

24/19



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

" ESTUDIO DE LAS FALLAS EN LA TUBERIA DE
REVESTIMIENTO DE EXPLOTACION EN EL
AREA CRETACICA DE LA ZONA SURESTE "

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
MIGUEL ANGEL MACIP RUANO

MEXICO, D. F.

1987



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.

INDICE

	PAGINA
INTRODUCCION	1
I. PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE UNA TUBERIA DE REVESTIMIENTO.	2
Conceptos básicos	3
Origen de las presiones anormales altas.	5
Detección de las presiones anormales.	8
Métodos de detección antes de la perforación.	8
Métodos de detección durante la perforación.	9
Métodos de detección después de la perforación.	14
Determinación del gradiente de sobrecarga.	21
Cuantificación de la presión de formación.	25
Cuantificación del gradiente de fractura.	33
Método gráfico para determinar la profundidad de asentamiento.	43
II. DISEÑO DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE EXPLORACION.	46
Propiedades de la tubería de revestimiento.	46
Clasificación de las tuberías de revestimiento.	49
Análisis por colapso.	50
Presión interna.	52
Carga longitudinal.	54
Secuencia de diseño.	56

III. CAUSAS QUE INFLUYEN EN LAS FALLAS DE	PAGINA
UNA TUBERIA DE REVESTIMIENTO CORTA.	64
Factor de seguridad	65
Desgaste por corrosión ambiental en los patios de almacenamiento.	67
Efectos de manejo inadecuado.	67
Distribución errónea.	68
Profundidad inadecuada de asentamiento.	68
Profundización del pozo.	68
Cementaciones defectuosas	69
Movimiento de formaciones plásticas.	69
Grado de acero inadecuado para manejar fluidos de producción.	70
Estadísticas de fallas.	71
Información de los pozos, Tabla 1.	75
Revisión del diseño de tubería, Tabla 2 y 3.	79
Desgaste de la tubería, Tabla 4.	83
Resumen de causas de fallas, Tabla 5.	84
IV. CEMENTACION DE UNA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE EXPLOTACION BAJO REGIMEN DE FLUJO TURBULENTO.	86
Manufactura y clasificación del cemento.	87
Aditivos.	88
Factores de influencia en el diseño de las lechadas de cemento.	96

	PAGINA
Cementación de una tubería de revestimiento corta, en formaciones con presión anormal.	97
Cementación de tuberías de revestimiento cortas en formaciones fracturadas.	100
Análisis hidráulico para la operación de cementación.	101
Propiedades de flujo de los fluidos utilizados en los pozos.	102
Ecuaciones de flujo y procedimiento de cálculo.	106
Ejemplo de aplicación.	109
Resultados computarizados del ejemplo de aplicación.	114
CONCLUSIONES	123
APENDICE "A" . Valores teóricos de resistencia para tuberías de revestimiento con características especiales.	125
BIBLIOGRAFIA .	138

INTRODUCCION

La perforación de un pozo petrolero involucra la - realización de actividades que están ligadas secuencialmente para cumplir un objetivo, cada día más difícil y - moratorio; debido a las condiciones de presión y temperatura proporcionales a la profundidad del mismo.

El conocimiento, definición y cuantificación de las presiones de la formación y el gradiente de fractura, revisten una importancia vital en la realización del programa de los fluidos de perforación y las tuberías de revestimiento, para alcanzar la meta establecida con un mínimo costo.

La incidencia de problemas en la tubería de revestimiento de explotación en el área cretácica de la zona -- Sureste, fué el incentivo principal para la realizaciónde este trabajo, en el que se presenta un estudio de las fallas así como, la información necesaria para determinar la profundidad de asentamiento de la tubería, el procedimiento para diseñarla y, el método de cementación recomendable para lograr un desplazamiento efectivo en el espacio anular entre la tubería y el agujero.

CAPITULO I

PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE UNA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

La selección adecuada de la profundidad de asentamiento de una tubería de revestimiento, se determina en función de un perfil de presión de formación y de fractura.

Las presiones ejercidas por los fluidos contenidos en las formaciones geológicas y la magnitud de los efectos de estas presiones está relacionado por el tipo de fluido, la porosidad de la formación, permeabilidad de la misma y el medio geológico en el cual la formación se encuentra.

Una buena predicción en los valores de la presión de formación y de fractura, es importante en las operaciones de perforación, terminación y producción de pozos, ya que constituyen la base para optimizar un programa de perforación, proporcionar seguridad al desarrollo de operaciones e instalaciones involucradas y disminuir los tiempos y costos de la perforación de un pozo exploratorio.

CONCEPTOS BASICOS

Para comprender mejor el origen y los métodos para cuantificar las presiones de formación, es necesario establecer algunos conceptos fundamentales que se usarán con frecuencia en el desarrollo de este capítulo.

Presión de formación.

También conocida como presión de poro, es la presión a la cual se encuentra confinados los fluidos (agua, aceite o gas) dentro de los espacios porosos de determinada formación, pudiendo ser ésta normal o anormal.

Presión normal de formación.

Es la presión ejercida por una columna de agua nativa de formación con una salinidad de 80 000 ppm de cloruros, a una temperatura de 25°C y con una densidad de 1.076 gr/cc. (equivalente a un gradiente de presión de 0.107 kg/cm²/m ó 0.465 Lb/pg²/pie)

Presión anormal de formación.

Es la presión que se aparta de la tendencia normal, y es anormalmente alta cuando el gradiente de presión de formación es mayor al gradiente normal de formación.

Presión de sobrecarga.

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la formación y de los fluidos contenidos en los espacios porosos de las rocas sobreyacentes al punto de interés a una profundidad determinada (1).

La presión de sobrecarga se incrementa con la profundidad y puede variar de un lugar a otro. Se ha considerado un gradiente promedio de $0.231 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ ($1 \text{ Lb/pg}^2/\text{pie}$) correspondiente a una densidad media del sistema roca-fluido para la costa del Golfo de México.

Presión de fractura.

Es la presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia al rompimiento de la misma, ⁽²⁾ y está relacionada con la presión de formación, litología, edad, profundidad y esfuerzos ambientales soportados por la roca. Depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de com presión a los que está sometida.

Gradiente de presión.

Término que define la manera en que varía la presión con respecto a la profundidad; es aplicable a cualquiera de las presiones definidas anteriormente. Se expresa en unidades de presión por longitud.

PRESIONES ANORMALES

ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES ALTAS

Existen varias teorías sobre los factores que pueden generar las presiones anormales, sin embargo, en la mayoría de los casos prevalece una combinación de ellas. Dentro de las teorías más aceptadas se tienen las siguientes:

Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito.

Durante el proceso de sedimentación y compactación, una capa de roca se va sepultando por el efecto de sobrecarga de los sedimentos suprayacentes; a medida que éstos aumentan, la porosidad disminuye generándose una energía potencial dentro de la roca sepultada, lo que produce un flujo de fluidos hacia zonas porosas de menor presión, equilibrando el sistema al que prevalecía antes del depósito de nuevos sedimentos. Sin embargo, esto no sucede cuando los períodos de depósito son rápidos en formaciones lutíticas; debido a su baja permeabilidad y la formación de un sello que hace que la lutita quede subcompactada, transfiriendo parte de la sobrecarga al fluido contenido en sus espacios porosos, generando así una zona con presión anormalmente alta.

Actividad tectónica.

En áreas donde los movimientos subsuperficiales son signi-

ficativos, las capas litológicas sufren afallamientos locales o regionales, plegamientos, corrimientos, discordancias, desprendimientos laterales, etc., ocasionando un cambio en la posición de éstas, pasando de una zona profunda (original) a una más somera, conservando su presión original y generando así una zona con presión anormalmente alta.

Fenómeno de Diagénesis.

Es la alteración de los sedimentos y sus constituyentes minerales, posterior al depósito. Este proceso incluye la formación de nuevos minerales, redistribución y recristalización de las sustancias en los sedimentos y litificación.

En secuencias de arena-lutita, la monmorillonita se altera a illita. hidratándose a la profundidad correspondiente y a una temperatura de 150 °C, liberando agua en cantidades aproximadamente a la mitad de su volumen. Si la expulsión de este fluido se inhibe, entonces con el continuo enterramiento, el fluido dentro de la roca absorbe el incremento de carga, generándose una sobrepresión.

Nivel piezométrico.

Cuando una capa porosa y permeable aflora y está confinada por estratos impermeables, el fluido alcanza un mayor nivel piezométrico regional. Este nivel puede ser un parámetro causante de sobrepresiones, mismas que se presentan al perforar un pozo artesiano. En estas situaciones las sobrepresiones resultantes van de pequeñas a moderadas, sin embargo, algunas

veces llegan a ser considerables.

Fenómeno Osmótico.

El flujo espontáneo de agua de una solución a otra de mayor concentración de cloruros, cuando están separados por una membrana semipermeable (arcilla), puede generar la suficiente presión osmótica para reducir el efecto de permeabilidad de la capa de arcilla, si está acompañada de una rápida depositación, también se crea una zona con presión anormal.

Efectos termodinámicos.

Los efectos termodinámicos contribuyen al desarrollo de presiones anormales, ya que incrementan el volumen de los fluidos contenidos en los espacios porosos, generando una zona sobrepresionada^{(1) (5)}.

El efecto de la temperatura sobre el agua es más pronunciado que el efecto de la presión. Considerando un incremento de temperatura y presión a una profundidad, el agua tiende a expandirse en un ritmo mayor que a comprimirse por el incremento de presión, en este caso se presentan dos fenómenos:

a).- Disminución de la densidad del fluido.

b).- El aumento de volumen involucra un incremento de presión.

Además de las teorías mencionadas existen muchas otras que se presentan raramente, sin embargo, cualquiera que sea la causa, una zona geopresionada, representa un gran riesgo potencial durante la perforación de una área nueva.

DETECCION DE LAS PRESIONES ANORMALES

Son varias las ventajas que representan la detección y medición apropiada de las presiones anormales. Un estudio detallado de las condiciones locales antes, durante y después de la perforación de los pozos permite:

- a).- Una programación más efectiva del pozo.
- b).- Mayores velocidades de penetración con una mínima densidad del lodo de perforación.
- c).- Más seguridad y economía en la selección de la profundidad de asentamiento de una tubería de revestimiento.
- d).- Mínimo riesgo de pérdidas de circulación y brotes.
- e).- Mejor Ingeniería de Producción y pruebas de equipo, y
- f).- Mejor conocimiento de la Geología local y problemas de perforación.

METODOS DE DETECCION ANTES DE LA PERFORACION

Son métodos basados en técnicas de adquisición, procesamiento e interpretación de datos Geofísicos o Sísmicos por medio de los cuales se estudian las configuraciones estructurales y estratigráficas, así como la detección y evaluación de las formaciones represionadas, que son una representación de los cambios del producto velocidad de onda-densidad de la roca en el subsuelo, el cual se llama impedancia acústica.

METODOS DE DETECCION DURANTE LA PERFORACION

Los indicios superficiales o puntos de control nos auxili-
an en la detección de geopresiones durante la perforación, -
cuando ocurre un cambio en éstas. Sin embargo, no indica la --
ocurrencia en forma definitiva de una zona con presión anormal.

Los puntos de control más usados son:

Ritmo de penetración.

De los factores que afectan la perforación de un pozo, se-
pueden dividir en alterables como son: Propiedades del lodo, -
hidráulica del pozo, la barrena y la velocidad de la rotaria;-
e inalterables como son: Condiciones atmosféricas, equipo, pro-
piedades de la roca y del pozo.

La velocidad de penetración depende de la presión diferen-
cial entre la ejercida por la columna del lodo y la presión de
formación. Al aumentar la presión hidrostática del lodo, la ve-
locidad de penetración disminuye debido al represionamiento de
la roca que aumenta su cohesión y a la perforación del lecho -
de cortes y partículas de roca retenidas en el fondo por la --
presión diferencial (fig. 1)

En lutitas normalmente compactadas, la perforabilidad dis-
minuye al aumentar la profundidad por un incremento en su densi-
dad por el efecto de compactación, y si se mantiene constante
la densidad del lodo, se incrementa la presión diferencial; lo
contrario sucede en zonas de presión anormal, donde la perfora-
bilidad aumenta por la disminución de la presión diferencial-

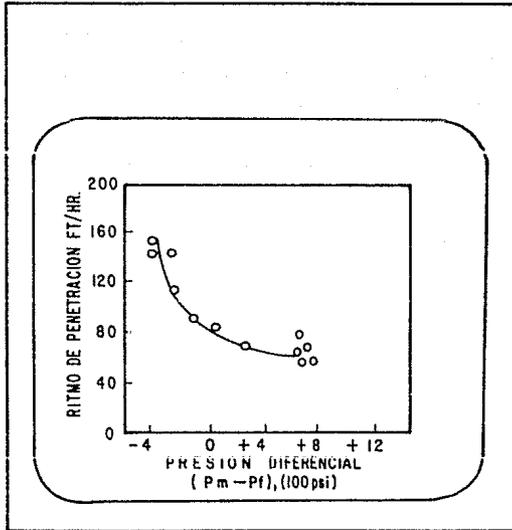


Fig. 1 VARIACION DE LA VELOCIDAD DE PENETRACION CONTRA PRESION DIFERENCIAL

y a la alta porosidad de la roca (baja densidad).

Exponente "d" y "dc"

Si las propiedades de la roca y las condiciones de perforación permanecen constantes, una gráfica del ritmo de penetración contra profundidad define una tendencia normal, identificándose una zona bajocompactada por el notable aumento de penetración en esta zona. Ahora, las variables de perforación, tales como el peso aplicado sobre la barrena, la velocidad de rotaria, el tipo y tamaño de la barrena, no siempre pueden mantenerse constantes, haciendo difícil la detección de la zona anormal.

Jorden y Shirley⁽¹¹⁾ propusieron un método matemático para pensar la variación de varios de los parámetros que influyen en el ritmo de perforación conocido como la técnica del exponente "d"; que es una relación entre el ritmo de penetración, el peso aplicado sobre la barrena, la velocidad de la rotaria y el diámetro de la barrena. Supone que los otros parámetros que afectan la penetración permanecen constantes.

La relación matemática que representa el método es:

$$R/N = a (W/Db)^d \dots \dots \dots \text{Ec. (I. I)}$$

Donde:

R = Velocidad de penetración

N = Velocidad de la mesa rotaria

Db= Diámetro de la barrena

W = Peso sobre la barrena, y

a = Constante adimensional para cada tipo de roca

Esta ecuación después de un adecuado manejo e introducción de constantes de conversión, se desarrolló para la zona de la costa del golfo, donde se tienen insignificantes variaciones en las propiedades de la roca, quedando:

$$d = \frac{\text{Log } (60 N/R)}{\text{Log } (10^6 \text{ Db/R W})} \dots \text{Ec. (I.2)}$$

El exponente "d" varía inversamente proporcional a la velocidad de penetración, por consiguiente en zonas anormales, dicho exponente disminuye con respecto a la tendencia normal - - (fig. 2).

La interpretación de la gráfica se hace difícil debido a la influencia de la variación en el peso del lodo, por lo que el exponente "d" se modificó. A este nuevo parámetro se le conoce como exponente "dc" (exponente "d" corregido)

La ecuación que lo define es:

$$dc = d \frac{Mwc}{Mwa} \dots \text{Ec. (I.3)}$$

Donde:

MWc = Peso de lodo utilizado a la profundidad de interés

MWa = Gradiente de presión normal para la zona en peso de lodo equivalente.

Registro de lodo

La incorporación de gas al lodo, cuando la presión ejercida por la columna hidrostática de éste es insuficiente para evitar el flujo de gas de la formación, se manifiesta con mayor

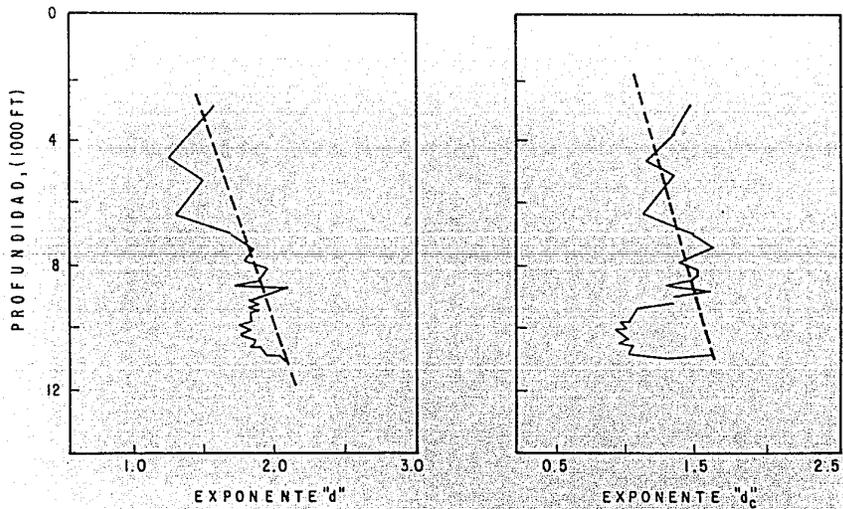


Fig- 2 COMPARACION ENTRE LAS GRAFICAS DEL EXPONENTE "d" y "d_c" (2)

frecuencia en los períodos de no circulación (estático), ya - que cuando se está circulando, la presión soportada por las - formaciones es mayor por el mismo movimiento del lodo.

El contenido de gas en el lodo removido de la suspensión - coloidal, se manifiesta por la formación de un vacío en la -- muestra analizada.

Un aumento de gas entre conexión y conexión puede indicar que la presión de formación aumenta. El gas liberado por la - roca se le llama gas de conexión y se presenta en forma de -- colchón, en tanto, en una zona bajo compactada el flujo de gas se manifiesta en forma continúa.

Otros indicios que nos auxilian, aunque no en forma defi - nitiva a determinar una zona sobrepresiones durante la perfo - ración son: Incremento en las presas de lodo, una disminución en la presión de las bombas, un aumento considerable en el - contenido de cloruros y recortes, etc.

METODOS DE DETECCION DESPUES DE LA PERFORACION

La mejor herramienta usada para la detección de zona con - presiones anormales, así como su estimación, es la utilización de datos obtenidos a partir de los registros geofísicos de ex plotación, en los cuales se graba información de la variación de la profundidad con las características de las formaciones - atravesadas por la sonda.

Detección a partir de datos de resistividad.

La resistividad (inverso de la conductividad), es función de la porosidad, temperatura, contenido de sales en el fluido, saturación y composición mineralógica; entre las más importantes, pero que en las formaciones lutíticas, es función principal de la porosidad. Esta es una respuesta a los procesos de compactación y las medidas de resistividad reflejan en cierto modo la presión en los poros de la lutita.

El comportamiento típico de resistividad⁽⁵⁾ en una zona sobre presionada, se manifiesta en una disminución con respecto a la tendencia normal debido al valor anormal de porosidad; mientras que una zona con presiones menores a la normal o impregnada con hidrocarburos (altamente resistivos), se caracteriza por un aumento en la resistividad, tal como el correspondiente a una zona sobrecompactada, donde la cantidad de poros es muy pequeña (fig. 3).

Los comportamientos típicos que presenta la resistividad en zonas anormales, también pueden ser originados por formaciones impregnadas de agua con alto contenido de sales minerales.

Detección a partir de datos de porosidad.

El tiempo de tránsito (ΔT), es proporcional a la porosidad y ambos son utilizados como parámetros en la detección de zonas bajocompactadas.

A mayor velocidad de transmisión de la onda acústica, es menor la porosidad y a menor velocidad, se tienen zonas impreg-

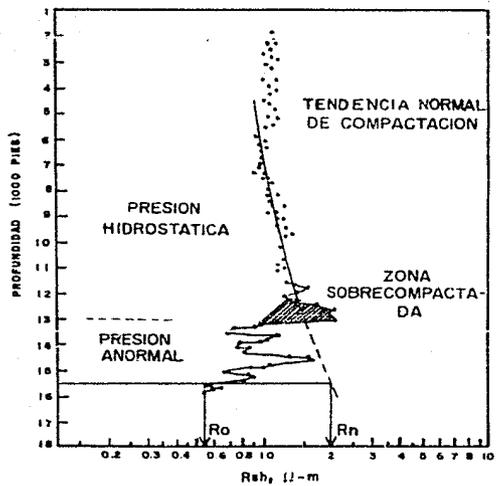


FIG.3 COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA RESISTIVIDAD EN UNA ZONA DE PRESIONES ANORMALES.^(1,2)

nadas de gas y/o altamente porosas.

Una gráfica semilogarítmica de ΔT en lutitas contra profundidad (fig. 4), muestra que en una zona sobrepresionada los -- tiempos de tránsito aumentan con respecto a la tendencia normal por la mayor cantidad de espacios porosos, aunque una zona de gas, también puede presentar el mismo comportamiento; para evitar la incertidumbre, debe apoyarse la interpretación con -- datos de perforación u otra técnica de detección, tal como la de resistividad, donde se nota un incremento por la presencia de hidrocarburos que no permiten el paso de la corriente.

Un perfil similar al de la fig. 4, de porosidad contra profundidad puede lograrse por medio de los datos de tiempo de -- tránsito y la expresión:

$$\phi = \frac{\Delta T - \Delta T_m}{\Delta T_f - \Delta T_m} \dots \dots \dots \text{Ec. (I.4)}$$

Donde:

ΔT = Tiempo de tránsito

ΔT_f = Tiempo de tránsito del fluido saturante

ΔT_m = Tiempo de tránsito de la matriz rocosa

O bien, puede obtenerse a través del registro de Rayos -- Gamma-Neutrón, en el retraso de neutrones, debido al choque -- con un núcleo de hidrógeno que nos indica que la formación -- está saturada de aceite, gas o agua y por consiguiente, es de mayor porosidad.

Detección a partir de datos de densidad.

Para medir la densidad se aprovecha la dispersión y absor-

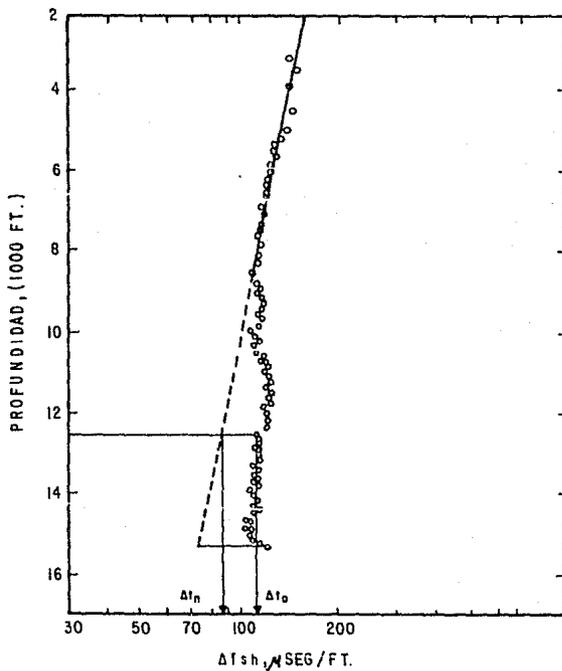


Fig. 4.— COMPORTAMIENTO DEL TIEMPO DE TRANSITO EN UNA ZONA BAJOCMPACTADA ^(1,2)

ción de rayos gamma, que es proporcional al número de electrones y por tanto, a la densidad del medio donde viajan los rayos gamma, esto es; la dispersión de los rayos es proporcional a la porosidad de las formaciones.

En zonas con presión anormal, los valores de densidad presentan valores más bajos de la tendencia normal, porque existe mayor porosidad.

Detección por datos de salinidad.

Es evidente que la concentración de sales del agua de formación en las rocas sedimentarias, aumenta con respecto a la profundidad, y esto se debe a que durante la compactación el agua escapa de las formaciones y las partículas en la arena actúan como membranas semipermeables, inhibiendo el paso de los iones de sal. De este modo, a medida que se reduce el volumen de fluido, aumenta el contenido de sales.

Una zona sobrecompactada puede detectarse en una gráfica de salinidad contra profundidad, por un aumento de la salinidad en esta zona y una disminución en una zona con presiones anormales.

Detección a partir de datos del factor de formación.

La porosidad de los estratos lutíticos, disminuye exponencialmente con respecto al esfuerzo vertical neto soportado por la roca (δ_v) y la porosidad en las zonas de alta presión es anormal; a medida que el esfuerzo aumenta con respecto a la profundidad, los valores logarítmicos de la porosidad de la lutita

aumentan (Foxter y Whalen)⁽¹³⁾.

El factor de formación (parámetro calculado a partir de - datos del registro de inducción) de las lutitas, varía directa mente con la profundidad, e inversamente con respecto a la po rosidad. En una zona anormal se observa un decremento en el - factor de formación, en tanto que, en una zona sobrecompacta- da o saturada de hidrocarburos, aumenta.

DETERMINACION DEL GRADIENTE DE SOBRECARGA

La presión de sobrecarga es un parámetro importante para la determinación de la presión de fractura y por tanto, en el cálculo de profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento, así como un programa adecuado en las densidades del lodo de perforación para un buen control del pozo.

La presión de sobrecarga para un punto dado, es la originada por el peso de las rocas suprayacentes y el fluido contenido en ella. Matemáticamente se expresa:

$$S = (1-\phi)\rho R g D + \phi \rho f g D \quad \dots \dots \dots \text{Ec. (I.5)}$$

Donde: ϕ = Porosidad

ρR = Densidad de la masa rocosa

D = Profundidad al punto de interés

ρf = Densidad del fluido intersticial

El primer término representa el peso de la materia rocosa tanto que, el segundo término, al peso del fluido intersticial.

Un modelo físico representado por un tanque lleno de material no consolidado y agua, el cual soporta una carga aplicada por un pistón, simula la formación y ayuda a entender el proceso de compactación.

La carga total (F), es soportada por el fluido y el material rocoso. Un balance de fuerzas en sentido vertical se representa por:

$$F = S = u + P_f \quad \dots \dots \dots \text{Ec. (I.6)}$$

Donde:

S = Presión de sobrecarga

σ = Esfuerzo soportado por la roca

Pf = Presión del fluido

Si el recipiente no tiene escape, la carga ejercida por el pistón es soportada totalmente por el fluido, aumentando su presión, esto se debe a que el agua es menos compresible que la roca no consolidada, y por tanto, la ec. (I.6) se reduce a:

$$F = Pf = S \text{ y } \sigma = 0$$

Pero si existe una válvula y se drena un volumen de agua, -
deciendo el pistón, compactando el material rocoso no-consolidado. La presión soportada por los granos, aumenta al ir disminuyendo la presión del fluido, hasta que toda la carga es soportada únicamente por los granos de roca.

A partir de las ecuaciones (I.5) y (I.6) se obtiene la presión soportada por el material rocoso en zonas geopresionadas:

$$\sigma = S - Pf = ((1-\beta) \rho Rg + \beta \rho fg) D - Pf \dots \text{Ec. (I.7)}$$

Entonces:

$$S = ((1-\beta) \rho Rg + \beta \rho fg) D - Pf + Pf \dots \text{Ec. (I.8)}$$

Si existe una presión anormal, la presión del fluido puede expresarse por:

$$Pfa = PH + Pex \dots \text{Ec. (I.9)}$$

Substituyendo (I.9) en (I.8), se tiene:

$$S = ((1-\beta) \rho Rg + \beta \rho fg) D - Pex + Pf - PH \dots \text{Ec. (I.10)}$$

Como PH = D ρ fg (Definición de presión hidrostática)

$$S = ((1-\beta) \rho Rg + \beta \rho fg - \rho fg) D - Pex + Pf \dots \text{Ec. (I.11)}$$

La comparación de la ec. (I.6) y la ec. (I.11) , muestra que los dos primeros términos son iguales a la presión soportada por la roca.

Cuando se tiene condiciones anormales, la presión soportada por la roca puede calcularse con la ec.:

$$\sigma = ((1-\beta)\rho Rg - (1-\Phi)\rho_f \sigma)D - P_{ex} \dots \text{Ec. (I.12)}$$

ó con:

$$\sigma = ((1-\beta)\rho Rg + \beta \rho_f g)D - Pfa \dots \text{Ec. (I.13)}$$

Ambas ecuaciones dan la misma respuesta y muestran como la densidad de la sobrecarga, es corregida por efectos de flotación ($\rho_f g$), según el principio de Arquímedes.

Hubbert y Willis⁽⁵⁾ establecieron el concepto anterior y de terminaron que "en una arena existe, para cada valor de porosidad, algún valor de esfuerzo de sobrecarga que la arena pueda soportar sin una compactación posterior".

Las rocas del subsuelo están sujetas a tres esfuerzos principales, los cuales son diferentes y perpendiculares entre sí. En zonas donde el menor esfuerzo es horizontal (afallamientos normales), las fracturas que se producen tienden a ser verticales y la presión de fractura es menor que la de sobrecarga.

