

24-35

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



**FALLAS EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO QUE
SE PRESENTAN EN EL DISTRITO VILLAHERMOSA
TABASCO**

T E S I S P R O F E S I O N A L

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

LILIA SANTIAGO BENITEZ

MEXICO D. F. 1987.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis 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.

**" FALLAS EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO QUE SE PRESENTAN EN EL DISTRITO
VILLAHERMOSA, TABASCO"**

INTRODUCCION	Pag.
1. CLASIFICACION Y CARACTERISTICAS DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO	1
1.1 Que son las tuberías de revestimiento	2
1.2 Funciones de la tubería de revestimiento en la vida del pozo	2
1.3 Clasificación de las tuberías de revestimiento	2
1.4 Tubería conductora	3
1.5 Tubería superficial	3
1.6 Tubería intermedia	3
1.7 Tubería de explotación	4
1.8 Tubería corta	4
1.9 Características de la tubería de revestimiento	5
1.10 Identificación de tuberías de revestimiento	9
11. METODOS DE DISEÑO PARA SARTAS DE REVESTIMIENTO	
11.1 Presión interna	10
11.2 Presión externa	10
11.3 Diseño de tuberías de revestimiento empleando las gráficas de la Compañía Youngstown.	11
11.4 Revisión del diseño de la tubería de revestimiento	15
11.5 Diseño de tuberías para pozos del Distrito Villahermosa	15
11.6 Diseño de tuberías para pozos profundos en el Distrito Villahermosa	20
111. FALLAS QUE SE PRESENTAN EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO	
111.1 Causas de fallas en tuberías de revestimiento	24
111.2 Desprendimiento de tuberías de revestimiento durante su introducción	27
111.3 Roturas y colapsos en las tuberías de revestimiento y su relación con las formaciones plásticas y semiplásticas.	33
111.4 Colapso en tuberías de revestimiento	40
111.5 Rotura en tuberías de revestimiento	49
IV. PROBLEMAS EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO OCASIONADOS POR CORROSION.	
IV.1 Generalidades	52
IV.2 Agentes de la corrosión	52
IV.3 Factores que afectan la corrosión	54
IV.4 Mecanismo de corrosión	56

IV.5	Fragilización por ácido sulfhídrico	58
IV.6	Control de la corrosión	60
IV.7	Corrosión en T.R. y medios para evitarla	61
	CONCLUSIONES	64
	APENDICE A	66
	BIBLIOGRAFIA	71

INTRODUCCION .

La planeación de la perforación de los pozos petroleros es una tarea que a medida que la profundidad de los yacimientos se ha incrementado ha tomado una importancia básica, ya que en gran parte de esto, depende, que se alcance el objetivo; que el tiempo empleado y por lo tanto el costo sea mínimo; que se tenga la máxima seguridad tanto para el personal como para la instalación y que se evite, también el daño a la ecología.

En este trabajo se analizan los esfuerzos principales a que se encuentra sometida la tubería de revestimiento, y las causas más frecuentes por las que pueden fallar. Principalmente el desgaste, colapso, desprendimientos y efectos corrosivos.

El problema de fallas de las tuberías de revestimiento del área del Distrito Villahermosa afecta los costos de operación a mediano o largo plazo e influyen en el tiempo de explotación de los yacimientos.

De la observación y análisis estadísticos de obstrucciones y roturas en tuberías de revestimiento, se observa alta incidencia de casos, en profundidades donde la formación lutítica predominantemente está geopresionada, como es el caso del campo Bermudez y últimamente se ha presentado en pozos del área Cardenas - Huimanguillo.

Se hace incapié en la importancia que representa el adecuado diseño de tuberías de revestimiento, de la perforación, cementación, perforaciones (disparos) y terminación de pozos petroleros.

El enfoque presentado se basa en datos obtenidos de informes de pozos exploratorios y desarrollo.

I. CLASIFICACION Y CARACTERISTICAS DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

I.1 QUE SON LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

En la perforación de todo pozo petrolero se tienen diversas dificultades para llegar a la zona productora, una de las formas para evitar problemas es ademandando el pozo cuando el lodo de perforación se va incapacitado para controlar las paredes del pozo, es entonces que la contención se efectúa ó se logra por medio de implementos tubulares conocidos con el nombre de tuberías de revestimiento (T.R.).

Las tuberías de revestimiento una vez cementadas cumplen diversas funciones.

I.2 FUNCIONES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO EN LA VIDA DEL POZO

- Evitan derrumbes del pozo
- Evitan contaminación del agua dulce en las zonas superiores por fluidos de zonas bajas.
- Evita la contaminación del lodo en la zona con problemas (H₂S, CO, Sal, etc.
- Confinan la producción hacia la sección de flujo.
- Proporcionan un medio para controlar la presión.
- Permite la instalación del equipo de extracción artificial para la producción del pozo.
- Sirve como vía de flujo para los hidrocarburos.

I.3 CLASIFICACION DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Como se enunció debido a la variedad de formaciones geológicas que deben ser penetradas hasta llegar a la profundidad, se tiene que instalar sartas protectoras especiales de revestimiento. Cada una de estas sartas tiene un propósito definido.

De acuerdo a lo antes mencionado se tienen los siguientes tipos de tuberías.

1. Tubería Conectora
2. Tubería Superficial
3. Tubería Intermedia
4. Tubería de Explotación
5. Tubería Corta (intermedia o de explotación).

I.4 TUBERIA CONDUCTORA

Esta sarta es un revestimiento de corta longitud que se utiliza en los pozos para evitar la erosión o el deslave del pozo alrededor de la base de la torre (en tierra en el mar o en pantanos) y para suministrar un conducto de retorno al fluido de perforación. Otro de sus usos es proteger las subsecuentes sargas de revestimiento de la corrosión superficial que llega a presentarse, soporta la carga en la cabeza del pozo en las localidades en donde la resistencia del terreno no es adecuada y provee una protección contra el flujo de gas somero.

La tubería conductora es la de mayor diámetro en un pozo, y estos van desde 15" hasta 48", el diámetro depende de la profundidad total del programa de tubería de revestimiento.

I.5 TUBERIA SUPERFICIAL

Esta tubería es de un diámetro menor que el de la tubería conductora, se instala a suficiente profundidad como para proteger el pozo de derrumbes en formaciones deleznales que con frecuencia se encuentran cerca de la superficie y para protección de las arenas de agua dulce.

La longitud del revestimiento superficial puede ser de 60 a varios metros dependiendo de las formaciones que se encuentren. Esta tubería es un punto de partida para la cabeza del pozo. Da soporte a los preventores y actúa como soporte que se pueden instalar mas adelante.

El diámetro mas común es de 13 3/8".

I.6 TUBERIA INTERMEDIA

Después de la colocación del revestimiento superficial se requieren de revestimientos adicionales.

Ese número depende de la profundidad del pozo y de los problemas que se encuentren en la perforación, tales como presiones anormales de formación o zonas de pérdidas de circulación, puede ser necesario el colocar una ó más sargas intermedias de revestimiento para lograr aislar las zonas que están causando problemas.

Las tuberías intermedias generalmente se emplean para aislar formaciones - que pudieran fracturarse con lodo de alta densidad, que es necesario para perforar zonas de altas presiones de formación, en ocasiones al cementarse permiten el uso de lodos más ligeros para bajas presiones. Esta sarga se emplea para aislar los hidrocarburos en la formación productora de todos los fluidos indeseables como agua ó exceso de gas, que pueden existir en los yacimientos adyacentes.

El diámetro promedio para este tipo de tuberías es de 9 5/8".

I.7 TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE EXPLOTACION

Es la última sarga de revestimiento, es corrida para aislar la zona productora, a través de esta sarga el pozo es terminado. Los diámetros comunes - son de 7" o menores.

I.8 TUBERIA CORTA (INTERMEDIA O DE EXPLOTACION.)

Hay instalaciones especiales de tubería de revestimiento que no utilizan - una sarga completa que se extiende desde la superficie hasta el fondo del pozo.

Esta tubería de revestimiento se llama tubería corta y se extiende desde - el fondo del pozo hasta un punto a varios cientos de metros ó a veces más arriba del extremo inferior de la última sarga de revestimiento.

La tubería corta en una perforación, como un revestimiento intermedio, se instala para aislar una pérdida de circulación o formaciones de alta presión.

La tubería corta forma parte de la última tubería cementada, se instala a través del intervalo de la formación productora. Como tal tiene que diñarse para soportar las presiones de estimulación y de formación.

Las tuberías cortas se suspenden de la sarga superior por medio de un colgador, la tubería se cimenta en su lugar, pero ocasionalmente se suspenden en el pozo sin cementarlas. La principal ventaja de una tubería corta, es

su costo inferior puesto que se instala una longitud corta en lugar de una sarta completa hasta la superficie

En adición, la tubería de revestimiento arriba de la tubería corta tiene - que ser capaz de resistir las presiones que se encuentran al perforar abajo de la tubería corta. Una vez colocada la tubería corta y que se ha perforado en el pozo a la profundidad deseada, ésta se puede conectar de nuevo a la superficie por medio de una sarta (tie-back string) de enlace, completando así la última sarta de revestimiento cementada.

Por otra parte, se pueden efectuar ahorros en los programas de pozos profundos, porque así se permite el uso de revestimientos de peso más ligero o de menor grado, debido a los requerimientos menores de resistencia a la tensión.

I.9 CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

El Instituto Americano del Petróleo (API) estableció normas para la fabricación de productos que se emplean en la industria del petróleo. Las especificaciones que rigen a los productos tubulares son 5A, 5AC, y 5AX, que establecen el peso/unidad de longitud (lb/pie ó kg/m), el rango de la tubería (R1, R2 ó R3), el diámetro exterior, el espesor del tubo, el diámetro de trabajo (drift) el grado de acero, los métodos de fabricación y el tipo de conexión del tubo.

Un diseño apropiado de tuberías de revestimiento normalmente, consistirá - de un número determinado de secciones de tubería, cada una con especificaciones diferentes.

Es muy importante que estas secciones se corran en el pozo en el orden - adecuado, de lo contrario es de esperarse una falla; por ejemplo, si alguna junta es mal colocada, esta sarta puede fallar por tensión (desprenderse).

Las tuberías de revestimiento son clasificadas de acuerdo con 5 propiedades.

1. Diámetro exterior
2. Espesor de pared
3. Grado del material.
4. Tipo de junta
5. Rango de longitud.

El diámetro exterior y el espesor de pared determinan una propiedad más que es el peso unitario.

La tubería de revestimiento se encuentra sujeta a tres esfuerzos principalmente que son los siguientes.

1. Presión externa
2. Presión interna
3. Carga longitudinal (tensión ó compresión).

El problema de diseño de sartas de tuberías de revestimiento es seleccionar el grado más económico y el peso que puede soportar sin falla, las fuerzas a las cuales se encuentra sujeta.

Los grados de acero de la tubería son identificados por letras y números los cuales indican características del acero de la tubería (fig. 1.1).

En cada grado API el número designa el mínimo esfuerzo de cedencia. Es así por ejemplo la P-110, presenta un mínimo esfuerzo de cedencia de 110000 lb/pg², en otras palabras puede soportar un esfuerzo de 110000 - lb/pg² con una elongación menor de 0.5% sin llegar a la deformación.

Aparte de los grados API hay muchos grados de acero que no concuerdan con las especificaciones API, sin embargo son usados en la industria el uso generalizado de grados especiales es corrido para condiciones especiales tales como un alto esfuerzo de tensión, alto esfuerzo de colapso o resistencia del acero al sulfhídrico, etc. este tipo de tuberías es manufacturada por diversas compañías pero no todas con las especificaciones API, presentan variantes como el grado del acero, espesor de pared, diámetro exterior, cuerda etc.

Sin embargo las especificaciones de estos productos son generalmente calculadas con las fórmulas API y tendrán que ser consistentes con las especificaciones API.

Los grados de sartas de tuberías de revestimiento más usados son los siguientes;

<u>GRADOS</u>	MINIMO ESFUERZO DE CEDENCIA (LB/Pg2)
V-150	150,000
P-110	110,000
N-80	80,000
C-95	95,000
C-75	75,000
J-55	55,000
H-40	40,000
T-125	125,000
T-140	140,000
T-150	150,000
TAC-95	95,000
TAC-110	110,000
TAC-140	140,000
TRC-140	140,000
TRC-80	80,000
TRC-85	85,000
TRC-90	90,000
TRC-95	95,000

Los rangos de longitud de tuberías de revestimiento son establecidos por el API que da límites y tolerancia, se establecieron 3 rangos.

<u>R A N G O</u>	<u>LONGITUD</u> (m)	<u>LONGITUD MAXIMA</u> (m)	<u>MAXIMA VARIACION DE LONGITUD</u> (m)
1	4.87-7.62	6.70	1.82
2	7.62-10.36	9.44	1.52
3	10.36	12.80	1.82

COPLES O JUNTAS

Los coples son piezas cortas, usadas para conectar tuberías de revestimiento son clasificados de la misma manera que la tubería de revestimiento y las propiedades físicas del cople deben ser igual a las secciones de tuberías con rosca. Su resistencia a los esfuerzos pueden ser mayores o por lo menos iguales que los del cuerpo de la tubería.

Los cople pueden ser cortos ó largos de acuerdo con la longitud de la rosca de la tubería de revestimiento con la cual estos serán usados.

Los siguientes tipos de roscas y cople son los manejados en el área de Villahermosa.

1. Cople corto rosca redonda.
2. Cople largo rosca redonda.
3. Cople normal rosca buttress
4. HDSEU
5. HDSFJP
6. HDTS
7. VAM RP.
8. VAM RB.

Una característica más de la tubería de revestimiento es el peso unitario que es el peso de tubería por unidad de longitud y tres tipos de peso unitario son normalmente usados.

1. Peso nominal
2. Peso franco de los extremos
3. Peso de rosca y cople

1. PESO NOMINAL

El peso nominal no es exacto, está basado en un peso teórico calculado para unos 6 m. de longitud de tubería de revestimiento. El peso nominal es por lo tanto usado para propósito de identificación.

2. PESO DE ROSCA Y COPLE.

Es el peso de una junta de tubería de revestimiento incluyendo la rosca de ambos extremos.

El factor más importante en el control del costo de la sarta de tuberías de revestimiento es el tamaño (longitud, espesor, diámetro etc), el programa ideal sería una tubería desde el fondo hasta la superficie sin embargo, esto no es posible y se introducen diferentes tamaños de tuberías

La selección del cople y rosca depende de la resistencia a la tensión requerida en el punto de unión.

MARCADURA DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

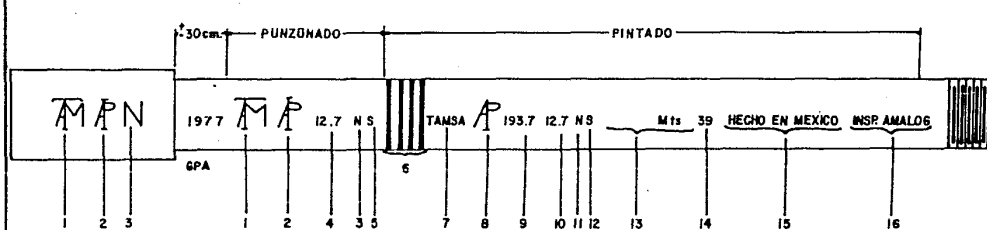


Fig (1.1)

I.10 IDENTIFICACION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Las peculiaridades básicas para la identificación y selección de tuberías de revestimiento ó producción, cuando han perdido las marcas o colores de fábrica, es mediante el troquel que tiene cada tubo en el extremo donde va la caja.

El troquel o los colores indican las características siguientes.

1. Nomograma Tamsa (Estampado)
2. Nomograma API (Estampado)
3. Espesor del tubo en milímetros (Estampado)
4. Tipo de fabricación (sin costura) (Seamless)

PINTADO O ESTARCIDO

- .- Año en que se fabricó la tubería y marca de la inspección efectuada por Pémex.
5. Número de franjas de acuerdo al espesor del tubo y color del grado de acero según API.
6. Nombre del fabricante "T.A.M.S.A."
7. Monograma API.
8. Diámetro del tubo en(milímetros)
9. Espesor del tubo en(milímetros)
- 10.Grado de acero
- 11.Tipo de fabricación (Sin costura) (Seamless)
12. Longitud total del tubo (en Metros)
- 13.Peso unitario (libras por pie)
- 14.Lugar de fabricación.
- 15.Tipo de inspección efectuada.

COLOR DE LAS FRANJAS

- H-40 Negro
- J-55 Verde
- K-55 Verde y se agrega una rosa
- C-75 Azul
- L-80 Rojo y se agrega una café
- N-80 Rojo
- C-95 Café
- P-110 Aluminio
- V-150 Aluminio y se agrega una rosa.

II. METODOS DE DISEÑO PARA SARTAS DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento es un elemento muy costoso dentro de un programa de perforación, un diseño óptimo debe resistir todas las presiones y condiciones ambientales a que está sometida.

II.1. PRESION INTERNA

Durante la entrada de fluido de la formación a la tubería de revestimiento, así como en operaciones tales como cementaciones forzadas y fracturamientos, la tubería de revestimiento está sujeta a presiones internas altas, es por ello que es necesario tomar en cuenta éste factor al llevar a cabo el diseño de sartas de tuberías de revestimiento.

El exceso de presión interna puede ocasionar ruptura y por ello, en ese momento, se le denomina presión de ruptura.

La falla tiende a ocurrir cuando se aplica un esfuerzo que excede el esfuerzo de cedencia, resultando una deformación permanente en la tubería.

Este tipo de falla sucede con un esfuerzo considerablemente inferior al que provoca la ruptura.

Al establecer los parámetros de diseño, las cargas de presión interna deben ser consideradas en primer término. Al efectuar el diseño se debe considerar la máxima presión interna dentro del pozo, que será igual o mayor a la generada por el fluido de perforación usado para perforar la zona productora.

