Ej. 34

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

CONTROL DE BROTES

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

ARTURO RAMIREZ RODRIGUEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA 1983

I N D I C E

I.- INTRODUCCION.

Un brote es una entrada indeseable de fluidos de la formación al espacio anular entre la T.R. y la tubería de trabajo ó entre la pared del pozo y la tubería de trabajo, en cantidad tal, que se requiera cerrar el pozo. Esta intrusión de fluidos se produce cuando la presión hidrostática (Presión debida a la columna de lodo) del fluído de perforación no es suficiente para contrarrestar la presión de la formación.

La mayoría de los reventones se han verificado en localidades con presiones normales en la formación, a pesar de que las formaciones de presión anormal son un verdadero peligro en la perforación.

En ocasiones, los primeros indicios de una situación de cabeceo son difíciles de observar, como por ejemplo aumento del contenido de cloruros en el lodo. Otras veces los indicios son muy evidentes, como el aumento de velocidad de perforación acompañado del aumento del nivel de fluído en las presas.

A menudo los indicios antes mencionados se presentan en forma múltiple.

II.- CAUSAS Y PREVENCION DE BROTES EN POZOS PETROLEROS.

En los trabajos de Perforación y Reparación de Pozos, se mantiene la presión hidrostática ejercida por el lodo ligeramente mayor que la presión de formación, pero en ocasiones la presión de la formación excede a la ejercida por la columna hidrostática, y las causas de que esto ocurra son las siguientes:

1.- Densidad de Control Inadecuado.

Esta es una de las causas más importantes en el origen de los brotes. Se debe al desconocimiento de la verdadera presión de fondo ya sea por formaciones bloqueadas, tapones de arena ó chatarra dentro de las tuberías (Reparación de Pozos) .

Una densidad de lodo insuficiente significa que la presión de la columna no mantiene la presión de la formación en su lugar aún cuando el pozo esté lleno. En la mayoría de los casos, la perforación se hace con un fluído de perforación tan ligero como sea posible con objeto de obtener ritmos máximos de penetración, sin embargo, debe señalarse que el lodo de densidad más baja también permite

una diferencial de presión más baja entre la presión hidrostática y la de formación, esta causa se previene revisando periódicamente la densidad del lodo durante la perforación.

2.- Llenado Inapropiado del pozo durante los viajes.

La medición del volumen de lodo que se emplea para llenar el pozo cuando se saca la barrena es muy importante especialmente cuando hay solamente un pequeño exceso sobre la presión de formación. Cuando se saca la tubería del pozo, el nivel del fluído dentro de él, baja por el desplazamiento del acero de la tubería que se sacó y como consecuencia la presión de la columna hidrostática ejercida por el fluído de control decrece, por lo que debe llenarse con un volumen de fluído igual al desplazado por la tubería.

Un tanque calibrador efectivo es un recipiente que puede valorar el cambio de nivel por volumen de fluído empleado.

Usando un tanque conectado por gravedad, el pozo se llenará automáticamente por el lodo proveniente de dicho tanque, mientras la barrena va siendo sacada del pozo.

3.- Efecto de Sondeo y de Pistón.

Para determinar la densidad adecuada para trabajar un pozo petrolero, se parte del dato más reciente de la posible presión de fondo del yacimiento, lo que nos fija la carga hidrostática que equilibra la presión del yacimiento.

Presiones adicionales se desarrollan contra la pared del pozo por causa de los movimientos de la tubería de perforación, especialmente cuando tales movimientos son rápidos, cuando el lodo tiene viscosidad y un gel elevados, y cuando se están empleando longitudes grandes de tuberías. Si la tubería es maniobrada hacia abajo al mismo tiempo que se hace circular el lodo, el efecto será acentuando, ya que los dos efectos deben sumarse y se produce una acción de pistón que puede fracturar la formamación ocasionando que el fluído de control se pierda.

Cuando la tubería sube demasiado rápido se produce una succión, si el lodo no baja en el pozo con la misma rapidez con que se saca la tubería entonces se crea una disminución de presión.

Cuando la presión hidrostática del lodo es solamente poco superior a la presión de formación, la reducción de presión por succión favorecerá la entrada de fluídos de la formación al pozo.

Para prevenir las dos causas anteriores se debe tener mucho cuidado en los factores de que dependen éstas, los - cuales son:

La velocidad del movimiento de las tuberías.

La viscosidad del fluído de control.

Los diámetros de las tuberías y accesorios de los aparejos.

Con auxilio de la gráfica No. 1 se calcula el aumento de la presión, derivada se introducir ó sacar la tubería de un pozo.

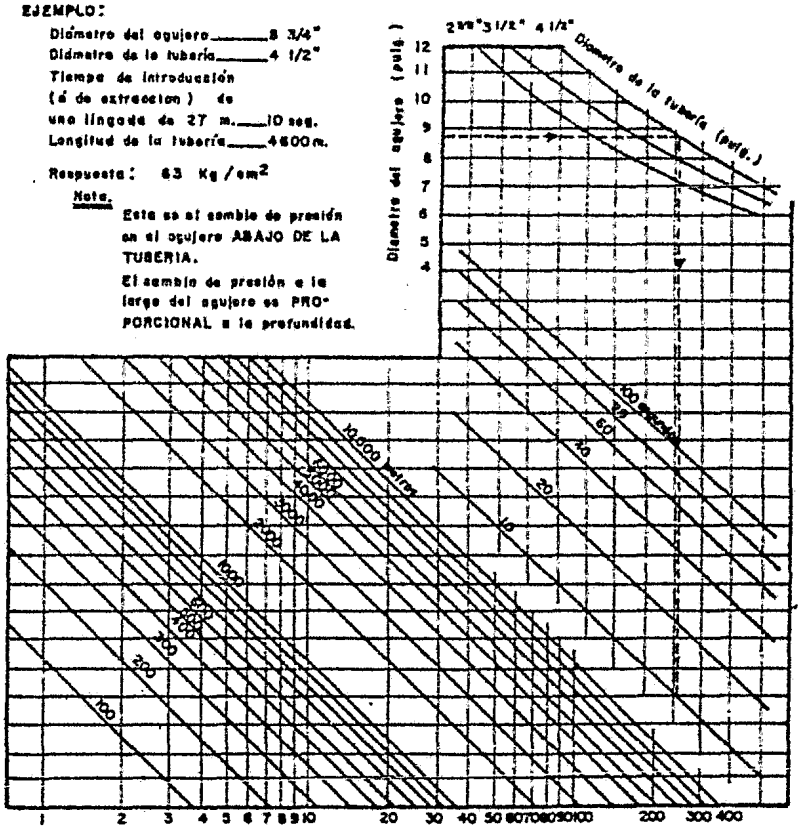
GRAFICA PARA ESTIMAR EL AUMENTO DE LA PRESION DERIVADA DE INTRODUCIR O SACAR LA TUBERIA DE UN POZO

EJEMPLO:

Diámetro del agujero _____ 8 3/4"
Diámetro de la tubería _____ 4 1/2"
Tiempo de introducción
(ó de extracción) de
una lingada de 27 m. ____ 10 seg.
Longitud de la tubería ____ 4600 m.

Respuesta: 63 Kg/cm²

Nota.
Esta es el cambio de presión en el agujero ABAJO DE LA TUBERIA.
El cambio de presión a la larga del agujero es PROPORCIONAL a la profundidad.



VARIACION DE PRESION Kg/cm²

GRAFICA N° 1

4.- PERDIDAS DE CIRCULACION (PERDIDA DE FLUIDOS)

La pérdida de circulación es el problema mas costoso y uno de los que presentan mayor dificultad durante la perforación de pozos petroleros.

Las zonas de pérdida se clasifican, basandose en la capacidad que poseen para admitir volumenes de fluído de perforación y en ocasiones cuando se efectúa una cementación y se pierde la lechada de cemento.

La pérdida de retorno del fluído puede variar desde un descenso gradual del nivel de las presas, hasta no llegar a obtener circulación en la superficie (pérdida total).

No deberá de confundirse la pérdida de circulación con la disminución del volumen del lodo, debido al agua que se pierde en las formaciones (filtrado), ó con el descenso del nivel, motivado por llenar el agujero perforado.

Tipos de Zonas:

a).- Formaciones no consolidadas y altamente permeables (gravas no consolidadas).

b).- Formaciones con fracturas naturales.- donde se requiere que la presión ejercida por la columna del fluído de perforación sea la necesaria para vencer la resistencia de la presión de los fluídos contenidos en la formación.

c).- Fracturas inducidas a las formaciones.- Presión elevada, provocada por prácticas incorrectas de perforación como son:

Lodo de alta densidad .

Sistema hidraúlico de poca capacidad (Levantamiento de recortes) .

d).- Fracturas en formaciones cavernosas (fisuras y canales) generalmente se presentan en calizas (debido a la consistencia de la formación caliza, es también - originada una pérdida inducida) .

Causas que originan la pérdida de circulación.

a).- Presiones excesivas en el pozo (Presión hidrostática)

b).- Tuberías de revestimiento instaladas en profundidades inadecuadas . * (b-1)

La presión hidrostática afecta a la formación por:

1.- Movimiento inadecuado de la columna del fluído de perforación al iniciar circulación.

2.- Acumulación de recortes.

3.- Excesiva velocidad de circulación.

4.- Pulsaciones al estar bombeando el fluido de perforación (Fallas mecánicas de las bombas) .

5.- Mala calidad del enjarre. (Asociado a las pegaduras).

6.- Incorrecta instalación de los accesorios de la T.R. que provocan expansión de los mismos, obstruyendo la circulación - del espacio anular.

7.- Práctica deplorable en la introducción de las tuberías de perforación y de revestimiento.

La descripción anterior puede evitarse siguiendo las practicas siguientes:

1.- Reducir toda presión, que mecánicamente altere las condiciones enumeradas.

a).- Reducir el peligro de pérdida por el movimiento de tuberías, utilizando de 45 a 60 seg. al sacar ó meter.

b).- Utilizar el (Q) Gasto necesario para perforar.

c).- Establecer circulación con cuidado es decir accionar - la rotaria y recargar la barrena hasta estar seguro - de tener circulación con la presión establecida de acuerdo a las caidas de presión calculadas.

2.- Si se conoce una zona de pérdida de circulación acondicione el fluído antes de perforar dicha zona.

* (b-1) Efectuando las determinaciones de las zonas de transición instalar en esos sitios las tuberías.

de revestimiento.

Evaluación de la zona.- Localización, tipo de pérdida e intensidad.

a).- Si la zona de pérdida no se encuentra en el fondo ó en la base de la última tubería de revestimiento, se podrá localizar por medio de registros electricos - (temperatura ó rayos gamma) .

b).- El tipo de pérdida la podremos determinar por principios litológicos, es decir, la predicción del comportamiento de la formación que se esta perforando.

c).- La intensidad se podrá determinar por medio del volumen pérdido.

Clasificación de las zonas para llevar a efecto la técnica apropiada de corrección.

Pérdida por filtración	-	En cualquier tipo de formación.
Pérdida parcial	-	Formaciones de gravas con pequeñas fracturas naturales ó inducidas.
Pérdida total		Formaciones de arenas y gravas No consolidadas.

Con nivel del fluído

(60-150 M) b.m.r.

Pérdida total ó parcial	Fracturas naturales
(150 m ó mas profundidad del nivel).	Y en ocasiones en zonas de cavernas .

Materiales empleados para corregir pérdida de circulación.

Fibrosos.	1.- Fibras de planta de algodón, bagazo de caña, aserrin corteza de árbol. 2.- Celofán, escamas de corcho. 3.- Micas, nylon, asbestos.
Granulados	Plástico molido, cáscara de nuez, perlita, vidrio molido, esferas de vidrio.

En pérdidas por filtración se pueden utilizar los siguientes materiales.

a).- Granular medio (cáscara de nuez) fribrosos (MICA).

b).- Fibras finas (nylón, asbestos).

c).- Recortes de papel de celofán (1/2 a 1 Pulg.)

Pérdidas parciales ó totales.

a).- Granular medio (cáscara de nuez 1/4 a 1/2 Pulg.)

b).- Fragmentos de madera.

c).- Fibra mediana de caña de azúcar.

d).- Recortes de papel de celofán mayores de 1 pulg.

En pérdidas totales es recomendable, cuando no se logra restablecer circulación la colocación de tapones de cemento, de cemento con materiales obturantes (perlita, carlita, etc.) cemento-diesel-bentonita ó cemento bentonita.

Ejemplo de Intensidad, de una pérdida de circulación.

Profundidad del pozo 4878 Mts.

T.R. cementada a 3659 Mts.

Densidad del fluído de perforación 1.92 gr/cm3.

T.P. 4-1/2" en agujero de 8-1/2" con volumen anular de 26.35 lt/m.

Se llenó el espacio anular con 3180 Lts. de agua

Determinar la presión hidrostática, en el fondo del pozo y en la base de la tubería de revestimiento.

Long.Columna de Agua $\frac{3180}{26.35}$ = 121.0 M

Presión de columna de agua = 12.1 Kg/cm2

Presión de la columna de fluído de perforación=

$=(4878 - 121) \times 0.192 = 913.34 \ Kg/cm^2$

$$P_B = 913.34\ Kg/cm^2 + 12.1\ Kg/cm^2 = 925.44\ Kg/cm^2.$$

$$S = \frac{925.44 \times 10}{4873} = 1.897\ gr/cm^3 = 1.90\ gr/cm^3.$$

Presión en la base de la T.R.

$$P_{T.R.} = \frac{(3659-121) \times 1.92}{10} = 679.296\ Kg/cm^2.$$

$$679.296 + \frac{318.0}{26.35} = 691.36\ Kg/cm^2.$$

$$d = \frac{691.36 \times 10}{3658} = 1.889 = 1.89\ gr/cm^3$$

Donde:

P_B= Presión en el fondo (Kg/cm^2).

S= Densidad requerida del fluído en el fondo del pozo (gr/cm^3).

d= Densidad requerida del fluído en la base de la T,R, (gr/cm^3).

II.1.- Presión Hidrostática:

La presión estática ejercida por una columna de fluido (Presión hidrostática) es una función de la altura de la columna y la densidad del fluido; es el peso del fluido en la columna encima de un punto dado expresado como - presión en Lbs/pg2 ó en Kg/cm2.

Esta es llamada también carga hidrostática y es igual al producto de la densidad del fluido, la altura de la columna y la fuerza de gravedad actuando sobre la misma, para fines prácticos de ingeniería, la gravedad se considera constante a lo largo de toda la columna y se expresa así:

$$Ph = d \times \frac{h}{10}$$

En donde:

Ph = Presión hidrostática (Kg/cm2)

d = Densidad del fluido (gr/cm3)

h = Profundidad (M)

10 = Factor de conversión

II.2.- Presión de Formación:

Al perforar un pozo las formaciones penetradas, son - porosos en un determinado porcentaje, y los espacios porosos pueden contener fluidos tales como: Gas, aceite, agua ó una mezcla de ellos. Estos fluidos al quedar atrapados

en una formación ejercen una presión igual en todas las direcciones, la cual se conoce como presión de formación ó de poro. La presión de formación es menor que la presión de sobrecarga, también la presión de formación se puede calcular así:

$$Pf = Ph + Ptp$$

En donde:

Pf = Presión de formación ó de yacimiento.

Ph = Presión hidrostática.

Ptp = Presión en la tubería de perforación cuando se cierra el pozo.

II.3.- Presión de Sobrecarga

Es la presión ejercida por las capas sobreyacentes en un punto a una profundidad determinada, y se expresa como el producto de su densidad promedio y la altura.

Puesto que las capas sobreyacentes están constituídas por diferentes minerales y por fluidos de diferente densidad, el promedio de la densidad de estas formaciones dependerá de los siguientes factores:

a) Densidad promedio de la masa rocosa.

b) Porosidad de la masa rocosa.

c) Densidad promedio del fluido contenido en los espacios porosos.

Generalmente se supone que los principales materiales que constituyen la roca, son cuarzo con densidad de 2.65 - gr/cm3, barros y calcita con 2.7 gr/cm3, y que la porosidad de las formaciones varia entre 2% y 10% y que los fluidos - contenidos son: agua salada con una densidad promedio de - 1.07 gr/cm3, con todas las consideraciones finalmente la - presión de sobrecarga se puede expresar como sigue:

$$Ps = (1-\emptyset)\ (dm)\ h = \emptyset\ (dw)\ h$$

En donde:

Ps = Presión de sobrecarga (gr/cm2)

$\emptyset$ = Porosidad (%)

dm = Densidad promedio de los minerales en (gr/cm3)

dw = Densidad promedio del agua salada en (gr/cm3)

h = Altura ó profundidad en (cm)

II.4.- Presión de Fractura.

Es la capacidad de las formaciones expuestas en un pozo a resistir la presión que ejerce un fluido de perforación de cierta densidad a una profundidad determinada. A - menor profundidad se fracturan más rapido las formaciones-

debido a la poca compactación de las mismas, a medida que aumenta la profundidad se añade a la resistencia originada por los sólidos de la roca, los esfuerzos de sobrecarga actúan - tanto en sentido vertical como horizontal, las fracturas inducidas en una formación se inician y se extienden en un plano normal y perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo y pueden ser horizontales, verticales e inclinadas. Los es - fuerzos de sobrecarga varían de acuerdo con la tectonica de la región y la profundidad.