La presión total de sobrecarga es igual en magnitud y de sentido contrario a la suma de la presión del fluido y el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca⁽⁷⁾.

$$S = P_f + \sigma v \dots \text{Ec. (I.14)}$$

y la presión de fractura es igual a la suma de la presión del fluido y el esfuerzo horizontal al que está sometido la roca.

$$FP = Pf + \sigma H \dots \dots \dots \text{Ec. (I.15)}$$

Los investigadores Hubbert y Willis, encontraron una relación aproximada para condiciones de afallamiento normal, en -- donde el esfuerzo principal es horizontal y tiene un valor que varía entre 1/3 y 1/2 del esfuerzo vertical:

$$\sigma H = (1/3 \text{ a } 1/2)\sigma v \dots \dots \dots \text{Ec. (I.16)}$$

Otro autor, Gardner⁽⁶⁾, demostró que al graficar la velocidad contra la densidad en una escala logarítmica, se forma una línea recta; lo que le permitió deducir una ecuación empírica del tipo exponencial, en donde se puede obtener la densidad de las formaciones atravesadas por el recorrido de la onda sísmica, a partir de la velocidad en cada intervalo. A la ecuación-referida se le conoce como ecuación de Gardner y su expresión-matemática es:

$$\rho = 0.23 V^{0.25} \dots \dots \dots \text{Ec. (I.17)}$$

Donde:

ρ = Densidad de la formación (gr/cc)

V = Velocidad de intervalo (pies/seg.)

La aplicación continua de esta ecuación, permite obtener - la densidad de la formación, a partir de la cual se obtiene el gradiente de sobrecarga, usando cualquier método de los revisa dos anteriormente.

CUANTIFICACION DE LA PRESION DE FORMACION

Es importante la cuantificación de las presiones de formación, ya que constituye la base en la programación de las densidades del lodo de perforación, optimizando el ritmo de penetración al disminuir la presión diferencial. Si se utilizan -- densidades altas de lodo, disminuye el ritmo de penetración y si se usan densidades bajas, el fluido de la formación entra al pozo ocasionando un descontrol.

Se describen a continuación, algunas de las técnicas más utilizadas en la evaluación de las presiones de formación.

Método de Hottman y Johnson.

Este método se basa en la interpretación de registros geofísicos, dada la analogía que existe entre el comportamiento de los parámetros medidos como la resistividad (R) y tiempo de tránsito (ΔT) con la compactación de las formaciones.

El algoritmo propuesto, consiste en encontrar una tendencia de resistividad y/o tiempo de tránsito contra profundidad para una área determinada. El grado de divergencia de un punto al establecido por la tendencia normal, es utilizado en la evaluación del gradiente de presión de formación.

Procedimiento.

1.- Establecer la tendencia de compactación normal para el área en estudio, utilizando datos de resistividad o tiempo de

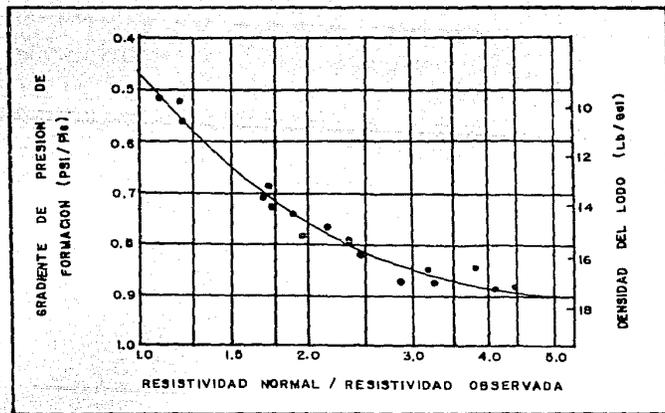


FIG. 5 CORRELACION DE RESISTIVIDAD CONTRA GRADIENTE DE PRESION DE HOTTMAN Y JOHNSON.

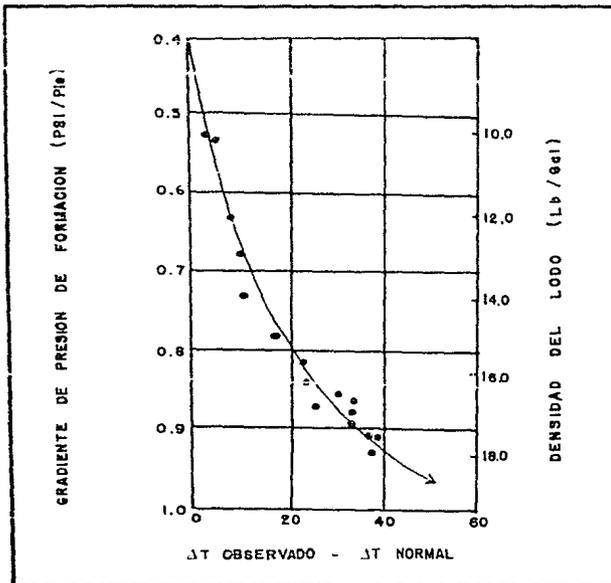


FIG.6 CORRELACION DE LA DIFERENCIA DE TIEMPO DE TRANSITO CONTRA GRADIENTE DE PRESION DE HOTTMAN Y JOHNSON.

tránsito de varios pozos.

2.- Hacer una gráfica semilogarítmica de resistividad contra profundidad para el pozo en estudio y determinar la zona - sobrepresionada donde empiezan a divergir los puntos graficados de la tendencia normal (fig. 3 y 4).

3.- De la gráfica del paso (2), se obtienen los valores de resistividad normal (R_n) y resistividad observada (R_o), y se determina el cociente R_n/R_o .

4.- Con el valor de R_n/R_o y la correlación gráfica de Hottman y Jhonson (fig. 5), se encuentra el gradiente de presión - de formación a la profundidad escogida.

5.- La presión se obtiene multiplicando el gradiente encontrado en el paso anterior, por la profundidad.

Este mismo procedimiento se puede aplicar utilizando la relación empírica de la figura 6 y valores de la diferencia del tiempo de tránsito normal (ΔT_n) y tiempo de tránsito observado (ΔT_o).

Se recomienda desarrollar relaciones semejantes a las de la figura 5 y 6, para cada área en estudio, y así, obtener valores más acertados; ya que, los valores de las figuras antes mencionadas, corresponden a datos del área de la costa del --- Golfo de E.E.U.U.

(7) (8)

Método de Ben A. Eaton.

Desarrollé una ecuación empírica por ensaye y error (ajustándose con datos de campo), la cual relaciona la presión de formación y la resistividad de la lutita para la zona de Lousi

ana EUA. Consideró el concepto de presión de sobrecarga de - -
 Hubbert y Willis para la ecuación:

$$P/D = S/D - (S/D - (P/D)n)(R_o/R_n)^{1.5} \dots \dots \dots \text{Ec. (I.18)}$$

Esta ecuación puede aplicarse en otra áreas, haciendo un a
 juste del exponente de la relación de resistividades, tiempo -
 de tránsito, conductividad y exponente "dc"; debido a que, se-
 han encontrado expresiones semejantes para relacionar la pre -
 sión de formación con dichos parámetros. Las ecuaciones son:

$$P/D = S/D - (S/D - (P/D)n)(R_o/R_n)^{\alpha} \dots \dots \dots \text{Ec. (I.19)}$$

$$P/D = S/D - (S/D - (P/D)n)(C_n/C_o)^{\alpha} \dots \dots \dots \text{Ec. (I.20)}$$

$$P/D = S/D - (S/D - (P/D)n)(\Delta T_n/\Delta T_o)^{\alpha} \dots \dots \dots \text{Ec. (I.21)}$$

$$P/D = S/D - (S/D - (P/D)n)(d_{co}/d_{cn})^{\alpha} \dots \dots \dots \text{Ec. (I.22)}$$

Los valores del exponente "α" son diferentes en las ecua -
 ciones I .19, I.21 , I .22, e iguales en las ecuaciones I .19
 y I .20 y constituyen el parámetro que dificulta la aplica -
 ción del método. El exponente "n" debe ser evaluado con datos -
 sobre medición de presión de formación y registros geofísicos -
 correspondientes al área en estudio.

Procedimiento.

1.- Determinar (S/D) por medio de datos del registro de --
 densidad o bien de pozos vecinos.

2.- Estimar (P/D)n a partir de datos disponibles de pre --
 sión en los pozos del área en las zonas normales.

3.- Ajustar una tendencia normal de compactación y obtener
 los cocientes de los parámetros en consideración (R, C, ΔT y -
 exponente "dc") de las gráficas correspondientes, leyendo el -

valor normal y observado a la misma profundidad.

4.- Conocidos todos los parámetros, evaluar el exponente - "α" con la siguiente expresión (usando datos de resistividad):

$$\alpha = \frac{\text{Ln} \frac{S/D - P/D}{S/D - (P/D)n}}{\text{Ln } R_o/R_n} \dots \dots \dots \text{Ec. (I.23)}$$

Efectuando el cálculo para varias profundidades en varios pozos en los cuales se tengan mediciones de presión, se elige un valor de alfa, representativo para el área en estudio.

5.- Con las ecuaciones I. 19, I. 20, I. 21 y I. 22; calcular el gradiente de formación a las profundidades de interés.

Método de profundidades equivalentes.

Al igual que el método anterior, este método es válido para cualquier parámetro registrado.

La técnica incluye los siguientes pasos:

1.- Graficar el logaritmo del parámetro derivado de la lutita y establecer la curva de tendencia normal (fig. 7).

2.- Determinar la presión de formación a partir de la siguiente Ec.:

$$P_f = S/D \text{ DA} - DE(S/D - (P/D)n) \dots \dots \dots \text{Ec. (I.24)}$$

Para condiciones de presión normal (0.465 PSI/PIE) y el gradiente de sobrecarga promedio (1.0 PSI/PIE) la ecuación (I.24) queda:

$$P_f = \text{DA} - 0.535 \text{ DE} \dots \dots \dots \text{Ec. (I.25)}$$

Donde:

DA = Profundidad del medio sobrepresionado.

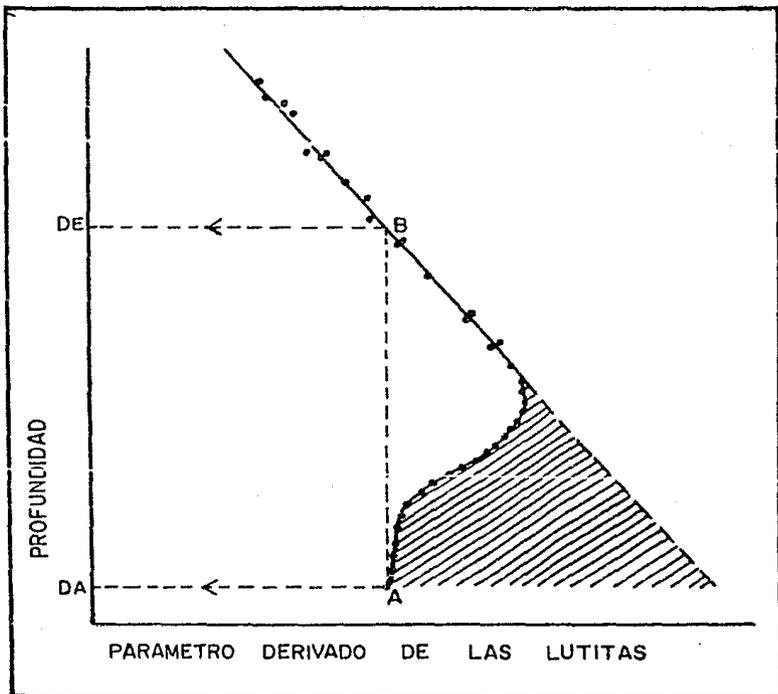


FIG. 7 REPRESENTACION GRAFICA DEL METODO DE PROFUNDIDADES EQUIVALENTES.

DE = Profundidad equivalente correspondiente a la profundidad.

La ec. (I. 24) es válida para zonas con presión normal, -- donde D=DA=DE y la ecuación se reduce a:

$$P_f = (P/D)n D \dots \dots \dots \text{Ec. (I.26)}$$

La presión de formación puede expresarse directamente en - peso de lodo equivalente, con la ec. (I.27)

$$P_f = \frac{DA - (0.535 DE)}{0.052 DA} \dots \dots \dots \text{Ec. (I.27)}$$

Pf es la presión en densidad equivalente de lodo (Lb/Gal).

CUANTIFICACION DEL GRADIENTE DE FRACTURA

La diferencia entre la presión de formación y de fractura, permite tolerancias funcionales en la densidad del lodo utilizada durante la perforación. Sin embargo, al tener cementada una tubería de revestimiento a una profundidad (D_1) se puede continuar perforando hasta otra profundidad (D_2) abajo de la cual la perforación sin una nueva tubería de revestimiento se haría peligrosa, ya que en alguna parte abajo de la zapata de la tubería de revestimiento cementada a la profundidad (D_1) se tendrían pérdidas de circulación debidas a un fracturamiento. Es evidente por esto, la utilidad del conocimiento del gradiente de fractura.

Los métodos más utilizados para su evaluación son:

Método directo (Prueba de admisión).

Puede efectuarse después de haber cementado una tubería de revestimiento. Los datos recabados son de gran utilidad en la aplicación de las técnicas de evaluación indirectas que se apuntan posteriormente.

La prueba (también llamada de goteo) se efectúa de la siguiente manera:

Al estar bombeando lodo (a preventor cerrado y con la barrera 5 ó 10 metros dentro de la zapata de la T.R.), con un gasto recomendable de 0.5-1.0 barriles por minuto, de acuerdo con la formación que se esté probando; se elabora una gráfica-

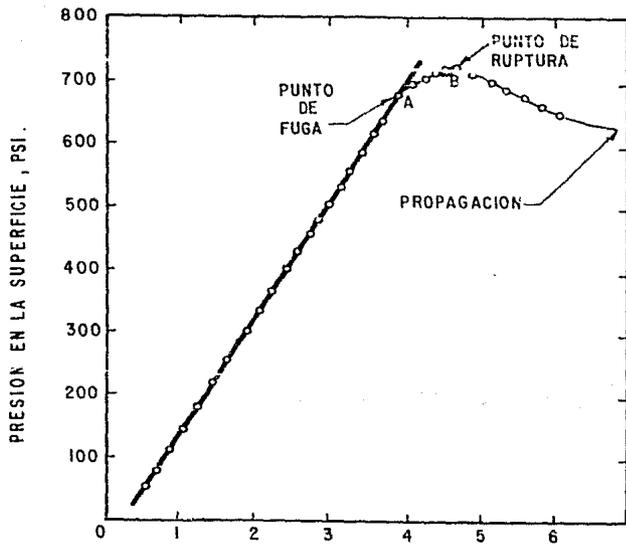


Fig. 8 — COMPORTAMIENTO TÍPICO DE UNA PRUEBA DE GOTEEO

similar a la de la (fig. 8) de volumen bombeado contra presión de bombeo.

El comportamiento de la presión, es de aumento lineal con respecto al volumen de lodo bombeado hasta el punto "A", donde los datos empiezan a divergir hacia la derecha formando una -- curva. A la presión en el punto "A" se le denomina de fuga, la cual, es corregida por los efectos de la resistencia al gel -- del lodo, para utilizarla en el cálculo de la presión de fractura con la ec. (I.28)

$$P_{\text{fract}} = P_{\text{fuga}} - P_c + (\rho \times D) \dots \dots \dots \text{Ec. (I.28)}$$

Se recomienda registrar varios puntos después de "A", para asegurar que se ha alcanzado el límite de fracturamiento. En el punto "B" se para el bombeo y se observa el ritmo de descenso de la presión para evaluar la calidad del fracturamiento.

Para obtener P_c se utiliza el viscosímetro Fann 6 bien, -- diez minutos después de haber efectuado la prueba (a preventor abierto), se bombea lodo y se registra la presión necesaria para romper la circulación (P_c) substituyéndola en la ec. (I.28) para estimar la presión de fractura.

MEDICION INDIRECTA DE LA PRESION DE FRATURA

Se presentan los métodos de Hubbert y Willis, Mathews y -- Kelly y Ben A. Eaton a partir de datos del registro de densidad y conociendo de antemano la presión de formación.

Método de Hubbert y Willis

Estos investigadores establecieron en base a las ecuaciones (I .14). (I .15) y (I .16) una ecuación para determinar el gradiente de fractura. ⁽⁵⁾

$$F/D = P/D + (1/3 \text{ a } 1/2)(S/D - P/D) \dots \dots \text{ Ec. (I.29)}$$

Procedimiento

1.- Se determina P/D aplicando cualquiera de los métodos descritos con anterioridad.

2.- Se calcula el gradiente de presión de sobrecarga.

3.- Con la ec. (I .29) y los valores de P/D y S/D se encuentran los límites máximo y mínimo de los gradientes de presión de fractura .

4.- Repitiendo los pasos anteriores, a diferentes profundidades, se obtiene un perfil de gradiente de fractura contra profundidad.

Con este método, el gradiente de fractura se mantiene constante en formaciones con presión normal y se incrementa cuando lo hace el gradiente de formación; sin embargo, esto no es verdad en todos los casos.

Realmente la ec. (I .29) calcula valores que a menudo son más bajos comparados con valores reales de campo.

Método de Mathews y Kelly

Este método es más confiable, y se diferencia del anterior, en la introducción del coeficiente de esfuerzo de la matriz, -

Ki (relación del esfuerzo vertical y horizontal). La ecuación-propuesta es la siguiente:

$$F/D = P/D + K_i(\sigma_v/D) \dots \dots \dots \text{Ec. (I.30)}$$

Donde:

$$K_i = D/\sigma_v (F/D - P/D) \dots \dots \dots \text{Ec. (I.31)}$$

Procedimiento.

1.- Se construye una gráfica similar a la de la (fig. 9),- utilizando datos correspondientes al área en estudio, a partir de pruebas de goteo, pérdidas de fluido, cementaciones forzadas; con la finalidad de encontrar los valores de Ki apropiados a diferentes profundidades.

2.- Calcular la presión de formación.

3.- Calcular el esfuerzo vertical (σ_v) soportado por la roca a partir de su relación con la presión de sobrecarga y la deformación ec. (1.14).

4.- Para zonas anormales, se determina D_i para la cual el valor de σ_v del punto en estudio sería el normal, ec. (I.32)

$$D_i = \sigma_v / (S/D - P_f/D) \dots \dots \dots \text{Ec. (I.32)}$$

Donde σ_v corresponde a la zona anormal y P_f/D al gradiente de presión del área.

5.- Con la profundidad equivalente D_i , se entra en la gráfica construida en el paso (1), para encontrar el valor correspondiente de K_i .

6.- Finalmente con la ec. (I.30) se calcula el gradiente de presión de fractura.

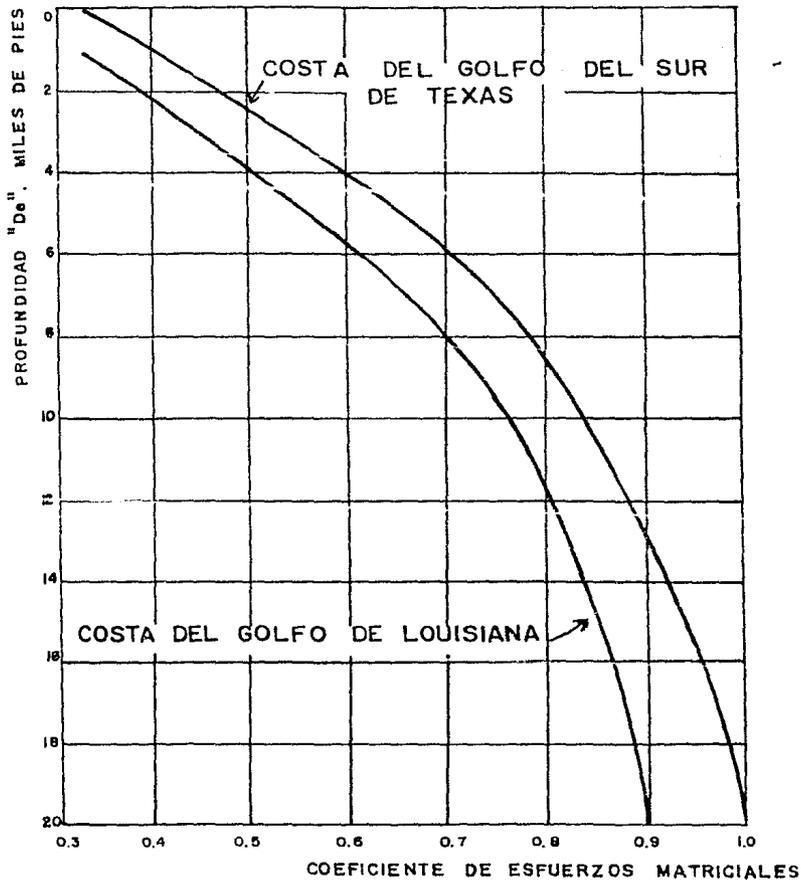


FIG. 9 COEFICIENTE MATRICIAL DE LA ROCA (KI) DE MATTEWS Y KELLY DESARROLLADO PARA EL AREA DE TEXAS Y LOUISIANA.

Repitiendo este procedimiento a diferentes profundidades, se obtiene la variación del gradiente de presión de fractura con respecto a la profundidad del pozo en estudio.

Método de Ben A. Eaton.

Eaton se basó en los trabajos desarrollados por Hubbert y Willis, tomando en cuenta las propiedades elásticas de la roca y apoyándose en la relación de Poisson (ν), encontró una ecuación que le permitió relacionar el esfuerzo horizontal, (σ_H), y el esfuerzo vertical (σ_V). La ecuación es:

$$\sigma_H = (\nu/1 - \nu) \sigma_V \dots \dots \dots \text{Ec. (I.35)}$$

Donde:

ν Es la relación de Poisson.

Substituyendo la ec. (I.33) en las ecuaciones (I.14) y (I.15) y dividiendo entre la profundidad, se obtiene la ecuación del gradiente de fractura de Eaton.

$$F/D = P/D + (\nu/1-\nu) (S/D - P/D) \dots \dots \dots \text{Ec. (I.34)}$$

Donde:

$$\nu = A/1+A \dots \dots \dots \text{Ec. (I.35)}$$

y

$$A = \frac{F/D - P/D}{S/D - P/D} \dots \dots \dots \text{Ec. (I.36)}$$

Procedimiento.

1.- Al igual que en la técnica anterior, es necesario preparar una gráfica similar a la de la fig. 10 de la relación de Poisson con la profundidad, a partir de datos obtenidos del área a la profundidad requerida con la finalidad de encontrar la relación de Poisson.

2.- Calcular la presión de formación y el gradiente de sobrecarga con los métodos vistos anteriormente.

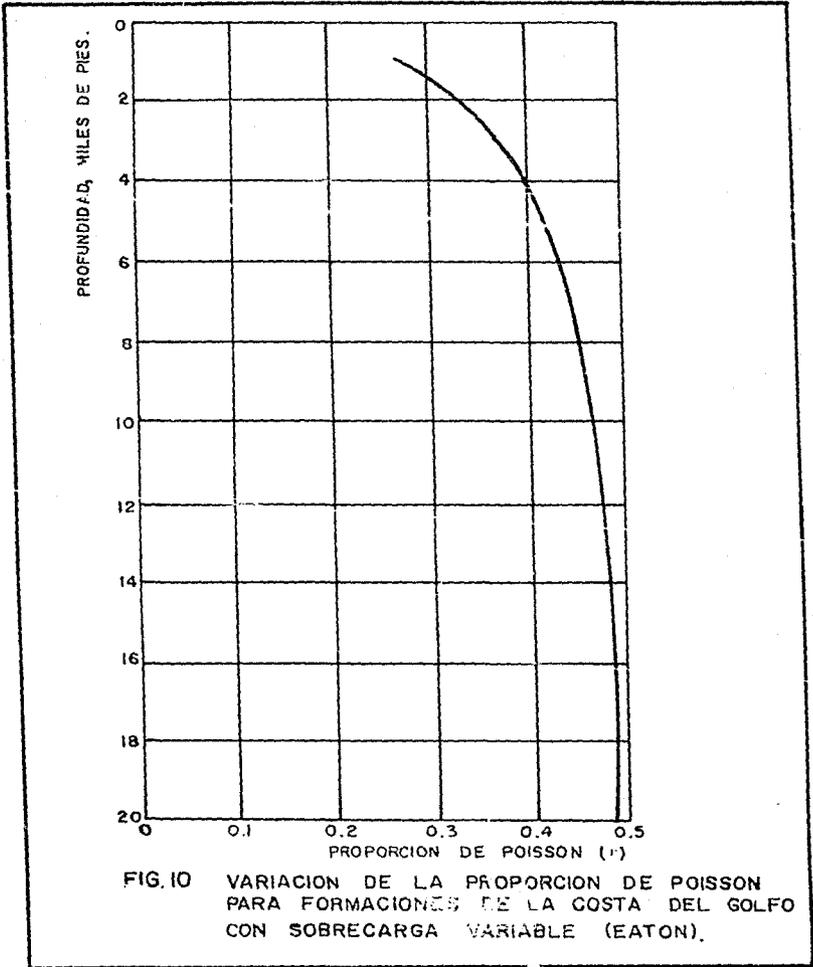


FIG.10 VARIACION DE LA PROPORCION DE POISSON PARA FORMACIONES DE LA COSTA DEL GOLFO CON SOBRECARGA VARIABLE (EATON).

3.- Calcular el esfuerzo vertical, a partir de los resultados del paso (2) y la ec. (I.14).

4.- Evaluar el gradiente de fractura, utilizando la ec. -- (I.33).

La utilización de este método presenta las siguientes ventajas.

- a).- Es un método analítico.
- b).- La experiencia muestra que es más confiable.
- c).- Utiliza gradiente de presión de sobrecarga variable.
- d).- Es de fácil aplicación en el campo.

Es posible construir un perfil de F/D contra profundidad, repitiendo los pasos del procedimiento para varias profundidades.

METODO GRAFICO PARA DETERMINAR LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE UNA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Una vez establecido el gradiente de presión de formación y de fractura en valor de densidad equivalente en (Lbs/Gal), se grafican los valores contra profundidad, perfil de presiones - (fig. 11) y se obtiene la curva de densidad del lodo requerida; se recomienda usar pesos de lodo de aproximadamente 0.5 lbs/ gal (0.06 gr/cc) más grande que la presión de formación para perforar con seguridad.

Se recomienda seguir los pasos siguientes:

1.- Del punto de densidad máxima del lodo punto (A), se -- traza una línea vertical (1), hasta intersectar la curva de -- gradiente de fractura, punto (B). El punto (B) indica que con una columna de densidad (1), la formación se fracturará a la -- profundidad del punto (B) o arriba de ésta.

2.- La profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento corta, se selecciona inmediatamente abajo del punto -- (B). Se debe considerar un factor de seguridad debido a que, -- el gradiente de lodo no considera la caída de presión en el es -- pacio anular al estar circulando.

3.- Se traza la línea horizontal (2) desde la profundidad -- donde se seleccionó asentar la tubería de revestimiento corta, -- hasta la curva de densidad de lodo requerida (punto C) a esa -- profundidad.

4.- Del punto (C), se extiende hacia arriba la línea vertical (3) hasta la curva de gradiente de fractura (punto D).

5.- La profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento intermedia, se selecciona inmediatamente abajo del punto (D).

6.- Para seleccionar la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento superficial, se usa el mismo procedimiento, usando la línea horizontal (4) y la línea vertical (5).

Siguiendo el procedimiento anterior, se pueden seleccionar las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y las densidades de lodo requeridas para obtener un programa de perforación óptimo.

