



24/23

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERIA

# Control de Reventones mediante Pozos Direccionales de Alivio

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

Delfino López Morgado



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## I N D I C E

	Página
I.-	INTRODUCCION Y CONCEPTOS GENERALES..... 1
	I.1. Introducción..... 1
	I.2. Conceptos Generales..... 2
II.-	ANTECEDENTES Y CONSECUENCIAS DE UN BROTE..... 4
	II.1. Razones por las cuales ocurre un brote..... 4
	II.2. Indicadores de un brote..... 4
	II.2.a. Incremento en la Velocidad de penetración... 4
	II.2.b. Volúmen de fluido de perforación necesario - para llenar el pozo cuando se está metiendo- o sacando tubería..... 5
	II.2.c. Pérdidas de circulación..... 5
	II.2.d. Fluido de perforación cortado con gas..... 6
	II.2.e. Fluido de perforación contaminada con agua.. 8
	II.2.f. Incremento en el flujo de retorno y en el -- nivel de las presas..... 9
III.-	TECNICAS DE CONTROL DE UN BROTE..... 10
	III.1. Métodos para controlar un brote..... 11
	III.1.a. Elementos principales para controlar un --- brote..... 11
	III.i.b. Relaciones básicas entre la presión de for- mación y las presiones de cierre en T. P. y T. R..... 12
	III.1.c. Método del perforador..... 13
	III.1.d. Método del ingeniero ó de esperar y densi- ficar..... 14
	III.1.e. Método PFC (presión de Fondo Constante).... 14

	Página	
IV.-	ELEMENTOS PARA LA PLANEACION DE POZOS DIRECCIONALES DE ALIVIO.....	16
	IV.1. El pozo descontrolado.....	16
	IV.1.a. Posición y trayectoria.....	17
	IV.1.b. Capacidad de acarreo.....	18
	IV.1.c. Potencial del reventón .....	18
	IV.1.d. Identificación del pozo descontrolado.....	23
	IV.2. Métodos de Control de un Reventón a través de un pozo de alivio.....	24
	IV.2.a. Inyección directa de fluido de alta densidad (lodo pesado).....	24
	IV.2.b. Inyección de agua al yacimiento.....	24
	IV.2.c. Terminación explosiva.....	25
	IV.2.d. Discusión de Métodos.....	26
	IV.2.e. Aspectos de fracturamiento y comunicación..	27
V.-	TOPICOS EN LA PERFORACION DE POZOS DIRECCIONALES DE ALIVIO.....	28
	V.1. El pozo de Alivio.....	28
	V.1.a. Localización y trayectoria de él ó los pozos de alivio.....	28
	V.1.b. Programas de tuberías de revestimiento.....	29
	V.1.c. Equipo de bombeo en el pozo de Alivio.....	29
	V.2. Cálculos de la posición y trayectoria del pozo de Alivio.....	30
	V.2.a. Posición del Pozo.....	30
	V.2.b. Métodos de cálculo para la trayectoria del pozo.....	30
	V.2.c. Instrumentos para la inspección direccional..	36

	Página	
VI.-	TECNICA DE CONTROL DE UN REVENTON MEDIANTE POZOS DIRECCIONALES DE ALIVIO.....	38
	VI.1. Introducción.....	38
	VI.2. Bases del método de control dinámico.....	39
	VI.3. Parámetros de diseño.....	41
	VI.4. Aportación o gasto del pozo descontrolado....	42
	VI.5. Fluido para el control dinámico.....	46
	VI.6. Análisis de parámetros.....	48
VII.-	CASOS HISTORICOS.....	58
	VII.1. Caso No. 1. Reventón subterráneo de gas controlado por medio de pozos direccionales de alivio en Irán.....	59
	VII.2. Caso No. 2. Reventón de gas en pozo petrolero terrestre.....	62
	VII.3. Caso No. 3. Reventón ocurrido en pozo productor.....	64
	VII.4. Caso No. 4. Reventón de gas en pozo terrestre.....	70
	VII.5. Caso No. 5. Reventón del Ixtoc 1 .....	73
VIII.-	CONCLUSIONES.....	83
	APENDICE A.....	87
	APENDICE B.....	96
	BIBLIOGRAFIA	

## C A P I T U L O I

### I.1 INTRODUCCION

A raíz de los descubrimientos petrolíferos mas recientes, nuestro país al igual que otros, ha tenido fuente continua de riqueza y de trabajo.

Para la extracción de este energético se idearon primitivos sistemas de perforación como el de pulseta o percusión, los cuales han sido desplazados totalmente en la actualidad por el sistema de perforación rotaria, a la vez este sistema ha ido evolucionando en base a las necesidades que han surgido dentro de la industria petrolera. Junto con los avances logrados dentro del ámbito petrolero y en particular en la rama de perforación se han tenido diferentes tipos de problemas en los pozos perforados dado que día a día en objetivo de estos está situado a una profundidad mayor.

En específico, una situación crítica lo es precisamente un "reventon" término usado en la industria petrolera que se puede definir de muchas maneras, tal como el flujo incontrolado de los fluidos contenidos en las formaciones hacia la superficie.

Cuando se tiene un reventón en un pozo petrolero como consecuencia de un "brote" no detectado y controlado a tiempo se hace necesaria la perforación de uno ó mas pozos direccionales de alivio como único y último recurso para controlar (matar) el agujero des-controlado. Un pozo direccional de alivio es una de las múltiples aplicaciones de la perforación direccional controlada que es la técnica de desviar un pozo siguiendo un curso planeado hacia su objetivo situado totalmente fuera de la vertical del mismo. En la planeación de dicho pozo de alivio intervienen parámetros importantes que considerar los cuales son tratados en este trabajo, así como también generalidades de la perforación, diferentes tipos de control del reventón y el análisis de pozos mediante éstas técnicas; es estudiado un método nuevo para el control de pozos llamado "Método de Control Dinámico" utilizado con éxito en varias ocasiones.

## I.2 CONCEPTO GENERALES

Para llevar a cabo ésta tesis, fué necesario revisar los -- conceptos que a continuación se presentan, para de esa manera de sarrollar en forma adecuada el tema "Control de Reventones por -- medio de Pozos Direccionales de Alivio"

### Presión Hidrostática.

Es la presión ejercida por una columna de fluido, la cual -- depende de la altura de la columna y el peso específico del flui do.

### Presión de Sobrecarga.

Es la presión ejercida a una profundidad determinada por el peso de las formaciones superyacentes y el de los fluidos conte-- nidos en ellas, por lo que la presión de sobrecarga, depende del espesor y la porosidad de las formaciones así como de la densi-- dad de las rocas y de los fluidos presentes.

### Presión de Formación o Presión de Poro.

Es la presión de los fluidos atrapados en los espacios poro sos de las rocas o formaciones subsuperficiales. Depende de la -- presión de sobrecarga y del grado de compactación de la roca.

### Presión de Fractura.

Es la presión necesaria para romper la matriz rocosa de una formación. Esta presión es siempre mayor a la presión de forma-- ción puesto que depende de ella y de la resistencia de la roca.

### Gradiente de Presión.

Se define como gradiente de presión la variación de la pre-- sión con respecto a la profundidad.

### Gradiente de Presión Normal.

Es un gradiente equivalente al de una columna de agua que -- contiene 80,000 p.p.m. de cloruro de sodio ( Na Cl ), y tiene una densidad de 1.074 gr/cc.

En la costa del Golfo de México el gradiente de presión normal se estima en  $0.1076 \text{ Kg/Cm}^2/\text{m}$ .

#### Gradiente de Presión Anormal.

Es el gradiente de presión que es mayor ó menor al gradiente de presión normal. Un gradiente de presión anormalmente alto puede llegar a ser hasta  $0.240 \text{ Kg/Cm}^2/\text{m}$ .

#### Porosidad Efectiva.

Es la relación que existe entre el volúmen de poros intercomunicados de una roca con el volúmen total de la misma.

#### Permeabilidad.

Se define como la resistencia que opone un medio poroso a que un fluido pase a través de él.

#### Brote.

Es el flujo indeseable de los fluidos contenidos en las formaciones hacia el interior del pozo.

#### Reventón.

Es el flujo de los fluidos de las formaciones expuestas hacia la superficie sin control alguno. Se tienen también reventones subterráneos en los que el pozo fluye de una formación hacia otra de menor presión sin manifestarse en la superficie.

#### Pozo Vertical.

Es un pozo cuya desviación con respecto a la vertical en cualquiera de los puntos de su trayectoria no es mayor de cinco grados. En rigor, es un pozo cuyo objetivo está precisamente a una determinada profundidad dentro de la vertical del mismo.

#### Pozo Desviado.

Es un pozo que habiendo sido planeado para perforarse verticalmente tiene una desviación de más de cinco grados con respecto a la vertical.

#### Pozo Direccional.

Es un pozo cuyo objetivo está totalmente fuera de la vertical del mismo.



## C A P I T U L O II

### ANTECEDENTES Y CONSECUENCIAS DE UN BROTE

En un pozo petrolero se dice que ocurre un brote cuando -- durante los trabajos de perforación, terminación ó reparación -- los fluidos contenidos en las formaciones expuestas fluyen hacia el interior del pozo. Cuando un brote no es detectado y controlado a tiempo se convierte en un reventón el cual es definido como el flujo sin control de los fluidos hacia la superficie.

La condición necesaria y suficiente para que tenga lugar un brote es que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido sea menor a la presión de poro de las formaciones expuestas.

#### II.1 RAZONES POR LAS CUALES OCURRE UN BROTE

- a).- Peso insuficiente de los fluidos de perforación, terminación ó reparación.
- b).- Efecto de succión al sacar la tubería del pozo.
- c).- Pérdidas de circulación ó falta de llenado del pozo.
- d).- Perforación de formaciones con presiones anormalmente altas.
- e).- Disminución de la presión hidrostática por contaminación de los fluidos de control que llenan el pozo ( v.g. disminución de la densidad del fluido de perforación al ser contaminado con gas de formación).

#### II.2 INDICADORES DE UN BROTE

##### II.2.a Incremento en la velocidad de penetración.

Un incremento en la velocidad de penetración puede indicar un cambio del tipo de formación que se está perforando ó bien -- una reducción de la presión diferencial en el fondo del pozo.

La figura I, muestra el efecto que tiene la presión diferencial sobre la velocidad de penetración.

Cuando ocurre un incremento en la velocidad de penetración, sin que se haya reducido el peso del fluido de perforación o haya habido un cambio de formación, significa que la presión de poro de la formación perforada se ha incrementado mientras que el gradiente de presión del fluido de perforación ha permanecido constante.

Siempre que el gradiente de presión de poro sea menor al gradiente de presión del fluido, existirá una diferencial de presión a favor del pozo y su reducción solo implicará un incremento en la velocidad de penetración, pero en cuanto el gradiente de presión de poro sea mayor al gradiente de presión del fluido, la diferencial de presión será negativa ( tal como se muestra en la figura I ) y actuará a favor de la formación, lo que provocará la ocurrencia de un brote.

Generalmente antes de entrar a una formación sobrepresionada, existe una zona de transición en la que la presión de poro se va incrementando paulatinamente y va haciendo que la diferencial disminuya y la velocidad de penetración se incremente. Esta es la razón por la cual un incremento en la velocidad de penetración puede ser el indicador de la presencia de una formación sobrepresionada y en consecuencia de un posible brote.

#### II.2.b. Volúmen necesario de fluido de perforación para llenar el pozo cuando se está metiendo ó sacando tubería.

Cuando al meter tubería dentro del pozo fluye por la línea de descarga un volúmen de acero de la tubería introducida, se tiene la indicación clara de que la formación está aportando fluidos, es decir, que está ocurriendo un brote.

Lo mismo ocurre cuando el volúmen requerido para llenar el pozo al estar sacando tubería es menor al volúmen de acero extraído.

#### II.2.c. Pérdidas de Circulación.

Una pérdida de circulación, como su nombre lo indica, es la ausencia de un gasto permanente y constante en el sistema de circulación.

culación del pozo. Si se bombean 379 lts/min (100 gal/min) al interior del pozo a través de la tubería de perforación, deberán fluir los mismos 379 lts/min por la línea de descarga en la superficie; cuando esto no sucede se considera que existe un brote, si el gasto en la línea de descarga es mayor al gasto de la bomba y que se tiene una "pérdida de circulación" cuando el gasto en la línea de descarga es menor al gasto aportado por la bomba del equipo.

Las pérdidas de circulación pueden ser totales ó parciales. Parciales cuando se tiene circulación hasta la superficie a través de la línea de descarga y totales cuando se está bombeando a través de la tubería de perforación hacia el interior del pozo y no se tiene circulación hacia la superficie.

Aún cuando una pérdida de circulación no es una indicación de la ocurrencia de un brote, si puede ser la causa de éste, sobre todo, cuando se trata de una pérdida total de circulación en donde el nivel de la columna hidrostática puede llegar a reducirse considerablemente e inducir un brote ó en el peor de los casos, un reventón.

Las pérdidas de circulación totales ó parciales de fluido de perforación a través de las formaciones perforadas pueden ser causadas por cualquiera de los siguientes motivos:

- i).- Filtrado excesivo debido a la presencia de formaciones altamente permeables ó al uso de fluidos muy pesados que generan altas presiones hidrostáticas.
- ii).- Fracturas inducidas en las formaciones perforadas cuando se utilizan fluidos cuyo gradiente de presión es mayor al gradiente de fractura de dichas formaciones.
- iii).- Fracturas y cavernas naturales en las formaciones que se están perforando.

#### II.2.d. Fluido de Perforación Cortando con Gas.

La presencia de fluido cortando con gas es en algunas ocasiones indicio de que está ocurriendo un brote.

El gas que entra en el espacio anular se expande lentamente a medida que se aproxima a la superficie en donde se lleva a cabo

la mayor parte de su expansión y esto ocasiona una reducción en la presión de fondo, la cual no siempre provocará la ocurrencia de un brote. Sin embargo, es importante tomar en cuenta la reducción de la presión de fondo ocasionada por la presencia de gas en el fluido; para estimar la reducción de la presión hidrostática existen gráficas ó tablas. La figura 2 que es una aproximación de la siguiente ecuación:

$$Ap = 2.3 \times \frac{W_1 - W_2}{W_2} \times \log P_1$$

donde:  $P_1$  = presión de fondo, con peso de lodo  $W_1$

$W_2$  = densidad del lodo contaminado con gas

$Ap$  = reducción de la presión de fondo debido al lodo contaminado con gas.

muestra la reducción de la presión de fondo debido al fluido cortado con gas.

El fluido de perforación cortado con gas puede ser el resultado de una ó mas de las siguientes causas:

a).- La perforación de una formación permeable que contiene gas, usando un fluido de densidad apropiada.

En este caso la presencia de gas en el fluido no es el resultado de un brote; el fluido se corta con el gas contenido en los recortes de la formación que se perfora, el cual se desprende de éstos al reducirse la presión hidrostática conforme al recorte asciende hacia la superficie. La cantidad de gas producido depende directamente del diámetro del agujero, de la velocidad de penetración, de la densidad del lodo y de porosidad y presión de la formación que se perfora.

La situación puede ser de cuidado cuando se tiene una alta velocidad de penetración, pues el volumen de gas liberado de los recortes puede causar una reducción significativa de la presión de fondo y provocar un brote verdadero.

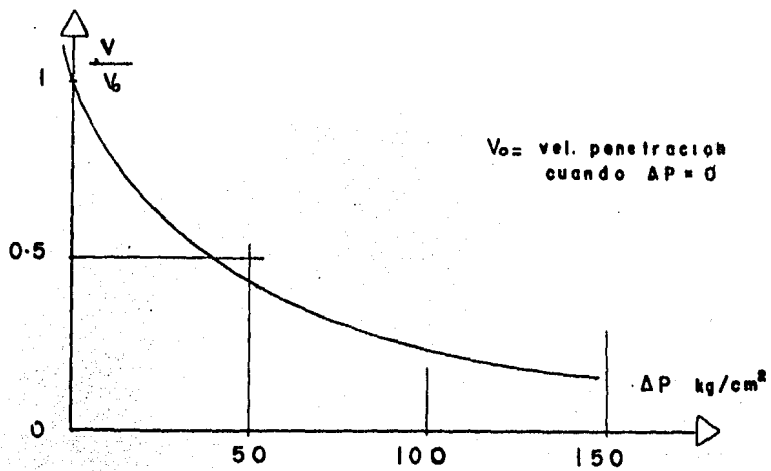
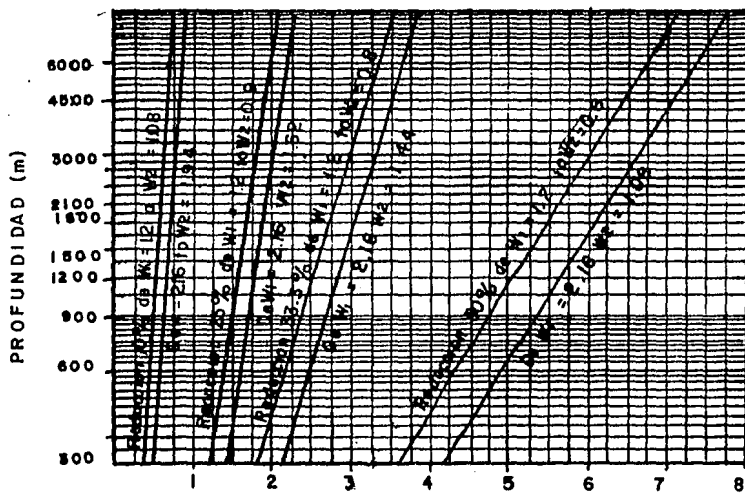


FIGURA 1 Velocidad de penetracion en funcion de La Presion Diferencial.



Reduccion de la presion de fondo ( Kg / cm<sup>2</sup> )

$P_1 = \text{PRESION HIDROSTATICA } W_1$

$W_2 = \text{DENSIDAD DE FLUIDO CONTAMINADO}$

$\Delta p = \text{REDUCCION DE LA PRESION HIDROSTATICA.}$

FIGURA 2 Disminucion de la presion hidrostatica debido al fluido Contaminado con gas.

- b).- Perforación de una lutita impermeable que contiene gas a alta presión.

Al perforar una lutita impermeable con gas a alta presión, el gas que se incorpora al fluido de perforación, proviene generalmente de los recortes y de los poros expuestos en la pared del agujero, por lo que la presencia de este gas no representa realmente la ocurrencia de un brote. Sin embargo, cuando en estas lutitas existen microfisuras que comunican a los poros entre sí, puede sin lugar a duda existir una condición de brote, tan peligrosa como la que se tiene cuando dentro de estas formaciones lutíticas se encuentran lentes arenosos permeables saturados con gas a alta presión.

Asociados a las lutitas con gas a alta presión se tienen por lo general problemas de inestabilidad del agujero y altas velocidades de perforación.

- c).- Gas de conexión al estar perforando ó bien al estar sacando tubería.

Al levantar la tubería, ya sea para hacer una conexión, para cambiar la barrena ó bien para hacer un viaje corto a la zapa, existe un efecto de succión en el fondo que propicia la entrada intermitente de gas al pozo, lo cual dependiendo del volumen que entre puede provocar la ocurrencia de un brote.

- d).- Perforación de un estrato pequeño ó lente arenoso con una presión de poro superior a la presión hidrostática.
- e).- Otras causas.

El fluido puede ser contaminado con aire que se introduce en la sarta de perforación al efectuar una conexión ó bien con ácido sulfhídrico (  $H_2S$  ) o bióxido de carbono (  $CO_2$  ) que son producidos por la descomposición de los aditivos que se agregan al fluido en pozos con alta temperatura.

## II.2.e Fluido de perforación contaminado con agua.

El fluido de perforación se contamina con agua al perforar una formación porosa y permeable que contiene agua a una presión superior a la presión hidrostática que ejerce el fluido de perforación. El flujo de agua puede ser detectado por un cambio en el contenido de cloruros del fluido, por un cambio en la densidad del mismo, por el cambio de las propiedades reológicas ó bien por un incremento en el nivel normal de las presas.

#### II.2.f. Incremento en el flujo de retorno y en el nivel de las presas.

El incremento en el nivel normal de las presas es un indicio de que fluidos de la formación se han incorporado al fluido de perforación, aunque puede confundirse y no ser detectado rápidamente debido a la "inercia" que tiene el sistema de circulación cuando se paran las bombas ó bien a la inestabilidad del nivel de las presas cuando se perfora con un equipo flotante.

Un incremento en el volumen de fluido que retorna a la superficie puede ser observado y medido en la línea de flujo ( dado que las bombas aportan un volumen constante al pozo ). Este incremento es una prueba feaciente de que está ocurriendo un brote.

C A P I T U L O   I I I

TECNICAS DE CONTROL DE UN BROTE

Una vez detectada la presencia de un brote en el pozo, se -- deben llevar a cabo las acciones necesarias para controlarlo y -- evitar la ocurrencia de un reventón.

El conocimiento del tipo de fluidos que constituyen el brote es muy importante, puesto que, existe una marcada diferencia entre el comportamiento de un brote de gas y el de un brote constituido por fluidos en estado líquido como puede ser el aceite y/o el agua salada.

La diferencia estriba en que después de haber detectado el -- brote y cerrado el pozo, el gas ( a diferencia de los líquidos ) -- por su baja densidad y su gran comprensibilidad tienda a viajar -- por segregación hacia la superficie manteniendo su volúmen y presión constantes y a incrementar la presión en todo el sistema -- ( en el cabezal del pozo, en la tubería de revestimiento, en la -- zapata y por supuesto en el agujero descubierto ). Esto hace que -- un brote de gas pueda provocar la fractura de las formaciones expuestas ó la falla de la tubería de revestimiento y agravar mas -- el problema, pudiendo en el caso extremo convertirse en un reventón. También se tiene que si al detectar la ocurrencia de un brote de gas, el pozo no se cierra, el gas se expande sin control rápidamente y desaloja un gran volúmen de fluido de perforación que provoca la disminución drástica de la presión de fondo y la entrada de una mayor cantidad de gas al pozo.

Considerando entonces, que un brote de gas presenta un mayor grado de dificultad para ser controlado se presentan a continuación en forma breve, los métodos que existen para controlar un -- brote de gas y los principios en que se basan todos ellos.



III.1. METODOS PARA CONTROLAR UN BROTE.

III.1.a. Elementos principales para controlar un brote.

Los elementos principales para controlar un brote son los -- siguientes:

- i).- Equipo superficial de control.
- ii).- Conocimiento del fenómeno de compresión y expansión del gas en el desarrollo de un brote y de la relación existente entre las presiones de cierre del pozo ( PCTP, PCTR ) y la -- presión de formación.

Obvio decir que el mantenimiento del equipo superficial de -- control en condiciones óptimas es fundamental para poder conocer -- y controlar en todo momento las condiciones de operación del pozo ( en las figuras 3 y 4 se muestra un diagrama del equipo para con -- trol de brotes ).

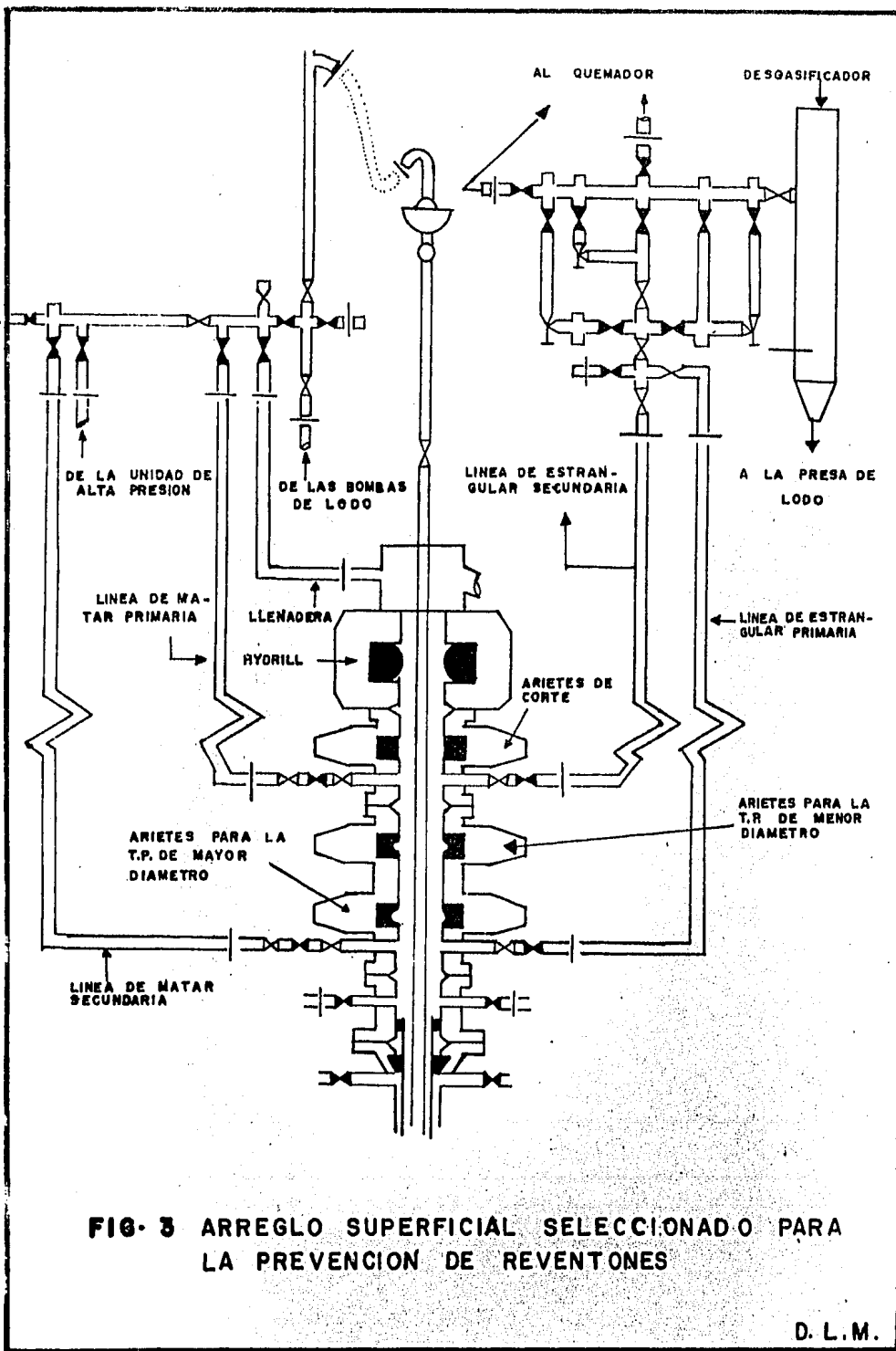
Por otro lado, el comportamiento físico del gas que fluye al interior del pozo está regido por la ley general de los gases rea -- les:

$$\frac{P_1 V_1}{Z_2 T_2} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2} \dots\dots\dots \text{Ec. 1}$$

Considerando que en el desarrollo de un brote después de ce -- rrar el pozo los cambios en la temperatura y el factor de desvia -- ción "Z" son despreciables, la ecuación 1 se simplifica notable -- mente:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 \dots\dots\dots \text{Ec. 2}$$

La ecuación 2 ilustra el peligro que se corre al tener un -- brote y no permitir que el gas se expanda ( aumente su volúmen ) -- conforme se va acercando a la superficie. Esto puede verse obje -- tivamente en la figura 5.