En-formaciones con fallas normales las fracturas son verticales.

En formaciones plegadas ó con fallas inversas, las fracturas son horizontales.

Para calcular la presión de fractura en forma práctica - se emplean las siguientes ecuaciones:

$$P_{fr} = (0.1334)\ h + 42$$

En donde:

P_{fr} = Presión de fractura (Kg/cm2)

h = Profundidad (M)

42 = Factor para la costa del golfo de México.

O bién:

$$\text{Gradiente de fractura} = \frac{Ph + Pman - Perd.Fric}{h} = \frac{Pci + Ph}{h}$$

En donde:

Ph= Presión hidrostática (Kg/cm^2).

Pci=Presión de cierre instantaneo (Kg/cm^2).

Pman=Presión manométrica en la superficie (Kg/cm^2).

Perd.Fric.= Pérdidas de presión por fricción (Kg/cm^2).

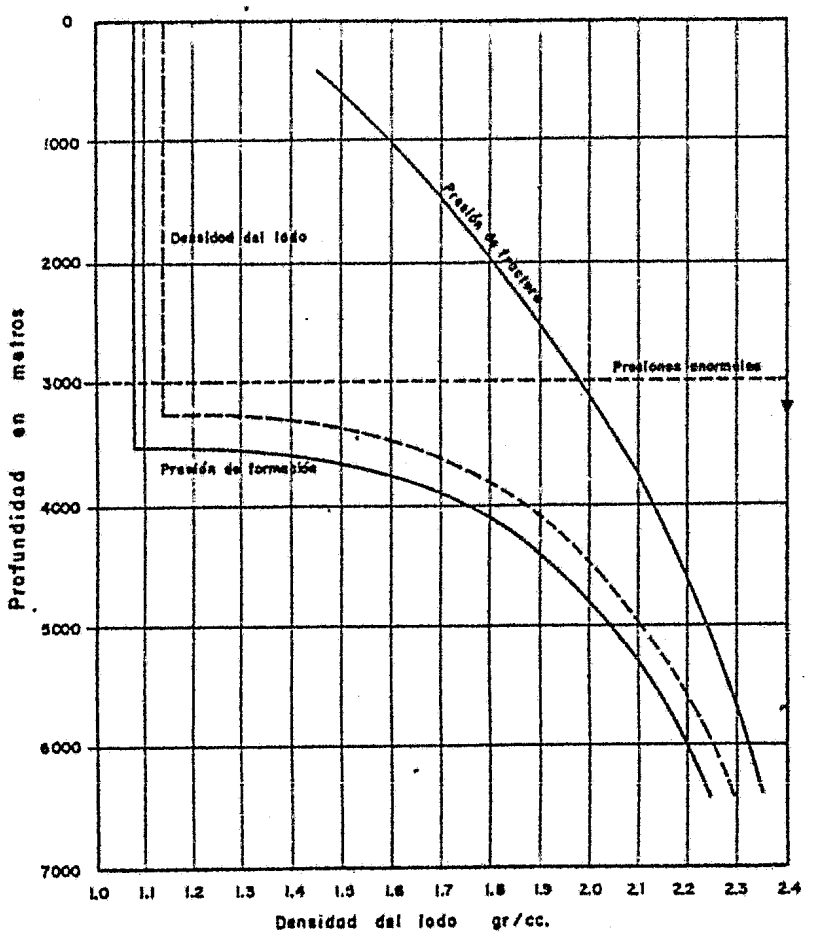
h= Profundidad (M).

En la gráfica Nº 2 se muestran las relaciones entre las diferentes presiones en la costa del Golfo de México.

11.5.-Gradiente de Presión:

Es la variación de presión por unidad de longitud y muestra la disminución ó aumento de la presión hidrostática con la profundidad para cualquier densidad del fluído. La presión hidrostática dividida por la profundidad vertical, es igual al gradiente de presión. El agua dulce tiene un gradiente de 4.33 Lb/pg^2, (0.3031 Kg/cm^2) por cada 10 pies (3.04 M) y el agua salada de 4.65 Lb/pg^2 por cada 10 pies.

PRESIONES DE FORMACION Y DE FRACTURA



GRAFICA Nº2

II.6.- Gradiente de sobrecarga.

Es la relación de la presión ejercida por las capas sobreyacentes con la profundidad. Comunmente se encuentra en la literatura referente a este gradiente un valor de - 0.231 Kg/cm2/M ó 1.0 lb/Pg2/pié. (Ver gráfica No. 3).

II.7.- Gradiente de Fractura.

Es la relación de la presión de fractura por unidad de longitud, recientemente se ha desarrollado un método (Matthews y Kelly) para calcular la presión de fractura de las formaciones de la costa del golfo.

Este método de cálculo ha probado ser muy usable y - exacto en la predicción de gradientes de fractura. El siguiente procedimiento permite calcular el gradiente de - fractura ó presión de fractura de una formación dada.

La expresión general para la relación entre gradiente de fractura, presión del fluido de la formación y esfuerzo de la roca está dada por la ecuación:

$$F = \frac{p}{L} + Ki \frac{e}{L}$$

En donde:

F = Gradiente de fractura (lbs/pulg2/pié)

P= Presión del fluido (Presión hidrostática) (Lbs/pulg.^{2})

e= Esfuerzo matriz en el punto de interés (lbs/pulg.^{2})

L= Profundidad del punto de interés (pies)

Ki= Coeficiente de esfuerzo matriz (sin dimensiones)

II.7.1.- Cálculo del Gradiente de Fractura.

1.- Obtener la presión del fluido de la formación a partir de registros eléctricos, densidad de la lutita ó medida real de dicha presión P.

2.- Suponer un valor de 1 lb/pulg.^{2}/pié para la presión de sobrecarga y calcular el esfuerzo matriz " e " a partir de la formula:

$$e = s - p$$

Donde:

s = Presión de sobrecarga.

3.- Determinar la profundidad Li para la cual es normal, por medio de la fórmula:

$$0.535\ Li = e$$

4.- Usando el valor obtenido para Li, encontrar Ki para el área apropiada sobre la gráfica No. 4.

5.- Usando los valores obtenidos para Li, e, P y Ki, calcular el valor de F según la primera ecuación.

6.- El valor de F x L será el del gradiente de fractura ó presión de fractura y para obtener el valor de la densidad máxima a usar, se dividirá el valor de F entre 0.052, es decir.

$$\text{Densidad máxima del lodo, (Lbs/gal)} = \frac{F}{0.052}$$

II.7.2.- Ejemplos:

A.- En un pozo de la costa del golfo de texas se tiene la T.R. a 7,200 pies; se estimó que la presión de la formación fue equivalente a 11 lbs/gal (1.32 gr/cc) ¿ Cuál es el gradiente de fractura abajo de la T.R. y con que - densidad del lodo se esperaría perder circulación?

1.- Aplicando la formula para calcular la presión hidrostática:

$P = (\text{dens.}) \times (0.052) \times (\text{profundidad})$

$P = (11) \times (0.052) \times (7{,}200)$

$P = 4{,}118 \text{ lbs/pulg}^2$

2.- Tomando " S " ó sea la presión de sobrecarga como:

$S = 1 \text{ Lb/pulg}^2$ y aplicando la formula

$e = (7{,}200 \times 1) - 4{,}118 = 3082 \text{ lbs/pulg}^2$

3.- Determinamos la Li profundidad a la cual el valor de " e " es normal:

$0.535 \text{ Li} = e \; ; \; \text{Li} = \frac{e}{0.535} = 5760$ pies

4.- De la gráfica No. 4, para el área de la costa del Golfo de Texas, se obtiene que la Li = 5760 pies corresponde un valor de Ki = 0.695 .

5.- Se determina el valor de F por la fórmula original:

$$F = \frac{P}{L} + Ki \frac{e}{L} = \frac{4118}{7200} + 0.695 \left(\frac{3082}{7200}\right)$$

$$= 0.869 \text{ lbs/pulg.}^2 \text{ /pié}$$

6.- Para determinar la presión de fractura a la profundidad anotada:

$0.869 \times 7200 = 6250$ lbs/pulg.^{2}

y la densidad máxima del lodo será :

$$\text{Densidad} = \frac{F}{0.052} = \frac{0.869}{0.052} = 16.7 \text{ Lbs/gal} = 2.00 \text{ gr/cm}^3$$

Las gráficas 5 y 6 muestran la variación del gradiente de fractura con la profundidad en distintas unidades.

La gráfica 7 , muestra los limites máximo y mínimo del gradiente de fractura.

B.- En la ilustración de la derecha cual es el gradiente de fractura efectiva a la profundidad donde se cementó la tubería de revestimiento (Prof.de la zapata).

a.- Convertir el tirante de agua a su equivalente de formación.

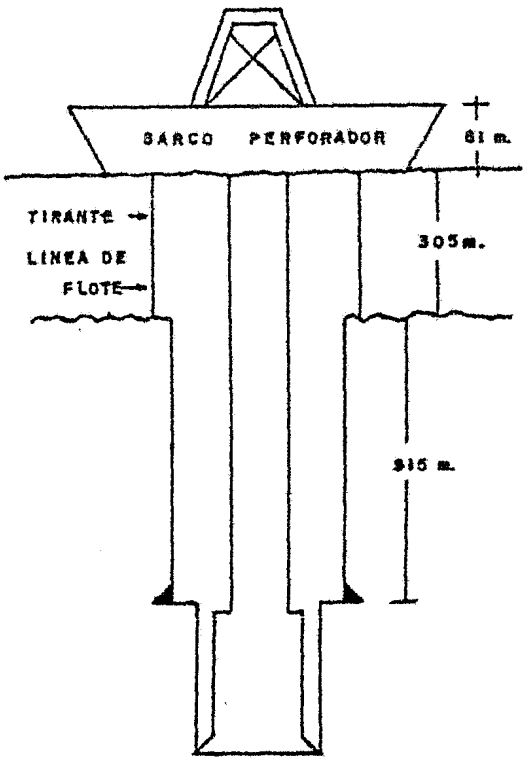
$$\frac{305 \text{ mts} \times 1.08}{10} = 32.94 \text{ Kg/cm2}$$

305 mts. + 915 mts. = 1220 M.

De la gráfica No. 3 el gradiente de sobrecarga con la profundidad de 1220 M. da 0.199 Kg/cm^2 / mts. dividiendo la presión ejercida por la columna de agua entre el gradiente de sobrecarga.

Nos da el tirante equivalente de formación con respecto al del agua.

$$\frac{32.94}{0.199} = 165.52 \text{ M.}$$



b.-Calcular y convertir el gradiente de fractura aparente al gradiente de fractura actual . 165.52 M. + 915 M. = 1080.52 Mts. profundidad equivalente.

De la gráfica No. 5 el gradiente de fractura con la densidad de formación y la profundidad equivalente se obtiene:

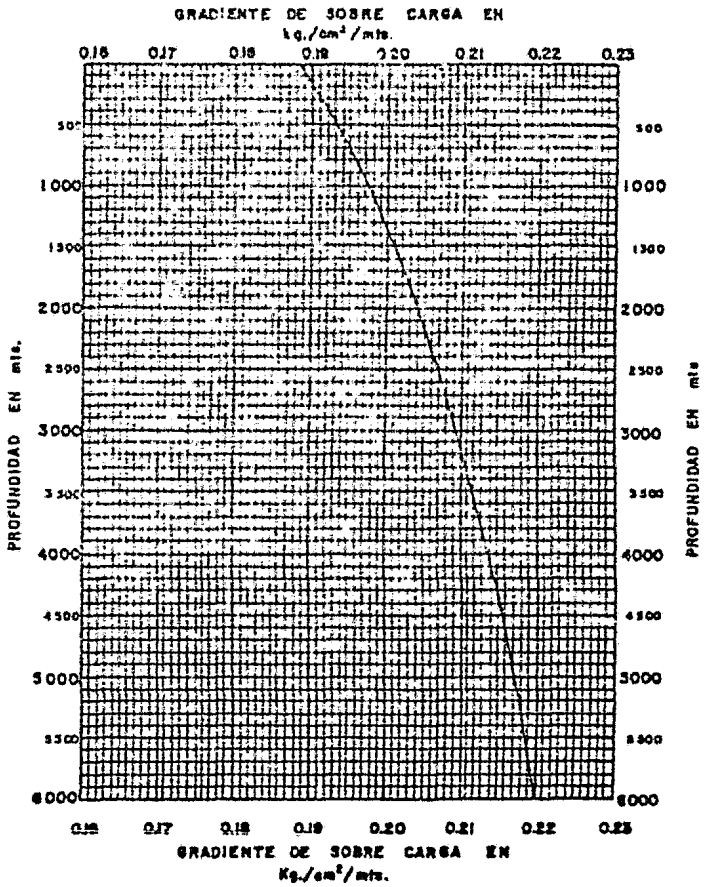
1.66 gr/cm^3 gradiente de fractura a : 1080.52 M.

$$Pf = \frac{d \times h}{10} \qquad Pf = \frac{1.66 \times 1080.52}{10} = 179.36 \ Kg/cm^2$$

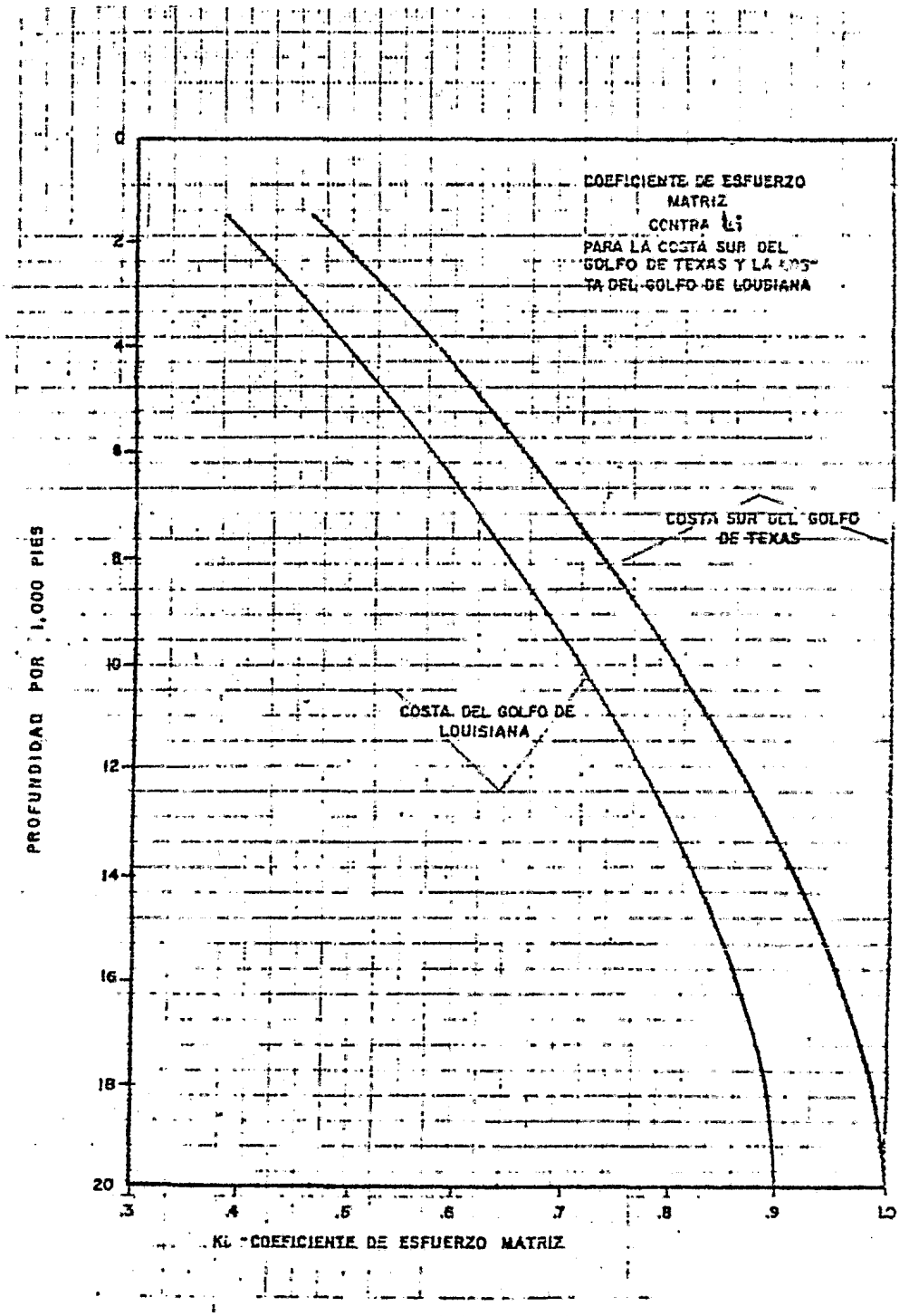
Por lo tanto el gradiente de fractura real entre la cubierta del barco perforador y la zapata donde se ancló la tubería de revestimiento es:

