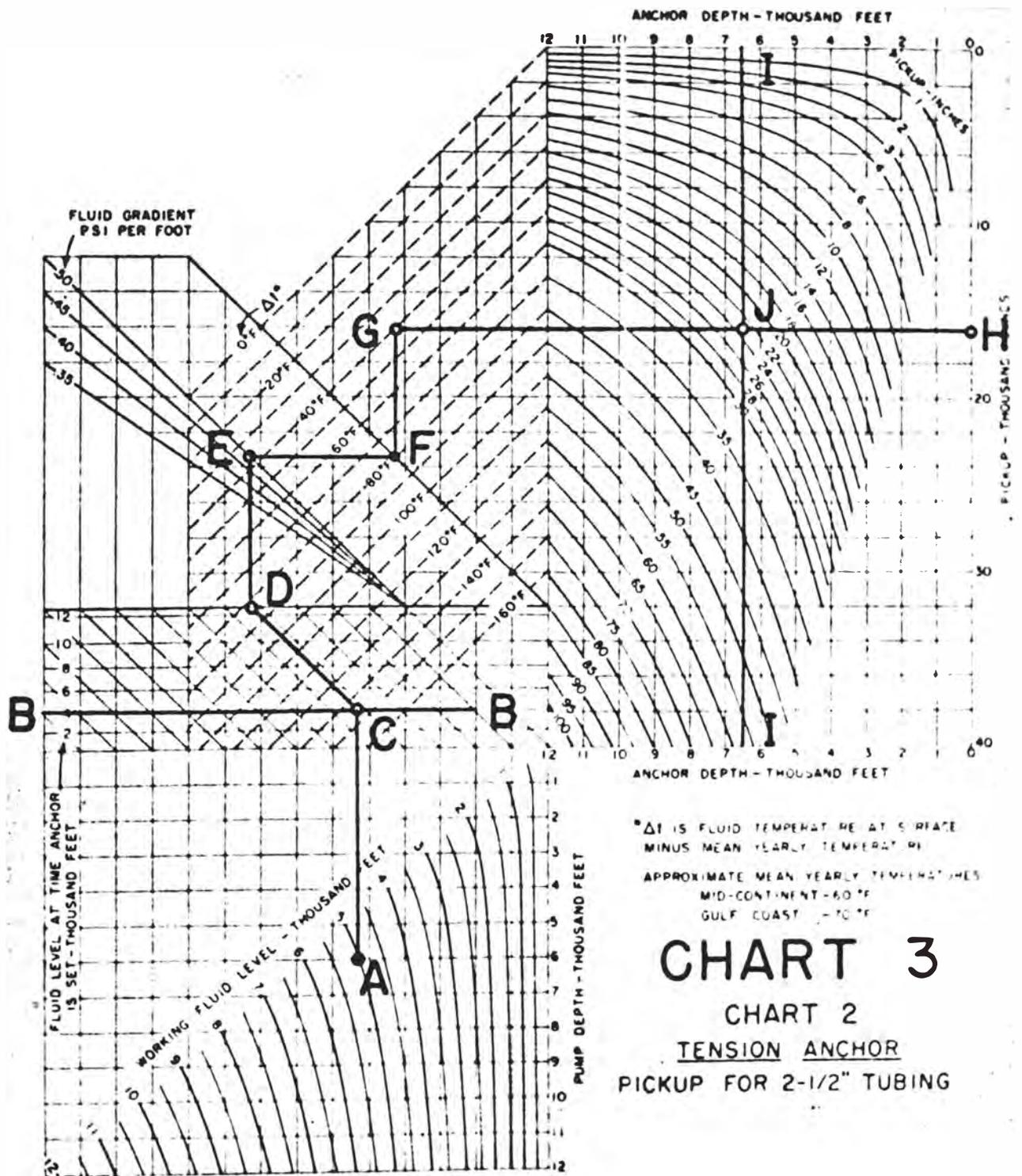


CHART 2
TENSION ANCHOR
PICKUP FOR 2-1/2" TUBING



Como se observa el error cometido en un resultado con respecto a otro, no es exagerado ya que tenemos:

Por el 1.- método: $P_t = 16,000$ lbs. $\Delta L = 23$ "

Por el 2.- método: $P_t = 15,860$ lbs. $\Delta L = 23$ "

Por el método 3.- $P_t = 15,891$ lbs. $\Delta L = 22.8$ "

Como se vé se pueden emplear los tres métodos, aunque el 1er método solo se limita a resolver problemas cuyas tuberías ó mejor dicho su diámetro tengan cartas construidas ya que para cada medida tienen sus respectivas cartas, esto quizás sea un poco no ventajoso.

Lo mismo ocurre con el método 2.- en que los gráficos solo están asunido para una gradiente de 0.5 psi/ft.

En cambio el método 3.- parece mas recomendable ya que cuando los datos se generaliza para cualquier diámetro y gradiente.