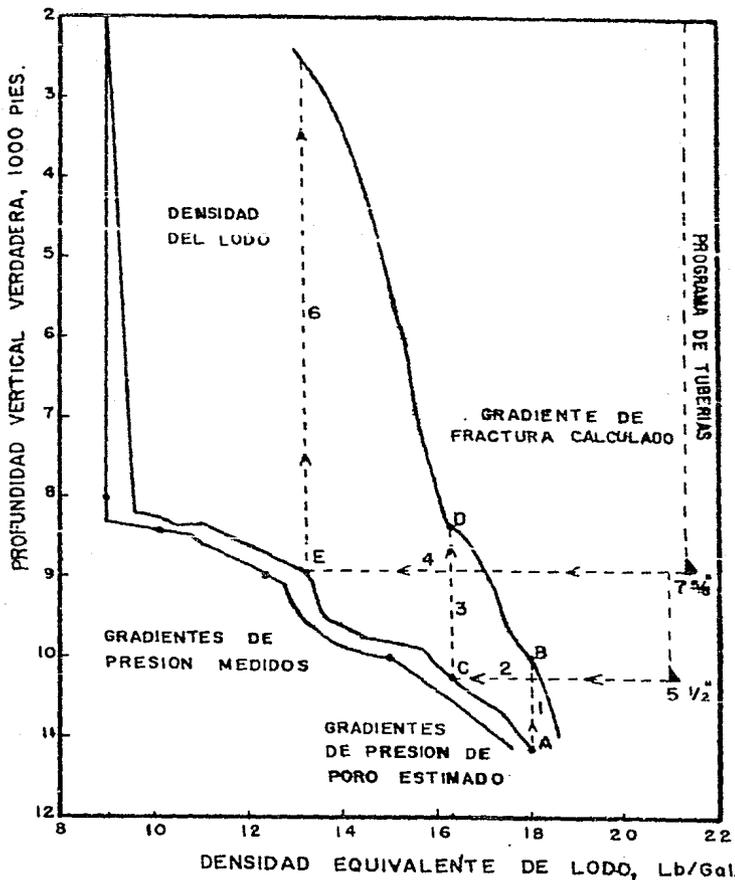


FIG. 11 GRAFICA PARA DETERMINAR LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

CAPITULO II

DISEÑO DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE EXPLOTACION

El programa de tuberías de revestimiento representa uno de los elementos de más alto costo en la perforación y terminación de un pozo y es imperativo que se apliquen los principios ingenieriles y juicios económicos más acertados al determinarlo.

El objetivo principal de un diseño consiste en seleccionar la tubería por grado, peso y junta, la cual sea la más económica y que además resista sin fallar por los esfuerzos a que estará sometida; y aunque el diseñador se vea restringido a la existencia local o de mercado no significa que tenga que sacrificar los objetivos de profundidad, seguridad y economía.

PROPIEDADES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Las tuberías de revestimiento son clasificados de acuerdo con cinco propiedades.

- Diámetro exterior (de 4.5 a 20 pg)
- Espesor de pared (de 0.205 a 0.595 pg)
- Grado del material
- Tipo de junta

- Rango de longitud (de 16 a 42 pies)

El diámetro exterior y el espesor de pared determinan una propiedad más, el peso unitario (de 9.5 a 94 lb/pie)

Grados del acero

Los grados del acero de la tubería son identificados por letras y números, la letra indica características del acero, y el número designa el mínimo esfuerzo de cedencia que soporta la tubería con una elongación menor de 0.5%.

En adición a los grados API (especificaciones 5A, 5AC y 5AX) existen grados de acero patentados que son utilizados para condiciones especiales tales como, alto esfuerzo de tensión y colapso, resistencia del acero a la fragilización por ácido sulfhídrico, entre otras; y se fabrican bajo gran parte de las especificaciones API, con variantes en el grado, espesor de pared, diámetro exterior y cuerda.

Los grados de tuberías de ademe más usados en la industria petrolera Mexicana son:

GRADO*	MINIMO ESFUERZO DE CEDENCIA (lb)	GRADO**	MINIMO ESFUERZO DE CEDENCIA (lb)
P-110	110,000	V-150	150,000
C-95	95,000	TAC-140	140,000
N-80	80,000	TAC-110	110,000
L-80	80,000	TAC-95	95,000
C-75	75,000	TRC-95	95,000
K-55	55,000	TRC-90	90,000
J-55	55,000	TRC-85	85,000
H-40	40,000	TRC-80	80,000

* Tuberías API

**Tuberías con características especiales

Rango de longitud

Los rangos de longitud establecidos por el API son:

RANGO	LONGITUD (pie)	LONGITUD MAXIMA (pie)	MAXIMA VARIACION DE LONGITUD (pie)
1	16-25	22	6
2	25-34	31	5
3	34 o más	42	6

Conexiones

Las tuberías son fabricadas generalmente con roscas en ambos extremos y posteriormente conectadas con un cople en uno de ellos con excepción de tuberías de extremos planos (extreme-line) cuyas roscas son maquinadas en el cuerpo del tubo. Los coples son piezas cortas de tuberías usadas para conectar puntas individuales se clasifican de la misma forma que el tubo, y sus propiedades físicas deben ser iguales, variando solo su resistencia a los esfuerzos que se someten; pudiendo ser mayores o iguales a los del cuerpo del tubo.

Los siguientes tipos de roscas son los más usados en nuestro medio:

- Cople corto rosca redonda
- Cople largo rosca redonda
- Cople normal rosca buttress
- HDSEU (Hydrill super EU)
- HDTTS (Hydrill triple sello)
- HDSEFJP (Hydrill super FJP)
- VAN

Peso Unitario

Es el peso de la tubería por unidad de longitud. Los tres tipos de peso unitario que se usan normalmente son:

1) Peso nominal.- Es un peso calculado teóricamente para -- 20 pies de longitud de rosca y cople de la junta de la tubería de revestimiento. El peso nominal se utiliza para propósitos de identificación.

2) Peso franco.- Es el peso de la junta sin incluir roscas y coples.

3) Peso de rosca y cople.- Es el peso de una junta de tubería de revestimiento incluyendo la rosca de ambos extremos.

CLASIFICACION DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Las tuberías de revestimiento se clasifican de acuerdo a su función en:

Tubería conductora.

Es la primera tubería que se introduce y su función es la de proteger las formaciones no consolidadas de erosión o lavado proporcionar un medio para la circulación del fluido de perforación y permitir el soporte de los cabezales de las subsecuentes tuberías.

Tuberías de revestimiento superficial.

Se introduce con el objeto de proteger al pozo de derrumbes de formaciones con pérdida de circulación y de acuíferos dulces que a menudo se encuentran cerca de la superficie.

Esta tubería nos dá base para efectuar la primera prueba de goteo y determinar la presión de fractura, así como programar la siguiente tubería cuando se detecta una zona de presión anormal y se tiene la necesidad de elevar la densidad del lodo sin llegar a rebazar la presión de fractura.

Tubería de revestimiento intermedia.

El propósito de ésta tubería es aislar zonas de pérdidas de circulación o de presiones anormales para posteriormente penetrar en formaciones fracturadas que no permiten entrar con altas densidades de lodo. Estas tuberías intermedias pueden ser dos o más según las necesidades y objetivos. Se debe tener la precaución de repetir la prueba de goteo.

Tubería de revestimiento de explotación

Es la última tubería en instalarse en el pozo y llega hasta la zona productora. Sirve para aislar los hidrocarburos de fluido indeseables tales como agua o gas, de formaciones anteriores, además será la protectora de la tubería de producción

Tubería de revestimiento corta (liner).

Constituye una instalación especial que evita utilizar una sarta de la superficie al fondo del pozo. La longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería de aproximadamente 100 a 200 m.

Las consideraciones de diseño se aplicarán en éste caso para la tubería de revestimiento de explotación, que se introduce como tubería corta y posteriormente conectada de nuevo hasta la superficie por medio de un complemento (tie back string) completando así la última sarta de revestimiento conectada.

ANÁLISIS POR COLAPSO.

La tubería de revestimiento debe cumplir con ciertas funcio-

nes una de las cuales es proporcionar un medio para controlar la presión externa del pozo (colapso).

La presión máxima a la que estará sometida una tubería de revestimiento es la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido de control, puede calcularse con la ecuación:

$$P_h = (0.052 \times \rho L \times D) \dots \dots \dots \text{Ec. (II.1)}$$

Donde:

$$P_h = \text{presión hidrostática, lb/pg}^2$$

$$\rho L = \text{densidad del fluido, lb/gal.}$$

$$D = \text{profundidad, pie.}$$

La condición más severa para efecto de diseño corresponde a un pozo vacío y una columna de lodo en el espacio anular.

El valor mínimo específico de resistencia al colapso dependiendo de las características de cada tubería, es la presión externa mínima que puede soportar sin deformarse. Sin embargo, si sometemos a la tubería a una carga tensora mientras aplicamos presión externa; la resistencia de ésta disminuye.

Si la carga actúa en un sólo eje, se denomina uniaxial, dos cargas en ejes diferentes es por tanto biaxial.

La reducción de la resistencia mínima al colapso debida a la tensión se calcula mediante la expresión:

$$P_{cc} = P_c [(1 - 0.75 (S_a / Y_p)^2)^{1/2} - 0.5 (S_a / Y_p)] \dots \dots \dots \text{Ec. (II.2)}$$

Donde:

$$S_a = W_t / A_s$$

$$W_t = \text{peso total suspendido, lb}$$

$$A_s = \text{área de la sección transversal, pg.}$$

P_c = resistencia al colapso, lb/pg^2

Y_p = esfuerzo de cedencia, lb/pg^2

P_{cc} = presión de colapso corregida, lb/pg^2

Esta ecuación se basa en la energía de esfuerzo máxima de la teoría de distorsión de campo expuesta por Hencky Von Misses. (fig. 12)

La selección de los grados y pesos de un aparejo de revestimiento se hace en función de la máxima presión de colapso y presión interna que la sección de ademe más profunda deberá resistir diseñándose del fondo hasta la superficie y aplicando el factor de seguridad.

El colapso de tuberías de ademe ocasionado por el flujo - - plástico de formaciones, lutíticas y domos salinos, puede prevenirse seleccionando tuberías más pesadas y de alto grado, considerando en el diseño los esfuerzos que ejercen dichas formaciones.

PRESION INTERNA

El exceso en la presión interna ocasionado por la entrada de fluidos de la formación a la tubería así como cementaciones forzadas, fracturamientos y pruebas, puede romper la tubería cuando no está diseñada apropiadamente.

Convencionalmente la presión interna para tuberías de acero es calculado a partir de la fórmula de Barlow.

$$P_b = \frac{2 S t}{d} \dots \dots \dots \text{Ec. (II.3)}$$

Donde:

P_b = presión requerida para causar ruptura (lb/pg^2)

S = esfuerzo de tensión del acero (lb/pg^2)

t = espesor de la tubería, pg.

de = diámetro exterior, pg.

La falla tiende a ocurrir cuando se aplica un esfuerzo que excede el esfuerzo de cedencia, resultando una deformación permanente y sucede con un esfuerzo considerablemente inferior al que provoca la ruptura. Es por ello propicio sustituir el esfuerzo de cedencia (Ym) en la fórmula de Barlow y considerar el mínimo espesor de pared permisible.

Tomando en cuenta ésto, la Ec. (II .3) quedaría:

$$P_i = \frac{0.875 (2Y_m) t}{de} \dots\dots\dots Ec. (II.4)$$

Al efectuar el diseño se considera la máxima presión interna dentro del pozo que es igual o mayor a la generada por el -- lodo usado para perforar la zona productora.

Esta presión se manifestará en la superficie sí el pozo es-productor de gas.

La ecuación para obtener esta presión es:

$$P_s = \frac{P_b}{0.00034 (GD)} \dots\dots\dots Ec. (II.5)$$

Donde:

P_s = presión de superficie, lb/pg²

P_b = presión de fondo, lb/pg²

G = densidad relativa del gas metano = 0.55 (aire = 1)

D = profundidad, pies

Algunas veces el diseño se basa en las presiones que se registraron en la cabeza del pozo al cerrarlo o bien durante una-

prueba de admisión. Por lo general, la tubería requerida para resistir la tensión y el colapso, igualmente lo serán para soportar las cargas de presión interna normales.

CARGA LONGITUDINAL

Existe un punto a una profundidad determinada en la sarta para la cual el colapso deja de ser el factor más importante de control en el diseño y la tensión toma ese lugar. El efecto de la tensión axial presenta dos aspectos, primero tiende a causar falla por efecto de deformación longitudinal y segundo, reducir la resistencia al colapso de la tubería de revestimiento.

Existen seis cargas de tensión que actúan sobre la tubería de ademe.

a) El peso de la tubería afectado por la flotación del lodo en el cual la sarta está suspendida. La condición más crítica en el diseño es considerar el efecto de flotación nulo.

b) Las cargas de impacto ocasionadas durante la introducción de la sarta, provocando impulsos que se agregan a la carga de tensión. Estas cargas están en función de la velocidad y la carga de la sección que se desliza.

c) Cargas debidas a la fricción de la tubería con las paredes y el contorno del pozo.

d) Cambios de temperatura después de cementar la tubería.- El cambio de temperatura aumenta el esfuerzo de tensión a razón de 207 lb/pg^2 por $^{\circ}\text{F}$ de caída de temperatura.

e) Al cementar la tubería, aumenta la tensión al arrancar parte del cemento fraguado con el enjarre del lodo.

ELIPSE DE ESFUERZOS BIAXIALES

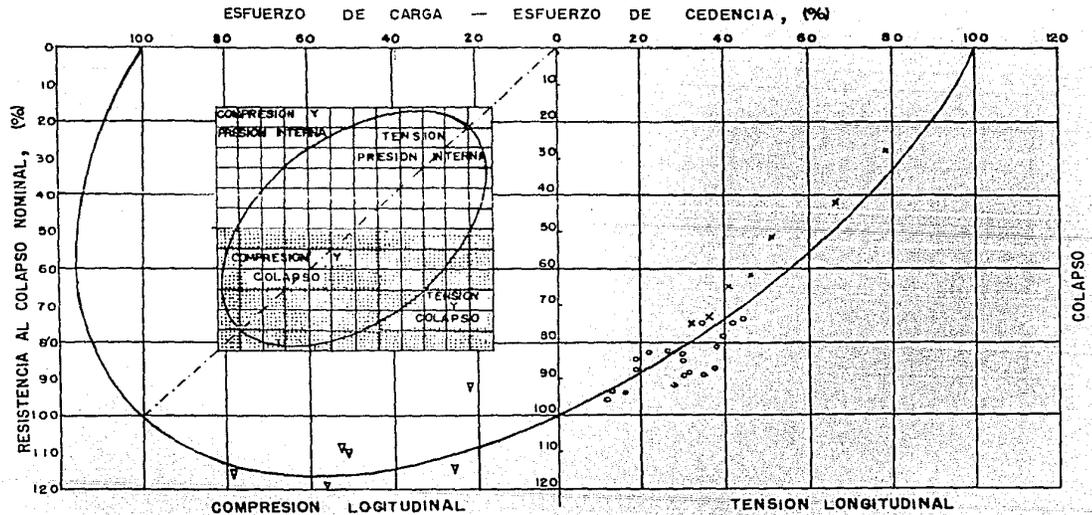


FIG. 12

f) La presión alta del fluido dentro de la tubería va a -- expandir y reducir la longitud de la sección aumentando con es to la carga de tensión.

La mayoría de las situaciones antes mencionadas, son diff ciles de evaluar, es por ello que al efectuar un diseño se con sidera la situación más crítica y además se toma un factor de diseño elevado

SECUENCIA DE DISEÑO

Existen varios procedimientos empleados para el diseño de tuberías de revestimiento, que son:

- 1.- Ecuación de la elipse de esfuerzos biaxiales
- 2.- Ecuación de corrección de la resistencia al colapso
- 3.- Método de carga máxima
- 4.- Método gráfico

De los métodos anteriormente descritos, los más utilizados en la industria petrolera nacional son los dos primeros, que - resuelven analíticamente el problema. Además, con la ventaja -- del uso de computadoras programables presentan un tiempo mínimo en su resolución y una gran exactitud en la misma.

Otro de los métodos utilizados es el gráfico, sin embargo - se pueden cometer errores al hacer el diseño, por lo que su uso se ha reducido, su principal ventaja era el hecho de que de una manera rápida se obtenían los diseños, más como ya se mencionó - la aplicación de las computadoras nulifica dicha ventaja.

La secuencia de cálculo para la ecuación de la elipse de - esfuerzos biaxiales para una tubería de revestimiento de explo-

tación mediante un proceso iterativo, se muestra a continuación:

1.- Determinar la presión de fondo máxima.

$$P_f = D \times \rho \times 1.421 \dots\dots\dots\text{Ec. (II.6)}$$

Donde:

$$P_f = \text{presión de fondo máxima, lb/pg}^2$$

D = profundidad, m.

ρ = densidad del lodo, gr/cc

2.- Determinar la presión interna máxima, que será la que tendría un pozo en la superficie si estuviese lleno de gas. Para las condiciones más drásticas, se considera el gradiente del gas metano ($G = 0.238 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$).

Calcular la presión superficial máxima con:

$$P_s = D [(G_{fe} \times 14.22) - (\rho_f \times 1.421)] \dots\dots\text{Ec. (II.7)}$$

Y la presión interna con:

$$P_m = P_s + 0.433 \times \rho_f \times L \dots\dots\dots\text{Ec. (II.8)}$$

Donde:

P_s = presión superficial máxima. lb/pg^2

D = profundidad programada en la zapata, m.

G_{fe} = gradiente de fractura en la estimulación, $\text{Kg/cm}^2/\text{m}$

ρ_f = densidad del fluido fracturante, gr/cc

P_m = presión interior, lb/pg^2

L = profundidad a la que se desea calcular P_m , pies

3.- En el cálculo de la presión de fondo e interna máxima, se toman las condiciones más críticas esperadas, ahora se consideraran los factores de diseño para determinar las presiones de diseño.

$$P_c = P_f \times F_c \dots\dots\dots\text{Ec. (II.9)}$$

y

$$P_i = P_m \times F_i \dots\dots\dots Ec. (II.10)$$

Donde:

P_c = presión de diseño al colapso, lb/pg²

P_i = presión interna de diseño, lb/pg²

F_c = factor de diseño al colapso

F_i = factor de diseño a la presión interna

4.- Conocidos los valores de presión de colapso e interna de diseño, buscar en Tablas las tuberías que tengan valores de resistencia teóricos de colapso y presión interna mayores a las presiones de diseño. Las tuberías que no cumplan con el requisito no se toman en cuenta.

Ya seleccionadas las tuberías, se ordenan en forma decreciente al colapso, iniciando con la inmediata superior al valor de presión de colapso de diseño.

5. - Calcular la profundidad a la que llegará la primera sección (ésta será la primera tubería de las ya clasificadas).

A continuación se presentan los pasos a seguir, empleando la ecuación de la elipse de esfuerzos biaxiales; por un proceso iterativo;

a). Obtener la profundidad del punto de enlace, calculando:

$$L_1 = \frac{Rc}{0.052 \times \rho_L \times Fc} \dots\dots\dots Ec. (II.11)$$

Donde:

L_1 = longitud de la sección, lb/pg²

Rc = resistencia teórica al colapso, lb/pg²

L = profundidad.

Fc = factor de diseño de colapso, adimensional.

b).- Se obtiene el peso de la sección de tubería calculada:

$$W_1 = (L - L_1) P_u \times F_f \quad \dots\dots\dots \text{Ec. (II.12)}$$

Si se considera el factor de flotación, se calcula con:

$$F_f = 1 - \frac{\rho}{\rho_a} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. (II.13)}$$

Si no se requiere considerar el factor de flotación, se tendrá:

$$F_f = 1.0$$

c).- aplicando la ecuación de la elipse de esfuerzos biaxiales:

C. 1. Calcular X con:

$$x = \frac{W_1}{Y_p \ A_s} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. (II.14)}$$

Donde:

W_1 = peso de la sección considerada, lb.

Y_p = esfuerzo de cedencia. lb/ng²

A_s = área de la sección transversal del tubo. ng²

El área de la sección transversal se calcula con:

$$A_s = \frac{\pi}{4} (d_e^2 - d_i^2) \quad \dots\dots\dots \text{Ec. (II,15)}$$

En que:

d_e = diámetro exterior de la tubería, pg.

d_i = diámetro interior de la tubería, pg.

C.2. Con el valor de X, obtenemos Y.

$$Y = \sqrt{1 - 0.75 X^2} - 0.5 X \quad \dots\dots\dots \text{Ec. (II.16)}$$

Este valor puede ser obtenido también de tablas o gráficas previamente elaboradas.

C.3. con el valor de Y se corrige el valor de la resistencia al colapso por efectos de carga axial.

$$R_{cc} = R_c \cdot Y \quad \dots\dots\dots \text{Ec. (II.17)}$$

Donde:

R_{cc} = resistencia al colapso corregida, lb/pg²

R_c = resistencia al colapso, lb/pg²

C.4. calcular el factor de diseño al colapso con el cual se está trabajando:

$$F_{ct} = \frac{R_{cc}}{P_f} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. (II.18)}$$

Donde:

F_{ct} = factor de trabajo al colapso.

R_{cc} = resistencia al colapso corregida por carga axial.

P_f = presión de fondo máxima.

C.5. Ahora, se verifica si la tubería soporta el colapso en la longitud calculada (L_1), comparando el factor de diseño deseado con el factor de diseño de trabajo al colapso. Si se cumple:

$$F_{ct} \geq F_c$$

Se considera que la longitud de la sección calculada (L_1), es correcta, si no se cumple, se repite el cálculo a partir del paso 5. a, sólo que ahora se sustituye la resistencia al colapso corregida (R_{cc}) por el valor de resistencia al colapso (R_c) en la

ecuación (II.11) y se repite el proceso hasta que se cumpla la condición deseada.

6.- Ya determinada la longitud de la sección en la cual la tubería satisface por colapso, se inicia a diseñar con respecto a la tensión tomando mayor importancia en cuanto se avanza a la superficie, ya que en el fondo, no existe problema alguno respecto a éste parámetro.

a).- El factor de diseño a la tensión para el cuerpo será:

$$F_{ttc} = \frac{R_{tc}}{W_t} \dots\dots\dots Ec.(II.19)$$

En que:

F_{ttc} = factor de trabajo a la tensión en el cuerpo, adim

R_{tc} = resistencia a la tensión en el cuerpo, lb.

W_t = peso total de la sarta de tuberías, lb.

El peso total es:

$$W_t = W_1 + W_2 + \dots\dots W_n \dots\dots\dots Ec. (II.20)$$

Donde:

W_i = peso de cada una de las secciones, lb.

Para calcular el peso de la segunda sección de tubería, se utiliza la fórmula.

$$W_2 = W_1 + (L_1 - L_2) P_u \times F_f \dots\dots\dots Ec. (II.21)$$

En que:

W_2 = peso de la segunda sección, lb.

W_1 = peso de la primera sección, lb.

L_1 punto de enlace de la primera sección, pie.

L_2 = punto de enlace de la segunda sección, pie.

P_u = peso unitario de la tubería, lb/pie.

F_f = factor de flotación.

Así se hace acumulativo el peso de cada sección.

b).- El factor de tensión en la junta será:

$$F_{ttj} = \frac{R_{tj}}{W_t} \dots\dots\dots \text{Ec. (II.22)}$$

Donde:

F_{ttj} = factor de trabajo a la tensión en la junta, Adim

R_{tj} = resistencia a la tensión en la junta, lb.

W_t = peso total de la sarta de tubería, lb.

Ambos casos debe cumplirse que:

$$F_{ttc} \geq F_{tc}$$

$$F_{ttj} \geq F_{tj}$$

Siempre que se cumplan estas condiciones se podrá continuar con el diseño, en caso contrario se busca otra tubería y/o cople que sí satisfaga.

7.- Ahora que la tubería seleccionada cumple con los factores de seguridad al colapso y tensión, se toma la siguiente tubería de las previamente clasificadas (paso 4) y se repite el procedimiento a partir del paso 5 hasta agotar las tuberías clasificadas y cumplir con el objetivo de profundidad y economía.

CAPITULO III

CAUSAS QUE INFLUYEN EN LAS FALLAS DE UNA TUBERIA DE REVESTIMIENTO CORTA

De las causas que influyen en las fallas de una tubería - de revestimiento corta, las de mayor consideración son:

- a).- Factores de seguridad a la tensión, presión interna y colapso inadecuados.
- b).- Desgaste por corrosión ambiental en los patios de almacenamiento.
- c).- Daños de la tubería por efectos de manejo.
- d).- Distribución errónea de la tubería.
- e).- Profundidad inadecuada de asentamiento de la tubería de revestimiento.
- f).- Desgaste durante la profundización del pozo.
- g).- Cementación defectuosa.
- h).- Movimiento de formaciones plásticas.
- i).- Grado de acero inadecuado para manejar fluidos de producción.

FACTOR DE SEGURIDAD

En el diseño de tuberías de revestimiento se utiliza el concepto de factor de seguridad, definido como, la relación entre el esfuerzo máximo y el esfuerzo de trabajo, debido a que las propiedades físicas del material con que es contruida la tubería son determinadas estadísticamente y las propiedades de una longitud individual, pueden desviarse del promedio estadístico.

El factor de seguridad está gobernado por cuatro consideraciones básicas:

1.- La realidad del dato de resistencia usado en el diseño.

2.- La similitud entre las condiciones de servicio y de prueba.

3.- La versatilidad del dato de la carga, utilizado en el diseño.

4.- La consecuencia de la falla (incremento en el costo-6 posibilidades de peligro personal).

Cuando no se usan correctamente los factores de seguridad las tuberías fallarán por los esfuerzos a que están sometidas, o bien, se introducirán tuberías exageradamente reforzadas.

Factor de seguridad a la tensión.

El factor de seguridad a la tensión se usa para evitar -- que falle la tubería por desprendimiento en el cuerpo o en la

junta en el momento de bajarla. El factor de seguridad no será el mismo a lo largo de la columna y el valor a usarse de acuerdo a su necesidad, varía entre 1.5 y 2.0, normalmente se utiliza el de 1.8.

Factor de seguridad a la presión interna.

La tubería de revestimiento debe resistir la presión interna causada por la columna hidrostática del lodo, la presión del yacimiento ó la presión máxima que se alcanzará en el transcurso de alguna prueba ó tratamiento; por estas razones es que se utiliza un factor de seguridad a la presión interna.

Los valores empleados van de 1.10 a 1.34, dependiendo de la zona y profundidad de asentamiento de la tubería. De acuerdo a estadísticas realizadas por el A.P.I., recomiendan un valor de 1.25.

Factor de seguridad al colapso

La tubería de revestimiento no debe fallar por aplastamiento al introducirla al pozo ó en la vida productiva de éste, debido a la presión hidrostática del lodo, del cemento antes de fraguar o de las presiones ejercidas por los fluidos de la formación; por lo que debe diseñarse con un factor de seguridad al colapso.

La resistencia de la tubería al colapso disminuye, debido a la acción de la carga axial (peso de la propia tubería) razón por la cual, la resistencia debe ser corregida por esta causa.

Se trabaja con valores de factor de seguridad al colapso que varían de 1.125 a 1.34.

DESGASTE POR CORROSION AMBIENTAL EN LOS PATIOS DE ALMACENAMIENTO.

La tubería de revestimiento almacenada al aire libre, sufre intemperización, mermando de esta manera sus propiedades físicas a la hora de ser utilizada.

para disminuir este efecto, se recomienda tomar medidas preventivas como, evitar descargarse por caída libre e instalarse protectores en las juntas, además; el almacenamiento de berá hacerse sobre superficies de madera o metal alejados del suelo, libres de residuos de arena y evitando el contacto de humedad.

EFFECTOS DE MANEJO INADECUADO

El resultado de tubos ovalados y roscas destruidas, es la consecuencia del mal manejo en la carga y descarga de tubería a los camiones de transporte, así como al introducirla en el pozo. Estos daños pueden ser detectados visualmente, al inspeccionar la tubería antes de ser corrida.

La tubería de revestimiento deberá probarse hidráulicamente durante la introducción para asegurar que no hay fuga en las conexiones.

DISTRIBUCION ERRONEA

Se origina cuando la tubería no fué colocada adecuadamente en la superficie. Una vez adentro esta anomalía solo puede detectarse cuando se trate de diferentes pesos, mediante la corrida de un registro de desgaste, pero el grado ya no será posible determinarlo. El error puede ser corregido al inspeccionar correctamente la tubería antes de pasarla a la rampa de izaje

PROFUNDIDAD INADECUADA DE ASENTAMIENTO

Cuando una tubería de revestimiento está asentada a una profundidad inadecuada por estar dentro de una zona que requiere un fluido de perforación de baja densidad abajo de la cual se encuentra una zona que requiere un fluido de perforación de alta densidad, se ocasionarán pérdidas de circulación o, en caso contrario, se originan flujos de la formación hacia el pozo.

Para determinar el asentamiento correcto de las tuberías de revestimiento es necesario determinar el perfil de presión de formación y de fractura, para el cual existen métodos que se aplican, tanto con información obtenida en el transcurso de la perforación como de registros geofísicos.

PROFUNDIZACION DEL POZO

El desgaste de la tubería de revestimiento por la constante fricción con las herramientas de perforación (cuando se --

tenga que cementar una tubería corta de producción), está en función de la severidad de la desviación en caso de tratarse de un pozo inclinado, la profundidad, los viajes de la tubería de perforación y la densidad del lodo. El desgaste se detecta empleando un registro de desgaste de tubería, o bien, empleando modelos matemáticos⁽²²⁾ que predicen el grado de desgaste.