II.2 PRESION EXTERNA (COLAPSO).

La capacidad de la tubería de revestimiento para soportar presión externa sin experimentar falla alguna es llamada resistencia al colapso.

La resistencia al colapso depende de:

- a) Las características del acero
- b) La tensión o compresión axial a que está sujeta la tubería.
- c) La relación existente entre el diámetro de la tubería y su espesor.

Cualquier presión en el interior de la tubería, que se mantenga durante la vida del pozo, reducirá la presión de colapso en una cantidad equiva- lente a la diferencia entre la presión que ejerce el lodo en el espacio anular y la presión del interior de la tubería. Es función del esfuerzo aplicado, la tubería puede sufrir diferentes tipos de deformación.

- Deformación elástica.- Se trata de una deformación reversible (reco- bra su forma original).
- Deformación Plástica.- En este caso es irreversible, no recobra su - forma inicial.

Para realizar el diseño de una T.R. se deberá tener en consideración - que la tubería se encuentra sujeta a tensión y colapso, los parámetros necesarios para realizar el diseño son:

- Diámetro de barrena (pg)
- Profundidad del pozo (m)
- Densidad del lodo (gr/cc)
- Presiones internas a que se someterá la T.R. durante la operación - (lb/pg²).
- Factor a la tensión 1.80
- Factor de colapso 1.125

Un buen diseño debe soportar.

- Ruptura o explosión debido a presiones internas
- Colapso ante presiones externas
- Cargas axiales debidas a tensión o compresión.
- Fallas que podrán ocasionarse por ambientes corrosivos.

II.3. DISEÑO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO EMPLEANDO LAS GRAFICAS DE LA CASA YOUNGSTOWN

Para efectuar el diseño se requiere la siguiente información:

- a). Diámetro exterior de la tubería
- b). Densidad del fluido de control
- c). Profundidad a la que se va introducir
- d). Factores de seguridad para el diseño.

Las gráficas constan de dos partes, en el extremo izquierdo (gráfica I) en el eje horizontal se tienen diversos valores de densidad y de profundidad; en el extremo derecho (gráfica II) las curvas de las tuberías con diferentes grados de pesos, en los ejes vertical y horizontal y respectivamente se tienen los valores de la presión de colapso y de la tensión.

PROCEDIMIENTO

- 1). Multiplíquese el valor de la densidad del lodo por el factor de seguridad al colapso (1.125).
- 2). Con el valor determinado se fija un punto (gráfica I) en el eje horizontal (densidad) y a partir de este punto se levanta una perpendicular hasta la parte superior de la gráfica (esta línea recibe el nombre de línea programa.
- 3). Al punto formado por la intersección de la recta de la profundidad con la línea programa, se designará como punto "A".

Desde el punto se proyecta una línea horizontal hasta el margen izquierdo de la gráfica II y se designa como punto "A₁", este punto indica el grado y peso de la primera sección de tubería que se va introducir al pozo.

- 4). Al punto formado por la intersección de la línea punteada de la gráfica I en la línea programa se designa como punto "B".

La línea punteada representa una columna de 3048 M. (1000 pies) de tubería suspendida en el aire.

Después este punto es proyectado horizontalmente hasta el eje intermedio que está entre las dos gráficas y a este nuevo punto se denomina como punto pivote (B₂).

Si se va a considerar el efecto de flotación de la tubería que se está diseñando entonces el punto "pivote" se obtiene de la proyección del punto formado por la intersección de la línea de flotación de la gráfica I.

En este caso la línea programa se obtiene de la siguiente ecuación:

$$L = 3048.79 \left(\frac{W_s}{W_s - W_a} \right)$$

en donde

L = Longitud de la tubería de ademe suspendida en el fluido

W_s = Densidad del acero (7.853 gr/cm³)

W_a = Densidad del fluido de control o perforación (gr/cm³).

5. A partir del punto pivote o punto "B", se trazan líneas rectas a los diferentes puntos marcados que se localizan en la parte superior de la gráfica II y que representan los pozos por unidad de longitud de la tubería que se requiera diseñar.
6. A partir del punto "A", trácese la primera paralela a la recta que corresponde de peso de la gráfica a curva intersectada por la prolongación de la proyección horizontal del punto "A".

Esta paralela debe continuarse hasta que corte otra gráfica o curva de diferente peso y grado.

7. La siguiente paralela se trazará a partir de la intersección anterior y así sucesivamente se continuará con las demás, trazando paralelas como pesos indique la gráfica hasta llegar a intersectar la parte superior de la gráfica II.
8. Los puntos formados por las intersecciones de las paralelas trazadas con las gráficas o curvas de pesos o grados son proyectados horizontalmente hacia el lado izquierdo hasta la línea programa de la gráfica I.

Ya proyectados dichos puntos hasta la línea programa se trazan paralelas a las rectas de profundidades hasta el margen izquierdo de la gráfica I para que de esta forma se determine la longitud de la sección de tubería del mismo grado.

II.4 REVISION DEL DISEÑO DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Con lo anterior terminó el diseño gráfico de la tubería; pero se necesi

ta revisar dicho diseño a los diferentes esfuerzos.

a). Revisión por tensión:

Del punto formado por la intersección de la paralela con la parte superior de la gráfica II se baja una perpendicular hasta la parte inferior de la misma gráfica en donde están marcados los valores a la tensión.

Con esto se obtiene un valor a la tensión para cada sección de tubería del mismo grado, por lo que se hace lo mismo para los diferentes puntos formados por las intersecciones de las paralelas con las gráficas o curvas.

b). Revisión por colapso.

Del punto "A" se traza una horizontal hasta el margen derecho de la gráfica II, en donde se obtiene el valor de presión hidrostática que le corresponde a ésta sección de tubería.

Se hace lo mismo para los demás puntos formados por las intersecciones de las paralelas con las gráficas o curvas.

c). Revisión por presión interna:

Se busca, en el manual de tablas de resistencias, el valor de presión interna que resiste la sección de tubería que se este revisando.

Todos los valores obtenidos de la revisión al colapso, a la tensión y a la presión interna son valores teóricos por lo que es necesario comprobarlos y en caso necesario corregirlas.

para realizar la comprobación ó corrección de las diferentes secciones de tubería diseñada se hará por medio de la elipse de esfuerzos axiales

Para la cual se presenta un ejemplo de diseño que se realiza en pozos - del área Villahermosa.

11.5 DISEÑO DE TUBERIAS PARA POZOS DEL DISTRITO VILLAHERMOSA

En el Distrito Villahermosa para el diseño de las tuberías de revestimiento se involucra, primeramente el esfuerzo al colapso, siendo necesario hacer una revisión del mismo por tensión, ya que como nos indica la elipse de esfuerzos axiales (Fig. 2.1) la resistencia al colapso disminuirá conforme aumenta la tensión.

La reducción en la presión mínima de colapso debido a una carga de tensión axial se calcula usando la ecuación basada en la teoría de la distorsión de la energía al esfuerzo máximo para la cedencia de Hecky-Von Mises, (fig.2.2) la cual se presenta a continuación:

$$P_{ca} = \left[\sqrt{1 - 0.75(S_a/Y_p)^2} - 0.5(S_a/Y_p) \right] P_{co} \quad 2.1$$

$$S_a = W/A \quad 2.2$$

$$A = \pi/4 (D_o^2 - D_i^2) \quad 2.3$$

P_{ca} = Presión mínima de colapso, bajo esfuerzo de tensión

axial lb/pg²

w = Peso de la T.R., lb

D_o = Diámetro exterior de la T.R., pg.

Y_p = Punto de cedencia mínimo de la T.R., lb/pg²

P_{co} = Presión mínima de colapso nominal, libre de tensión axial,

lb/pg²

En el desarrollo de este trabajo se presenta el diseño de la T.R. de — 9 5/8" para el pozo: Iride 140, solo se dan los datos necesarios que se requieren para utilizar las ecuaciones (2.1,2.2.2.3) y los resultados — se presentan en forma tabulada (tabla 2.4). El diseño es comprobado gráficamente (fig. 2.3)

Datos:

Pozo Iride 140

$D_o = 9.5/8"$

Prof. 3234 m.

Densidad del fluido de control = 1.720 gr/cc

Factores de diseño: Colapso 1.125, tensión = 1.8

Tuberías de revestimiento disponibles

TAC- 110	53.5 lb/pie,	Di= 8.535,	Pco= 10530 lb/pulg. ²	Yp= 110000 lb/pulg. ²
TAC- 110	47 lb/pie,	Di= 8.681,	Pco= 7750 lb/pulg. ²	Yp= 110000 lb/pulg. ²
P-110	47 lb/pie,	Di= 8.681,	Pco= 5310 lb/pulg. ²	Yp= 110000 lb/pulg. ²

Resistencia de los coples

TAC-110	53.5 lb/pie,	BCN	1846×10^3 (c/factor 1026×10^3 lb)
TAC-110	47 lb/pie,	BCN	1612×10^3 (c/factor 996×10^3 lb)
P-110	47 lb/pie,	BCN	1500×10^3 (c/factor 833×10^3 lb)

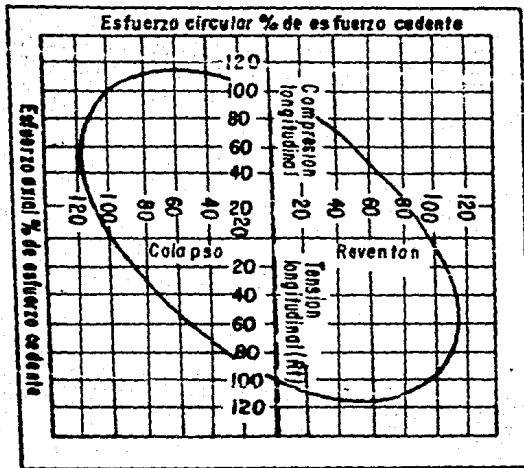
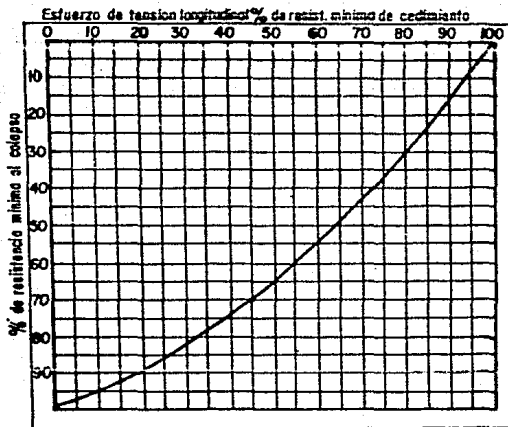


Fig. (2.1)

ELIPSE DEL ESFUERZO A LA CEDENCIA BIAXIAL



Basado en la teoria de energia maxima de deformacion por esfuerzo cortante o la ecuacion de Hencky-Von Mises

Fig. (2.2)

C A L C U L O S

$$P_{ca} = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{S_a}{Y_p} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{S_a}{Y_p} \right) \right] P_{co} \quad \dots \quad 2.1$$

$$S_a = W/A \quad \dots \quad 2.2$$

$$A = \frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_i^2) \quad \dots \quad 2.3$$

1a. Sección de T.R. seleccionada TAC-110, 53.5 lb/p de 3234 a 2093 m.

$$P_{ca} = P_{co} \text{ en la base} \quad - \quad P_{co}$$

Sustituyendo valores en las ecuaciones 1), 2), 3) se tienen lo siguiente:

$$A = \frac{\pi}{4} (9.625^2 - 8.535^2) = 15.5 \text{ pg}^2$$

$$W_1 = (3234 - 2093) 53.5 \times 3.28 = 200222.6 \text{ lb}$$

$$S_a = \frac{W_1}{A_1} = \frac{200222.6}{15.5} = 12917.68 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{ca} = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{12917.68}{110000} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{12917.68}{110000} \right) \right] 10530 = 9857.2 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} = 693 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

2a. Sección de T.R. seleccionada TAC-110 47 lb/p. de 2093 a 999 m.

$$P_{ca} = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{12917.68}{110000} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{12917.68}{110000} \right) \right] 7750 = 7223 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} = 507.85 \text{ kg/cm}^2$$

$$A_1 = \pi/4 (9.625^2 - 8.681^2) = 13.57$$

$$W_2 = (2093 - 999) 47 \times 3.28 = 168651.04 \text{ lb.}$$

$$W_3 = W_1 + W_2 = 200222.6 + 168651.04 = 368873.64 \text{ lb.}$$

$$Sa_2 = \frac{368873.64}{13.57} = 27183.02$$

$$Pca_c = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{27183.02}{110000} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{27183.02}{110000} \right) \right] 7750 = 6612.85 \text{ lb/pg}^2 = 464 \text{ kg/cm}^2$$

3a. Sección de T.H. P-110, 47 lb/p de 999 a 0 m.

$$A_2 = \pi/4 (9.625^2 - 8.681^2) = 13.57$$

$$Sa_3 = W_3/A_2 = \frac{168651.04}{13.5} = 27183.02$$

$$Pca_c = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{27183.02}{110000} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{27183.02}{110000} \right) \right] 5310 = 4530 \text{ lb/pg}^2 = 318.5 \text{ kg/cm}^2$$

$$W_4 = 900 \times 47 \times 3.28 = 138744 \text{ lb}$$

$$W_5 = W_3 + W_4 = 368873.64 + 138744 = 507617.64 \text{ lb}$$

$$Sa_4 = W_5/A_2 = \frac{507617.64}{13.5} = 37601.30$$

$$Pca_c = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{37601.30}{110000} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{37601.30}{110000} \right) \right] 5310 = 3937 \text{ lb/pg}^2 = 276.8 \text{ kg/cm}^2$$

En la columna 1, tabla (2.4), se muestra la profundidad, en metros a la cual se diseñó la tubería de revestimiento indicándose del fondo hacia la superficie, correspondiendo a la base y cima de la columna 2 respectivamente. Dependiendo del número de tuberías de revestimiento que intervengan en el diseño, ese mismo número de bases y cimas se tendrá.

Las columnas 3, 4 y 5 se refieren a las especificaciones de grado, peso en lb/pie y tipo de rosca del cople de la tubería de revestimiento analizada respectivamente.

El peso de la sección analizada, como el acumulado se muestra en la columna 6 y 7 respectivamente y está expresado en libras, tabla (2.4).

La reducción en la resistencia a la presión de colapso de la tubería de revestimiento, debido a una carga de tensión axial, se da en la columna 8 en kg/cm². Lógicamente el primer valor dado en esta columna corresponde a la presión mínima de colapso nominal, libre de tensión axial.

Finalmente en la columna 9, se tiene el valor de la resistencia del cople de la tubería de revestimiento afectado por el factor de seguridad a la tensión.

La comprobación gráfica del diseño de cada una de las tuberías de revestimiento se muestra en figura (2.3). Cada comprobación se realizó de la siguiente manera:

Se graficaron los valores de la columna 1 con sus respectivos valores de las columnas 8 y 9 tabla (2.4).

También es graficada la línea dada por la columna hidrostática del lodo afectada por su seguridad, así como la línea dada por el peso total de la tubería de revestimiento.

II.5. DISEÑO DE TUBERIAS PARA POZOS PROFUNDOS EN EL DISTRITO

VILLAHERMOSA.

El diseño de tuberías para pozos profundos tiene como objetivo encontrar tuberías de revestimiento óptimo y a la vez flexible, que permita perforar formaciones de baja, mediana y altas presiones.

Se analizaron los pozos que actualmente se encuentran en etapa de perforación y en áreas nuevas y de desarrollo, encontrándose variación en la profundidad, espesor y presiones de las formaciones que se atraviesan actualmente.

De acuerdo a lo anterior, se ha tenido en cuenta, principalmente la existencia de material, así como las condiciones de trabajo en la zona sureste.

A continuación en la tabla se muestra el diseño recomendado.

D. BNA. PULG.	PROF. M.	T.R. PULG.	GRADO	P E S O Lb/pie	ROSCA
26"	1000	20"	K-55	94	BCN
18 1/2"-22"	2500	16"	K-55	84	BCN
14 3/4"-17 1/2"	4500	13 3/8"	TAC-140 V-150	72	HDSFJP.
12"	6000	9 5/8"	TAC-140 V-150 TAC-110	53.5,47	BCN
8 3/4"	6500	7 5/8"	TAC-140 F-150	39,33.3	HDSFJP
6 1/2"	7000	5 1/2"	TAC-140 V-150	23	BCE

3. CALCULOS

CONECTOR:

DIAMETRO	T I P O	PROFUNDIDAD
30"	Tubería de línea	100 m.