**FIG. 3 ARREGLO SUPERFICIAL SELECCIONADO PARA LA PREVENCIÓN DE REVENTONES**

D. L. M.

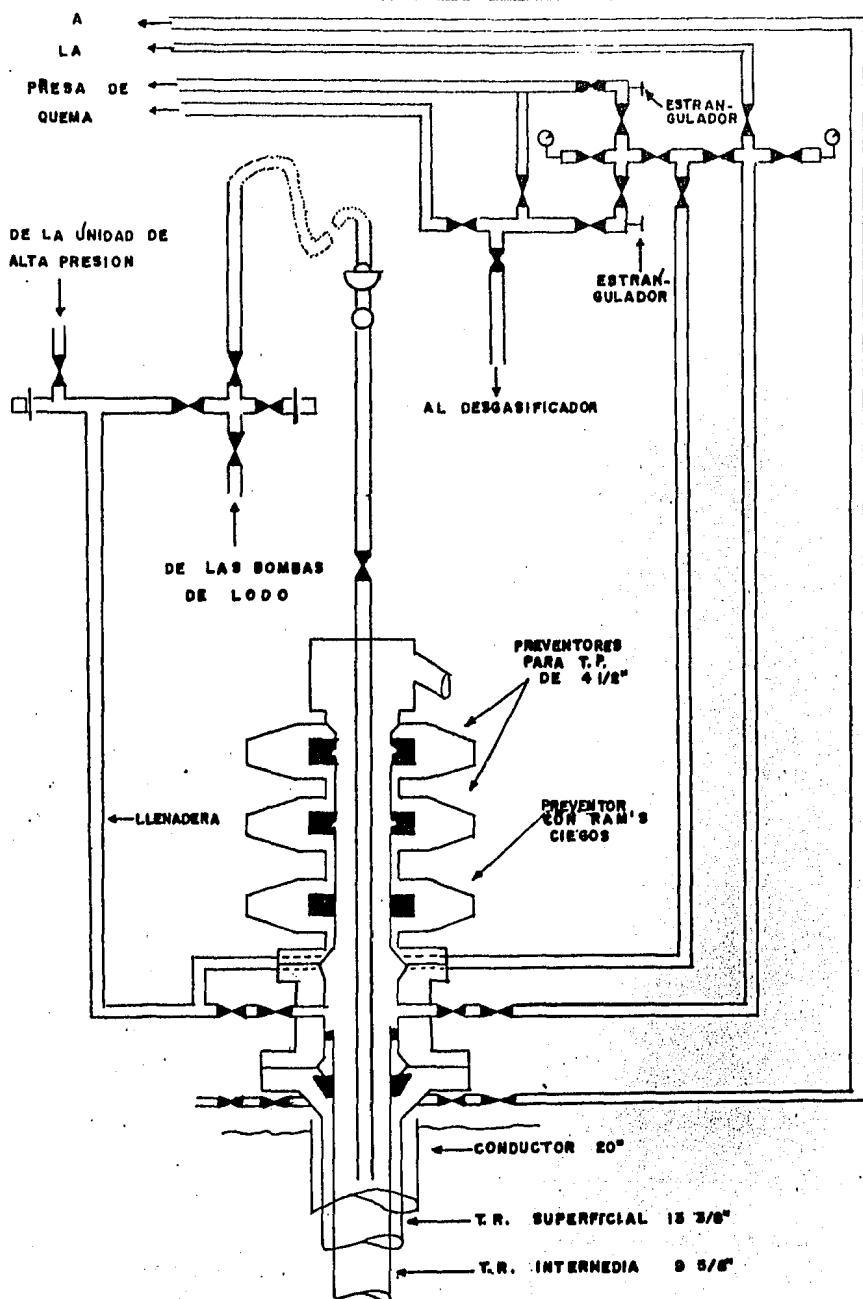
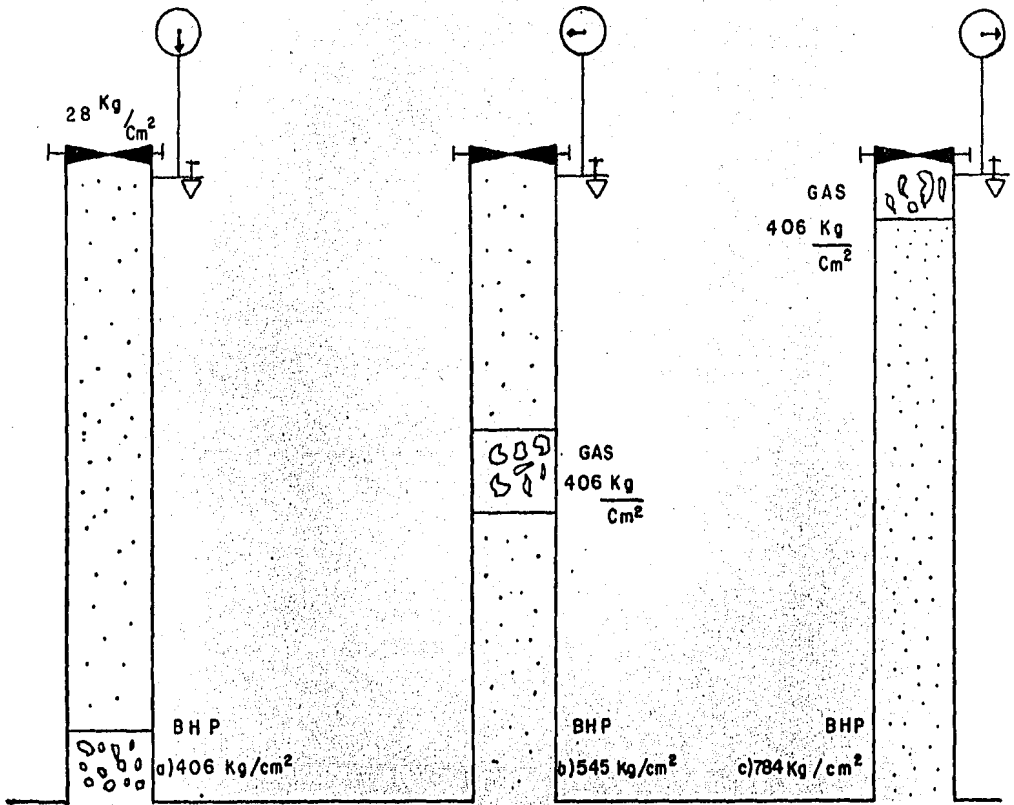


FIG. 4 CONJUNTO DE PREVENTORES Y ARREGLO PARA EL CONTROL SUPERFICIAL UTILIZADO EN EL DISTRITO DE AGUA DULCE, VER.

D. L. M.



PRESION DE FORMACION 406 Kg/cm<sup>2</sup>.

FIGURA 5. Gas elevandose en el pozo descontrolado cerrado en c) teóricamente se duplica la presión

### III.1.b. Relaciones básicas entre la presión de formación y las presiones de cierre de T.P. y T.R. ( PCTP y PCTR ).

Cuando un pozo se cierra para evitar que en un brote, los -- fluidos de la formación continúen invadiendo el agujero, la pre-- sión ejercida en el fondo tiende a igualarse a la presión de la -- formación.

Partiendo de la analogía que existe entre un tubo en "U", -- figura 6, y el sistema "sarta de perforación-espacio anular" pue-- den establecerse expresiones matemáticas que relacionan el com-- portamiento de las presiones a lo largo de una operación de con-- trol.

Las expresiones matemáticas mencionadas son las siguientes:

$$P_p = P_s + P_d + P_b + P_a + \Sigma Pha - \Sigma Phd + PCTR$$

Donde  $P_p$  son las pérdidas de presión en: la superficie, en el in-- terior  $P_d$  de la tubería de perforación, en la barrena y en el espa-- cio anular respectivamente, y  $\Sigma Pha$  = suma de presiones hidros-- táticas en el espacio anular.

$\Sigma Phd$  = suma de presiones hidrostáticas en el interior de T. P.  
PCTR = presión de cierre en la tubería de revestimiento y puede -- tomar los siguientes valores:

PCTR = 0, en condiciones normales de perforación ó estáticas.

PCTR =  $P_c$ , circulando a través del estrangulador del espacio anu-- lar;  $P_c$  es la presión de circulación.

PCTR =  $P_w - \Sigma Pha$ , pozo cerrado para evitar flujo,  $P_w$  es la pre-- sión de formación.

Una combinación de las ecuaciones anteriores permite encon-- trar las siguientes expresiones para condiciones de cierre del -- pozo:

$$PCTR = P_w - \Sigma Phd = P_w - (Phd\phi + Phd1)$$

$$PCTR = P_w - \Sigma Pha = P_w - (Pha\phi + Pha2 + Phag)$$

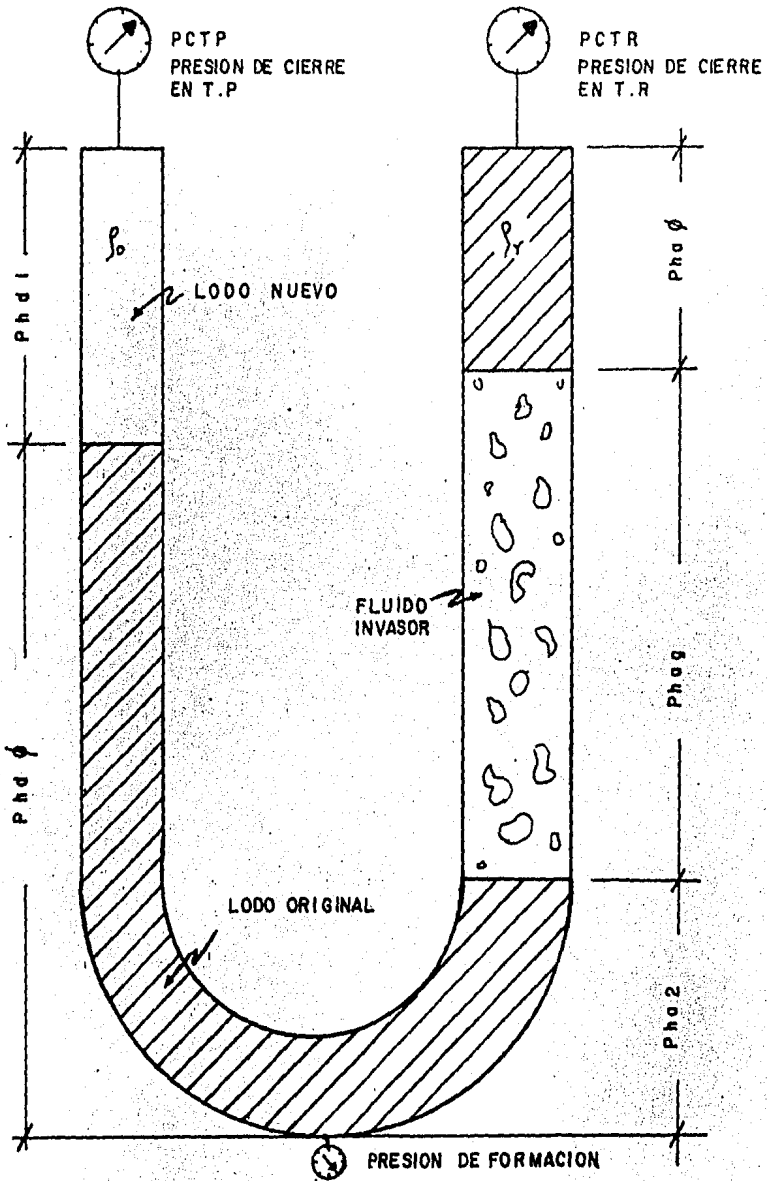


FIGURA 6 ANALOGIA CON TUBO EN "U"  
 QUE MUESTRA EL BALANCE  
 DE PRESIONES CUANDO SE  
 CIRCULA UN BROTE A LA SUPERFICIE.

siendo:

- $P_{hd\phi}$  = presión hidrostática ejercida por la columna de lodo original que se encuentra dentro de la T.P.  
 $P_{hd1}$  = presión hidrostática ejercida por la columna de lodo nuevo que se encuentra dentro de la T.P.  
 $P_{ha\phi}$  = presión hidrostática ejercida por la columna de lodo original en el espacio anular.  
 $P_{ha2}$  = presión hidrostática ejercida por la columna de lodo nuevo en el espacio anular.  
 $P_{hag}$  = presión hidrostática ejercida por la columna de fluido invasor en el espacio anular.

Finalmente, la presión de fondo (  $P_{bh}$  ) puede ser definida a partir de las presiones en la tubería de perforación y en el espacio anular en condiciones estáticas ó dinámicas:

$$P_{bh} = P_{CTR} + P_{ha} + P_a \quad \delta$$

$$P_{bh} = P_{CTP} + P_{hd} + P_d$$

Todos los métodos de control de brotes se basan en el mantenimiento de una presión de fondo constante e igual ó mayor a la presión de formación, para evitar que los fluidos sigan entrando al pozo, y permitir la eliminación de los que entraron en el; lle<sup>ve</sup> vandolos hasta la superficie, controlando la expansión del gas en caso de este sea el fluido invasor. La magnitud de la contrapresión necesaria se determina a partir de las presiones registradas en la T.P. y en el espacio anular después de que el pozo ha sido cerrado. La densidad del lodo requerida para controlar la formación, por el solo efecto de la columna hidrostática, se calcula con las presiones de cierre en la T.P., y con la densidad del lodo en el momento del descontrol.

Los métodos más comunes para el control de un brote son:

### III.1.c. Método del perforador.

El pozo se controla en dos etapas; en la primera se circula el brote hasta la superficie y en la segunda etapa se reemplaza el fluido de baja densidad por un fluido con la densidad necesari-

ria para controlar la presión de la formación. En la figura 7 se representa esquemáticamente el desarrollo del brote y su control durante éste método.

### III.1.d. Método del Ingeniero ó de Esperar y Densificar.

El brote es llevado hasta la superficie desplazandolo con el lodo de la densidad requerida para controlar el pozo, esto implica que en una sola etapa se lleva a cabo la circulación del brote y el control del pozo.

Al aplicar éste método, debe tomarse en cuenta que mientras se prepara el lodo de la densidad necesaria, el gas ( si es fluido invasor ó forma parte de él ) está viajando hacia la superficie con su presión original, incrementandose la presión de fondo, lo cual, puede provocar una fractura inducida y una pérdida de circulación. Lo anterior puede evitarse si el lodo se densifica en la presa de succión de la bomba conforme es bombeado al interior del pozo. Esto puede hacerse inmediatamente después de cerrar el pozo y de calcular la densidad necesaria para controlarlo.

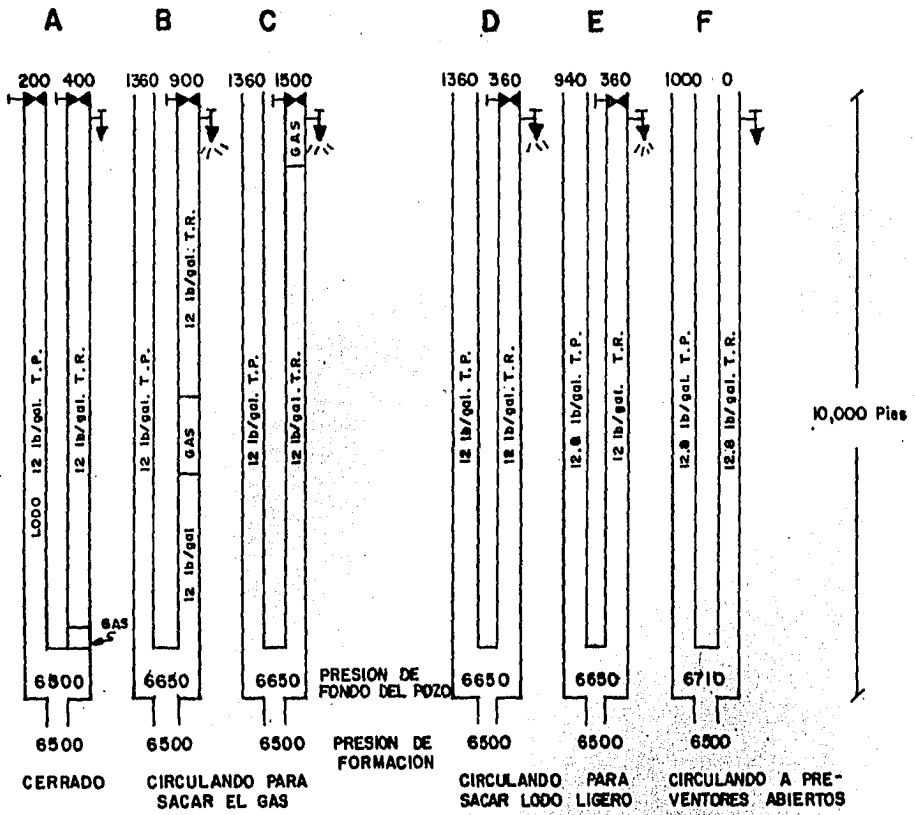
### III.1.e. Método PFC ( presión de fondo constante ).

Este método es un procedimiento generalizado que considera a los métodos anteriores como casos especiales, además que toma en cuenta casos especiales ignorados por los métodos convencionales.

En la aplicación de cualquiera de los métodos antes mencionados, debe considerarse el valor del gradiente de fractura como parámetro importante e indispensable en la programación del control del pozo, ya que en base a ese gradiente, se calculan las máximas presiones a las que podrá estar sujeto el espacio anular sin peligro de una pérdida de circulación sobre todo al nivel de la zapata de la última T.R., cementada donde la formación generalmente es más débil.

Resumiendo; durante la perforación el único medio de control del brote es el fluido de perforaciones; si se pierde el control de los fluidos, los fluidos de la formación invaden el agujero llegando a manifestarse en la superficie, en éstas condiciones se dice que el pozo está descontrolado. Sin embargo antes de llegar al completo descontrol (reventón) el pozo manifiesta descargas in-





PASO 1

PASO 2

FIG. 7 METODO DEL PERFORADOR PARA CONTROLAR UN BROTE DE GAS

termittentes en la superficie conocidas como brotes ó arrancones.

En general, como ya se había mencionado, se dice que un brote es originado por un exeso de presión de formación, ó a una deficiencia de presión hidrostática del fluido de perforación. Su presencia, por tanto, puede prevenirse manteniendo suficiente presión hidrostática sobre la presión de formación. Si un brote es detectado a tiempo, entonces un control temporal puede llevarse a cabo con el equipo superficial correspondiente. Sin embargo, esto no es la solución final ya que, solo evitará el flujo hacia la superficie hasta que se haga lo necesario para el control de la presión de formación.

## C A P I T U L O   I V

### ELEMENTOS PARA LA PLANEACION DE POZOS DE ALIVIO

#### IV.1. EL POZO DESCONTROLADO.

Quando resulta imposible detener el flujo de un pozo descontrolado con el equipo y las técnicas de control superficial, los pozos de alivio se convierten en el último y en el más efectivo de los recursos para lograr el control del pozo. Es por ésta razón que la planeación y la perforación de los pozos de alivio es considerada como un caso especial en el que las condiciones del pozo descontrolado juegan un papel preponderante.

Como ya se han mencionado, un reventón puede suceder en cualquier pozo en que se encuentren expuestas formaciones permeables-saturadas con hidrocarburos y/ó bién agua, de tal manera que el estudio de la planeación de los pozos de alivio debe de considerar el ó los tipos de flúidos que se encuentran fuera de control-de pozo.

El pozo descontrolado, puede ser un pozo exploratorio ó un pozo de desarrollo, puede encontrarse en perforación ó ser un pozo productor totalmente terminado; puede tratarse de un pozo -- aislado ó de un pozo que forma parte de un conjunto de pozos perforados desde una misma focalización ( v.g. los pozos de una plataforma marina de desarrollo ); el pozo puede ser un pozo vertical, un pozo desviado ó un pozo direccional y tener condiciones -- mecánicas diferentes, es decir, puede ser un pozo que se encuentra total ó parcialmente entubado, a la vez que se puede tratar -- de un pozo terminado con una instalación sencilla ó múltiple. -- Resumiendo, un pozo descontrolado puede ser un pozo que se encuentre en cualquiera de las condiciones posibles, de ahí que por lo general todos y cada uno de los pozos fuera de control presenten características diferentes y requieren de soluciones diferentes.

Las características de las formaciones desde donde fluyen -- hacia el pozo los flúidos fuera de control, son también determinantes en la planeación de un pozo de alivio. La profundidad, las

presiones de poro y de fractura, la porosidad y el espesor de las formaciones determinan la magnitud del reventón y el tipo de método que deberá emplearse para su control desde los pozos de alivio. Solo cuando se conocen todos y cada uno de los parámetros mencionados es posible planear en forma específica la perforación de el ó los pozos de alivio y determinar las técnicas a emplear para lograr el control del reventón; en caso de reventones en pozos productores esto es posible, pero cuando se trata de pozos exploratorios los parámetros mencionados solo podrán ser estimados y la planeación de el ó los pozos de alivio solo podrá hacerse de manera aproximada.

#### A. PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN LA PLANEACION DE UN POZO DE ALIVIO.

##### IV.1.a Posición y Trayectoria del pozo.

Para la planeación de el ó los pozos de alivio, es determinante la posición del pozo descontrolado y su trayectoria, ya que de la exactitud de estos datos depende el éxito del control del pozo. Conocer la posición y la trayectoria del pozo descontrolado y del pozo ó de los pozos de alivio a cualquier profundidad permite saber la posición de uno con respecto a el ó los otros y por supuesto determinar cuando éstos se han intersectado.

La posición y trayectoria de un pozo se establecen a medida que se perfora, midiendo el rumbo y la inclinación del mismo en relación a la vertical y a la posición del cabezal del pozo en la superficie ( ver fig. 8 ). Los elementos que intervienen en el establecimiento preciso de estos parámetros son:

- Posición del cabezal en la superficie ( coordenadas de superficie ).
- Sencibilidad de las herramientas de registro y medición.
- Métodos de cálculo.

La posición del cabezal en la superficie se determina en relación a un punto sobre la superficie de la tierra y, puede ser establecida con una precisión de más ó menos 10 metros con los métodos tradicionales y con una precisión de más ó menos 3 metros si se utilizan métodos con la ayuda de satélites.

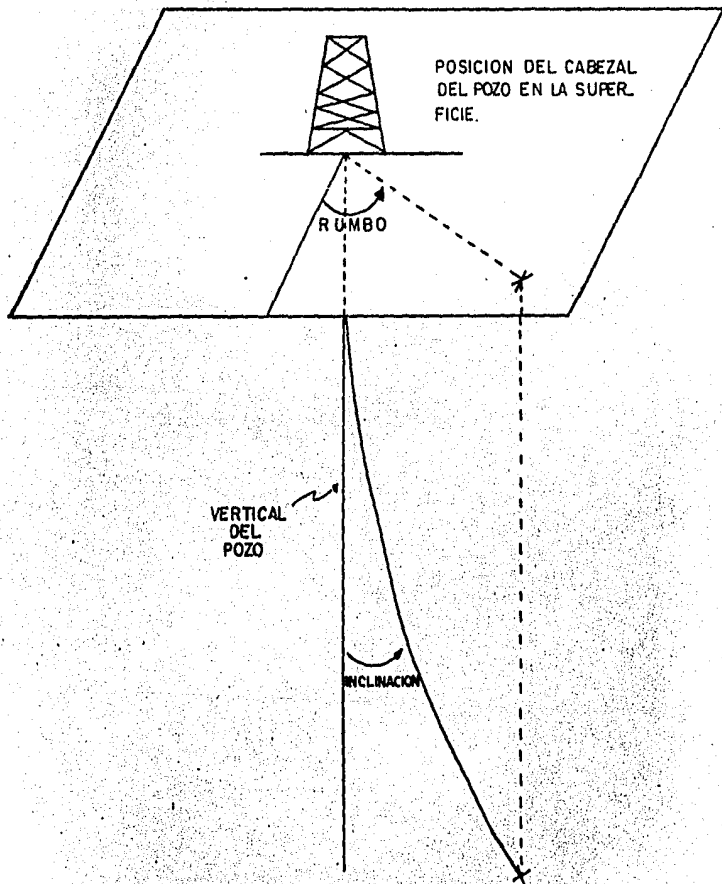


FIG. 8 POSICION Y TRAYECTORIA DE UN POZO DIRECCIONAL

Por lo que respecta a las herramientas de registro y de medición, queda claro que la calidad de las medidas dependerá de la sencibilidad y precisión de los instrumentos de registro de dichas herramientas y de la habilidad de sus operadores.

La precisión del método de cálculo empleado para establecer la trayectoria del pozo depende del tipo de método y de los intervalos de profundidad a los cuales se registre la inclinación y el rumbo del pozo.

En resumen, la precisión en el establecimiento de la trayectoria de un pozo depende de la sencibilidad de los instrumentos de registro, de la distancia entre los puntos de medición y en menor grado del método de cálculo usado.

#### IV.1.b. Capacidad de Acarreo.

Para controlar un reventón a través de un pozo de alivio, es necesario bombear hacia el pozo descontrolado un fluido cuya densidad absoluta ó equivalente de circulación ejerza una presión suficiente para controlar la presión de formación. El concepto de capacidad de acarreo se define entonces como el gasto mínimo al que se tendrá que bombear el fluido de control a través del pozo de alivio para lograr detener el flujo de los fluidos de las formaciones descontroladas. lo cual implica que la capacidad de acarreo del pozo depende directamente de la densidad del fluido utilizado para llevar a cabo la operación de control.

#### IV.1.c. Potencial del Reventón.

Este concepto está ligado con el de capacidad de acarreo; se define como el gasto máximo de hidrocarburos ó bién de agua que el pozo aporta a la superficie, cuando aún no se ha bombeado ningún fluido para tratar de controlarlo.

Tanto el potencial del reventón como la capacidad de acarreo se pueden determinar mediante un balance entre la cantidad de flujo que pasa a través del yacimiento y las pérdidas de presión por fricción que se tienen en las tuberías del pozo.

Para facilitar el balance antes mencionado, se considera que en el pozo descontrolado fluyen solo 2 fases, ya que de otra manera el problema es muy difícil, sobre todo si en la tubería se presenta flujo en 3 fases y en el yacimiento en 2 fases.

Como se verá a continuación, es posible cuantificar, el potencial del reventón y la capacidad de acarreo, haciendo además de la consideración anterior otras que enseguida se presentan:

- Idealización de la forma en que los fluidos fluyen hacia el pozo.
- Se considera un yacimiento cilindrico con flujo radial, que produce por una tubería vertical, tal como se muestra en la figura 9.