Es por esto que se incluye una expresión general y simplificada para cualquier especificación del pozo, para calcular los valores de P_1 , P_2 , P_3 , manteniendo como constante los siguientes valores:

$$\begin{aligned} \text{Gradiente de fluido} &= 0.5 \text{ psi/ft} \\ v &= 0.3 \\ E \alpha &= 207 \text{ psi/}^\circ\text{F} \end{aligned}$$

Teniendo en cuenta que:

$$P_1 = a_0 \delta K_2 \left[v \frac{L_t}{L} + (1 - 2v) \right]$$

$$P_2 = E \alpha \frac{\Delta t}{2} a_5$$

$$P_3 = a_0 6 X_1 \frac{D^2 - d^2}{D^2} \left[v \frac{X_1}{L} + (1 - 2v) \right]$$

Tubing 1 1/4" (1.660 O.D.; 1.380 I.D.)

$$P_1 = 0.3245 x \frac{X_2^2}{L} + 0.4325 X_2$$

$$P_2 = 69.1 (\Delta t)$$

$$P_3 = 0.0998 x \frac{X_1^2}{L} + 0.133 X_1$$

Tubing 1 1/2" (1.900 O.D.; 1.610 I.D.)

$$P_1 = 0.425 x \frac{X_2^2}{L} + 0.567 X_2$$

$$P_2 = 83 (\Delta t)$$

$$P_3 = 0.121 x \frac{X_1^2}{L} + 0.1602 X_1$$

Tubing 2 1/16" (2.063 O.D. ; 1.750 I.D.)

$$F_1 = 0.52 x \frac{X_2^2}{L} + 0.669 X_2$$

$$F_2 = 97.5 (\Delta t)$$

$$F_3 = 0.1417 x \frac{X_1^2}{L} + 0.189 X_1$$

Tubing 2" (2.375 O.D. ; 470 lbs/ft. ; E.U. 6 H.U.)

$$F_1 = 0.664 x \frac{X_2^2}{L} + 0.885 X_2$$

$$F_2 = 135 (\Delta T)$$

$$F_3 = 0.195 x \frac{X_1^2}{L} + 0.260 X_1$$

Tubing 2 1/2" (2.875 O.D. ; 6.50 lbs/ft. E.U 6 H.U.)

$$F_1 = 0.973 x \frac{X_2^2}{L} + 1.298 X_2$$

$$F_2 = 187.5 (\Delta t)$$

$$F_3 = 0.270 x \frac{X_1^2}{L} + 0.360 X_1$$

Tubing 3" (3.5 O.D. ; 9.30 lbs/ft ; E.U ó N.U.)

$$F_1 = 1.44 x \frac{X_2^2}{L} + 1.92 X_2$$

$$F_2 = 268 (\Delta t)$$

$$F_3 = 0.388 x \frac{X_1^2}{L} + 0.517 X_1$$

Resumiendo tenemos que el ancla de tensión admitirá el movimiento hacia abajo pero previniendo el movimiento hacia arriba. El hecho de que solamente es admitido el movimiento hacia abajo debe considerarse peligroso con respecto a una posibilidad de recuperación , pero el fabricante de este tipo de anclas, toma en cuenta estas consideraciones en el diseño y aún mas si nó, en forma total proporciona métodos de descarga de emergencia asegurando la recuperación .Esta carga de emergencia es normalmente afectado por el corte de algunos miembros de esfuerzo predeterminados con una ascensión del entubado.

La ventaja útil del uso del ancla de tensión fué demostrado por los experimentos llevados a cabo en dos (2) en Oklahoma en estos pozos antes de la instalación del ancla se encontró problemas de fuga en el tubing y fallas en las varillas, que fueron constantemente controlados y despues de haber estado en servicio durante un año el ancla, la conclusión que se obtubo del ancla de tensión superó todas éstas dificultades.

En suma su uso resultó para las mismas condiciones de bombeo una mayor producción por un bajo HP.

Este incremento de producción puede ser atribuido a dos factores:

- a) La prevención del libre juego del entubado incrementa la eficiencia volumétrica de la bomba.
- b) Eliminando el pandeo reduce la fricción entre la varilla y el entubado.

En consecuencia el incremento de la producción y la eficiencia de la bomba definen mas ampliamente un ancla de tensión.

Tubo de extensión (Tail pipe)

Los tubos de extensión ó tail pipe son secciones de tubo suspendidos debajo de la bomba, cuando el entubado no esta anclado y debe tener el peso suficiente para que dé un efecto de enderezamiento y así prevenir el pandeo encima de la bomba.

Este peso puede obtenerse por una extensión del mismo entubado ó si la profundidad del hueco no lo permite, usando revestidora ó niples de tubo grueso.

Sabemos que la fuerza que causa el pandeo del entubado esta dada por fórmula :

$$F_b = A_p \times \Delta P \quad (9)$$

En donde:

ΔP = Presión diferencial a travez del émbolo y esta definido por la expresión $\Delta P = 0.433 G D$; siendo G la gravedad especifica y D el nivel de trabajo.

A_p = Area del émbolo.

Si M_p es el peso por pié del tubo de extensión
 L_p es su longitud en ft.