CEMENTACION DEFECTUOSA

Además de la resistencia mecánica que una buena cementación proporciona a la tubería de revestimiento, la protege al evitar la migración de fluidos corrosivos y la creación de presiones altas a profundidades someras.

Las condiciones de la calidad de la cementación se obtienen con el registro sónico de cementación.

Inmediatamente después de cementada la tubería y operaciones posteriores para la instalación de las conexiones superficiales, se efectúa una prueba de admisión o de goteo con el objeto de obtener la presión de fractura de la formación.

MOVIMIENTO DE FORMACIONES PLASTICAS

Existen formaciones como la sal y las lutitas plásticas, que por su consistencia y la carga que soportan presentan un grado de fluidez, de tal forma, que transmiten la presión de sobrecarga contra la tubería de revestimiento, haciéndola fallar cuando no se toma en cuenta este concepto para su diseño.

La presencia de lutitas plásticas se manifiesta en el -- transcurso de la perforación de pozos, en los que se requieren densidades de lodo mayores que las normales y además, la res - puesta de las formaciones plásticas al registro sónico de poro sidad se señala por un incremento de tiempo (ΔT).

GRADO DE ACERO INADECUADO PARA MANEJAR FLUIDOS DE PRODUC - CION

Cuando el fluido producido contiene H_2S y/o CO_2 , sustan -- cias que dañan la tubería por corrosión o por recristalizar el acero, se debe elegir un grado de acero adecuado para manejar estos fluidos.

El H_2S y el CO_2 se detectan al realizar un análisis PVT -- del fluido producido y también en el registro continuo de -- hidrocarburos.

ESTADISTICAS DE FALLAS

Debido a la incidencia de problemas tales como colapsos, roturas, resistencias y desprendimientos en tuberías de producción, así como, colapsos y roturas en la tubería de revestimiento de los pozos en el área de Villahermosa, Tab., se hizo un estudio, considerando la información de 52 pozos, donde se establecieron las causas que intervienen en las fallas de la tubería de revestimiento de 7 5/8". De la información disponible analizada, se clasificaron las fallas de acuerdo a las causas posibles que las originaron, con el fin de encontrar solución a los problemas de los pozos en desarrollo y exploratorios por perforar en el área.

ANALISIS DE LAS CAUSAS

Revisión al colapso

En la revisión de la tubería al colapso, Columna (7) de la Tabla (2), se tomó en cuenta la resistencia al colapso corregida por el factor de flotación y la carga axial, así como, la densidad del lodo al cementar la tubería.

Fueron 14 pozos (42.4%) de fallas posibles debidas a un factor de seguridad al colapso menor de 1.125.

Revisión a la presión interna

En la revisión de la resistencia a la presión interna, se consideró la presión interna a la profundidad de la falla detectada, Columna (8), Tabla (2), calculándose con la siguiente

te expresión:

$$P_b = G_f D_2 - G_g (D_1 - D_2) - 0.1 \rho D_2 \dots\dots\dots \text{Ec. (III.1)}$$

Donde:

P_b = Presión interna a la profundidad D_2 (Kg/cm^2)

G_f = Gradiente de fractura ó de sobrecarga ($\text{Kg/cm}^2/\text{m}$)

D_1 = Profundidad a la zapata (m)

D_2 = Profundidad de interés (m)

G_g = Gradiente de presión de gas ($\text{Kg/cm}^2/\text{m}$)

ρ = Densidad del lodo (gr/cc)

El gradiente de fractura fué obtenido de las gráficas de -
conductividad contra profundidad, a partir de datos de los ar-
chivos de los Departamentos de Perforación e Ingeniería Petro-
lera del Distrito de Villahermosa.

Los rangos de presión interna varían de 2.3 a 19.0, por lo
que se deduce, que no hay fallas imputables a esta causa.

Revisión a la tensión

En la revisión de la resistencia a la tensión, Columna (9)
Tabla (2), se consideró la resistencia teórica a la tensión y -
el peso de la tubería, corregido por el factor de flotación.

Los rangos del factor de seguridad varían de 1.7 a 5.2 - -
para complementos de 7" y 7 5/8" y de 4.2 a 40.6 en los liners
de 7 5/8".

Revisión por grado de acero inadecuado

En los análisis PVT efectuados a los fluidos producidos -
por los pozos en estudio, se determino la presencia de H_2S y -

la existencia de un ambiente agresivo a la tubería de revestimiento, tomando en cuenta la profundidad de la falla, tubería-cementada, contenido de H_2S , presión total en la superficie -- (no se tuvo disponible la presión a la profundidad de la falla) y temperatura a la profundidad de la falla.

Determinando si el grado de acero no es adecuado, se consideró como causa posible de falla este punto, Columna (6), -- Tabla (3), en donde se observa que los 32 pozos analizados, -- existen 10 (30.3%) en donde la falla pudo haber sido, el grado de acero inadecuado.

Revisión de desgaste por profundización

Se calculó el desgaste, Columna (5), Tabla (4); de la tubería a la profundidad de la falla, utilizando un modelo matemático⁽²²⁾ que maneja la severidad de la desviación, tiempo de rotación de la sarta, profundidad, viajes de la tubería y densidad del lodo.

La severidad de la desviación. se estableció de $0.5^\circ/30.5m$ ya que estadísticamente⁽²⁴⁾ ésta es una severidad de inclinación promedio en la zona.

En la Columna (6 y 7) de la Tabla (4), se encuentra la tubería de revestimiento equivalente, y en las Columnas (8), (9) y (10) los factores de seguridad para esta tubería, observando que el más afectado es el de colapso, encontrándose que en 9 pozos (27.3% del total de fallas), la causa de la anomalía ha sido la disminución de dicho factor a menos de 1.125.

Causas no determinadas

Son 8 pozos (15%) de los analizados Tabla (5), Columna (5), que no tienen determinada la causa posible de la falla.

* Descripción litológica

Paraje solo	Está constituida por alternancia de lutitas de color gris verdoso y arenas de color gris claro de grano grueso.
Eoceno	Lo constituyen lutitas arenosas, calcáreas de color gris verdoso; con delgadas intercalaciones de arena gris claro de grano medio.
Paleoceno	Es un cuerpo potente de lutita gris verdosa, dura, arenosa, calcárea; con delgadas intercalaciones de arena gris de grano fino.
Oligoceno	Es un gran cuerpo de lutita bentonítica - gris, obscura, suave; con intercalaciones de capas delgadas de arenisca de color gris y café claro de grano fino.
Depósito	Representada por cuerpos potentes de lutita gris, suave a plástica, calcárea y bentonítica.
Concepción superior	Se presenta con cuerpos de arena gris claro, de grano fino a medio y material arcilloso ligeramente calcárea con intercalaciones delgadas de lutita gris verdosa.

TABLA I
INFORMACION DE LOS POZOS

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) *	(8)	(9)	(10)
POZO No.	T.R. CORTA DE 7 5/8" USADA	INTERVALO (m)	DENSIDAD DE LODO (gr/cc)	FALLA DETECTADA	PROF. DE LA FALLA (m)	FORMACION FRONTE A LA FALLA	BOCA DEL LINER DE 7 5/8"	BOCA DEL LINER DE 5"	PROF. DEL EMPAGADOR (m)
AGAVE 53	P-110, 33.7 LB/PIE, SH.R.R. N- 80, 39 LB/PIE, BCE P-110, 39 LB/PIE, BCT	2090.0-2220.5 2220.5-2725.3 2725.3-3854.6	1.50 1.50 1.50	T.P. COLAPSADA	3700	PARAJE SOLO	2090.1	3730.7	
AGAVE 55	P-110, 39 LB/PIE, SH.R.R.	2678.0-2780	1.73	T.P. RESISTENCIA	2075	PARAJE SOLO	2679.0	4202	4215
AGAVE 56	P-110, 39 LB/PIE, BCE V-150, 39 LB/PIE, BCE P-110, 33.7 LB/PIE, BCE P-110, 33.7 LB/PIE, SH.R.R. P-110, 33.7 LB/PIE, BCE N- 80, 39 LB/PIE, BCE P-110, 39 LB/PIE, BCE V-150, 39 LB/PIE, BCE	2780.0-2955 2955.0-4325 0. -1386 1386.0-2096 2096.0-2531 2531.0-2907 2907.0-4108 4108.0-4261	1.73 1.73 1.46	T.P. COLAPSADA	3908	PARAJE SOLO	NO HAY	4140	4200
AGAVE 74	P-110, 39 LB/PIE, SH.R.R. P-110, 39 LB/PIE, BCE V-150, 39 LB/PIE, BCN	2551.0-2746 2746.0-3788 2788.0-4009	1.52	T.P. C/RESISTENCIA.	3887	PARAJE SOLO	2552.0	3897	3893
ARTESA 41	N- 80, 39 LB/PIE, BCE P-110, 39 LB/PIE, BCE	2415.0-2524 2524.0-3670	1.35	T.P. COLAPSADA T.R. COLAPSADA	2175 3245	EOCENO EOCENO	2415	2415	3351
CACTUS 90	N- 80, 33.7 LB/PIE, SH.R.R. P-110, 33.7 LB/PIE, BCN N- 80, 39 LB/PIE, BCN P-110, 39 LB/PIE, BCN	172.0-1988 1988.0-2684 2684.0-5409 5409.0-5755	1.38	T.P. COLAPSADA	2797	EOCENO	1988	3753	
CUNDUACAN 50	P-110, 33.7 LB/PIE, SH.R.R. N- 80, 39 LB/PIE, BCE N- 80, 33.7 LB/PIE, BCE N- 80, 39 LB/PIE, BCE P-110, 33.7 LB/PIE, BCE P-110, 39 LB/PIE, BCE	172.0-172 172.0-519.6 519.0-1953.9 1953.0-2615.8 2615.8-3120.8 3120.9-4492	1.55	T.P. ROTA T.R. ROTA	2840 1817	EOCENO	NO HAY	3803	
CUNDUACAN 41	N- 80, 39 LB/PIE, SH.R.R. N- 80, 33.7 LB/PIE, BCE C- 75, 39 LB/PIE, BCE	0.0-890.0 890.0-2157.0 2157.0-2847	1.45	T.P. ROTA	3585	PALBOCENO	NO HAY	NO HAY	3569

TABLA 7 (CONTINUACION)

INFORMACION DE LOS POZOS

(1)		(2)		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
POZO	No.	T.R. CORTA DE 7 5/8" USADA		INTERVALO (m)	VELOCIDAD DEL LOGO (m/seg)	FALLA DETECTADA	PROF. DE LA FALLA (m)	FORMACION FRONTE A LA FALLA	BOSA DEL LINER DE 5/8"	FOCA DEL LINER DE 5"	PROF. DEL EMPACADOR (m)
CUNDUACAN	42	N- 80, 59	LB/PIE, BCE	2847-3695	1.58	T.P.COLAPSADA	4060	PALEOCENO	2627	N/REC.	4062.0
		N- 80, 59	LB/PIE, SH.R.R.	2697-2927							
		P-110, 59	LB/PIE, SH.R.R.	2927-3974							
CARDENAS	101	P-110, 59	LB/PIE, BCE	5974-4189	1.85	T.P. Y T.R.ROTA	3902	OLIOECENO	3090	- - -	4748
		P-110, 52	LB/PIE, SH.R.R.	3090-3203							
		P-110, 35	LB/PIE, BCE	3203-4168							
FFENIX	2	V-150, 55	LB/PIE, BCE	4168-4871	2.18	T.P.COLAPSADA	2474	DEPOSITO	3095	NO SE RE CONOCIO	NO SE RE CONOCIO
		P-110, 39	LB/PIE, SH.R.R.	3107-3209							
GIRALDAS	2	P-110, 39	LB/PIE, BCE	3209-3561	1.62	T.P.DESPREDIDA	4136	EOCENO	2904	- - -	4400
		V-160, 39	LB/PIE, BCE	3561-5035							
		P-110, 39	LB/PIE, SH.R.R.	2904-3013							
		P-110, 39	LB/PIE, BCN	3013-3810							
		V-150, 39	LB/PIE, BCN	3810-4430							
GIRALDAS	72	V-150, 39	LB/PIE, E.L.	2995-3138	1.97	T.P.DESPREDIDA	3208	- - -	2995	- - -	4170
		V-150, 39	LB/PIE, BCN	3138-3938							
		V-150, 39	LB/PIE, BCE	3938-4425							
GIRALDAS	139	V-150, 39	LB/PIE, BCN	3362-4618	1.75	T.P.CON RESIS- TENCIA	4500	EOCENO	3362	4521	4500
		P-110, 39	LB/PIE, BCE	2895.7-4027.5							
IRIDE	128-A	P-110, 39	LB/PIE, BCE	2895.7-4027.5	1.55	T.P.COLAPSADA	2911	EOCENO	2897	2941	2935
IRIS	101	V-150, 39	LB/PIE, BCE	3315.4-4746	1.60	T.P.COLAPSADA	4085	DEPOSITO	3311	4589	4105
NISPERO	90-A	P-110, 37.7	LB/PIE, SH.R.R.	2216-2281.4	1.82	T.P.COLAPSADA	2227	- - -	2214	3247	3247
		N- 80, 39	LB/PIE, BCN	2281.4-2597.0							
NISPERO	96	P-110, 39	LB/PIE, BCN	2597-3352	1.76	T.P.COLAPSADA	2735	OLIOECENO	-	-	3552
		N- 80, 39	LB/PIE, BCE	0-2125							
		P-110, 33.7	LB/PIE, BCN	2123-2665							
OXIACAQUE	13	P-110, 39	LB/PIE, BCN	2665-3666.4	1.65	T.P.CON RESIS- TENCIA	3217	PALEOCENO	2186	3222	3223
		P-110, 39	LB/PIE, SH.R.R.	2186-2287							
		P-110, 39	LB/PIE, BCN	0-282							
SAMARIA	81	P-110, 33.7	LB/PIE, SH.R.R.	0-282	1.55	T.P.COLAPSADA	4095	PALEOCENO	-	4093	4106
		N- 80, 59	LB/PIE, SH.R.R.	282-792							
		N- 80, 53.7	LB/PIE, SH.R.R.	792-1632							
		N- 80, 53.7	LB/PIE, BCN	1632-2514							

TABLA I (CONTINUACION)

INFORMACION DE LOS POZOS

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	
POZO	No. T.R. CORTA DE 7 5/8" USADA	INTERVALO	DENSIDAD DEL LÍQUIDO (G/CC)	FALLA DETECTADA	PROP. DE LA FALLA (%)	FORMACION FRENTE A LA FALLA	FOCA DEL LINER DE 7 5/8"	FOCA DEL LINER DE S"	PROF. DEL EMPACADOR (C)	
SAMARIA	84	P-110, 39 LB/PIE, BCN N- 80, 39 LB/PIE, ID	2514-4210 2297-3569	1.70	T.P. CON RESIS- TENCIA.	2895	CONCEPCION SUPERIOR	2997	-	2890
		N- 80, 39 LB/PIE, E.L.L. P-110, 39 LB/PIE, E.L.L.	3569-4153 4153-4317							
SAMARIA	88	V-150, 39 LB/PIE, BCE	5272-4528.5	1.70	T.P. COLAPSADA	3565	BOCENO CONCEPCION SUPERIOR	3272 3116	- - - 4330	4330 3027
SAMARIA	96-A	P-110, 39 LB/PIE, BCE	3116-5223	1.60	T.P. COLAPSADA	2720				
SAMARIA	97	V-150, 39 LB/PIE, BCE	3223-4446	1.60	T.P. COLAPSADA	3325	BOCENO CONCEPCION SUPERIOR	3003.5	3814.2	3814
		P-110, 39 LB/PIE, SH.R.R. V-150, 39 LB/PIE, BCN	5003.5-3835.9 3835.9-4024							
SAMARIA	101	P-110, 39 LB/PIE, SH.R.R.	0-1183	1.52	T.P. COLAPSADA	2876	CONCEPCION SUPERIOR	3863	4861	3861
		P-110, 35.7 LB/PIE, SH.R.R. P-110, 39 LB/PIE, SH.R.R.	1183-1795 1795-2480							
SAMARIA	112	P-110, 35.7 LB/PIE, E.L.L. P-110, 39 LB/PIE, E.L.L.	2480-3820 3820-3997	1.75	T.P. ROTA	2839	CONCEPCION SUPERIOR	2837	NO SE RECONOCIO	4240
		N- 80, 39 LB/PIE, BCE	2837-2944							
SAMARIA	113	P-110, 39 LB/PIE, BCE	2944-4582	1.50	T.P. CON RESIS- TENCIA	3486	BOCENO	-	4158.7	3492
		P-110, 39 LB/PIE, BCE	0-295							
SAMARIA	118	N- 80, 35.7 LB/PIE, SH.R.R.	295-1044	2.07	T.P. COLAPSADA	2169	CONCEPCION SUPERIOR	2857		
		N- 80, 39 LB/PIE, SH.R.R. P-110, 35.7 LB/PIE, BCE	1044-1820 1820-2829							
SAMARIA	119	P-110, 39 LB/PIE, BCE	2829-4265	1.65	T.P. COLAPSADA	2585	CONCEPCION SUPERIOR	2857		
		P-110, 39 LB/PIE, SH.R.R. V-150, 39 LB/PIE, BCN	2857-2939 2939-3357							
SAMARIA	127	N- 80, 39 LB/PIE, BCN P-110, 39 LB/PIE, SH.R.R.	3357-4631 0-1524	1.70	T.P. ROTA	2185			3998	
		N- 80, 35.7 LB/PIE, BCN N- 80, 39.0 LB/PIE, BCN P-110, 39 LB/PIE, SH.R.R.	1524-2861 2861-4057 4057-4265							
SAMARIA	127	P-110, 39 LB/PIE, BCE	0-687.9	1.70	T.P. ROTA	2185				

TABLA 1 (CONTINUACION)

INFORMACION DE LOS POZOS

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
POZO	No. T.R. CORTA DE 7 5/8" USADA	INTERVALO (m)	DENSIDAD DEL LODO (gr/cc)	FALLA DETECTADA	PROF. DE LA FALLA (m)	FORMACION FRENTE A LA FALLA	BOCA DEL LINER DE 5/8"	BOCA DEL LINER DE S"	PROF. DEL ESPACADOR (m)
	N- 80, 33.7 LB/PIE, BCE	687.9-2798.4	1.70	T.P. COLAPSADA	2185				
	P-110, 39 LB/PIE, BCE	2798.4-4106							
SAMARIA 260-A	P-110, 39 LB/PIE, BCN	3175-3999	1.64	T.P. COLAPSADA	3531	BOCENO	3179	4862	
	V-150, 39 LB/PIE, BCN	3999-4862							
SINIAPA 1	N- 80, 29 LB/PIE, BCN	0-1139	1.26	T.P. COLAPSADA	3915	BOCENO	NO HAY T.R. 7"	- - -	3920
	P-110, 26 LB/PIE, BCE	1139-2695							
	P-110, 32 LB/PIE, BCE	2695-4200							

TABLA 2
REVISION DEL DISEÑO DE T. R.

(1) POZO	(2) No.	(3) T. R. DE 7 5/8" USADA		(4) JUNTA	(5) INTERVALO (m)	(6) RESISTENCIA AL CO- LAPSO COMPUESTA -- POR TENSION, (Kg/cm ²)	(7) (8) (9) FACTORES DE SEGURIDAD			(10) FALLA DENUNCIADA A BAJO FACTOR DE SEGURIDAD
		GRADO	PESO (lb/pie)				COLAPSO	PRESTON INTERNA	TENSION	
AGAVE	55	P-110	33.7	SIERRA	2090-2220.5	447.8	1.34	8.2	5.0	NO
		N- 80	39	BCE	2220.5-2725.5	545.9	1.33			
		P-110	39	BCE	2725.5-3854.6	778.9	1.35			
AGAVE	55	P-110	39	SIERRA	2678-2780	719.5	1.43	5.0	NO	
		N- 80	39	BCE	2780-2935	755	1.35			
		P-110	39	BCE	2935-4325	912.8	1.22			
AGAVE	56	P-110	33.7	BCE	0-1386	375.9	1.86	13.2	5.2	NO
		N- 80	39	SIERRA	-7096	420.1	1.37			
		P-110	33.7	BCE	-2551	453.3	1.22			
		N- 80	39	BCE	-2907	527.4	1.24			
		P-110	39	BCE	-4108	763.3	1.27			
AGAVE	74	V-150	39	BCE	-4261	947.2	1.52	19.7	5.7	NO
		P-110	39	SIERRA	2551-2746.5	731.1	1.71			
		N- 80	39	BCN	2746-3788.6	746.7	1.30			
		V-150	39	BCN	3788.6-4009	936.0	1.54			
ARTESA	41	N- 80	39	BCE	2415-2524	545.9	1.60	2.7	4.2	NO
		P-110	39	BCE	2524-3670	778.9	1.57			
		N- 80	33.7	SIERRA	0-1988.2	300	0.96			
CACTUS	90	P-110	33.7	BCN	1988.2-2684	519	1.22	2.3	1.95	SI
		N- 80	39.0	BCN	2684-3409.6	601	1.116			
		P-110	39.0	BCN	3409.6-3753	777.8	1.31			
CUNDUACAN 30		P-110	33.7	SIERRA	0-171.7	408	16.19	2.3	2.47	
		N- 80	39	BCE	171.7-519.6	415	5.92			
		N- 80	33.7	BCE	519.6-1935.9	300	1.18			
		N- 80	39	BCE	1935.9-2613.8	520	1.39			
		P-110	33.7	BCE	2613.8-3120.8	508	1.116			
		P-110	39	BCE	3120.8-4492	777.8	1.117			
CUNDUACAN 41		N- 80	39	SIERRA	0-890	452.6	3.507	--	2.46	NO
		N- 80	33.7	BCE	890-2157	383.4	1.225			
		C- 75	39	BCE	2157-2847	551.3	1.335			
CUNDUACAN 42		N- 80	39	BCE	2847-3695	612.8	1.144	34.7	5.236	NO
		N- 80	39	SIERRA	2697-2927	564	1.22			
		P-110	39	BCE	2927-3974	739	1.777			
		P-110	39	BCE	3974-4189	774	1.169			

TABLA 2 (CONTINUACION)
 REVISION DEL DISEÑO DE T.R.

(1) POZO No.	(2) GRADO	(3) T.R. DE 7 5/8" USADA		(4) PESO (lb/pie)	(5) JUNTA	(6) INTERVALO (m)	(7) RESISTENCIA AL CO- LAPSO CORREGIDA -- POR TENSION. (kg/cm ²)	(8) FACTORES DE SEGURIDAD			(9) FALLA PERDIDA ARABO FACTOR DE SEGURIDAD
		(9) FACTORES DE SEGURIDAD									
								COLAPSO	PRESTION INTERNA	TENSION	
CARDEAS 101	P- 80	32	8HRR	3090-3202		726.4	1.22		6.6	NO	
	P-110	35	BCE	3203-4168		887.5	1.15				
	V-150	35	BCE	4168-4871		1141.4	1.26				
FENIX 2	P-110	39	8HRR	3107-3209		754	1.07		18	SI	
	P-110	39	BCE	3209-3561		758	0.97				
	V-150	39	BCE	3561-5035		941	0.86				
GIRALDAS 21	P-110	39	8HRR	2904-3913		685	1.40	14.1	4.41	NO	
	P-110	39	BCN	3013-3810		739.9	1.19				
	V-150	39	BCN	3810-4450		947.2	1.31				
GIRALDAS 72	V-150	39	E.L.	2295-3138		941	1.52		40.6		
	V-150	39	BCN	3138-3938		943	1.21				
	V-150	39	BCE	3938-4425		945.8	1.08				
GIRALDAS 139	V-150	39	BCN	3362.1-4618		917	1.13		13.6	SI	
	IRIDE 128-A	39	BCE	2895.7-4027.5		778.9	1.24	3.4	5.9	NO	
	IRIS 101	39	BCE	3315.4-4746		889	1.17	4.1	11.5	NO	
NISPERO 90	P-110	33.7	8HRR	2216-2281.4		521.1	1.25	17.5	11.1	NO	
	N- 80	39	BCN	2281.4-2597		591.1	1.25				
	N- 80	39	BCN	2597-3352		762.2	1.25				
NISPERO 96	N- 80	39	BCE	0-2123		521.2	1.39	3.6	2.16		
	P-110	33.7	BCN	2123-2665		497.5	1.06			SI	
	P-110	39	BCN	2665-5666.4		778.9	1.20				
OXIAQUE 13	P-110	39	8HRR	2186-2287		716.6	1.90		5.9	NO	
	P-110	39	BCN	2287-3235		778.9	1.42				
	P-110	33.7	8HRR	0-282		331.7	5.59		2.17		
SAMARIA 81	N- 80	39	8HRR	282-792		589.1	4.79				
	N- 80	33.7	8HRR	792-1632		286.4	1.13				
	N- 80	33.7	BCN	1632-2314		323.3	0.90			SI	
SAMARIA 84	P-110	39	BCN	2314-4210		778.9	1.19				
	N- 80	39	H.D.	2997-3569		570.8	0.94			SI	
	N- 80	39	E.L.	3569-4133		608	0.87				
SAMARIA 88	P-110	39	E.L.	4133-4317		778	1.06				
	V-150	39	BCE	3272-4528.5		947.2	1.23	4.1	7.4	NO	
	SAMARIA 96-A	39	BCE	3116-3223		746.7	1.44			NO	
	V-150	39	BCE	3223-4446		918	1.29				

FABLA 2 (CONTINUACION)
 REVISION DEL DISEÑO DE T.R.

(1)	(2)	(3)		(4)	(5)	(6)	(7)		(8)	(9)	(10)
		T.R. DE 7 5/8" USADA		JUNTA			INTERVALO (m)	RESISTENCIA AL COLAPSO CORRIGIDA -- POR TENSION. (kg/cm ²)	FACTORES DE SEGURIDAD		
POZO	No.	GRADO	PESO (lb/pie)				COLAPSO	PRESTION INTERNA	TENSION		
SAMARIA	97	P-110	39	SHRR	5003.5-5833.9	754.5	1.19	- - -			NO
		V-150	39	BCN	5835.9-4024	941.3	1.42				
SAMARIA	101	P-110	39	SHRR	0-1183	584.2	3.20	2.6			
		P-110	35.7	SHRR	1183-1795	431.2	1.58				
		P-110	39	SHRR	1795-2480	685.4	1.82				
		P-110	35.7	E.L.	2480-5820	541.8	0.93				SI
SAMARIA	112	P-110	39	E.L.	5820-3697	778.9	1.28				SI
		N- 80	39	BCE	2837-2944	527.4	1.02	3.1			SI
		P-110	39	BCE	2944-4352	778.9	1.02				SI
SAMARIA	113	P-110	39	BCE	0-295	591.1	3.4	3.9	2.5		NO
		N- 80	35.7	SHRR	295-1044	253.7	1.62				
		N- 80	39	SHRR	1044-1820	464.6	1.69				
		P-110	35.7	BCE	1820-2829	502.3	1.18				
		P-110	39	BCE	2829-4265	738.9	1.15				
SAMARIA	118	P-110	39	SHRR	2857-2939	776	1.27	6.9	17.8		
		P-110	39	BCN	2939-3357	777	1.12				
		V-150	39	BCN	3357-4631	945	0.99				
SAMARIA	119	P-110	39	BCN	0-1524	631.9	2.51				SI
		N- 80	33.7	BCN	1524-2861	369.6	0.78				SI
		N- 80	39	BCN	2861-4057	608	0.90				SI
		P-110	39	SHRR	4057-4265	778.9	1.10				SI
SAMARIA	127	P-110	39	BCN	0-687.9	649	5.5	2.8	2.67		
		N- 80	35.7	BCE	687.9-2798.4	354	0.84				SI
		P-110	39	BCE	2798.4-4106	751	1.07				
		P-110	39	BCN	4106-3999	731.1	1.115	4.8	7.2		SI
SAMARIA 260-A		V-150	39	BCN	3999-4862	927.0	1.163				
SUNUAPA	1	N- 80	29	BCN	0-1139	247	1.720	5.9	1.7		
		P-110	26	BCE	1139-2695	358	1.056				SI
		P-110	32	BCE	2695-4200	753.5	1.423				

TABLA 3
REVISION DISEÑO DE T.R.