La ecuación para el flujo en la tubería se obtiene a partir de la ecuación de Bernoulli que establece que:

"En un flujo constante, considerando la fricción presente, la energía total en cualquier sección es igual a la de cualquier sección subsecuente más la pérdida de energía entre las dos secciones".

Matemáticamente:

$$\frac{dP}{\rho} + v dv + g dl + \frac{dE \text{ fricc}}{dM} = 0 \dots\dots\dots \text{Ec. 1}$$

donde:

$\frac{dP}{\rho}$  = Energía de presión (debida a la diferencia de presión)

$v dv$  = energía de velocidad (energía cinética)

$g dl$  = energía de altura ó de elevación.

$\frac{dE \text{ fricc}}{dM}$  = Pérdida de energía por unidad de masa.

La pérdida de energía debida a la fricción se calcula mediante la ecuación de Fanning-Darcys:

$$\frac{dE \text{ fricc}}{dM} = \left( \frac{\lambda}{2d} \right) (v^2 dl) \dots\dots\dots (a)$$

sustituyendo ( a ) en 1

$$dP + v dv + g dl + \left(-\frac{\lambda}{2d}\right) v^2 dl = 0 \dots\dots\dots \text{Ec. 2}$$

siendo:

- v = velocidad del fluido
- g = aceleración de la gravedad (9.81 m/seg<sup>2</sup>)
- dl = longitud de un elemento de tubería
- $\lambda$  = factor de fricción, depende del número de Reynolds y la rugosidad de la tubería.

y la siguiente nomenclatura involucrada en los cálculos:

- $\phi$  = porosidad
- K = permeabilidad
- U<sub>o</sub> = viscosidad del aceite
- U<sub>g</sub> = viscosidad del gas
- Q<sub>o</sub> = gasto de aceite
- Q<sub>g</sub> = gasto de gas
- Q<sub>k</sub> = gasto del fluido de control
- $\rho$  = densidad

En la aplicación de la ecuación 2 se hacen las siguientes suposiciones para facilitar aún más el problema:

- valores promedios para densidad y velocidad.
- factor de fricción constante (lo que corresponde suponer un Número de Reynolds alto).

Ahora bien, considerando el caso de un yacimiento de aceite, el desarrollo de la ecuación es el siguiente:



$$\frac{dP}{\rho} + g dl + \frac{v^2 \lambda}{2d} dL = 0 \dots \dots \dots \text{Ec. (3)}$$

en donde no se toma en cuenta la energía cinética y por lo tanto el término  $v dv$  desaparece; reordenando términos e integrando en la ecuación (3) se tiene:

$$\frac{dP}{\rho} + \left( g + \frac{\lambda v^2}{2d} \right) dL = 0$$

$$\frac{1}{\rho} \int_{P_0}^{P_w} dP + \left( g + \frac{v^2}{2d} \right) \int_H^0 dL = 0$$

$$\left( \frac{P_w - P_0}{\rho} \right) + \left( g + \frac{v^2 \lambda}{2d} \right) (-H) = 0$$

$$H = \frac{\frac{P_w - P_0}{\rho}}{g + \frac{\lambda}{2d} v^2} \dots \dots \dots \text{Ec. (4)}$$

introduciendo valores promedios para la densidad y la velocidad:

$$\rho = \frac{\int_k Q_k + \int_o Q_o}{Q_k + Q_o} \dots \dots \text{b)} \quad v = \frac{Q_k + Q_o}{\left( \frac{\pi d^2}{4} \right)} \dots \dots \text{c)}$$

sustituyendo b) y c) en la ecuación (4)

$$H = \frac{\left( \frac{P_w - P_0}{\rho} \right)}{\left( g + \frac{\lambda}{2d} \right) \frac{\frac{\int_k Q_k + \int_o Q_o}{Q_k + Q_o}}{\frac{\pi d^2}{4}}}$$

$$H = \frac{(P_w - P_o) \frac{Q_k + Q_o}{\rho_k Q_k + \rho_o Q_o}}{\left(g + \frac{\lambda}{2d}\right) \left(\frac{4}{d^2 \pi}\right)^2 (Q_k + Q_o)^2} \dots \text{Ec (5)}$$

que es la ecuación para el flujo en la tubería, ahora bien, para el movimiento de fluidos en el yacimiento se considera la ecuación de Darcys la cual establece que:

" la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido"

ó sea expresando matemáticamente:

$$v = \frac{-k}{\mu} \frac{dP}{ds} \dots \text{Ec. ( 6 )}$$

Considerando un flujo radial en el yacimiento y tomando en cuenta que en el pozo productor ( pozo descontrolado ) la presión disminuye hacia éste, la deducción de la ecuación para calcular el potencial del reventón es la siguiente:

$$v = QA \dots \dots \dots a)$$

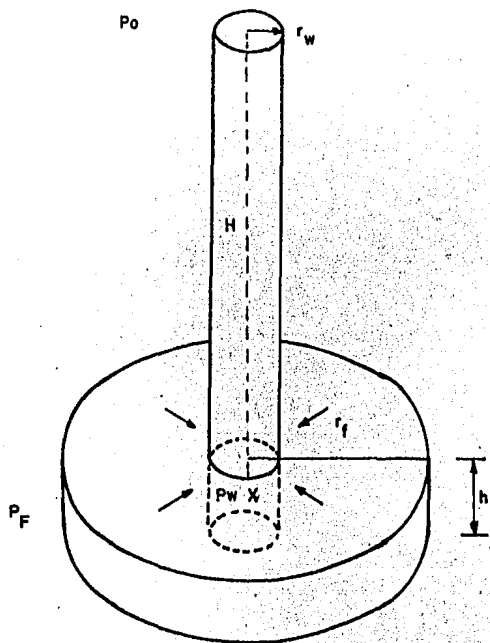
sustituyendo a) en (6)

$$Q = \frac{KA}{\mu} \frac{dP}{dr} \dots \dots \dots \text{Ec. (6a)}$$

Puesto que:  $A = 2 \pi r h \dots \dots b)$

es el área lateral de un cilindro de radio "r" y altura "h" entonces sustituyendo b) en (6a); ver figura 9a

$$Q = \frac{2\pi K r h}{\mu} \frac{dP}{dr} \dots \dots \dots$$



- $r_w$  = Radio del pozo
- $r_f$  = Radio del drene
- $h$  = Espesor del yacimiento
- $H$  = Profundidad
- $P_F$  = Presión estática
- $P_w$  = Presión de fondo
- $P_o$  = Presión superficial

FIG. 9 IDEALIZACION DE YACIMIENTO CILINDRICO

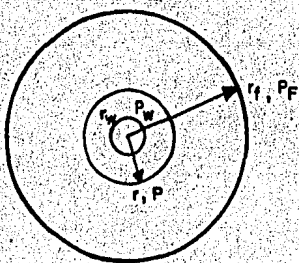


FIG. 9a

$$Q \frac{dr}{r} = \frac{2 \pi K h}{\mu} dP$$

integrando la ecuación anterior:

$$Q \int_{rw}^{rf} \frac{dr}{r} = \frac{2 \pi K h}{\mu} \int_{Pw}^{Pf} dP$$

donde:

$$Q = \frac{2 \pi K h ( Pf - Pw )}{\mu \ln rf / rw}$$

considerando la hipótesis de que  $\ln ( rf / rw ) = 2 \pi i$  y que el reventón produce aceites:

$$Pf - Pw = - \frac{\mu_0 Q_0}{2 \pi K h} \ln ( rf / rw ) \dots \dots \dots Eo ( 7 )$$

Mediante las ecuaciones ( 5 ) y ( 7 ) es posible determinar a la vez el potencial del reventón y la capacidad de acarreo.

El potencial del reventón es establecido haciendo  $Q_k = 0$  y resolviendo la ecuación ( 5 ) para  $Q_0$ . Para encontrar la capacidad de acarreo,  $Q_k$  es determinado en función de  $P_w$ . Para un valor escogido de  $P_w$ , es determinado por la ecuación ( 7 ) y  $Q_k$  puede ser entonces establecido por la ecuación ( 5 ) por medio de iteraciones.

IV.1.d. Identificación del Pozo Descontrolado.

Se ha mencionado con anterioridad que un reventón puede ocurrir indistintamente en un pozo exploratorio, en uno de desarrollo ó bien en un pozo productor.

Cuando el reventón ocurre en un pozo exploratorio no existe ningún problema de identificación puesto que por lo general se trata de un pozo aislado, pero cuando ocurre en un pozo productor que forma parte de una plataforma de producción en la que se tiene dos ó más pozos productores es muy importante identificar con-

toda exactitud cual ó cuales son los pozos que fluyen fuera de -- control, de tal manera que se puedan planear las trayectorias del pozo de alivio hacia los objetivos correctos con el fin de evitar pérdidas de tiempo. Como la identificación de los pozos fluyentes no siempre es posible por una inspección ocular directa, es necesario en algunas ocasiones utilizar métodos y técnicas avanzadas de detección de flujo por medio de sensores de temperatura ó de sonido, ó de medidores de vibración a larga distancia.

#### IV.2. DIFERENTES METODOS DE CONTROL DE UN REVENTON A TRAVES DE -- --UN POZO DE ALIVIO.

##### IV.2.a. Inyección Directa de Fluido de Alta Densidad (Lodo Pesado).

La inyección de fluido de alta densidad dentro del pozo descontrolado es un método directo para lograr el control del pozo.

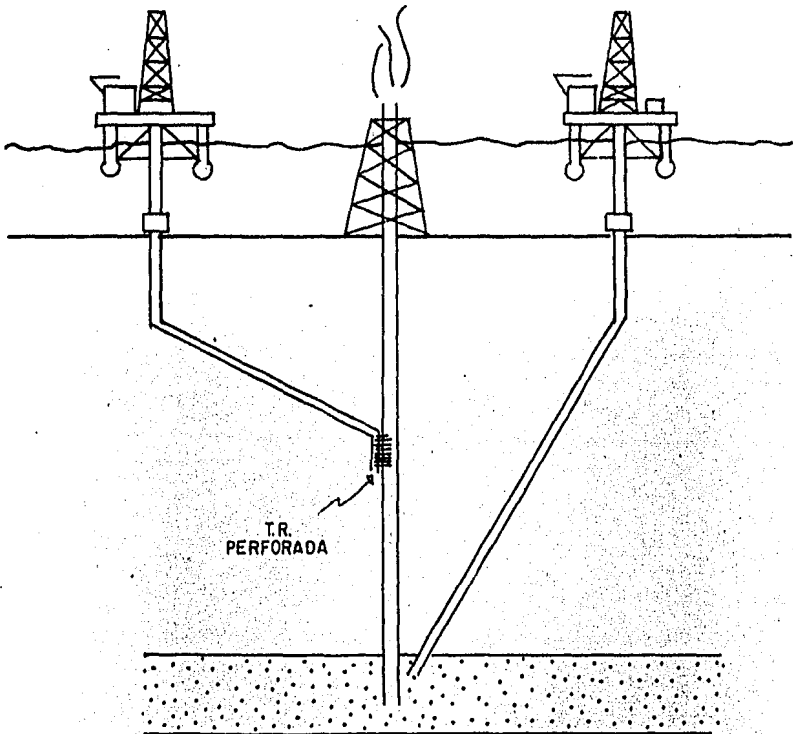
En éste caso el pozo de alivio se perfora hasta la formación productora, aunque también se puede optar por tratar de intersectar el pozo a una profundidad menor a la de la formación en cuestión.

Ha de mencionarse que cualquiera que sea la situación, la -- buena comunicación entre los pozos (descontrolado y de alivio) es esencial para el éxito de este método de control.

Cuando el pozo de alivio es perforado hasta la formación productora, la comunicación entre pozos puede lograrse por medio de un fracturamiento hidráulico y en el caso en el que el pozo de -- alivio intersecte al pozo descontrolado a una profundidad media -- en donde el pozo se encuentre entubado (adornado), la comunicación deberá establecerse por medio del contacto directo y de perforaciones en la tubería de revestimiento. Los dos tipos de pozo de -- alivio son mostrados esquemáticamente en la figura 10.

##### IV.2.b. Inyección de agua en el yacimiento.

En este caso el pozo debe ser perforado hasta la profundidad de la formación productora, y la distancia entre los dos pozos --



**FIG.10 INTERSECCION DEL POZO DESCONTROLADO A PROFUNDIDAD INTERMEDIA Y EN LA FORMACION APORTADORA.**

debe ser mínima, posiblemente de menos de 10 metros de tal manera que no sea necesario inducir una comunicación directa mediante un fracturamiento hidráulico. El agua inyectada en la formación a través del pozo de alivio, podrá extenderse radialmente con cierta facilidad dependiendo de las características de la roca así como también de la relación de movilidad del agua inyectada con respecto a la de los fluidos del yacimiento.

Si el yacimiento es de gas, la relación de movilidad será favorable para el flujo radial y en el caso en que se trate de un yacimiento de aceite el flujo dependerá en gran medida de las características del aceite y la permeabilidad preferente de la roca

Con la inyección de agua a la formación productora, se consigue en primera instancia invadir la zona alrededor de los pozos inyectoros, y después que el frente de agua avance hacia el pozodescontrolado, el cual empieza a producir agua y fluidos del yacimiento hasta que solo produce el fluido inyectado. Es entonces cuando el pozo puede ser controlado ya sea bombeando desde la superficie fluidos de alta densidad (lodo pesado) ó cemento dentro del yacimiento.

La figura 11 muestra esquemáticamente el método, una discusión sobre la aplicación de este método la hicieron Lehner y Williamson en 1974. Ver ref.

#### IV.2.c. Terminación Explosiva.

En éste método el pozo de alivio es perforado hasta llegar lo mas cerca posible de la parte superior de la formación productora. Luego se genera una cavidad en el fondo del pozo de alivio, y posteriormente se bombean explosivos líquidos capaces de ser detonados desde la superficie.

La terminación explosiva generalmente tiene éxito si se lleva a cabo sobre una roca relativamente débil, como pudiera ser una lutita plástica (Ver Refer.).

También es posible utilizar en esta técnica dispositivos nucleares, como se ha demostrado con buen éxito en la U.R.S.S., donde en un caso una carga de 30 kilotons fué detonada a una dis-

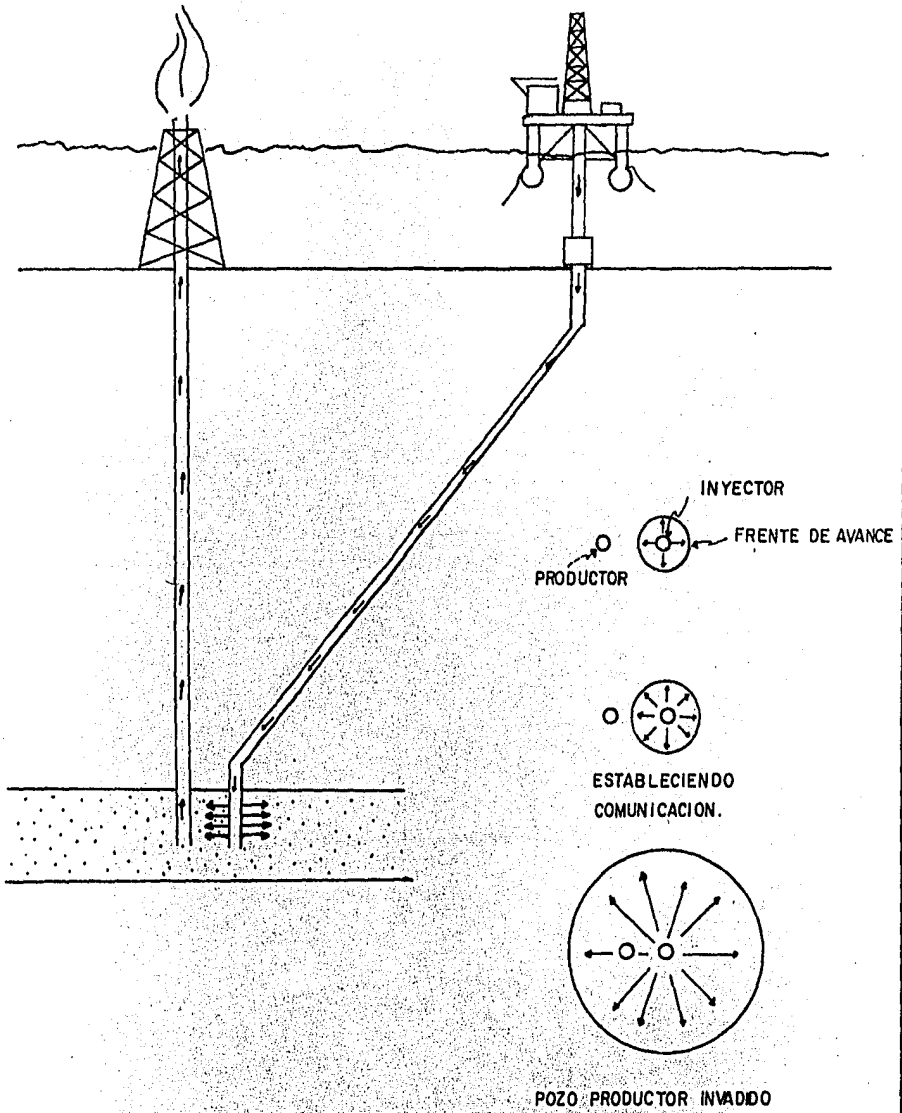


FIGURA No. II METODO DE INYECCION DE AGUA A LA FORMACION PRODUCTORA.

D.L. M.



tancia de 35 m. (aproximadamente 115 pies) del pozo descontrolado para de ésta manera detener el flujo de gas.

#### IV.2.d. Discusión de Métodos.

Según lo expuesto en los puntos anteriores, el éxito de la aplicación de cualquiera de los métodos de control, dependerá de varios factores importantes como lo son:

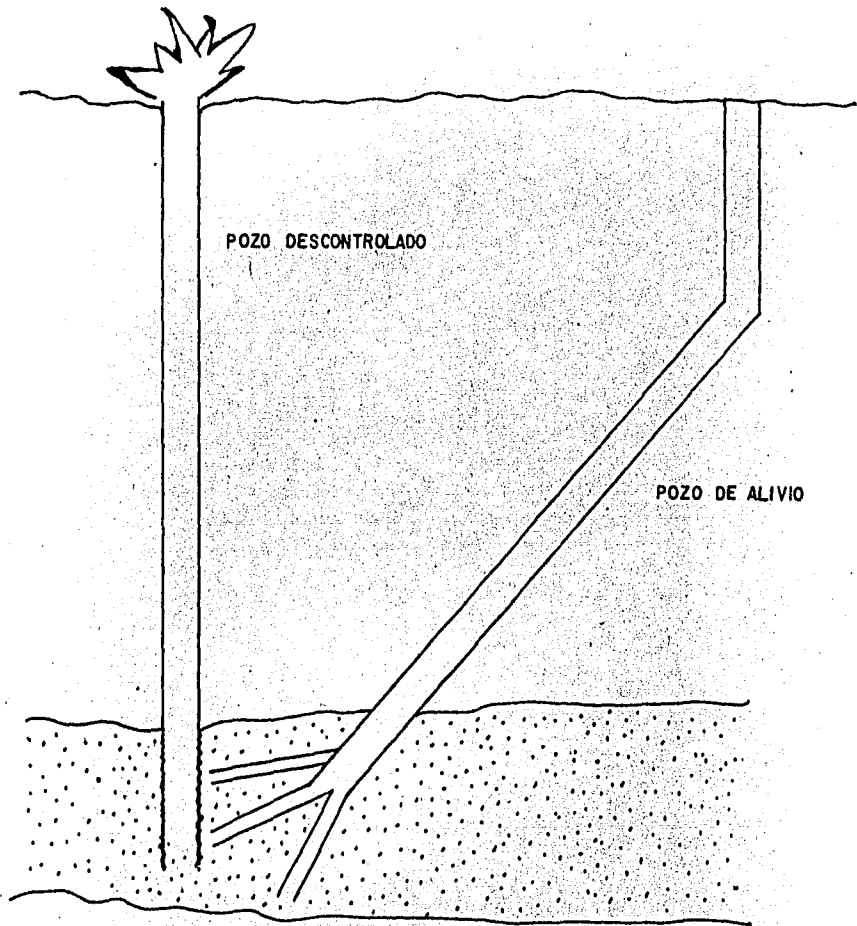
- El tipo de formación.
- El tipo de fluidos del yacimiento.
- La buena comunicación entre los pozos.
- El número de pozos de alivio perforados.

En ocasiones será necesario utilizar mas de un método de control. Es importante mencionar que el primer intento de control -- debe ser la inyección de agua al yacimiento, ya que éste método -- por lo general no podrá causar ninguna restricción a la posibilidad de utilizar posteriormente otros métodos.

Para mejorar la comunicación entre los pozos, se pueden perforar "ramas" desde un pozo de alivio, tal como se muestra en la figura 12, lo que permite una mayor eficiencia de barrido para invadir el yacimiento a la vez que reduce el efecto de conificación "cussping" al estar inyectando el agua.

Con la inyección de agua al yacimiento, se puede obtener un control de carácter estático ó dinámico ó bien no tener alguno. -- el control estático se logrará solo si la presión hidrostática de la columna de agua en el pozo descontrolado es suficiente para -- vencer la presión de fondo del agujero. En caso de que la presión hidrostática del agua no sea suficiente se deberá intentar un -- control dinámico bombeando a un gasto mucho mayor, hasta que el -- pozo descontrolado solo produzca el agua inyectada, condiciones -- en las cuales podrá lograrse el control estático mediante la in--yección de fluidos de alta densidad cuyo gradiente hidrostático -- sea suficiente para vencer la presión del pozo.

Si la inyección de agua al yacimiento no dá resultado se tendrá la opinión de inyectar directamente fluido pesado al yacimiento.



**FIG. 12** PERFORACION EN FORMA DE 'RAMAS' DESDE EL POZO DE ALIVIO CON EL FIN DE MEJORAR LA COMUNICACION.

Por lo que respecta al número de pozos de alivio a perforar, nunca deberá ser menor de dos cada pozo descontrolado, sin embargo, cuando se tienen 4 o 5 pozos descontrolados a la vez, esto no siempre es posible sobre todo por la disponibilidad de equipos.

#### IV.2.e. Aspectos de Fracturamiento y Comunicación.

Si en la planeación del pozo de alivio se ha determinado que la perforación del mismo se lleve a cabo hasta la profundidad de la formación productora se hace necesario e importante mejorar -- las condiciones de comunicación entre ambos pozos mediante alguna técnica para producir fracturas inducidas y/o bién una acidificación que proporcione un aumento en la permeabilidad de la formación.

Por otra parte si se ha planeado intersectar al agujero descontrolado en cualquier punto de su trayectoria en donde éste se encuentra entubado forzosamente el pozo de alivio tendrá que ser entubado también hasta la profundidad total, haciendose necesarias las perforaciones de ambas tuberías (ver figura 10); ya que como fué mencionado anteriormente el control del pozo se hace por medio del bombeo de fluidos a altos gastos lo que podría causar inestabilidad del agujero (ver apéndice A) provocando tal vez que las perforaciones en la T.R. del agujero descontrolado se vieran obturadas en el caso de que solo se tuvieran perforaciones en ésta T.R.

El número de perforaciones y el método utilizado para llevar las a cabo debe ser considerado en cada caso.

Los tratamientos especiales de acidificación son deseables -- en la formación puesto que se desea obtener una buena comunicación sin crear fracturas excesivas como pudiera provocarlas la inyección de agua. La acidificación puede ayudar a disminuir el daño a la formación por los fluidos de perforación a la vez que -- puede ayudar a incrementar la permeabilidad de la formación.

Se debe tener cuidado también de no provocar alguna reacción desfavorable del fluido inyectado y los fluidos de la formación -- que pudiera afectar ó disminuir la permeabilidad preferente y reducir consecuentemente los efectos de la inyección del fluido.

## C A P I T U L O V

### TOPICOS EN LA PERFORACION DE POZOS DE ALIVIO

#### V.1. EL POZO DE ALIVIO

##### V.1.a. Localización y Trayectoria de él ó los Pozos de Alivio.

En la perforación de él ó los pozos de alivio, es importante determinar su posición en la superficie con respecto al pozo descontrolado, es decir, seleccionar el sitio apropiado para instalar el equipo necesario para la perforación de dichos pozos, y para esto es necesario tomar en consideración los siguientes factores:

- Distancia del pozo de alivio al pozo descontrolado.

Esta distancia dependerá de la magnitud del reventón y de la dirección y fuerza de los vientos predominantes. El equipo siempre deberá instalarse procurando tener el viento predominante de espaldas.

- Distancia a otras instalaciones.

Es conveniente considerar esta distancia así como también la existencia de líneas de producción, sobre todo si el equipo con que se va a perforar es semisumergible ya que necesita suficiente espacio para sujetar las anclas.

- Características geológicas y estructurales de las formaciones que se van a perforar.

Esto es necesario para tratar de perforar los pozos de alivio de tal manera que su trayectoria sea perpendicular al echado de las formaciones, ya que de ésta manera se tiene un mejor control de la dirección e inclinación del pozo.

- Existencia de gas en estratos superficiales.

Es posible detectar estratos superficiales que contengan gas, mediante un registro sísmico, antes de sentar el equipo de perforación y/o bien tomar en cuenta la presencia de gas en los estratos para el programa de tuberías de revestimiento.

- Trayectoria del pozo.

La trayectoria del pozo de alivio será determinada por la posición del equipo de perforación y el fondo del pozo descontrolado ó el punto de intersección seleccionado considerando siempre una inclinación dentro de un rango de 20 a 40 grados con respecto a la vertical, lo cual permite tener el máximo control sobre la trayectoria

V.1.b. Programa de Tuberías de Revestimiento.

El programa de tuberías de revestimiento del pozo de alivio, normalmente es similar al programa diseñado para el pozo descontrolado, salvo algunas excepciones como cuando existen cambios estructurales ó estratigráficos importantes durante la perforación del pozo de alivio, y sobre todo es importante considerar las presiones y los gastos máximos de circulación que se van a manejar en el pozo de alivio.

V.1.c. Equipo de Bombeo en el Pozo de Alivio.

Si se pretende perforar el pozo de alivio hasta el fondo del pozo descontrolado, una tubería de revestimiento deberá ser corrida antes de penetrar al yacimiento, de tal manera que pueda ser instalada una tubería corta (liner) dentro del yacimiento para llevar a cabo las operaciones de control en agujero abierto.

En el caso de que se decida intentar una comunicación directa entre los pozos dentro del yacimiento, será preferible tener una tubería corta, aunque esto no siempre es posible, pero si el pozo de alivio interseca al pozo descontrolado en una sección entubada, el pozo de alivio deberá entubarse invariablemente para tener un mejor control en la comunicación de los pozos. En el pozo de alivio siempre deberá existir una tubería central ya sea de perforación o de producción para poder circular a la superfi-

cie en cualquier momento los flúidos bombeados dentro del pozo.

Si se ha determinado previamente que el gasto necesario para el control del reventón, es un gasto pequeño, la tubería de perforación ó producción será suficiente para bombear el flúido de control, y el espacio anular podrá ser aislado con una empacador o bien por medio de los preventores. Si por el contrario el gasto necesario para el control del reventón es alto, podrá utilizarse tanto la tubería central como el espacio anular para bombear el flúido de control.