El peso del tubo de extensión en el aire será : W_a

$$W_a = M_p \times L_p$$

Por otro lado sabemos que el volumen de fluido desplazado por la sarta de varillas es:

$$\text{Volumen} = \frac{\text{peso}}{\text{densidad}} = \frac{W_r}{490 \text{ ft}^3}$$

Luego el peso de este fluido que es el empuje es

$$\frac{W_r}{490} \times 62.4 \text{ G} = 0.127 W_r \text{ G}$$

Si reemplazamos W_r por W_a tendremos:

$$\text{Fuerza de empuje} = 0.127 W_a \text{ G}$$

Entonces la fuerza de pandeo es igual al peso del tubo del extensión en el aire menos el empuje, esto es:

$$\Delta P \times A_p = W_a - 0.127 W_a \text{ G} \quad \delta$$

$$\Delta P \times A_p = W_a (1 - 0.127 \text{ G}) \quad \delta \text{ tambien}$$

$$0.433 \text{ G D } A_p = M_p L_p (1 - 0.127 \text{ G}) \quad \text{de donde}$$

$$L_p = \frac{0.433 \text{ G D } A_p}{M_p (1 - 0.127 \text{ G})} \quad (10)$$

Problema IV - 2

Consideremos el problema III - 1 para un cable de 1 3/4"
Además:

$$G = 1.154$$

$$D = 5,000 \text{ ft.}$$

$$A_p = 2.405 \quad (\text{tabla 1})$$

$$K_p = 4.70 \quad (\text{tabla 3})$$

Aplicando la ecuación (10) tendremos

$$L_p = \frac{0.433 \times 1.154 \times 5,000 \times 2.405}{4.70 (1 - 0.127 \times 1.154)} = 1,082$$

La longitud del de extensión, $L_p = 1,082 \text{ ft.}$

Si un ancla de tensión es sentada sin tubo de extensión, entonces el pick up del entubado dada en las cartas resulta una tensión que indica la necesidad de prevenir el pandeo, por otro lado si el ancla de tensión es sentada con tubo de extensión entonces el pick up del entubado para el mismo valor de las cartas, resulta una tensión en la cual hay mayor necesidad de prevenir el pandeo.

Sin embargo como se explicó, en presencia del ancla de tensión, la tensión que llevará el entubado no depende de pick up. Esto es por que el ancla de tensión automáticamente aguará por una cantidad ó valor igual a la diferencia dada por las cartas y el valor actual.

Por lo anterior no sería sin embargo una ayuda verdadera para una posesión activa del ancla, por cuanto el pick up dada por las cartas seguramente será menor por el peso del tubo de extensión en el fluido. Por lo tanto el peso del tubo extensión se presume suspendido del ancla.

Grande Nominal del entubado in	Diámetro exterior in	Peso en Lbs/ft	Area de pared in²
1 1/2	1.900	2.90	0.800
2	2.375	4.70	1.304
2 1/2	2.875	6.50	1.812
3	3.500	9.30	2.590
3 1/2	4.000	11.00	3.077
4	4.500	12.75	3.601

 TABLA N° 3

Ancla de compresión

Ancla de compresión llamada también "hook wall anchor" es otro tipo de ancla que permite el acortamiento del entubado pero previene la elongación.

Se usa para aumentar la carrera del émbolo (efectiva) principalmente ya que elimina el efecto de alargamiento de tubo, pero no elimina por sí solo el pandeo, por lo tanto debe usarse en conjunción con el tubo de extensión.

Este tipo de ancla, puede ser llamada también ancla de asentamiento pues permite al entubado moverse hacia arriba pero previniendo el movimiento hacia abajo. Una ventaja inmediata de esta ancla es que puede ser resplazada, además puede ser usada para soportar el peso de la columna (la sarta) y actuar como cogedor del entubado.

Como se expuso anteriormente no previene el pandeo, en efecto, a menos que se corra hacia abajo un tubo de extensión, el pandeo que se formará en el entubado es mucho más severo que el tubo suspendido libremente, puesto que el ancla es normalmente fijada antes del bombeo inicial la elongación natural del entubado causado por el aumento del peso de la columna, decrece el empuje hacia arriba y previene la expansión térmica, en otras palabras, como en el caso de la ancla de compresión se necesita un mayor peso de tubo de extensión que en el caso de tubo libremente suspendido, se necesita que en el momento de asentar el ancla el entubado tenga mayor tensión si se trata de evitar el pandeo futuro térmico.

La temperatura del entubado (por efecto del calor del crudo) varía linealmente con la profundidad en el momento que se asienta el ancla, durante el bombeo la temperatura del entubado también varía linealmente con la profundidad, variando en un máximo en la superficie las dos gradientes térmicas

la geotérmica y la de bombeo, luego Δt es el cambio de temperatura en la superficie ó cerca de ella entre el tiempo - que se realiza el asentamiento del ancla y después cuando se bombea petróleo en el pozo. - El cambio promedio es Δt , si la temperatura media del entubado de longitud L_a se aumenta en $\Delta t/2$ y se permite que el entubado se alargue libremente la elongación será :

$$e = \frac{L \alpha \Delta t}{2}$$

Siendo α el coeficiente de expansión térmica del entubado.

La fuerza requerida para regresar al tubo a su longitud original es F_c entonces esta fuerza debe añadirse a la fuerza para prevenir el pandeo, para obtener el peso efectivo mínimo de tubo de extensión en el fluido cuando se usa ancla de compresión.