$$d = \frac{Pf \times 10}{h}$$

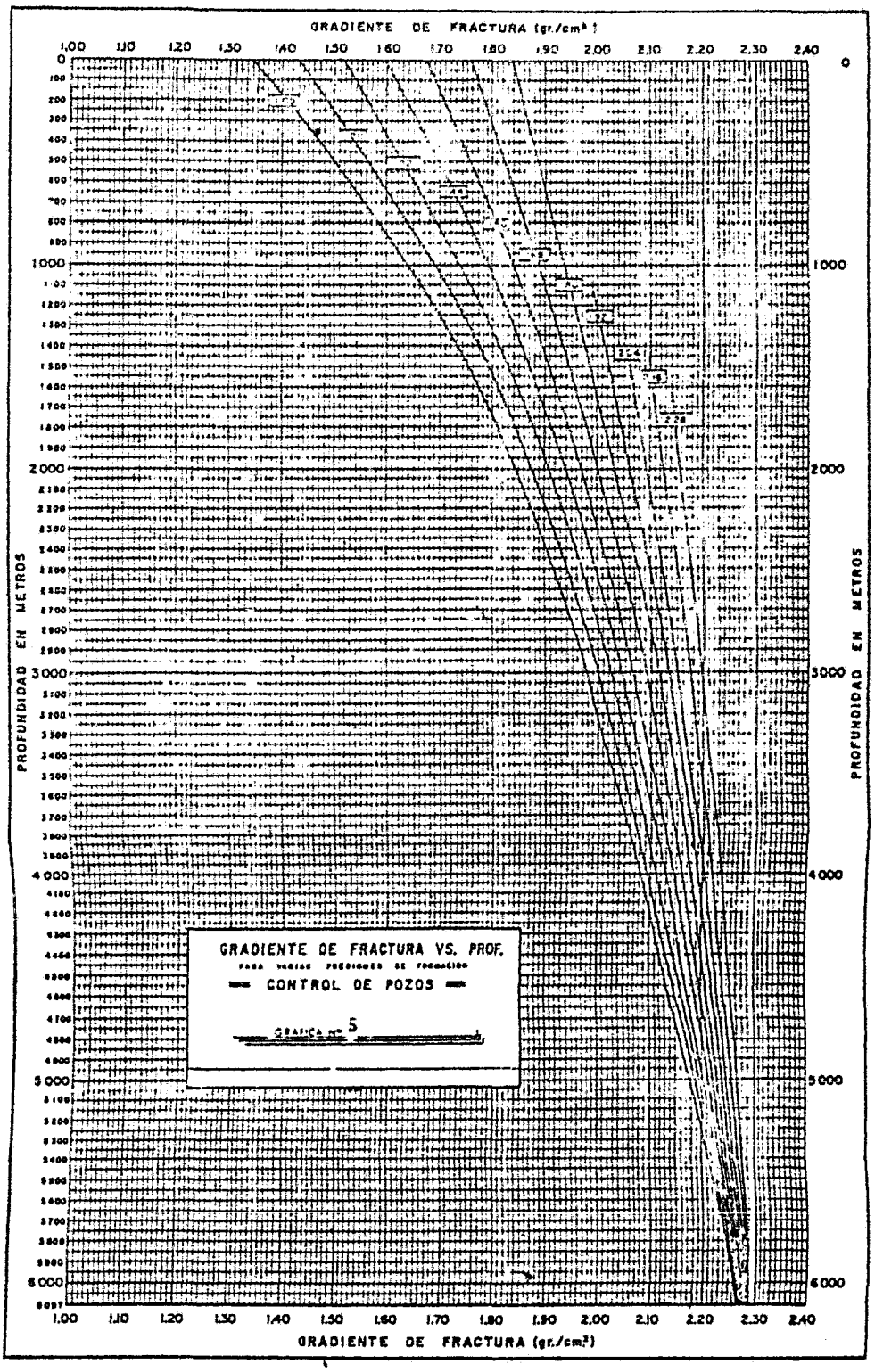
$$d_f = \frac{179.36 \times 10}{61+305+915} = 1.40 \ gr/cm^3.$$

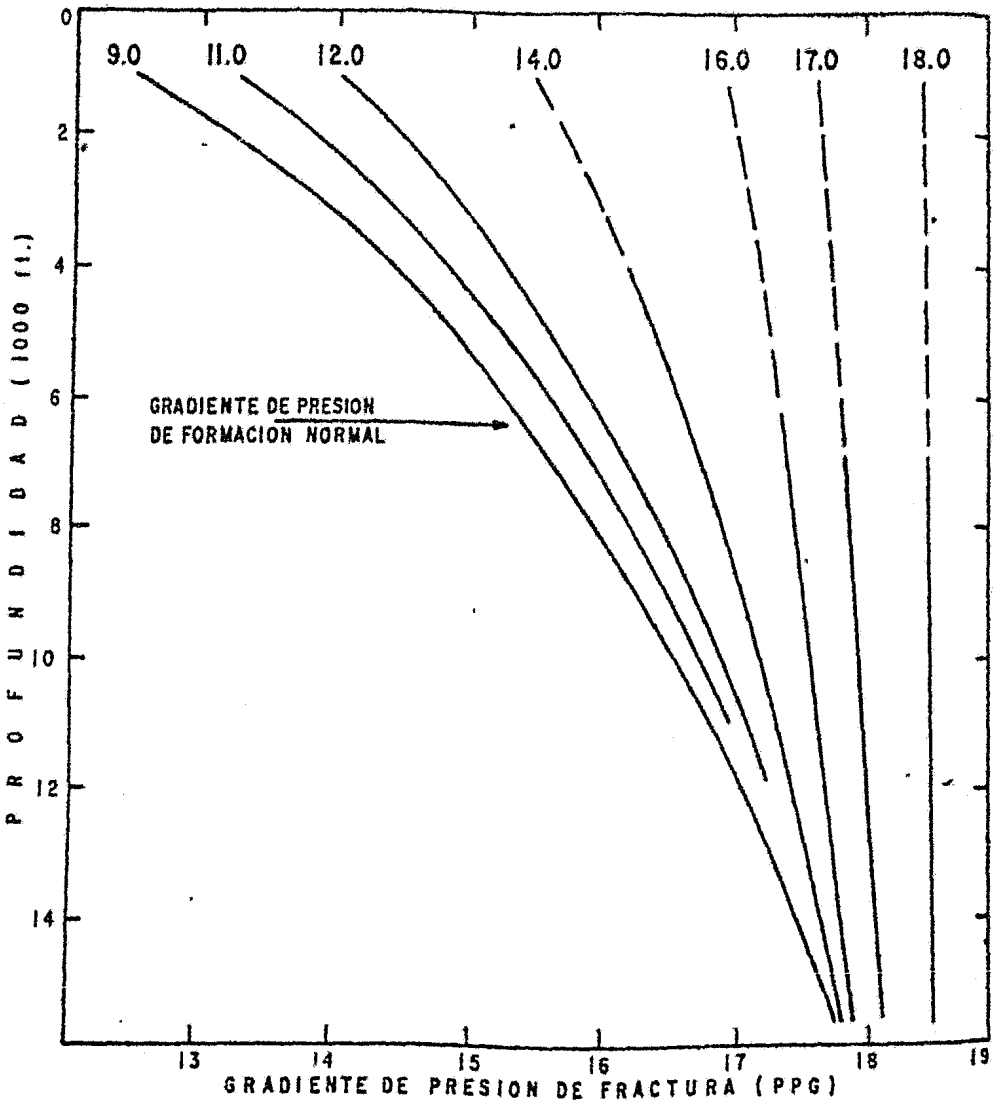

GRADIENTE DE SOBRE CARGA EN
kg./cm²/mts.
0.16 0.17 0.18 0.19 0.20 0.21 0.22 0.23
500
1000
1500
2000
2500
3000
3500
4000
4500
5000
5500
6000
PROFUNDIDAD EN mts.
GRADIENTE DE SOBRE CARGA EN
Kg./cm²/mts.

Grafica No. 3


COEFICIENTE DE ESFUERZO MATRIZ CONTRA
PARA LA COSTA SUR DEL GOLFO DE TEXAS Y LA COSTA DEL GOLFO DE LOUISIANA
COSTA SUR DEL GOLFO DE TEXAS
COSTA DEL GOLFO DE LOUISIANA
PROFUNDIDAD POR 1,000 PIES
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
.3
.4
.5
.6
.7
.8
.9
1.0
COEFICIENTE DE ESFUERZO MATRIZ

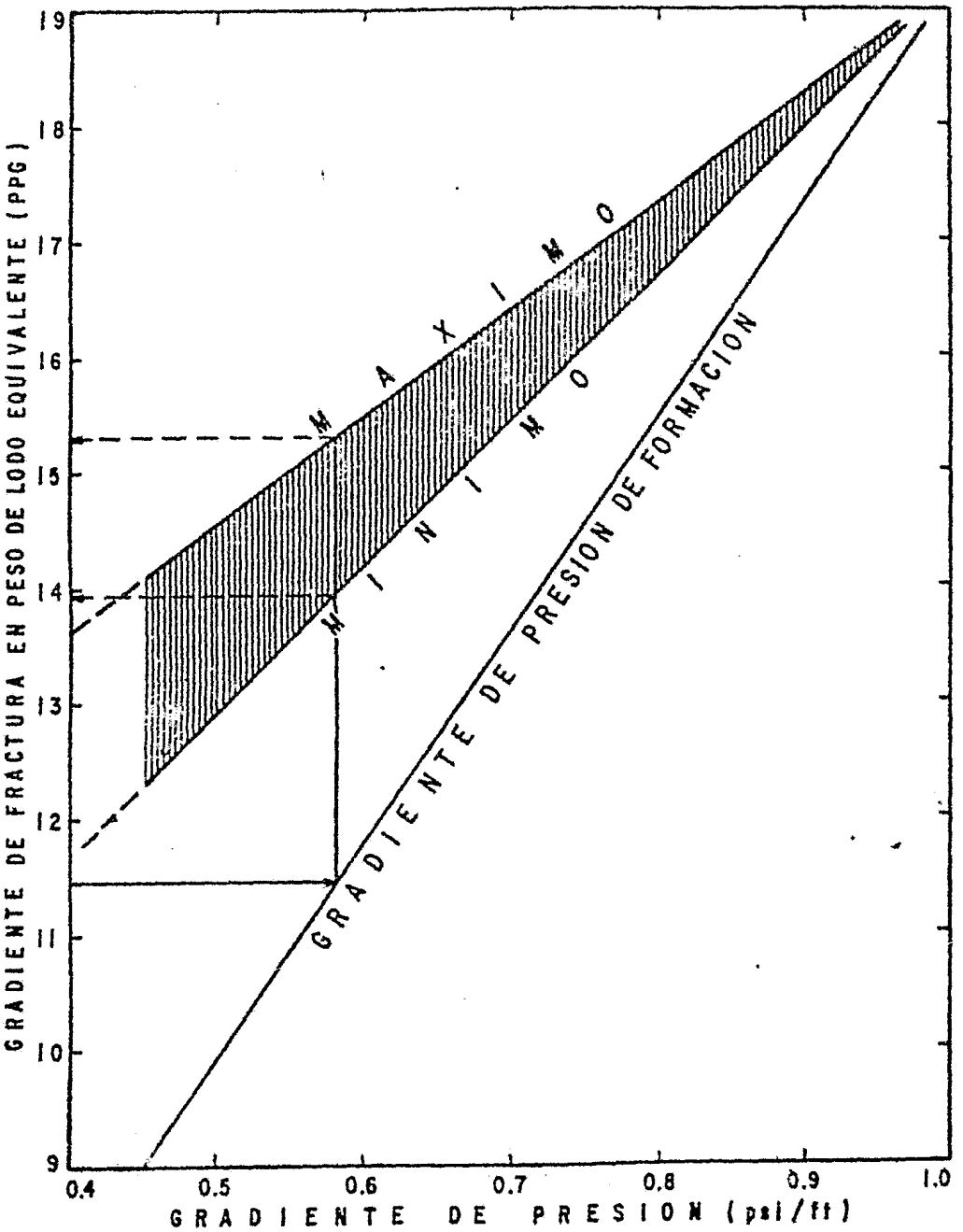
Gráfica No. 4


GRADIENTE DE FRACTURA (gr./cm³)
1.00 1.10 1.20 1.30 1.40 1.50 1.60 1.70 1.80 1.90 2.00 2.10 2.20 2.30 2.40
PROFUNDIDAD EN METROS
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
GRADIENTE DE FRACTURA VS. PROF.
CONTROL DE POZOS
GRAFICA No 5



— RELACION DEL GRADIENTE DE FRACTURA CON LA PROFUNDIDAD, DEL AREA DE LA COSTA DEL GOLFO E.U.A.

Gráfica No. 6



.-REPRESENTACION GRAFICA DE LOS LIMITES MAXIMO Y MINIMO DE LOS GRADIENTES DE PRESION DE FRACTURA.

Gráfica No. 7

II.8.-IDENTIFICACION Y RESOLUCION DE PROBLEMAS DE BROTES, Y PREPARCION DE LA HOJA DE CONTROL.

La mayoría de los descontroles tienen lugar cuando intervienen las presiones de formación o cuando se está haciendo un viaje con la tubería, los comienzos de una situación de descontrol se desarrollan en forma muy silenciosa y que son evidenciables con indicaciones asociadas a una variación de presión siendo las siguientes:

a).-Aumento en el nivel de las presas del fluído de perforación

b).-Presencia de fluídos de la formación en el fluído de perforación.

c).-Aumento en la velocidad de perforación,

d).-Disminución en la presión de circulación,

e).-Fluído de perforación cortado por gas.

a).-Aumento en el nivel de las presas del fluído de perforación

Un aumento en las presas es la indicación más importante de que se está formando un descontrol de pozo, a menos que el aumento sea causado por el manejo en la superficie.

Cuando se presenta un brote en el pozo, de manera que se verifique un aumento en el nivel de las presas, se debe provo--

car una contra presión cerrando inmediatamente el pozo, a fín de evitar que se siga vaciando el pozo y se aligere la columna del-lodo haciendo más difícil el control.

b).-Presencia de fluídos de la formación en el fluído de perforación.

La presencia de algunos fluídos de la formación en el lodo significa que la barrena ha penetrado en un estrato que contiene tales fluídos y esto podría ser un indicio de que está en una zona permeable, la cual aporta fluídos al pozo y provoque un des--control.

El fluído de perforación, cortado por agua salada o el incremento de cloruros indican, que fluído de la formación ha en--trado al pozo.

Esta presencia de fluídos en el lodo de perforación se puede deber al efecto de succión, al hacer un viaje .

La presencia de éstas trazas en el fluído de perforación - no significa que el perforador deba cerrar el pozo, ya que so--lamente es un indicio de que se está entrando en una formación - que puede tener alta presión, pero se debe tener precausión.

c).-Aumento en la velocidad de perforación.

Un avance en la perforación algunas veces es un indicio de que se está formando un descontrol del pozo, particularmente si la presión de formación excede o se acerca a la presión hidrostática (presión debido a la columna del lodo). La reducción o pérdida de contrapresión es la razón de que la barrena perfore más rápidamente. Algunas veces el incremento de la relación de penetración es de consideración, pero la mayoría de las ocasiones se tendrá solo un cambio pequeño de la relación de perforación, tal vez cinco o seis minutos por pie.

Cuándo hay alguna indicación de que se ha entrado a una formación que contenga alta presión, el perforador deberá levantarse del fondo, parar la bomba y observar la línea de descarga para ver si el pozo fluye.

d).- Disminución en la presión de circulación.

Sí al estar perforando se encuentra gas, habrá una disminución en la presión de bombeo , ya que la migración de gas en el espacio anular, desplaza al fluído de perforación, el desplazamiento de éste, dará como resultado una columna más ligera en el

espacio anular, requiriendo la bomba menos esfuerzo para mover dicha columna.

Cuando la disminución de la presión de bombeo se advierte, se debe parar la bomba y cerrar el pozo, se observarán los manómetros de la tubería de perforación y de revestimiento, sino registran presión los manómetros entonces la disminución de la presión se deberá a una ruptura en la tubería de perforación, a una filtración entre las roscas o a un pistón de la bomba cortado.

Si se nota que en los manómetros de la T.P. y la T.R. se registra aumento en la presión, es una indicación eminente de que en el pozo está ocurriendo un brote, por lo tanto, debe iniciarse la operación de control del pozo.

e).-Fluído de perforación cortado con gas.