## V.2. CALCULOS DE LA POSICION Y TRAYECTORIA DEL POZO DE ALIVIO.

### V.2.a. Posición del Pozo.

En la determinación de la posición del pozo de alivio, la -- aproximación con que ésta haya sido determinada, dependerá directamente del sistema usado. Sea el caso de un sistema de satélite y un sistema de referencia en la tierra, la posición del pozo puede ser medida con una desviación estandar de 3 metros.

Pueden ser usadas medidas relativas, es decir, tomando en cuenta la posición del pozo descontrolado, y en cuyo caso se tendrá una mejor aproximación.

### V.2.b. Métodos de Cálculo para la Trayectoria del Pozo.

Atendiendo a los datos reportados de los instrumentos de -- inspección direccional, es decir, conociendo el ángulo de inclinación del pozo respecto a la vertical y su dirección (rumbo) con respecto a un plano horizontal entre dos estaciones separadas una cierta distancia, existen diferentes métodos para el cálculo de -- la trayectoria del agujero que toman en consideración ó no la curvatura de la trayectoria entre las dos estaciones antes mencionadas.

#### 1).- Método tangencial convencional.

- Descripción del método.

Este método fué popular durante mucho tiempo por la sencillez de las ecuaciones que utiliza.

Al igual que otros métodos de cálculo éste trabaja con los datos de la herramienta de registro, inclinación con respecto a la vertical (I), rumbo (B) y profundidad desarrollada, medida en cada una de las estaciones ( CL ).

Este método analiza la posición de puntos en la trayectoria del pozo, dividiendo ésta en un número ( m ) de segmentos de recta. Estos segmentos son proyectados en planos de referencia (vertical y horizontal) y luego en los ejes correspondientes ( X, Y, Z ) para así obtener las coordenadas de cada uno de los ( m ) puntos ó estaciones de la trayectoria.

La distancia entre dos estaciones consecutivas, se define -- como un segmento de recta tangente en la estación inferior a la trayectoria real del pozo.

Su longitud es igual a la del curso desarrollado y su inclinación y rumbo son iguales a los medidos en la estación inferior.

El suponer una recta tangente en la estación inferior y la baja velocidad de cambio de ángulo ( grados/metro, grados/pie ) -- permisible son las limitaciones principales del método. Los errores que arroja son directamente proporcionales a la amplitud del intervalo registrado y a dicha velocidad de cambio, ó en otras palabras, son inversamente proporcionales al radio de curvatura del intervalo en cuestión.

Para ilustrar lo anterior, supongase un pozo cuya trayectoria se ubica en el cuarto cuadrante (SE); el rumbo varía en sentido contrario a las manecillas del reloj y la inclinación con respecto a la vertical aumenta conforme se incrementa la profundidad (ver figura 13). Puede observarse que las distancias ó proyecciones calculadas con respecto a los ejes (Y), (Z) serán menores que las reales y las obtenidas en la dirección del eje (X) tendrán -- valores mayores que los verdaderos.

Para mayor claridad conviene analizar por separado, la proyección de un segmento de la trayectoria sobre un plano vertical.

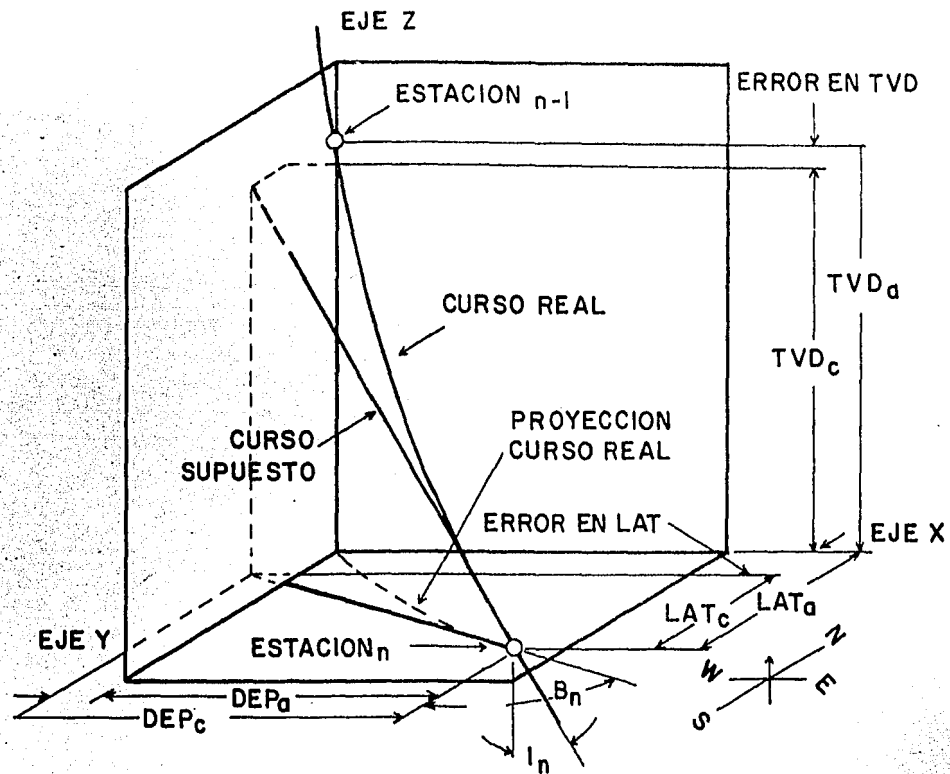


FIG. 13 METODO TANGENCIAL CONVENCIONAL

DLM



En la figura 14 se tiene (B) y (C) como puntos de registro ó estaciones y ( $\emptyset$ ) como el ángulo de inclinación medido en (C).

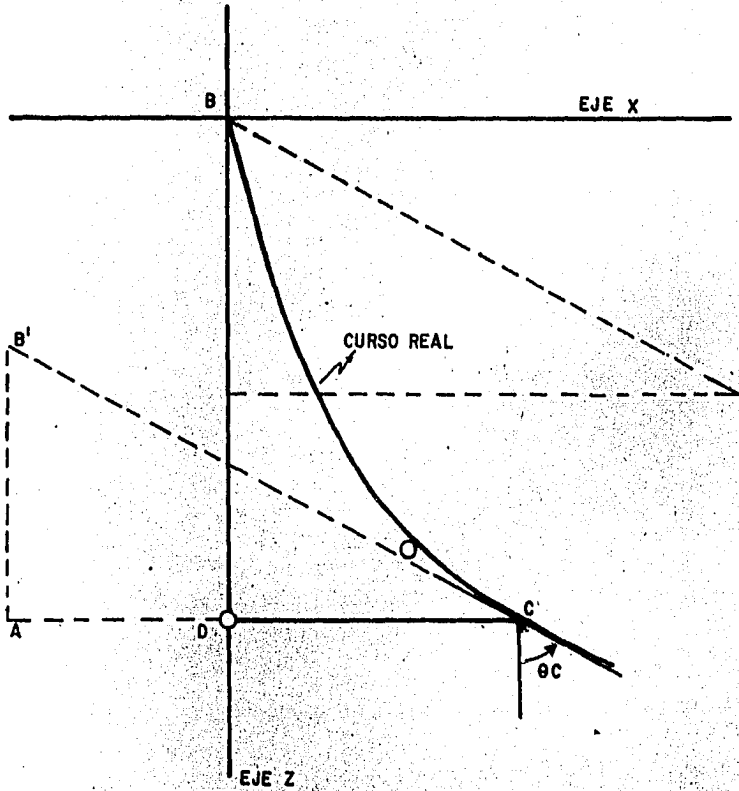
Con base en lo expuesto en el punto anterior, la recta (B'C), tangente en (C), tiene la inclinación y rumbo del segmento medidos en (C). Como las coordenadas de la estación (B) ya se conocen de un cálculo anterior, se toman como referencia para el cálculo de las coordenadas de la estación (C). La proyección (BC) sobre el eje vertical (B'A) es menor que la distancia vertical verdadera (BD) y el desplazamiento sobre el eje horizontal mayor que el real.

De manera similar en la figura 15 se presenta la proyección en un plano horizontal de un segmento de trayectoria (cb). El método supone a (cb) como el segmento de recta (c'b) tangente en (b) a la curva (cb). La longitud (d'b) y (c'd) son iguales a (c'b cos  $\emptyset$ ) y (c'b sen  $\emptyset$ ) respectivamente. El punto (c) ya es conocido y las distancias calculadas (d'b) y (c'd) se proyectan como (d'b') y (cd''), el punto (b') se establece como la posición actual del punto (b). Como puede verse, las distancias (d'b') y (cd'') difieren de (db) y (cd).

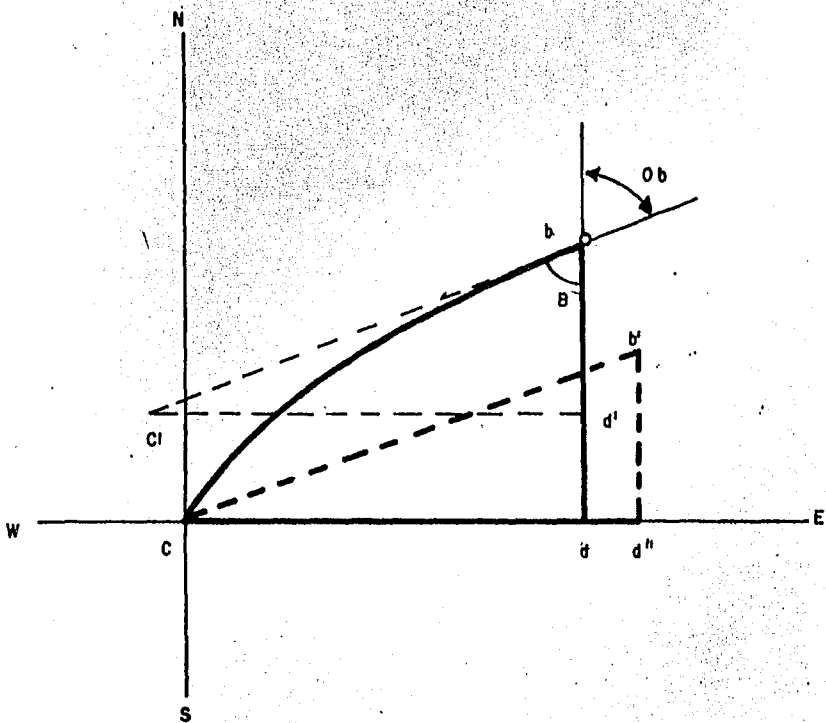
De lo anterior se puede deducir que si el registro de desviación orientada se efectúa a intervalos muy pequeños, la posición de una recta tangente que una dos puntos se ajusta con un mínimo de error a la curva que describe el curso del pozo. El ángulo de deflección entre las rectas tangentes a cada una de las estaciones que intervienen en un ángulo tiende a cero y la diferencia entre los valores reales y los calculados es mínima (figura 16).

Al perforar un pozo tipo "S", el regreso a la vertical puede hacerse a la misma velocidad de cambio y con los mismos espaciamientos entre estaciones que se hayan usado en la operación de inicio de desviación (K.O.P.). En esa forma el error total tiende a desaparecer en el punto en que se alcanza la vertical. Si el pozo es tipo "SLANT" el error es siempre acumulativo y será mayor cuando aumente la distancia entre estaciones de registro y se tengan altas velocidades de cambio en la inclinación y/o rumbo.

Los resultados que proporciona éste método serán excelentes cuando los intervalos de registro sean muy cortos y la velocidad de cambio de ángulo sea mínima, por lo que su aplicación será --



**FIG. 14 PROYECCION DE UN SEGMENTO DE TRAYECTORIA EN UN PLANO VERTICAL.**



**FIG. 15 PROYECCION DE UN SEGMENTO DE TRAYECTORIA EN UN PLANO HORIZONTAL.**



adecuada cuando se corra un registro continuo de desviación orientada a lo largo de grandes intervalos.

También será aplicable cuando se opere con un turboperforal y se tenga en la superficie un digitizador de señales de rumbo e inclinación de fondo del agujero, lo que permite tomar lecturas a intervalos de un metro.

Por lo tanto, aplicar el método sin tomar en cuenta las condiciones anteriores sería un error; los resultados obtenidos serán poco confiables si las estaciones de registro están demasiado alejadas (40 m. ó mas). En estos casos, problemas potenciales como son las "patas de perro" podría pasarse por alto. Sin embargo, reducir la longitud de los intervalos de medición, con el único fin de aplicar con éxito el método, aumentaría significativamente los costos. Si el registro se efectúa con herramienta recuperable cada viaje a la superficie repercute en el tiempo total de perforación.

#### - Ecuaciones Generales

A continuación se presentan las ecuaciones básicas para definir las coordenadas de un punto en el espacio, respetando la nomenclatura utilizada por otros autores:

$$TVN_n = CL_n ( \cos I_n ) .$$

$$LAT_n = CL_n ( \text{Sen } I_n \text{ Cos } B_n )$$

$$DEP_n = CL_n ( \text{Sen } I_n \text{ Sen } I_n )$$

#### ii.- Método de radio de curvatura

Este método de radio de curvatura es el primero que toma en cuenta la trayectoria real del pozo, al suponer un segmento de curva entre puntos consecutivos de registro. Este segmento se analiza en un plano horizontal y otro vertical, ajustando en cada caso un radio de curvatura cuya magnitud dependerá de la inclinación ( I ), el rumbo ( B ) y la profundidad ( CL ).

La figura(17) muestra un intervalo de la trayectoria del pozo

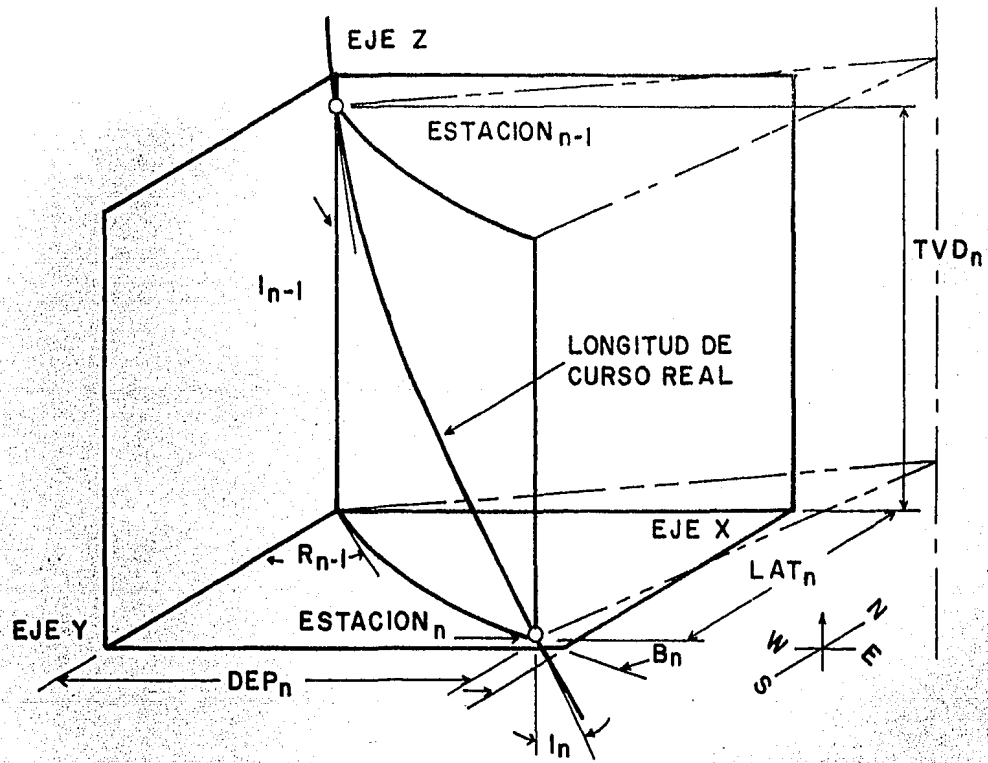


FIG. L72 METODO DE RADIO DE CURVATURA

DLM

zo, inscrito en la superficie de un cilindro vertical recto. El radio de éste cilindro es igual al radio de la curvatura calculado en la proyección del intervalo en un plano horizontal.

Algunas de las suposiciones que se hacen en el método son -- los siguientes:

- la inclinación varía linealmente con la profundidad medida.
- el rumbo varía linealmente a lo largo de la proyección de la longitud del curso en un plano horizontal definiendo un arco de círculo.

A pesar de las consideraciones anteriores, éste método ha -- probado ser uno de los de mayor exactitud ya que los valores que proporciona su aplicación no se ven afectados al disminuir el número de puntos del registro.

Las ecuaciones generales empleadas en el método de radio de curvatura son:

$$TVD = R_n^v \times (\text{Sen } I_n - \text{Sen } I_{n-1})$$

$$LAT = R_n^h \times (\text{Sen } P_n - \text{Sen } B_{n-1})$$

$$DEP = R_n^h \times (\text{Cos } P_n - \text{Cos } B_{n-1})$$

### iii).- Método Helicoidal

#### - Descripción del método.

El método helicoidal desarrollado por N.P. Callas tiene la particularidad de ser un método que analiza la trayectoria de un pozo, dentro de un sistema de referencia tridimensional. Esto permite tomar en cuenta la tendencia de la sarta de perforación a -- desviarse, en condiciones normales de operación, hacia la derecha y hacia abajo, describiendo una curva que puede ser ajustada a -- una helicoide (figura 18). La helicoide es una curva espacial de radio constante donde el parámetro de torsión siempre es diferente de cero.

Ahora bien, el ajuste a una helicoide se hace a partir de -- vectores unitarios, tangentes a tres puntos consecutivos de regis

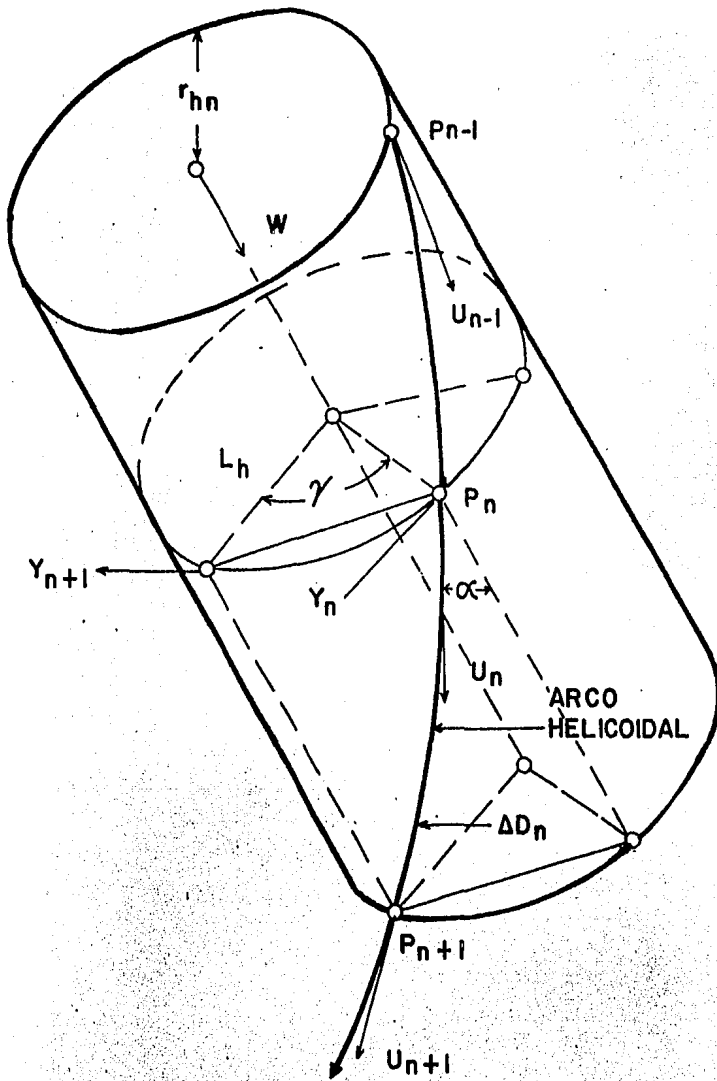


FIG.18 METODO HELICOIDAL



tro, a lo largo de la trayectoria del pozo; con ellos se determina el eje de la hélice cuya dirección estará dada a su vez por otro vector unitario paralelo a eje (z). A partir de éstos, utilizando ecuaciones de transformación se traslada el sistema de referencia en forma rígida a cada una de las estaciones de registro. De esta manera se obtienen los desplazamientos relativos de la trayectoria en los ejes (x), (y), y (z) y luego regresando el sistema de referencia a la posición original, se determinan las coordenadas absolutas de la última estación de registro.

- Restricciones del método

Debido a que el vector unitario que define la dirección del eje de la helicoides se obtiene resolviendo un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas, es necesario que el determinante del sistema sea diferente de cero. Este determinante es función de los valores de inclinación y rumbo de cada una de las tres estaciones que se utilizan en el procedimiento.

- Ecuaciones generales.

Las ecuaciones paramétricas que definen la posición de un punto en la trayectoria de la curva helicoidal son:

$$X(t) = r \operatorname{Sen} t (n)$$

$$Y(t) = r \operatorname{Cos} t (n+1)$$

$$Z(t) = r \operatorname{Cot} t (n+2)$$

Con este método lo que se consigue es minimizar el número de estaciones necesarias para definir con exactitud la trayectoria de un pozo y con ello reducir los costos en el renglón de registros y tiempo total de perforación.

Hay que dejar en claro que la búsqueda de un método exacto, para medir las coordenadas de la trayectoria de un pozo, puede relacionarse con métodos ó modelos matemáticos que permiten predecir dicha trayectoria, para unas condiciones de operación dadas y poder controlar dicho curso a lo largo de la perforación.

Tanto la deducción de las ecuaciones utilizadas en este método como las utilizadas en los dos anteriores pueden verse en la referencia indicada al final de este trabajo.

### V.2.c. Instrumentos para la inspección direccional

Los instrumentos para la inspección direccional reportan los datos necesarios mediante los cuales es posible saber la trayectoria del agujero que se perfora.

Los inclinómetros son instrumentos de medición empleados en la perforación direccional; están compuestos básicamente de una brújula, un péndulo y un mecanismo de relojería que acciona el registrador.

Es conveniente evitar la interferencia del campo magnético terrestre en las lecturas mediante el uso de un lastrabarrena no magnético colocado arriba de la barrena. El instrumento puede lanzarse en caída libre ( go-devil ) y recurrerse al cambio de barrena ó llevarlo con cable al fondo del agujero.

Una clasificación de los inclinómetros es en instrumentos de exposición sencilla e instrumentos de exposición múltiple, dependiendo del número de lecturas que se obtengan en una sola corrida

Los instrumentos de exposición sencilla pueden ser fotográficos ó mecánicos. En los primeros el mecanismo de relojería enciende la luz (operada con baterías) y la película queda expuesta por un tiempo, registrándose la inclinación y el rumbo de la brújula-transparente (la cual flota en un líquido). El instrumento se lleva a la superficie y se interpreta el disco.

Es conveniente señalar que la brújula registra el norte magnético terrestre y que este no coincide con el norte geográfico, por lo que deben de hacerse correcciones para tener una lectura de desviación verdadera. La diferencia entre el norte magnético y el geográfico se llama declinación magnética y su valor depende del punto en donde se efectue el registro.

Los inclinómetros de exposición sencilla utilizan una carta que lleva una muesca la cual se alinea con el imán del portacarta que se orienta siempre al norte magnético. Al alcanzar la profundidad programada, el reloj ajustado en la superficie permite que la carta se desplace hacia arriba y el péndulo perfora un agujero en la misma. El reloj se acciona nuevamente y, si no hay movimiento del péndulo, la segunda perforación coincide con la primera. Para su interpretación la carta se coloca en una lectora especial y después de hacer la corrección por declinación, la lectu

ra se hace directamente.

El inclinómetro fotográfico de exposición múltiple permite - obtener varios registros en una sola corrida. Su funcionamiento - es muy similar al del inclinómetro fotográfico de exposición sencilla.

Recientemente han sido desarrollados nuevos tipos de instrumentos que aporten los mismos datos que los inclinómetros, y las señales se transmiten directamente a la superficie mediante cables eléctricos ó indicadores acústicos; pero estos instrumentos no son detallados en este trabajo pues no es el objetivo del mismo.

C A P I T U L O VI

TECNICA DE CONTROL DE UN REVENTON MEDIANTE POZOS DIRECCIONALES DE ALIVIO.

VI.1. INTRODUCCION.

El método de Control Dinámico fué diseñado debido a la necesidad de contar con un procedimiento efectivo para llevar a cabo el control de reventones desde pozos direccionales de alivio. El método que se presenta fué desarrollado por la Movil Oil Indonesian durante las operaciones de control del pozo C-II-2, el cual se incendió destruyendo parte del equipo de perforación el 4 de Junio de 1978.

El gran aporte de hidrocarburos provenientes de la formación productora hacia pensar que el control del pozo sería muy difícil, ya que el gasto del pozo era de aproximadamente 400 millones de Pies<sup>3</sup>/día a condiciones estandar.

El control a pesar de lo expuesto anteriormente, se llevó a cabo exitosamente en Septiembre del mismo año, poniendo en práctica el Método de Control Dinámico y a través de un solo pozo direccional de alivio. ( C-II-8 ).

Durante el control del reventón se utilizaron la presión hidrostática y las caídas de presión por fricción para establecer el control.

Mediante el Control Dinámico, se busca balancear dinámicamente la presión de formación del pozo fluyente utilizando un fluido de baja densidad como puede ser el agua, para después circular -- fluidos de mayor densidad que permitan el control hidrostático de la presión de formación. Evitando siempre el fracturar la formación, ya que si esto sucede se perderá el fluido de control y no se establecerá comunicación directa entre los dos pozos (el de -- alivio y el descontrolado) así como tampoco será posible la inyección de más fluido de control y entonces será necesario perforar mas de un pozo direccional de alivio.

De los resultados obtenidos del control del pozo C-II-2 me --

diante el método de control dinámico, se pudo concluir, que cuando se logra la comunicación entre ambos pozos el tiempo requerido para controlar dinámicamente la presión de formación es muy corto -- (1.25 hrs. en el caso del pozo C-11-2); en consecuencia, el tiempo necesario para el control estático también se reduce notablemente -- (1.85 hrs.) en el mismo caso después de ser inyectados 1140 bls. de fluido de 14.8 lb/gal (1.74 gr/cc.)

La densidad del fluido con la que se logró el control estático del pozo C-11-2 fué la que se utilizó convencionalmente para perforar el pozo hasta antes de ocurrir el reventón.

## VI.2. BASES DEL METODO DE CONTROL DINAMICO

El control Dinámico representa una fase intermedia en las operaciones dirigidas a controlar totalmente (matar) desde un pozo -- direccional de alivio, el flujo de un pozo fuera de control. En -- términos generales, el Método de Control Dinámico consiste en in-- yectar fluidos al pozo descontrolado a través del pozo alivio a un gasto tal, que origine que la presión hidrodinámica en el fondo -- del pozo descontrolado sea mayor a la presión de poro de las forma-- ciones fluyentes, para con esto lograr que no haya mas aportación-- de fluidos de las formaciones al pozo en cuestión.