Si W_t es el peso del tubo de extensión, entonces

$$W_t = f + F_c$$

$$\text{Siendo: } F_c = \frac{E \alpha \Delta t a_s}{2} \quad \text{Entonces:}$$

$$W_t = f + E \alpha \frac{\Delta t}{2} a_s \quad (11)$$

La longitud del tubo de extensión será :

$$\frac{W_t}{q} \quad (12)$$

Siendo q peso del tubing en el aire.

Otro razonamiento si se considera:

para el acero , $E = 30 \times 10^6$ y $\alpha = 6.9 \times 10^{-6}$

Entonces $P_0 = \frac{E \alpha \Delta t a_s}{2}$ reemplazando valores,

$$P_0 = \frac{30 \times 10^6 \times 6.9 \times 10^{-6} \Delta t a_s}{2} = 104 a_s \Delta t$$

Logo:

Peso en el aire - fuerza de empuje = $f + P_0$ (13)

Esto es :

$$M_p L_p - 0.127 G M_p L_p = 0.433 G D A_p + 104 a_s \Delta t$$

Despejando L_p tenemos

$$L_p = \frac{0.433 G D A_p + 104 a_s \Delta t}{M_p (1 - 0.127 G)} \quad (14)$$

Siendo: L_p = longitud del tubo de exten sión en ft.

a_s = Area de la sección transversal del entubado in²

Problema IV - 2

Consideremos el siguiente ejemplo para la aplicación de las ecuaciones anteriores, para un peso cuya características son:

Tubing 2 1/2 "
 Budo 1 3/4 "
 Gradiente del fluido 0.5 psi/ft.
 Nivel de trabajo 5,000 ft.
 Δt definido como 40 °F

Solución

Aplicando la ecuación (11) tenemos:

$$W_t = (5,000 \times 0.5 \times 2.405) + (207 \times 40/2 \times 1.812)$$

$$W_t = 13,520 \text{ lbs.}$$

Reemplazando en la ecuación (12) tenemos:

$$\text{Longitud del tubo de extensión} = \frac{13,520}{5.545} = 2,450 \text{ ft.}$$

Se recuerda que el valor de q se obtiene :

$$6.5 \text{ lb/ft (tabla 3)} \times 0.853 \text{ (tabla 2)}$$

Aplicando la ecuación (14) tenemos:

$$L_p = \frac{0.433 \times 1.154 \times 5,000 \times 2.405 + 104 \times 1.812 \times 40}{6.50 (1 - 0.127 \times 1.154)}$$

$$L_p = 2,450 \text{ ft.}$$

Una instalación de un ancla de compresión sin tubo de extensión se muestra en la fig. (11A) y (11B) la cual se le localiza sobre la bomba, a no ser que la distancia entre la bomba

ba y bal ancla sea grande, tanto en el upstroke como en el downstroke se considera al tubing derecho. FIG (12)

La ventaja de esta ancla instalada sobre el entubado libremente suspendido es que el libre juego de éste es debido solamente a la longitud del entubado bajo el ancla.

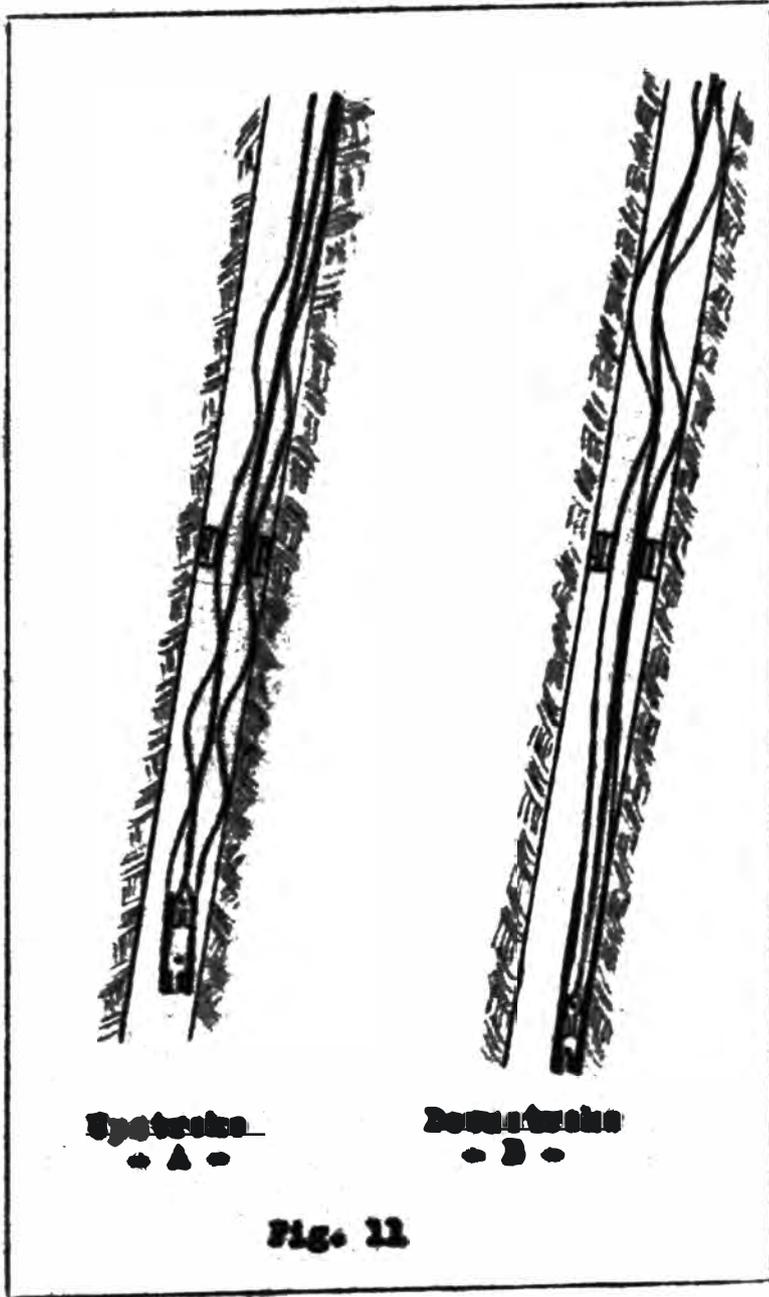
Ahora presentamos en la fig.(13A) el caso de un ancla de compresión situada a la altura de la bomba con suficiente y conveniente tubo de extensión