El Fluído de perforación cortado con gas circulado en el pozo, no necesariamente significa que el pozo está a punto de descontrolarse, si no que se ha perforado una formación que contiene gas, puede ser el inicio de un brote del pozo, o si aparece fluído de perforación cortado con gas y hay alguna duda se puede parar la bomba, cerrar el pozo y tomar las lecturas de pre

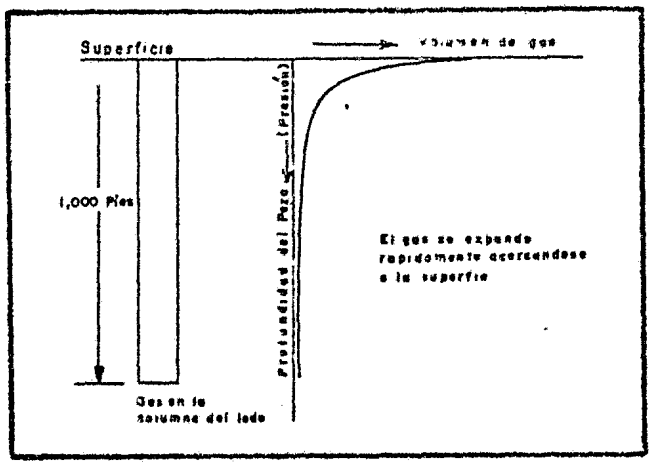
sión en la tubería de perforación y la de revestimiento.

Si hay presión en la tubería de perforación y tubería de - revestimiento se deben hacer los preparativos para matar la amenaza de un reventón del pozo.

Si no hay presión en la tubería de perforación y tubería - de revestimiento, simplemente significará que mientras se perforaba un poco de gas entró al agujero.

Las entradas de gas al pozo generalmente ocasionan problemas, ya que el gas que ha entrado se expande mientras sube a la superficie y desplaza gran cantidad de fluído de perforación --- cuando sale del pozo, la figura 8 muestra la variación de la presión cuando un gas con alta presión penetra en el fluído de perforación la burbuja de gas sube o es bombeada hacia la superficie sin permitir que se expanda.

La presión enla superficie aumenta a medida que el gas va subiendo (el gas siempre mantiene su presión de fondo). Al alcanzar estas presiones tan altas se puede dañar la tubería o el equipo de preventores y provocar el descontrol del pozo. La presión máxima que puede desarrollarse en la cabeza del pozo aproxi



POZO CERRADO

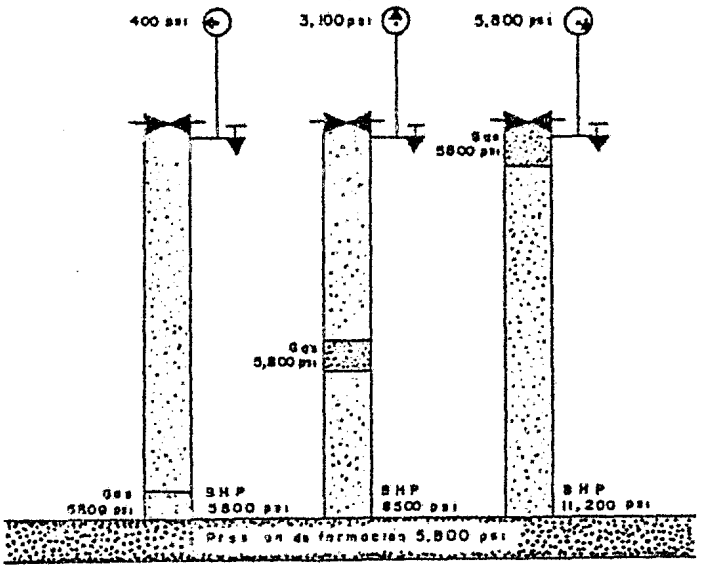


Figura 8

mádamente la misma de la formación. Cuando aumenta la presión de fondo aumenta la presión en la superficie, debido a estas acumulaciones de presión, cuando se circula gas del fondo del agujero se debe permitir que se expanda para evitar presiones excesivas y puedan dañar el pozo.

Se puede concluir que al primer indicio de flujo (verificado por aumento de fluídos en las presas u otros factores) se debe levantar la barrena, parar la bomba, observar el pozo y proceder a aplicar los métodos de control.

II.8.1.-METODO DEL PERFORADOR.

Cuando se cierra el pozo pasarán varios minutos para que se equilibren las presiones, mientras no se equilibren éstas (presión de formación y presión hidrostática) no seguirán entrando fluídos al pozo. Cuando se estima que están equilibradas, se anotan las presiones registradas, en la tubería de perforación y tubería de revestimiento. La suma de la presión de cierre en el cabezal de la sarta y la presión de circulación será definitivo para mantener la presión constante en el fondo. Esta presión registrada en la tubería de perforación servirá para calcular el -

aumento de la densidad del fluído de perforación necesario para equilibrar la presión de formación. Para éste cálculo se usa la siguiente expresión:

$$\Delta \rho = \frac{20 \times P\ t\ p}{D}$$

Donde:

$\Delta \rho$ = Aumento de la densidad del fluído de perforación (lb/gal).

20 = Constante.

P t p = Presión en la tubería de perforación al cierre (lb/pg2).

D = Profundidad del pozo (pies).

De tal manera que la nueva densidad del fluído de perforación será:

$$\rho_R = \Delta\rho + \rho_i$$

Donde:

ρ_R = Densidad del nuevo fluído de perforación para controlar el pozo (lb/gal).

$\Delta\rho$ = Aumento requerido (lb/gal).

ρ_i = Densidad original del fluído de perforación- (lb/gal).

La presión registrada en la tubería de revestimiento, será el valor inicial utilizado para regular el estangulador*, al cuál se le modifica el diámetro con el fín de mantener constante la - presión en el cabezal de la tubería de perforación.

El método del perforador para controlar un brote en un pozo consta de dos fases de circulación. (Ver figura 9).

1a.Fase.-Se circula el pozo para eliminar el fluído o - gas que entró al pozo. Se mantiene una presión constante sobre - el fondo para así evitar la entrada de más fluídos durante la -- circulación.

Se regula el estrangulador para que mantenga la presión -- constante y la velocidad de la bomba. En ésta operación se usa el- fluído de perforación que se tiene cuando se presentó la varia-- ción de presión.

2a.Fase.-Esta fase consiste en reemplazar el fluído de perforación original con fluído de perforación de nueva densidad -- que equilibre la presión de formación, ajustando el estrangulador

* Ver capitulo IV.2 (Estranguladores)

se varía la presión en el cabezal para mantener la presión en el fondo.

Se empieza la primera fase abriendo el estrangulador y accionando simultáneamente la bomba a la velocidad reducida de circulación preestablecida. La presión inicial en el estrangulador debe ser la presión que se registra en la tubería de revestimiento cuando se cerró el pozo y se estabilizaron las presiones. Esta presión inicial en el estrangulador debe mantenerse durante el régimen de bombeo hasta que la bomba alcance la velocidad de trabajo preestablecida.

En el momento de iniciar la circulación por medio del estrangulador se debe mentener constante la presión en el cabezal de la tubería de perforación, es la presión ejercida por la suma de la presión a velocidad reducida de circulación (la cual se requiere de acuerdo a la velocidad reducida preestablecida) y la presión de cierre inicial de la tubería de perforación. La velocidad de la bomba se debe mantener constante, se podrá observar que la presión en la tubería de revestimiento aumentará si hay gas en el espacio anular, pero esto no tiene importancia para el método a menos que la presión se acerque o supere a los límites

de resistencia de la tubería.

Cuando el fluído contaminante ha sido expulsado del pozo,- el fluído de perforación sin contaminar aparecerá en la línea de descarga de las presas. En éste momento parar la bomba y cerrar- el pozo, observar las presiones registradas en la T.P. y T.R. -- que serán iguales a la presión de cierre inicial que se registró en la T.P. a partir de aquí empieza la segunda parte del método.

Esta segunda parte de circulación empieza con la misma velocidad de circulación anterior y mientras se llena la tubería - de perforación con el nuevo fluído de mayor densidad, la presión en la T.R. debe mantenerse constante por medio del estrangulador, el cuál tendrá una presión inicial de estrangulación igual a la- presión de cierre, que se registró en la T.R., cuándo se expulsó el fluído contaminado y se cerró el pozo, Esta presión observada en la T.R. se mantiene constante hasta que el fluído de perforación haya llegado al fondo, cuando esto haya sucedido, el con--- trol de la presión pasará a la tubería de perforación, Se registra la presión en el cabezal de la tubería, se mantiene constante por medio del estrangulador y se conserva constante la veloci

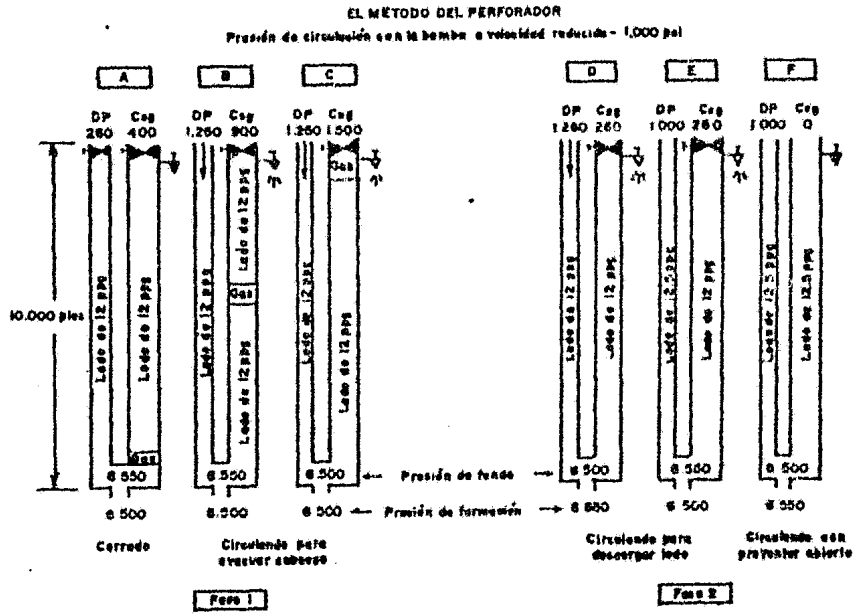

EL MÉTODO DEL PERFORADOR
Presión de circulación con la bomba a velocidad reducida - 1,000 psi
A
B
C
D
E
F
DP 260
Csg 400
DP 1,260
Csg 900
DP 1,260
Csg 1,500
DP 1,260
Csg 260
DP 1,000
Csg 260
DP 1,000
Csg 0
10,000 pies
Lodo de 12 ppg
Gas
8,550
8,500
Presión de fondo
Presión de formación
Cerrado
Circulando para evacuar sobrevo
Circulando para descargar lodo
Circulando con preventor abierto
Fase 1
Fase 2

FIGURA - 9

dad de la bomba hasta que el espacio anular se haya llenado con-fluído de perforación de densidad aumentada.

Cuando el fluído de perforación llenó el espacio anular, se debe abrir completamente el estrangulador para descargar cual--- quier presión existente, entonces se puede parar la circulación- y verificar que las presiones en T.P. y T.R. sean cero, si no es así se debe calcular nuevamente la densidad requerida del fluído de perforación y volver a repetir la operación.

II.8.2.-METODO DE UNA SOLA CIRCULACION

Este método se compone de un solo ciclo de circulación para expulsar el fluído contaminante y controlar el pozo.

En la aplicación de éste método se considera que se puede- preparar el fluído de perforación con la densidad requerida para controlar el pozo, en el menor tiempo posible mientras se mantiene cerrado el pozo, para mantener éstas condiciones se auxilia - de un formulario de trabajo y de una gráfica que analiza y relaciona la presión inicial de circulación y la presión final de -- circulación.

Se debe hacer hincapié que antes de iniciar la circulación con el fluído de perforación requerido, para controlar el brote, se debe llenar la hoja de trabajo con todos los datos requeridos y gráficar la presión inicial de circulación contra la presión - final de circulación, anotando las emboladas y tiempo requerido- de circulación de la superficie a la barrena, para tener así un- control del comportamiento de la presión en la sarta y saber en- que momento se tiene llena la tubería de perforación con el menor fluído de perforación, así como saber en que momento de tiene -- controlado el pozo.

Este método se inicia con la circulación del fluído de perforación con la densidad requerida para controlar la presión de- fondo, a una presión de circulación preestablecida de acuerdo a- la velocidad reducida de bombeo. Esta presión se calcula de la - siguiente manera:

$$Pic = \text{Pérdidas de presión en el sistema} + P_{tp}.$$

Donde:

Pic= Presión inicial de circulación (lb/pg2)

P_{tp} = Presión en la tubería de perforación al cierre (lb/pg2)

La presión inicial a velocidad reducida de circulación se debe mantener constante por medio del estrangulador y deberá registrarse en la gráfica de control.

La presión en la T.R. aumentará a medida que se circula el fluído de perforación de densidad requerida a través de la tubería de perforación, éste aumento de presión en la T.R., no debe importar, al menos que tienda a acercarse a los límites de presión a la ruptura de las instalaciones y de la tubería de revestimiento.

Cuando el fluído de perforación de densidad requerida haya llegado al fondo se observará el manómetro de la tubería de perforación, la presión calculada, ésta se puede verificar observando la gráfica y las emboladas en ese punto.

Para confirmar ésto, se puede parar la bomba y cerrar el pozo y observar que la presión en el manómetro de la tubería de perforación deberá ser cero.

Si al cerrar el pozo observamos que la presión en el manómetro de la T.P., es cero pero el pozo fluye y la presión en la tubería de revestimiento no es cero, se debe bombear más fluído

de perforación hasta que no fluya nada absolutamente, y entonces, al cerrar el pozo,se obervará cero de presión en la tubería de - perforación y cero de presión en la tubería de revestimiento.

II.8.3.-ORGANIZACION DE LAS OPERACIONES,PREPARACION DE LA HOJA DE CONTROL Y EJEMPLOS.

Organización de las Operaciones de Control.

1.-Cierre el pozo inmediatamente, empleando el procedimiento de cierre adecuado.

2.- Después que la presión se ha estabilizado leer y registrar la presión de cierre en la tubería de trabajo, la presión - de cierre en la tubería de revestimiento, volúmen ganado en presas, si tiene válvula check,deberá emplearse el procedimiento adecuado para obtener la presión de cierre en la tubería de trabajo.

3.-Compruebe si existen presiones entrampadas y aplique su técnica.

4.-Calcule la densidad adecuada para controlar el pozo.

5.-Prepare el fluído de control con la densidad y cantidad necesaria para controlar el pozo.

6.-Mientras el fluído de control se mezcla, llene la hoja de control.

7.-Después de que el fluído de control ha sido mezclado, inicie la circulación ajustando el estrangulador a una presión fija mientras se arranca la bomba.

8.-Tan pronto como se inicie el bombeo, ajuste la bomba a un gasto constante, el gasto con el cual se calcularon las pérdidas de fricción del sistema o presión y gasto registrados en operaciones normales y empleando el estrangulador, ajuste y mantenga la presión calculada en su hoja de control.

9.-Cuando el fluído de la tubería de trabajo se desplaze por el fluído de control, pare las bombas, cierre el pozo y registre la presión en la tubería de trabajo, la que debe ser igual a cero, si no es igual a cero, ejecute los pasos siguientes:

a).-Emplée el procedimiento para comprobar si existen presiones entrampadas.

b).-Si la presión no se estabiliza en cero, entonces se deben bombear de 10 a 20 bls. más para comprobar que el fluído de control haya llegado a la barrena.

c).- Si todavía existe presión en la T.P. recalcule la densidad del fluído de control y vuelva a empezar el punto (5).

10.- Si al llegar al punto anterior la presión es cero en la tubería de trabajo, al parar las bombas y cerrar el pozo, se procederá a desplazar el fluído de control en el espacio anular, con la presión y el gasto constante empleando para ello el estrangulador ajustable cuantas veces sea necesario.

11.- Si la presión en la tubería de trabajo y en el espacio anular son ambas cero, entonces se procede a abrir los preventores anulares y se continúa circulando el fluído de control hasta homogeneizar y equilibar las columnas, se ajusta la densidad a la requerida de trabajo y se efectúa un viaje corto y se observan los resultados.

PREPARACION DE LA HOJA DE CONTROL.

1.- Método de una sola circulación.

El formulario de trabajo es similar al del perforador con la diferencia de que consta de una gráfica que permite llevar un control del comportamiento de las presiones durante la circula-

ción del fluído de perforación de densidad requerida para controlar el pozo.

La primera parte del formulario se refiere a:

La caída de presión en todo el sistema, de acuerdo a la velocidad reducida de circulación preestablecida, ésta también deberá anotarse, también se refiere al tiempo de circulación de la superficie a la barrena.

Este tiempo se puede calcular con la siguiente expresión:

$$Tc = \frac{\text{Capacidad T.P.} \times d}{Q}$$

Donde:

Tc= Tiempo de circulación (min).

Capacidad T.P.= Capacidad de la tubería de perforación--(lts/m).

Q= Gasto de la bomba (litros/min.)

d= Profundidad (metros).

Este tiempo de circulación así como las emboladas necesarias para circular el fluído de perforación de densidad requerida para controlar el pozo, se deben registrar en ésta parte del formulario.

En la parte dos del formulario se anotan los siguientes datos:

Presión de cierre en la tubería de perforación y en la tubería de revestimiento y el aumento en las presas (Vólumen).