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLERA

DISENO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

POZO: IRIDE No. 140

CLASIFICACION: EXPLORATORIO

PROFUNDIDAD:

3,234

DIAMETRO DE T.R. 9 5/8"

DENSIDAD DE LODO: 1.720gr/cc

FSC = 1.125

FST = 1.8

PROF. (m)	SECCION	GRADO	Yp	PESO (lb/pipe)	COPLER	PESO SECCION (lb)	PESO ACUMULADO (lb)	RESISTENCIA A COLAPSO (kg/cm ²)	RESISTENCIA DEL COPLER (lb*1000)
3,234	BASE	TAC	110,000	53.50	BCN	0	0	741	1,026
2,093	CIMA	TAC	110,000	53.50	BCN	200,223	200,223	693	1,026
2,093	BASE	TAC	110,000	47.00	BCN	0	200,223	505	896
999	CIMA	TAC	110,000	47.00	BCN	168,651	368,874	465	896
999	BASE	P	110,000	47.00	BCN	0	368,874	319	833
	CIMA	P	110,000	47.00	BCN	154,006	522,880	290	833

Tabla 2.4

**TABLE
DIMENSIONS AND**

Size O.D. In.	Grade	Wt. Per Ft. With Cable- Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cable		Extreme Line		No Cable Recess Inches PSI	
				Inside Dia. In.	O.D. of Cable In.	Inside Dia. In.	O.D. of Recess In.		
9 5/8	F-25	29.30	9.063	8.907	10.625	—	—	850	
	H-40	32.30	9.001	8.845	10.625	—	—	1,400	
	M-40	36.00	8.971	8.765	10.625	—	—	1,740	
	J-35	28.00	8.971	8.765	10.625	—	—	—	
	J-22	22.00	8.825	8.609	10.625	—	0.599	10.100	2,570
	K-55	36.00	8.971	8.765	10.625	—	—	—	2,070
	K-55	40.00	8.835	8.679	10.625	0.599	0.100	—	2,570
	C-75	40.00	8.835	8.679	10.625	0.599	0.100	—	2,980
	C-75	43.30	8.755	8.599	10.625	0.599	0.100	—	3,750
	C-75	47.00	8.681	8.525	10.625	0.599	0.100	—	4,630
	C-75	53.50	8.535	8.379	10.625	0.599	0.100	—	6,390
	N-80	40.00	8.835	8.679	10.625	0.599	0.100	—	3,090
	N-80	43.50	8.755	8.599	10.625	0.599	0.100	—	3,810
	N-80	47.00	8.681	8.525	10.625	0.599	0.100	—	4,750
	N-80	53.50	8.535	8.379	10.625	0.599	0.100	—	6,420
	C-95	40.00	8.835	8.679	10.625	0.599	0.100	—	3,330
	C-95	43.50	8.755	8.599	10.625	0.599	0.100	—	4,130
	C-95	47.00	8.681	8.525	10.625	0.599	0.100	—	5,080
	C-95	53.50	8.535	8.379	10.625	0.599	0.100	—	7,230
	P-110	43.50	8.755	8.599	10.625	0.599	0.100	—	4,310
P-110	47.00	8.681	8.525	10.625	0.599	0.100	—	5,310	
P-110	53.50	8.535	8.379	10.625	0.599	0.100	—	7,790	
V-150	53.50	8.535	8.379	10.625	—	—	—	8,970	
V-150	58.00	8.455	8.279	10.625	—	—	—	11,570	
V-150	61.10	8.375	8.219	10.625	—	—	—	13,130	
V-150	71.80	8.122	7.969	10.625	—	—	—	19,400	
10 3/4	F-25	32.75	10.182	10.036	11.750	—	—	450	
	H-40	32.75	10.182	10.036	11.750	—	—	850	
	M-40	40.50	10.050	9.894	11.750	—	—	1,420	
	J-35	40.50	10.050	9.894	11.750	—	—	1,580	
	J-35	43.50	9.950	9.794	11.750	0.794	1.460	—	2,080
	J-35	47.00	9.850	9.694	11.750	0.694	1.460	—	2,700
	J-35	51.00	9.850	9.694	11.750	—	—	—	3,580
	K-55	40.50	10.050	9.894	11.750	—	0.794	1.460	2,080
	K-55	45.50	9.950	9.694	11.750	0.694	1.460	—	2,700
	K-55	51.00	9.850	9.694	11.750	0.694	1.460	—	3,100
	C-75	51.00	9.850	9.694	11.750	0.694	1.460	—	3,950
	C-75	55.50	9.760	9.604	11.750	0.604	1.460	—	5,070
	N-80	51.00	9.850	9.694	11.750	0.694	1.460	—	3,270
	N-80	55.50	9.760	9.604	11.750	0.604	1.460	—	4,200
	C-95	51.00	9.850	9.694	11.750	0.694	1.460	—	4,490
	C-95	55.50	9.760	9.604	11.750	0.604	1.460	—	5,570
	P-110	51.00	9.850	9.694	11.750	0.694	1.460	—	3,670
	P-110	55.50	9.760	9.604	11.750	0.604	1.460	—	4,610
	P-110	60.70	9.660	9.504	11.750	0.504	1.460	—	5,860
	P-110	65.70	9.560	9.404	11.750	—	—	—	7,190
P-110	71.10	9.450	9.294	11.750	—	—	—	8,780	
V-150	65.70	9.560	9.404	11.750	—	—	—	10,860	
V-150	71.10	9.450	9.294	11.750	—	—	—	—	

*Not API Standard Shown for information only

Table 2.2

IRIDE No. 140 TR 9 5/8" CORRIDA 1.72

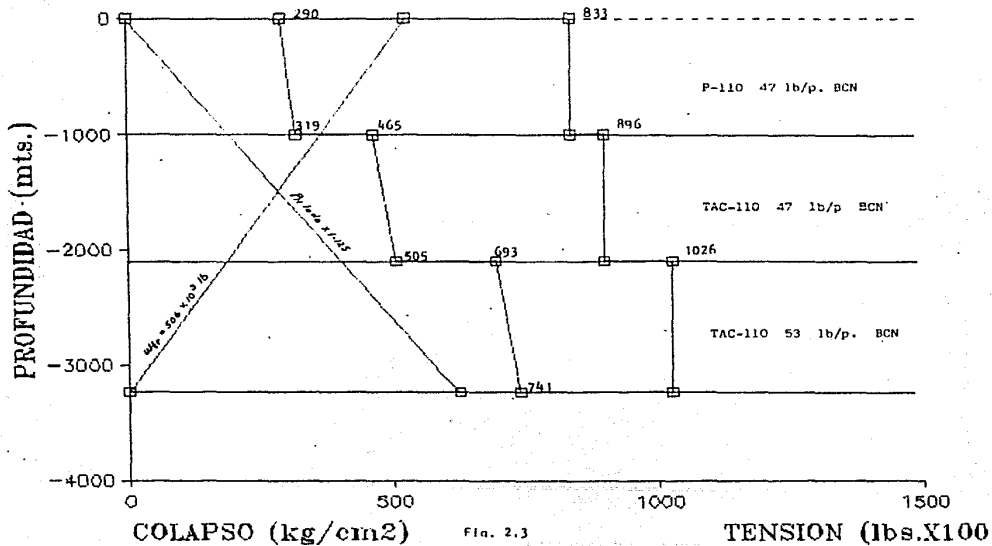


Fig. 2.3

CALCULO TEORICO DE PUNZAS DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PIPE, LUM INSTITUTE

DIAMETRO = \varnothing 3/8 (244.50 MM)

GRADO DE ACERO	PESO LBS/PIE	ESPESOR PULG.	DIAMETRO INTERIOR MM.	DIAMETRO DE NOMENCL. PULG.	COLAPSO PSI	RANGO	RESISTENCIA YIELD	RESISTENCIA TENS. YIELD	RESISTENCIA TENS. LBS					
I	43.50	.435	11.05	0.755	232.30	0.599	210.41	4620.	TRANSICION	9070.	9070.	1240.	1527.	1570.
	47.00	.472	11.99	0.601	220.50	0.525	216.53	5630.	TRANSICION	10730.	10730.	1361.	1650.	1697.
	53.50	.545	13.04	0.535	216.79	0.379	212.02	8430.	PLASTICO	12390.	12390.	1595.	1090.	1943.
I	43.50	.435	11.05	0.755	232.30	0.599	210.41	4750.	ELASTICO	11060.	11060.	1403.	1010.	1004.
	47.00	.472	11.99	0.601	220.50	0.525	216.53	6010.	TRANSICION	12070.	12070.	1670.	1765.	2036.
	53.50	.545	13.04	0.535	216.79	0.379	212.02	8960.	PLASTICO	14060.	14060.	1909.	2251.	2332.
I	43.50	.435	11.05	0.755	232.30	0.599	210.41	5750.		0760.	0760.	1002.	1317.	1301.
	47.00	.472	11.99	0.601	220.50	0.525	216.53	7180.		9440.	9440.	1100.	1423.	1473.
	53.50	.545	13.04	0.535	216.79	0.379	212.02	9300.		10760.	10760.	1393.	1630.	1710.
I	43.50	.435	11.05	0.755	232.30	0.599	210.41	6470.		9070.	9070.	1200.	1492.	1570.
	47.00	.472	11.99	0.601	220.50	0.525	216.53	7250.		10730.	10730.	1340.	1612.	1697.
	53.50	.545	13.04	0.535	216.79	0.379	212.02	10230.		12390.	12390.	1501.	1846.	1943.
I	43.50	.435	11.05	0.755	232.30	0.599	210.41	7200.	ELASTICO	11630.	11630.	1430.	1074.	1046.
	47.00	.472	11.99	0.601	220.50	0.525	216.53	9260.	PLASTICO	12620.	12620.	1570.	1074.	1995.
	53.50	.545	13.04	0.535	216.79	0.379	212.02	11540.	PLASTICO	14570.	14570.	1850.	2146.	2305.
I	40.00	.395	10.03	0.835	234.41	0.679	220.44	3090.	TRANSICION	5750.	5750.	727.	947.	916.
	43.50	.435	11.05	0.755	232.30	0.599	210.41	3010.	PLASTICO	6330.	6330.	813.	1030.	1005.
	47.00	.472	11.99	0.601	220.50	0.525	216.53	4750.	PLASTICO	6070.	6070.	893.	1123.	1008.
I	40.00	.395	10.03	0.835	234.41	0.679	220.44	6250.	PLASTICO	7930.	7930.	1047.	1288.	1244.
	43.50	.435	11.05	0.755	232.30	0.599	220.44	3100.	TRANSICION	6100.	6100.	791.	1000.	974.
	47.00	.472	11.99	0.601	220.50	0.525	216.53	4000.	TRANSICION	6720.	6720.	862.	1077.	1060.
I	40.00	.395	10.03	0.835	234.41	0.679	220.44	3100.	TRANSICION	6100.	6100.	791.	1000.	974.
	43.50	.435	11.05	0.755	232.30	0.599	210.41	4010.	TRANSICION	7120.	7120.	906.	1141.	1130.
	47.00	.472	11.99	0.601	220.50	0.525	216.53	4990.	PLASTICO	7720.	7720.	994.	1203.	1252.
I	40.00	.395	10.03	0.835	234.41	0.679	220.44	3260.	TRANSICION	6420.	6420.	810.	1040.	1031.
	43.50	.435	11.05	0.755	232.30	0.599	210.41	4010.	TRANSICION	7120.	7120.	906.	1141.	1130.
	47.00	.472	11.99	0.601	220.50	0.525	216.53	4990.	PLASTICO	7720.	7720.	994.	1203.	1252.
I	40.00	.395	10.03	0.835	234.41	0.679	220.44	3330.	TRANSICION	6020.	6020.	847.	1074.	1005.
	43.50	.435	11.05	0.755	232.30	0.599	210.41	4130.	TRANSICION	7510.	7510.	940.	1170.	1193.
	47.00	.472	11.99	0.601	220.50	0.525	216.53	5090.	PLASTICO	8120.	8120.	1040.	1273.	1209.
I	40.00	.395	10.03	0.835	234.41	0.679	220.44	3330.	TRANSICION	6020.	6020.	847.	1074.	1005.
	43.50	.435	11.05	0.755	232.30	0.599	210.41	4130.	TRANSICION	7510.	7510.	940.	1170.	1193.
	47.00	.472	11.99	0.601	220.50	0.525	216.53	5090.	PLASTICO	8120.	8120.	1040.	1273.	1209.

Tabla (2.3)

ENERO/1983

Este tubo se ha cementado a esta profundidad en el pozo Luna No.13-B y Majagual No. 1 con una tubería de 24" a 150 m, lo que indica que es posible cementar conductores a esta profundidad.

TUBERIAS SUPERFICIALES

DIAMETRO	GRADO	P E S O	ROSCA	PROFUNDIDAD:
20"	K-55	94 lb/pie	BCN	1000 m.

Este tubo se cementó a 800 m. en el pozo Caparroso No. 81, lo que de acuerdo a los calculos que a continuación se detallan se permite programarla a esta profundidad (1000 m).

DATOS TECNICOS

Peso = 1000 m. X 94 lb/p X 3.28 pies/m. = 308, 320 lb

Diámetro int. = 19.124"

Drift. = 18.936"

Lodo = 1.25 gr/cc

Peso con factor de flotación.

Fb = $1 - \frac{1.25}{7.85} = 0.85$

W = 308, 320 X 0.85 = 25,9 22516 = 117.83 ton.

.RESISTENCIA A LA TENSION

RT = 1,479 000 lb \div 1.8 = 821,666 lb = 373 ton.

De lo anterior se observó que de acuerdo al Drift (18.936") es posible introducir una tubería de revestimiento de 16" que en el cople tiene un diámetro exterior de 17", contandose también con un margen considerable de seguridad a la tensión, y por tratarse de una tubería superficial no se considera el efecto de colapso.

TUBERIA DE 16".

DIAMETRO	GRADO	P E S O	R O S C A	PROFUNDIDAD
16"	K-55	84 Lb/p	BCN	2500 m.

Esta tubería no se ha cementado a esta profundidad sin embargo los objetivos en los pozos exploratorios y de desarrollo se profundizan día con día esto permite el empleo de revestimientos intermedios más profundos, que permitan mayor elasticidad en los programas de perforación.

DATOS TECNICOS

$$2500 \text{ m} \times 3.28 \text{ pies/m} \times 84 \text{ lb/pie} = 688,800 \text{ Lb} = 313.09 \text{ Ton.}$$

$$\text{Diámetro exterior} = 17"$$

$$\text{Diámetro interior} = 15.01"$$

$$\text{Drift.} = 14.82"$$

$$\text{Lodo} = 1.60 \text{ gr/cc}$$

Peso con factor de flotación.

$$Fb = 1 - \frac{1.60}{7.85} = 0.796$$

$$W = 688800 \times .796 = 548407 \text{ Lb} = 249.27 \text{ Ton.}$$

Resistencia a la tensión.

$$Rt = 1499000 \text{ LB} \div 1.8 = 832 \text{ 797 Lbs} = 378 \text{ Ton.}$$

De acuerdo con estos calculos el peso total de la tubería de revestimiento de 249 tons. y su resistencia de 378 tons. teniendo 129 tons. de seguridad para su introducción, por considerarse como una tubería intermedia, - no se toma en cuenta el efecto de colapso.

Tubería de 13 3/8" corrida.

Diámetro exterior = 13.562"

Diámetro interior = 12.235"

Drift. = 12.191"

Lodo = 2.00 gr/cc y 1.70 gr/cc.

Peso de la tubería:

$$W = .4500 \times 3.28 \times 72 = 1062720 \text{ Lb.}$$

Factor de flotación 1 Factor de flotación 2

$$Fb_1 = 1 - \frac{2.00}{7.85} = 0.745 \qquad Fb_2 = 1 - \frac{1.70}{7.85} = 0.783$$

Peso con factor de flotación.

$$W_1 = 1062720 \times 0.745 = 791,726 \text{ lbs} = 359 \text{ tons.}$$

$$W_2 = 1062720 \times 0.783 = 832,576 \text{ lbs} = 373 \text{ tons.}$$

Resistencia a la tensión.

$$2054 \text{ 000 lbs} = 1.8 = 1, 141,111 \text{ lbs} = 518 \text{ Tons.}$$

Con lo que se cuenta con 140 tons. de margen de seguridad para su introducción en el caso más desfavorable.

El análisis anterior se hace para las tuberías subsecuentes.

2. ESQUEMA DEL ASENTAMIENTO DE TUBERIA

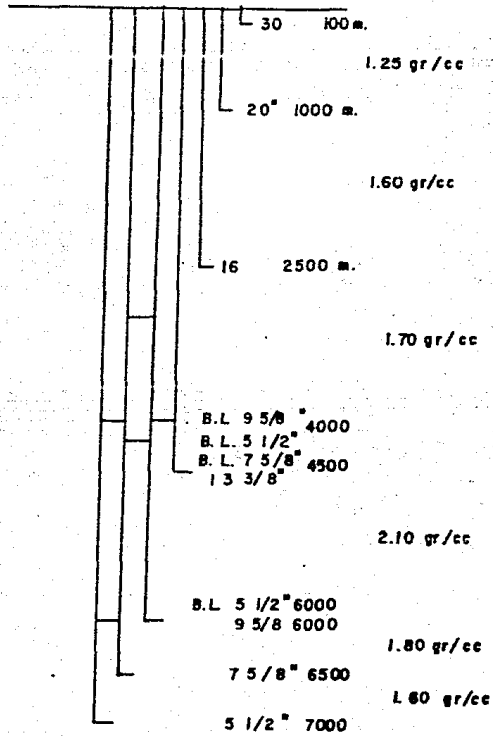


Fig. 2.6.1

III. FALLAS QUE SE PRESENTAN EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

III.1 CAUSAS DE FALLAS EN LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Las causas más comunes de problemas con las tuberías de revestimiento, son las siguientes.

- a) Selección inapropiada en relación con la profundidad y presiones encontradas.
- b) Inspección insuficiente de cada tramo de tubería de revestimiento o de las rocas de fábrica.
- c) Descuido en el manejo de la tubería de revestimiento, en la fábrica, transporte y campo.
- d) No seguir las indicaciones en la introducción y extracción de las tuberías de revestimiento.
- e) Maquinado inapropiado de las roscas en la fábrica.
- f) El uso de acoplamientos con una manufactura deficiente, por sustituciones o adicionales.
- g) Cuidado inapropiado en el almacenamiento.
- h) Apriete excesivo de la tubería de revestimiento para introducirla en pozos estrechos.
- i) Manejo demasiado fuerte para soltarla. Esto puede aflojar los acoplamientos en la parte superior. Estas deberán volverse a apretar con llaves antes de finalizar el asiento de la columna.
- j) Perforación dentro de la tubería de revestimiento. Anclaje de la tubería de revestimiento con una tensión inapropiada después de la cementación, siendo esta una de las razones principales de dichas fallas.