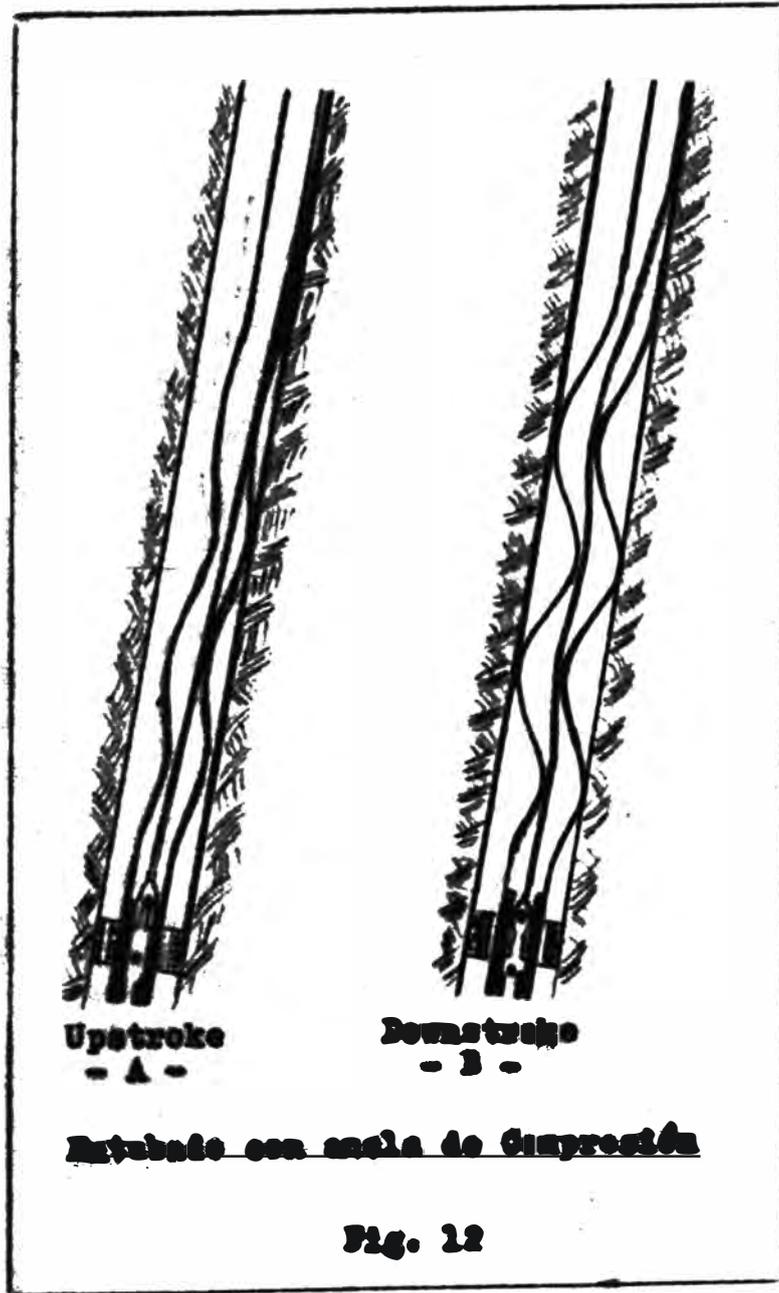
En la fig.(13B) un caso en que no hay tubo de extensión, pero el ancla suficientemente alta sobre la bomba.

En la fig(13C) es un caso en que el ancla se encuentra sobre la bomba, existiendo además tubo de extensión, en este caso se disminuye el libre juego del entubado y se evita el pandeo sobre el ancla.

De primera intención el pandeo sobre el ancla puede ser evitado en los tres casos, si la longitud del entubado debajo del ancla es igual a la longitud del tubo de extensión.

Una rigurosa y completa determinación de esta longitud puede ser estimada por el nivel de trabajo y el hecho de que el efecto termal es diferente en el caso de que el ancla estuviera a la altura de la bomba encierra problemas complejos y extensos que omitiremos por el momento.





guías de varillas

Las guías de varillas se usaron primeramente en huecos torcidos teniendo algún uso como el de disminuir el efecto de pandeo, pero un espaciamiento impropio de las guías pueden hacer perder su importancia. Este espaciamiento impropio sobre las varillas entre la bomba y el punto neutral pueden tener un movimiento variable mientras el pozo esta bombeando; además los resultados negativos encontrados anteriormente con las guías no justifica con demasiada la técnica, por lo que el espaciamiento usado fue demasiado grande.