Las partes tres, cuatro y cinco son para la presión inicial de circulación, el incremento de la densidad y la densidad final y se calculan de la misma forma que en el otro método.

La parte seis del formulario es el cálculo de la presión final de circulación que se tendrá cuando el pozo esté controlado, y se obtiene de la siguiente forma:

Pfc= Caída de presión en el sistema x

$$X \frac{\text{Densidad del fluído de Perf.nueva}}{\text{Densidad del fluído de Perf.original.}}$$

$$Pfc = \nabla P_s \times \frac{\rho_{fn}}{\rho_{fo}}$$

Donde:

Pfc= Presión final de circulación: (lb/pg2)

∇P_s= Caída de presión en el sistema: (lb/pg2)

ρ_{fn}= Densidad del fluído de perforación nuevo: (lbs/gal)

ρ_{fo}= Densidada del fluído de perforación original: (lbs/gal)

En la parte inferior del formulario se muestra una gráfica que sirve de auxiliar en el control del pozo, en ella se regis-- tran en la parte izquierda la presión inicial de circulación y - en su parte derecha la presión final de circulación, las cuales- se unen con una línea recta, de tal manera que el operador pueda guiarse y seguir el comportamiento de las presiones mientras se- circula el fluído de perforación a través de la tubería de perfo ración.

Al pie de la gráfica se anotan los tiempos de circulación- de la superficie a la barrena y las emboladas requeridas de la su perficie a la barrena.

FORMULARIO DE TRABAJO METODO DE UNA SOLA CIRCULACION.

1.- INFORMACION PREREGISTRADA.

Caída de presión del sistema (40 emboladas/minuto)..... 1,420 psi.

Calcular:

Tiempo de circulación de superficie a barrena.....20 minutos .....800 emboladas de bomba.

2.- REGISTRO:

Presión de cierre en sarta de perforación (PCSP).....
570 psi.

Presión de cierre en tubería de revestimiento.....
1,080 psi.

Aumento de vólumen en tanques del lodo.....50 barriles.

3.- DETERMINACION DE LA PRESION INICIAL DE CIRCULACION.

Caída de presión del sistema + PCSP.....1,990 psi.

Presión al tubo vertical cuando presión de tubería durante circulación = Presión de cierre.

4.- CALCULO AUMENTO DENSIDAD DEL LODO.

$\frac{\text{PCSP X 20}}{\text{Profundidad (pies)}} = \frac{(570) \text{ X } 20}{(10,000)} =$.....1,14 ppg.

Sumar:

Densidad original del lodo.....9.6 ppg.

5.- NUEVA DENSIDAD DEL LODO REQUERIDO.....11.0 ppg.

6.- DETERMINACION DE LA PRESION FINAL DE CIRCULACION.

Caída de presión del sistema X $\frac{\text{Densidad Requerida}}{\text{Densidad Original.}}$ =(1,420) x

$\times \frac{11.0}{9.6}$ = 1,627 Psi.

ANALISIS GRAFICO

1.- Marque presión inicial de circulación (No.3) al borde izquierdo del gráfico.

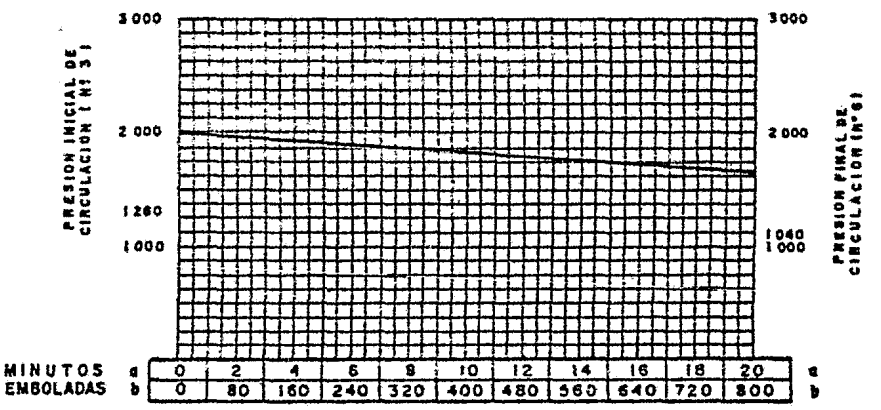
2.- Marque presión final de circulación (No.6) al borde derecho del gráfico.

3.- Una los dos puntos con una línea recta.

4.- En los espacios al pie del gráfico inscriba:

a. Tiempo de superficie a barrena y

b. emboladas de bomba de superficie a barrena.



11.- METODO DEL PERFORADOR

El primer punto del formulario es importante para el método, ya que establece los límites de presión para el cabezal del pozo. Un dato muy importante que se registra en éste punto es, las especificaciones de las tuberías de revestimiento a la cuál están conectados los preventores. El formulario empieza por anotar los diámetros de las tuberías y su profundidad, especifica las presiones de ruptura y de trabajo de las tuberías de revestimiento, registra las presiones de circulación normal, emboladas de la bomba en la perforación normal y registra también la presión de circulación reducida y sus emboladas. Estos datos son muy importantes ya que en el transcurso de la operación se puede hacer referencia a ellos.

La segunda parte del formulario se refiere al procedimiento que hay que tomar en caso de que se presente un descontrol, si este es por indicación de aumento del nivel de las presas, se debe cerrar el pozo, y las presiones en la tubería no rebasen los límites establecidos y registrados en el primer punto. En esta segunda parte se registran presiones en T.P. y T.R., densidad del fluído de perforacción original, profundidad del pozo y au-

mento de las presas.

La tercera etapa del formulario describe la serie sucesiva de operaciones para conseguir las presiones y régimen de circulación necesario para la eliminación total del brote del pozo.

Se abre paulatinamente el estrangulador y se pone en marcha la bomba, se bombea a la velocidad reducida preestablecida y se mantiene la presión constante en el cabezal de la T.P, regulando el estrangulador.

Cuando el pozo esté libre de fluídos de la formación, entonces se puede parar la bomba y cerrar el pozo. En este momento las presiones, deberán tener el mismo valor y resultar iguales a la presión original que se tenía en el cabezal de la tubería de perforación.

La parte cuatro del formulario, establece como hacer el cálculo de la densidad del fluído de perforación requerida para equilibrar las presiones de la formación y presión hidrostática.

Se observa que se emplean, los datos de la presión de la tubería de perforación en el momento de cerrar el pozo, anotados en el punto 2-A y la profundidad de la sarta registrada en la parte 2-D.

La parte cinco establece que se debe aumentar la densidad del fluído de perforación en las presas a los valores indicados en la etapa cuatro.

La parte seis del formulario describe el procedimiento de circulación en el pozo, para reemplazar el fluído de perforación viejo por el fluído de perforación nuevo de mayor densidad.

HOJA DE CONTROL DE BROTE CON EL METODO DEL PERFORADOR.

1.-DATOS

A.-Tamaño(Diámetro) de Tubería.....13-3/8 pulgadas.
Profundidad;.....3,500 pies

B.-Presión de Ruptura de Tubería.....3,090 Psi.
Presión máxima permisible fijada por análisis del punto de cedencia del acero:.....2,472 Psi
(Use la cifra más baja)

C.-Presión de circulación (Pn).....3,000 Psi.
Emboladas de bomba en perforación normal:....60 Emb/min.

D.Presión de circulación reducida (Prc):.....1,000 Psi.
Emboladas.....35 emb/min.

2.-PARE LA BOMBA Y CIERRE EL POZO PARA QUE ESTABILICEN LAS PRESIONES.

No deje que la presión sobrepase el valor más bajo indica-

do en 1-B. Si ella alcanza éste valor, circule a la presión máxima admisible sobre la tubería y emplée el método de circulación a baja presión de estrangulador para matar el pozo.

A.-Presión en cabezal de sarta (PTP) 200 psi.

B.-Presión anular (PTR) 400 psi.

C.-Densidad del lodo en cabezal de sarta (W_1): 12.0 ppg.

D.-Longitud de la sarta (D) 10,000 pies.

E.-Aumento en Presas: bbl.

3.-CIRCULE A REGIMEN DE DESCARGA Y PRESIONES ESTABLECIDAS PARA LIMPIAR EL POZO.

A.-Ponga en acción la bomba y al mismo tiempo abra el estrangulador. La presión inicial en el estrangulador debe ser la presión anular a pozo cerrado y esta presión debe mantenerse durante la aceleración de régimen de bombeo, hasta que la bomba alcance su velocidad de trabajo.

B.-Regule el estrangulador para obtener el valor P.T.R. (psi) y para conseguir presión en cabezal de sarta de PRC más PTP (psi). Emplée la presión de circulación reducida PRC y la velocidad de bombeo indicada en 1-D.

C.-Anote:

Presión de circulación de cabezal de sarta: 1,260 psi.

Velocidad de la bomba: 35 emb/min.

D.-Mantenga constante la velocidad de bombeo al régimen escojido y también constante la presión en el cabezal de la sarta.

Sí esta presión aumenta, abre la válvula, si ella disminuye, cierre un poco el estrangulador.

E.-Cuando en el pozo se ha elimimado el gas, aceite o agua salada, pare la bomba, cierre el pozo. En este momento las presiones en cabezal de sarta y en cabezal de T.R. deberán resultar iguales a la presión inicial en cabezal de sarta al momento del cierre del pozo.

F.-Registre la nueva presión en P.T.R. 260 psi.

4.- .-DENSIDAD DEL LODO PARA MATAR AL POZO.

A.-El aumento de densidad del lodo necesario se calcula apartir de la información anotada en la etapa 2.

$$\Delta W = \frac{20 \times P.T.P.}{D} = \frac{20 \times (260)}{(10,000)} = \underline{0.5}. \text{ ppg.}$$

B.-Densidad del lodo requerida;

$$Wr = W_1 + \Delta W = \underline{12.0} + \underline{0.5} \text{ ppg} = \underline{12.5} \text{ ppg.}$$

5.-AUMENTE LA DENSIDAD DEL LODO AL VALOR REQUERIDO.

(Si es posible aumentar la densidad del lodo en un tanque especial, ésta operación deberá iniciarse desde el momento de la etapa 3).

6.-FIJE VELOCIDAD DE CIRCULACION Y PRESIONES PARA MATAR AL POZO.

A.-Ponga en acción la bomba y abra el estrangulador. La presión inicial al estrangulador debe ser la presión de cierre P.T.R.indicada en la etapa 3-F y esta presión debe mantenerse constante mientras la bomba alcance el régimen deseado.

B.-Regule la bomba para alcanzar la nueva presión P.T.R. y manténgala hasta que la sarte esté llena de lodo de densidad requerida.

C.-Después de llenada la sarta, registre la presión en cabezal de la sarta y mantenga constantes la velocidad de la bomba y la presión en el cabezal de la sarta, por medio del estrangulador, hasta que el espacio anular sea llenado con el nuevo lodo.

D.-Cuando el nuevo lodo alcance la superficie, abra completamente el estrangulador para descargar cualquier presión existente. Pare la circulación y cerciórese que el pozo no fluya más.

II.9.-PROCEDIMIENTO DE CIERRE.

Cuando se observan señales de arrancón de un pozo, deben darse los pasos para cerrarlo. No debe hacerse diferencia entre un flujo pequeño o un flujo grande porque en ambos casos puede tenerse un reventón.

1).-CIERRE EN POZOS TERRESTRES Y MARINOS.

Existen discuciones de que si el preventor se debe cerrar inmediatamente después de parar la bomba o se debe abrir primero el estrangulador, los argumentos que se ofrecen a favor del segundo, de abrir primeró el estrangulador es:

a).-Evitar el golpe de ariete al parar bruscamente el flujo.

b).-Evitar que la presión en la tubería de revestimiento sea excesiva, lo que nos proporciona un medio para emplear el método de control de baja presión de estrangulación, cuando las presiones en la T.R. sean excesivas.

2).-CON LA FLECHA DENTRO DEL POZO.

Procedimiento de cierre.

a).-Cuando se observan las primeras señales de un arrancón inmediatamente coloque la flecha al nivel de que una - junta quede arriba de la rotaria.

b).-Parar la bomba.

c).-Cierre el preventor anular.

d).-Cierre el yugo de arietes anulares superiores.

e).-Reduzca la presión de cierre del preventor anular.

f).-Baje la tubería de trabajo, hasta que el peso de la -- sarta se soporte completamente en los arietes anulares.

g).-Lea y registre la presión de cierre en la tubería de - trabajo y en el espacio anular, así como el volúmen de lodo ganado en presas.

3).-DURANTE UN VIAJE.

Un porcentaje muy alto de los arrancones, ocurre cuando se está empezando a efectuar un viaje, la razón es, porque no se observa debidamente los procedimientos para mantener controlado el pozo, la viscosidad alta del lodo, densidad inapropiada, descuido al llenar, son algunas de las causas principales.

Procedimiento de cierre

a.-Cuando se observan las primeras señales de un arrancón, inmediatamente se debe sentar la tubería en cuñas, de-- jando el cople a la altura adecuada.

b.-Instalar una válvula de seguridad abierta, de un diámetro interior igual al de la tubería que se está manejando, adecuada a la presión máxima esperada en el área.

c.-Cerrar la válvula y el preventor anular.

d.-Hacer Las conexiones necesarias para poder circular, es recomendable instalar la flecha.

e.-Abrir la válvula de seguridad.

f.-Leer y registrar la presión de cierre de la tubería de-trabajo y la presión en el espacio anular, así como el-volúmen ganado en presas.

III.-OPERACIONES DE CONTROL DEL POZO Y EMPLEO DEL DESVIADOR DE-DE FLUJO:

Operaciones de control del pozo:

Al primer indicio de amenaza de un descontrol de pozo, ya sea por el aumento del nivel de las presas o por otra causa, lo que se hace es lo siguiente:

1.-Parar la mesa rotatoria, levantar la tubería unos metros del fondo para que los preventores cierren en la tubería, parar-la bomba y verificar si el pozo fluye.

2.-Cerrar los preventores lo más pronto posible; es el paso más importante que debe hacerse: como una regla general, los flujos menores de 2,500 litros podrán ser controlados con facilidad; flujos mayores presentan dificultades en el control - del pozo.

Debido a las altas presiones que se alcanzan; el no cerrar - el pozo a tiempo, puede rebasar los límites de resistencia - de la tubería de revestimiento provocando un descontrol to-- tal.

3.-Determinar las presiones de la tubería de revestimiento y tubería de perforación. Después de cerrar el pozo temporalmen-

te (unos cuantos minutos), se debe esperar que las presiones, en las tuberías de perforación y revestimiento se estabilicen.

Se supone que la tubería de perforación está llena de fluído de perforación de una densidad conocida entonces se puede calcular la presión del yacimiento.

$$Py = (Gp \times D) + P\ t.p.$$

Donde:

Py= Presión del yacimiento: (lb/pg^2)

D= Profundidad del yacimiento: (pies)

Gp= Gradiente de presión ejercida por el fluído de perforación: ($lb/pg^2/pie$).

P t.p= Presión en la tubería de perforación : (lb/pg^2).

La presión en la tubería de revestimiento varía de acuerdo al tipo de fluído (gas, aceite, agua salada), que haya entrado al pozo y de su nivel en el espacio anular.

Con la presión en la T.R. se puede determinar que tipo de fluído entra al pozo; esta determinación se puede hacer si se conoce el aumento del volúmen del fluído de perforación en las presas; ya que se debe considerar que la mayoría de los pozos tienen un diámetro nominal en la parte inferior, por lo

que puede hacerse un cálculo bastante exacto de la altura del fluído contaminante en el espacio anular. La siguiente expresión se utiliza para determinar el fluído contaminante:

$$G_E = (dE \times 0.1) - \frac{P.T.R. - P.T.P.}{C}$$

Donde:

G_E=Gradiente del contaminante: ($Kg/cm^2/m$).

dE=Densidad del fluído de perforación:(gr/cm^3)

P.T.R=Presión de la tubería de revestimiento cerrado: (Kg/cm^2).

P.T.P=Presión de la tubería de perforación cerrado:-- (Kg/cm^2).

C=Longitud en el espacio anular ocupado por el -- fluído contaminante: (metros).

Para ésto tenemos que:

Gradiente de saturación del agua salada= 1.07 $Kg/cm^2/m$.

Gradiente de gas= 0.227 $Kg/cm^2/m$.

De acuerdo a estos valores se tiene que si:

El gradiente del contaminante resulta ser igual o mayor que - 1.07 $Kg/cm^2/m$.; se dirá que el fluído contaminante es agua salada.

Si el gradiente del contaminante resulta entre 0.277 $Kg/cm^2/m$. y 1.07 $Kg/cm^2/m$.; implicará que el contaminante es un mezcla-de gas y agua salada.

Si el gradiente del contaminante es aproximadamente igual a - 0.277 $Kg/cm^2/m$.; se podrá decir que es gas.

4.-Leer y registrar el aumento del nivel de las presas.Los ba-- rriles de aumento en la presa del fluído de perforación al momento de cerrar el pozo, tendrá una relación directa con la - presión que se registrará en el cabezal del pozo al momento - de cerrarse.