- K) El desgaste del tubo de perforación, mientras se perfora dentro de la tubería de revestimiento, es particularmente importante en los pozos desviados ó en pozos rectos, en donde se toman medidas correctivas dan como resultado una flexión concentrada de la tubería de revestimiento que a su vez, produce un desgaste interno excesivo, particularmente en donde los dobleces de pata de perro se encuentran en lo alto del pozo.
- l) Pandeo de la tubería de revestimiento en una cavidad no cementada, agrandada o deslavada, cuando se libera demasiada tensión en el centrado.
- m) El dejar caer una tubería de revestimiento, aún a una corta distancia
- n) Uniones con fugas, bajo presión interno o externa, que son un problema común y puede deberse a:
1. Selección de rosca inapropiada.
 2. Sujeción inapropiada con llaves de apriete.
 3. Roscas sucias.
 4. Roscas pegadas o barridas, debido a roscas sucias, conexión descuidada, roscas dañadas, giro demasiado rápido, uso excesivo de presión de las mordazas, durante las operaciones de giro o con la llave de apriete, práctica de centrado inapropiado, que produce tensiones en la unión roscada, en exceso del punto de cedencia o de deformación.
 5. Maquinado inapropiado de las roscas en el campo o en la fábrica.
 6. Manejo demasiado intenso sobre la tubería.
 7. Caída de la tubería.
 8. Conexión y desconexión excesiva.
 9. Aplicación de la llave de apriete en una parte demasiado alta de la tubería de revestimiento, especialmente en la desconexión. Esto produce un efecto de flexión que tiende a ocasionar roscas barridas.
 10. Enrosque inapropiado.
 11. Forma ovalada de la tubería de revestimiento.

o) Tanto el interior, como el exterior de la tubería de revestimiento pueden dañarse por la corrosión, que puede reconocerse por la presencia de picaduras o agujeros en el tubo. La corrosión, en el exterior de la tubería de revestimiento, puede ser ocasionada por fluidos corrosivos o formaciones en contacto con la tubería de revestimiento, o por corrientes eléctricas parásitas que fluyen hacia afuera de la tubería de revestimiento, a los fluidos o formaciones circundantes. La corrosión severa también puede ser ocasionada por la bacteria reductora de sulfato. El daño por corrosión, en el interior, normalmente es ocasionada por los fluidos corrosivos producidos desde el pozo; sin embargo, el daño de la tubería de revestimiento, y por las altas velocidades de fluidos, tales como aquellas encontradas en algunos pozos de elevación por presión de gas. La corrosión interna también podría deberse a corrientes eléctricas parásitas (electrólisis) o a metales disímiles en contacto íntimo (corrosión galvánica bimetalica).

III. .2 DESPRENDIMIENTO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO DURANTE SU INTRODUCCION.

Se presenta como ejemplo el desprendimiento de la tubería de revestimiento que ocurrió en el pozo Jujo No. 459.

Para el caso de este pozo, durante la introducción de la T.R. de 5" corta, se presentaron los siguientes problemas:

Se cementó la T.R. de 7 5/8" a la profundidad de 5432 mts. Se continuó la perforación con una barrena de 6 1/2"; hasta 6672 mts., a esta profundidad se tomaron registros geofísicos y se decidió acondicionar, el agujero para introducir la T.R. 5". Al bajar la barrena para acondicionar, se notó atrapamiento en la sarta de perforación a la profundidad de 6672 mts. se tensionó tratando de recuperarla dejando como pescado la barrena y parte de la sarta de perforación, detectando la boca del pescado (B.P.) a 6114 mts. de profundidad.

De acuerdo a los registros tomados se pudo detectar que el intervalo programado quedó descubierto, por lo que se decidió bajar y cementar la T.R. de 5" corta, a la profundidad de la (B.P.)

LA DISTRIBUCION DE LA T.R. FUE LA SIGUIENTE:

Zapata flotadora tipo "V"	6114.00 - 6113.30 m.
Combinación P)EL a C) BCE.	6112.57 m.
2 Tmos. TAC-140, 18 lb/pie BCE.	6092.17 m.
Cople flotador	6091.62 m.
1 Tmo. TAC-140, 18 lb/pie BCE.	6080.38 m.
Cople de retención	6080.14 m.
8 Tmos. TAC -140, 18 lb/pie BCE.	5994.79 m.
70 Tmos. P-110, 18 lb/pie BCE.	5135.76 m.
77 Tmos. TAC-140, 18 lb/pie BCE.	4333.93 m.
18 Tmos. P-110, 18 lb/pie BCE	410369 m.
Colgador mecánico	4100.37 m.
Válvula de charnela	4100.16 m.
Combinacion P) SHRR X C) BTTS	4099.63 m.

Combinación P) BTTS X C) HD
Camisa soldadora tipo C-2

4099.36 m.
4097.32 m.

OPERACION .

Antes de efectuarse la cementación de la T.R. de 5" corta a la profundidad de 6114.0 m. encontrándose con algunos detalles:

1. La cabeza de cementación se encontraba instalada en el supuesto tubo de ajuste.
2. Se circulaba con bomba del equipo con 88 kg/cm² (1250 lb/pg²) y 50 emb/min. observando gasificación de densidad de 1.20 gr/cc-1.15 gr/cc, se consideró que la presión de circulación era baja porque se tenía una columna de lodo gasificada casi en su totalidad.
3. La supuesta descalibración del indicador de peso de 21 tons., menos que el peso teórico flotado de 140 tons. unicamente marcaba 119 tons.

El peso teórico total debería ser:

T.P. 3 1/2" - 1647 m. X 3.26 X 13.3 lb/p. = 71,848.72 lbs
T.P. 3 1/2" - 2450 m. X 3.28 X 19.5 lb/p. = 156,702.00 lbs
228,550.72 = 103 tons

Peso de la T.R. 5" 18 lb/p. BCE.

T.R. 5" 2017 X 3.28 X 18 lb/p. = 119 083.68 lbs = 54 tons.
Block = 6 tons.

El peso total debería ser: 103 = de T.P.
54 = de T.R.
6 = block
163 tons.

Estos pesos efectuados por el factor de flotación de 0.8471.

T.P. = 88 tons.
T.R. = 46 tons.
Block = 6
140 tons.=peso teórico flotado

De esta anomalía (3ra.) se observó que el peso de 119 tons. era el que se vanía observando al llegar con la T.R. a fondo, confirmado que era por descalibración del indicador de peso.

La T.R. 5" corta a 6114 m. de profundidad detectó boca de pez (BP) y checó con 5 tons. aumentando la presión de 88 -112.48 kg/cm², levantó T.R. tensionando hasta 134 tons. donde se liberaba en 119 tons.

Tomando como cierto la descalibración del indicador de peso; ancló T.R. cargando peso de la TR corta de 45 tons. quedando 74 tons., procedió a soltar T.R. con vueltas a la derecha y al levantar marcaba 94 tons. (T.P. = 88 tons.) (se ancló y soltó en el primer intento).

Antes de proceder a anclar se observó que faltaban 21 tons. en el indicador del peso (teórico) que debía ser de 140 tons., argumentando que se tenía una desviación de 7-10° ± 5433 m. y ratificando al mismo tiempo la descalibración del indicador de peso.

Circuló tiempo de atrazo por observar gasificación de 1.15 gr/cc con 1300 psi y 84 emb/min. preparó 2 m3 de especiador E-3001 de 1.30 gr/cc + 2m3 de bache lavador ew-101, 1.01 gr/cc.

Se bombearon 13 bls. de bache lavador, 8 bls. de agua originando una presión diferencial de 12 kg/cm² probó líneas con 350 kg/cm², intentó probar efectividad del equipo de flotación sin éxito por regresar baches testigos y al cerrar T.P. represionó la presión diferencial bombeó 20 bls. más agua, total 30 y desplazó bache suspendido, bombeó a diferentes volúmenes para verificar la presión diferencial = 17.6 kg/cm² la presión de circulación era de 105 kg/cm² a un gasto constante de 4.3 bl/min, al llevar bombeados 181 bls. de lodo (capacidad de T.P.) la presión empezó a decaer a los 210 bls. bombeados de lodo donde la presión diferencial había desaparecido = 0.0.

Total de volumen bombeado = 210 bls. lodo
 30 bls. agua
 240 bls.

De estas pruebas se deduce probablemente circulaba a través del soldador, aunque el volumen bombeado no correspondía exactamente; si no más abajo (posible anomalía en T.R.) considerando el conjunto soldador como el punto más factible y crítico de circulación.

Sacó y revisó observándose agujijón y conjunto soldador en general en buenas condiciones, metió soldador nuevo para efectuar las pruebas necesarias y detectar la probable anomalía.

Con T.R. 5" corta anclada y suelta a 6114 m. B.P. metió soldador con agujijón a 4080 m. circuló emparejando columnas con lodo L.S.E. 1.21 gr/cc con 62 EPM y $P = 70 \text{ kg/cm}^2$.

Bajó a 4097 m. boca de T.R. corta 5" checó pesos; hacia abajo 96 tons. y hacia arriba 100 tons. observando descompensación de columnas por T.P., enchufó parcialmente el agujijón, desapareciendo descompensación, observó espejo del E.A. satisfactoriamente enchufó longitud de agujijón con fricción de 1 ton., cargó 10 tons. Con bomba del equipo rompió circulación con 126 kg/cm^2 comprobándose efectividad del soldador abatiéndose y estabilizándose en 83 kg/cm^2 con 62 EPM, saliendo lodo con densidad mínima de 1.17 gr/cc posteriormente a 1.21 gr/cc.

Se preparó bache 30 bls. de agua saturado con 125 kg. de cromolignito más bache chismoso de sacate, desplazó registrando una presión de bombeo promedio de 102 kg/cm^2 (diferencial del bache 18 kg/cm^2) (17.6 kg/cm^2), al llevar 250 bls. bombeados de lodo, se observó abatirse la presión de bombeo a 84 lb/pg^2 desapareciendo la presión diferencial concluyendo que el bache pasó al E.A. y continuó bombeando hasta salir bache a superficie con 930 bls. de lodo LSE de 1.21 gr/cc saliendo sacate y lodo con densidad mínima de 1.19 gr/cc.

Observó pozo sin manifestar, levantó soldador sin observar descompensación, por lo tanto de acuerdo a los volúmenes bombeados se determinó anomalía en T.R. 5" TAC-140, 18 lbs/pie, BCE a $\pm 97 \text{ m.}$ de profundidad, (desprendimiento). Sacó soldador a superficie normal y se procedió a las operaciones para la recuperación de la T.R.

Se acondicionó y metió a 4097 m. de profundidad soltador sin aguijón, fijando tuerca soltadora con 3 puntos de soldadura, C-2 5", cargó con 2 tons. y con 6 vueltas a la izquierda, observó conectarse el pescado (T.R.), tensionó hasta 148 tons. liberando cuñas del colgador, recuperando 22 tons. por arriba del peso de la sarta de pesca.

El peso de la sarta antes de conectarse fué de 100 tons. el peso después de conectarse fué de 122 tons. sacó parte de T.R. a superficie; conjunto colgador 7 5/8" y 5" 18 tramos T.R. 5" P-110, y 59 tramos TAC-140 18 lb/pie BCE, observando el cople del último tramo rebajado longitudinalmente y tallones exteriores correspondiendo a un tramo de T.R. 5" TAC-140. 18 lb/pie BCE.

El total de tubería recuperando fué de 849.23m. quedando como pescado: 29 tramos, TAC-140 y 70 tmos. P-110, 18 lb/pie BCE, cople flotador y de retención, combinación y zapata flotadora tipo "V" E.L.

Con barrena de 6 1/2" checó B.P. a 4947 m. Posteriormente se metió pescante de 5", martillo 4 3/4" a 4947 m, operó y conectó al pescado satisfactoriamente, tensionó hasta 150 tons. (40 tons. arriba del peso de la sarta de pesca) liberando T.R. y recuperando 31 tons. correspondiente a toda la longitud de pescado de T.R.

Sacó a superficie recuperando toda la T.R. y accesorios, observando como B.P., piñón de T.R. 5" TAC-140, 18 lb/pie BCE, lavando con presión en la parte superior y la zapata flotadora sin la base, el resto de la T.R. así como los accesorios salieron en buen estado. Se verificó y observó la recuperación de la T.R., efectuandose la desconexión normalmente.

Es evidente la falta de responsabilidad y criterio del personal, puesto que el desprendimiento de la T.R. se originó al golpear la sarta sobre la boca del pescado y más aún después de ocurrir la anomalía evadir su responsabilidad argumentando descalibración en el indicador de peso.

La recuperación de la zapata flotadora tipo "V" sin la base y golpeada

interiormente, es una indicación de que durante la introducción de la T.R., al checar fondo sufrió posible golpe sobre la boca del pescado

El cople de T.R. recuperando, rebajo longitudinalmente, que corresponde a la junta 99 según el ajuste; propicia al posibilidad de exceso de apriete. el gráfico computarizado, el cuál marca 5100 lb/pg que corresponde aproximadamente al valor máximo de apriete para T.R. 5" TAC-140, 18 lb/pie BCE.

Si aunamos los dos conceptos anteriores a una posible deflexión se verá en el perfil del pozo que no se aprecia en el registro de desviación calibración; puede concluirse que esta combinación de esfuerzos originó desprendimiento de la T.R..

III.3 ROTURAS Y COLAPSOS EN LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y SU RELACION CON LAS FORMACIONES PLASTICAS Y SEMIPLASTICAS.

La existencia del fenómeno de tubería de revestimiento de 7 5/8" rota y el posterior taponamiento del pozo es un problema presente en el área, que afecta directamente las operaciones del Distrito y a mediano y largo plazo la adecuada explotación de los yacimientos.

El fenómeno, una vez que se presenta, tiene una secuela repetitiva.

- a) Baja gradual de producción del peso hasta su total abatimiento.
- b) Detección mediante equipo de Geofísica, de T.P. obstruida, colapso ó rotura y en algunos casos presencia de formación de lutita.
- c) Atrapamiento de la T.P. a la profundidad de la obstrucción; colapso ó rotura; detectado durante la intervención del pozo. Recuperación de la T.P. libre y detección del colapso ó rotura de T.R. a la misma profundidad que se presentó en la T.P.
- d) Taponamiento del pozo por inestabilidad de la reparación del mismo, por exceso de tiempo para conformar la tubería de revestimiento y la poca probabilidad de éxito.

Independientemente de los pozos taponados existen otros pozos que potencialmente tienen el mismo problema: a) Pozos a los que se les han detectado colapsos por la tubería de producción a la profundidad crítica. b) Pozos con un comportamiento anómalo en su producción por espacio anular. c) Pozos con presencia de formación lutítica por T.P. o T.R.

De la observación y análisis estadístico de obstrucciones en tuberías de producción y pozos taponados, se nota una alta incidencia de casos a la profundidad de la formación lutítica anormalmente presurizada arealmente en el Complejo Bermudez, en Cactus-Nispero y últimamente en pozos del área Cárdenas Huimanguillo donde se tiene detectado un caso bastante elocuente en el pozo Cárdenas No. 101. Es premisa

necesaria, para el diseño tradicional de la tubería de revestimiento, que la formación frente a la que se va a colocar la tubería tenga un acoplamiento elástico, en este caso esta premisa no se cumple.

EVALUACION DE LAS ZONAS DE PRESIONES ANORMALES Y SU RELACION CON LA INCIDENCIA DE OBSTRUCCIONES.

Al situar los casos de obstrucción que se presentan en profundidad de 2000 a 4000 mts. conforme al plano de isopocas, se nota una relación directa con el espesor de las formaciones lutíticas plásticas y semiplásticas y la mayor incidencia englobada dentro de la línea de 1000 mts.

El fluido de control para perforar estas formaciones es lodo de emulsión inversa con una densidad de alrededor de 2 gr/cm³; en estas condiciones se evita la desestabilización de la arcilla por efectos iónicos, la aportación de fluidos de la formación anormalmente geopresionada y el atrapamiento de la sarta de perforación por desplazamiento de la formación plástica hacia el pozo.

Las formaciones lutíticas en el área están clasificadas como plásticas y semiplásticas y por observación visual y problemas presentados durante la perforación se estima un alto grado de plasticidad, incluso superior al que pueden presentar los cuerpos salinos.

Se han hecho indentificaciones geológicas de las muestras obtenidas y se han encontrado que es lutita del Eoceno y Oligoceno; sin embargo no se ha tenido la inquietud ni la cantidad de información necesaria para hacer un estudio de mecánica de roscas. Que aporte información sobre el grado de plasticidad de esta formación. También es conveniente señalar que existen casos detectados en que la formación se desplaza por el interior de las tuberías de revestimiento o producción sin haber flujo aparente que la arrastre.

COMPORTAMIENTO MECANICO DE LA PERFORACION EN FORMACIONES PLASTICAS.

Durante la perforación de un pozo que cruza formaciones plásticas, es de máxima importancia conocer el rango de densidades del fluido

de control sin causar la deformación plástica de la pared del pozo. Si se utiliza un fluido de menor densidad, la deformación da como resultado una concentración de la pared, lo que provocará atrapamiento de la sarta de perforación ó problemas al intentar situar la tubería de revestimiento o si se utiliza un fluido de densidad excesiva la formación dará como resultado un agrandamiento del contorno del pozo y en un caso extremo la fractura de la formación y pérdida severa de circulación.

Una premisa básica para el diseño tradicional de una tubería de revestimiento, es que la formación frente a la que se va a colocar la tubería tenga un comportamiento elástico, lo que equivale a que la resultante de esfuerzos de la formación en un plano perpendicular al eje del pozo y radialmente al mismo sea nula; en el caso de las formaciones plásticas esta premisa no se cumple, existe un esfuerzo resultante en tal plano que implica el desplazamiento de la formación y la acción del esfuerzo sobre la tubería de revestimiento.