(1)		(2)			(3)	(4)	(5)	(6)
		PRESENCIA DE H ₂ S Y CO ₂						
POZO	No.	CONCENTRACION (%) MOLAR DE- H ₂ S	CONCENTRACION (%) MOLAR DE- CO ₂	PRESION TOT.L. (PSI)	R.G.A. m ³ /m ³	TEMPERATURA (°C) A LA - PROFUNDIDAD DE LA FALLA	AMBIENTE AGRESIVO	CAUSAS PROBABLES DE FALLA DEBIDO A MATERIAL INA- DECUADO
AGAVE	53	1.16	4.31	1308		1018	SI	NO
AGAVE	55	1.16	4.31	1394	1260	78	SI	NO
AGAVE	56	1.16	4.31	1550		122	SI	NO
AGAVE	74	1.16	4.31	1493		121	SI	SI
ARTESA	41	0.0	2.83		1697	100	NO	NO
CACIUS	90	1.91	1.82	337		90	SI	NO
CUNDUACAN	30	0.93	1.91	235		96	NO	NO
CUNDUACAN	41	0.93	1.91	241		113	NO	NO
CUNDUACAN	42	0.93	1.92	235	392	124	NO	NO
CARDENAS	101	1.57	2.14	1000			SI	NO
HENIX	2	0.420	--	540		748	SI	NO
GIRALDAS	2	0.16	2.29	1251		959	SI	SI
GIRALDAS	72	0.16	2.29	1095		622	SI	SI
GIRALDAS	139	0.16	2.29	896		820	SI	SI
IRIDE 128- A	-	--	--	284		417	--	--
IRIS	101	0.18	3.02	1038	1902	123	SI	SI
NISPERO 90-A	0.47	1.41	1.41	298		82	SI	NO
NISPERO 96-A	0.47	1.41	1.41	185	221	93	NO	NO
OXIAQUE	15	0.64	0.84	396	1069	101	SI	NO
SAMARIA	81	1.19	0.89	241		167	NO	NO
SAMARIA	84	1.19	0.89	313		154	SI	NO
SAMARIA	88	1.19	0.89	341		115	SI	SI
SAMARIA 96-A	1.19	0.89	0.89	315		156	SI	SI
SAMARIA	97	1.19	0.89	270	141	110	SI	SI
SAMARIA	101	1.19	0.89	455		209	SI	NO
SAMARIA	112	1.19	0.89	227		161	NO	NO
SAMARIA	113	1.19	0.89	170		165	NO	NO
SAMARIA	118	1.19	0.89	303	165	81	SI	SI
SAMARIA	119	1.19	0.89	303		91	SI	NO
SAMARIA	127	1.19	0.89	340		81	SI	NO
SAMARIA 260-A	1.19	0.89	0.89	303		114	SI	SI
SUNIAPA	1	--	--	569	711		--	--

TABLE 4
DESGASTE DE LA T. R.

(1) ROZO No.	(2) PROFUNDIDAD DE LA FALLA (m)	(3) T.R. EMPLEADA		(5) DESGASTE CALCULADO A LA PROFUNDIDAD DE LA FALLA (pgs)	(6) T.R. EQUIVALENTE		(9) FACTORES DE SEGURIDAD			(11) FALLA LA T.R. EQUIVALENTE
		GRADO	P E S O (Lb/plc)		GRADO	P E S O (Lb/plc)	COLAPSO	PRESTION INTERNA	TENSION	
AGAVE 53		P-110	33.7	0.033	P-110	39	1.34	8.2	5	NO
	3700	N- 80	39							
		P-110	39							
AGAVE 56		P-110	33.7	0.062	P-110	29.7	0.85	6.4	3.28	SI
	3098	N- 80	39							
		P-110	39							
		V-150	39							
ARTESA 41		N- 80	39	0.349	P-110	26.4	0.86	2.0	3.35	SI
	3245	P-110	39							
		N- 80	33.7	0.259	N- 80	33.7	1.045	1.9	12	SI
		P-110	33.7							
	2797	N- 80	39							
		P-110	39							
CUNDUACAN 30		P-110	33.7	0.191	P-110	26.4	0.80	2.5	5.0	SI
		N- 80	39							
		N- 80	33.7							
		N- 80	39							
	2817	P-110	33.7							
		P-110	39							
CARDENAS 101		P-110	52	0.255	P-110	26.4	0.60		3.6	SI
	3902	P-110	35							
		V-150	35							
		P-110	39	0.371	V-150	33.7	0.92	8.33	38.7	SI
	4136	V-150	39							
GIRALDAS 2		V-150	39	0.305	V-150	26.4	0.82	3.7	16.8	SI
IRIS 101	4085	V-150	39	0.175	V-150	33.7	1.028	4.58	9.9	SI
SAMARIA 88	3565	V-150	39	0.134	V-150	33.7	1.016	3.38	13.3	SI
SAMARIA 97	3395	P-110	39		P-110	33.7				SI
		V-150	39							

TABLA 5

RESUMEN DE CAUSAS DE FALLAS

1		2		3	4	5	6
POZO	No.	FALLAS DE T.R. POR DIVERSOS AZILES			FALLAS T.R. POR DESGASTE EN- LA PROF. DEL POZO	CAUSA DE FALLA NO ENCUNTRADA	LOCALIZACION DE LA FALLA DE - CAUSA NO ENCONTRADA
		FACTORES DE SEGURIDAD BAJOS	INADECUADO/MANEJO DE H-S	AZILE			
AGAVE	53	--	--	--	--	X	30.7 m. SOBRE BOCA T.R. 5" A 2275 m.
AGAVE	55	--	--	--	NO SE DETERMINO	X	
AGAVE	56	--	--	--	X	--	
AGAVE	74	--	--	X	NO SE DETERMINO	--	
ARTESA	41	--	--	--	X	--	
CACTUS	90	X	--	--	X	--	
CUNDUACAN	30	X	--	--	X	--	16 m. ABAJO DEL EMPACADOR 2 m. ARRIBA DEL EMPACADOR
CUNDUACAN	41	--	--	--	NO SE DETERMINO	X	
CUNDUACAN	42	--	--	--	NO SE DETERMINO	X	
CARDENAS	101	--	--	--	X	--	
PENIX	2	X	--	--	NO SE DETERMINO	--	
GIRALDAS	2	--	--	X	X	--	
GIRALDAS	72	X	--	X	NO SE DETERMINO	--	
GIRALDAS	139	--	--	X	NO SE DETERMINO	--	
IRIDE	128-A	--	--	NO SE DETERMINO	NO SE DETERMINO	X	24 m. SOBRE EMPACADOR
IRIS	101	--	--	X	X	--	
NISPERO	90	--	--	--	NO SE DETERMINO	X	13 m. ABAJO BOCA T.R. 7 5/8"
NISPERO	96-A	X	--	--	NO SE DETERMINO	--	
OXTACAQUE	13	--	--	--	NO SE DETERMINO	X	6 m. SOBRE EL EMPACADOR
SAMARIA	81	X	--	--	NO SE DETERMINO	--	6 m. SOBRE EL EMPACADOR
SAMARIA	84	X	--	--	NO SE DETERMINO	--	
SAMARIA	88	--	--	X	X	--	
SAMARIA	96-A	--	--	X	NO SE DETERMINO	--	
SAMARIA	97	--	--	X	X	--	
SAMARIA	101	X	--	--	NO SE DETERMINO	--	
SAMARIA	112	X	--	--	NO SE DETERMINO	--	
SAMARIA	113	--	--	--	NO SE DETERMINO	X	

TABLA 5 (CONTINUACION)

RESUMEN DE CAUSAS DE FALLAS

1		2		3	4	5	6
POZO No.		FACTORES DE SEGURIDAD BAJOS		INADECUADO/MANEJO DE H ₂ S	FALLAS T.R. POR DESGASTE EN LA PROF. DEL POZO	CAUSA DE FALLA NO ENCONTRADA	LOCALIZACION DE LA FALLA DE CAUSA NO ENCONTRADA
		FALLAS DE T.R. POR DISEÑO ACERO					
SAMARIA	118	X		X	NO SE DETERMINO		
SAMARIA	119	X		--	NO SE DETERMINO		
SAMARIA	127	X		--	NO SE DETERMINO		
SAMARIA	260-A	X		X	NO SE DETERMINO		
SUNUAPA	1	X		NO SE DETERMINO	NO SE DETERMINO		
SUB-TOTALES		14		10	9	8	

FALLAS TOTALES - - - - - 33

FALLAS DEBIDAS A BAJOS FACTORES DE SEGURIDAD - 42.4%
 FALLAS DEBIDAS A GRADO DE ACERO INADECUADO - 30.3%
 FALLAS DEBIDAS A DESGASTE DE LA T.R. - 27.3%

T O T A L - 100.0%

CAPITULO IV

CEMENTACION DE UNA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE EXPLOTACION BAJO EL REGIMEN DE FLUJO TURBULENTO

La cementación de una tubería de revestimiento, es el proceso de mezclar cemento a granel con agua formando una lechada, que es bombeada a través de la tubería y depositada en el espacio anular entre ésta y la pared del agujero.

En la cementación de una tubería de revestimiento de explotación, la columna de cemento debe ser de longitud suficiente para cubrir todas las zonas con hidrocarburos, a fin de evitar la comunicación entre ellos. Una cementación canalizada puede comunicar el gas de una zona de alta presión a una de menor presión conteniendo aceite, afectando la productividad del pozo.

Sin embargo, las cementaciones llegan a resultar canalizadas, atribuyéndose éste fenómeno a la reducción de presión hidrostática en el espacio anular durante el proceso de hidratación del cemento. Esta observación es importante de analizar ya que tratándose de liners en pozos productores de gas, los canales se pueden formar en el traslape de la boca del liner que generalmente no se pueden recementar.

MANUFACTURA Y CLASIFICACION DEL CEMENTO

La mezcla de carbonato de calcio y las sales minerales (Dio xido de silicio) de las arcillas fundidas a temperaturas de - - 2600°F-3000°F, en hornos rotatorios, dan origen a un material -- que se conoce con el nombre de "Clinker del cemento"; éste, una- vez enfriado se pulveriza y se mezcla con yeso en proporción de- 1.5%-3%, el cual controla el tiempo de fraguado.

Un análisis típico del cemento portland usado en la indus- tria petrolera ésta dado en la Tabla IV.1

Cuando los productos clinkers, son hidratados se combinan - para formar cuatro componentes principales. En las Tablas IV.2 - y IV.3 se muestran las fórmulas químicas y la designación común

CLASIFICACION API

Las especificaciones para cementos y aditivos usados en la- industria petrolera marcados por el Instituto Americano del Petro- leo (API) según normas 10-A (API standars 10-A) catalogan a los cementos de acuerdo a la siguiente designación.

Clase A.- Se emplea desde la superficie hasta una profundi- dad de 1830 m.

Clase B.- Se emplea desde la superficie hasta una profundi- dad de 1830 m. cuando las condiciones requieran una moderada o - alta resistencia a los sulfatos.

Clase C.- Se emplea hasta una profundidad de 1830 m. cuando las condiciones requieran una alta resistencia prematura y puede ser normales o resistentes al ataque de los sulfatos.

Clase D.- Se emplea para profundidades de 1830 a 3050 m. - en temperaturas y presiones moderadamente altas. Resistente a la acción de los sulfatos.

Clase E.- Se emplea para profundidades de 3050 m. a 4270 m., a presiones y temperaturas altas.

Clase F.- Se usa para profundidades de 3050 m. a 4880 m. y - en condiciones de presión y temperatura extremadamente altas, para una gran resistencia a la acción de los sulfatos.

Clase G.- Se emplea en forma básica hasta una profundidad de 2400 m. pero con la adición de aceleradores o retardadores de -- fraguado, su uso se puede generalizar para cualquier presión y -- temperatura, así como para la acción de los sulfatos.

Clase H.- Su uso es similar al de la clase G; pero su resistencia a la acción de los sulfatos es moderada.

ADITIVOS

Los aditivos son componentes químicos especiales que al mezclarse con el cemento modifican sus propiedades; cubriendo una gama de características óptimas para requerimientos individuales de los pozos; haciéndose indispensable su uso, debido a que la explotación del petróleo es cada vez más difícil por las condiciones de temperatura y presión como consecuencia de la profundidad.

La aplicación de los aditivos se ha hecho más simple y flexible con el uso de cementos básicos (clase G y H API) y el equipo de mezclado a granel.

Los aditivos para cemento se clasifican como:

- 1.- Catalizadores o aceleradores
- 2.- Aditivos ligeros
- 3.- Aditivos densificantes
- 4.- Retardadores
- 5.- Agentes de control en zonas de pérdida de circulación
- 6.- Agentes de control de filtración
- 7.- Reductores de fricción
- 8.- Aditivos especiales

1.- CATALIZADORES.- Su uso se limita en formaciones poco --- profundas, donde se requiere disminuir el tiempo de fraguado y la temperatura exceda los 100°F. Con catalizador una lechada de cemento alcanza una resistencia de 500 lb/pg² en sólo 4 horas. En general ésta es la resistencia que se acepta como mínima para unir y soportar la tubería.

Los catalizadores más usados son: Cloruro de calcio (CaCl₂), cloruro de sodio (NaCl₂), formas semihidratadas de yeso, Sílicato de sodio (Na₂ SiO₂) y agua de mar.

2.- ADITIVOS LIGEROS.- Una lechada de densidad normal, tendrá una densidad de 1.79 gr/cc (15 lb/gal). Si la formación no soporta la columna de cemento se pueden utilizar los aditivos para reducir la densidad que también aumentan el rendimiento y en ocasiones disminuyen la pérdida de filtrado.

3.- ADITIVOS DENSIFICANTES.- Se utilizan en cementos que se van a colocar en pozos profundos que tienen presiones altas para, contra restar las mismas.

Un aditivo densificante deberá cumplir:

- a) tener una densidad relativa de 4.5-5.0
- b) tener un bajo requerimiento de agua
- c) no reducir considerablemente la resistencia del cemento
- d) afectar poco el tiempo de bombeabilidad
- e) ser químicamente inerte y compatible con otros aditivos
- f) poseer un tamaño de partícula uniforme

4.- RETARDADORES DE CEMENTO.- Se utilizan en diseños de cemento para formaciones profundas y altas temperaturas estáticas de fondo, donde el aumento de temperatura acelera el tiempo de fraguado más que el aumento de presión. Los retardadores deben ser compatibles con los diferentes aditivos y con el cemento -- mismo.

Los principales retardadores comerciales son compuestos tales como: las ligninas (sales de ácido lignosulfónico), gomas, -almidones, ácidos orgánicos débiles y derivados de la célulosa.

5.- ADITIVOS PARA CONTROLAR ZONAS DE PERDIDA DE CIRCULACION
En zonas con falta de circulación, se emplean dos pasos para combatir la pérdida de circulación. El primero, es reducir la densidad de lodo y el segundo es añadir un material de sellado. Otra tecnica, es añadir nitrógeno al sistema de lodo.

6.- ADITIVOS DE CONTROL DE FILTRACION PARA CEMENTOS.- La pérdida de filtrado de las lechadas provoca la deshidratación prematura o pérdida de agua en zonas porosas, particularmente en cementación de tuberías cortas. Se utilizan los compuestos de celulosa de alto peso molecular para proteger las formaciones sensibles y lograr mejores cementaciones forzadas.

7.- DISPERSANTES O REDUCTORES DE FRICCIÓN.- Se utilizan para mejorar las propiedades de flujo de las lechadas, disminuyendo su viscosidad y permitiendo su bombeabilidad en flujo turbulento a baja presión; reduciendo la potencia de la bomba y evitando las pérdidas de circulación o deshidratación prematura. Los dispersantes disminuyen el punto de cedencia y las fuerzas de gelatinosidad de las lechadas.

Los que más se usan en bajas temperaturas, son los polímeros y el cloruro de sodio; en altas temperaturas los lignosulfonatos de calcio y las aleaciones de ácidos orgánicos son los más apropiados, sin embargo retardan considerablemente el cemento.

TABLA IV.1.- ANALISIS DE OXIDOS, TIPICO DE LOS CEMENTOS -- PORTLAND. (Cementos básicos clase G y H API).

<u>O X I D O S.</u>	<u>P O R C E N T A J E.</u>
-Dióxido de silicio (SiO_2)	22.43
-Oxido de calcio (CaO)	64.77
-Oxido de fierro (Fe_2O_3)	4.10
-Oxido de aluminio (Al_2O_3)	4.76
-Oxido de magnesio (MgO)	1.14
-Trioxido de azufre (SO_3)	1.67
-Oxido de potasio (K_2O)	0.08
-Pérdida por ignición	0.54

TABLA IV.2 COMPONENTES QUIMICOS ENCONTRADOS EN LA FABRICACION DEL CEMENTO PORTLAND.

<u>COMPONENTES</u>	<u>FORMULA</u>	<u>DESIGNACION NORMAL</u>
-Aluminato tricálcico	$3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$	C_3A
-Silicato tricálcico	$3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$	C_3S
-Silicato dicálcico	$2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$	C_2S
-Aluminoferrato tetracálcico	$4\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$	C_4AF

TABLA IV.3 - COMPOSICION TIPICA Y PROPIEDADES DEL CEMENTO PORTLAND, CLASES API.

CLASE API	COMPONENTES (porcentaje)				RELACION AREA/MASA cm ² / gm
	C ₃ S	C ₂ S	C ₃ A	C ₄ AF	
A	53	24	8+	8	1600 a 1800
B	47	32	5-	12	1600 a 1800
C	58	16	8	8	1800 a 2200
D&E	26	54	2	12	1200 a 1500
G&H	50	30	5	12	1600 a 1800

TABLA IV.4 - ADITIVOS PARA ALIGERAR EL PESO DE LA LECHADA.

<u>TIPO DE MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD EMPLEADA</u>
BENTONITA.	DEL 2 AL 16 POR CIENTO
- CEMENTO CON MEZCLA DE BENTONITA	
- CEMENTO DE BENTONITA PRE HIDRATADA	
- CEMENTO DE BENTONIDA MODIFICADA	
- CEMENTO SALADO DE ALTO GEL	
TIERRA DEATOMACEA.	10,20,30 6 40 POR CIENTO
- HIDROCARBUROS NATURALES	
GILSONITA	DE 1 A 50 lb/sk DE CEMENTO
CARBON	DE 5 A 50 lb/sk DE CEMENTO
- PERLITA EXPANDIDA	DE 5 A 20 lb/sk DE CEMENTO
- NITROGENO	DE 0 AL 70 POR CIENTO (DE PENDIENDO DE LA DENSIDAD, LA TEMPERATURA Y LA PRESION
- OTROS	
PUZOLANA ARTIFICIAL (CENIZAS VOLATILES)	74 lb/sk DE CEMENTO.
CEMENTO PUZOLANA BENTONITA	VARIABLE
SILICATO DE SODIO	DE 1 A 7.5 lb/sk DE CEMENTO

TABLA IV.5 - ADITIVOS PARA AUMENTAR DENSIDAD.

MATERIAL	CANTIDAD UTILIZADA % POR PESO DE CEMENTO.
- HEMATITA	4 - 104
- LIMENITA (FIERRO - OXIDO DE TITANIO)	5 - 100
- BARITA	10 - 108
- ARENA	5 - 25
- SAL	5 - 16
-CEMENTO CON DISPERSANTE Y REDUCTOR DE AGUA	0.05 - 17

TABLA IV.6 - RETARDADORES COMUNMENTE USADOS.

MATERIAL	CANTIDAD A EMPLEAR. (POR CIENTO POR PESO DE CEMENTO)
- LIGNINA	0.1 - 1.0
- ACIDO ORGANICO	0.1 - 2.5
- CARBOXIMETIL HIDROXIETIL CELULOSA	0.1 - 1.5
- BORAX	0.1 - 0.5
- SAL	14 - 16 (lbs/sk)

TABLA IV.7 - MATERIALES EMPLEADOS PARA CONTROLAR PERDIDAS.

TIPO	MATERIAL	NATURALEZA	CANTIDAD	AGUA REQUERIDA
GRANULAR	GILSOLITA	GRANULAR	5-50 lb/sk	2gal/50lb
	PERLITA	DE EXPANSION	$\frac{1}{2}$ -1 pie ³ /sk	4gal/pie ³
	CORTEZA - NOGAL	GRANULAR	DE 1 A 5 lb/s	0.85gal/50lb
	CARBON	GRANULAR	DE 1 A 10lb/sk	2gal/50lb
HOJUELAS	CELOFAN	LAMINARES	DE 1/8 A $\frac{1}{2}$ lb/sk	NINGUNA
FIBROSA	NYLON	FIBRAS CORTAS	DE 1/8 A 1/4 lb/sk	NINGUNA

FACTORES DE INFLUENCIA EN EL DISEÑO DE LAS LECHADAS DE CEMENTO.

Temperatura.

En un pozo de profundidad considerablemente, el conocimiento exacto de la temperatura en el fondo ya sea estática o dinámica, es necesario, a fin de seleccionar la composición del cemento. Esta información puede obtenerse de pruebas de formación o de registros de temperatura.

El inconveniente de suponer temperaturas elevadas en donde no la hay da por resultado que la lechada de cemento frague en la parte superior de la tubería de revestimiento y gasifique el lodo.

Capacidad de bombeo

Así como la temperatura y la presión influyen en el fraguado del cemento, la profundidad indica el tiempo de colocación (a mayor profundidad, mayor tiempo requerido) y además, la presión acelera el fraguado.

El desarrollo de cementos básicos uniformes (Clase G y H) ha facilitado la tecnología de retardamiento para condiciones extremas.

Para mayor seguridad, los materiales de cementación y el agua de mezcla que se usen en el lugar, deberán ser probadas por el laboratorio antes de ser usadas en el pozo.

Estabilidad de la Resistencia

Todo tipo de cemento API, pierde resistencia y gana permeabilidad cuando es expuesto a altas temperaturas.

La máxima resistencia se alcanza entre 230°F y 260°F; a partir de ese momento, la resistencia disminuye conforme la temperatura aumenta; Para evitar esta disminución es recomendable aplicar del 30 al 40% de polvo de sílice por peso de cemento. El polvo de sílice reacciona con el cemento a temperaturas elevadas -- formando un silicato complejo de calcio llamado tobermorita. El tamaño de la partícula y la fineza del grano impartirá mayor resistencia y menor permeabilidad del cemento expuesto a altas temperaturas. Para lechadas demasiado densas, el sílice de malla -- 60 - 140 se sustituye por uno más fino para reducir el agua adicional necesaria.

CEMENTACION DE UNA TUBERIA DE REVESTIMIENTO CORTA EN FORMACIONES CON PRESION ANORMAL.

Es en este tipo de formaciones donde se presentan los problemas más difíciles de cementación, debido a que las altas presiones, imponen el uso de sistemas de lodo muy denso y por lo tanto, de lechadas de cemento no menos densas para contener la presión y controlar el pozo.

Las cementaciones sin embargo, resultan canalizadas, atribuyéndose esto a la reducción de presión hidrostática durante el proceso de hidratación del cemento.

Análisis del comportamiento de las lechadas

Experimentalmente en el laboratorio se ha observado, que las lechadas con propiedades tixotrópicas al quedar en reposo tienden a gelificar y adherirse a las paredes del espacio anular, soportando su propio peso. Otros estudios revelan que la presión

hidrostática del cemento durante el proceso de hidratación, tien de a disminuir hasta alcanzar el de una columna de agua de -- longitud similar. Esto se atribuye a que el cemento cambia gradualmente de fluido a sólido, perdiendo el 25% de agua por peso de cemento. Así, tratándose de un cemento tipo "6", un 19% de - agua de la lechada quedará en la matriz del cemento y será la - única que transmita su presión hidrostática. La reducción de volumen de las mezclas de cemento varía de 0.1 a 0.3% durante el proceso de hidratación y alcanza valores hasta del 2% al finali zar el fraguado, pero la presencia de poros que implica este en cogimiento no significa que la lechada una vez que ha fraguado - exhiba permeabilidad.

Para compensar dicha reducción de volumen existen aditivos a base de sodio y boro que propician la expansión del cemento, - aún cuando éste efecto se produce después del fraguado inicial.

El abatimiento de presión hidrostática es más pronunciado - en formaciones permeables por el efecto de presión diferencial, en donde, las partículas sólidas forman un puente que interfiere la presión hidrostática de la parte superior de la columna, - que puede dar origen al flujo de gas de la zona de alta presión hacia el pozo y crear canales en el espacio anular.

Una lechada con propiedades tixotrópicas y alta pérdida de fluido podrá dejar de ejercer la presión hidrostática tan pronto como quede en reposo.

La pérdida de fluido se controla con los reductores de pér dida de agua, pero éstos productos (generalmente polímeros) im-- parten propiedades tixotrópicas. Una lechada de cemento clase G

con 44% de agua, exhibe una viscosidad de 39 centi poises y esfuerzo de cedencia de 36 lb/100 pie²; y al dosificarla con sólo 1% de reductor de pérdida de agua, alcanza valores de 300 centi poises y 55 lb/100 pie². Las altas viscosidades de este tipo de mezclas en la mayoría de las veces se logran modificar mediante el empleo de reductores de fricción.

Para minimizar la migración de gas de la formación al pozo deben emplearse lechadas que transmitan su presión hidrostática de manera más uniforme durante su hidratación. Esto es característico en lechadas con baja pérdida de fluido y que no son tixotrópicas.

El proceso de hidratación se controla mediante el uso de aceleradores y retardadores de fraguado. Es deseable que este proceso se efectúe en el menor tiempo posible, recomendándose un tiempo suficiente para preparar y colocar el cemento en el espacio anular más un margen de seguridad del 100%; cuando sea posible.

Adicionalmente, si el intervalo a cementar cubrirá zonas de lutitas inestables o de sal, debe de emplearse el cloruro de sodio en concentraciones del 18 al 37% por peso de agua, para evitar que se altere la estabilidad de las formaciones derrumbándolas o ablandándolas, impidiendo que el cemento se adhiera a las formaciones, originando resultados indeseables tales como flexión o desplazamiento lateral de la tubería de revestimiento.

Para disminuir la posibilidad de obtener cementaciones canalizadas se recomienda aplicar el procedimiento siguiente:

-Construir una gráfica de profundidad contra la presión hidrostática ejercida por los fluidos en el espacio anular y consi

derar que la presión de la columna de la lechada de cemento cambiará a la de una columna de agua de longitud similar. La pre--siones de poro estimadas en el pozo, serán marcadas en la misma gráfica.

-Cualquier diferencia de presión entre los perfiles trazados indicará la compensación a efectuar. Esta compensación de pre--presión se hará ya sea ajustando la densidad del lodo, modificando la longitud de la columna a cementar o aplicando otra --práctica que permita equilibrar la presión en el espacio anular.

CEMENTACION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO CORTAS EN FORMA-- CIONES FRACTURADAS.

En la mayoría de los pozos profundos es frecuente cementar tuberías de revestimiento cortas de 1800 a 2400 m. de longitud, cualquier composición de cemento que cubra esta longitud debe ser retardada en forma adecuada para que trabaje a la temperatura más alta del fondo del pozo, además de desarrollar un fraguado razonable a la temperatura más baja en la parte superior. El sobreretardamiento aumenta la posibilidad del gas en la boca de la tubería de revestimiento.

Cuando los espacios anulares son mínimos, las lechadas de cemento deben tener control de pérdida de agua, para evitar que el enjarre depositado sobre las zonas permeables pueden crear una alta presión por fricción, con las fracturas consecuentes.

El equipo de cementación por etapas (múltiple) ayuda a prevenir que el cemento ejerza una presión excesiva en formaciones fracturables. Sí la presión de fractura se excede antes de que-

el cemento se coloque, se puede perder parte o todo el cemento.

Las limitaciones en la cementación de tuberías cortas son determinadas por el uso de la presión de fractura que puede ser obtenida con precisión cuando se conocen las densidades de los fluidos y profundidades de fractura.

Si la presión de fractura es conocida antes de la cementación, el diseño de colocación se convierte en un problema de hidráulica. La combinación de lodo, cemento y presiones por fricción puede ser regulada para evitar exceder la presión de fractura de cualquier formación en el pozo.

ANALISIS HIDRAULICO PARA LA OPERACION DE CEMENTACION

El análisis hidráulico en un pozo es de gran importancia -- para el diseño de las operaciones de cementación y la selección de equipo, materiales y técnicas, que complementarán las prácticas modernas para una mejor terminación de los pozos. Cualquiera que sea la técnica a utilizar en una cementación primaria, debe seleccionarse en función de las características de las formaciones expuestas, las propiedades de la lechada de cemento y el equipo de cementación disponible; además el diseño debe permitir obtener:

a) Un desplazamiento efectivo del lodo de perforación en el espacio anular.

b) Una caída de presión mínima durante el desplazamiento de la lechada.

PROPIEDADES DE FLUJO DE LOS FLUIDOS UTILIZADOS EN LOS POZOS.

Las propiedades de los fluidos del pozo (agua, lodo, cemento, espaciadores y fluidos desplazantes), están clasificados convencionalmente como Newtonianos y no-Newtonianos. Los fluidos -- Newtonianos, son fluidos tales como el aceite, jarabe y agua.