Durante el control dinámico del pozo, el flujo en el interior de éste va de multifásico (fluidos inyectados mas fluidos aporta-- dos por la formación) al iniciar la inyección, a flujo en un sola-- fase cuando el pozo ha sido "Controlado" y solo fluyen en su inte-- rior los fluidos de control dinámico inyectados desde el pozo de -- alivio.

Debido a que el peso del fluido de control dinámico (FDC), es siempre menor el del fluido requerido para lograr el control está-- tico de la presión de la formación fluyente, el gasto con el que -- éste será inyectado al pozo descontrolado deberá ser tal que la -- suma de las caídas de presión y la presión hidrostática ejercida -- por éste al circular hacia la superficie por el interior del pozo-- descontrolado, sea mayor a la presión de las formaciones fluyentes

Como la presión hidrodinámica en el pozo descontrolado depen-- de del gasto de inyección del FDC, es posible aumentar o disminuir dicho gasto, para ajustar la presión de fondo, tal y como se haría con un estrangulador variable para ejercer una contrapresión desde

la cabeza del pozo durante el control de un brote.

El Método de Control Dinámico se basa en los métodos desarrollados para analizar el comportamiento de pozos en producción y -- considera que el pozo descontrolado y el pozo de alivio constituyen un solo sistema

La figura 19 ilustra en forma esquemática el sistema dinámico para controlar el pozo; la rama izquierda del tubo en "U" representa el pozo de alivio y la rama derecha el pozo descontrolado. La -- comunicación entre los pozos (que se lograría mediante el fracturamiento selectivo y/o la acidificación de la formación o bien mediante disparos a través de las tuberías de revestimiento) se presenta en el esquema, como una reducción de diámetro en la parte baja del sistema.

Para poder registrar la presión de fondo se corre una tubería de producción por el interior y hasta el fondo del pozo de alivio como se ilustra en el esquema; la inyección de los fluidos de control se hace por el espacio anular hasta el interior del pozo descontrolado, de tal manera que fluya junto con los fluidos de la -- formación.

Ya que el objetivo es alcanzar una presión dinámica de fondo mayor a la presión del poro de la formación fluyente, pero menor -- a la presión de fractura, el registro y el control de la presión -- de fondo son esenciales para llevar a cabo el control dinámico.

En el sistema pozo de alivio - pozo descontrolado la presión dinámica de fondo es ejercida por el peso de la columna hidrostática mas las caídas de presión por fricción debidas al flujo ascendente en el interior del pozo descontrolado.

Es por esto, que el control de la presión de fondo se hace -- mediante la variación del gasto de inyección del fluido de control.

Una condición necesaria para que el registro de la presión -- sea efectivo, es que todos los fluidos inyectados por el pozo de -- alivio fluyan hacia el pozo descontrolado y que la tubería de producción en el interior del primero se mantenga llena de fluido en condiciones estáticas. La primera condición implica que durante la inyección del fluido de control no se alcance en ningún momento la presión de fractura de las formaciones expuestas, ya que de otra -- manera parte del fluido de control se perderá en las formaciones -- fracturadas.

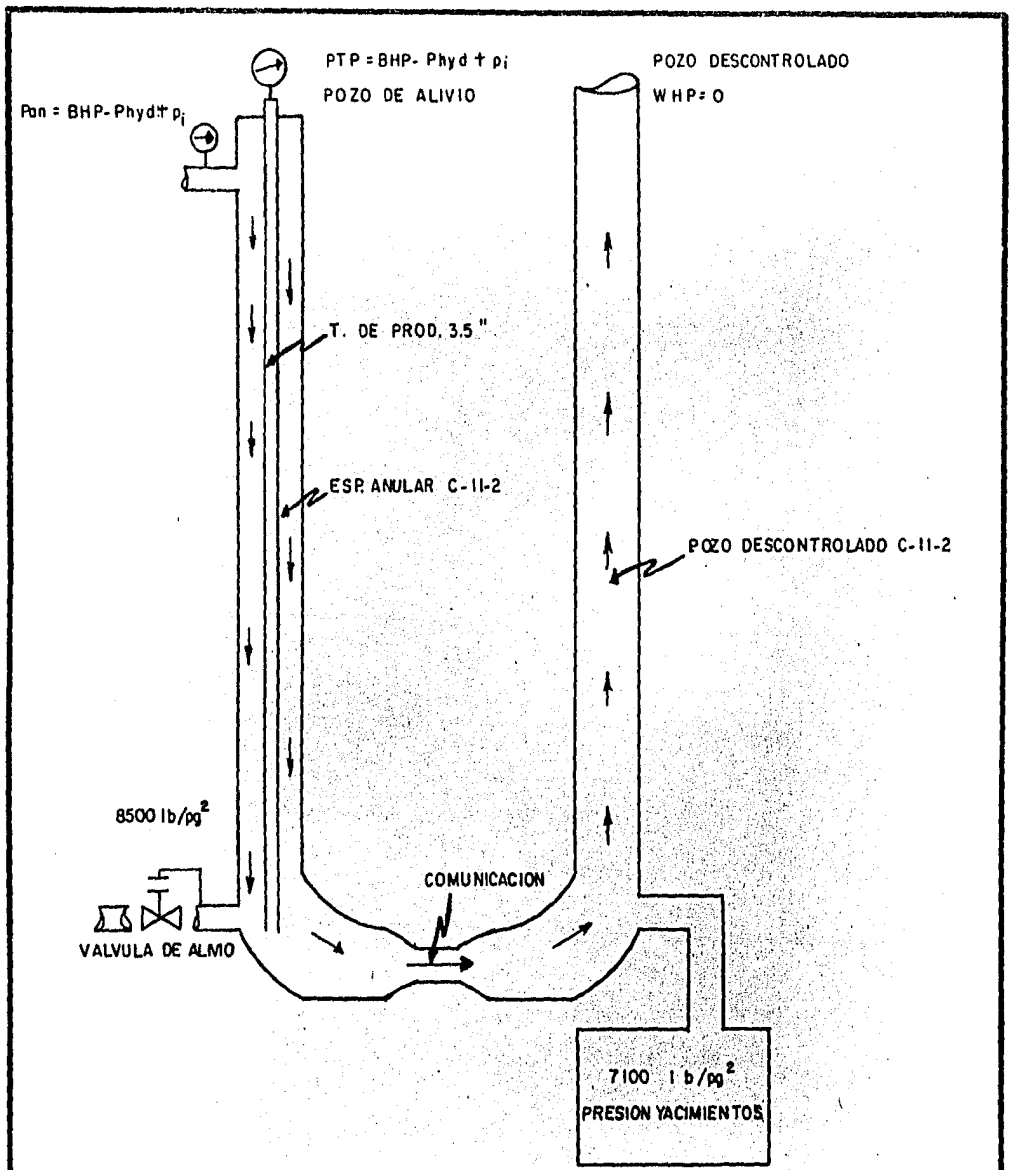


FIGURA 19 ANALOGIA DE UN TUBO EN "U" CON EL SISTEMA  
POZO DE ALIVIO — POZO DESCONTROLADO.

En la figura 20 se ilustra gráficamente la diferencia entre el gradiente de presión del agua en condiciones estáticas y fluyendo a un gasto de 80 bl/min. Se observa en la figura, que inyectando a 80 bl/min, la densidad equivalente de circulación es de 14.2 lb/gal, 1.8 veces mayor a la densidad del agua que es 8.33 lb/gal, lo que explica por que se puede controlar la presión de formación con un fluido cuyo gradiente de presión es menor al de dicha formación.

La figura 21, ilustra la distribución de presión en el pozo de alivio C-11-8. La diferencia entre la presión estática en la tubería de producción y la presión dinámica de inyección en el espacio anular (e.a.), representa las caídas de presión por fricción en el espacio anular del pozo de alivio (considerando que la T.P. y el espacio anular contienen el mismo fluido).

La caída de presión por fricción en el espacio anular puede ser calculada si se conoce la geometría de dicho espacio, el volumen de fluido que se esta bombeando y las propiedades reológicas de dicho fluido (ver apéndice B).

La presión en la T.P., es igual a las caídas de presión por fricción a través del sistema de comunicación de los pozos y del espacio anular del pozo descontrolado siempre y cuando exista ya una condición de control dinámico, es decir, que solo esté fluyendo el fluido de control en una sola fase. Si la circulación fuese suspendida momentáneamente mientras el pozo continua fluyendo, la T.P. reflejaría la presión de fondo del pozo descontrolado.

El proceso para matar el pozo es controlado por medio de la presión en la T.P. de tal manera que el gasto de inyección puede ser incrementado hasta que la presión dinámica rebasa la presión de formación del pozo descontrolado. Una vez que se alcanza esta condición se puede proceder al control total del pozo, inyectando fluidos de mayor densidad y reduciendo paulatinamente la presión de inyección, manteniendo siempre la presión de fondo mayor a la presión de formación pero menor a la presión de fractura.

### VI.3. PARAMETROS DE DISEÑO

La operación de control dinámico, requiere del establecimiento de algunos parámetros de diseño entre los cuales están los siguientes:



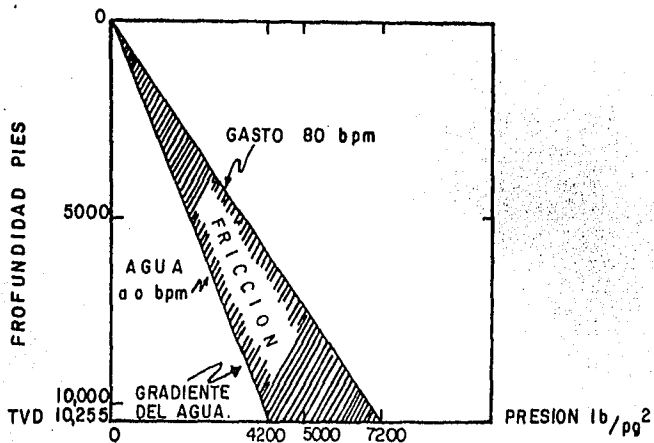


FIGURA 20 GRAFICA DE PRESIONES CONTRA PROFUNDIDAD

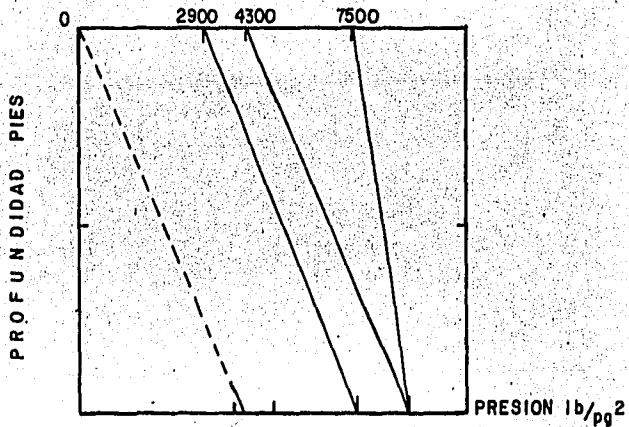


FIG.21 DISTRIBUCION DE PRESION EN EL POZO DE ALIVIO C-11-8 CUANDO PRESION DE 8500 lb/pg<sup>2</sup> Y PRESION TP 4300 lb/pg<sup>2</sup>

- a) Presión de poro de la formación fluyente.
- b) Densidad (peso específico) del fluido de control.
- c) Gasto de inyección del fluido de control.
- d) Diámetro de la tubería de pozo de alivio.
- e) Potencia hidráulica necesaria.
- f) Máxima presión de fondo permisible para evitar que la tubería de perforación sea expulsada del pozo.

#### VI.4. APORTACION O GASTO DEL POZO DESCONTROLADO.

El método para predecir la aportación de fluidos del pozo descontrolado está basado en el método de Gilbert. Básicamente el método consiste en desarrollar curvas de comportamiento y de índice de productividad del pozo descontrolado para determinar el gasto máximo que este aporte. A continuación se ejemplifica la aplicación de este método. Ref. Nind T.E.W. "Principles of well production" Mc Grawll Hill Co. (1964)

La curva (1) de la figura 22 es la curva que presenta la relación que existe (a una determinada presión en la cabeza) entre la presión de fondo del pozo y el gasto con el que éste fluye; es por esto que en la figura 22 se representan dos curvas No. (1); una para presión en la cabeza de 100 lb/pulg.<sup>2</sup> y otra para una presión de 1000 lb/pulg.<sup>2</sup> también en la cabeza. Estas curvas reciben el nombre curvas del comportamiento en el interior de la T.P.-----

La curva (2) es la curva de índice de productividad de un pozo cercano al descontrolado, el cual fué obtenido durante una prueba a un gasto elevado. Este índice de productividad como se verá más adelante fué utilizado para determinar el gasto con el que fluía el pozo descontrolado. Es importante mencionar que la curva I P R es independiente de la geometría del pozo, ya que solo relaciona el gasto con la diferencia entre la presión estática y la presión de fondo fluyendo. Sabiendo que la intersección de la curva de comportamiento y de la curva de índice de productividad representa el gasto promedio con el que fluye el pozo, se pudo establecer que el gasto del pozo descontrolado podría ser de aproximadamente 380 millones de ft<sup>3</sup>/día., considerando una presión en la cabeza de 100 lb/pulg.<sup>2</sup>

El pozo producirá a un gasto máximo si se alcanza un flujo crítico en la descarga al final de la tubería de perforación. La presión a la cabeza (WHP) será por lo menos el doble que la atmosférica ó cerca de  $30 \text{ lb/pg}^2$ , por lo tanto el gasto que soportaría no podría variar en gran proporción si la presión a la cabeza fuera de  $100 \text{ lb/pg}^2$ , debido a la pérdida de presión por aceleración en la parte superior del espacio anular.

Para obtener las curvas TEPC'S, se procede de la manera siguiente:

- 1o. Como dato, diámetro de T.P.
- 2o. Gasto supuesto.
- 3o. Relación gas líquido producido.
- 4o. Profundidad del pozo.
- 5o. Se supone una presión a la cabeza.

Con la presión a la cabeza se va a la parte superior de las gráficas de Gilbert; y desde ese punto se baja una línea vertical que corte a la curva, relación gas-aceite correspondiente; Del punto de intersección obtenido se traza una línea horizontal hacia la izquierda hasta cortar el eje de profundidad y a la profundidad así obtenida se le llama profundidad equivalente a la presión en la cabeza. Esta profundidad equivalente se suma a la profundidad de la boca de la TP., y la profundidad resultante se marca en el eje correspondiente (de profundidad) y de ahí una línea horizontal hacia la derecha hasta cortar a la curva de relación gas líquido que se haya empleado, a partir de la intersección obtenida se traza una línea vertical (hacia arriba) hasta cortar el eje correspondiente a presión en la parte superior de la gráfica, obteniendo así la presión de fondo fluyendo del pozo a las condiciones consideradas.

#### GASTO CON EL CUAL FLUYE EL POZO DURANTE EL REVENTON (C-11-2)

Se consideró que, probablemente el pozo descontrolado había producido cerca del gasto máximo mientras fluía con una presión dentro de los preventores de cerca de  $1500 \text{ lb/pulg}^2$ . La mayor par-

te del gasto se hacía a través del maníful del equipo con un diámetro interior de 4 1/16" y considerando una similitud de éste -- diámetro de salida como un orificio o una tobera, y suponiendo además de que no existen restricciones al flujo mas que el espacio -- anular entonces el gasto proveniente de la formación productora en el pozo C-11-2 así como la presión contenida en el conjunto de productores pudo ser evaluada.

Para la estimación del gasto producido por el reventón, así -- como la presión a la cabeza del pozo a la cual éste fluía se hace uso de curvas como: De índice de productividad y del comportamiento de la T.P. a diferentes presiones a la cabeza, analizadas con -- anterioridad. Además son utilizados otros dos tipos de curvas, como lo es la curva, que describe el comportamiento del pozo; es trazada mediante puntos de intersección de gastos del pozo a la presión a la cabeza correspondientes, por ejemplo para el punto superior de esta curva en la figura 23, se tendrá un gasto de + 170 -- millones ft<sup>3</sup>/día para una presión a la cabeza de 5000 (lb/pulg<sup>2</sup>) y en el punto inferior se tendrá alrededor de 250 MM ft<sup>3</sup>/día para -- una contrapresión de 4000 lb/pulg, curva (3).

En la figura 23, interviene otro tipo de curva que describe -- el comportamiento del estrangulador (curva 4), ésta curva es trazada mediante el uso de una fórmula que determina el gasto que -- fluye por un estrangulador de un diámetro, para este caso de 4 -- 1/16" pulg.

$$Q = 0.1555 C A_p \left[ \frac{2G}{GT} \left\{ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{2/k} - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right\} \right]^{1/2}$$

DONDE:

Q= Gasto del flujo de gas, MMcFd medido a condiciones estandar.

A= Area de la sección transversal del estrangulador, en Pulg<sup>2</sup>.

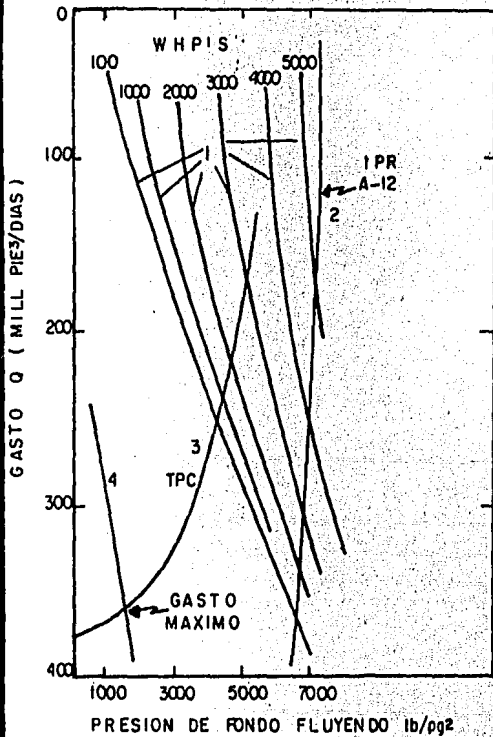
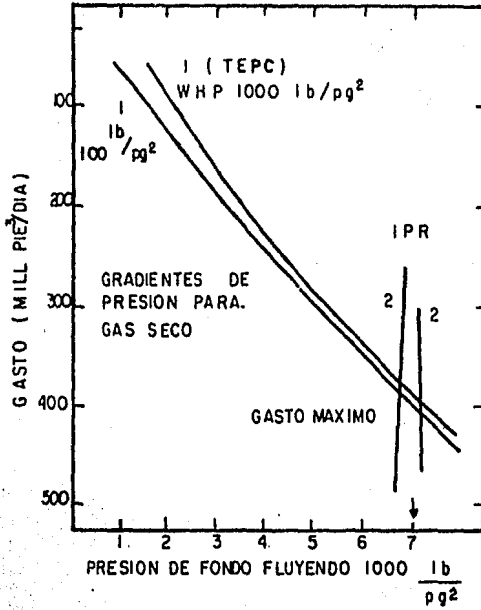
C= Coeficiente de descarga.

G= Gravedad específica del gas (relativa al aire)

g= Constante de gravedad.

T= Temperatura de entrada ( R )

**FIG. 22 GASTO MAXIMO QUE PUEDE PRODUCIR EL POZO DESCONTROLADO**



**FIG. 23 GASTO PRODUCIDO POR EL POZO DESCONTROLADO C-II-2**

K = Razón de calor específico a presión constante al cociente de -- calor específico a volúmen constante de gas.

Las presiones P1 y P2 son dados en Lb/pg2.

Sustituyendo los siguientes valores numericos, promedios.

C=0.86 ; K = 1.25; G = 0.6; T = 520 R (60 F)

Entonces la ecuación 1 se reduce a.

$$Q=0.136 \quad A P_1 \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{1.6} - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{1.2} \right]^{1/2}$$

$$Q=0.136 (A P_1) (F) \left( \frac{P_2}{P_1} \right)$$

DONDE:

$$F (P_2/P_1) = \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{1.6} - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{1.2} \right]^{1/2}$$

que es lo mismo para un flujo crítico:

$$F (P_2/P_1) = 0.21$$

Entonces:

$$Q=0.136 \quad A P_1 (0.2)$$

$$A = \frac{\pi}{4} (4.025)^2 = 12.96 \text{ Pulg}^2.$$

$$Q = (0.136) (0.21) (12.96) P_1.$$

$$Q = 0.386 P_1.$$

Corregido por gravedad y temperaturas:

$$Q' = \left( \sqrt{\frac{(0.6)(520)}{(0.91)(810)}} \right) (Q) = \text{MMscfd} (0.2511) (Q)$$

$$Q' = 0.2407 \text{ QMMscfd}$$

Cuando la curva (4) se intersecta con la curva (3) proporciona el gasto que produce el reventón, en éste caso el gasto es de aproximadamente 370 MM Pie<sup>3</sup>/día con una correspondiente presión a la cabeza dentro de los preventores de 1400 lb/pulg<sup>2</sup>.

En la figura 23 se observa que el gasto no es muy sensible para valores de presión inferiores a 1500 lb/pulg<sup>2</sup>., ó sea si el conjunto de presentores fuera derribado, el gasto en la superficie aumentará en poca poca proporción.

#### .VI.5. FLUIDO PARA EL CONTROL DINAMICO.

Como se mencionó, se utilizan fluidos de diferente densidad para lograr el control total del pozo, pasando primero por un control dinámico, establecido mediante un fluido ligero (como el agua) El propósito del fluido ligero de control dinámico es controlar el pozo fluyendo a un gasto tal que excede la capacidad natural de flujo del pozo en cuestión.

La curva número 2 de la figura 24 representa el comportamiento del índice de productividad (millones Pie<sup>3</sup>/día., contra presión de fondo fluyendo FBHP) para el pozo descontrolado. Para establecer dicho comportamiento se utilizó el índice de productividad de un pozo vecino, el del A-12 parece ser más exactos. En la misma figura y con número 1 aparecen las curvas que describen el comportamiento del flujo en la tubería del equipo, en donde los números al final de las curvas son los barriles de fluido inyectado.

La intersección de las curvas (1) y (2) determine el gasto con el que fluyen los fluidos aportando por la formación. Luego entonces puede apreciarse que la formación aportaba aproximadamente 250 millones de Pie<sup>3</sup>/ de gas por día cuando se bombean fluidos desde la superficie, a un ritmo promedio de 40 bls/min. Obviamente al incrementar el bombeo, disminuye el volumen de fluido aportado, por la formación de tal manera que cuando las curvas no llegan a intersectarse se tiene la condición de control dinámico. Dicha condición se alcanza en éste caso particular cuando el bombeo es de 80 bls/min., según se observa en figura 24.

### FLUIDO IDEAL PARA EL CONTROL DINAMICO.

La densidad del fluido para establecer un control dinámico debe ser menor a la requerida para balancear en condiciones estáticas la presión de formación del pozo descontrolado, y poseer la particularidad de poder controlar el pozo que fluye en flujo multifásico, con un gasto aproximadamente igual al que se requería para mantener el control, teniendo una sola fase en el espacio anular.

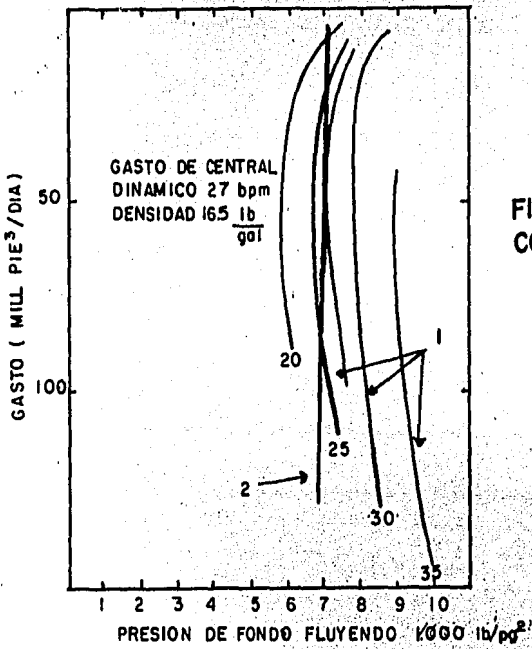
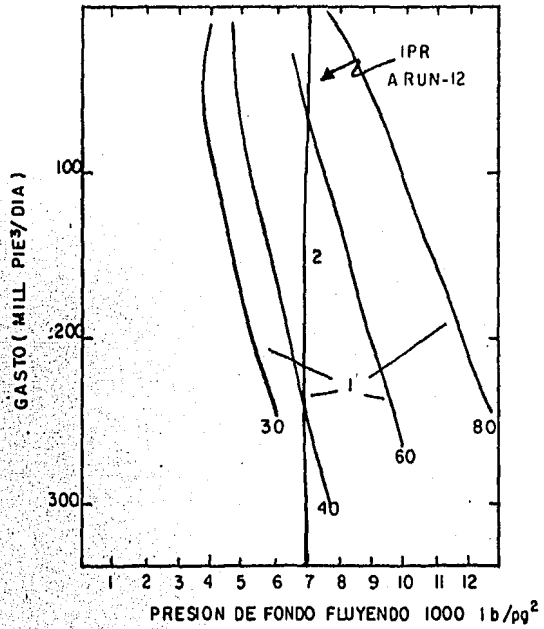
Si el fluido ideal es demasiado pesado, ocasionará un gran incremento de la presión sobre el fondo del agujero cuando las formaciones dejen de aportar fluidos al pozo. La presión se incrementará paulatinamente desde la presión estática hasta la suma de la presión hidrostática del fluido y las caídas de presión por fricción en el espacio anular necesarias para controlar el pozo, que fluye en flujo multifásico.

Objetivamente puede observarse en la figura 25 que si se bombea un fluido de 1.98 gr/cc (16.5 lb/gal), a 27 bpm, se lograría el control dinámico del pozo, pero al dejar de fluir los fluidos aportados por la formación y establecer el flujo en una sola fase, en el fondo se incrementaría desde 7,100 lb/pulg<sup>2</sup>., que sería la presión de formación hasta cerca de 10,500 lb/pulg<sup>2</sup>., (ver figura-26), la cual podría llegar a fracturar la formación y ocasionar una pérdida de fluidos de tal magnitud que originará una vez mas el descontrol del pozo.

Como se mencionó, el fluido ideal para controlar dinámicamente un pozo es aquel que tiene la capacidad de evitar que sigan entrando fluidos de la formación hacia el pozo (durante la etapa de flujo multifásico en el espacio anular), a un gasto aproximadamente igual al necesario para controlar la presión de formación una vez establecido el flujo en una sola fase. En las figuras 24 y 26 se muestra objetivamente esta capacidad. En la figura 24 se observa que un gasto de 80 bpm, de agua fluyendo en una sola fase (agua solamente), ejerce una presión de fondo (BHP) de solo 7,100 lb/pulg<sup>2</sup>.