La transmisibilidad del esfuerzo sobre la tubería será una función del desplazamiento de la formación, la cual es una función no lineal y dependiente del tiempo, Teóricamente el esfuerzo máximo al que quedará sometida la tubería, a un tiempo infinito, será la presión total ejercida por el gradiente de roca.

La sal catalogada como una formación plástica en condiciones de presión y temperatura a profundidad, se desplazará y ejercerá una presión de roca sobre la tubería de revestimiento; el colapso y rotura de la tubería se evita con un diseño adecuado de la misma a las condiciones de trabajo.

El comportamiento de la deformación de agujeros abiertos en formaciones plásticas y su efecto sobre los elementos de acero o concreto para limitarlas, es tema de máxima importancia.

La tubería de revestimiento, diseñada en forma tradicional, quedan sujetas a cargas de roca para las cuales no fueron diseñadas.

**POZO Cárdenas No. 101, VALUACION DEL ESFUERZO
EJERCIDO POR LA LUTITA.**

El pozo Cárdenas No. 101, fué terminado en Marzo de 1980, y entró a operación el día 18 del mismo mes.

Al inicio de su explotación el espacio anular de 7" quedó represionado con 238 kg/cm² (fig.3.3.1)

El día 31 de Marzo de 1980 se estimuló el pozo alcanzando una presión máxima de inyección de 553 kg/cm². La presión en el espacio anular se verificó a la estimulación, y se determinó de 315 kg/cm²; permaneció igual al término de la estimulación (fig.3.3.2)

El 23 de Abril de 1980 intentó abrir la camisa para explotar el pozo, por espacio anular, por lo que calibró, con equipo de Geofísica y sello de plomo de 2 5/8"; a la profundidad del empacador, libre. Con operadora de 3" se situó tres metros abajo de la camisa para proceder a la apertura (fig.3.3.3). En estas condiciones se verificó la presión en el espacio anular y encontró 340 kg/cm².

Descargó la presión en espacio anular y se procedió a la apertura de camisa, sin éxito por exceso de tensión sin movimiento de la operadora, dejando finalmente pescado de línea al romperse esta a 456 m.

En el trabajo de pesca recuperó 3906 m. de línea acerada, saliendo dañado el pescante en el último intento de operación; con sello de plomo verificó colapso de T.P. a 3902 mts.

De la información de producción se hace notar que el pozo quedó produciendo por T.P. y T.R. a pesar de no haber sido abierta la camisa; también se destaca que a pesar del potencial del pozo y haberlo abierto a operación por T.P. y T.R. la declinación en la producción del pozo se presentó de inmediato bajando de 1592 m³/día a cero en 13 meses; quedó fuera de operación en Junio de 1981.

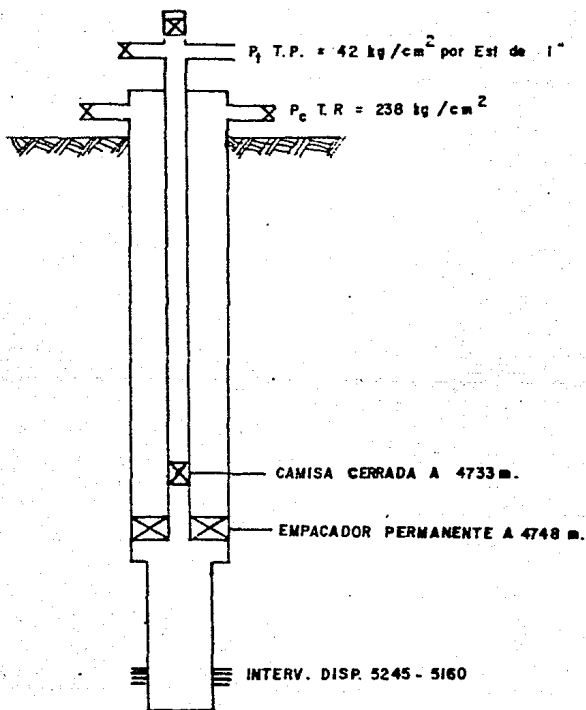
El 30 de Junio de 1981 calibró con 1 3/4" sin pasar de 1 metro y recuperó muestra de formación, lutítica.

El 3 de Septiembre de 1981 se intervino con unidad de tubería flexible de 1" y agua densificada de 1.40 gr/cm³; reconoció T.P. hasta 856 mts. donde detectó resistencia sin vencer, recuperó muestras de formación y un pedazo de metal que se identificaron como lutita del Oligoceno y tubería de producción respectivamente. A la profundidad de 3902 mts. pertenece, en forma aproximada, a la base de oligoceno.

De las operaciones aquí señaladas se pueden hacer las siguientes conclusiones:

- a) El espacio anular, previo al intento de apertura de camisa, estaba en condiciones herméticas.
- b) Los incrementos de presión en el espacio anular, se explican por la expansión de fluidos confinados, motivada por el incremento de temperatura como resultado del fluido del pozo.
- c) Previo al intento de apertura de camisa la tubería de producción se encontraba libre.
- d) El espacio anular se encontraba lleno de aceite del pozo, con un gradiente de 0.60 kg/cm² y represionado a 340 kg/cm² en la cabeza, lo que traducido a 3902 mts. equivale a una presión de 574 kg/cm².
- e) La resistencia al colapso de la T.R. a la profundidad de 3902 mts. (7", P-110, 35 lb/p., B.C.E.) es de 812 kg/cm². El esfuerzo total de oposición a la carga de la formación a 3902 mts. es de 573 kg/cm² + 812 kg/cm² = 1386 kg/cm².
- f) La liberación de presión del espacio anular y la gasificación de la columna de aceite, redujo el esfuerzo total de oposición a la carga de la formación a 905 kg/cm².
- g) A consecuencia de la liberación de presión del espacio anular la tubería de producción sufrió un severo colapso y rotura motivada por un colapso y rotura de la tubería de revestimiento a la misma profundidad, esta afirmación está fundamentada en:

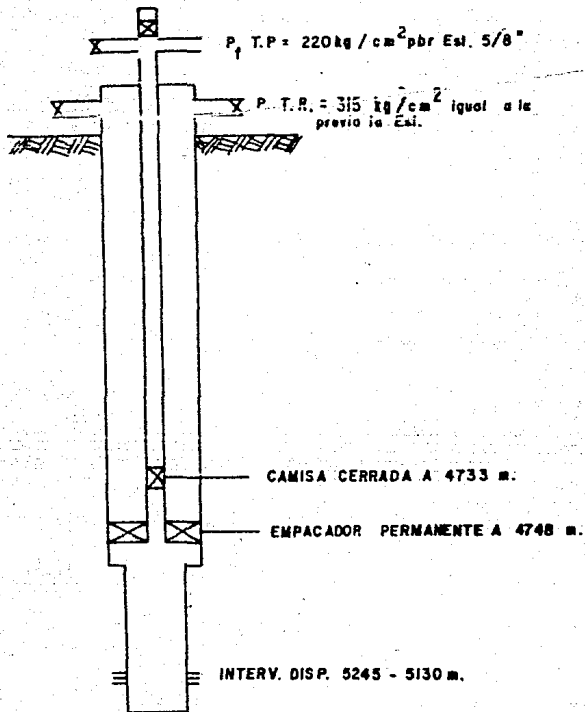
CARDENAS - 101



POZO AL INICIO DE SU EXPLOTACION
18 DE FEB. DE 1980

Fig. 3.3.1

POZO CARDENAS - 101



POZO AL TERMINO DE LA ESTIMULACION EFECTUADA
EL 31 DE MARZO DE 1980

Fig. 3.3.2

CARDENAS - 101

FORMACION	PROF
PARAJE SOLO	AFLORA
FILISOLA	1310
CONCEP. SUP.	1736
CONCEP. INF.	1935
ENCANTO	2100
DEPOSITO	2137
MIOGENO MEDIO	3140
OLIGOCENO	3005
EOCENO	3990
PALEOCENO	4720
K. S MENDEZ	4815
K. SN. FELIPE	5037
A. NUEVA	5160
K. MEDIO	AUS.
K. INF. D-2	5210
JURASICO SUP.	5290
PROF. TOTAL	5355

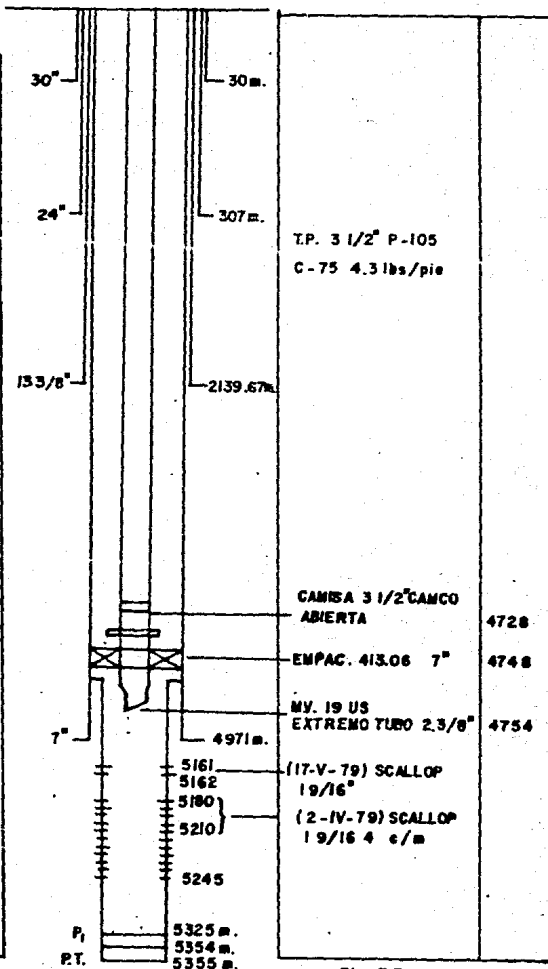


Fig. 3.3.3

- El atrapamiento de la línea acerada.
- El colapso detectado a 3902 mts.
- La Producción y presión por T.R., sin haber abierto la camisa.
- El decremento inmediato de la producción.
- El abatamiento total del pozo.
- La presencia de lutita del oligoceno dentro de la T.P.
- La presión ejercida por la formación sobre la tubería se encuentra en el rango de 1384 kg/cm² a 907 kg/cm² lo que equivale a gradiente de 0.35 kg/cm² a 0.232 kg/cm².

3.5 RECOMENDACIONES .

La incidencia del problema, roturas y colapsos de tuberías de revestimiento en el Distrito Villahermosa es alta.

Existe una relación directa entre la distribución de casos problema y la distribución de las formaciones de sedimentos terciarios geopresionados.

Las formaciones en cuestión, en relación a su consistencia, tienen comportamiento plástico.

Las formaciones plásticas ejercen carga de roca sobre las tuberías de revestimiento.

Las tuberías de revestimiento, diseñadas de acuerdo al método tradicional, no están capacitadas para soportar estos esfuerzos.

Las áreas más afectadas son el Complejo Bermudez, Cactus, Nispero y Sitio Grande. Coincidentemente donde se encuentran los máximos espesores de las formaciones geopresionadas.

Recientemente se han presentado casos en el área Cárdenas, Humanguillo donde la zona de presiones anormales no está suficientemente evaluada, que hacen pensar en la presencia de una nueva área problema.

Por lo anterior es recomendable, continuar y profundizar la evaluación de las formaciones plásticas del área.

Obtener núcleos de las formaciones en cuestión que permitan someterlos a estudios mecánicos de rocas donde se obtenga el grado de plasticidad.

De acuerdo con los resultados que se obtengan, fundamentar el diseño de las tuberías de revestimiento.

Buscar medidas, a cortos y mediano plazo para los pozos ya perforados que pudieran presentar problemas.

III.4 COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

Otro problema que se presenta en pozos del Distrito Villahermosa, en menor escala que las roturas y desprendimientos en tuberías de revestimiento es el colapso de las mismas.

En este ejemplo se presenta el caso de una falla de tuberías, debido a una combinación de factores como son la prueba de alijo y la presencia de un domo salino.

Este caso se presentó en el pozo Tecominocan No. 111 en la tubería de revestimiento 7 5/8" corta. fig.3.4.1.

ANTECEDENTES .

Condiciones del pozo antes de cementar la T.R. 7 5/8" corta.

Profundidad	=	5876.0 m.
T.R. anterior	=	10 3/4" a 3335 m. (Cople "G" a 1234.0 m)
Formación	=	Cretácico Superior San Felipe a 5790 m. Domo salino de 3964 a 4496 m.
Diámetro de Bna. =		9 1/2".
Lodo	=	2.22 X 1.45 gr/cc
Salinidad	=	260 00 ppm.
Va	=	146 cp
Vp	=	125 cp
Yp	=	42 lb/100 pies ²

Con bna. 9 1/2" perforó a 3561.0 m. lutita y 20% arenisca teniendo que aumentar densidad de 1.85 a 210 gr/cc por fricción y atrapamiento. Perforó domo salino de 3944 a 4496 m. con densidad de 2.22 gr/cc hasta 5876 m. La desviación va incrementándose a 3° a 6° 30', manteniéndose en 6° al final. De 5717 a 5876 m, perforó 60% marga y 40% mudstone.

Al acondicionar para registros se observó fricción en las siguientes profundidades.

De 5876 a 5795 m, de 564 a 705 kg.

De 5795 a 5680 m, de 353 a 493 kg.

Al acondicionar para T.R. se observó fricción.

De 5876 a 5790 m. de 564 a 705 kg.

De 5790 a 5762 m. 493 kg.

Se metió T.R. 7 5/8" corta a fondo a 63 hrs. con apriete computarizado

La T.R. quedó distribuida de la siguiente forma:

Zapata flotadora tipo "V" BCN.	5876.00 - 5875.46 m.
2 tramos TAC-140, 39 lbs/pie	5875.46 - 5851.62 m.
Cople flotador, BCN.	5851.62 - 5851.17 m.
2 tramos TAC-140, 39 lbs/pie	5851.17 - 5827.57 m.
Cople de retención tipo candado, BCN	5827.57 - 5827.32 m.
148 tramos TAC-140, 39 lbs/pie BCN.	5827.32 - 4196.26 m.
97 tramos V-150, 39 lbs/pie BCN.	4196.26 - 3138.71 m.
Unión giratoria, BCN	3137.71 - 3137.91 m.
Colgador mecánico, BCN	3137.91 - 3133.80 m.
Combinación piñón BCN a caja E.L.	3133.42 - 3132.92 m.
Combinación piñón E.L. a caja BCN	3132.92 - 3132.80 m.
Camisa soltadora tipo C-2 BCN	3132.80 - 3130.54 m.

Profundidades referidas al nivel de mesa rotatoria.

OPERACIONES POSTERIORES A LA CEMENTACION DE LA T.R. 7 5/8".

Después de cementar la T.R., esperó 60 hrs. de fraguado, metió bna. 9 1/2" a 3142.0 m, boca de T.R. corta 7 5/8", sin encontrar cemento, circuló y sacó.

Con bna. de 6 1/2" checó cople de retención a 5829.0 m. rebajo mismo cemento, cople flotador y cementó a 5860.0 m con resistencia de 50 min/m.

Metió bna. 9 1/2" y escariador 10 3/4" a 3142.0 m. B.L. 7 5/8".

Con RTTS 10 3/4" a 3119.0 m, efectuó prueba de admisión a la boca de T.R. corta 7 5/8" obteniendo: Padm. = 50 kg/cm², piny = 80 kg/cm² de inyección 80 kg/cm² Qiny. = 1.5 bls/min 1.5 bls/min, Pf= 50 kg/cm², con lodo de densidad de 2.22 gr/cc.

Con retenedor 10 3/4" Mercury "K" a 3120 m, efectuó cementación forzada a la boca de T.R. corta 7 5/8" con 10 tons. de cemento. clase "G" con

densidad de lechada de 2.32 gr/cc, con Piny= 140 kg/cm², Pf= 60 kg/cm²
Qiny = 3.0 bls/min.

Espero fraguado, metió bna. 9 1/2" a 3120.0 m. retenedor 10 3/4"
rebajó mismo y checó boca de T.R. corta sin cemento.

Metió bna. 9 1/2" y escariador 10 3/4" a 3142.0 m, boca de T.R. corta.

Con RTTS 10 3/4" a 3119.0 m, probó boca de T.R. corta con 112 kg/cm²
sin admitir.

Efectuó prueba de alijo a 1.80 gr/cc sin manifestar.

Metió molino 6 1/2" a 5841.0m, resistencia, repasó a 5841.50 m, suspendió
por falla de avence, circuló y sacó.

Con rima 7 7/8" acondicionó C-2 7 5/8".

Con T.P. franca a 5841.0 m, desplazó lodo de E.I. de 2.0 x 200 por
L.S.E de 1.50 x 60, circuló acondicionando lodo a 1.48" x 50.

Metió T.R. 7 5/8" complemento, probó acoplamiento de (Tie-Back) sin
éxito y cementó con 50 tons. clase "G" y aditivos, con densidad de
lechada de 1.87 gr/cc, desplazó con 433 bls. de lodo LSE de 1.85 gr/cc,
sin alcanzar presión final, circulación normal equipo de flotación
no funcionó, salió cemento a superficie.

Metió bna. 6 1/2" a 3092.0m, cople de orificio 7 5/8", probó T.R.
con 80 kg/cm² con éxito, rebajó cople, metió libre a 3133.50 m, (Tie-Back)
sin encontrar cemento, probó T.R. con 80 kg/cm² con éxito, rebajó
(Tie-back) metió bna. a 5841.0 m, obteniendo resistencia, repasó a
5850.0m, metió libre a 5871.0m, circuló bajando densidad al lodo a
1.22 gr/cc, rebajó cemento a 5873.0m, suspendió por observar torsión
y fricción de 25 tons. levantó de 5786 a 5590.0m, con fricción de
18 tons. de 5590 a 5533.0m, con fricción de 15 tons. y de 5533 a 5334.0m,
con fricción de 5 tons. intentó bajar bna. sin éxito por resistencia
de 15 tons.