Si solo se permite un ligero aumento de las presas de fluído- de perforación (cerrando a tiempo el pozo); la presión de cierre de la tubería de revestimiento será relativamente baja y- el brote en el pozo será más fácil de controlar.

Una vez que se hayan efectuado estas operaciones; ya se está- en condiciones de aplicar los métodos de control de pozos.

Desviador de flujo:

Antecedentes:

Uno de los casos discutidos acerca de los reventones fue el ocurrido en el canal de Santa Barbara en 1968. El pozo direccional que fué perforado desde una plataforma con un tirante de agua de 200 pies. La T.R. fué cementada a una profundidad aproximada de 300 pies bajo el fondo del mar. Se efectuó un viaje cuando el pozo brotó. La T.P. fué desplomada y los rams se cerraron, con lo cual resultó un reventón alrededor de la T.R. La figura 10 describe las condiciones del pozo el cuál se descontroló. Un aspecto importante que nosotros no conocemos es que valor de la presión se alcanzó en la superficie al cerrarse, cuando el pozo se descontroló. Sin embargo es posible estimar que la presión en la T.R. al cierre fué igual a la presión de fractura.

La presión de fractura en la base de la T.R. puede ser estimada a través del conocimiento del gradiente de sobrecarga de los sedimentos superficiales y el gradiente ejercido por el agua del mar. Los 100 pies del claro de aire desde la mesa rotaria al

nivel del mar produce una mínima contribución a la presión de-- fractura. Esta estimación debe ser hecha como sigue:

Aire----------Despreciable.

Agua de Mar----------0.465 Psi/pie.

Sedimentos----------0.75 Psi/pie.

Ejemplo:		Contribución a la Presión de Fractura.
Claro del aire----------	=	0 Psi.
Profundidad del agua=0.465 Psi/pie x 200 pies	=	93 Psi.
Prof.de la T.R.= 0.75 Psi/pie x 300 pies	=	225 Psi
Presión de Fractura @ en la base de la T.R.	=	318 Psi.

La presión hidrostática de 9.5 lbs/gal. del lodo en el pozo a 600 pies es:

Presión Hidrostática=0.052 Psi/pie x 9.5 lbs/gal x x 600 pies = 296 Psi.

La diferencia entre la presión de fractura y la presión - hidrostática es la cantidad de presión de cierre de la T.R. que puede estar contenida en el pozo sín causar una fractura en la- base de la tubería de revestimiento en este caso la presión es:

Presión permisible en la T.R.=318 Psi-296 Psi= 22 Psi.

De acuerdo al análisis anterior, solo 22 Psi de presión - en el cierre de la T.R. puede ser tolerado en el caso de Santa-Barbara. Esta es una cifra muy baja y cualquier cierre sobre un brote superficial es como exceder ésta tolerancia.

Con sólo 300 pies de profundidad podría ser visto como -- que una fractura en la base de la T.R. provocará un reventón superficial más que uno profundo.

El reventón de Sta.Barbara y muchos otros similares a éste han dado un desarrollo al concepto alternativo en el manejo-de los brotes superficiales cuando solo hay una pequeña longi-- tud de T.R. cementada en el pozo.

Naturalmente el pozo no puede ser descargado a través del control de niple campana, directamente bajo el equipo de piso - dado el riesgo del fuego y el peligro al personal de perforación.

Luego, un sistema ha sido diseñado para desviar y alejar-del equipo el flujo del pozo. Un sistema de preventores anula-- res, válvulas, líneas de flujo, etc., diseñado para complemen-- tar ésta labor es llamado un sistema "DESVIADOR DE FLUJO".

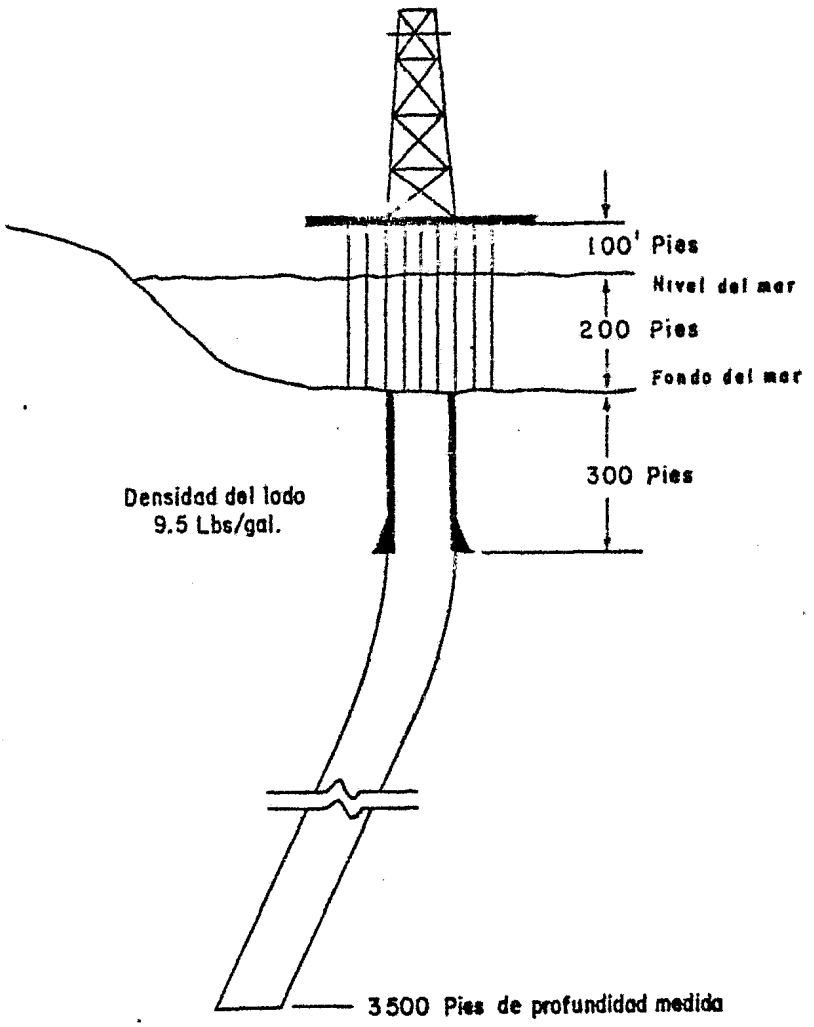


FIG. 10 Estado del pozo en el reventón del canal de Santa Bárbara

III.1.-DESCRIPCION DE UN SISTEMA DE DESVIACION DE FLUJO:

La figura 11 describe dos posibles diseños de sistemas de desviación de flujo. Básicamente, todos los sistemas de desviación de flujo consisten en algún tipo de preventor anular (Ilustrada en la figura 11 como "Desviador"), de uno ó más diámetros de la línea de flujo saliendo bajo el preventor anular, y un sistema de válvulas u otras tuberías diseñadas que permitan la activación selectiva del sistema.

La más importante consideración en el uso de un sistema de desviación es asegurar que la línea de flujo o lineas de salida bajo el preventor anular se abren después de que el preventor anular se cierra. La descripción anterior se ilustra en la parte "A" de la figura 11 teniendo una línea completamente abierta que descarga a un nivel de la línea de flujo mayor a la regular, del niple campana.

Cuando el preventor anular es cerrado, el flujo automáticamente se va por la línea de desviación abierta.

Otra modificación se muestra en la parte "B" de la figura 11, en este caso hay una válvula completamente abierta en la línea de desviación. Esta válvula debe ser equipada para una posi

ble operación y puede ser accionada por aire o hidráulicamente. Algunos operadores diseñan el sistema para hacer pruebas simples previniendo mecánicamente un cierre del preventor anular sin -- abrir la válvula del desviador de flujo.

Otra consideración importante en el diseño de los siste-- mas de desviación de flujo es el número y tamaño de las líneas- de desviación. La figura 11 muestra una línea de desviación sencilla en cada caso. Una línea sencilla es una desventaja ya que no permite el regreso del fluído, y una desfavorable dirección- del viento puede provocar el riesgo de que se incendien los --- fluídos desalojados.

La capacidad de desviación de vientos bajos puede ser --- construida dentro del sistema mostrado en la figura 11, colocando una T (conexión en forma de Te), y una válvula adaptada a la línea de desviación en un punto de la parte inferior del desviador. Sín embargo ésto no proporciona un completo sistema de regreso del fluído, porque la línea está fuera de la cabeza del - pozo. Muchos operadores prefieren dos líneas completamente separadas de la cabeza del pozo en direcciones opuestas, cada línea equipada con un sistema completo de válvulas.

Al mismo tiempo parece haber bajo estandarización en el-- diámetro de las líneas de desviación. Necesariamente se requiere un diámetro mínimo de 4 pulgadas para éstas líneas. La norma API-RP-53 sobre equipo de sistemas de prevención de reventones- no especifica un mínimo de diámetro de las líneas, pero menciona que los diámetros varían de 4 a 12 pulgadas. El principal objetivo del sistema de desviación es minimizar el represionamiento del pozo en la superficie. No obstante las líneas de desviación deben ser tan largas como prácticas para minimizar las- pérdidas de presión por fricción en las líneas. La tabla I muestra algunos valores calculados sobre pérdidas de presión por -- fricción, con un flujo característico de brotes superficiales y diámetros más frecuentes en líneas de desviación. Los datos presentados en ésta tabla muestra la importancia del tamaño de la- línea en la minimización de la pérdida de presión. El uso de líneas de 10 a 12 pulgadas de diámetro muestran una diferencia -- significativa de menor pérdida de presión sobre el uso de líneas de 6 a 8 pulgadas de diámetro.

Otra aproximación al diseño del diámetro de la línea de-- desviación es proporcionar la misma área de flujo en el desvia-

dor como en la corona de perforación del pozo (espacio anular-- entre la T.P. y la T.R.). Por ejemplo, si el diámetro del pozo- es de 12 1/4 de pulgada y la T.P. de trabajo es de 5 pulgadas,- el annulus (anillo ó corona circular) tiene una área de flujo - de cerca de 98 pulg.^{2}, E diámetro de una línea de desviación -- simple, con una área equivalente de flujo necesitaría ser de -- cerca de 11 pulgadas. Para un sistema con dos líneas de desvia- ción, cada línea debería tener un diámetro de 8 pulgadas. Por - lo tanto, dos líneas de 8 pulgadas de diámetro son equivalentes a una línea de 11 pulgadas, la cuál es equivalente a 12 1/4 de- pulgada por 5 pulgadas "annulus".

La figura 12 muestra un típico sistema de desviación.

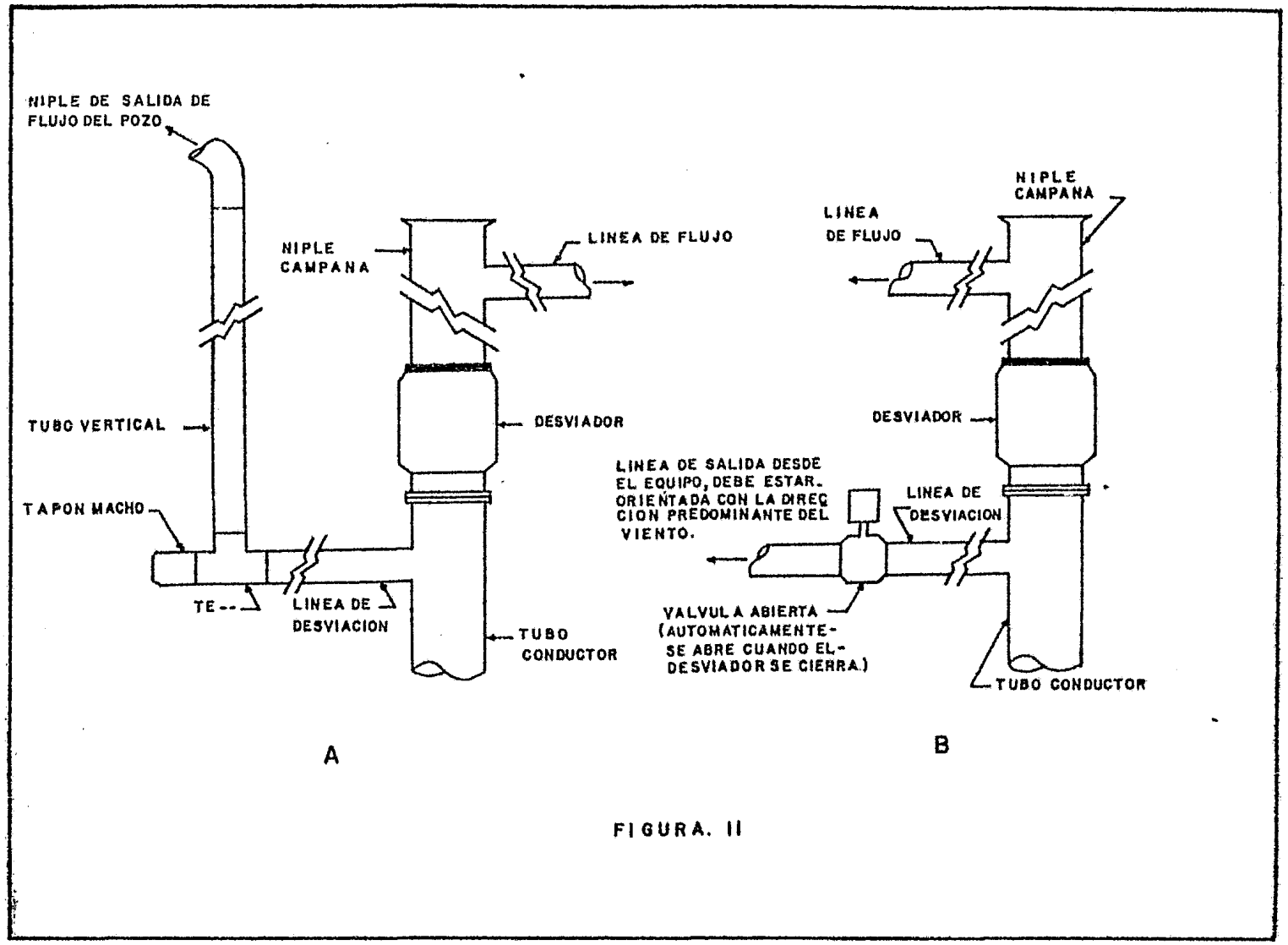
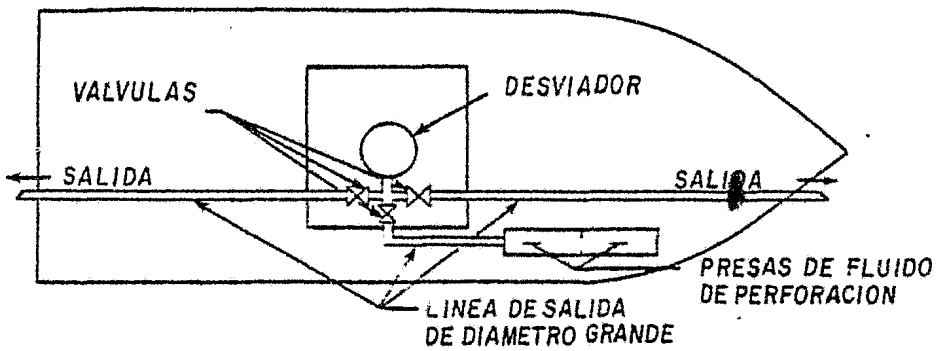

NIPLE DE SALIDA DE FLUJO DEL POZO
NIPLE CAMPANA
LINEA DE FLUJO
TUBO VERTICAL
DESVIADOR
TAPON MACHO
TE
LINEA DE DESVIACION
TUBO CONDUCTOR
A
NIPLE CAMPANA
LINEA DE FLUJO
DESVIADOR
LINEA DE SALIDA DESDE EL EQUIPO, DEBE ESTAR ORIENTADA CON LA DIRECCION PREDOMINANTE DEL VIENTO.
LINEA DE DESVIACION
VALVULA ABIERTA (AUTOMATICAMENTE SE ABRE CUANDO EL DESVIADOR SE CIERRA.)
TUBO CONDUCTOR
B

FIGURA. II

Diámetro de la línea (Pulgadas)	Cálculos de pérdidas de presión, Psi.		
	50,000 Bbl/D (Agua solamente)	300 MMSCF/D (Gas solamente)	50,000 Bbl/D (Gas y Agua)
6	3	279	390
8	1	122	160
10	0,2	62	80
12	0,1	34	43

TABLA 1.- Cálculo de pérdidas de presión en el desviador para una línea de desviación de flujo de 50 pies.