Exhiben una proporcionalidad directa y constante entre la - deformación (relacionada con la velocidad de flujo o gasto) y el esfuerzo cortante (relacionado con las caídas de presión), mientras el régimen de flujo es laminar. En un fluido de este tipo, - la viscosidad es independiente de la deformación a temperatura y presión constante. Un fluido Newtoniano, empezará a fluir inmediatamente después de aplicar presión (fuerza). Cuando la presión - cesa, el fluido retorna inmediatamente a su estado previo antes de que la fuerza fuera aplicada.

El término no-Newtoniano describe a todos los fluidos cuyo comportamiento es diferente al de un fluido Newtoniano, por ejemplo: son fluidos de perforación, lechadas de cemento y asfaltenos. Estos son reologicamente complejos, regularmente por su soporte inter-particular son conocidos como plásticos de Bingham o fluidos resistentes. Los fluidos no-Newtonianos no exhiben una proporcionalidad directa entre las pérdidas de presión y el gasto a temperatura y presión constante. Algunos de estos, no inician a moverse inmediatamente después de que la fuerza es aplicada, - pero irá a través de los estados de flujo: tapón, laminar y turbulento.

Otros fluidos no-Newtonianos en estado estático, poseen - - tixotropia - propiedad de los fluidos que causa en su composi- - ción una estructura ríeida o semirrígida que se rompe con la - - aplicación de un esfuerzo. Una vez que la estructura es rota, el fluido fluirá mientras dura el esfuerzo, y puede reconstruir su-estructura al regresar a su estado de reposo.

Los dos modelos que se utilizan para determinar el comporta- miento de las lechadas de cemento, son el modelo plástico de Bin- gham y el de la ley de potencia, reincidiendo los dos razonable- - mente en su cálculo excento para la caída de presión por fricción en regimen de flujo laminar.

La literatura técnica indica que el método más confiable es el de la ley de potencias.

Modelo de la ley de potencias.

Este modelo está basado en la suposición de que la lechada- de cemento exhibe una proporcionalidad entre el logaritmo de la- caída de presión y el logaritmo de la velocidad de flujo, con un esfuerzo inicial en la región de flujo laminar.

Conociendo las características de la curva de esfuerzo cor- tante vs deformación, es posible calcular la viscosidad aparente de la lechada de cemento a la deformación observada.

El viscosímetro Fann V.G. es utilizado continuamente en la- obtención de datos para el modelo de la ley de potencias, cuya - - ecuación es:

$$\sigma = k'(\dot{\gamma})^{n'} \dots \dots \dots \text{Ec. (IV.1)}$$

Donde:

k' = indice de consistencia del fluido, $\text{lb}_f \text{seg}^{n'}/\text{pie}^2$

n' = pendiente de la curva esfuerzo - deformación (Índice de comportamiento del flujo), Adimensional.

Este modelo utiliza las lecturas de 600 y 300 o para mayor exactitud, las lecturas a 600, 300, 200 y 100. Los datos obtenidos, con el modelo proporcionan una línea recta en papel log-log.

$$\log_{10} (\sigma) = \log_{10} k' + n' \log_{10} (V) \dots\dots \text{Ec. (IV.2)}$$

Los dos parámetros requeridos para definir el modelo de la ley de potencias son, el índice de comportamiento n' y el índice de consistencia k' ; una vez conocidos, es posible calcular el número de Reynolds y la velocidad crítica a la cual inicia el flujo laminar.

La viscosidad aparente a un gasto específico está dado por:

$$\mu = 47880 k' V^{n' - 1} \dots\dots\dots \text{Ec. (IV.3)}$$

Las unidades están en centi poises, $\text{lb seg}^{n'} / \text{pic}^2$, y seg^{-1} respectivamente. Si $n' = 1$, el fluido es Newtoniano y la viscosidad una constante, $\mu = 47880 k'$.

Teorías de desplazamiento

En un pozo donde las condiciones del agujero lo permitan y las densidades del lodo y la lechada sean menos densas, el régimen de flujo turbulento se puede inducir a un gasto moderado.

El gasto de inyección se ajusta al nivel que permita vencer la resistencia del lodo, mejorándose con el uso de reductores de fricción o incrementando el volumen de agua de la lechada. El gasto de desplazamiento podrá ser moderadamente alto y la eficiencia del desplazamiento mejor.

Otras ventajas del flujo turbulento sobre el flujo tapón - es la existencia de componentes radiales en la velocidad que - - ejercen fuerzas de resistencia así como también fuerzas de conducción que promueven la mezcla de las interfaces. Esto incrementa la probabilidad de remoción de lodo en las restricciones y reducciones del agujero disminuyendo la contaminación del envolvente de cemento. El frente de avance y las interfaces siguientes se contaminarán con lodo, pero usando un volumen mayor de cemento se resuelve el problema, colocándolo a través de la zona de interés.

A pesar de obtener un desplazamiento más efectivo de lodo en el espacio anular - lográndose una mayor adherencia entre el cemento y la pared del agujero - el patrón de flujo turbulento genera altas caídas de presión, por lo que el uso de ésta técnica queda limitado a formaciones cuyo gradiente de presión de fractura sea mayor que el gradiente de presión generada durante la operación de cementación así como de la capacidad del equipo en la superficie.

Es conveniente aclarar que el sólo hecho de establecer flujo turbulento no es indicativo de un buen desplazamiento, dado que sólo con reducir la viscosidad se puede provocar dicho flujo, y una reducción excesiva de viscosidad trae como consecuencia el fenómeno de la interdigitación, entre la columna de lodo y la lechada de cemento. Otro parámetro importante en una operación con flujo turbulento es el tiempo de contacto, que se define como, - el intervalo de tiempo en que un punto de la pared del pozo permanece en contacto con el cemento, siendo un mínimo de 10 minutos-

el requerido para obtener buenas cementaciones primarias.

ECUACIONES DE FLUJO Y PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

1.- Determinar la velocidad crítica en el espacio anular en la zona por cementar con la siguiente ecuación.

$$V_c = \left[\frac{1129 k' (96/dh-dt)^{n'}}{\rho} \right] \left(\frac{1}{2-n'} \right) \quad \text{Ec. IV.5}$$

Donde:

V_c = velocidad crítica (para efectuar turbulencia), pie/seg.

dh = diámetro interior de la tubería exterior o diámetro del agujero, pg.

dt = diámetro nominal del tubo interior (De la tubería de re vestimiento a cementar),pg.

ρ = densidad de la lechada de cemento, lb/gal.

n' = índice de comportamiento de fluido, adimensional.

k' = índice de consistencia lb - seg/pie²

En la ecuación anterior se uso un número de Reynolds = 2100.

2.- Calcular el gasto crítico (para efectuar turbulencia en el espacio anular)con la fórmula (IV.6), dado que $V_c = V$.

$$q_b = \frac{(d_o^2-dt^2) \times V}{17.15} \quad \text{Ec. IV.6}$$

q_b = gasto crítico, bl/min.

3.- Con el gasto obtenido en el punto 2, determinar el volú--
men de lechada de cemento a partir de la definición.

$$\text{gasto} = \text{volumen} / \text{tiempo}$$

resultando:

volumen de lechada necesario = gasto crítico x tiempo de contacto.

4.- n' y k' se obtienen de:

$$n' = 3.31 \log \left(\frac{\text{lect.600 rpm}}{\text{lect.300 rpm}} \right), \text{ adimensional} \dots \text{Ec(IV.7)}$$

$$k' = \frac{(\text{lect.300 rpm})(1.066)}{100 \times 511^{n'}} \cdot \frac{\text{lb}_f \cdot \text{seg}}{\text{pie}^2} \dots \text{Ec(IV.8)}$$

5.- Obtenido el gasto crítico en el paso 2. Obtener las velocidades de circulación que acontezcan a lo largo de la trayectoria del pozo, tanto en el interior de la tubería de revestimiento como en el espacio anular.

6.- El factor de fricción de fanning se obtiene de la ecuación:

$$F = 0.00454 + 0.645 (N_{Re})^{-0.70} \dots \text{Ec(IV.9)}$$

7.- Para las otras secciones del pozo el número de Reynolds es:

$$N_{Re} = \frac{1.86 V^{2-n} \rho}{k' (96/d)^n} \dots \text{Ec(IV.10)}$$

Donde:

v = velocidad de circulación en la sección considerada, pies/seg.

ρ = densidad del fluido (lodo o lechada de cemento) en la sección considerada, lb/gal.

d = diámetro de la sección considerada, pg.

d = $d_h - d_t$, para el espacio anular.

8.- Calcular las caídas de presión en las secciones con:

$$\Delta P = \frac{0.039 L \rho V^2 f}{d} \dots\dots\dots Ec(IV.11)$$

Donde:

ΔP = caída de presión por fricción, lb/pg²

L = longitud de la tubería de revestimiento, pies (considerando la sección por analizar).

9.- Determinar la potencia hidráulica.

$$HHP.- 0.0245 P_w Q_b \dots\dots\dots Ec(IV.12)$$

Donde:

$$P_w = \Sigma \Delta P + P_{ha} - P_{hc} \dots\dots\dots Ec(IV.13)$$

$\Sigma \Delta P$ = la suma de las caídas de presión, lb/pg²

P_w = presión de operación en la superficie, lb/pg²

P_{ha} = presión hidrostática en el espacio anular, lb/pg²

P_{hc} = presión hidrostática en el interior de la tubería de revestimiento, lb/pg².

EJEMPLO DE APLICACION

INFORMACION DEL POZO

Pozo : Puerto Ceiba # 102
 Cementación de un Lincr de 7 5/8" a 5600 m. (18368 pie.)
 Boca del liner : 3700 m, (12136 pie)
 Ultima tubería cementada : 10 3/4" a 3885 m, (12742 pie.)
 Diámetro del agujero : 9 1/2 pg.
 Lodo Drilex de 2.07 gr/cc
 Gradiente de fractura : 0.997 lb/pg²/pie (0.230 Kg/cm²/m)
 T.R. de 7 5/8", TAC-140, 39 lb/pie,VAM.
 Distrito : Comalcalco, Tabasco.

PROFUNDIDAD Y DIAMETROS DE LOS SECTORES DEL POZO

SECTOR	PROFUNDIDAD (pie) - (m)	I.D. DE LA T.R. Y AGUJERO (pg)	LINER Y T.P. 5"	
			O.D. (pg)	I.D. (pg)
1	12136 - 3700	9.600	5.0	4.276
2	12743 - 3885	9.600	7.625	6.625
3	18368 - 5600	9.500	7.625	6.625

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

FLUIDO DESCRIPCION

1	Lodo drilex de 2.07 gr/cc
2	Bache lavador (18.86 bl) de 0.85 gr/cc
3	Bache espaciador (18.86 bl) de 2.10 gr/cc
4	Cemento clase "G" más aditivos (234.46 bl) de 2.15 gr/cc
5	Lodo drilex de 2.07 gr/cc

FLUIDO	n'	k'	DENSIDAD (lb/gal)	GRADIENTE (lb/pg ² /pie)
1	0.848	0.00646	17.25	0.896
2	0.999	0.00010	7.06	0.367
3	0.611	0.04847	17.49	0.908
4	0.855	0.00801	17.91	0.930
5	0.848	0.00646	17.25	0.896

CAPACIDADES

Tubería de perforación de 5" = 0.01776 bl/pie

Tubería de revestimiento de 7 5/8" = 0.0426 bl/pie

Entre la T.R. de 7 5/8" y el Ag. de 9 1/2" = 0.0512 bl/pie

Entre la T.R. de 7 5/8" y la T.R. de 10 3/4" = 0.0542 bl/pie

Entre la T.P. de 5" y la T.R. de 10 3/4" = 0.0664 bl/pie

SOLUCION

- 1.- Obtener la velocidad y el gasto crítico para el cemento en el espacio anular con las Ecs. IV.5 y IV.6

$$V_c = \left[\frac{1129 \times 0.00801 \times (96/1.875)^{0.855}}{17.91} \right]^{0.875} = 10.393 \text{ pie/seg}$$

$$V_c = 10.393 \text{ pie/seg}$$

$$q_b = \frac{10.95 \times (9.5^2 - 7.625^2)}{17.15} = 19.45$$

$$q_b = 19.45 \text{ bl/ min}$$

- 2.- Las velocidades de flujo en los tres sectores se calcula con la Ec. IV.6, despejando V:

$$\text{Vel. en el interior de la T.P.} = \frac{19.45 \times 17.15}{5^2} = 13.34 \text{ pie/seg}$$

$$\text{Vel. en el interior de la T.R.} = \frac{19.45 \times 17.15}{6.625^2} = 7.6 \text{ pie/seg}$$

$$\text{Vel. entre T.R. de } 10 \frac{3}{4} \text{'' y } 7 \frac{5}{8} \text{''} = \frac{19.45 \times 17.15}{9.6^2 - 7.625^2} = 9.8 \text{ pie/seg}$$

$$\text{Vel. entre la T.R. de } 10 \frac{3}{4} \text{'' y la T.P.} = \frac{19.45 \times 17.15}{9.6^2 - 5^2} = 4.96 \text{ pie/seg}$$

- 3.- Las caídas de presión para cada fluido en cada una de las secciones (Tabla IV.8) se calculan con las ecuaciones IV.9, IV.10 y IV.11.

TABLA IV.8

CALCULO DE LAS CAIDAS DE PRESION ($1b/pg^2/1000$ pie)

	INTERIOR DE LA TP 5"	INTERIOR DE LA TR 75/8"	EN EL ESPACIO ANULAR ENTRE TR Y AGUERO	EN EL ESPACIO ANULAR DE 10 3/4" Y 7 5/8"	EN EL ESPACIO ANULAR DE 10 3/4" Y TP 5"	FLUIDO
N_{Re}	7021	5325	2617	2556	2395	LODO
f	0.00585	0.00613	0.00715	0.0072	0.00732	
ΔP	163.78	35.95	277.2	235.4	26.40	
N_{Re}	5649	4313	2100	2059	1939	CEMENTO
f	0.00606	0.00638	0.00759	0.0076	0.00776	
ΔP	176.29	38.86	305.32	259.5	29.06	
N_{Re}	3665	2192	1565	1489	971	ESPACIADOR
f	0.0066	0.0075	0.0083	0.0084	0.00976	
ΔP	185.5	44.58	325.5	279.16	35.7	
N_{Re}	78472	69197	26823	26639	31392	LAVADOR
f	0.00478	0.0048	0.00505	0.00505	0.005	
ΔP	54.79	11.53	80.13	67.68	7.38	

4.- Altura de los fluidos en el interior de la T.R.

Lavador = 442.9 pie

Espaciador = 442.9 pie

Cemento en T.R. = 5346.2 pie

Cemento en T.P. = 408.8 pie

Altura total de cemento = 5755 pie

Lodo en T.P. = 11727 pie

5.- Analisis hidráulico con la lechada dentro del liner y lodo en el espacio anular.

Altura (pie) x ΔP (lb/pg ² /1000 pie)	=	ΔP (lb/pg ²)
442.9 x 11.53	=	5.106
442.9 x 44.58	=	19.74
5346.2 x 38.86	=	207.75
408.8 x 176.29	=	72.06
11727.2 x 163.77	=	1920.56
5625 x 277.2	=	1559.25
606.8 x 235.4	=	142.84
12136 x 26.4	=	<u>320.4</u>

$$\Sigma \Delta P = 4247.7 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{hc} = (11727.2 \times 0.896) + (5755 \times 0.930) + (442 \times 0.908) + (442 \times .367)$$

$$P_{hc} = 16423 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{ha} = (18368 \times 0.896) = 16457$$

$$P_{ha} = 16457.73 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_w = 16457.73 + 4247.7 - 16423 = 4280 \text{ lb/pg}^2$$

$$HHP = 19.45 \times 4280 \times 0.0245 = 2039$$

6.- Analisis hidráulico cuando al tapón de desplazamiento le faltan 650 pies para llegar al cople de retención.

Altura de los fluidos en todos los sectores del pozo, pie

Cemento en la T.R. = 715.6

Lodo en la T.R. = 5516.4

Lodo en la T.P. = 12136

Cemento entre T.R. 10 3/4" y 7 5/8" = 606.8

Cemento entre el Ag. de 9 1/2" y 7 5/8" = 5625.2

Cemento entre T.R. 10 3/4" y T.P. 5" = 116.2

Espaciador entre T.R. 10 3/4" y T.P. 5" = 284.2

Lavador entre T.R. 10 3/4" y T.P. 5" =	284.2
Lodo entre T.R. de 10 3/4" y T.P. 5" =	11451.4
Altura (pie) x ΔP (lb/pg ² /1000 pie) = ΔP (lb/pg ²)	
715.6 x 38.86	= 27.8
5516.4 x 35.95	= 198.31
12136 x 163.77	= 1987.52
5625.2 x 305.32	= 1717.48
606.8 x 259.5	= 157.46
116.2 x 29.06	= 3.37
284.2 x 35.7	= 10.15
284.2 x 7.38	= 2.1
11451.4 x 26.4	= <u>302.31</u>

$$\Sigma \Delta P = 4406.51 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{hc} = (715.6 \times 0.930) + (5516.4 \times 0.896) + (12136 \times 0.896) =$$

$$P_{hc} = 16482 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{ha} = (6348.2 \times 0.930) + (284.2 \times 0.908) + (284.2 \times 0.367) + (11451.4 \times 0.896)$$

$$P_{ha} = 16526.7 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_w = 16526.7 + 4406.51 - 16482 = 4451.21 \text{ lb/pg}^2$$

$$HHP = 19.45 \times 4451.21 \times 0.0245 = 2121$$

7.- Gradiente de la columna de fluido con el cemento en el interior de la tubería de revestimiento

$$P_{hc} = 16423 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Gradiente de la columna} = \frac{16423 \text{ lb/pg}^2 + 4247.7 \text{ lb/pg}^2}{18368 \text{ pie}} = 1.125$$

$$\text{Gradiente} = 1.125 \text{ lb/pg}^2$$

Como el gradiente de fractura es $0.997 \text{ lb/pg}^2/\text{pie} < 1.125 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$ la técnica de cementar con régimen de flujo turbulento se modifica, cementándose con un gasto menor*.

* Resultado por computadora del ejemplo anterior.

RESULTADOS DEL ANALISIS HIDRAULICO
 EMPLEANDO EL PROGRAMA SLURRY-FLO PLAN--VERSION 5-20-83

PETROLEROS MEXICANOS

POZO PUERTO CEIBA # 102

SOLICITADO POR EL ING. SALD AFR OBR

OPERACION CEMENTACION DE UN LINER DE 7 5/8"

A LA PROFUNDIDAD DE 5,600 MTS. CON ROL

ULTIMA T.R. CEMENTADA 10 3/4" A 9,885 MTS

EN AGUJERO DE 9 1/2"

DISTRITO DE COMALCALCO, TAB.

AFG----0002/HF

- - - - - DEPTHS AND DIAMETERS OF WELL SECTIONS - - - - -

SECTOR NO.	DEPTH FT	HOLE OR CSG. ID IN	CASING, DRILL PIPE OR LINER	
			OO - IN	ID - IN
1	12186.	9.660	5.000	4.270
2	12743.	9.660	7.625	6.625
3	18368.	9.600	7.625	6.625

----- FLUID PROPERTIES -----

FLUID NO.	DESCRIPTION
1	LODD DRILEX DE DENS. = 2.07 GR/CC
2	BACHE LAVADOR DIESEL HYFLO AL 1 % (3MS)
3	BACHE ESPACIADOR DE SAM IV DENS. = 2.10 GR/CC
4	CEMENTO MAS ADITIVOS PARA UNA DENS. = 2.15 GR/CC
5	LODD DRILEX DE DENS. = 2.07 GR/CC

FLUID NO.	N'	K'	SLURRY DENSITY LBS/GAL	SLURRY YIELD CU FT/SK	HYDROSTATIC GRADIENT PSI/FT
1	.848	.00646	17.25	.00	.896
2	.999	.00010	7.06	.00	.967
3	.611	.04847	17.49	.00	.908
4	.856	.00801	17.91	1.69	.930
5	.848	.00646	17.25	.00	.896

FLOW RATE REQUIRED TO ACHIEVE REYNOLDS NO. = 3000.
IN ANNULAR SECTOR 3

FLUID NO.	BPM
1	21.9
2	22
3	31.0
4	26.8
5	21.9

----- ANNULAR FILL -----

FLUID NO.	DEPTH OF FL. TOPS FT	ANNULAR FILL FT	SACKS OF CEMENT	BBL'S FLUSH DR SPACER
1	0.	10907		0.
2	10907.	236		19.
3	11194.	286		19.
4	11480	6883	795.	

TD = 18368.

----- JOB CALCULATIONS -----

CALCULATIONS PERFORMED TO ESTIMATE MAXIMUM
PUMP RATE AT FORMATION BREAKDOWN

TOTAL BBLs FLUID PUMPED	FLUID BEING PUMPED AT SURFACE	SURFACE PRESSURE PSI	BOTTOM HOLE PRESSURE PSI	ANNULAR FLUID AT ID	MAX. PUMP RATE BPM	BBLs DISPLACED FLUID ON PUMP
0	1	5475.4	18313.	1	17.0	
37.9	3	5847.	18313.	1	17.0	
75.9	4	5820.	18313.	1	17.0	
113.8	4	5793.	18313.	1	17.0	
151.8	4	5766.	18313.	1	17.0	
189.7	4	5738.	18313.	1	17.0	
227.7	4	5631.	18313.	1	17.0	
265.6	4	5533.	18313.	1	17.0	
303.6	5	5524.	18313.	1	17.0	28
341.5	5	5522.	18313.	1	17.0	63
379.5	5	5521.	18313.	1	17.0	101
417.4	5	5520.	18313.	1	17.0	139
455.4	5	5519.	18313.	1	17.0	177
493.3	5	5941.	18313.	2	18.4	215
531.3	5	6045.	18303.	4	18.8	253
569.2	5	6031.	18313.	4	18.7	291
607.2	5	5966.	18313.	4	18.5	329
645.1	5	5872.	18313.	4	18.2	367
683.1	5	5851.	18326.	4	18.8	405
721.0	5	4857.	18313.	4	15.4	443
759.0	5	4803.	18313.	4	15.2	481

*EST. SURFACE PRESSURE WITH MUD ONLY CIRCULATING

FRACTURE GRADIENT = .997 PSI/FT AT 18258. FT
FINAL HYDROSTATIC GRADIENT = .901 PSI/FT AT 18368. FT

FINAL FLUID PRESSURE GRADIENTS
FLOWING AT 15.2 BPM

DEPTH FT	GRADIENT PSI/FT
12135.	.9053
12743.	.9159
18368.	.9970

MAXIMUM SURFACE PRESSURE = 6045. PSI

MAXIMUM HYDRAULIC HORSEPOWER = 2786. HP

HORSEPOWER AT 15.2 BPM
AT FINAL CONDITIONS = 1784. HP

FLOW RATE REQUIRED TO ACHIEVE REYNOLDS NO. = 100.
 IN ANNULAR SECTOR 3

FLUID NO.	BPM
1	1.1
2	1.1
3	2.7
4	1.4
5	1.1

----- ANNULAR FILL -----

FLUID NO.	DEPTH OF FL. TOPS FT	ANNULAR FILL FT	SACKS OF CEMENT	BBL'S FLUSH OR SPACER
1	0.	10907.		0.
2	10907.	288.		19.
3	11194.	288.		19.
4	11480.	6888.	796.	
TD = 18368.				

--- JOG CALCULATIONS ---

CALCULATIONS BASED ON PUMP RATE OF 1.4 BPM
WHICH IS REQUIRED TO ACHIEVE 1000 REYNOLDS NO.
FOR FLUID NO. 4 IN ANNULAR SECTOR 5

TOTAL BBLs FLUID PUMPED	FLUID BEING PUMPED AT SURFACE	SURFACE PRESSURE PSI	BOTTOM HOLE PRESSURE PSI	ANNULAR FLUID AT TD	BBLs OF DISPLACEMENT FLUID (NO. 5) PUMPED
0.0	1	300.4	16642.	1	0.0
37.2	3	867.	16642.	1	0.0
75.2	4	739.	16642.	1	0.0
113.6	5	721.	16642.	1	0.0
151.8	4	659.	16642.	1	0.0
189.7	4	595.	16642.	1	0.0
227.7	4	521.	16642.	1	0.0
265.6	4	437.	16642.	1	0.0
303.6	5	153.	16642.	1	25.9
341.5	5	191.	16642.	1	53.8
379.5	5	229.	16642.	1	101.4
417.4	5	267.	16642.	1	139.7
455.4	5	305.	16642.	1	177.7
493.3	5	ON VAC	16427.	2	215.6
531.3	5	ON VAC	16361.	4	253.6
569.2	5	ON VAC	16411.	4	291.5
607.2	5	ON VAC	16461.	4	329.5
645.1	5	80.	16512.	4	367.4
683.1	5	235.	16636.	4	405.4
721.0	5	383.	16755.	4	443.3
759.0	5	433.	16775.	4	481.3

*EST. SURFACE PRESSURE WITH MUD ONLY CIRCULATING

FRACTURE GRADIENT = .997 PSI/FT AT 18368. FT
FINAL HYDROSTATIC GRADIENT = .901 PSI/FT AT 18368. FT

FINAL FLUID PRESSURE GRADIENTS
FLOWING AT 1.4 BPM

DEPTH FT	GRADIENT PSI/FT
12136.	.8884
12743.	.8916
18368.	.9133

MAXIMUM SURFACE PRESSURE = 867. PSI

MAXIMUM HYDRAULIC HORSEPOWER = 29. HP

----- JOB CALCULATIONS -----

CALCULATIONS BASED ON PUMP RATE OF 2.0 BPM

TOTAL BBLs FLUID PUMPED	FLUID BEING PUMPED AT SURFACE	SURFACE PRESSURE PSI	BOTTOM HOLE PRESSURE PSI	ANNULAR FLUID AT TD	BBLs OF DISPLACEMENT FLUID (NO. 5) PUMPED
.0	1	414.8	16711.	1	.0
37.9	3	983.	16711.	1	.0
75.9	4	917.	16711.	1	.0
113.8	4	851.	16711.	1	.0
151.8	4	785.	16711.	1	.0
189.7	4	719.	16711.	1	.0
227.7	4	448.	16711.	1	.0
265.6	4	262.	16711.	1	.0
303.6	5	278.	16711.	1	25.9
341.5	5	314.	16711.	1	63.8
379.5	5	350.	16711.	1	101.8
417.4	5	386.	16711.	1	139.7
455.4	5	422.	16711.	1	177.7
493.3	5	91.	16493.	2	215.6
531.3	5	ON VAC	16433.	4	253.6
569.2	5	40.	16486.	4	291.5
607.2	5	123.	16540.	4	329.5
645.1	5	207.	16593.	4	367.4
683.1	5	366.	16723.	4	405.4
721.0	5	514.	16841.	4	443.3
759.0	5	564.	16861	4	481.3

REST. SURFACE PRESSURE WITH MUD ONLY CIRCULATING

FRACTURE GRADIENT = .997 PSI/FT AT 18368. FT
 FINAL HYDROSTATIC GRADIENT = .901 PSI/FT AT 18368. FT

FINAL FLUID PRESSURE GRADIENTS
 FLOWING AT 2.0 BPM

DEPTH FT	GRADIENT PSI/FT
12136.	.8874
12743.	.8950
18368.	.9180

MAXIMUM SURFACE PRESSURE = 983. PSI

MAXIMUM HYDRAULIC FRACTURE = 48. HP

----- MUD CALCULATIONS -----

CALCULATIONS BASED ON PUMP RATE OF 300 BPP

TOTAL BELS FLUID PUMPED	FLUID BEING PUMPED AT SURFACE	SURFACE PRESSURE PSI	BITTORB HOLE PRESSURE PSI	ANNULAR FLUID AT TD	BELS OF O/SPL/ GEMENT FLUID (CAL. 50) PUMPLE
.0	1	584.8	16814.	1	.0
37.9	3	1155.	16814.	1	.0
75.9	4	1092.	16814.	1	.0
113.8	4	1029.	16814.	1	.0
151.8	4	967.	16814.	1	.0
189.7	4	904.	16814.	1	.0
227.7	4	838.	16814.	1	.0
265.6	4	451.	16814.	1	.0
303.6	5	464.	16814.	1	25.9
341.5	5	497.	16814.	1	63.8
379.5	5	530.	16814.	1	101.8
417.4	5	564.	16814.	1	139.7
455.4	5	597.	16814.	1	177.7
493.3	5	658.	16891.	2	215.6
531.3	5	130.	16838.	4	253.6
569.2	5	219.	16897.	4	291.6
607.2	5	307.	16856.	4	329.5
645.1	5	395.	16714.	4	367.4
683.1	5	563.	16852.	4	405.4
721.0	5	711.	16970.	4	443.3
759.0	5	761.	16991.	4	481.3