**FIGUR.24 GASTO SUFICIENTE PARA CONTROLAR EL POZO C-II-12**



**FIGUR.25 GASTO DE INYECCION CON FLUIDO PESADO DE 165 lb/gal**

En conclusión, el fluido ideal para llevar a cabo un control dinámico es aquel cuya densidad y propiedades reológicas son tales que al introducirse una cierta cantidad de gas al flujo original, es una sola fase de dicho fluido y establecerse el flujo multifásico, permita que las caídas de presión por fricción (ver figura 27) puedan incrementarse (sin variar mucho el gasto), en la misma proporción que disminuye la presión hidrostática por efecto de la disminución de la densidad de la mezcla resultante.

El método para determinar tanto la densidad como el gasto del fluido ideal para lograr un control dinámico se presenta a continuación.

#### VI.6. ANALISIS DE PARAMETROS

Estimación de los HHP requeridos.

Asumiendo que la presión de inyección en el cabezal del pozo de alivio es Pan max. entonces:

$$\text{HHP} = \frac{42 \text{ gr Pan max}}{1714}$$

$$\text{HHP} = \frac{\text{gr Pan max}}{40.81}$$

Ejemplo: determinar los HHP con los siguientes datos;

Pan max = 7500 psi

Pérdidas de fluido a la formación 10% (0.10), el fluido de control inicial es agua salada de 9.4 lb/gal, qb = 72 bpm

$$\text{gr} = 1.1 (72 \text{ bpm}) = 79.2 \text{ bpm}$$

$$\text{HHP} = \frac{79.2 (7500)}{40.81} = 14555$$

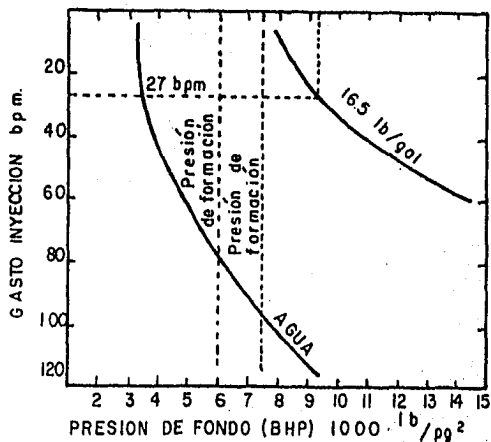
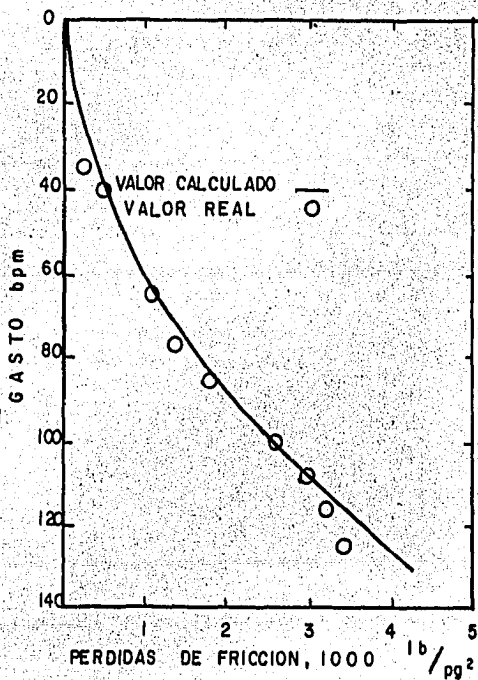


FIG.26 MUESTRA EL PELIGRO DE FRACTURAR LA FORMACION CON FLUIDO DE 16.5 AL GASTO DE 27 bpm.

FIG.27 VALORES DE PERDIDAS DE PRESION POR FRICCION CALCULADOS Y REALES



FRICCION

D.L.M

## CALCULO DE LA DENSIDAD DEL FLUIDO PARA EL CONTROL DINAMICO

La densidad del fluido de control inicial puede ser determinada tomando en consideración la siguiente condición.

$$\int f \leq \frac{12.836 P_s}{T V D} \quad \begin{array}{l} \text{(Presión estática)} \\ \text{(Prof.vertical)} \end{array} \quad (1)$$

derivación de la EC (1)

Las pérdidas por fricción en el espacio anular son:

$$\Delta P_f = \frac{C P L \int_1 v_l^2}{dh} \quad (2)$$

donde:

$v_l$  = Vel del fluido

$dh$  = Diámetro y Hidráulico

$C$  = Constante

Se considera que burbujas de gas incorporan al flujo del fluido en fase líquida que representa la fase continua, es decir,  $\phi_g$  es la fracción de gas correspondiente al volumen total de fluidos, entonces:

$$V = \frac{v_l}{1 - \phi_g} \quad (3)$$

$$\int f = \int_r (1 - \phi_g) + \int_g \phi_g \quad (4)$$

$$P = \Delta P_{hyd} + \Delta P_f \quad (5)$$

Derivando la ec. (5) con respecto a la fracción de gas:

$$\frac{dP}{d\phi_g} = \frac{d\Delta P_{hyd}}{d\phi} + \frac{dP_f}{d\phi} \quad (6)$$

Analizando los términos de la derecha independientemente,

$$\Delta P_{hyd} = \frac{0.4233}{8.337} \int f TVD \quad (7)$$

Sust. la ec. (4) en (7)

$$\Delta \text{hyd} = \frac{0.4233}{8.337} \text{ TVD } \left[ \rho_1 (1-\phi_E) + (\rho_E \phi_E) \right]$$

$$\frac{\Delta \text{hyd}}{d\phi_E} = \frac{0.4233}{8.337} \text{ TVD } \left[ \frac{\rho_1}{d\phi_E} - \frac{C_1 \phi_E}{d\phi_E} + \frac{C_E \phi_E}{d\phi_E} \right]$$

$$\frac{\Delta \text{hyd}}{d\phi_E} = \frac{0.4233}{8.337} \text{ TVD } \left[ \rho_1 + \rho_E \right]$$

$$\frac{\Delta \text{hyd}}{d\phi_E} = \frac{0.4333}{8.337} \text{ TVD } ( - \rho_1 ) + \frac{0.4233}{8.337} \text{ TVD } (\rho_E)$$

$$\frac{\Delta \text{hyd}}{d\phi_E} = -\frac{\Delta \text{hyd}}{d\phi_E} + \frac{\Delta \rho_{hyd}}{d\phi_E}; \frac{\Delta \text{hyd}}{d\phi_E} = -\frac{\Delta \text{hyd}}{d\phi_E} \quad (8)$$

$$\Delta P_f = \frac{C f L \rho_1 v^2}{dh}; \text{ considerando la ec (3)}$$

$$\Delta P_f = \frac{C F L \rho_1 v^2}{dh (1-\phi_E)^2}$$

derivado con respecto a la fracción de gas.

$$\frac{\Delta P_f}{d\phi_E} = \frac{2 C F L \rho_1 v^2}{dh (1-\phi_E)^3} \quad (9)$$

Considerando la ec. (2) en (9)

$$\frac{\Delta P_f}{d\phi} = \frac{2 \Delta P_f L}{(1-\phi_E)^3} \quad (10)$$

Sust. (10) y (8) en (6)

$$\frac{dP}{d\phi_E} = \Delta P_f L \frac{1}{(1-\phi_E)^3} - \Delta P_{hyd} \quad (11)$$

La presión se verá incrementada con la introducción de burbujas de gas.

$$\frac{d P}{d \rho g} \geq 0 \quad ( 12 )$$

Puesto  $\Delta P_{fl}$  y  $\Delta \text{Phyd}$  son siempre positivos, y que :

$$\frac{1}{(1-\phi g) 3} = 1$$

entonces la condición ( 12 )

$$2P_{fl} \geq \Delta \text{Phyd} \quad (13) \text{asegurará la con}$$

Puesto que:  $P_s = \Delta \text{Phyd} + \Delta P_{fl}$

$$\Delta P_{fl} = P_s - \Delta \text{Phyd}$$

Sustituyendo lo anterior en ( 13 )

$$2 (P_s - \Delta \text{Phyd}) \geq \Delta \text{Phyd}$$

$$2 P_s - 2 \Delta \text{Phyd} \geq \Delta \text{Phyd}$$

$$2 P_s \geq 3 \Delta \text{Phyd}$$

$$P_s \geq \frac{3}{2} \Delta \text{Phyd}$$

Pero tomanc en cuenta la Ec. (7)

$$P_s \geq 1.5 \left( \frac{0.4233}{8.33} \right) (P_{f \text{ TVD}})$$

Despejando

$$P_f = \frac{12.836}{\text{TVD}} P_s$$

Determinación de la densidad del fluido inicial para el control dinámico en el pozo C-II-2 del campo Arun.

$$P_s = 7,100 \text{ Psi}$$

$$TVD = 9,650 \text{ Pie}$$

$$\rho_f = 12.83 \frac{P_s}{TVD}$$

$$\rho_f = 12.83 \frac{7,100}{9,650} = 9.4 \text{ Lb/gal.}$$

Estimación del gasto requerido.

$$\Delta P_f = \frac{11.41 \text{ FL}^2 Q^2}{d_e^5} \quad (1)$$

Para el pozo descontrolado se tendrá que:

$$\Delta P_{fb} = P_s - \Delta P_{hyd} \quad (2)$$

Puesto que la BHP en el pozo descontrolado es  $P_s$ :  
entonces:

$$P_s - \Delta P_{hyd} = 11.41 \left( \frac{\text{FL}}{d_e^5} \right) \rho_f Q_b^2$$

ó bien

$$Q_b^2 = \frac{(P_s - \Delta P_{hyd})}{11.41 \rho_f} \left( \frac{d_e^5}{\text{FL}} \right) b$$

$$Q_b = \left[ \frac{(P_s - \Delta P_{hyd})}{11.41 \rho_f} \left( \frac{d_e^5}{\text{FL}} \right) b \right]^{1/2}$$

recordando  $K = Q_b/q_r$ ;  $Q_b = K/q_r$

Sustituyendo

$$Q_b = \frac{1}{K} \left[ \frac{P_s - P_{hyd}}{11.41} \left( \frac{d_e^5}{\text{FL}} \right) b \right]^{1/2}$$

Ejemplo de la determinación del gasto necesario para controlar el pozo descontrolado considerando el mismo caso del pozo C-II-2, por espacio anular de 8.535" y 5" ; la profundidad medida de 10210 pies y densidad del fluido de 9.4 - lb/gal.

$$q_b = \frac{1 Pf d e^5}{11.41 f L f}$$

donde:  $P_f = P_s - P_{hyd} = 7100 \frac{9.4}{8.33} (0.433) (9540) = 2439 \text{ Psi}$

$$f = \frac{0.25}{\left[ 2 \log \frac{d_h}{e} + 1.14 \right]} = \frac{0.25}{2 \log \frac{8.535-5}{0.00065} + 1.14} = 0.00337$$

$$d e^5 = (d_o - d_i)^3 (d_o + d_i)^2 = (8.535 - 5)^3 (8.535 + 5)^2 = 7973$$

Sustituyendo:

$$q_b = \left[ \frac{(2439)(7973)}{(11.41)(0.00337)(10210)(9.4)} \right]$$

$$q_b = 72.6 \text{ bpm}$$



DIAMETRO DEL POZO DE ALIVIO

Examinando la ecuación de pérdidas de presión por fricción:

$$P_f = \frac{C f P (\rho q^2)}{d e^5} = C \left( \frac{f L}{d e^5} \right) (\rho q^2) \dots\dots\dots 1$$

se tiene que bajo la consideración de turbulencia absoluta la -- fricción puede ser calculada por medio de la formula siguiente:

$$f = \frac{0.25}{(2 \log \frac{dh}{e} + 1.14)^2} \dots\dots\dots 2$$

y las pérdidas de presión por fricción tanto en el agujero descontrolado como en el pozo de alivio son:

$$\Delta P_{fb} = P_s - P_{hyd} \dots\dots\dots 3$$

$$\Delta P_{fr} = P_{an} - P_{frac} + \Delta P_{hyd} \dots\dots\dots 4$$

La máxima pérdida de presión por fricción en el pozo de alivio es:

$$\Delta P_{fr} \text{ max.} = P_{an} \text{ max.} - P_{frac} + \Delta P_{hyd} \dots\dots 5$$

$$\text{entonces: } \Delta P_{fr} \leq \Delta P_{fr} \text{ max.} \dots\dots\dots 6$$

$$\frac{\Delta P_{fr}}{\Delta P_{fb}} = \frac{\Delta P_{fr} \text{ max}}{\Delta P_{fb}} \dots\dots 7$$

considerando 3 y 5 en la ecuación 7

$$\frac{\Delta P_{fr}}{\Delta P_{fb}} = \frac{P_{an} \text{ max} - P_{frac} + \Delta P_{hyd}}{P_s - \Delta P_{hyd}} \dots\dots\dots 8$$

Y si la ecuación:  $P_f = \frac{11.41 f L (\rho q^2)}{d e^5}$  se aplica a las ecuaciones 3 y 4 entonces se tiene:

$$P_{fb} = 11.41 \frac{f L}{d e^5} \rho q^2 \dots\dots\dots 9$$

$$P_{fr} = 11.41 \frac{f L}{d e^5} \rho q^2 \dots\dots\dots 10$$

Sustituyendo 9 y 10 en 8

$$\frac{\left(\frac{f L}{11.41 \text{ de}^5}\right)_b \rho_f q^2}{\left(\frac{f L}{11.41 \text{ de}^5}\right)_r - \rho_f q^2} = \frac{P_{an \text{ max}} - P_{frac} + \Delta P_{hyd}}{P_s - \Delta P_{hyd}} \dots\dots 11$$

ahora bién; considerando que K = qb/gr es la fracción del flujo en trante al pozo descontrolado y 1-K es el fluido que se pierde en la formación, la ecuación anterior se reduce a:

$$\frac{\left(\frac{f L}{\text{de}^5}\right)_r}{\left(\frac{f L}{\text{de}^5}\right)_b} = \left[ \frac{P_{an \text{ max}} - P_{frac} + \Delta P_{hyd}}{P_s - \Delta P_{hyd}} \right] K^2 \dots\dots\dots 12$$

La ecuación anterior es la ecuación básica para el diseño del diámetro del pozo de alivio.

Ejemplo de la determinación del diámetro del pozo de alivio C-II-8

Datos

- Profundidad equivalente vertical 9560 pies
- Profundidad medida 10900 pies
- Pan max 7500 lb/pg<sup>2</sup>
- Pfrac 8500 lb/pg<sup>2</sup>
- Fluido de control inicial; agua f = 8.33 lb/gal (1 gr/cc)
- Las pérdidas a la formación se consideran del orden del 10 % del fluido bombeado (K = 0.90)
- Rugosidad de la tubería (e = 0.00065 pg) y completa turbulencia.

$$f_b = \frac{0.25}{\left(2 \log \frac{dh}{e} + 1.14\right)^2} = \frac{0.25}{\left(2 \log \frac{8.535 - 5}{0.00065} + 1.14\right)^2}$$

$$f_b = 0.00337$$

$$(de^5)_b = (8.535 - 5)^3 (8.535 + 5)^2 = 8092$$

$$\left(\frac{f L}{de^5}\right)_b = \frac{0.00337 \times 10210}{8092} = 0.004252$$

$$\left(\frac{f L}{de^5}\right)_r \leq \left(\frac{f L}{de^5}\right)_b = K^2 \left( \frac{P_{an \max} - P_{frac} + \Delta P_{hyd}}{P_s - P_{hyd}} \right)$$

$$P_{hyd} = \frac{f}{8.337} 0.433 \times TVD = 0.433 \times 9560 = 4139.5$$

$$\left(\frac{f L}{de^5}\right)_r \leq 0.004252 \times (0.9)^2 \left[ \frac{7500 + 4139.5 - 8500}{7100 - 4139.5} \right] = 0.003652$$

$$\frac{L}{0.003652} \leq \left(\frac{de^5}{f}\right)$$

$$2,984,666 \leq \left(\frac{de^5}{f}\right)$$

Considerando T.P. de 4 1/2" diámetro exterior, T.R. de 5/8" D. Ext. y 8.535 D. interior entonces:

$$f_r = \frac{0.25}{\left[ 2 \log \left( \frac{8.535 - 4.5}{0.00065} \right) + 1.14 \right]^2} = 0.00328$$

$$de_r^5 = (8.535 - 4.5)^3 (8.535 + 4.5)^2 = 11.162.27$$

$$\left(\frac{de^5}{f}\right)_r = \frac{11.162.27}{0.00328} = 3,403,132$$

Por lo que  $\left(\frac{de^5}{f}\right)_r$  con T.P. 4 1/2"  $>$  2,984,666 lo que significa que no tan solo puede ser usada T.P. de 4 1/2" sino que también de un diámetro menor en el pozo de alivio como podría ser T.P. de 3 1/2" que podría reducir los HHP necesarios.

NOMECLATURA

- D = profundidad vertical verdadera (TVD) (pies)  
de = diámetro equivalente (pulg.)  
dh = diámetro hidráulico (pulg.)  
f = factor de fricción Fanning (0.25 factor de fricción de Moody)  
i-K = fracción de fluido perdido en la formación, K = qb/gr  
L = profundidad medida, (MD) (pies)  
Pfrac = presión de fractura de la formación (Psi)  
PBH = presión de fondo fluyendo (psi)  
Pan = presión de inyección en el anular del pozo de alivio (psi)  
Ps = presión de formación estática (psi)  
Ptbg = presión en la T.P. del pozo de alivio  
Pf = pérdidas de presión por fricción (psi)  
Pfb = pérdidas de presión por fricción en el pozo descontrolado  
(Ps-Bhyd) (psi)  
Pfr = pérdidas de presión en el pozo de alivio (Pan- Phyd- Pfrac)  
(psi)  
Phyd = presión hidrostática (psi)  
 $\phi_g$  = fracción de gas  
q = gasto ( bpm )  
qb = gasto del pozo descontrolado (bpm)  
qr = gasto de inyección en el pozo de alivio (bpm)  
 $\rho_f$  = densidad del fluido ( lb/gal)  
WHP = presión a la cabeza del pozo de alivio (psi)

SUBINDICES

- f = fluido  
b = pozo descontrolado  
r = pozo de alivio  
g = gas

## NOMENCLATURA

- $D$  = profundidad vertical verdadera ( TVD ) ( pies )  
 $d_e$  = diámetro equivalente ( pulg. )  
 $d_h$  = diámetro hidráulico ( pulg. )  
 $f$  = factor de fricción Fanning ( 0.25 factor de fricción de Moody )  
 $i-K$  = fracción de fluido perdido en la formación,  $K = q_b/q_r$   
 $L$  = profundidad medida, ( MD ) ( pies )  
 $P_{frac}$  = presión de fractura de la formación (Psi)  
 $P_{BH}$  = presión de fondo fluyendo ( psi )  
 $P_{an}$  = presión de inyección en el anular del pozo de alivio ( psi )  
 $P_s$  = presión de formación estática ( psi )  
 $P_{tbg}$  = presión en ~~mi~~ la T.P. del pozo de alivio  
 $\Delta P_f$  = pérdidas de presión por fricción ( psi )  
 $\Delta P_{fb}$  = pérdidas de presión por fricción en el pozo descontrolado (  $P_s - P_{hyd}$  ) ( psi )  
 $\Delta P_{fr}$  = pérdidas de presión en el pozo de alivio (  $P_{an} - P_{hyd} - P_{frac}$  ) ( psi )  
 $\Delta P_{hyd}$  = presión hidrostática ( psi )  
 $\phi_g$  = fracción de gas.  
 $q$  = gasto ( bpm )  
 $q_b$  = gasto del pozo descontrolado ( bpm )  
 $q_r$  = gasto de inyección en el pozo de alivio ( bpm )  
 $\rho_f$  = densidad del fluido ( lb/gal )  
 $WHP$  = presión a la cabeza del pozo de alivio ( psi )

## SUBINDICES

~~Subíndices descontrolado~~

- $f$  = fluido  
 $b$  = pozo descontrolado  
 $r$  = pozo de alivio  
 $g$  = gas

## C A P I T U L O VII

### CASOS HISTORICOS

En el presente capítulo se ha recopilado información sobre cinco casos de reventones en pozos petroleros que han sido controlados por medio de pozos direccionales de alivio.

La presentación de cada caso esta organizada de la manera siguiente:

- información del pozo descontrolado
- historia del reventón
- el ó los pozos de alivio
- operaciones de control
- taponeamiento y abandono del pozo descontrolado

Los casos presentados son expuestos de una forma sintetizada, los detalles sobre cada caso pueden verse en las referencias anotadas al final de este trabajo.

C A S O No. 1

REVENTON SUBTERRANEO DE GAS CONTROLADO POR MEDIO DE POZOS DE ALIVIO EN IRAN.

1964

Ref. "How Iran consortium drillers finally and successfully killed the MIS gas leak", Oil and Gas International, September 1968.

Historia del Reventón.

Este descontrol tuvo lugar en el campo terrestre Masjid-i- -- Sulaiman (MIS), cuando se perforaba el pozo profundo MIS 306. Este pozo fué perforado hasta una profundidad total de 4572 m. (15000 -- pies) para explorar la potencialidad productora de las formaciones profundas del jurásico.

El brote inicial ocurrió durante una prueba de producción con tubería de perforación (drill stem test). Cuando se intentó llevar a cabo el control del pozo, la tubería de revestimiento de 9 5/8" -- se rompió y el pozo tuvo que ser abandonado sin haber conseguido -- el control del flujo de gas.

Debido a la existencia de una zona somera de baja presión -- frente a la T.R. de 9 5/8" que estaba rota; el gas que provenía de -- la zona de alta presión empezó a fluir a través de la T.R. mencionada hacia la formación de menor presión, generandose así un brote subterráneo (ver figura 28). El represionamiento de dicha forma--- ción puso en peligro los pozos terminados en ese nivel debido a -- que los aparejos de producción estaban diseñados para presiones -- bajas de trabajo.

Fué por consiguiente necesario planear y llevar a cabo la perforación de pozos de alivio para resolver el problema y después de 3 años se logró el control total del brote subterráneo de gas.

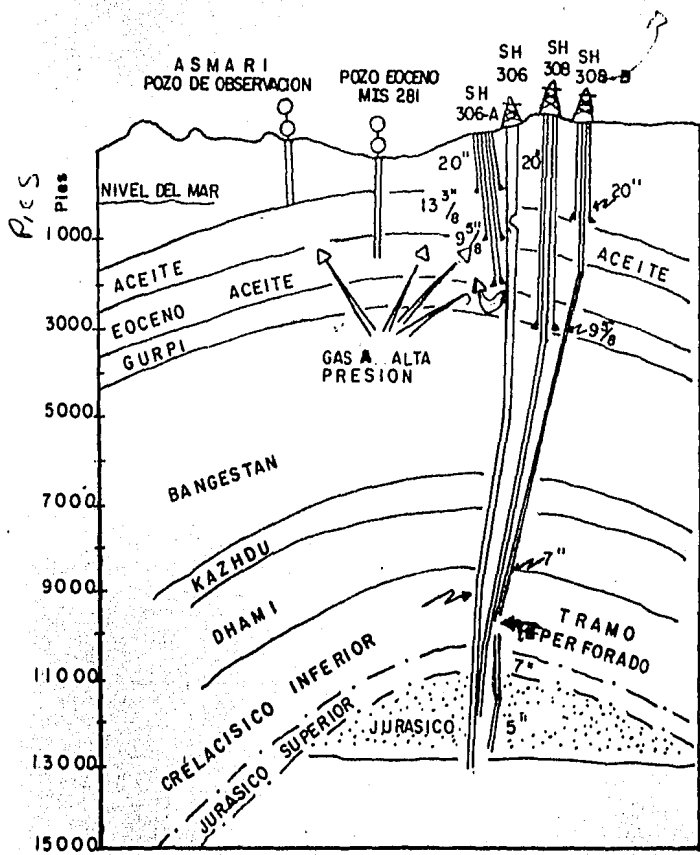


FIG-28

CASO No. 1 SISTEMA DE POZOS EN EL CAMPO MIS



## Los Pozos de Alivio.

El primer pozo de alivio, MIS 308, fué perforado hacia la zona de alta presión que se encontraba dentro del jurásico a una profundidad de 3078m.

Después de 7 meses de perforación el pozo fué terminado a una profundidad de 4225 m. (13 860 pies); acto seguido se intentó el -- control del pozo mediante 2 operaciones de bombeo de agua y lodo, -- pero éstas fallaron. Sin embargo permitieron que la presión de la formación Asmari se estabilizara y no siguiera incrementandose.

Después por causas que no se reportan el pozo se perdió y fué necesario perforarlo (308 RD).

Para evitar la sobrepresurización de las formaciones Asmari y Eoceno fué necesario quemar el gas que provenía de la formación -- descontrolada. El volúmen de gas era tan grande que se llegaron a quemar hasta 9.3 millones de metros cúbicos por día (330 pies<sup>3</sup>/día)

Con el fin de incrementar el volúmen de fluído que se estaba -- inyectando hacia el pozo 306, fué planeada la perforación de un se -- gundo pozo de alivio, el pozo 308 B. Este pozo (308 B) fué perfora -- do y terminado tiempo después a una profundidad de 4639 m. (15 200 pies).

Para observar el efecto de las operaciones de bombeo en el MIS 306 se perforó el pozo 306 A cerca del pozo anterior, y posteriormente se le utilizó como un pozo productor de las formaciones Asma ri y Eoceno.

## Operaciones de Control

Mientras era perforado el pozo 308 B, fué intentada una terce -- ra operación de control a través del pozo 308 RD. Se inyectó agua -- a un gasto de 4770 l/min. (30 barriles/min) seguida por lodo, pero no se obtuvo ningún cambio significativo en la presión del yaci--- miento.

Cuando se terminó el pozo 308 B se llevaron a cabo pruebas de inyectividad que mostraron que a través de los pozos 308 y 308 RD -- podían ser bombeados mas de 6625 l/min (42 bls/min); la falta de -- suministro de agua impidió el bombeo continuo al gasto máximo, por

lo que la presión en el pozo 306 A no varió al estar bombeando -- por ambos pozos. Por ésta razón el pozo 308 RD se dejó como pozo -- de observación y el pozo 308 B fué elegido para operaciones de con-- trol, y cementación.

Nueve baches de cemento de aproximadamente 200 sacos cada uno fueron inyectados a la formación en diferentes intervalos a tra-- vés del pozo 308 B, comenzando desde la base del agujero, y así -- progresivamente hasta la parte superior del pozo. La flama de gas-- se apagó, lo cual hizo pensar que el flujo de gas había sido con-- trolado. Sin embargo pocos días después, las presiones en el Asma-- ri empezaron a incrementarse nuevamente, y la quema de gas tuvo -- ser reanudada.

Durante las operaciones de cementación a través del pozo 308 B, se inyectó agua por el pozo 308 RD para mejorar los efectos de cementación y se pudo observar que la comunicación entre los pozos había sido mejorada. En un esfuerzo por lograr el control total -- del pozo, se decidió inyectar cemento a través del pozo 308 RD.