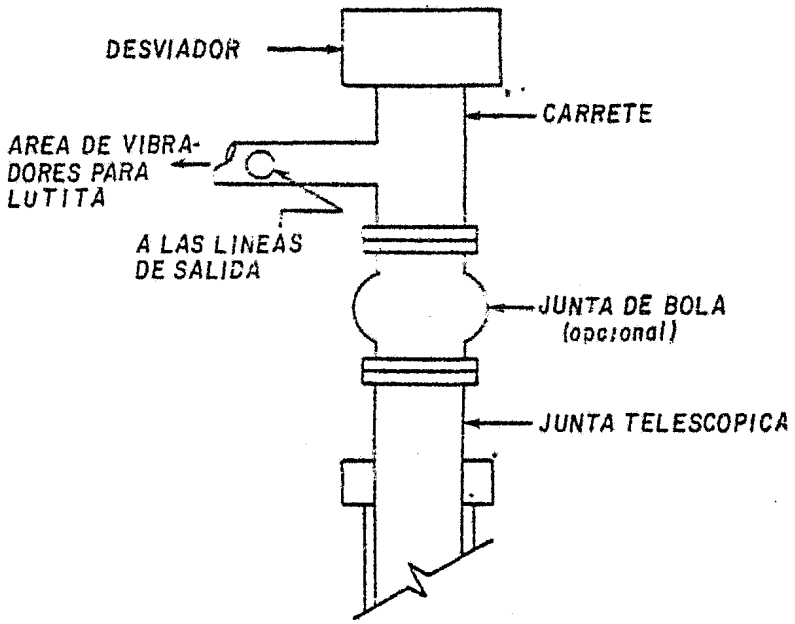


FIG. 12 Sistema de desviación típico - Instalación Subsuperficial.

III.2.- VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN EL USO DE LOS DESVIADORES:

Las ventajas y desventajas en el uso de los desviadores - son casi idénticas a las que se tienen del cierre del pozo en - un brote superficial. Primeramente, cualquier brote, superficial o profundo, debe cerrarse cuando existe la certeza de que el pozo pueda ser cerrado sin provocar fractura en la base de la T.R, y formar una cavidad alrededor de ésta.

Las ventajas de cerrar un pozo son:

a).-Un mayor desarrollo de los brotes es inmediatamente detenido y el brote es limitado a un volúmen mínimo.

b).-Pueden hacerse observaciones de la presión de la formación- y puede ser determinada la densidad de control.

c).-Los métodos convencionales de control de pozos pueden ser - empleados circulando hacia afuera el brote y controlar el - pozo.

d).-El pozo está esencialmente bajo control.

En adición a las ventajas obtenidas por el cierre en un - brote somero, es bueno mencionar las desventajas para no elegir el cierre y colocar un sistema de desviación para brotes someros.

Estas desventajas son:

a).-El pozo es mucho más difícil de controlar.

b).-El gran volúmen de fluídos, gas y/o agua debe ser sostenido en la superficie, lo cual representa una relativa seguridad

c).-El pozo no está bajo control.

La única desventaja del cierre en un brote somero y como la única ventaja del uso de un desviador de flujo es la protección del fracturamiento de la base de la T.R. debido al incremento de la presión total en el cierre.

A fín de discutir esto con más detalle, la lista siguiente representa las posibles consecuencias del cierre en un brote somero.

a).-El cierre estabiliza las presiones en la T.P. y T.R. con posible fracturamiento de la base en la Tubería de Revestimiento.

b).-La fractura en la base de la T.R. al cerrar causa un reventón subterráneo.

c).- La fractura en la base de la T.R. al cerrar causa una depresión alrededor de la T.R. y la formación de un cráter.

III.3.-LA DECISION DE DESVIAR O CERRAR:

Esta decisión recae sobre el cambio de trabajo del operador sobre las tres consecuencias de cerrar en un brote somero - listadas en la sección anterior. Primeramente, si hay depresión y craterización, solo se protege contra ésta consecuencia, entonces la consideración principal es la profundidad de la base de la T.R. actualmente existe poco trabajo analítico acerca de la profundidad crítica de la base de la ,T.R. bajo la cuál se - producirán reventones subterráneos más que en la superficie. -- Una buena regla o norma para una profundidad crítica de la T.R. para sedimentos relativamente jovenes similares a los del golfo de Lousiana parece estar cerca de los 1000 a 1500 pies de pro-- fundidad de la T.R.

Con ésta consideración un operador desviaría cuando la T. R. esté cementada con menos de 1000 pies de profundidad y cerrar cuando hay más 1500 pies. En otras áreas ésta profundidad crítica indudablemente cambiaría.

Si un operador elige desviar para proteger contra un re-- ventón subterráneo y en adición al problema de depresión y craterización, entonces si es necesario el análisis.

Por ejemplo se asume que en la situación de Sta.Barbara-- la T.R. fué cementada a una profundidad de 1500 pies en lugar - de 300 pies.

Más, aquello es considerado con um profundidad suficiente para proteger contra la craterización, pero el operador prefiere desviar en lugar de crear un reventón subterráneo. La aproximación a éste problema es para calcular cuanta presión debería soportar la T.R. en el cierre sin provocar fracturamiento en la base de la T.R. y decidir si se tiene una tolerancia suficiente para el cierre del pozo. Este cálculo es similar al efectuado - anteriormente para el reventón de Sta. Barbara.

Ejemplo:	Contribución a la Presión de Fractura.
Claro del aire----------=	0 Psi
Profundidad del agua=0.465 Psi/pie x 200 pies =	93 Psi
Prof.de la T.R.=0.75 Psi/pie x 1500 pies =	1125 Psi
Presión de fractura @ en la base de la .T.R =	1218 Psi.

La presión hidrostática de 9.5 lbs/gal.del lodo en el pozo a 1800 pies es:

Pres.Hidrostática=0.052 Psi/pie x 9.5 lbs/gal.x 1800 pies= =889 Psi.

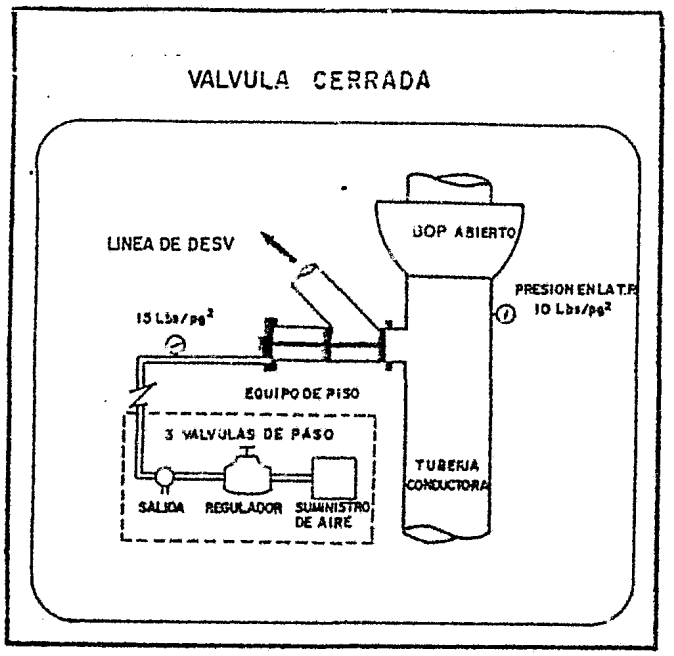
La diferencia entre la presión de fractura y la presión - hidrostática es la cantidad de presión en la T.R. al cierre que puede estar contenida en el pozo sin causar una fractura en la- base de la T.R. En este caso la presión es:

Presión en la T.R. permisible=1218-889=329 lbs/pg^2.

Si la presión en la T.R. al cierre excede de 329 Psi, la- presión técnica del fracturamiento en la base de la T.R. se so- brepasa y un reventón subterráneo se provocará.

La decisión de desviar en lugar del cierre en éste caso - descansa ,en el operador, en cuanto si la presión en la T.R. al- cierre excede de 329 lbs/pg^2.

La figura 13 muestra el uso de la válvula en la línea de- desviación .



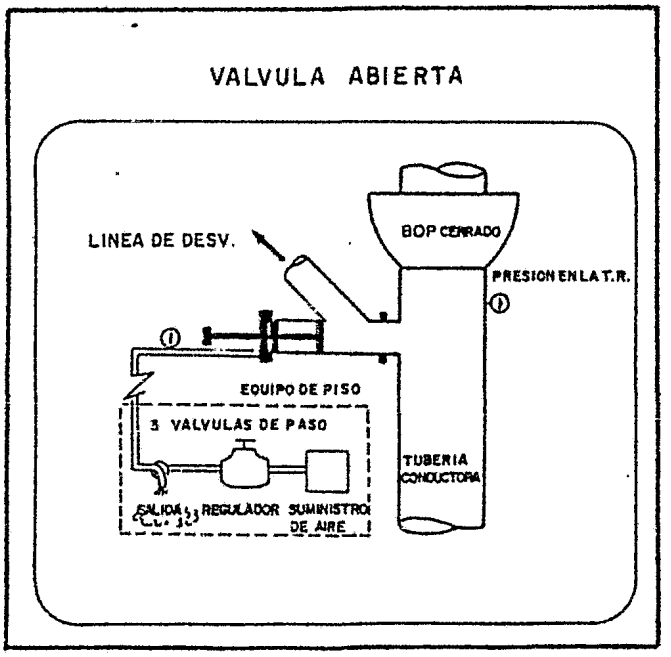


FIG. 13 USO DE LA VALVULA EN LA LINEA DE DESV.

Control de un pozo con un desviador:

El procedimiento para controlar un brote que ha sido desviado es completamente diferente al usado para controlar un brote que puede ser cerrado.

El mejor método para controlar un brote con un desviador es circular con lodo de densidad cercana al máximo que puede resistir la base de la T.R.

Es decir, si la decisión es desviar un brote como el del canal de Sta. Barbara, ¿ Cuál sería la densidad más apropiada del lodo?.La respuesta es encontrada calculando la densidad del lodo equivalente (E.W.M.) a la presión de fractura en la base de la T.R.

$$E.W.M. = \frac{1218 \text{ lbs/pg}^2 \text{ (Presión de Fractura)}}{0.052 \times 1800 \text{ pies}} = 13 \text{ lbs/gal.}$$

Si no existe lodo en las presas, se puede intentar controlar el pozo bombeando el lodo activamente hasta alcanzar el más alto gasto posible.

Las posibilidades de éxito al ejecutar éste tipo de control depende de muchas variables. Sin embargo, una cosa es clara el bombeo del fluído debe iniciarse inmediatamente y continuar a un alto gasto para tener cualquier oportunidad de controlar un brote sobre una línea de desviación.

III.4.-CONTROL DE UN BROTE EN EL MAR:

No existe una diferencia específica entre la técnica o método a emplear para controlar un brote en el mar y uno en tierra.

Ya que si pudiera haberla, solo sería la presión con que se manifiestan estos brotes, puesto que en el mar se manejan presiones muy altas, por que los yacimientos son más profundos.

También se puede notar claramente que el equipo con que se cuenta en la plataforma, es de mayor capacidad en cuanto a presiones de trabajo.

Las tuberías de revestimiento son diseñadas para resistir altas presiones y temperaturas de los yacimientos, otro elemento importante son las bombas que se usan para desplazar el fluído de control, ya que estas también se diseñan para manejar altos vólumenes y grandes gastos de fluídos.

IV.-EQUIPOS PARA CONTROL DE BROTES Y SU USO:

En el control de las presiones a parte de los métodos convencionales de control que se aplican; es necesario contar con equipo de prevención de descontroles, en éste capítulo se tratarán brevemente las características de algunos tipos de preventores que como se sabe son vitales en estos trabajos de control.

IV.1.-PREVENTORES:

Los preventores son dispositivos de seguridad cuando se tiene un descontrol del pozo; ya que evitan la expulsión de fluídos y mantienen la presión manifestada por el yacimiento, al mismo tiempo que contribuyen a la seguridad del personal y de las instalaciones; para así posteriormente aplicar los métodos correspondientes del control del pozo. La figura 15 muestra un arreglo de preventores de alta presión.

El diseño de los preventores debe cumplir con ciertos requisitos como son:

a).-Controlar la salida de los fluídos del pozo.

b).-Cerrar el cabezal del pozo en la superficie.

c).-Permitir bombear fluído de perforación dentro del pozo.

d).-Permitir el movimiento de la sarta de perforación.

Para que los preventores cumplan con estas exigencias, se debe suponer que habrá suficiente tubería de revestimiento instalada en el pozo y de resistencia adecuada para que sirva de anclaje al sistema de preventores.

La clasificación de los preventores se hace (de acuerdo a especificaciones hechas por el API); por normas o especificaciones de presión, de acuerdo al tipo de trabajo a que se les vaya a someter.

Existen preventores con arietes para cerrar alrededor de la tubería y arietes ciegos que cierran el agujero sin sarta de perforación:

IV.1.A.-PREVENTORES TIPO ARIETE:

Cierran el espacio anular del exterior de la tubería de perforación e interior de la tubería de revestimiento. Los arietes cierran por pares; y una vez que están cerrados tapan herméticamente el espacio abajo de ellos. Estos arietes para tubería tienen apertura semicircular de acuerdo al diámetro de tubería que se va a usar; es muy importante usar los diámetros adecuados de arietes, correspondientes a la tubería de trabajo, para así garantizar el sello preciso de los arietes.

Algunos preventores son unidades dobles que tienen instalaciones para dos juegos de arietes en su cuerpo. Los arietes-- son desplazados por doble acción de pistones aperados por fluído a presión. La relación de cierre de un preventor; es la razón de la presión de trabajo del preventor entre la presión para cerrar los arietes. Algunos preventores una vez cerrados son ayudados por la misma presión del pozo, a mantener esa presión- de los arietes.

Los preventores de ariete se pueden conseguir en un rango- de presión de trabajo; entre 2,000 lb/pg^2 (140 Kg/cm^2) a 15,000 lb/pg^2 (1050 Kg/cm^2).

IV.1.B.-PREVENTORES TIPO ANULAR:

Estos preventores pueden cerrarse sobre cualquier superficie no importando su forma geométrica. Estos preventores anulares se cierran por presión hidráulica y no pueden bloquearse mecánicamente como los preventores con arietes, por su construc-- ción son muy efectivos ya que cuando se presenta el descontrol- no importa que tubería esté en el pozo, puesto que cierran ó sellan cualquier diámetro de tubería.

La figura 14 muestra un preventor anular tipo "D"

CARACTERISTICAS:

A).- El elemento de empaque con presión de trabajo de 5,000 -- lbs/pg^2. se ha probado a 10,000 lbs/pg^2. y el empaque de - 10,000 lbs/pg^2. a 15,000 lbs/pg^2.

B).- El empaque mantiene máximas presiones de trabajo aun des-- pués de largos periodos de uso.

C).- El empaque se cambia fácil y rápidamente. Una cerradura de tope de aro partido proporciona el acceso inmediato, sin - piezas sueltas, ofreciendo una indicación visual si la ta- pa está cerrada o sín cerrar.

D).- Mantenimiento simplificado. La construcción tipo forro del pistón y cilindro no tiene sellos deslizantes en ninguna - de las superficies del cuerpo. Reemplazar todo el sistema- de funcionamiento en el campo es tan simple como reempla-- zar el empaque.

E).- El tipo "D" anular está equipado para servicio con H_2S.

F).- El tipo "D" anular es más bajo que otros preventores anula res disponibles.