*EST. SURFACE PRESSURE WITH MUD ONLY CIRCULATING

FRACTURE GRADIENT = .997 PSI/FT AT 18368. FT
 FINAL HYDROSTATIC GRADIENT = .901 PSI/FT AT 18368. FT

FINAL FLUID PRESSURE GRADIENTS
 FLOWING AT 300 BPP

DEPTH FT	GRADIENT PSI/FT
12100.	.8908
12749.	.8951
18368.	.9250

MAXIMUM SURFACE PRESSURE = 1155. PSI

MAXIMUM HYDRAULIC HORSEPOWER = 85. HP

----- JOB CALCULATIONS -----

CALCULATIONS BASED ON PUMP RATE OF 4.0 BPM

TOTAL BELLS FLUID PUMPED	FLUID BEING PUMPED AT SURFACE	SURFACE PRESSURE PSI	BOTTOM HOLE PRESSURE PSI	ANNULAR FLUID AT TD	BELLS OF DISPLACEMENT FLUID (NO. S) PUMPED
.0	1	745.3	16912.	1	.0
37.9	3	1318.	16912.	1	.0
75.9	4	1299.	16912.	1	.0
113.8	4	1199.	16912.	1	.0
151.8	4	1139.	16912.	1	.0
189.7	4	1079.	16912.	1	.0
227.7	4	918.	16912.	1	.0
265.6	4	630.	16912.	1	.0
303.6	5	641.	16912.	1	25.9
341.5	5	671.	16912.	1	63.8
379.5	5	702.	16912.	1	101.8
417.4	5	732.	16912.	1	139.7
455.4	5	763.	16912.	1	177.7
493.3	5	417.	16685.	2	215.6
531.3	5	294.	16637.	4	253.6
569.2	5	387.	16701.	4	291.5
607.2	5	481.	16765.	4	329.5
645.1	5	574.	16828.	4	367.4
683.1	5	748.	16974.	4	405.4
721.0	5	897.	17093.	4	443.3
759.0	5	947.	17114.	4	481.3

*REST. SURFACE PRESSURE WITH MUD ONLY CIRCULATING

FRACTURE GRADIENT = .997 PSI/FT AT 18368. FT
 FINAL HYDROSTATIC GRADIENT = .901 PSI/FT AT 18368. FT

FINAL FLUID PRESSURE GRADIENTS
 FLOWING AT 4.0 BPM

DEPTH FT	GRADIENT PSI/FT
12136.	.8922
12743.	.8970
18368.	.9317

MAXIMUM SURFACE PRESSURE = 1318. PSI

MAXIMUM HYDRAULIC HORSEPOWER = 129. HP

----- JOB CALCULATIONS -----

CALCULATIONS BASED ON PUMP RATE OF 7.0 BPM

TOTAL BBLs FLUID PUMPED	FLUID BEING PUMPED AT SURFACE	SURFACE PRESSURE PSI	BOTTOM HOLE PRESSURE PSI	ANNULAR FLUID AT TD	BBLs OF DISPLACEMENT FLUID (NO. 5) PUMPED
.0	1	1456.4	17186.	1	.0
37.9	3	1931.	17186.	1	.0
75.9	4	1927.	17186.	1	.0
113.8	4	1898.	17186.	1	.0
151.8	4	1799.	17186.	1	.0
189.7	4	1734.	17186.	1	.0
227.7	4	1485.	17186.	1	.0
265.6	4	1317.	17186.	1	.0
303.6	5	1332.	17186.	1	25.9
341.5	5	1368.	17186.	1	63.8
379.5	5	1403.	17186.	1	101.8
417.4	5	1439.	17186.	1	139.7
455.4	5	1474.	17186.	1	177.7
493.3	5	1123.	16948.	2	215.6
531.3	5	1012.	16914.	4	253.6
569.2	5	1118.	16992.	4	291.5
607.2	5	1224.	17070.	4	329.5
645.1	5	1331.	17147.	4	367.4
683.1	5	1520.	17314.	4	405.4
721.0	5	1680.	17439.	4	443.3
759.0	5	1730.	17460.	4	481.3

*EST. SURFACE PRESSURE WITH MUD ONLY CIRCULATING

FRACTURE GRADIENT = .997 PSI/FT AT 18368. FT
 FINAL HYDROSTATIC GRADIENT = .901 PSI/FT AT 18368. FT

FINAL FLUID PRESSURE GRADIENTS
 FLOWING AT 7.0 BPM

DEPTH FT	GRADIENT PSI/FT
12135.	.8950
12743.	.9025
18368.	.9506

MAXIMUM SURFACE PRESSURE = 1991. PSI

MAXIMUM HYDRAULIC HORSEPOWER = 341. HP

CONCLUSIONES

La estimación del gradiente de presión de formación y de fractura, a partir del conocimiento de los parámetros obtenidos en los registros geofísicos, juega un papel importante en el diseño adecuado de densidades de lodo y tuberías de revestimiento. La confiabilidad del método para calcular estas presiones depende de, la cantidad y calidad de la información disponible.

Considerar un gradiente de sobrecarga variable en el cálculo de la presión de formación y de fractura, conduce a estimaciones más precisas.

El diseño de la tubería de revestimiento debe tomar en cuenta, la complejidad de los esfuerzos a que es sometida: a la tensión por su propio peso, al colapso y la reducción de éste por efecto de tensión, a la presión interna en caso de brote o fugas en la tubería de producción, a la compresión debido al mal asentamiento de la tubería sobre sus cuñas, al efecto de temperatura y, a la flotación.

Experimentalmente se ha determinado que la presión hidrostática del cemento, se reduce hasta alcanzar un valor equivalente al de una columna de agua de similar longitud durante el proceso de hidratación.

Las cementaciones canalizadas en formaciones sobrepresionadas con gas, se deben a la disminución de la presión hidrostática

ca durante la cementación por el flujo de gas, de la formación hacia el pozo; recomendándose para este caso, el uso de lechadas de cemento con baja pérdida de agua, que no exhiban tixotropía y con un tiempo de espesamiento mínimo permisible.

La falta de presión hidrostática debida a la hidratación del cemento, puede compensarse ajustando la densidad del lodo, modificando la longitud por cementarse ó, aplicando una práctica de cementación que permita incrementar la presión en el espacio anular.

APENDICE "A"

VALORES TEORICOS DE RESISTENCIA PARA
TUBERIAS DE REVESTIMIENTO CON CA-
RACTERISTICAS ESPECIALES.

TOMSA

CALCULO TEORICO DE PRUEBAS DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DIAMETRO = 4 1/2 (114.30 MM.)

GRADO DE ACERO	PESO METRICO LBS/PIE	ESPESOR		DIAMETRO INTERIOR		DIAMETRO DE MANDRIL		COLAPSO PSI	RANGO	PRESION INTERNA PSI		RESISTENCIA (x1000) JUNTA CUERPO		
		PULG	MM.	PULG.	MM.	PULG.	MM.			REDON	BUTT	REDON	BUTT	LBS
T 125	13.50	.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39	11600.	PLASTICO	14100.	14100.	365.	482.	479.
	15.10	.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01	15030.	PLASTICO	16300.	15460.	438.	554.	551.
V 150	13.50	.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39	12880.	PLASTICO	16920.	16920.	432.	573.	575.
	15.10	.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01	16800.	PLASTICO	17660.	18560.	519.	658.	661.
TAC 95	13.50	.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39	11670.		12410.	12410.	311.	413.	422.
	15.10	.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01	14550.		14420.	13610.	373.	475.	485.
TAC110	13.50	.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39	13410.		14100.	14100.	351.	467.	479.
	15.10	.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01	17100.		16380.	15460.	422.	537.	551.
TAC140	13.50	.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39	14300.	PLASTICO	16500.	16580.	405.	541.	564.
	15.10	.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01	18160.	PLASTICO	19270.	18190.	487.	622.	648.
TRC 60	13.50	.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39	8540.	PLASTICO	9020.	9020.	257.	334.	307.
	15.10	.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01	11080.	YIELD	10480.	9900.	308.	384.	353.
TRC 85	13.50	.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39	8930.	PLASTICO	9590.	9590.	270.	352.	326.
	15.10	.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01	11670.	PLASTICO	11140.	10520.	325.	405.	375.
TRC 98	13.50	.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39	9300.	PLASTICO	10150.	10150.	270.	364.	345.
	15.10	.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01	12220.	PLASTICO	11800.	11130.	334.	419.	397.
TRC 95	13.50	.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39	9660.	PLASTICO	10710.	10710.	284.	374.	364.
	15.10	.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01	12760.	PLASTICO	12450.	11750.	341.	429.	419.

ENERO/1983.

TAMBO

CALCULO TEORICO DE PRUEBAS DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DIAMETRO = 5 (127.00 MM.)

GRADO DE ACERO	PESO METRICO LBS/PIE	ESPOSOR		DIAMETRO INTERIOR		DIAMETRO DE MANDRIL		COLAPSO	RANGO	PRESTION INTERNA		RESISTENCIA (x1000)		
		PULC	MM.	PULC	MM.	PULC	MM.	PSI		REDON	RUPT	REDON	RUPT	CUERPO LBS
T 125	15.00	.296	7.52	4.400	111.96	4.203	108.79	9400.	PLASTICO	12950.	12950.	420.	548.	547.
	18.00	.362	9.19	4.276	108.61	4.151	105.44	14020.	PLASTICO	15040.	15490.	535.	661.	659.
V 150	15.00	.296	7.52	4.400	111.96	4.203	108.79	10250.	PLASTICO	15540.	15540.	497.	651.	656.
	18.00	.362	9.19	4.276	108.61	4.151	105.44	15700.	PLASTICO	17910.	18590.	634.	785.	791.
TAC 95	15.00	.296	7.52	4.400	111.96	4.203	108.79	10140.		11400.	11400.	357.	470.	481.
	18.00	.362	9.19	4.276	108.61	4.151	105.44	13070.		13940.	13630.	456.	566.	580.
TAC110	15.00	.296	7.52	4.400	111.96	4.203	108.79	11490.		12950.	12950.	404.	532.	547.
	18.00	.362	9.19	4.276	108.61	4.151	105.44	16240.		15040.	15490.	515.	641.	659.
TAC140	15.00	.296	7.52	4.400	111.96	4.203	108.79	12490.	PLASTICO	15230.	15230.	466.	616.	643.
	18.00	.362	9.19	4.276	108.61	4.151	105.44	17210.	PLASTICO	18620.	18220.	594.	742.	775.
TRC 80	15.00	.296	7.52	4.400	111.96	4.203	108.79	7250.	PLASTICO	8290.	8290.	295.	379.	350.
	18.00	.362	9.19	4.276	108.61	4.151	105.44	10490.	PLASTICO	10140.	9910.	376.	457.	432.
TRC 05	15.00	.296	7.52	4.400	111.96	4.283	108.79	7550.	PLASTICO	8010.	8010.	311.	400.	372.
	18.00	.362	9.19	4.276	108.61	4.151	105.44	11010.	PLASTICO	10770.	10530.	396.	402.	448.
TRC 90	15.00	.296	7.52	4.400	111.96	4.203	108.79	7030.	PLASTICO	9320.	9320.	320.	414.	394.
	18.00	.362	9.19	4.276	108.61	4.151	105.44	11530.	PLASTICO	11400.	11150.	408.	499.	475.
TRC 95	15.00	.296	7.52	4.400	111.96	4.203	108.79	8110.	PLASTICO	9040.	9040.	326.	424.	416.
	18.00	.362	9.19	4.276	108.61	4.151	105.44	12030.	PLASTICO	12040.	11770.	416.	512.	501.

ENERO/1983

TOMSA

CALCULO TEORICO DE PRUEBAS DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DIAMETRO = 5 1/2 (139.70 MM.)

GRADO DE ACERO	PESO METRICO LBS/PIE	ESPESOR		DIAMETRO INTERIOR		DIAMETRO DE MANDRIL		COLAPSO PSI	RANGO	PRESION INTERNA PSI		RESISTENCIA(x1000)		
		PULG.	MM.	PULG.	MM.	PULG.	MM.			REDON	BUTT	REDON	BUTT	CUERPO LBS
T 125	17.00	.304	7.72	4.892	124.26	4.767	121.00	7890.	PLASTICO	12090.	12070.	481.	620.	620.
	20.00	.361	9.17	4.770	121.36	4.653	118.19	12990.	PLASTICO	14360.	14060.	593.	729.	729.
	23.00	.415	10.54	4.670	118.62	4.545	115.44	14060.	PLASTICO	16510.	14060.	694.	783.	829.
V 150	17.00	.304	7.72	4.892	124.26	4.767	121.00	8290.	PLASTICO	14510.	14510.	570.	736.	744.
	20.00	.361	9.17	4.770	121.36	4.653	118.19	13470.	PLASTICO	17230.	16870.	701.	865.	874.
	23.00	.415	10.54	4.670	118.62	4.545	115.44	17050.	PLASTICO	19810.	16870.	823.	927.	994.
TAC 95	17.00	.304	7.72	4.892	124.26	4.767	121.00	8970.		10640.	10640.	499.	532.	546.
	20.00	.361	9.17	4.770	121.36	4.653	118.19	12010.		12540.	12370.	504.	624.	641.
	23.00	.415	10.54	4.670	118.62	4.545	115.44	14700.		14530.	12370.	592.	667.	729.
TAC110	17.00	.304	7.72	4.892	124.26	4.767	121.00	10040.		12090.	12090.	463.	602.	620.
	20.00	.361	9.17	4.770	121.36	4.653	118.19	13040.		14360.	14060.	570.	707.	729.
	23.00	.415	10.54	4.670	118.62	4.545	115.44	17300.		16510.	14060.	669.	754.	829.
TAC140	17.00	.304	7.72	4.892	124.26	4.767	121.00	11300.	PLASTICO	14220.	14220.	534.	697.	729.
	20.00	.361	9.17	4.770	121.36	4.653	118.19	14720.	PLASTICO	16600.	16530.	657.	819.	857.
	23.00	.415	10.54	4.670	118.62	4.545	115.44	18370.	PLASTICO	19410.	16530.	772.	869.	975.
TRC 00	17.00	.304	7.72	4.892	124.26	4.767	121.00	6290.	PLASTICO	7740.	7740.	338.	420.	397.
	20.00	.361	9.17	4.770	121.36	4.653	118.19	8030.	PLASTICO	9190.	9000.	416.	503.	466.
	23.00	.415	10.54	4.670	118.62	4.545	115.44	11160.	YIELD	10560.	9000.	489.	551.	530.
TRC 85	17.00	.304	7.72	4.892	124.26	4.767	121.00	6520.	PLASTICO	8220.	8220.	356.	451.	422.
	20.00	.361	9.17	4.770	121.36	4.653	118.19	9240.	PLASTICO	9760.	9560.	438.	530.	495.
	23.00	.415	10.54	4.670	118.62	4.545	115.44	11020.	PLASTICO	11220.	9560.	514.	580.	564.
TRC 90	17.00	.304	7.72	4.892	124.26	4.767	121.00	6740.	PLASTICO	8710.	8710.	367.	467.	447.
	20.00	.361	9.17	4.770	121.36	4.653	118.19	9630.	PLASTICO	10340.	10120.	451.	549.	525.
	23.00	.415	10.54	4.670	118.62	4.545	115.44	12380.	PLASTICO	11800.	10120.	530.	597.	597.
TRD 95	17.00	.304	7.72	4.892	124.26	4.767	121.00	6940.	PLASTICO	9190.	9190.	374.	480.	471.
	20.00	.361	9.17	4.770	121.36	4.653	118.19	10020.	PLASTICO	10910.	10600.	460.	563.	554.
	23.00	.415	10.54	4.670	118.62	4.545	115.44	12930.	PLASTICO	12540.	10600.	540.	609.	630.

ENERO/1983

TOMBO

CALCULO TEORICO DE PRUEBAS DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DIAMETRO = 6 5/8 (168.30 MM.)

GRADO DE ACERO	PESO METRICO LBS/PIE	ESPESOR PULG	MM.	DIAMETRO INTERIOR PULG.	MM.	DIAMETRO DE MANRILO PULG.	MM.	COLAPSO PSI	RANGO	PRESION INTERNA PSI REDON	RESISTENCIA JUNTA REDON BUTT	RESISTENCIA(x1000) CUERPO LBS
T 125	24.00	.352	0.94	5.921	150.39	5.776	147.22	7920.	PLASTICO	11620.	11620.	702. 060. 867.
	28.00	.417	10.59	5.791	147.09	5.666	143.92	10990.	PLASTICO	13770.	13770.	955. 1000. 1017.
	32.00	.475	12.07	5.675	144.15	5.550	140.97	14540.	PLASTICO	15690.	15340.	989. 1130. 1147.
V 150	24.00	.352	0.94	5.921	150.39	5.776	147.22	7340.	TRANSICION	13950.	13950.	831. 1023. 1041.
	28.00	.417	10.59	5.791	147.09	5.666	143.92	12130.	PLASTICO	16520.	16520.	1013. 1199. 1220.
	32.00	.475	12.07	5.675	144.15	5.550	140.97	15990.	PLASTICO	18820.	18410.	1172. 1353. 1377.
TAC 95	24.00	.352	0.94	5.921	150.39	5.776	147.22	8170.		10230.	10230.	598. 739. 763.
	28.00	.417	10.59	5.791	147.09	5.666	143.92	11240.		12120.	12120.	728. 866. 895.
	32.00	.475	12.07	5.675	144.15	5.550	140.97	13760.		13000.	13500.	842. 977. 1010.
TAC110	24.00	.352	0.94	5.921	150.39	5.776	147.22	9210.		11620.	11620.	676. 836. 867.
	28.00	.417	10.59	5.791	147.09	5.666	143.92	12860.		13770.	13770.	823. 980. 1017.
	32.00	.475	12.07	5.675	144.15	5.550	140.97	16000.		15600.	15340.	952. 1106. 1147.
TAC140	24.00	.352	0.94	5.921	150.39	5.776	147.22	10510.	PLASTICO	13670.	13670.	779. 970. 1020.
	28.00	.417	10.59	5.791	147.09	5.666	143.92	13770.	PLASTICO	16190.	16190.	950. 1137. 1196.
	32.00	.475	12.07	5.675	144.15	5.550	140.97	16940.	PLASTICO	10440.	10040.	1099. 1293. 1349.
TRC 80	24.00	.352	0.94	5.921	150.39	5.776	147.22	5760.	PLASTICO	7440.	7440.	473. 592. 555.
	28.00	.417	10.59	5.791	147.09	5.666	143.92	8170.	PLASTICO	8810.	8810.	576. 693. 651.
	32.00	.475	12.07	5.675	144.15	5.550	140.97	10320.	PLASTICO	10040.	9920.	666. 783. 734.
TRC 85	24.00	.352	0.94	5.921	150.39	5.776	147.22	5960.	PLASTICO	7900.	7900.	501. 624. 590.
	28.00	.417	10.59	5.791	147.09	5.666	143.92	8530.	PLASTICO	9260.	9260.	610. 732. 691.
	32.00	.475	12.07	5.675	144.15	5.550	140.97	10930.	PLASTICO	10670.	10430.	706. 826. 780.
TRC 90	24.00	.352	0.94	5.921	150.39	5.776	147.22	6140.	PLASTICO	8370.	8370.	526. 647. 624.
	28.00	.417	10.59	5.791	147.09	5.666	143.92	8000.	PLASTICO	9210.	9210.	641. 750. 732.
	32.00	.475	12.07	5.675	144.15	5.550	140.97	11330.	PLASTICO	11290.	11050.	741. 856. 826.
TRC-95	24.00	.352	0.94	5.921	150.39	5.776	147.22	6310.	PLASTICO	8930.	8930.	546. 665. 659.
	28.00	.417	10.59	5.791	147.09	5.666	143.92	9220.	PLASTICO	10460.	10460.	665. 780. 773.
	32.00	.475	12.07	5.675	144.15	5.550	140.97	11820.	PLASTICO	11920.	11660.	769. 800. 872.

TAMBO

CALCULO TEORICO DE PROXIMAS DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DIAMETRO = 7 (177.00 MM.)

GRADO DE ACERO	PESO METRICO LBS/PIE	ESPESOR PULG MM.	DIAMETRO INTERIOR		DIAMETRO DE MANDRIL		COLAPSO PSI	RANGO	PRESION INTERNA PSI		RESISTENCIA(x1000)			
			PULG.	MM.	PULG.	MM.			REDON	TUTT	REDON	TUTT	LBS	
T 125	26.00	.362	9.19	6.276	159.41	6.151	156.24	6450.	PLASTICO	11310.	11310.	769.	934.	944.
	29.00	.408	10.36	6.104	157.07	6.059	153.70	9110.	PLASTICO	12750.	12750.	885.	1045.	1056.
	32.00	.453	11.51	6.094	154.79	5.959	151.61	11710.	PLASTICO	14160.	13220.	996.	1152.	1165.
	35.00	.498	12.65	6.004	152.50	5.879	149.33	14310.	PLASTICO	15560.	13220.	1106.	1103.	1272.
	38.00	.540	13.72	5.920	150.37	5.795	147.19	16740.	PLASTICO	16800.	13220.	1207.	1103.	1370.
U 150	26.00	.362	9.19	6.276	159.41	6.151	156.24	1832.	TRANSICION	13500.	13500.	910.	1110.	1132.
	29.00	.408	10.36	6.104	157.07	6.059	153.70	2790.	PLASTICO	15300.	15300.	1049.	1243.	1267.
	32.00	.453	11.51	6.094	154.79	5.959	151.61	13010.	PLASTICO	16990.	15870.	1100.	1370.	1398.
	35.00	.498	12.65	6.004	152.50	5.879	149.33	15140.	PLASTICO	18680.	15870.	1310.	1402.	1526.
	38.00	.540	13.72	5.920	150.37	5.795	147.19	17800.	PLASTICO	20250.	15870.	1430.	1402.	1644.
TAC 95	26.00	.362	9.19	6.276	159.41	6.151	156.24	7700.		9760.	9760.	655.	802.	830.
	29.00	.408	10.36	6.104	157.07	6.059	153.70	9070.		11220.	11220.	754.	870.	922.
	32.00	.453	11.51	6.094	154.79	5.969	151.61	11750.		12460.	11630.	840.	970.	1025.
	35.00	.498	12.65	6.004	152.50	5.879	149.33	13540.		13700.	11630.	942.	1000.	1119.
	38.00	.540	13.72	5.920	150.37	5.795	147.19	15140.		14850.	11630.	1028.	1008.	1206.
TAC110	26.00	.362	9.19	6.276	159.41	6.151	156.24	8720.		11310.	11310.	741.	908.	944.
	29.00	.408	10.36	6.104	157.07	6.059	153.70	11150.		12750.	12750.	852.	1017.	1056.
	32.00	.453	11.51	6.094	154.79	5.969	151.61	12500.		14160.	13220.	927.	1121.	1155.
	35.00	.498	12.65	6.004	152.50	5.879	149.33	15000.		15560.	13220.	1065.	1137.	1272.
	38.00	.540	13.72	5.920	150.37	5.795	147.19	17370.		16800.	13220.	1162.	1137.	1370.
TAC140	26.00	.362	9.19	6.276	159.41	6.151	156.24	10070.	PLASTICO	13300.	13300.	855.	1054.	1110.
	29.00	.408	10.36	6.104	157.07	6.059	153.70	12100.	PLASTICO	14990.	14990.	983.	1177.	1242.
	32.00	.453	11.51	6.094	154.79	5.959	151.61	14370.	PLASTICO	16650.	15550.	1107.	1200.	1370.
	35.00	.498	12.65	6.004	152.50	5.879	149.33	16730.	PLASTICO	18300.	15550.	1229.	1314.	1495.
	38.00	.540	13.72	5.920	150.37	5.795	147.19	19030.	PLASTICO	19850.	15550.	1341.	1314.	1611.

ENERO/1983

TOMBO

CALCULO TEORICO DE PROEBA DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DIAMETRO = 7 (177.80 MM.)

GRADO	PESO METRICO	ESPESOR	DIAMETRO INTERIOR	DIAMETRO DE MANDRIL	COLAPSO	RANGO	PRESION INTERNA PSI	RESISTENCIA (x1000)						
ACERO	LBS/PIE	PULG.	PULG.	PULG.	PSI		REDDN BUTT	REDDN BUTT	REDDN BUTT	REDDN BUTT	LEG			
I TRC 80	26.00	.362	9.19	6.276	159.41	6.151	156.24	5410.	PLASTICO	7240.	7240.	511.	641.	604.
I	29.00	.408	10.36	6.104	157.07	6.029	153.90	7830.	PLASTICO	8160.	8160.	507.	710.	676.
I	32.00	.453	11.51	6.074	154.79	5.969	151.61	8600.	PLASTICO	9060.	9060.	501.	791.	745.
I	35.00	.498	12.65	6.004	152.50	5.879	149.33	10100.	PLASTICO	9960.	9960.	496.	832.	814.
I	38.00	.540	13.72	5.920	150.37	5.795	147.19	11490.	YIELD	10820.	10820.	491.	832.	877.
I TRC 85	26.00	.362	9.19	6.276	159.41	6.151	156.24	5980.	PLASTICO	7670.	7670.	541.	677.	642.
I	29.00	.408	10.36	6.104	157.07	6.029	153.90	7310.	PLASTICO	8670.	8670.	622.	757.	718.
I	32.00	.453	11.51	6.074	154.79	5.969	151.61	9800.	PLASTICO	9630.	9790.	701.	835.	792.
I	35.00	.498	12.65	6.004	152.50	5.879	149.33	10800.	PLASTICO	10500.	10960.	778.	876.	865.
I	38.00	.540	13.72	5.920	150.37	5.795	147.19	12100.	YIELD	11400.	8990.	849.	876.	932.
I TRC 90	26.00	.362	9.19	6.276	159.41	6.151	156.24	5740.	PLASTICO	8150.	8150.	568.	792.	679.
I	29.00	.408	10.36	6.104	157.07	6.029	153.90	7500.	PLASTICO	9100.	9100.	653.	705.	760.
I	32.00	.453	11.51	6.074	154.79	5.969	151.61	9300.	PLASTICO	10170.	9520.	736.	866.	839.
I	35.00	.498	12.65	6.004	152.50	5.879	149.33	11170.	PLASTICO	11210.	9520.	817.	902.	916.
I	38.00	.540	13.72	5.920	150.37	5.795	147.19	12010.	YIELD	12150.	9520.	891.	902.	986.
I TRC 95	26.00	.362	9.19	6.276	159.41	6.151	156.24	5070.	PLASTICO	8600.	8600.	593.	722.	717.
I	29.00	.408	10.36	6.104	157.07	6.029	153.90	7040.	PLASTICO	9570.	9670.	633.	800.	803.
I	32.00	.453	11.51	6.074	154.79	5.969	151.61	9740.	PLASTICO	10760.	10050.	768.	891.	865.
I	35.00	.498	12.65	6.004	152.50	5.879	149.33	11650.	PLASTICO	11320.	10050.	853.	929.	966.
I	38.00	.540	13.72	5.920	150.37	5.795	147.19	13430.	PLASTICO	12330.	10050.	931.	929.	1041.

ENERO/1983

TOMAS

CALCULO TEORICO DE PUNAS DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DIAMETRO = 7 5/8 (193.70 MM.)