Después de bombear un total de 16000 sacos de cemento la pre-- sión en la formación Asmari empezó a declinar, lo que permitió --- que los pozos que se utilizaban para quemar el gas fueran cerrados. La presión fué declinando mas y mas hasta que se tuvo la certeza -- de que el flujo de gas había cesado por completo.

C A S O No. 2

REVENTON DE GAS EN UN POZO PETROLERO TERRESTRE DURANTE LA PERFORACION EN 1965.

Ref. "Here's how NAM killed the Sleen 2 blowout", Oil and Gas International, May 1966.

Historia del Reventón.

El contratista de perforación había perforado en el pozo Sleen 2 hasta una profundidad de 1944 m.

Se decidió hacer cambio de barrena y faltando 100 m. para sacar totalmente la tubería de perforación se suscitó un brote de gas proveniente de una zona de alta presión situada a 1840 m. (6037 pies). Inmediatamente el personal del equipo trató de meter la sarta de perforación, y se incrementó la densidad del lodo. La figura 29 muestra objetivamente las condiciones del pozo.

A una profundidad de 1067 m. ( 3500 pies ) se tuvo una pérdida total de circulación y fué imposible mantener lleno de fluido el pozo. Aparentemente la formación se había fracturado en la base de la zapata de 13 3/8", a 802 m. de profundidad ( 2631 pies), el gas se canalizó por el espacio anular (debido a mala cementación) y fluyó hacia la superficie alrededor del equipo.

Debido a esto se formaron cráteres en la vecindad del pozo y después de un corto periodo de tiempo el mástil, el malacate y el equipo auxiliar desaparecieron. El gas que fluía nunca se inflamó debido a su alto contenido de nitrógeno que era de aproximadamente 50%.

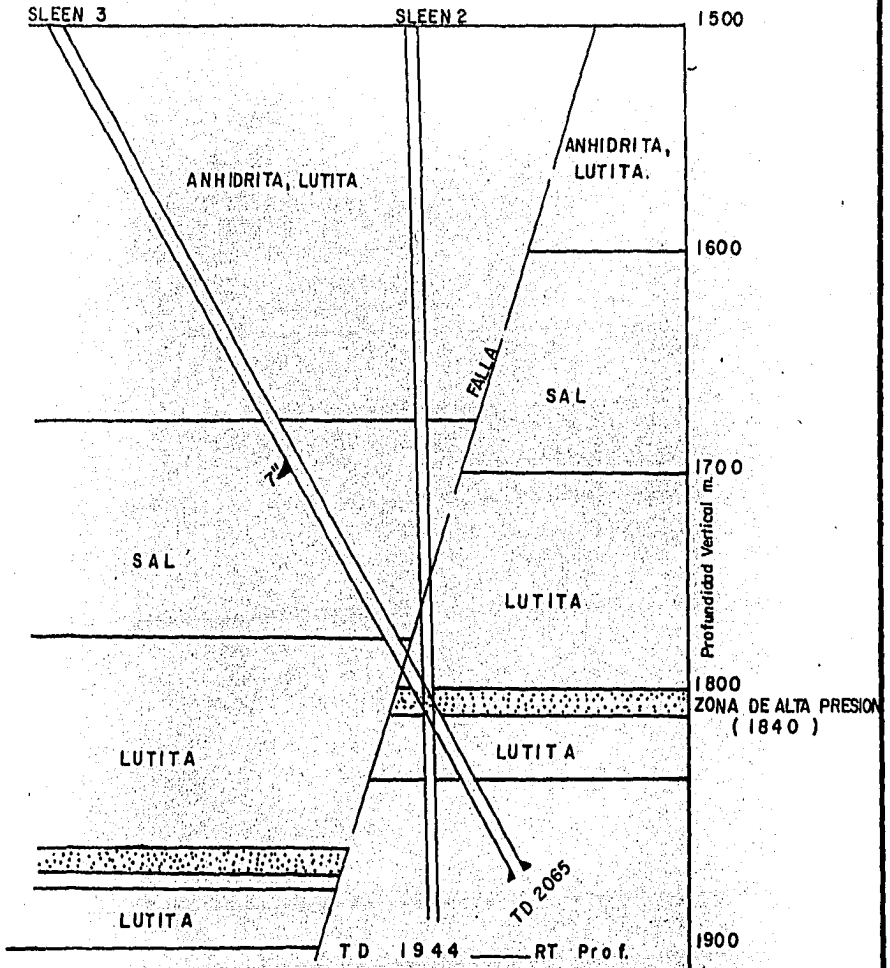
El Pozo de Alivio

El pozo de alivio se perforó a una distancia de 600m.(2000 pies) del cráter formado por el reventón (ver figura 29)).

El programa de T.R. para el pozo de alivio Sleen 3, fué diseñado para proteger no solo la zona conocida de alta presión en el triásico, situada a una profundidad de 1840 m., sino también para

FIG. 29

CASO No. 2 POZO DE ALIVIO SLEEN 3 Y POZO DESCONTROLADO SLEEN 2



protejer las zonas someras represionadas.

Debe mencionarse que nunca pudo determinarse la intersección del pozo Sleen 2 con la capa de gas situada a una profundidad de -1840 m. Los instrumentos de medición indicaban que la intersección podría ser en cualquier lugar dentro de un círculo de 46 m. de radio. Y por otro lado las estructuras no indicaban ninguna dirección preferencial de perforación.

El pozo de alivio fué por lo tanto dirigido hacia el punto de intersección formado por la vertical del pozo Sleen 2 y la cima de la formación saturada con gas a alta presión.

El pozo fué perforado sin mayores problemas hasta una profundidad desarrollada de 2065 m., y luego de hacer algunas pruebas de producción a través de orificios hechos en el liner (tubería corta) de 4 1/2" se pudo establecer que el pozo de alivio estaba cerca -- del pozo descontrolado.

#### Operaciones de Control.

Para el control del reventón fué necesaria una operación de -fracturamiento y la inyección de lodo y cemento. El fractureamiento fué inducido mediante la inyección de 60 m<sup>3</sup> (377 bls.) de agua salada gelatinizada dentro de la formación.

Después del fracturamiento se cambiaron las bombas y se inyectaron un total de 770 m<sup>3</sup> (4843 bls.) de lodo a un ritmo promedio de 4000 lts/min (25 bls/min).

Durante la fase final de bombeo cesaron las erupciones en el -cráter e inmediatamente después fueron bombeados 8000 sacos de cemento.

El cráter estuvo activo intermitentemente durante 15 hrs., y -dos meses después la actividad se redujo a solo unas burbujas de -gas en la superficie, indicación de que se había alcanzado éxito -en el control del reventón mediante al pozo de alivio.

C A S O No. 3

REVENTON OCURRIDO EN UN POZO PUESTO EN PRODUCCION (1969)

Este reventón ocurrió en un pozo productor de gas, que había estado en producción por espacio de casi 6 años.

La erosión de una de las tuberías de producción permitió el - represionamiento del espacio anular de la T.R.. El gas fluo por el cabezal a través de una válvula de aguja que se fugaba, y no fué posible cerrar el pozo. Bombeando por el pozo de alivio se obtuvo el control suficiente para entrar al pozo y taponarlo.

Información del pozo descontrolado.

Desde una plataforma con un tirante de agua de 10 m. 4 pozos-productores fueron perforados. Por medio de un equipo móvil de perforación, un pozo fué perforado adyacente a la plataforma. Un total de 8 terminaciones fueron hechas en los 5 agujeros, de las - - cuales 3 de ellas fueron terminaciones dobles y 2 sencillas.

El pozo descontrolado fué perforado como un pozo direccional - hasta una profundidad medida de 2530 m. en el cual se efectuó una - terminación doble.

El programa de T.R. fué el siguiente:

26" T.R.	a	64 m.
16" "	"	245 m.
10 3/4	"	1611 m.
7"	"	2530 m.

Sartas paralelas de producción fueron instaladas, tal como -- se observa en la figura 30, con niples de asiento a una profundi-- dad de 2107 m. en la sarta corta y 2103 m. en la sarta larga, para producir desde dos yacimientos de arena, la arena superior localiz-- ada en el intervalo 2116-2118 m. y la inferior situada entre 2490-2493 m.

SARTA DE T.R. ROTA Y  
PARCIALMENTE COLAPSADA  
ENTRE 1000-1070 m.

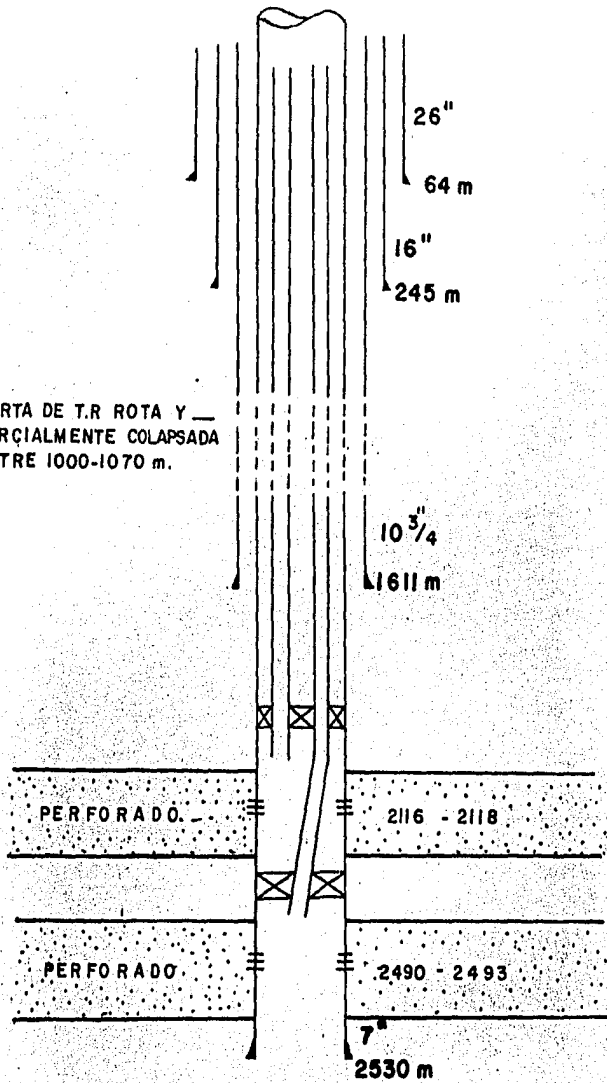


FIG. 30

CASO No. 3 EL POZO DESCONTROLADO

## Historia del Reventón.

Una mañana la fuga de gas fué reportada en la parte inferior de la plataforma.

Por medio de una inspección que reveló que la fuga de gas provenía del espacio anular entre T.R. de 7" y 10 3/4" a través de una toma de 1/2" en un tapón macho del cabezal de la T.R.

La toma de 1/2" en el tapón macho es normalmente usada para instalar una válvula de aguja, ésta falló y el flujo de gas que se tenía causó erosión agrandando el agujero de 1/2". Tiempo después el flujo de gas había erosionado completamente el tapón macho en el cabezal de la T.R., entoncés el gas fluyó a través de ésta por debajo del fondo marino hacia la superficie creando una gran turbulencia alrededor de la plataforma. Después de esto el pozo fluyó incontroladamente durante 2 meses, como el gas no se inflamó la plataforma siempre estuvo accesible, de manera que hicieron varios intentos para llevar a cabo el control del pozo desde la superficie, utilizando equipo de línea se logró sacar la válvula de tormenta de la sarta larga que se encontraba aproximadamente 1000 m., del fondo. Una inspección reveló que el pozo fluía hacia el espacio anular a través de un orificio formado en la sarta corta a la altura del niple de sientto de la válvula de seguridad que había sido sacada del pozo. Los intentos para sacar la válvula de seguridad en la tubería de producción corta no tuvieron éxito debido a restricciones de la misma tubería y arenamientos en dicha tubería. Cuando esta sarta fué abierta para fluir, produjo agua salada, gas y arena similares a la de la tubería de producción larga, lo que demostraba que ambas tuberías estaban intercomunicadas.

Se intentó bombear por la cabeza del pozo a través del espacio anular y la tubería de producción sin embargo, se establecía de inmediato circulación por el árbol de válvulas, lo cual indicaba que existía una comunicación cerca del mismo. Lo anterior fué confirmado por el cable de maniobras, indicando que la tubería corta estaba rota a 44m. y que la sarta larga estaba colapsada a la misma profundidad.

Como todos los intentos de control fallaron, tanto los de inyección como los de producción a través de otros pozos, se suspendieron los trabajos para tratar de controlar desde la superficie -



y se decidió perforar un pozo direccional de alivio, el pozo descontrolado fué abierto a la atmósfera y los pozos productores fueron cerrados, el agua burbujeaba hasta 2 o 3 metros de altura por debajo de la plataforma en un área de 15-20 m. de diámetro.

#### Los Pozos de Alivio.

El pozo de alivio fué planeado para ser perforado direccionalmente hasta penetrar las arenas productoras exactamente en el fondo del pozo descontrolado. El personal encargado de la perforación direccional del pozo reportaron que cuando el pozo de alivio penetrara la formación descontrolada, cerca del pozo problema, el flujo de perforación sería perdido en dicha formación y sería necesario bombear grandes volúmenes de lodo a altos gastos dentro de la formación para vencer el reventón. El plan era perforar hasta la arena superior y en caso de que el lodo no se perdiera se tendría la certeza de que el gas provenía de la zona inferior, en cuyo caso, se colocaría una T.R. y después se profundizaría hasta llegar a dicha arena inferior.

El pozo de alivio fué perforado desde un equipo móvil cuya localización fué establecida hasta después de 9 días de ocurrido el accidente.

Primeramente fué introducida:

30" hasta 80 m.

20" hasta 201 m.

13 3/8 hasta 847 m.

y a partir de allí la trayectoria del pozo fué controlada cuidadosamente hasta 2006 m. A esta profundidad se tomaron registros y se colocó y comentó T.R. de 9 5/8 cuya zapata quedó 7 m. arriba del contacto de la arena superior (ver figura 3).

Con el equipo de bombeo ya preparado se rebajó cemento y zapata continuando el agujero a través de la capa superior. La anticipada pérdida de lodo debida a la proximidad al pozo descontrolado no se hizo presente, fué concluido entonces que la arena inferior

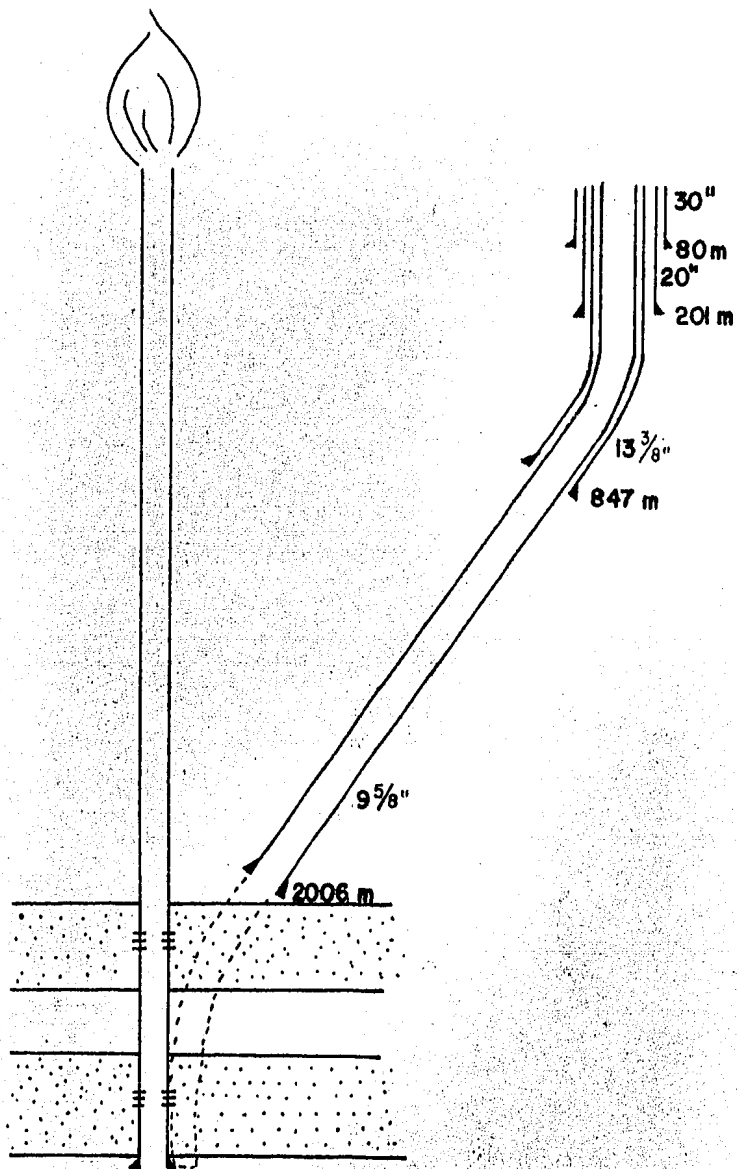


FIG. 31

CASO No.3 EL POZO DE ALIVIO

había provocado el reventón y se tomo la desición de seguir perforando. El control de la trayectoria del pozo fué reanudada y se profundizó el pozo hasta alcanzar el contacto de la arena inferior. Se corrieron registros a esta profundidad y una tubería corta de 7" quedando la zapata a 5 m. del fondo del pozo.

Tres semanas habian pasado desde el inicio de la perforación -- del pozo de alivio.

### Operaciones de Control

Con precauciones debidamente tomadas la arena fué perforada en intervalos cortos anticipando pérdidas de circulación, pero estas no fueron encontradas. Al terminar la perforación se llevó a cabo una acidificación y bombeo de agua salada sin embargo, no se apreció ningún efecto sobre el pozo descontrolado. Después del segundo intento se discutió la posibilidad de que se estuviera inyectando en lentes de arena que no se comunicaban con el pozo descontrolado, y se decidió colocar una tubería corta de .5" y perforar -- hasta la profundidad total del estrato. Sin embargo una vez mas, -- la inyección en la arena inferior no surtió efecto y se decidió no seguir bombeando fluidos dentro de ese estrato.

Con linea se ancló un empacador con tapón dentro del pozo justo entre las dos arenas. Se perforó la tubería al nivel de la arena superior y se inyectó agua salada a un ritmo de 320 l/min con presión de 2500 lb/pulg<sup>2</sup>. El agua fué bombeada con baches de colorantes indicadores a gastos variables entre 10 y 42 bls/min, después de bombear 24 horas el pozo dejó de fluir durante 8-10 minutos. Se continuo bombeando y el flujo en el pozo descontrolado fué disminuyendo paulatinamente. Después de una inyección acumulativa de cerca de 1700 m<sup>3</sup> de agua; 780 m<sup>3</sup> de baches de lodo de 13, 15 y 19 lb/gal fueron bombeados al gasto de inyección de 3340 a 6700 -- l/min con presión de 800 a 0 lb/pg<sup>2</sup>.

A medida que el bombeo de lodo era llevado a cabo el pozo descontrolado era vencido, pero justo antes de que el lodo fuera desplazado completamente, el pozo empezó a cabecear y en cuestión de minutos se descontroló de nuevo. Inmediatamente se procedió a inyectar agua y el flujo se redujo nuevamente, pero sin dejar de cabecear intermitentemente. La inyección de agua continuó por dos --

días, entonces el bombeo del lodo fué reanudado hasta alcanzar un volumen de 1750 M<sup>3</sup> de 15 lb/gal, 160 M<sup>3</sup> de 19.2 lb/gal y 1430 M<sup>3</sup> de 15 lb/gal.

A continuación se bombearon 1237 M<sup>3</sup> de agua salada a la vez -- que se obtenía el control del pozo nuevamente por un lapso de 61 -- horas y después volvió a descontrolarse.

Durante el tiempo, en que el pozo estuvo controlado por segunda vez un equipo de buzos inspeccionaron la plataforma y el lecho -- marino. Se encontró que el lecho marino había sido erosionado y se había formado un cráter en forma cónida de 18 m de profundidad, -- mientras esto se lleva a cabo se instaló un equipo de control superficial (Snubbing) en la cabeza del pozo.

Fueron encontradas restricciones a una profundidad de 44 m.

Cuando el pozo se descontroló de nuevo la inyección de agua -- fué reanudada a 6700 l/min y presión de 1550 lb/pg<sup>2</sup>. Se continuó -- inyectando agua a gastos variables con el pozo fluyendo y ocasiona les cabeceos de 1 m. de altura aproximadamente.

Después de tres días se inicio la inyección de 3340 M<sup>3</sup> de -- lodo de 15 lb/gal por el espacio anular a un gasto de 2860 l/min, al tiempo que por la T.P. se bombeaba agua a 1030 l/min para evi-- tar que el lodo regresara por la T.P.

Después que el lodo se bombeó, se inyectó agua salada por -- espacio de 5 días.

El pozo permaneció controlado dando cabeceos y sin dar --- muestras de que estuviera siendo controlado.

Se decidió que sería necesario entrar al pozo para lograr controlarlo por completo, lo cual era posible pero peligroso. El -- bombeo a través del pozo de alivio se suspendió debido a que no -- contribuía al control del pozo y si aumentaba el flujo del pozo -- descontrolado.

Durante las operaciones de pesca de la T.P. el pozo fué -- finalmente controlado, 64 días habían pasado desde que la fuga -- inicial de gas fué detectada.

### Abandono del Pozo.

Las operaciones de limpieza presentaron dificultades. Las T.R. de 7" y 10 3/4" estaban rotas a una profundidad aproximadamente de 50 m. abajo del cabezal y tuvieron que ser empatadas. Las pescas de las T.Prod., fueron complicadas y se llevó mucho tiempo, cuando fueron recuperadas finalmente se reveló que las sartas estaban rotas a una profundidad de 1018 m. y 991 m., tal como se observa en la figura .

Se decidió entonces que no tenía caso limpiar completamente el pozo ó tratar de llegar hasta el fondo, por lo cual se procedió a taponear y abandonar el pozo.

Un total de 6900 sacos de cemento fueron bombeados a través del retenedor y después de que el cemento fraguó se probó con 1500 lb/pg<sup>2</sup> de presión sin tener fugas.

Fué colocado un tapón de 60 m. encima del retenedor y encima de este tapón la T.R. de 7" fué perforada y por medio de un retenedor de cemento colocado a 773 m. fueron bombeados 1200 sacos de cemento Trinity-Lite-Weight llegando hasta la superficie por el espacio anular entre 7" y 10 3/4". Luego fué colocado un tapón de 60 m., sobre el retenedor. Después se bombearon 500 sacos de cemento por el espacio anular de 10 3/4" y 13 3/8" desde la superficie.

Se metió una T.R. de 13 3/8" a una profundidad de 94 m. para servir de guía durante las operaciones de limpieza. Para completar el taponamiento un tapón fué colocado en la cima de la T.R. de 7". El total de cemento utilizado fué de 8665 sacos, 113 días habían pasado desde que el escape de gas fué detectado y taponeado finalmente.

C A S O No. 4

REVENTON DE GAS EN UN POZO TERRESTRE CONTROLADO POR MEDIO DE LA ---  
TECNICA DE INTERSECCION A LA PROFUNDIDAD MEDIA DEL POZO DESCONTRO-  
LADO ( 1970 )

Este caso será tratado brevemente, mas detalles pueden verse en el articulo de E.H. Bruist" A New Approach in Relief Well Dri--  
lling, JPT, Jun/72.

Historia del Reventón.

El pozo Cox No. 1 había sido perforado a 6438 m. (21122 pies), profundidad a la cual se cortaron núcleos. La T.R. de 9 5/8 fué --  
cementada a 4819 m. (15811 pies), y una tubería corta (liner) de --  
7" fué cementada de 4707 m. a 6308 m., al estar llegando a la su-  
perficie con el núcleo cortado se inició la generación de un brote  
y el preventor anular fué cerrado. La circulación fué establecida--  
con 210 Kg/Cm<sup>2</sup> (3000 lb/pg<sup>2</sup>) de contrapresión, sin embargo, el es-  
trangulador falló provocando que el pozo empezará a cabecear. Las-  
máquinas y bombas fueron paradas y el preventor de arietes para --  
tubería fué cerrado; el pozo hizo otro cabeceo y fué derrado regis-  
trando una presión de 420 Kg/Cm<sup>2</sup> (6000 lb/pg<sup>2</sup>). Poco después el --  
conjunto de preventores falló liberando lodo y gas sin control se-  
guido de una explosión que incendió el pozo y derribó la torre de-  
perforación.

Posteriormente el pozo dejó de fluir a la superficie y los po-  
zos de monitoreo o registro indicaron que existía una especie de --  
taponeamiento entre los 152 y 305 m.

Los Pozos de Alivio.

Después de ocurrido el reventón se planeó perforar dos pozos-  
de alivio, el primero de los cuales, el Cox No. 2, fué diseñado pa-  
ra hacer contacto en el fondo del agujero descontrolado a la pro-  
fundidad total.

Previendo la posibilidad de no lograr el objetivo con un solo pozo de alivio se acordó perforar el segundo pozo, el Cox No. 4, cuyo objetivo sería intersectar el pozo descontrolado a una profundidad intermedia entre 2743 m. a 3962 m.

De tal manera que si el objetivo era alcanzado por el pozo -- Cox No. 4 y se lograba controlar el pozo el Cox No. 2 sería aprovechado como pozo productor, (ver figura 32).

La perforación del pozo Cox No. 4 se llevó a cabo y fué terminado 8 meses después a una profundidad de 3230 m.

En el último intervalo fueron corridos los registros magnético y UISEL para determinar tanto la distancia como la dirección entre el pozo de alivio y el descontrolado. Uno de los registros mostró que la T.R. del pozo descontrolado se hallaba expuesto en un intervalo de 3200-3230 m., así mismo los otros registros indicaron que el pozo Cox No. 4 no era paralelo al pozo descontrolado pero se ubicaba alrededor de la T.R. del Cox. No. 1.

Para lograr comunicación directa entre ambos pozos fueron perforadas las dos tuberías de revestimiento mediante cargas explosivas colocadas a lo largo de un intervalo de 28 m. capaces de producir perforaciones de 1 pulgada de diámetro en ambas tuberías.

El primer intento para perforar las T. R.s falló debido a que se rompió el cable eléctrico de las pistolas y las cargas no pudieron ser detonadas.

Después de realizar una operación de pesca fué llevado a cabo un segundo intento y, fueron perforadas las dos T.R. a una profundidad medida de 3213.5 a 3216.5 m. en el Cox No. 4.

La caída se presentó inicial indicó que una excelente comunicación había sido establecida entre los pozos.

La presión de fondo fluyendo en el Cox No. 1 a una profundidad de 3216 m. fué desde luego baja y fué estimada entre 70 y 175 Kg/Cm<sup>2</sup> (1000 y 2500 lb/pg<sup>2</sup>) respectivamente.