PREVENTORES DE REVENTONES ANULARES TIPO D

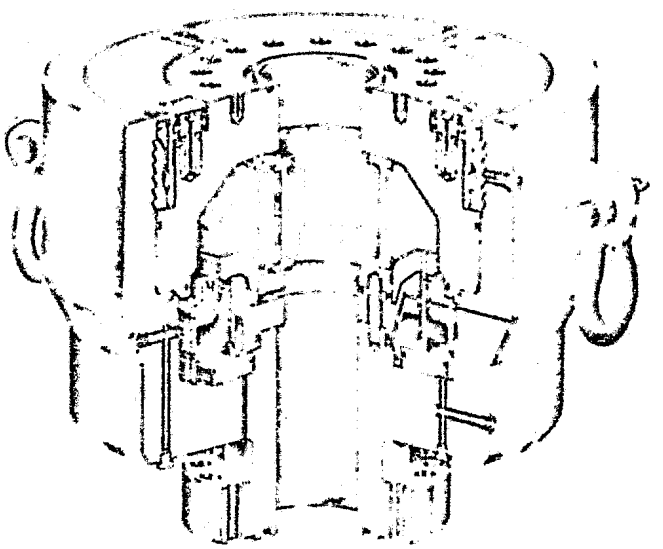


FIGURA 14

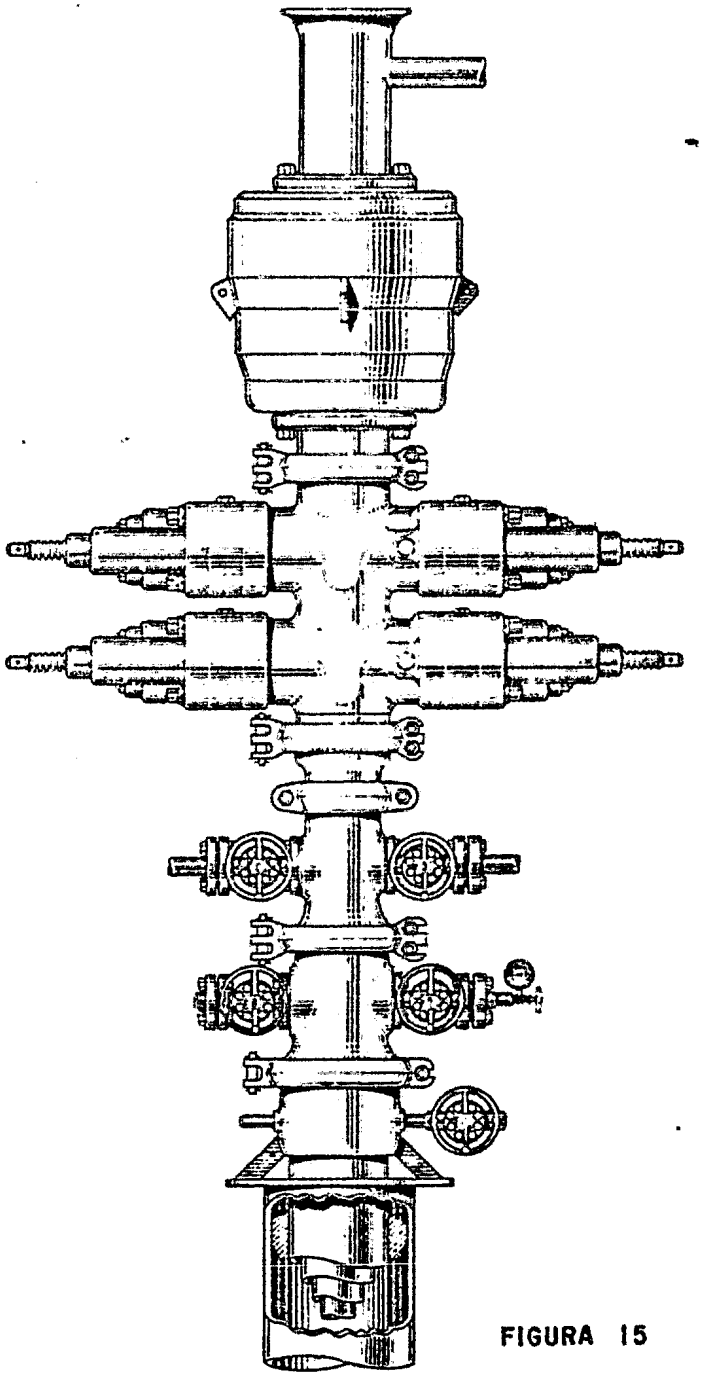


FIGURA 15

Dentro de la instalación del sistema de preventores, hay que señalar un componente muy importante; como lo son las tuberías de revestimiento que son la base o punto principal de la instalción. El equipo de prevención o preventores no puede tener más resistencia que la tubería a la cual está unido, a la cementación de dicha tubería y a las uniones entre la tubería y el mismo preventor.

Para la instalación del sistema de preventores la tubería de revestimiento superficial es muy importante, ya que de ella colgarán las demás tuberías de revestimiento y servirá para la instalación de preventores.

Se puede decir que los equipos de prevención están calculados de acuerdo con la resistencia a la ruptura de la tubería de revestimiento.

IV.1.C.- OPERACION DE LOS PREVENTORES:

Los preventores, válvulas y estranguladores variables que se operan hidráulicamente se deben operar (cerrar y abrir) diariamente con el objeto de tener la seguridad de que operan correctamente, con excepción del preventor anular, el cual debe operarse semanalmente con tubería dentro el pozo. Los preventores de arietes se deben cerrar solamente contra el tamaño de la TP. adecuado. No se deben cerrar contra otro tamaño de tubería cuando no hay tubería dentro del pozo. El preventor con arietes ciegos o de corte, se debe cerrar solamente cuando no hay tubería dentro del pozo. Al cerrar un preventor de arietes deben cerrar los candados, para asegurarse que operen correctamente. Los preventores válvulas y estranguladores se deben operar desde cada estación de control. El operador del malacate en turno será el que opere los preventores, bajo la supervisión del I.T.R. (Inspector Técnico de Reparación).

La operación de los preventores se registrará en el reporte diario de operaciones.

IV.1.D.- SIMULACRO SEMANAL DE CONTROL DE REVENTONES:

El objetivo principal de este simulacro es adiestrar al operador del malacate y a su cuadrilla a detectar un posible descontrol en su etapa inicial y a cerrar el pozo rápidamente y adecuadamente.

El simulacro se llevará a cabo de la siguiente manera:

1.- El I.T.R. (Inspector Técnico de Reparación) levantará manualmente el indicador del nivel de lodo en las presas, simulando así que se está ganando lodo y provocando que suene la alarma. De no contar con éste indicador, el I.T.R. le avisará verbalmente al operador del malacate que el pozo está fluyendo.

2.- Al enterarse el operador del malacate que el pozo está fluyendo, suspenderá la actividad que está haciendo y llamará a todo el personal bajo sus órdenes para que le auxilie a cerrar el pozo a la mayor brevedad posible. Normalmente ésto se hace sonando una alarma. De no contar con la alarma, el operador del malacate gritará:

"El pozo se está arrancando".

El I.T.R. anotará el tiempo que tardó el operador del malacate en reaccionar. Este tiempo no debe ser mayor de treinta (30) segundos.

A continuación el operador del malacate deberá hacer lo siguiente:

3.- Colocar la conexión superior de la tubería arriba de la rotaria y sentar la sarta de tubería en las cuñas.

4.- Dirigir la instalación de la válvula de seguridad en la sarta de tubería. Esta válvula debe estar abierta y sin botellas que reduzcan su diámetro interior.

5.- Abrir la válvula en la línea de estrangular (desde la consola de control o manualmente). El estrangulador variable debe estar totalmente abierto. Al abrir ésta válvula, el pozo debe poder fluír a la presa de asentamiento, pasando el flujo por el múltiple de estrangulación y por el separador lodo-gas.

6.- Mandar cerrar la válvula de seguridad instalada en la tubería y simultáneamente cerrar, desde la consola de control el preventor superior (si hay varios instalados) con arietes para la tubería en uso, o el preventor anular.

7.- Cerrar el estrangulador variable* (desde la consola de control o manualmente).

8.- Notificar al I.T.R. que el pozo está cerrado.

El I.T.R. anotará el tiempo empleado para cerrar el pozo.- Este tiempo no debe ser mayor de tres (3) minutos.

9.- Verificar personalmente que la válvula de seguridad de la tubería, el preventor y el estrangulador variable estén cerrados.

. Una vez que terminó el simulacro, se deberá hacer lo siguiente:

10.-Abrir totalmente el estrangulador variable (desde la consola de control o manualmente).

11.-Abrir la válvula en la línea de matar (desde la consola de control o manualmente).

12.-Usando la línea de matar, lavar con agua la línea de estrangular, verificando que sale agua limpia por la línea que sale del separador lodo-gas y que descarga a la presa de asentamiento.

13.-Parar la bomba que se usó para lavar la línea de estrangular.

14.-Abrir el preventor (desde la consola de control).

15.-Cerrar las válvulas en las líneas de matar y estrangular(desde la consola de control o manualmente).

16.-Abrir la válvula de seguridad de la tubería y desconectarla.

17.-Continuar con la actividad que se estaba efectuando.

Se observarán las siguientes disposiciones:

a).-El simulacro se efectuará al sacar o meter tubería.

b).-No se notificará al operador del malacate o a su cuadrilla que se trata de un simulacro.

c).-El simulacro se llevará a cabo bajo la supervisión del I.T.R.

d).-El simulacro se efectuará semanalmente con cada cuadrilla de reparación, cuando haya agujero descubierto o intervalo disparado, o en cualquier otra situación que pueda resultar en un reventón.

e).-El I.T.R., discutirá éste simulacro con cada tripulación de reparación hasta que entiendan, sin lugar a duda, que el único objeto de éste simulacro es el EVITAR REVENTONES.

f).-El I.T.R. registrará el simulacro en el reporte diario de operaciones, indicando el tiempo que se tardó en efectuarlo.

* Al cerrar el estrangulador, se deberá observar el manómetro -- que indica la presión en el espacio anular. De tratarse en realidad de un brote, no debe permitirse que la presión sea mayor que la especificada, de acuerdo con el equipo de control que se tenga instalado.

IV.2.-ESTRANGULADORES

DEFINICION Y CLASIFICACION DE ESTRANGULADORES:

Un estrangulador está constituido por un niple cuyo diámetro puede regularse o modificarse según sea el caso.

El estrangulador va instalado en una rama de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

Se disponen de diferentes tipos de estranguladores para aplicar contrapresión en la cabeza del pozo. Los estranguladores de soporte son comunmente una parte del árbol de válvulas; y en pozos de alta presión se coloca uno en cada línea de flujo a fín de poder cambiarlo de una salida a otra, mientras se lleva a cabo una reparación.

LOS ESTRANGULADORES SE PUEDEN CLASIFICAR EN:

IV.2-A.-ESTRANGULADORES SUPERFICIALES:

Este tipo de estranguladores tienen las siguientes características:

1.-Aumento artificial de la presión dentro del pozo debido a la presión creada por la restricción.

2.-Retensión de una mayor cantidad de gas, así como de la conservación de una baja viscosidad y tensión superficial.

El hecho de que se pueda colocar un dispositivo de estrangulación en una tubería multiple, cualquiera que sea su posición, constituye una característica importante en el control de contrapresión.

Estos estranguladores se dividen a su vez en:

a).-Estrangulador positivo:

Su diseño tiene como finalidad el ser introducidos en un receptáculo fijo, del que se extraen para modificar su diámetro, o sea que se requiere mas tiempo en ésta operación.

b).-Estrangulador ajustable:

Este estrangulador es más práctico ya que no se requiere el extraerlo del receptáculo para modificar el diámetro del orificio, la variación del diámetro de éste estrangulador se realiza por medio de un dispositivo mecánico.

Dependiendo del tipo de estrangulador, se dispone con extremos roscados o con extremos de bridas, teniéndose presiones de trabajo entre 1,500 y 15,000 lb/pg2.

IV.2-B.-ESTRANGULADORES DE FONDO:

a).-Estranguladores que se alojan en un accesorio del aparejo de producción, denominado "niple de asiento". Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con línea de acero operando desde la superficie.

b).-Estranguladores que se aseguran en la tubería por merdio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople del aparejo de producción, y que es accionado con línea de acero.

Las funciones principales de los estranguladores de fondo son:

1.-Estabilizar la relación gas-aceite producida, bajo ciertas condiciones.

2.-Controlar ritmos de producción.

3.-Liberar más gas en solución, en el fondo del pozo,aligerando la columna de aceite e incrementando la velocidad de flujo.

La figura 16 muestra diferentes tipos de estranguladores.

Conceptos básicos para el estudio de los estranguladores:

VELOCIDAD SONICA:

Este concepto es importante en el análisis de flujo a través de estranguladores por las ventajas que se tienen al operar los pozos bajo éste régimen.

En una restricción pueden presentarse 3 tipos de flujo: Subsónico, Sónico y Supersónico, estos ocurren cuando la velocidad del fluído es menor, igual o mayor que la sónica respectivamente.

El valor de la velocidad sónica depende de las características del fluído y de la condiciones (P,V,T) a que se encuentre, así tenemos que para un fluído incomprensible la velocidad es grande y para uno compresible su valor dependerá de la presión a que se encuentra, es decir que para un aumento en la presión le corresponde incrementos de densidad y velocidad sónica.

Para garantizar flujo sónico a través de un estrangulador la situación de presiones debe ser:

$$P_2/P_1 \leq 0.5283$$

Donde:

P_1= Presión anterior al estrangulador.

P_2= Presión posterior al estrangulador.

Tanto la temperatura como la densidad que son variables dependientes de la presión guardan la siguientes relaciones:

$$T_2/T_1 \leqslant 0.8333 \quad ; \quad D_2/D_1 \leqslant 0.6339$$

Donde:

T_1= Temperatura anterior al estrangulador.

T_2= Temperatura posterior al estrangulador.

D_1= Densidad anterior al estrangulador.

D_2= Densidad posterior al estrangulador.

CALCULO DEL AREA DEL ESTRANGULADOR:

Para calcular el aréa del estrangulador existen varias correlaciones, como por ejemplo la de Gilbert, Ros, Achong, Ashford, Omaña, Etc. en éste capítulo se presenta un ejemplo utilizando calculadora Radio-Shack y la correlación de Ashford-Pierce.

En éste programa se dio como dato el diámetro, pero se puede no hacerlo y dejarlo como incognita y dar el gasto como dato, luego al correr el programa y obtener el valor del diámetro, se aplica la siguiente fórmula para determinar el área del estrangulador.

$$A = \pi \frac{D^2}{4}$$

Donde:

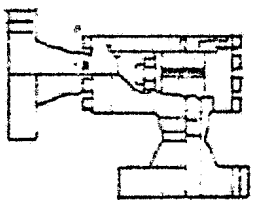
A= Area del estrangulador (mm^2)

D= Diámetro del estrangulador (mm).

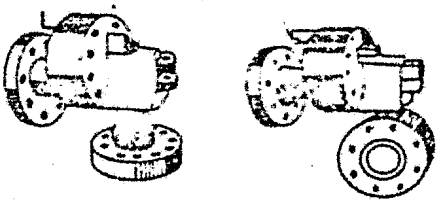
De acuerdo con el diseño de cada autor, las correlaciones presentan características propias, cuya descripción queda fuera de los límites de éste trabajo.

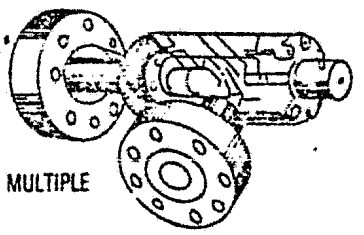
DIFERENTES TIPOS DE ESTRANGULADORES

ESTRANGULADOR SUPERFICIAL



ESTRANGULADOR AJUSTABLE





VALVULA DE ORIFICIO MULTIPLE

FIGURA 16

V.-CONCLUSIONES:

Los problemas de descontrol de pozos se han tenido desde que se inició la explotación de hidrocarburos y en nuestros tiempos vemos que se siguen presentando, por eso es determinante desarrollar y modificar los métodos y equipos de control de pozos.

Actualmente debido a la gran demanda de hidrocarburos que se está presentando a nivel mundial, es muy importante evitar descontroles de pozos, ya que dichos problemas originan perdidas considerables al país, evitando así una entrada de divisas por los hidrocarburos perdidos o desperdiciados.

Es por lo tanto factor importante capacitar al personal de perforación en el control de pozos, para que en determinado momento pueda identificar un posible reventón del pozo (aumento de nivel de las presas, fluído cortado por gas, pérdidas de circulación, etc.), así como el poder operar e interpretar el equipo que se tenga disponible para el control del pozo (preventores, extranguladores, desgasificadores, indicadores de nivel de presas, etc.), y como consecuencia el personal reaccione de una forma positiva.

Un aspecto importante es el equipo de control superficial, que debe estar acorde con las necesidades de cada área en lo que respecta a las presiones de trabajo, arreglos de flujos, capacidad de bombeo, etc. para así asegurar el uso del equipo adecua-

do en caso de operaciones de control del pozo. También es importante considerar el equipo de registro continuo de las variables de perforación ya que así se estará en condiciones de detectar variaciones que nos representen la proximidad de una zona de -- presión anormal.

Las pérdidas de circulación y los reventones, dos problemas serios de la perforación, están relacionados directamente al equilibrio de la presión, tanto como al avance de penetra--- ción, la pegadura por presión deferencial, la filtración al pozo, daños a la formación y estabilidad del pozo.

Es por consiguiente de suma importancia tener una adecuada vigilancia en la presión que se está manejando, según la profundidad y que tipo de formación se está atravesando.

Con el fin de reducir los costos de perforación y llevar una técnica controlada durante la perforación de un pozo, es necesario de determine el gradiente de fractura de las formaciones que se van atravesando durante la perforación.

Se considera tener los elementos indispensables para la - determinación de dicho gradiente, restando únicamente conjugar los esfuerzos de las diferentes dependencias que tienen ingerencia directa durante la perforación.

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

1.- Rehn Bill----------Pressure Control In Drilling.

2.- Petroleum Extension Service-1975-------Control de Reventones.

3.- Goins Wc Jr,O'brien---------Blowont and Well Kicks.

4.- Moore Preston----------Drilling Operation Manual.

5.- Wardlan H. Wr.----------Blowont Control Seminar.

6.- Instalation and use of Blowont Preventer Stacks and Accesory Equipement----------API.

7.- Artículo de Desviadores-----NL Shaffer.

8.- I.M.P.----------Manual de Tecnoligía de Lodos 1979

9.- Cole Frank----------Drilling Operations Manual.

10.-Universidad Nacional Autónoma de México-------Apuntes de Terminación de Pozos.

11.-José Fco.Gómez Garay, Fco.Yerbes Dzid, Emilio de la Torre-Aldape (Pemex, Dtto.Agua Dulce)----------Diseño de un sistema de control superficial secundario aplicable a los equipos de Reparación de Pozos,