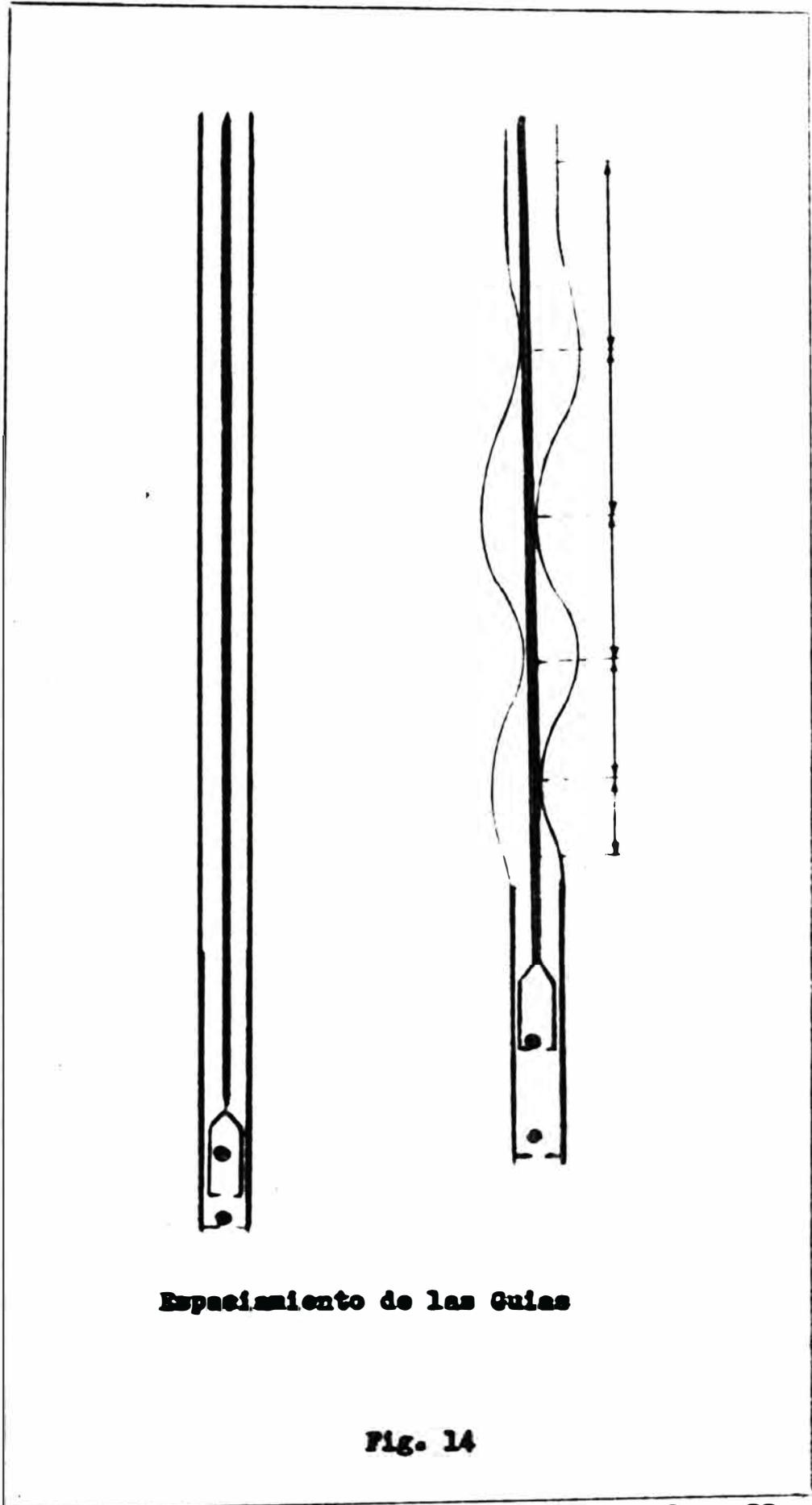
Así como es posible calcular la distancia aproximada de la bomba al punto neutral ó sea el pandeo, también es posible, calcular aproximadamente la distancia entre los puntos de contacto (fig. 14) al pandear el entubado, manteniendo la sarta tirante

Para este caso emplearemos la siguiente ecuación :

$$\Delta G = 254 \sqrt{\frac{D^4 - d^4}{q \times G}} \quad (15)$$

En donde:

- D y d** = Tienen el mismo significado que en la ecuación (6)
- ΔG** = Es la distancia requerida entre dos puntos de contactos, en ft.
- G** = Es la distancia en ft. bajo el punto neutral
- q** = Se considera: Para guías sobre el nivel de trabajo $q = W_t / \text{ft. de tubing en el fluido}$
Para guías bajo el nivel de trabajo $q =$ el dato en la ecuación (5)



Espaciamiento de las Guías

Fig. 14

La carta (4) es una representación gráfica de la ecuación (15) en donde se plotea ΔG vs G , para tuberías de 2" y 2½". Para simplificar el cálculo se toma q como constante(ecuación 5, considerando $\delta = 0.5$ psi/ft.).