Metió molino 6 1/2" a fondo, con resistencia de 5200 a fondo, perforó a

5887.0m, suspendió por observar empacamiento de la sarta, liberó con 25 tons. levanto a la zapata y sacó a superficie con fricción de 5876 a 5200.0m.

Se metió bna. 6 1/2" y escariador 7 5/8" a 5870m, con fricción de 7 tons. circuló y sacó con fricción de 5870 a 5000 m.

Con unidad de Geofísica "corrió canasta calibradora 5 11/16" a 5876.0 m, con fricción a 5868, 5860 y 5845.0m, tomó registro de inspección de tuberías de 5840 a 5015.0m, por falla de la herramienta.

Se metió bna. 6 1/2" y herramienta 4 3/4" venciendo resistencia de 5000 a 5560 m, con 4 tons. de 5660 a 5773.0 m, con 8 tons. y de 5773 a 5876.0 m, con circulación, sacó bna. con fricción de 16 a 22 tons. de 5876 a 5734.0 m, de 5734 a 5453.0 m, de 9 a 16 tons. y libre a 5000.0 m, metió a 5876.0 m, libre y sacó.

Se metió nuevamente bna. 6 1/2" y herramienta 4 3/4" libre a 5786.0 y con resistencia de 7 tons. a 5876.0 m, levantó a 5726.0m, con fricción de 12 tons. a 5566.0 m, con 11 tons. a 5366.0m, con 9 tons., a 5246.0m, con 4 tons. y a 5226.0m, libre, metió a 5876.0m, y sacó con mismas fricciones lodo 1.20 gr/cc.

Metió conformador de T.R. libre a 5600.0m, y a 5876.0m, con arrastre de 7 tons., levantó con fricción de 5224.0m, operó a 5876.0m, con 7 tons. sacó herramienta con éxito (aumentó densidad al lodo de 1.20 a 170 gr/cc).

Metió bna. 6 1/2" y escariador 7 5/8" a 5876.0 m.

Corrió canasta calibradora 5 3/4" a 5865.0m, efectuó registro de calibración e inspección de tubería de 5865 a 3320.0m, por resistencia a 5865.0m.

Metió bna. 6 1/2" y herramienta 4 3/4" con estabilizadores de 6 1/4" a fondo con fricción de 9 tons., intentó perforar sin éxito por fuerte torsión y sacó con fricciones.

Se tomó registro de calibración múltiple de 5610 a 5300.0m, registro de inspección de tubería y sónico de cementación de 5881 a 5600.0m.

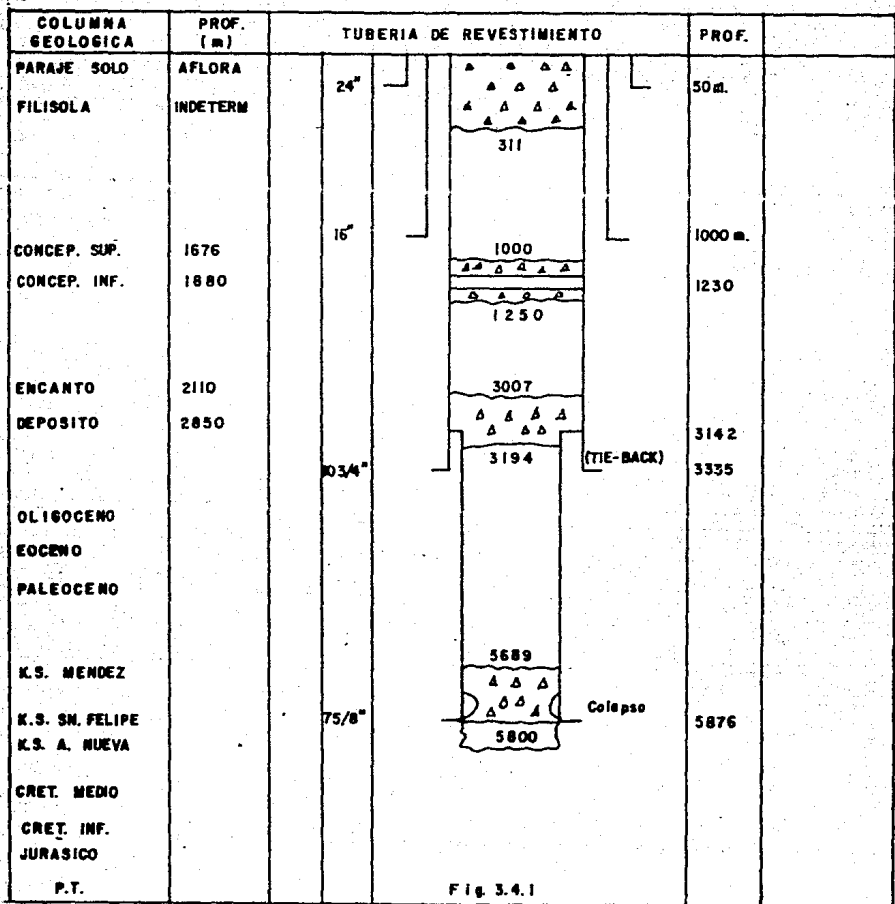
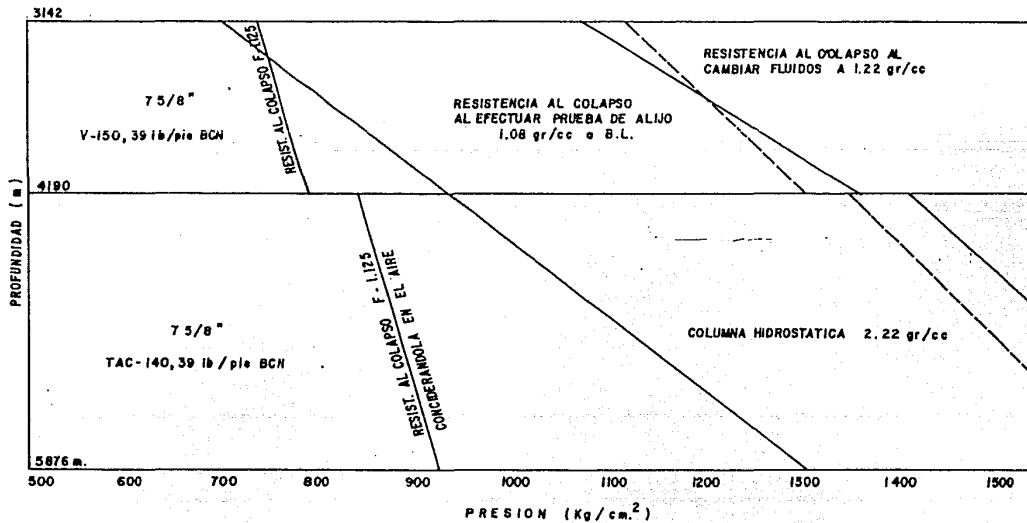


Fig. 3.4.1

TECOMINOACAN - 101



OBSERVACIONES

Del análisis de lo anterior, se observa:

- 1) Cuando se bajó a reconocer la profundidad interior por primera vez, se rebajó cemento normalmente a 5860.0 m, es decir, se encontraba la T.R. en buenas condiciones. (pozo con lodo de 2.22 gr/cc).

Posteriormente a la recementación de la boca de T.R. corta, se efectuó prueba de alijo a la misma a 1.08 gr/cc, después se encontró resistencia de 5841 a 5850.0 m.

Los intervalos que presentaron resistencia son:

Ligera resistencia de 5200 - 5550.0 m.
Mediana resistencia de 5550 - 5770.0 m.
Mayor resistencia de 5770 a 5876.0 m.

Del análisis de los registros de inspección se observa lo siguiente.

LECTURAS CON REG. INSPECCION T.R.

Prof. (mts)	Diam. (Pgs)	Esp. (Pgs)	D.I. (PgS)	ESPECIFICACIONES:	
				D.I. 6.625"	E-0.500"
5534	6.6707	0.4808	0.4771		
5564	6.7000	0.4616	0.4625	D.E. 7.625"	
5700	6.7165	0.4808	0.4542		
5744	6.6982	0.4712	0.4634		
5798	6.7200	0.4700	0.4525	* Espesor mínimo permitido	
5820	6.7165	0.4904	0.4542	Tob. Tamsa. 0.438"	
5834	6.6799	0.4808	0.4725		

Ecuación para conocer la presión de colapso cuando se tiene una variación en el espesor del tubo.

$$P = Y_p \frac{A}{D/t} - B - C$$

Los valores de A= 3.335 B= 0.1020 C= 4055 se tomaron de V-150 por carecer de los datos para TAC-140.

$$D = 7.625" \quad t = 0.4525"$$

$$P = 140\ 000 \left(\frac{3.335}{16.85} - 0.1020 \right) - 4055$$

$$P = 9372 \text{ Psi.} = 658 \text{ kg.}$$

$$\text{Si. } t = 0.50 \text{ pg.}$$

$$P = 140\ 000 \left(\frac{3.335}{15.25} - 0.1020 \right) - 4055$$

$$P = 12281 \text{ Psi.} = 863 \text{ kg.}$$

Como puede apreciarse con una reducción de 0.0475 pg. de espesor si tiene una reducción de resistencia de 205 kg/cm².

CONCLUSIONES

I. El colapso o desprendimiento de la T.R. se presentó posteriormente a la prueba de alijo, por lo que probablemente fue ocasionado por ésta.

T.R. 7 5/8" CEMENTADA.

TAC-140, 39 lbs/pie BCN de 5876 a 4196 m.

V-150, 39 lb/pie, BCN de 4196 a 3130 m.

Lodo = 2.22 gr/cc.

Resistencia de T.R.'s a colapso

TAC-140, 39 lb/pie = 1035.2 kg/cm² = con Fsc=1.125 = 920 kg/cm²

V-150, 39 lb/pie = 946.5 kg/cm² = con Fsc=1.125 = 841 kg/cm²

Presión Hidrostatica del lodo en el fondo (5876 m.)

$$\text{PHID.} = \frac{5876 \times 2.22}{10} = 1304.4 \text{ kg/cm}^2$$

Al cambiar fluidos de lodo 2.22 por lodo de 1.20 gr/cc

La presión hidrostatica en el fondo fué de:

$$\text{PHID.} = \frac{5876 \times 1.20}{10} = 705.1 \text{ kg/cm}^2$$

La diferencial de presión fué de: 1304.4-705.1 = 599.3 kg/cm²

Como la resistencia de la T.R. TAC-140, 39 lb/p., es de 920 kg/cm²

Con Fsc = 1.125, se supone no debe colapsarse

$$\text{Así: } 9.20 - 599 = 321 \text{ kg/cm}^2$$

Para colapsar el tubo debía de haberse bajado la densidad al lodo a una densidad menor a 0.546 gr/cc.

$$\text{PHID} = \frac{5876 \times 0.546}{10} = 321 \text{ kg/cm}^2 \text{ Así estarían equilibradas las fuer}$$

zas.

C O N C L U S I O N E S .

Como puede apreciarse durante la etapa de perforación al acondicionar para registros se observó fricción en el intervalo 5876 - 5680 m. como también al acondicionar para introducir la tubería de revestimiento se observó fricción en el intervalo 5876 - 5762 m. Esto nos indica que es una zona de más presión que la que se estima con la columna de lodo de 2.22 gr/cc.

La introducción de la T.R. fué normal, se llegó al fondo, sin embargo al tratar de levantar la T.R. estaba pegada.

Checó boca de la T.R. corta sin cemento, reconoció accesorios cople retención 5829 y cople flotador a 5853.0m, rebajó cemento a 5860m, efectuó prueba de admisión recemento boca de T.R. corta y probó con presión y alijo a 1.03 gr/cc a boca de T.R. corta comportandose bien: reconoció P.I. sin éxito por encontrar resistencia a 5840.0 m, por lo que es de suponer que la prueba de alijo sufrió deformación la T.R.

De acuerdo al registro de inspección de T.R. se puede apreciar que hay tubos con un diámetro interior mayor del especificado 6.625 pg por consiguiente se tiene un menor espesor del tubo; como consecuencia se tendrá una menor resistencia al colapso.

Cabe hacer notar que el tubo no está colapsado si no que se está comportando en forma elástica con dos tipos de problema, uno menor resistencia del tubo y el otro la elasticidad del empuje debido al domo salino como se indica en la gráfica de presiones anormales.

R E C O M E N D A C I O N E S

Del estudio de los parámetros se permite recomendar la siguiente tubería:

TAC-140, 45.3 lbs/pie resistencia al colapso = 19 380 psi.

V-150, 52.8 lbs/pie resistencia al colapso = 25 420 psi.

Esta tubería se utilizará cuando se trate de pozos con características como el que se está tratando.

C O N C L U S I O N E S .

El colapso ó desprendimiento de la T.R. se presentó posteriormente a la prueba de alijo por lo que probablemente fue ocasionado por ésta. (Normalmente en el área las pruebas de alijo a boca de T.R. corta. Se efectúan a 1.15 gr/cc sin problemas).

La zona de anomalías comprende de 5200 a 5876 m, (fondo), en el intervalo cubierto por la T.R. 7 5/8" TAC-140, 39 lbs/pie BCN, no se utilizó otra tubería de mayor resistencia por no haber disponible.

Se considera, teóricamente, que en el cambio de fluidos de 2.22 gr/cc, la presión diferencial ejercida no es suficiente para colapsar la T.R., puesto que nunca estuvo vacía, si no que fué debido a otras causas, probable desprendimiento ó torsión de la tubería por la desviación del pozo.

Debe tomarse en cuenta que la T.R. se encuentra protegida exteriormente por cemento.

III.5 ROTURA EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Las roturas es un problema que frecuentemente se presenta en pozos del Distrito. Este problema es debido a diversos factores, en este caso se debió al trabajo efectuado con la zapata lavadora de - 7 5/8", provocando problemas posteriormente.

Este problema tuvo lugar en el pozo Carmena No. 1 en la T.R. 9 5/8".

A N T E C E D E N T E S .

T.C. 30" - 52 mts.
T.R. 20" - 400 mts.
T.R. 13 3/8" - 2 etapas a 1743 mts.
T.R. 9 5/8" - Corrida a 2889 mts.

Con bna. de 8 1/2" se perforó a 4385 mts. y con lodo de emulsión inversa de 1.15 gr/cc, aumentando hasta 1.37 gr/cc, observando pérdidas parcial de circulación y lograndose controlar estas pérdidas saturando el lodo con obturante granular medio con saturación de 8 kg/cm3 de lodo.

Posteriormente se metió T.R. 7" a la profundidad de 4385 m. observandose resistencia, ancló y soltó T.R. normal, cementó T.R. con 23 tons. de cemento con densidad 1.60 gr/cc y 10 tons. de cemento con densidad 1.90 gr/cc, se desplazó con 47 bls. de lodo Drilex de densidad 1.50 gr/cc y 85 bls. de lodo Drilex de densidad 1.21 gr/cc. Posteriormente intentó levantar soldador sin éxito, observando atrapamiento. Efectuó (String-Shot) en cada etapa recuperando parte de pescado en cada una de estas hasta recuperarlo en su totalidad.

Al lavar el pez con zapata lavadora circuló a la superficie recorte de formación y obturante deduciendo que esto fué lo que atrapó el soldador.

Metió RTTS de 9 5/8", anclado a la profundidad de 2775 mts. probó empacamiento por espacio anular con 50 kg. notando admisión con 30 kg. y probó la T.R. corta con 240 kg. abatiendose a 210 kg. en 10 min.

En base a la admisión por E.A. se localizaron 2 roturas en T.R. 9 5/8" con los siguientes resultados.

1. Se observó pérdida total de circulación.
2. Rotura de 2500 a 2511 m. con presión de admisión de 30 kg de 2578m. a 2611 m.

Estas roturas se debieron al trabajo efectuado con la zapata lavadora de 7 5/8", ya que en repetidas ocasiones trabajaba la zapata sin avance y al sacar a superficie salió a 90 ó 100% de desgaste Fig.3.5.1

SOLUCION DE ROTURA

Se presentaron 3 problemas.

1. Recementar la boca de T.R. corta con retenedor de cemento pero este fué rechazado por que posteriormente debería de ser molido y podría dañarse la tubería.
2. Colocar TxC en la primera rotura pero solo se alcanzaría una presión máxima de 120 kg y que la segunda rotura admitiría con esta presión.
3. Al colocar TxC también se tendría que moler por lo que al pasar por las roturas se podría ocasionar que estas crecieran. Por lo que se decidió meter una T.R. 7" (prolongación á stub) con la cual al cementar cubriría las 2 roturas, habría cemento arriba de la boca de T.R. corta y sería una longitud con la cual la presión hidrostática de la columna del cemento no sería mayor a la admisión de las roturas.

OPERACION DE T.R. 7" (STUB).

Se metió T.R. 7" (stub) a 2383 mts. boca de T.R. corta cemento misma con 8 tons. de cemento con densidad 1.85 gr/cc y desplazó con 47 bls. de lodo Drilex de densidad 1.50 gr/cc más 80 bls. de lodo de densidad 1.21 gr/cc (capacidad de T.P.) observó incremento de presión de circulación de 21 kg a 350 kg/cm² intentó seguir desplazando sin éxito sacó soldador a superficie saliendo tapado con pedazos de metal de T.R. y tapón de desplazamiento.