GRADO DE ACERO	PESO METRICO LBS/PIE	ESPESOR		DIAMETRO INTERIOR		DIAMETRO DE HANDBRIL		COLAPSO PSI	RANGO	PRESION		RESISTENCIA (x1000)		
		PULG.	MM.	PULG.	MM.	PULG.	MM.			INTERNA REDDN BUTT	PSI	JUNTA REDDN BUTT	CUERPO LRS	
T 125	29.70	.375	9.53	6.875	174.63	6.750	171.45	5670.	TRANSICION	10750.	10760.	861.	1052.	1060.
	33.70	.430	10.92	6.765	171.83	6.640	168.66	8340.	PLASTICO	12340.	12340.	1009.	1177.	1215.
	39.00	.500	12.70	6.625	168.28	6.500	165.10	12060.	PLASTICO	14340.	14340.	1194.	1372.	1399.
	45.30	.595	15.11	6.435	163.45	6.310	160.27	17100.	PLASTICO	16400.	15300.	1437.	1619.	1643.
V 150	29.70	.375	9.53	6.875	174.63	6.750	171.45	6050.	TRANSICION	12910.	12910.	1030.	1052.	1081.
	33.70	.430	10.92	6.765	171.83	6.640	168.66	8950.	PLASTICO	14000.	14000.	1207.	1424.	1458.
	39.00	.500	12.70	6.625	168.28	6.500	165.10	13440.	PLASTICO	17210.	17210.	1428.	1648.	1679.
	45.30	.595	15.11	6.435	163.45	6.310	160.27	17900.	PLASTICO	19600.	13360.	1721.	1926.	1971.
TAC 95	29.70	.375	9.53	6.875	174.63	6.750	171.45	7110.		9470.	9470.	748.	795.	940.
	33.70	.430	10.92	6.765	171.83	6.640	168.66	9310.		10060.	10060.	877.	1030.	1069.
	39.00	.500	12.70	6.625	168.28	6.500	165.10	11990.		12620.	12620.	1030.	1105.	1231.
	45.30	.595	15.11	6.435	163.45	6.310	160.27	15370.		14430.	13460.	1251.	1392.	1445.
TAC110	29.70	.375	9.53	6.875	174.63	6.750	171.45	7800.		10760.	10760.	846.	1025.	1060.
	33.70	.430	10.92	6.765	171.83	6.640	168.66	10450.		12340.	12340.	992.	1166.	1215.
	39.00	.500	12.70	6.625	168.28	6.500	165.10	13020.		14340.	14240.	1173.	1343.	1399.
	45.30	.595	15.11	6.435	163.45	6.310	160.27	18190.		16400.	15300.	1414.	1576.	1645.
TAC140	29.70	.375	9.53	6.875	174.63	6.750	171.45	7300.	PLASTICO	12650.	12650.	976.	1109.	1256.
	33.70	.430	10.92	6.765	171.83	6.640	168.66	11560.	PLASTICO	14510.	14510.	1144.	1353.	1429.
	39.00	.500	12.70	6.625	168.28	6.500	165.10	14700.	PLASTICO	16070.	16070.	1354.	1559.	1645.
	45.30	.595	15.11	6.435	163.45	6.310	160.27	19300.	PLASTICO	19200.	17790.	1632.	1829.	1932.
TRC 80	29.70	.375	9.53	6.875	174.63	6.750	171.45	4790.	PLASTICO	6890.	6070.	567.	721.	603.
	33.70	.430	10.92	6.765	171.83	6.640	168.66	6560.	PLASTICO	7900.	7900.	664.	820.	778.
	39.00	.500	12.70	6.625	168.28	6.500	165.10	8030.	PLASTICO	9180.	9100.	705.	945.	895.
	45.30	.595	15.11	6.435	163.45	6.310	160.27	11510.	YIELD	10500.	9790.	947.	1109.	1051.
TRC 85	29.70	.375	9.53	6.875	174.63	6.750	171.45	4920.	PLASTICO	7320.	7320.	680.	761.	726.
	33.70	.430	10.92	6.765	171.83	6.640	168.66	6910.	PLASTICO	8390.	8390.	704.	866.	826.
	39.00	.500	12.70	6.625	168.28	6.500	165.10	9220.	PLASTICO	9750.	9750.	833.	977.	951.
	45.30	.595	15.11	6.435	163.45	6.310	160.27	12330.	YIELD	11150.	10400.	1003.	1171.	1117.
TRC 90	29.70	.375	9.53	6.875	174.63	6.750	171.45	5030.	PLASTICO	7750.	7750.	630.	798.	769.
	33.70	.430	10.92	6.765	171.83	6.640	168.66	7050.	PLASTICO	8000.	8000.	739.	899.	875.
	39.00	.500	12.70	6.625	168.28	6.500	165.10	9620.	PLASTICO	10330.	10330.	874.	1035.	1007.
	45.30	.595	15.11	6.435	163.45	6.310	160.27	12950.	YIELD	11010.	11020.	1054.	1215.	1183.
TRC 95	29.70	.375	9.53	6.875	174.63	6.750	171.45	5130.	PLASTICO	8100.	8100.	659.	813.	811.
	33.70	.430	10.92	6.765	171.83	6.640	168.66	7200.	PLASTICO	9300.	9300.	772.	925.	923.
	39.00	.500	12.70	6.625	168.28	6.500	165.10	10000.	PLASTICO	10700.	10700.	914.	1065.	1063.

TOMAS

CALCULO TEORICO DE PRUEBAS DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DIAMETRO = 8 5/8" (219.10 MM.)

GRADO DE ACERO	PESO LBS/PIE	ESPECOR PULG	MM.	DIAMETRO INTERIOR PULG.	MM.	DIAMETRO DE MANDRIL PULG.	MM.	COLAPSO PSI	RANGO	PRESION INTERNA PSI	REDON BUTT	RESISTENCIA(×1000) JUNTA REDON BUTT	RESISTENCIA(×1000) CUERPO LBS	
T 125	40.00	.450	11.43	7.925	198.22	7.500	193.04	6430.	PLASTICO	11410.	11410.	1182.	1415.	1445.
	44.00	.500	12.70	7.625	193.68	7.500	190.50	8900.	PLASTICO	12600.	12600.	1330.	1562.	1595.
	49.00	.557	14.15	7.511	190.78	7.306	187.60	11600.	PLASTICO	14130.	14130.	1496.	1729.	1765.
V 150	40.00	.450	11.43	7.925	198.22	7.600	193.04	7030.	TRANSICION	13700.	13700.	1414.	1603.	1734.
	44.00	.500	12.70	7.625	193.68	7.500	190.50	9640.	PLASTICO	15220.	15220.	1591.	1859.	1914.
	49.00	.557	14.15	7.511	190.78	7.306	187.60	12940.	PLASTICO	16950.	16950.	1789.	2056.	2118.
TAC 95	40.00	.450	11.43	7.925	198.22	7.600	193.04	8940.		10040.	10040.	1031.	1218.	1271.
	44.00	.500	12.70	7.625	193.68	7.500	190.50	9700.		11160.	11160.	1160.	1345.	1404.
	49.00	.557	14.15	7.511	190.78	7.306	187.60	11710.		12430.	12430.	1305.	1488.	1553.
TAC110	40.00	.450	11.43	7.925	198.22	7.600	193.04	8090.		11410.	11410.	1179.	1300.	1445.
	44.00	.500	12.70	7.625	193.68	7.500	190.50	11030.		12600.	12600.	1317.	1523.	1595.
	49.00	.557	14.15	7.511	190.78	7.306	187.60	13460.		14130.	14130.	1401.	1605.	1765.
TAC140	40.00	.450	11.43	7.925	198.22	7.600	193.04	10210.	PLASTICO	13420.	13420.	1370.	1602.	1699.
	44.00	.500	12.70	7.625	193.68	7.500	190.50	12080.	PLASTICO	14910.	14910.	1541.	1769.	1876.
	49.00	.557	14.15	7.511	190.78	7.306	187.60	14340.	PLASTICO	16610.	16610.	1733.	1997.	2075.
TRC 80	36.00	.400	10.16	7.025	178.76	7.700	195.50	4100.	PLASTICO	6490.	6490.	570.	864.	827.
	40.00	.450	11.43	7.925	198.22	7.600	193.04	5520.	PLASTICO	7300.	7300.	776.	766.	925.
	44.00	.500	12.70	7.625	193.68	7.500	190.50	6950.	PLASTICO	8120.	8120.	874.	1065.	1031.
	49.00	.557	14.15	7.511	190.78	7.306	187.60	8570.	PLASTICO	9040.	9040.	903.	1100.	1129.
TRC 85	36.00	.400	10.16	7.025	178.76	7.700	195.50	4180.	PLASTICO	6900.	6900.	719.	912.	879.
	40.00	.450	11.43	7.925	198.22	7.600	193.04	5700.	PLASTICO	7760.	7760.	823.	1019.	982.
	44.00	.500	12.70	7.625	193.68	7.500	190.50	7230.	PLASTICO	8620.	8620.	926.	1126.	1085.
	49.00	.557	14.15	7.511	190.78	7.306	187.60	8960.	PLASTICO	9510.	9510.	1041.	1245.	1200.
TRC 90	36.00	.400	10.16	7.025	178.76	7.700	195.50	4250.	PLASTICO	7300.	7300.	755.	947.	930.
	40.00	.450	11.43	7.925	198.22	7.600	193.04	5870.	PLASTICO	8220.	8220.	865.	1059.	1040.
	44.00	.500	12.70	7.625	193.68	7.500	190.50	7490.	PLASTICO	9130.	9130.	973.	1170.	1149.
	49.00	.557	14.15	7.511	190.78	7.306	187.60	9340.	PLASTICO	10170.	10170.	1094.	1294.	1271.
TRC 95	36.00	.400	10.16	7.025	178.76	7.700	195.50	4350.	TRANSICION	7710.	7710.	789.	976.	902.
	40.00	.450	11.43	7.925	198.22	7.600	193.04	6020.	PLASTICO	8070.	8070.	904.	1072.	1098.
	44.00	.500	12.70	7.625	193.68	7.500	190.50	7740.	PLASTICO	9640.	9640.	1017.	1204.	1212.
	49.00	.557	14.15	7.511	190.78	7.306	187.60	9700.	PLASTICO	10740.	10740.	1144.	1334.	1341.

TAMBO

CALCULO TEORICO DE PNEUMAS DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DIAMETRO = 9 5/8 (244.50 MM.)

GRADO DE ACERO	PESO METRICO LBS/PIE	ESPESOR PULG. MM.	DIAMETRO INTERIOR PULG. MM.	DIAMETRO DE MANDRIL PULG. MM.	COLAPSO PSI	RANGO	PREISION INTERNA PSI	PREISION REDON BUTT	RESISTENCIA JUNTA REDON BUTT	RESISTENCIA CUERPO LBS	
T 125	43.50	.435 11.05	8.755 222.38	8.599 218.41	4620	TRANSICION	9090	9090	1240	1527	1570
	47.00	.472 11.97	8.681 220.50	8.525 216.53	2630	TRANSICION	10730	10730	1361	1650	1697
	53.50	.545 13.84	8.535 216.79	8.379 212.02	8440	PLASTICO	12390	12390	1595	1890	1943
U 150	43.50	.435 11.05	8.755 222.38	8.599 218.41	4750	ELASTICO	11860	11860	1403	1019	1884
	47.00	.472 11.97	8.681 220.50	8.525 216.53	6010	TRANSICION	12070	12070	1628	1965	2036
	53.50	.545 13.84	8.535 216.79	8.379 212.02	8960	PLASTICO	14860	14860	1909	2251	2332
TAC 95	43.50	.435 11.05	8.755 222.38	8.599 218.41	5950		8700	8700	1082	1217	1381
	47.00	.472 11.97	8.681 220.50	8.525 216.53	7180		9440	9440	1188	1423	1493
	53.50	.545 13.84	8.535 216.79	8.379 212.02	9400		10700	10700	1393	1630	1710
TAC110	43.50	.435 11.05	8.755 222.38	8.599 218.41	6370		9090	9090	1220	1492	1570
	47.00	.472 11.97	8.681 220.50	8.525 216.53	7750		10730	10730	1348	1612	1697
	53.50	.545 13.84	8.535 216.79	8.379 212.02	10530		12390	12390	1581	1846	1943
TAC140	43.50	.435 11.05	8.755 222.38	8.599 218.41	7280	ELASTICO	11630	11630	1438	1734	1846
	47.00	.472 11.97	8.681 220.50	8.525 216.53	9260	PLASTICO	12620	12620	1578	1874	1975
	53.50	.545 13.84	8.535 216.79	8.379 212.02	11540	PLASTICO	14570	14570	1850	2146	2285
TRC 80	40.00	.395 10.03	8.835 224.41	8.679 220.44	3090	TRANSICION	5750	5750	727	947	916
	43.50	.435 11.05	8.755 222.38	8.599 218.41	3110	PLASTICO	6330	6330	813	1038	1005
	47.00	.472 11.97	8.681 220.50	8.525 216.53	4750	PLASTICO	6870	6870	893	1122	1085
53.50	.545 13.84	8.535 216.79	8.379 212.02	6620	PLASTICO	7930	7930	1047	1285	1244	
TRC 85	40.00	.395 10.03	8.835 224.41	8.679 220.44	3180	TRANSICION	6100	6100	771	1000	974
	43.50	.435 11.05	8.755 222.38	8.599 218.41	3800	TRANSICION	6720	6720	862	1077	1068
	47.00	.472 11.97	8.681 220.50	8.525 216.53	4800	PLASTICO	7290	7290	946	1135	1154
53.50	.545 13.84	8.535 216.79	8.379 212.02	6070	PLASTICO	8420	8420	1107	1358	1321	
TRC 90	40.00	.395 10.03	8.835 224.41	8.679 220.44	3260	TRANSICION	6460	6460	810	1040	1031
	43.50	.435 11.05	8.755 222.38	8.599 218.41	4010	TRANSICION	7120	7120	906	1141	1130
	47.00	.472 11.97	8.681 220.50	8.525 216.53	4990	PLASTICO	7720	7720	994	1233	1222
53.50	.545 13.84	8.535 216.79	8.379 212.02	7110	PLASTICO	8920	8920	1166	1412	1397	
TRC 95	40.00	.395 10.03	8.835 224.41	8.679 220.44	3330	TRANSICION	6820	6820	847	1074	1068
	43.50	.435 11.05	8.755 222.38	8.599 218.41	4130	TRANSICION	7510	7510	948	1178	1193
	47.00	.472 11.97	8.681 220.50	8.525 216.53	5090	PLASTICO	8150	8150	1040	1273	1289
53.50	.545 13.84	8.535 216.79	8.379 212.02	7340	PLASTICO	9410	9410	1220	1458	1477	

ENERO/1983

TOMSO

CALCULO TEORICO DE PRUEBAS DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DIAMETRO = 10 3/4 (273.00 MM.)

GRADO DE ACERO	PESO METRICO LBS/PIE	ESPESOR PULG. MM.	DIAMETRO INTERIOR		DIAMETRO DE MANDRIL		COLAPSO PSI	RANGO	PRESION INTERNA PSI		RESISTENCIA JUNTA REDON RUTT		RESISTENCIA CUERPO LBS	
			PULG. MM.	PULG. MM.	PULG. MM.	PULG. MM.			REDON	BUTT	REDON	BUTT		
T 125	55.50	.495	13.57	9.760	247.90	9.604	243.24	4050.	TRANSICION	10070.	10070.	1351.	1925.	1993.
	60.70	.545	13.04	9.660	245.36	9.504	241.40	6070.	TRANSICION	11090.	11090.	1503.	2109.	2124.
	65.70	.595	15.11	9.560	242.02	9.404	238.06	7920.	PLASTICO	12110.	12110.	1653.	2271.	2373.
V 150	55.50	.495	13.57	9.760	247.90	9.604	243.24	5030.	TRANSICION	12090.	12090.	1617.	2293.	2392.
	60.70	.545	13.04	9.660	245.36	9.504	241.40	6550.	TRANSICION	13310.	13310.	1798.	2513.	2621.
	65.70	.595	15.11	9.560	242.02	9.404	238.06	8320.	PLASTICO	14530.	14530.	1970.	2730.	2847.
TAC 95	55.50	.495	13.57	9.760	247.90	9.604	243.24	6200.		0360.	0360.	1180.	1662.	1754.
	60.70	.545	13.04	9.660	245.36	9.504	241.40	7600.		9760.	9760.	1313.	1921.	1922.
	65.70	.595	15.11	9.560	242.02	9.404	238.06	9000.		10650.	10650.	1444.	1979.	2088.
TAC110	55.50	.495	13.57	9.760	247.90	9.604	243.24	6670.		10070.	10070.	1340.	1883.	1993.
	60.70	.545	13.04	9.660	245.36	9.504	241.40	8350.		11070.	11070.	1470.	2064.	2104.
	65.70	.595	15.11	9.560	242.02	9.404	238.06	10060.		12110.	12110.	1639.	2242.	2373.
TAC140	55.50	.495	13.57	9.760	247.90	9.604	243.24	7710.	ELASTICO	11050.	11050.	1567.	2191.	2344.
	60.70	.545	13.04	9.660	245.36	9.504	241.40	9760.	PLASTICO	13940.	13940.	1745.	2401.	2568.
	65.70	.595	15.11	9.560	242.02	9.404	238.06	11220.	PLASTICO	14240.	14240.	1920.	2608.	2796.
TRC 80	51.00	.450	11.43	9.050	250.17	9.694	246.22	3220.	TRANSICION	5060.	5060.	794.	1190.	1165.
	55.50	.495	13.57	9.760	247.90	9.604	243.24	4020.	PLASTICO	6450.	6450.	894.	1303.	1276.
	60.70	.545	13.04	9.660	245.36	9.504	241.40	5160.	PLASTICO	7100.	7100.	983.	1420.	1398.
65.70	.595	15.11	9.560	242.02	9.404	238.06	6300.	PLASTICO	7750.	7750.	1082.	1551.	1519.	
TRC 85	51.00	.450	11.43	9.050	250.17	9.694	246.22	3320.	TRANSICION	6230.	6230.	841.	1257.	1238.
	55.50	.495	13.57	9.760	247.90	9.604	243.24	4100.	PLASTICO	6050.	6050.	937.	1377.	1356.
	60.70	.545	13.04	9.660	245.36	9.504	241.40	5320.	PLASTICO	7540.	7540.	1043.	1509.	1485.
65.70	.595	15.11	9.560	242.02	9.404	238.06	6540.	PLASTICO	8230.	8230.	1147.	1639.	1613.	
TRC 90	51.00	.450	11.43	9.050	250.17	9.694	246.22	3400.	TRANSICION	6590.	6590.	885.	1309.	1311.
	55.50	.495	13.57	9.760	247.90	9.604	243.24	4160.	TRANSICION	7250.	7250.	986.	1434.	1435.
	60.70	.545	13.04	9.660	245.36	9.504	241.40	5460.	PLASTICO	7900.	7900.	1097.	1571.	1573.
65.70	.595	15.11	9.560	242.02	9.404	238.06	6760.	PLASTICO	8720.	8720.	1206.	1707.	1708.	
TRC 95	51.00	.450	11.43	9.050	250.17	9.694	246.22	3400.	TRANSICION	6960.	6960.	927.	1354.	1383.
	55.50	.495	13.57	9.760	247.90	9.604	243.24	4290.	TRANSICION	7660.	7660.	1032.	1493.	1515.
	60.70	.545	13.04	9.660	245.36	9.504	241.40	5500.	PLASTICO	8430.	8430.	1149.	1625.	1640.
65.70	.595	15.11	9.560	242.02	9.404	238.06	6970.	PLASTICO	9200.	9200.	1263.	1765.	1893.	

TAMBO												
CALCULO TEORICO DE PRUEBAS DE COLAPSO USANDO FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE												
DIAMETRO = 1 3/4 (298.40 MM.)												
GRADO DE ACERO	PESO METRICO LBS/PIE	ESPESOR PULG MM.		DIAMETRO INTERIOR PULG. MM.		DIAMETRO DE MANDRIL PULG. MM.		COLAPSO PSI	RANGO	PRESION INTERNA PSI REDON	RESISTENCIA JUNTA REDON BUTT LBS.	RESISTENCIA CUERPO LBS.
T 125	60.00	.489	12.42	10.772	273.61	10.616	269.64	3600	TRANSICION	9100. 9100.	1396. 2074.	2162.
V 150	60.00	.489	12.42	10.772	273.61	10.616	269.64	3600.	ELASTICO	10920. 10920.	1671. 2473.	2595.
TAC 95	60.00	.489	12.42	10.772	273.61	10.616	269.64	4900.		8010. 8010.	1330. 1794.	1903.
TAC110	60.00	.489	12.42	10.772	273.61	10.616	269.64	5150.		9100. 9100.	1385. 2033.	2162.
TAC140	60.00	.489	12.42	10.772	273.61	10.616	269.64	5640.	ELASTICO	10710. 10710.	1623. 2367.	2543.
TRC 80	60.00	.489	12.42	10.772	273.61	10.616	269.64	3180.	TRANSICION	5030. 5030.	913. 1399.	1334.
TRC 05	60.00	.489	12.42	10.772	273.61	10.616	269.64	3270.	TRANSICION	6170. 6170.	960. 1470.	1470.
TRC 90	60.00	.489	12.42	10.772	273.61	10.616	269.64	3360.	TRANSICION	6550. 6550.	1018. 1542.	1557.
TRC 95	60.00	.489	12.42	10.772	273.61	10.616	269.64	3440.	TRANSICION	6920. 6920.	1066. 1596.	1643.

ENERO/1983

TOMESA

CALCULO TEORICO DE PRUEBAS DE COLAPSO USANDO
FORMULAS DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DIAMETRO = 13 3/8 (339.70 MM.)

GRADO DE ACERO	PESO METRICO LBS/PIE	ESPESOR MM.	DIAMETRO INTERIOR PULG.	DIAMETRO DE MANDRIL MM.	COLAPSO PSI	RANGO	PRESION INTERNA PSI REDON	RESISTENCIA JUNTA REDON BUTT	RESISTENCIA (x1000) CUERPO LBS					
T 125	72.00	.514	13.06	12.347	313.61	12.191	309.65	2000.	ELASTICO	8410.	8410.	1577.	2463.	2596.
	77.00	.550	13.97	12.275	311.79	12.119	307.02	3550.	TRANSICION	9000.	9000.	1700.	2620.	2770.
	85.00	.600	15.44	12.159	300.84	12.003	304.07	4690.	TRANSICION	9940.	9940.	1097.	2092.	3040.
V 150	72.00	.514	13.06	12.347	313.61	12.191	309.65	2000.	ELASTICO	10070.	10070.	1807.	2939.	3115.
	77.00	.550	13.97	12.275	311.79	12.119	307.02	3550.	ELASTICO	10790.	10790.	2035.	3136.	3324.
	85.00	.600	15.44	12.159	300.84	12.003	304.87	4040.	TRANSICION	11930.	11930.	2271.	3451.	3650.
TAC 95	72.00	.514	13.06	12.347	313.61	12.191	309.65	4000.		7400.	7400.	1379.	2135.	2284.
	77.00	.550	13.97	12.275	311.79	12.119	307.02	4760.		7920.	7920.	1486.	2270.	2430.
	85.00	.600	15.44	12.159	300.84	12.003	304.07	6030.		8750.	8750.	1657.	2507.	2632.
TAC110	72.00	.514	13.06	12.347	313.61	12.191	309.65	4110.		8410.	8410.	1565.	2420.	2596.
	77.00	.550	13.97	12.275	311.79	12.119	307.02	4900.		9000.	9000.	1687.	2583.	2770.
	85.00	.600	15.44	12.159	300.84	12.003	304.07	6470.		9940.	9940.	1803.	2842.	3048.
TAC140	72.00	.514	13.06	12.347	313.61	12.191	309.65	4410.	ELASTICO	9890.	9890.	1834.	2822.	3053.
	77.00	.550	13.97	12.275	311.79	12.119	307.02	5440.	ELASTICO	10500.	10500.	1977.	3011.	3250.
	85.00	.600	15.44	12.159	300.84	12.003	304.07	7410.	ELASTICO	11690.	11690.	2207.	3313.	3585.
TRC 80	72.00	.514	13.06	12.347	313.61	12.191	309.65	2670.	TRANSICION	5300.	5200.	1027.	1650.	1661.
	77.00	.550	13.97	12.275	311.79	12.119	307.02	3100.	TRANSICION	5760.	5760.	1107.	1761.	1773.
	85.00	.600	15.44	12.159	300.84	12.003	304.07	3070.	PLASTICO	6360.	6360.	1238.	1938.	1951.
TRC 05	72.00	.514	13.06	12.347	313.61	12.191	309.65	2730.	TRANSICION	5720.	5720.	1091.	1745.	1765.
	77.00	.550	13.97	12.275	311.79	12.119	307.02	3190.	TRANSICION	6120.	6120.	1176.	1862.	1884.
	85.00	.600	15.44	12.159	300.84	12.003	304.07	3940.	PLASTICO	6760.	6760.	1313.	2047.	2073.
TRC 90	72.00	.514	13.06	12.347	313.61	12.191	309.65	2700.	TRANSICION	6050.	6050.	1148.	1823.	1869.
	77.00	.550	13.97	12.275	311.79	12.119	307.02	3270.	TRANSICION	6400.	6400.	1238.	1945.	1994.
	85.00	.600	15.44	12.159	300.84	12.003	304.07	4060.	TRANSICION	7160.	7160.	1382.	2141.	2195.
TRC 95	72.00	.514	13.06	12.347	313.61	12.191	309.65	2020.	TRANSICION	6390.	6390.	1204.	1893.	1973.
	77.00	.550	13.97	12.275	311.79	12.119	307.02	3340.	TRANSICION	6840.	6840.	1298.	2019.	2105.
	85.00	.600	15.44	12.159	300.84	12.003	304.87	4180.	TRANSICION	7580.	7580.	1449.	2222.	2317.

ENERO/1983

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Fertl W.A., Chilingarian G.V. "Importance of abnormal formation pressure", J.P.T. Abril 1977.
- 2.- Eaton B.A. "Fracture gradient prediction and its applications in oil field operations", J.P.T. Octubre 1969.
- 3.- Lester R.L. "Origen and maintenance of abnormal pressures" S.P.E. 1972.
- 4.- Pottman C.E., Johnson R.K. "Estimation of formation pressure from log derived shale properties", J.P.T. Junio 1965.
- 5.- Hubbert, M.K., Willys D.G. "Mechanics of hydraulic fracturing", AIME 1957.
- 6.- Gardner L.W. "Vertical velocities from reflection shootings" Geophysics series, Diciembre 1969.
- 7.- Eaton B.A. "A theory on the effect of overburden stress on geopressures prediction from well logs", S.P.E. 1972.
- 8.- Eaton B.A. "Graphical method predicts geopressures World wide", World oil, Julio 1976.
- 9.- Pennebaker E.S., "Seismic data indicate depth magnitude of abnormal pressures", World oil, 1976.
- 10.- Moore P.L. "How to predict pore pressure", Petroleum Engineers International, Marzo 1982.
- 11.- Jordan J.R. and Shirley O.J. "Application of drilling performance data to overpressure detection" J.P.T. Nov. 1966.
- 12.- Martinez Romero N. y León Ventura R. "Procedimiento semi-automático para el cálculo de geopresiones y gradientes de fractura" I.M.P. Proyecto D-5101, 1984.
- 13.- Foster J.B. and Whalen H.E. "Estimation of formation pressure from electrical surveys offshore Louisiana" Journal of petroleum Technology, 165-171, Febrero 1966.
- 14.- Matthews W.R. and Kelly J. "How to predict formation pressure and fracture gradient from electric and sonic logs", Oil and Gas Journal, Febrero 1967.

- 15.- Greenip John K. Jr. "Secciones tubulares aislan presiones hoyo abajo", Petroleo Internacional, Julio 1979.
- 16.- Greenip John K. Jr. "Diseño de revestimiento óptimo" Petroleo Internacional, Agosto 1979.
- 17.- Formulas and calculations for casing, tubing, drill pipe and line pipe properties", Boletín SC3, A.P.I. Marzo 1977.
- 18.- Practical casing design. Halliburton Energy Institute.
- 19.- Gathin Carl "Petroleum Engineering drilling and well completions", Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J.
- 20.- Performance properties of casing, tubing and drill pipe -- A.P.I. Bul 5C2, Sixteenth Edition, Dallas Texas, Mar 1975.
- 21.- K.N. Tuttle "Guide lines aid in designing for H₂S Service", Oil and gas Journal, 1978.
- 22.- Osornio Carlos " Modelo matemático para determinar desgaste en tuberías de revestimiento" Inedito.
- 23.- Andaluz, Luis M. "Roturas y colapsos de las tuberías de revestimiento del distrito de Villahermosa y su relación con las formaciones plásticas del área"
- 24.- Archivos, Departamentos de Perforación e Ingeniería Petrolera, Villahermosa, Tab.
- 25.- Dwight K. Smith, "Cementing", Halliburton Services, segunda edición, Dallas, Texas 1976.
- 26.- Poblano Ordoñez Raúl, "Cementación de tuberías de revestimiento en pozos con presiones anormales", Ingeniería Petrolera, Enero 1985.
- 27.- W.W. Christian, Jiten Chatterji and G. Warren Ostroot, "Gas leakage in primary cementing, a field study and laboratory investigation", SPE 5517, Octubre 1975.
- 28.- Instituto Americano del Petróleo, Normas API-RP-10B.
- 29.- Programa de computo Halliburton Slurry-Flo Plan. 5-20-83
- 30.- Apuntes Tecnología de Perforación - 1^a parte
Ing. Miguel Angel Benítez Hernández, Facultad de Ingeniería. - U.N.A.M.
- 31.- Apuntes Terminación de Pozos
Ing. Francisco Garaicochea Petrirena
Ing. Miguel Angel Benítez Hernández
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.