Se observa que el espaciamiento debe terminar en la vecindad de la bomba, y este puede disminuir progresivamente a la vez que se aproxima al punto neutral, no siendo sobre este punto necesario para el control del pandeo.

Cerca de la bomba las guías pueden tener el espaciamiento muy estrecho en pozos con nivel de trabajo bajo.

En el ejemplo siguiente calcularemos la distancia de la bomba al punto neutral y determinaremos el espaciamiento.

ΔP á través del émbolo = 2,500 psi., nivel de trabajo
5,000 ft. y $\delta = 0.5$

Area del émbolo	= 2.4 (1 ¾")
Fuerza f	= 2,500 x 2.4 = 6,000 lbs.
Gravedad específica	= 1.154
Peso por pie del tubo en el fluido	= $q = 5.545$ lba/ft
Tubing	= 2 1/2 "

Solución

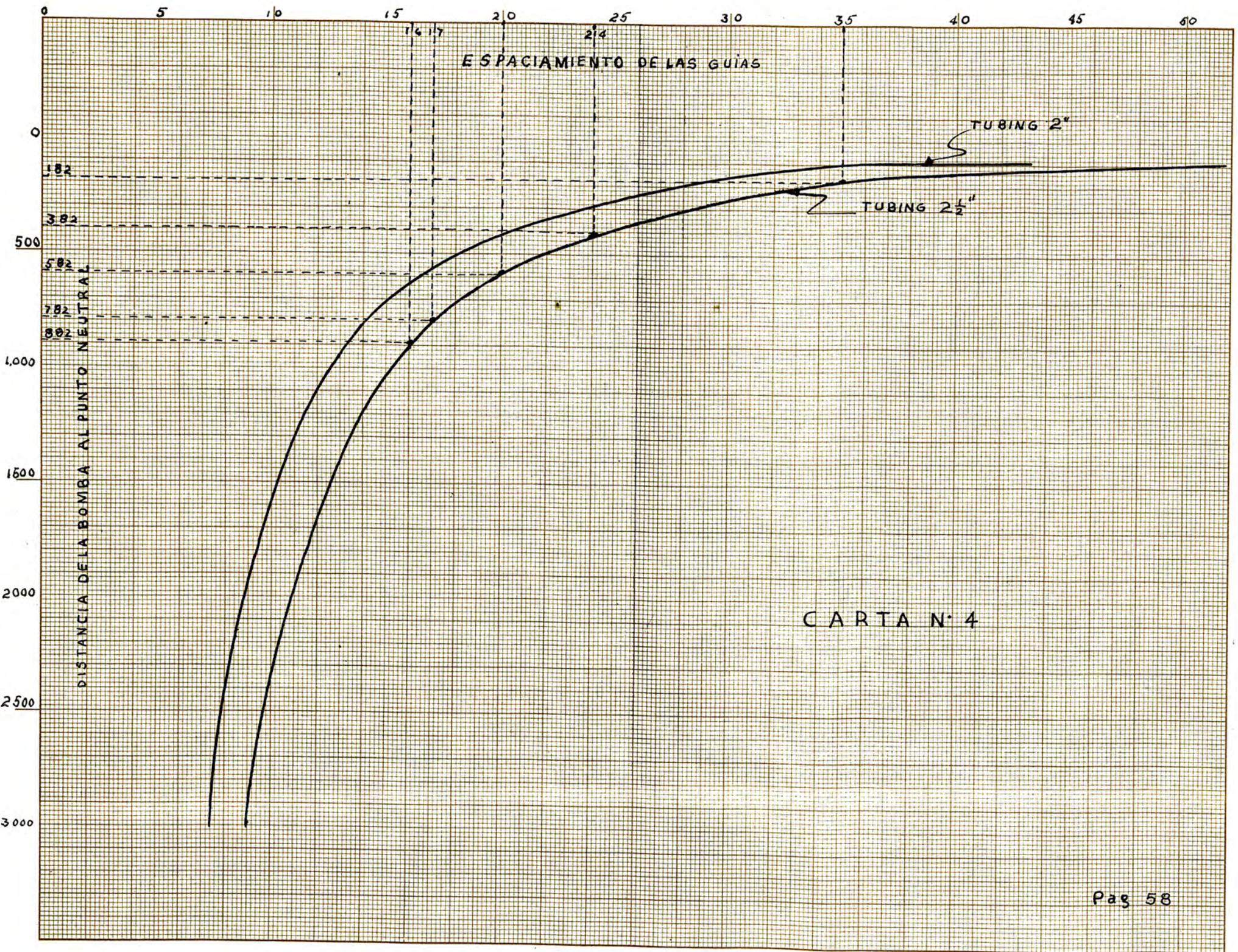
Distancia del punto neutral a la bomba = $\frac{6,000}{5.545} = 1,082$ ft.

Una vez calculado el punto neutral, para determinar el espaciamiento se recurre a la carta (4) y obtenemos la siguiente tabla.