Con bna. de 5 7/8" a 2334 mts. cima de cemento rebajó hasta 2728 mts. probó boca de T.R. corta con 70 kg. sin admitir. Con RITS de 9 5/8" a 2998 mts. probó boca de (stub) admitiendo con 65 kg. recementó con 5 tons. de cemento de densidad 1.87 gr/cc inyectando 12 bls. de lechada alcanzando presión máxima de 120 kg rebajó tapón de cemento de 2234 a 2213 boca de T.R. corta probó con 120 kg., al quedar solucionado el problema de las roturas y ahora si soportando la presión hidrostática del cemento hasta superficie y por tal motivo ya se podría meter la T.R. 7" - 7 5/8" complemento lo cual se metió y se cementó en forma normal con la cual quedo bien.

IV. PROBLEMAS EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO OCASIONADOS POR CORROSION

IV.1. GENERALIDADES

La Industria Petrolera se enfrenta el problema de la falla por agrietamiento de las tuberías de alta resistencia empleadas en pozos profundos, con alta presión y alto contenido de sustancias corrosivas.

La seriedad del problema esta basada sobre la magnitud del peligro que implican estas fallas; una falla de la tubería de revestimiento en estos pozos de alta presión, puede ocasionar altos costos de reparación y grandes posibilidades de perder el pozo.

La corrosión se define como el daño que sufren los metales debido a la acción de diversos agentes, este daño va desde una simple acanalaria hasta una rotura total.

Debido a que los pozos del Distrito Villahermosa cada vez son más profundos, se requiere de tuberías más resistentes: sin embargo, los aceros de alta resistencia, por su contenido de carbón, son más susceptibles de ser atacados por la corrosión.

Se puede concluir que la corrosión depende de la interacción de tres factores principales.

1. La relativa susceptibilidad del material al agrietamiento.
2. La severidad del medio ambiente.
3. La severidad de los esfuerzos mecánicos a los cuales está sujeta.

IV.2. AGENTES DE LA CORROSION.

La corrosión en la tubería de revestimiento llega a ocasionar fugas, este problema se ha presentado en pozos del Distrito, pasado un largo período de tiempo de su terminación, y se ha detectado cuando se requiere aplicar algún mecanismo de recuperación secundaria. mediante la inyección de algún fluido al yacimiento.

Existen diferentes compuestos o elementos que causan la corrosión, los principales agentes corrosivos en tuberías de revestimiento son:

POZO CARMENA No. 1

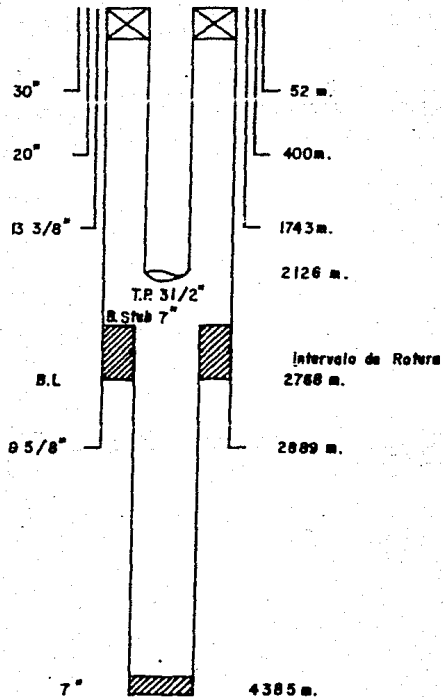


Fig. 3.5.1

- a. Oxígeno
- b. Dióxido de carbono
- c. Acidos

El daño que causa cada uno de estos agentes a la tubería se analiza por separado.

a. Oxígeno

Es el principal contaminante y el que más contribuye a la corrosión. El oxígeno causa corrosión principalmente en las tuberías de revestimiento superficiales, esta se presenta en la parte externa de la tubería. Sin embargo durante la vida productiva del pozo su efecto llega a ser mínimo, ya que una vez introducida la tubería de revestimiento no se encuentra en contacto directo con el oxígeno.

b. Dióxido de Carbono.

El dióxido de carbono generalmente proviene de los yacimientos productores de gas y su efecto es menos severo que el oxígeno. Sin embargo, las tuberías a cierta profundidad pueden presentar corrosión debida a este gas.

c. Acidos.

El efecto corrosivo de los ácidos depende principalmente de la concentración, temperatura y características del metal en contacto con el ácido.

Los ácidos más comunes son los usados en la estimulación de pozos, tales como el ácido clorhídrico y fluorhídrico, otro ácido que comúnmente ocasiona corrosión es el sulfhídrico, existen diferentes fuentes de este ácido en la naturaleza:

- La aceleración térmica de los componentes orgánicos del azufre.
- La reducción termo-catalítica del sulfato en formaciones con agua en contacto con yacimientos de hidrocarburos.
- La descomposición de micro-organismos donde el ácido sulfhídrico esta relacionado.

El ácido sulfhídrico es altamente corrosivo. Los tipos de corrosión

asociados al ácido sulfhídrico con predominantemente de dos formas:

1. La corrosión que aparece en zonas afectadas por la soldadura, o en zonas de anomalía de bajo PH.
2. La corrosión que aparece en zonas débiles, zonas que han sido sometidas a grandes esfuerzos.

Todos los medio-ambientes que involucran sulfuro de hidrógeno pueden ser considerados como potencialmente capaces de provocar el agrietamiento de corrosión por sulfuro, pero la severidad de los medio-ambientes puede variar debido a diferentes factores asociados con las características de producción que aún no están bien definidos, siendo entre otros el PH, temperatura, presión etc.

IV.3. FACTORES QUE AFECTAN LA CORROSION.

Un método común para medir el ritmo de corrosión es registrar el peso de un espécimen de metal antes y después de su exposición al agente corrosivo, bajo condiciones controladas. Normalmente esta corrosión se mide en libras por pie cuadrado de metal desgastado en cierto período de tiempo.

Puesto que en tuberías de revestimiento, la corrosión ocurre principalmente por acción de los ácidos, las pruebas efectuadas involucraron estos ácidos.

- Efecto de la temperatura.

En un rango de temperatura de 60 a 120 °F, en concentraciones de ácido superiores al 20%, el efecto corrosivo del ácido se incrementa, llegando a duplicarse este efecto por cada 15 °F de aumento en la temperatura. Así - un metal que se exponga en una solución de ácido clorhídrico al 30% a 60 °F, presentará un cierto valor de corrosión, este valor se verá duplicado si la temperatura se aumentara a 75 °F.

En otras pruebas realizadas con soluciones de ácido clorhídrico al 15% se encontró que a 60 °F el desgaste resultó de 1.2 lb/pie²/día.

- Efecto de la concentración.

Se ha determinado que la corrosión de los metales, a temperaturas de prueba iguales, se acentúa al incrementar la concentración del ácido; por ejemplo, un incremento del 5% en la concentración del ácido aumenta la corrosión en un 40% aproximadamente.

Por lo que a 60 °F el ritmo de corrosión de hierro en ácido clorhídrico - al 5% es de 0.4 lb/pie²/día, este valor aumenta a 0.88 lb/pie²/día.

- Composición del metal.

La composición del metal es otro factor determinante en el ritmo de corrosión, el ácido más agresivo con los metales es el ácido clorhídrico. La mayoría de las tuberías instaladas en los pozos son susceptibles al ataque del ácido clorhídrico:

Las especificaciones API se refieren a las propiedades físicas de los metales y las especificaciones de composición indican las cantidades de fósforo y azufre en las tuberías. El contenido de azufre puede incrementar los ritmos de corrosión, sin embargo este incremento es muy pequeño comparado con el efecto de factores no controlados como el contenido de carbono.

La metalurgia del acero y sus propiedades físicas están principalmente relacionadas con el contenido de carbón. En general, el alto contenido de carbón incrementa la dureza del acero pero lo hace más susceptible al ataque del ácido.

Un ejemplo del incremento de la corrosión debido a la dureza fué observado en una junta de tubería de revestimiento donde la zona soldada fué atacada preferentemente debido al calor de la soldadura colocada en esta área.

- Tiempo de exposición.

El período de exposición se encuentra íntimamente ligado a factores como los ya mencionados (temperatura, concentración y composición del metal).

Es así que al efectuar pruebas, solo alguno de estos factores son considerados, de esta manera, una prueba a tubería de grado API a 150 °F y 175 °F muestra que las pérdidas de peso de los especímenes seleccionados aumenta en el siguiente orden, para cualquier período de exposición superior a 6 horas, P-110, N-80 y J-55, si a la pérdida de peso de la P-110 se asigna un valor de 1.0, a la N-80 correspondería de 2.0 y a J-55 3.3, esto a 150 °F. Al efectuar las mismas pruebas a temperatura de 175 °F y asignando nuevamente el valor de 1 a la pérdida de peso que resultó para la P-110, a la N-80 le correspondió el valor de 2.2 y a la J-55, 4.7.

Por lo que se deduce que el período de exposición incrementa el ritmo de corrosión.

- Acción galvánica.

Otro importante factor que influye en el ataque corrosivo se encuentra relacionado con la acción galvánica o electroquímica de los procesos de corrosión. En las ocasiones en que los metales de diferentes características metalúrgicas se encuentran en contacto con otros en presencia de un electrolito, tal como un ácido, la acción galvánica toma lugar. En otras palabras, un potencial electrónico sirve como una fuerza conductora que resulta en una pérdida de electrones. Tal acción resulta en un deterioro del metal más susceptible ésto ha ocurrido cuando un cople con alto contenido de carbón ha sido conectado con una tubería de revestimiento con menor contenido de carbón; el cople es corrido principalmente.

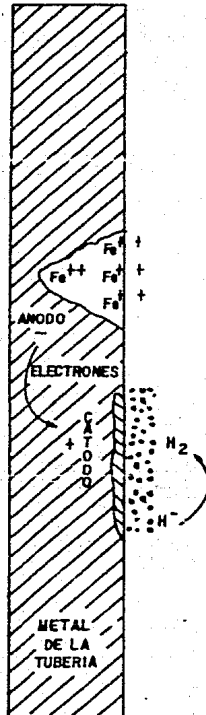
Otro ejemplo es cuando una tubería que ya ha sido usada es unida con otra que es nueva, una ya ha sido atacada y actúa como si fuera de diferente material.

IV.4. MECANISMO DE CORROSION.

El mecanismo mediante el cual se desarrolla la corrosión es el siguiente:

Para que se presente la corrosión, es necesario que exista: un ánodo (+), cátodo (-), electrolito y una conexión externa (tubería).

En la figura IV.1 se observó que el cátodo atrae al hidrógeno (H-), que -

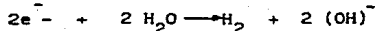


proviene de la disociación iónica del electrolito; así los iones del hidrógeno ganan un electrón, convirtiéndose en átomos de hidrógeno (H_2) que pueden cubrir al cátodo, haciéndolo pasivo; pero si hay oxígeno en el medio y/o bacterias sulfato-reductoras actúan como despolarizantes y lo eliminan del cátodo (las bacterias sulfato-reductoras utilizan el hidrógeno en su metabolismo y lo toman del cátodo), haciendo que la corrosión progrese en el ánodo. La transferencia de electrones se puede representar de la siguiente manera:

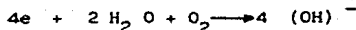
En el ánodo:



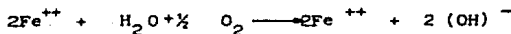
En el cátodo:



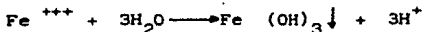
Cuando hay oxígeno (O_2) disuelto, la reacción del cátodo produce:



Otro efecto del oxígeno, es que en el ánodo actúa adicionalmente, con gran rapidez y en condición crítica formando hidróxido férrico.



Luego



En estas condiciones críticas, los iones de hidrógeno (H^+) mantienen la condición de acidez en esos puntos (ánodos), lo cual hace que localmente el hierro entre en disolución más rápidamente y mantiene una diferencia de potencial (AV) entre ánodo - cátodo y por lo tanto se superpone otro efecto y la corrosión aumenta:



Por lo tanto cuando el oxígeno llega a establecer una diferencia de concentración de oxígeno entre dos puntos de una tubería, se construye lo que se llama una celda diferencial de areación (fig. IV.2.) con lo cual se produce también una diferencia de potencial con flujo de electrones del área que tenga menor concentración (ánodo temporal), hacia la de mayor con

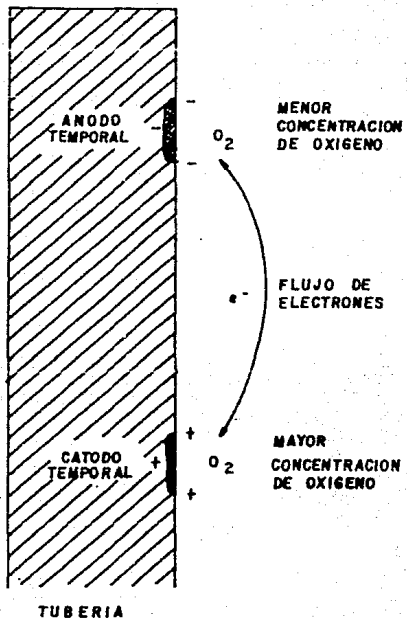


Fig. IV-2

centración (cátodo temporal) provocando corrosión.

Estas celdas de areación diferencial se llegan a establecer cuando en las tuberías, se adhieren precipitados de cualquier naturaleza.

En términos generales, los valores bajos de PH (ácidos) aumentan la corrosión por oxígeno (O_2), y los valores altos (básicos o alcalinos) lo retardan.

IV.5. FRAGILIZACION POR ACIDO SULFIDRICO.

La fragilización, a diferencia de la corrosión simple que disuelve la tubería, ataca puntos sujetos a un alto esfuerzo a la tensión. Una vez que se inicia una fisura por fatiga, el esfuerzo a la tensión aumenta en esa área debido a su reducción, lo cual conduce a una fragilización acelerada. Este proceso continúa hasta que por último la fatiga llega a la cedencia y ocurre la falla.

Con el objeto de evitar las fisuras por la corrosión por fatiga, o fragilización, se ha llegado a la aplicación de cientos de criterios en el diseño de las tuberías que trabajan en presencia de H_2S .

Uno de los principales factores que gobiernan las fisuras por fragilización son las propiedades físicas del acero.

Por medio de minuciosos trabajos de prueba se ha determinado que los aceros de mayor resistencia física son los más susceptibles a la fragilización.

La especificación API 5AC tiene en lista tres aceros: los grados C-75, L-80 y C-95 con un rango restringido a la cedencia de 15,000 lb/pg². Este rango restringido tiene un efecto neto de mantener baja la máxima resistencia del acero mientras también se mantiene una adecuada resistencia mínima a la cedencia.

Además de tener una banda más angosta en el rango de cedencia, estos grados de acero tienen controles adicionales, tanto químicos como en el tratamiento térmico, que no se requieren en otros grados de acero API. Estos

tres grados se usan extensamente en los medios donde hay H_2S .

Como consecuencia de trabajos experimentales recientes sobre los efectos del tratamiento térmico en la resistencia a la fragilización por H_2S se ha incrementado el uso del grado L-80 templado y revenido.

En adición a los grados API, hay algunos grados patentados usados en servicio de H_2S . La mayor parte de ellos tienen una resistencia mínima a la cedencia de 80,000 a 90,000 lb/pg², con un rango controlado de resistencia a la cedencia de 15,000 lb/pg².

Otro factor importante en la susceptibilidad de las tuberías a la fragilización por H_2S es la temperatura a la que trabaja el acero cuando está expuesto. Se ha demostrado que a temperaturas elevadas, los aceros de mayor resistencia no son tan susceptibles a la fragilización por H_2S . En resumen, las propiedades químicas y mecánicas del acero, además del tiempo y de la temperatura de exposición y el nivel de la fatiga o la tensión, terminan la susceptibilidad del acero a la fragilización por H_2S .

En el diseño de tuberías de producción y revestimiento es ya costumbre escoger los grados adecuados del acero para las temperaturas del pozo y prevenir así la fragilización por H_2S . El nivel de tensión, aunque no menos significativo, en general no se considera, a pesar de ser esto un grave error.

El diseño de sartas de revestimiento y de producción se dificulta con la restricción a la cedencia mínima 90,000 - 95,000 lbs/pg² en un medio de H_2S . En pozos profundos de gas de alta presión, en donde tanto la presión interna y la tensión normalmente requieren aceros de alta resistencia, la aplicación de acero de cedencia restringida dicta el uso de tubería de pared más gruesa para poder manejar las cargas o la tensión y presión interna.

Sin embargo en estos pozos, la resistencia a la fragilización a altas temperaturas de los aceros de alta resistencia a la cedencia, se puede usar con ventaja por el ingeniero petrolero al diseñar una sarta profunda.

Un pozo con temperaturas elevadas en el fondo del pozo, puede usar P-110 y X-125 en los revestimientos y P-105 en la tubería de producción en la sección más baja y diseñarla hasta un punto hacia arriba en donde la temperatura estática obliga a colocar tubería más resistente a la fragilización por H₂O.

Usando acero de alta resistencia en el fondo generalmente se puede reducir el espesor de la pared, logrando así bajar el peso total de la sarta. Esto es particularmente importante cuando la parte más alta de la sarta lleva obligadamente aceros de menor resistencia. Así, el peso reducido en las secciones del fondo ayudará a reducir más el espesor de la pared de la tubería requerido en la superficie.

IV.6. CONTROL DE LA CORROSION.

Es demasiado caro evitar totalmente la corrosión. Corresponderá a un estudio económico el grado al que se quiera llegar a evitar la corrosión. Por ejemplo, en muchas áreas el equipo de producción puede no ser revestido para el control de la corrosión si los daños ocurridos son pocos y en otros justificar su recubrimiento donde la corrosión está causando serios daños. Los inhibidores de corrosión son usados con frecuencia pero su efecto no es mayor del 90%.

El grado del control de la corrosión está también influenciado por los aspectos de seguridad, reglamentaciones gubernamentales y consideraciones ambientales.