<u>Distancia sobre</u> <u>la bomba ft.</u>	<u>Distancia bajo el</u> <u>pto. neutral ft.</u>	<u>Espaciamiento</u> <u>en ft.</u>
0	1,081	15
100	981	15
200	881	16
300	781	17
400	681	18
500	581	20
600	481	22
700	381	24
800	281	28
900	181	35
1,000	81	50

De esta tabla se deduce que hay 52 puntos de contacto ó de desgaste debido al pandeo, estos son en ft.

15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165
180	195	211	227	243	259	275	291	307	324	341
341	358	375	392	410	428	446	464	482	500	520
520	540	560	580	600	622	644	666	688	710	734
734	758	782	806	834	862	890	918	953	988	1,038.



CARTA N° 4

Beneficios del ancla en el entubado.

Por lo anterior se observa que el ancla en el entubado puede ser tan esencial como la bomba misma en casi todos los pozos de bombeo por varillas por lo que generalmente no es tomado como simple accesorio.

El posible beneficio deriva de la eliminación del pandeo y del libre juego del entubado en gran parte, aunque los beneficios varían de rango en casos individuales.

Si apreciamos en parte los costos en pozos de bombeo estos se pueden considerar como: servicios de pozos, costo de equipo ya sea también el mantenimiento como en su reemplazo, entubado, varillas, bombas, y también se considerará el aplazamiento de tener utilidades los pozos que tengan poco tiempo de servicio, siendo en forma reducida el desembolso en los servicios de pozos del ancla reflejando su bajo costo. Naturalmente una reducción en operaciones de costo es reflejada en la forma de incrementar los beneficios pero existe otra manera de fomentar estos beneficios, por ejemplo la última recuperación puede ser incrementada, pues es muy conocido que el petróleo recuperado en muchos pozos representa un relativo porcentaje pequeño del total, y se dice que es del orden del 15 al 40 %

Desde que muchos reservorios son producidos por bombeo por varillas al menos en la etapa final de depletación la reducción de costos en estos pozos permite producir más petróleo. Esto es cierto por que el factor que estabiliza el punto final en la vida de un pozo en producción es su límite económico y la reducción de operaciones de costo baja este límite económico permitiendo la producción en demasía antes que la operación pueda ser suspendida.

CONCLUSIONES

- 1.- La parte mas baja del entubado ya sea suspendida libremente ó anclado, pandea alrededor de la sarta de varillas en todos los pozos bombeados por este sistema, excepto aquellos con muy alto nivel de trabajo.
- 2.- El daño causado por el pandeo puede ser responsable de los efectos siguientes:
 - a) Excesivo desgaste en el entubado: fugas y fallas
 - b) " " en las varillas fallas y aumento de la carga.
 - c) " " en el casing.
 - d) Incremento de energía por lo que se requiere mas HP.
 - e) Reduce la vida de la bomba.
 - f) Reduce la eficiencia de la bomba.
- 3.- El libre juego del entubado es automaticamente eliminado cuando el pandeo es (eliminado) prevenido.
- 4).- El pandeo y su efecto dañino pueden ser enteramente prevenido por cualquiera de los siguientes medios.
 - a) ancla de tensión, es decir que permita el movimiento hacia abajo.
 - b) Un tubo de extensión de peso suficiente debajo de la bomba.
- 5.- El pandeo y sus efectos dañinos pueden ser disminuido por a) inhibidores de corrosión b) guías de varillas c) anclas.
- 6.- Entre las técnicas recomendadas solo el ancla de tensión pueden prevenir el pandeo y el libre juego del entubado.
- 7.- Con el ancla de compresión^{no} sería evitado el pandeo y el libre juego del entubado, salvo que en su instalación tenga suspendido un tubo de extensión.

8.- Con un ancla de compresión en la bomba y sin tubo de extensión debajo, el pandeo es mucho mas dañino que en el entubado sin anclaje y puede resultar. a) fallas de tensión en las varillas debido a la carga adicional de la fricción b) decrecimiento de la eficiencia de la bomba debido a la fricción.

9.- El uso del ancla de tensión ó compresión con suficiente tubo de extensión resulta un incremento en la producción por menos HP.

.....

REFERENCIA

.- Lubinski, Arthur and Blenkarn, K. A. "Buckling of tubing in Pumping Wells, its Effects and Means of Controlling it" volumen 210 , AIME Petroleum development and Technology , 1957

.- Robert A. Kent "How and Why Tubing Anchors Reduce Operating Costs of Rod Pumped Wells" , Articulo presentado por la Baker Oil Tools, Inc.

.- "Tubing Anchor Calculations" Boletín presentado por la Baker Oil Tools, Inc. N° 394

.- Kurt Leutwyler "Análisis Estático del Movimiento de la Superficie en los Pozos de Petróleo" Boletín presentado por la Baker Oil Tools, Inc.

.- "Well Design: Drilling and Production" Por Craft, Holden, and Graves. Capítulo V , Página 320

.- Lubinski, Arthur " A Study of the Buckling of Rotary Drilling Strings " A P I Drill and Prod. Prac. (1950) New York.

.- Klinkenberg, A. : " The Neutral Zones in Drill Pipe and Their Significance in Relation to Buckling and Collapse " A P I Drill. and Prod. Prac. (1951) New York.

.- Timoshenko S .; "Theory of Elastic Stability" Primera edición.