Hay varios métodos para combatir la corrosión. Periódicamente se puede bombear un inhibidor que forma una película sobre el tubo. Si no hay medio de circular el inhibidor hacia el fondo de la tubería cuando el pozo está en producción, es necesario parar el pozo y bombearlo dentro de la tubería de producción.

En otras ocasiones si se puede circular al inhibidor en el pozo.

En pozos en bombeo mecánico si se puede circular el inhibidor bombeándolo continuamente en el espacio anular.

En una instalación de bombeo neumático, se puede bombear el inhibidor dentro del sistema de gas.

Otra alternativa para prevención de la corrosión es el uso de tubería con recubrimiento de plástico que queda expuesto al fluido producido. Hay una gran variedad de materiales y espesores de recubrimiento para los diferentes componentes químicos y temperaturas del fluido producido.

La aplicación de un recubrimiento dentro de la tubería puede reducir su diámetro interior mínimo, haciendo necesario la coordinación del espesor del recubrimiento plástico con el trabajo que se va a hacer a través de la tubería.

A diferencia del inhibidor que trabaja sobre las superficies contactadas por el fluido producido, el recubrimiento de plástico es difícil de aplicar a todas las superficies expuestas.

Otro método de control de la corrosión es el uso de acero al carbón de alta aleación o tubos de acero inoxidable. Este no es un método común puesto que las sargas de acero de alta aleación pueden costar tres o cuatro veces lo que una sarga de acero convencional. Sin embargo, se pueden usar en donde el recubrimiento plástico o la circulación de un inhibidor no sea plástico.

IV.7. CORROSION EN T.R. Y MEDIOS PARA EVITARLA.

La corrosión se puede presentar en la parte interna y externa de la tubería de revestimiento. La corrosión en la parte interna, ocurre durante y después de las operaciones de estimulación o fracturamiento, ya que durante la perforación los fluidos son acondicionados con inhibidores de corrosión y en esta etapa el daño que se pudiera presentar en la tubería de revestimiento es mínimo.

En la etapa productiva del pozo, la corrosión que llegase a ocurrir dependerá del tipo de terminación; ya que en alguna forma las tuberías de explotación quedarán expuestas a sistemas de fluidos ácidos que se utilizan en la estimulación de pozos.

En las operaciones llevadas a cabo en la vida productiva de un pozo, algunos ácidos llegan a estar en contacto con las tuberías de revestimiento y estos ocasionan corrosión, por otra parte los fluidos producidos llegan a contener componentes que dañan las tuberías.

La corrosión de la parte externa de revestimiento ha sido atribuida principalmente a agua de formación corrosiva, también se ha encontrado que el ión sulfito es una causa más en la corrosión de la tubería de ademe.

Se ha demostrado que la corrosión en tuberías cercanas a la superficie puede ser atribuido al oxígeno, mientras que la corrosión en áreas profundas que puede ser atribuida al dióxido de carbono contenido en el agua o gas de formación.

La corrosión interna es significativa solo en pozos en producción y aumenta con la temperatura, la principal causa de corrosión en el interior de la tubería de explotación ha sido relacionada con el ácido usado para estimular los pozos en la etapa productiva. Los ácidos más usados son el clorhídrico y fluorhídrico.

Mientras que tales ácidos dañan el acero, se usan inhibidores para proteger las tuberías del ataque ácido. Los inhibidores forman una película que protege la superficie de las tuberías contra la acción de los ácidos.

En cuanto a la corrosión externa de la tubería de revestimiento, se debe a dos causas:

- Efecto del oxígeno
- Acción del dióxido de carbono, contenido en el agua de formación.

La corrosión se evita por diversos métodos:

- Recubrimiento (resina, pintura, etc).
- Anodos de sacrificio.
- Inhibidores de corrosión.
 - Orgánicos
 - Inorgánicos

Los inhibidores de corrosión reaccionan con los productos de la corrosión de los cátodos y/o ánodos para formar un depósito en cualquier de ellos, con lo cual se evita que se desarrolle un proceso corrosivo.

Los inhibidores inorgánicos se usan en concentraciones muy elevadas, para cubrir totalmente a los ánodos.

Los inhibidores orgánicos cubren con una capa monomolecular las superficies del metal, los más frecuentes en su aplicación son los del tipo catiónico.

Generalmente en presencia de ácido sulfhídrico se limitan los grados de tubería de revestimiento los cuales pueden ser usados con seguridad sin peligro de falla debido al ataque del ácido, aunque ya quedó establecido que es influenciado por: los esfuerzos a que se somete la tubería ambiente, temperatura y factores metalúrgicos. Los grados de tubería de revestimiento, considerados adecuados a usarse en ambientes corrosivos son:

A cualquier temperatura:

H-40

J-55

K-55

C-75

A 175 °F y temperaturas menores.

H-40

N-80

P-110

C-95

Es así que se recomienda el uso de tuberías en los grados indicados para ambientes corrosivos en zonas que presentan problemas.

CONCLUSION .

El cuidado y manejo de las tuberías de revestimiento antes y durante su introducción tiene una gran importancia para evitar fallas en la vida del pozo, aunado a esto, se tiene el diseño de la tubería. Con el objeto de planear programas óptimos de tuberías de revestimiento el ingeniero debe conocer los parámetros básicos del pozo como son la profundidad de las zonas que se perforan, así como sus respectivos requerimientos de peso de lodos. Debe conocer las propiedades físicas de cada una de las tuberías que se van a cementar, como cada uno de sus accesorios.

Dado que la corrosión infiere en las tuberías de revestimiento el agente corrosivo se puede controlar, por medio del bombeo periódico de inhibidores que forman una película protectora en el tubo ó programado diseños de tuberías de revestimiento con recubrimiento plástico, otro método es el uso de aceros al carbón de alta aleación ó tubos de acero inoxidable, recubrimiento con resinas, pinturas. El uso de ácidos en la estimulación es conveniente utilizarlos con la menor concentración posible.

Se recomienda usar grados de tuberías para ambientes corrosivos, como son C-75, K-55, J-55, H-40, N-80. Lo que será importante para el desarrollo en futuras intervenciones mayores ó menores (inducciones, estimulaciones, fracturamientos, cambios de intervalo, cambios de aparejos de producción).

Para evitar fallas por colapso, la selección del espesor adecuado de tubería al aumentar la profundidad, al igual que una buena cementación (adherencia adecuada), son armas que se disponen para reducir las probables fallas. De la misma manera efectuar diseños considerando el efecto de las formaciones plásticas, ayudan a reducir los riesgos.

Todos estos aspectos trabajandolos con técnica adecuada evitaran fallas en las tuberías de revestimiento.

Dado que los costos de T.R. son elevados, el estudio económico deberá estar basado en propiedades de asentamiento de las mismas profundidades

que se determinan con la interpretación de registros eléctricos (resistencia, conductividad, sonico, etc).

Las tuberías de revestimiento y producción representan un significativo factor en el costo de la perforación y terminación del pozo, es con frecuencia la mayor aportación del capital y deberán ser seleccionadas como se menciona en el capítulo II.

En el desarrollo de este trabajo se han analizado los problemas de tuberías de revestimiento por separado, sin embargo pueden llegar a presentarse de manera simultánea. Por lo que se puede concluir que en cuanto más preparado se encuentre uno para prevenir los problemas que se pudieron presentar, se estará de alguna manera evitando pérdida de tiempo y dinero, lo cual es una función más de la ingeniería.

A P E N D I C E A

La existencia de roturas, desprendimientos, y colapsos en tuberías de revestimiento de 7 5/8", es un problema en el área de Villahermosa, Tabasco.

Situando los casos de colapsos y roturas de las tuberías, se nota una relación directa con el espesor a las formaciones lutíticas plásticas del área en formaciones de los periodos correspondientes al Eoceno y Oligoceno.

Durante la perforación de un pozo que cruza formaciones, es de máxima importancia conocer el rango de densidades del fluido de control sin causar la deformación plástica de la pared del pozo.

Si se utiliza un fluido de menor densidad, la deformación da como resultado una contracción de la pared del agujero, lo que provocará atrapamiento de la sarta de perforación o problemas al intentar situar la tubería de revestimiento. Si se utiliza un fluido de densidad excesiva, la deformación dará como resultado un agrandamiento del control del pozo y en caso extremo la fractura de la formación y pérdida severa de circulación.

El fluido de control para perforar estas formaciones es lodo de emulsión inversa con una densidad promedio de 2 gr/cc, en estas condiciones se evita la desestabilización de la arcilla por efectos iónicos, la aportación de fluidos de la formación anormalmente geopresionada y el atrapamiento de la sarta de perforación por desplazamiento de la formación plástica hacia el pozo.

Una premisa básica para el diseño de tubería de revestimiento, es que la formación a la que se va a cementar la tubería tenga un comportamiento elástico, lo que equivale que la resultante de esfuerzos de la formación en un plano perpendicular al eje del pozo y radialmente al mismo sea nula, en el caso de las formaciones plásticas esta premisa no se cumple, existe un esfuerzo resultante en tal plano que implica el desplazamiento de la formación y la acción del esfuerzo, sobre la tubería de revestimiento.

Teóricamente el esfuerzo máximo al que quedará sometida la tubería de revestimiento, a un tiempo infinito, será la presión total ejercida por el gradiente de formación.

Hay evidencias suficientes para definir a los sedimentos terrígenos terciarios del área, como formaciones con comportamiento plástico, el colapso de la tubería de revestimiento, se evitará como un diseño adecuado de la misma a condiciones de trabajo del área.

A continuación se presentan los costos de las tuberías de revestimiento disponibles en el Distrito Villahermosa.

					\$/m.
30"	B'	.250" Bisel		38'454	
24"	B'	.250" Bisel		37'310	"
	K-55	94 LB/P. BCN		99'490	"
	K-55	84 LB/P. BCN		54'653	"
	K-55	84 LB/P. SHRR		52'653	"
	TAC-140	72 LB/P. BCN		97'050	"
	TAC-95	74 lb/p. BCN		88'508	"
13 3/8"	P-110	85 lb/p. BCN		81'368	"
	N-80	85 LB/P. BCN		66'825	"
	N-80	77 LB/P. BCN		60'538	"
	N-80	77 lb/p. VAM		65'523	"
	N-80	72 lb/p. HDTS.		87'364	"
	N-80	68 lb/p. HDTS.		78'800	"
	N-80	68 lb/p. BCN		53'459	"
	N-80	68 lb/p. VAM		67'861	"
	K-55	58 lb/p. BCN		45'574	"
	K-55	55 lb/p. VAM		53'361	"
10 7/8"	P-110	65.7 lb/p. HDTS		80'228	"
	TAC-140	53.5 lb/p. BCN		70'054	"
9 5/8"	TAC-140	53.5 lb/p. SHRR		68'600	"
	TAC-140	47.0 lb/p. SHRR		61'536	"
	TAC-95	47 lb/p. BCN		55'943	"
	V-150	53.5 lb/p. BCN		50'367	"
	V-150	47 lb/p. BCN		55'943	"
	TAC-140	60.7 lb/p. VAM.		75'242	"
	TAC-140	55.5 lb/p. SHRR		75'242	"
	TAC-110	60.7 lb/p. BCN		66'528	"
10 3/4"	TAC-110	60.7 lb/p. VAM.		61'480	"
	TAC-110	60.7 lb/p. HDTS.		95'836	"
	V-150	60.7 lb/p. HDTS		106'848	"
	P-110	60.7 lb/p. HDTS		83'476	"
	P-110	60.7 lb/p. VAM.		53'784	"
	P-110	60.7 lb/p. BCN		57'873	"
	P-110	55.5 lb/p. SHRR		45'628	"
	P-110	55.5 lb/p. VAM.		57'248	"
	P-110	60.7 lb/p. HDTS.		60'170	"
	N-80	60.7 lb/p. BCN		34'326	"
	N-80	60.7 lb/p. VAM		51'490	"
	N-80	55.5 lb/p. BCN		31'377	"
	N-80	55.5 lb/p. VAM		47'065	"
	P-110	47 lb/p. BCN		43'730	"
9 5/8"	P-110	47 lb/p. VAM		51'537	"
	N- 80	47 lb/p. SHRR		34'927	"
	N- 80	47 lb/p. BCN		35'924	"
	N- 80	47 lb/p. VAM		34'886	"
	C- 75	47 lb/p. BCN		30'868	"

					\$/m.	
	T	39	lb/p.	VAM	56'350	"
	T	39	lb/p.	BCN	37'567	"
	V-150	39	lb/p.	BCN	44'150	"
	V-150	39	lb/p.	VAM	51'225	"
	P-110	39	lb/p.	8HRR	35'656	"
	P-110	39	lb/p.	BCN	36'682	"
	P-110	39	lb/p.	VAM	40'023	"
	P-110	39	lb/p.	HDTS	53'364	"
7 5/8"	P-110	33.7	lb/p.	8HRR	30'968	"
	P-110	33.7	lb/p.	VAM	32'700	"
	NT-95	39.0	lb/p.	HDTS	49'210	"
	AC-95	39	lb/p.	HDSFJP	55'904	"
	N-80	39	lb/p.	BCN	31'916	"
	N-80	39	lb/p.	8HRR	31'802	"
	N-80	39	lb/p.	VAM	34'784	"
	N-80	39	lb/p.	HDIS	45'632	"
	C-75	39	lb/p.	8HRR	32'664	"
	C-75	39	lb/p.	BCN	33'570	"
	C-75	39	lb/p.	VAM	38'355	"
	C-75	39	lb/p.	HDTS	47'140	"
	C-75	33.7	lb/p.	8HRR	19'349	"
	C-75	33.7	lb/p.	VAM	30'184	"
	C-75	29.7	lb/p.	8HRR	17'247	"
7 3/4"	P-110	46.1	lb/p.	VAM	43'224	"
	TAC-140	38	lb/p.	BCN	50'622	"
	TAC-140	35	lb/p.	BCN	44'190	"
	TAC-110	38	lb/p.	BCN	42'490	"
	TAC-110	35	lb/p.	BCN	39'048	"
	V-150	38	lb/p.	BCN	37'475	"
	V-150	35	lb/p.	BCN	32'992	"
	V-150	35	lb/p.	VAM	43'488	"
	V-150	35	lb/p.	BCE	38'992	"
	P-110	35	lb/p.	BCN	32'650	"
	P-110	35	lb/p.	VAM	33'975	"
	P-110	32	lb/p.	8HRR	29'910	"
	P-110	32	lb/p.	BCN	30'707	"
	N-80	35	lb/p.	BCN	28'465	"
	N-80	35	lb/p.	VAM	31'627	"
	N-80	32	lb/p.	VAM	35'317	"
	C-75	35	lb/p.	BCN	29'845	"
	C-75	35	lb/p.	8HRR	29'086	"
	C-75	35	lb/p.	VAM	31'773	"
	C-75	32	lb/p.	VAM	27'672	"
	C-75	32	lb/p.	8HRR	23'448	"
5 1/2"	N-80	20.0	lb/p.	BCE	22'924	"
	TAC-140	18.0	lb/p.	BCE	24'430	"
	TAC-140	18.0	lb/p.	HDSFJP	35'256	"
	TAC-110	18	lb/p.	HDSFJP	28'796	"
	V-150	18	lb/p.	BCE	22'925	"
	V-150	18	lb/p.	HDSFJP	32'050	"
	V-150	18	lb/p.	VAM	24'037	"
5"	P-110	18	lb/p.	BCE	17'520	"
	P-110	18	lb/p.	8HRR	15'038	"

P-110	18	lb/p.	VAM.	18'780	"
P-110	18	lb/p.	HDSFJP	25'040	"
P-110	18	lb/p.	HDSFJP	25'040	"
N-80	18	lb/p.	HDT5	25'040	"

4 1/2"	TAC-110	15.1	lb/p.	SHRR	11'613	"
	V-150	15.1	lb/p.	SHRR	12'926	"
	P-110	15.1	lb/p.	SHRR	10'098	"
	N-110	15.1	lb/p.	SHRR	8'948	"

BIBLIOGRAFIA

1. Bulletin APISA
Performance Properties of Casing, Tubing y Drill Pipe
(March ; 1981)
2. Lewis, R.W
Casing Wear
Drilling (Dec. 1968)
3. Joe Mc. Gel and Mike Lamothe
Drilling Technology Conference Transactions (1979)
4. Handbook Dowell
Applied Engineered Simulation Acidizing
Corrosion (No additive)
5. B.A Gordon, W. D. Grimes and R.S. Treseder
Identifying and Controlling Casing Corrosion.
World Oil (Nov. 1983)
6. Luis M. A. Carmona
Roturas y Colapsos en la Tuberías de Revestimiento del Distrito Villahermosa
y su Relación con las Formaciones Plásticas y Semiplásticas del Area.
7. Práctica Recomendada API RP5C1
Cuidado y Uso de la Tubería de Revestimiento y de Producción
8. TAMSA (Tablas)
Calculo Teórico de Pruebas de Colapso Usando Formúlas del American Petroleum
Institute.
9. Prinver, S.A. de C.V.
Diseño de Tuberías de Revestimiento
10. W. N. Willson, T. K. Perkins and J. H. Striegler, Arco
Casing Buckling Studies Lower Cementing Costos
Oil and Gas Co., Dallas Texas
11. T. B. O'Brien, President, O'Brien - Coins - Simpson
Buckled Casing:
Three Ways to avoid it
Inc. Midland, Texas
World Oil, October 1984

12. T.B. O'Brien, President, O'Brien Goins-Simpson
Why Some Casing Failures Happen Parte 1
Inc. Midland, Texas.
World Oil, June 1984

13. T. B. O'Brien, President
O'Brien-Goins-Simpson
Why Some Casing Failures Happen
Inc. Midland, Texas
World Oil July 1984

14. Tubos de Acero sin Costura.
Tablas de Dimensiones, Propiedades y Características.
Tubos de Acero de México. S.A.