#### Operaciones de Control

Para asegurar que la comunicación establecida entre ambos pozos permaneciera estable, la operación de control se inició con la

Cox No. 2

Cox No. 1

Cox No. 4

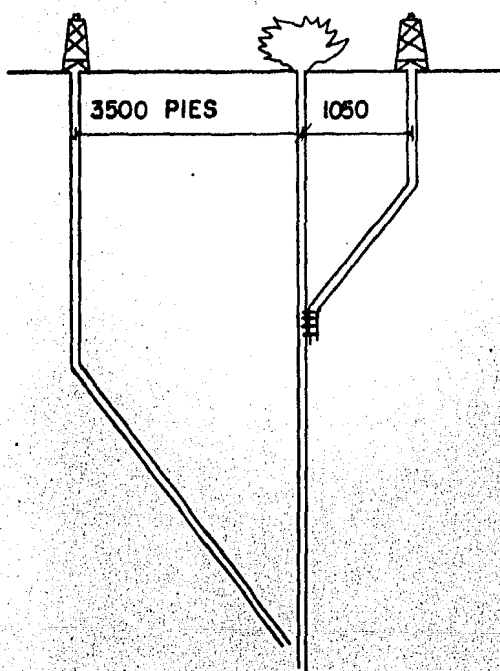


FIG. 32

CASO No. 4 POZO DE ALIVIO Y POZO DESCONTROLADO



inyección de 28.6 M<sup>3</sup> de agua, y se continuó con cemento por espacio de 91 minutos. Se bombearon 600 M<sup>3</sup> de cemento con densidad de 2.2 gr/cc a un gasto promedio de 6678 l/min; el cemento fué desplazado con agua hasta 2289 m.

En base al bombeo observado y a las presiones de cierre pudo ser concluido que una columna de lechada de cemento con una presión hidrostática de mas o menos 1260 Kg/Cm<sup>2</sup> habia sido introducida en el Cox. No. 1, y de acuerdo a los cálculos de presión de yacimiento, la columna tendría suficiente tiempo de fraguar.

Tiempo después el control total del pozo Cox. No. 1 fué confirmado mediante el uso de registros de temperatura y sonido.

## C A S O No. 5

## REVENTON EN UN POZO EXPLORATORIO EN LA SONDA DE CAMPECHE (1978)

## Historia del Reventón.

El Pozo Ixtoc No. 1, está localizado a 94 km. al N.W de la -- Ciudad del Carmen, Camp., en la plataforma continental del Golfo -- de México (Fig.33). El objetivo de su perforación fue la de deter-- minar la existencia de hidrocarburos en rocas carbonatadas del Pa-- leoceno, Cretácico y Jurásico. Fue perforado por la plataforma se-- misumergible Sedco 135, contratada por Petroleos Mexicanos a la -- Compañía Permargo. El tirante de agua es de 50.5 m. y el espacio -- entre la mesa rotaria y el fondo marino era de 83.7 m. sobre el -- fondo marino (SEM).

Se inició la perforación el primero de diciembre de 1978, con barrena de 36" llegando hasta la profundidad de 188 m. y se cemen-- tó tubo conductos de 30" a 183.2 m. con 60 toneladas de cemento -- Cruz Azul, tipo II (100% de exceso de la cantidad calculada) cir-- culando la lechada el lecho marino para mayor seguridad en su an-- claje. El 100% de exceso de cemento es con el objeto de tener un -- margen suficiente en el caso de pérdida de circulación. El cabezal de 30" quedó a 81.14 m. bajo mesa (B.M.R.) (fig. 34).

Se reanudó la perforación con barrenas de 17 1/2" hasta 500 m ampliándose el agujero a 26" y se cementó tubería de ademe o reveg-- timiento (T.R.) de 20" con especificaciones K-55.94 lb/pie a 486.5 m. con 95 toneladas de cemento Cruz Azul, tipo II. La lechada tuvo -- una densidad de 1.86 gr/c.c. y llevaba 10 kilogramos por metro cúbico (kg/m<sup>3</sup>) de obturante granular fino y se circuló hasta el le-- cho marino para una adecuada cementación.

Continuó perforándose con barrenas de 17 1/2" hasta 1.485 m. -- habiéndose tenido gasificaciones a las profundidades de 1,062, 1. -- 242 y 1,485 m. por lo que se aumentó gradualmente la densidad origi-- nal del lodo de perforación de 1.15 a 1.29 gr/c.c. A esta última -- profundidad se perdió circulación del lodo, por lo que se le añadió -- obturante sello automático y granular medio en dosificación de 10- -- kg/m<sup>3</sup>, restableciéndose la circulación y se introdujo T.R. de 13 -- 3/8", K-55, 68 lb/pie, rosca Buttress, cople normal a la profundi--

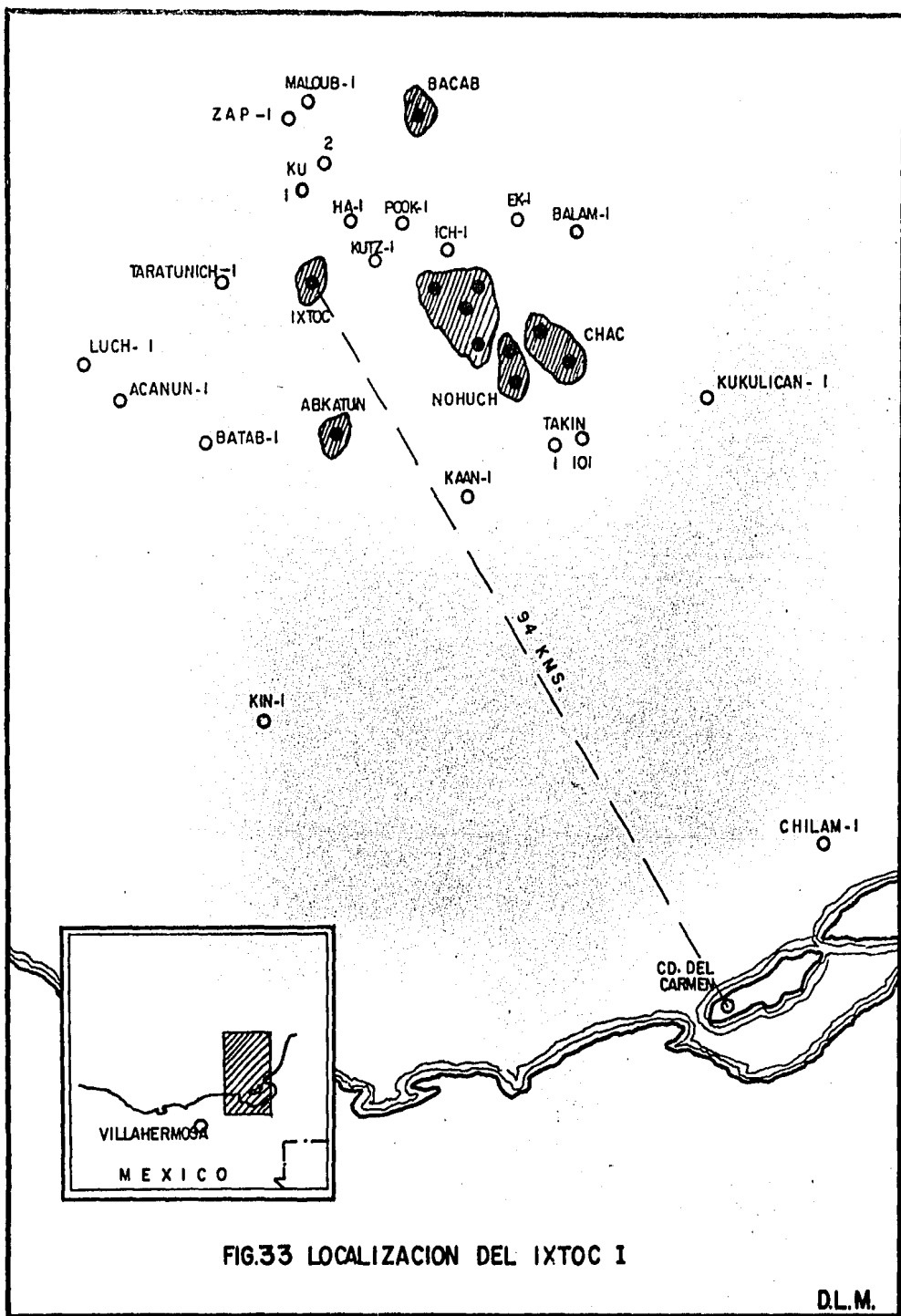
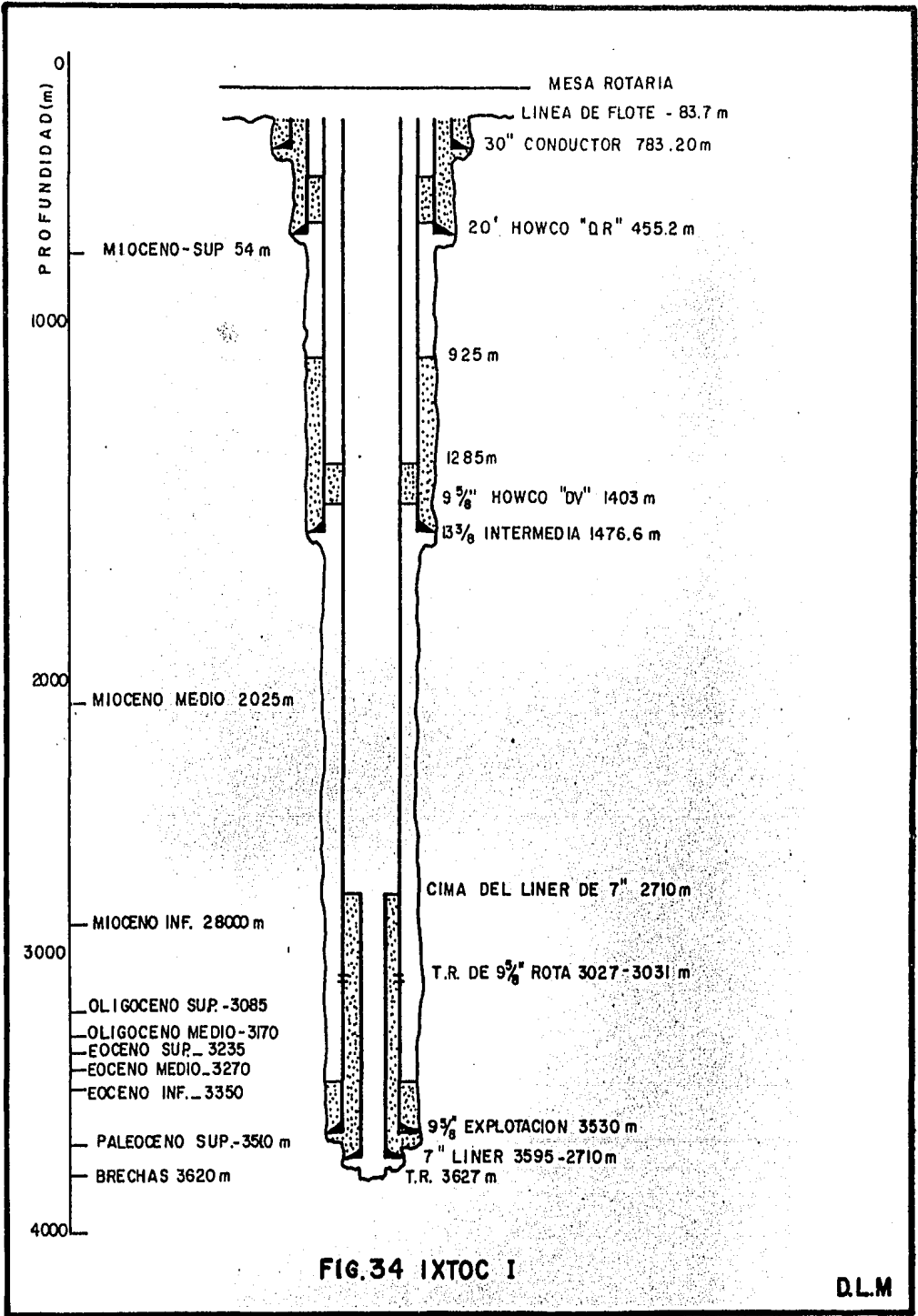


FIG.33 LOCALIZACION DEL IXTOC I



dad de 1474.0 m. La T.R. se equipo con un cople Howco D.V. a 455.2 m. para cementarla en dos etapas a fin de tener una cementación -- más efectiva.

La primera etapa de cementación se llevó a cabo con 36 toneladas (100% de exceso en la cantidad calculada) de cemento Cruz Azul tipo II con 6% de bentonita y 0.5% de R5D (aditivos para reducir densidad y retardar el tiempo de espesamiento) y 8 toneladas del mismo tipo de cemento sin aditivos, casi al terminar de desplazarla lechada de densidad de 1.72 gr/c.c. se observó pérdida parcial de circulación, de aproximadamente 15 m<sup>3</sup> (35% del volumen de lechada) alcanzándose una presión final de 128 kg/cm<sup>2</sup>.

Antes de efectuar la segunda etapa, se circuló lodo de perforación de densidad 1.16 gr/c.c. a través del cople D.V. perdiéndose aproximadamente 90 m<sup>3</sup> de éste. Se realizó la cementación con 30 toneladas (100% de exceso en la cantidad calculada) de cemento Cruz Azul, tipo II sin aditivos con una lechada de densidad de 1.80 gr/c.c. teniéndose pérdida de aproximadamente 40% del volumen circulado. Se estimó la cima del cemento en el espacio anular entre la T.R. 13 3/8" y el agujero de 17 1/2" a 925 m. y entre las T.R. de 13 3/8" y 20" a 300 m. (BMR). Se probó interiormente la T.R. 13 3/8" con 70 kg/cm<sup>2</sup> satisfactoriamente, quedando el cabezal de 13 3/8" a 79.7 m. (B.M.R.)

Con barrenas de 12 1/4" se perforó hasta 3,535 m. registrándose abundantes derrumbes, empacamientos y gasificaciones, por lo -- se tuvo necesidad de aumentar la densidad del lodo hasta 1.70 gr/c.c. Se metió T.R. de 9 5/8" combinada V-150, N-80 y P-110; 47 lb/pie, rosca Buttress, cople normal a 3530.5 m. equipada con cople -- Howco D.V. a 1403.2 m. para efectuar la cementación en dos etapas. -- El colgador de la T.R. tenía rosca Hydrill por lo que fue necesario instalar una combinación con ambos tipos de rosca.

La primera etapa se efectuó con 55.5 toneladas de cemento -- (100% de exceso en la cantidad calculada) Cruz Azul, tipo II con -- 1% de bentonita, 0.25% de CFR-2 y 0.2% de HR-12 (aditivos para reducir densidad de la lechada, reducir la fricción y retardar el tiempo de fraguado) siendo la densidad de la lechada de 1.72 gr/cc más 5 toneladas del mismo tipo de cemento sin aditivos y con una densidad de lechada de 1.80 gr/c.c. el desplazamiento se realizó -- sin pérdida de circulación y se alcanzó una presión final de 106--

kg/cm<sup>2</sup>. La cima del cemento en el espacio anular entre la T.R. de 9 5/8" y el agujero de 12 1/4" se localizó a 3.360m. detectado con registro sónico de cementación.

La segunda etapa se llevó a cabo a través del cople D.V. con 20 toneladas (100% de exceso en la cantidad calculada) de cemento-Cruz Azul, tipo II sin aditivos y con una lechada de densidad de 1.85 gr/c.c.; cuando faltaban 4.5 m<sup>3</sup> por desplazar, se alcanzó una presión de 140 kg/cm<sup>2</sup>, suspendiéndose el bombeo y quedando el cople D.V. abierto. se rebajó el cemento hasta 1.398 m., cinco metros arriba del mencionado cople y se probó la T.R. de 9 5/8" con presión de 140 kg/cm<sup>2</sup> comprobándose no haber fuga en la T.R. hasta esa profundidad. Se rebajó cemento hasta abajo del referido cople y al probar con la misma presión se abatió ésta a 105 kg/cm<sup>2</sup> por lo que contubería de perforación franca (sin barrena) a 1,393 m. se colocó tapón de cemento por circulación con 10 toneladas de cemento Cruz Azul, tipo II con 0.2% de HR-12 (retardador de tiempo de fraguado) y con lechada de 1.85 gr/c.c. se levantó la tubería a 1,093 m. se cerró preventor y se inyectaron a presión 10 m<sup>3</sup> de lechada de las mismas características con presiones inicial y final de 60 y 140 kg/cm<sup>2</sup>.

Para probar la efectividad de la cementación a presión, se limpió el cemento hasta 1.476 m. con barrena de 8 1/2" (73 m. abajo del cople) y se probó con presión de 140 kg/cm<sup>2</sup> satisfactoriamente. Se rebajó el cemento de 1,476 a 1,575 m. y se bajó la barrena sin resistencia hasta 3.510 m. tratándose de probar la T.R. en toda su longitud, abatiéndose la presión de prueba de 119 a 96 kg/cm<sup>2</sup>. Se rebajó el cemento hasta 3.534 m. (3.5 m. abajo de la zapa, para evitar fuga a través de ella, en caso de xistir) y se colocó tapón por circulación con 5 toneladas de cemento Cruz Azul tipo II y 0.4% de H.R.-12 (retardador de tiempo de fraguado del cemento) con una densidad de lechada de 1.85 gr/cc. Con tubería de perforación franca a 3,210 m. y con preventor cerrado se inyectaron 2.8 m<sup>3</sup> de lechada de cemento de las mismas características con una presión inicial de 60 kg/cm<sup>2</sup> y final de 105 kg/cm<sup>2</sup>.

Se rebajó el cemento de 3.232 a 3,514 m. y al probar la T.R. con presión de 140 kg/cm<sup>2</sup>, por lo que se metió empaque Howco RTTS a 2,964 m. y con preventor cerrado se probó la T.R. desde esta profundidad hasta la superficie con 140 kg/cm<sup>2</sup> satisfactoriamente, decidiendo continuar perforando.

Con barrena de 8 1/2" se perforó hasta 3,595 m. suspendiendo se la perforación por no tener avance y excesiva torsión, se cambió la barrena y al introducirla se tuvo resistencia a 3,026 m. no logrando vencerla; con registro de coples se detectó anomalía de 3,026 a 3,029m y con registro sónico de cementación se encontró cama del cemento en el espacio anular entre las T.R. de 9 5/8" y 13 3/8" correspondiente a la segunda etapa de cementación a 1,285m

Para fijar los extremos de la T.R. desprendida se colocó un tapón por circulación con 3 toneladas de cemento Cruz Azul, tipo II y 0.2% de retardador de tiempo de fraguado. Con barrena de 8 1/2" se volvió a encontrar resistencia a 3,026 m. sin lograr eliminarla y con molinos de 6 1/2", 8 1/4" y 8 1/2" tampoco se tuvo éxito; la T.R. se encontró desprendida en el tramo 3,027 a 3,031 m. con un registro de anomalías, decidiéndose introducir otra tubería de revestimiento de menor diámetro con objeto de aislar el intervalo problema con la T.R. de 9 5/8" detectado entre las profundidades ya citadas.

Se metió T.R. corta (884.6 m.) de 7", P-110, 29 lb/pie rosca Hydrill "TS" a 3,595 m. con colgador Brown a 2,710 m. cementándola con 23 toneladas de cemento Cruz Azul, tipo II con 2.7% de HR-12 con una lechada de densidad de 1.88 gr/c.c. la circulación fue normal y se terminó la operación con 175 kg/cm<sup>2</sup>. Se probó la boca de la T.R. de 7" satisfactoriamente quedando solucionado el problema causado por el desprendimiento de la T.R. de 9 5/8".

Se continuó la perforación con barrena de 6", 192 m. de las trabarrenas de 4 3/4". Diámetro Exterior y 2" Diámetro Interior y tubería de perforación de 3 1/2" Internal Flush hasta 3,616 m. en donde se tuvo pérdida de lodo (10 m<sup>3</sup>) con densidad de 1.20 gr/cc. Se disminuyó la densidad a 1.15 gr/cc, y se adicionó obturante sello automático en proporción de 8 kg/m<sup>3</sup> controlando la pérdida de lodo. Al estar perforando a 3,624 m. se volvió a tener pérdida de circulación parcial, se redujo la densidad del lodo a 1.14 gr/cc. y se aumentó el volumen de obturante sello automático hasta 15 kg/m<sup>3</sup> circulando sin observarse pérdida por lo que se reanudó la perforación. Cuando se perforaba a 3,627 m. se comenzó a perder el peso sobre la barrena, signo de haber entrado a una zona muy porosa o cavernosa de la formación productora, perdiéndose totalmente la circulación. Se intentó restablecer la circulación con lodo de den

sidad 1.12 gr/c.c. sin éxito.

Se preparó lodo de densidad 1.08 gr/c.c. con 15 kg/m<sup>3</sup> de material obturante y se observó el pozo durante 6 horas con el preventor cerrado sin manifestarse presión, por lo que a las 22 hrs. del día 2 de Junio, se comenzó a sacar la tubería de perforación, al detectarse el flujo, la parte superior de los lastrebarrenas de 4 3/4" estaba sentada en las cuñas, con el collarín de seguridad instalado en los lastrebarrenas y la última parada (tres tubos unidos) de tubería de perforación que se acababa de desenroscar, suspendida del elevador.

Comenzó a salir aceite y gas a presión, dándose la orden de abandonar la plataforma ante la posible explosión. El jefe de pozo accionó la válvula de cierre de los arietes de corte. Al estar bajando el bote de salvavidas No. 1 se inició el incendio en la torre de perforación a la altura del changuero. Se estima que el tiempo transcurrido desde que se detectó el flujo al momento que se inició el incendio fue de 10 a 15 minutos.

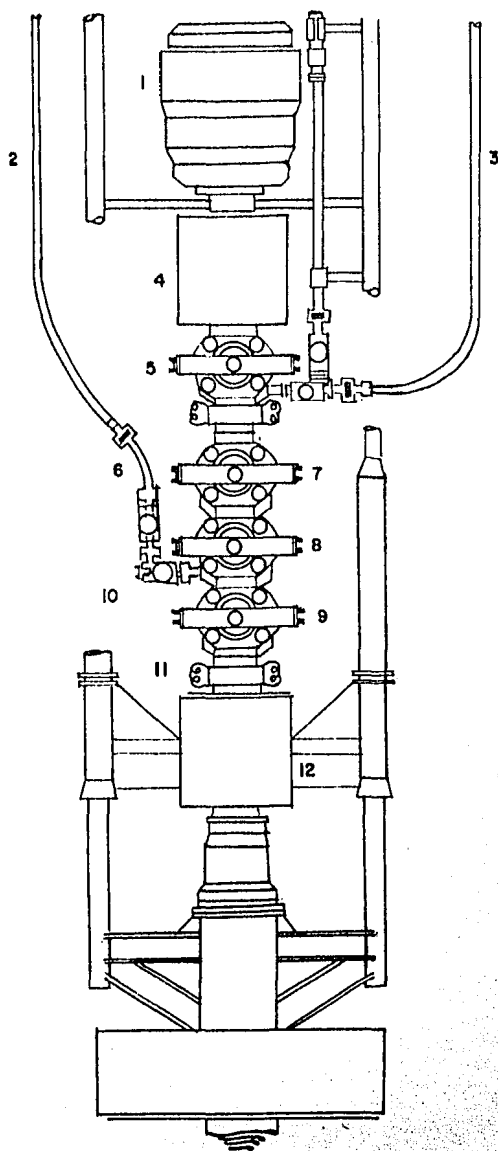
La torre, parte del equipo de perforación y tuberías se derrumbaron dañando el conjunto de preventores en su caída.

#### Primer Intento para Establecer el Control del Pozo.

Mediante la inspección con cámaras submarinas, se pudo establecer que el juego de preventores podría ser utilizado para el control del pozo aunque estuviera dañado y ladeado. Fueron instaladas las líneas hidráulicas para operar los preventores y conectadas a una válvula de seguridad por una manguera de 3 1/8" (ver figura 35).

El 24 de junio fueron operados los preventores y el pozo fué cerrado. Durante tres horas y a través de la manguera de 3 1/8" fué bombeada agua salada y fluido de perforación, mas sin embargo al cabo de este tiempo, ocurrió repentinamente flujo de aceite y gas a causa de una rotura en la tubería de revestimiento localizada abajo del conjunto de preventores, entonces se tomó la decisión de perforar pozos direccionales de alivio.





- 1.- Preventor Hydril
- 2.- Manguera 3-1/8" - 10,000 lb/Pg<sup>2</sup>
- 3.- Manguera 3-1/8" - 10,000 lb/Pg<sup>2</sup>
- 4.- Conector Hidráulico Regan
- 5.- Rams ciegos
- 6.- Codo de 45°
- 7.- Rams anular 3-1/2"
- 8.- Rams anular 5"
- 9.- Rams anular 5"
- 10.- Válvulas Cámeron 3-1/8" - 10,000 lb/Pg<sup>2</sup>
- 11.- Flange 2-7/8" O.D. x 2-1/2"
- 12.- Conector Hidráulico Regan

**FIG-35 CONJUNTO DE PREVENTORES EN EL IXTOC 1**

## Operaciones Efectuadas para Reducir el Flujo de Fluidos.

Al mismo tiempo que los pozos de alivio eran perforados, se optó por hacer un intento para reducir el flujo de fluidos del pozo usando el cabezal del agujero descontrolado utilizando con anterioridad.

El equipo de bombeo fué instalado en un barco y por medio de la manguera de 3 1/8" instalada previamente fué bombeado fluido de perforación de 1.92 gr/cc y esferas de neopreno, material fibroso y granular sin obtener resultados satisfactorios.

En base a datos de presión de fondo en el pozo Abkatún 1-A, estructura cercana a la del Ixtoc 1, y al comportamiento de presión de campos, el Akal y Abkatún, fués estimado el flujo de fluidos en 26000 bls. de aceite y 18.7 millones de pies cúbicos/día. (ver figura 36).

Un esfuerzo mas fué llevado a cabo mediante la inyección de esferas de diámetro y material apropiado. Se pensaba que las esferas que cayeran al fondo del agujero descontrolado formarían un estrato comprimido ó empaçado que reduciría el flujo por medio de la fricción. Lo anterior se conseguiría reduciendo el diámetro de las esferas, provocando con esto reducción de la porosidad del empaçamento e incrementando las pérdidas de presión por fricción y consecuentemente reduciendo el gasto del flujo. El procedimiento fué expresado matemáticamente y probado experimentalmente por el I.M.P.

Gráficamente es posible observar como la presión del flujo en una tubería vertical va decreciendo cuando dicho flujo pasa a través de estratos de esferas de diámetro pequeño, también gráficamente se observa el comportamiento de la presión cuando el flujo es sin obstrucción, según la figura 37.

Se pretendía continuar con la presión hasta que la reducción del gasto fuera tal que permitiera el empleo de fluidos convencionales de alta densidad o bien hasta que la presión en la boca del pozo fuera menor que la columna hidrostática ejercida por el agua de mar.

Para estimar la reducción en el gasto de flujo ocasionado por el empaçamento de esferas, fué utilizado un método indirecto que-

PRESION DE FONDO FLUYENDO ( BHFP, /Kg /Cm )

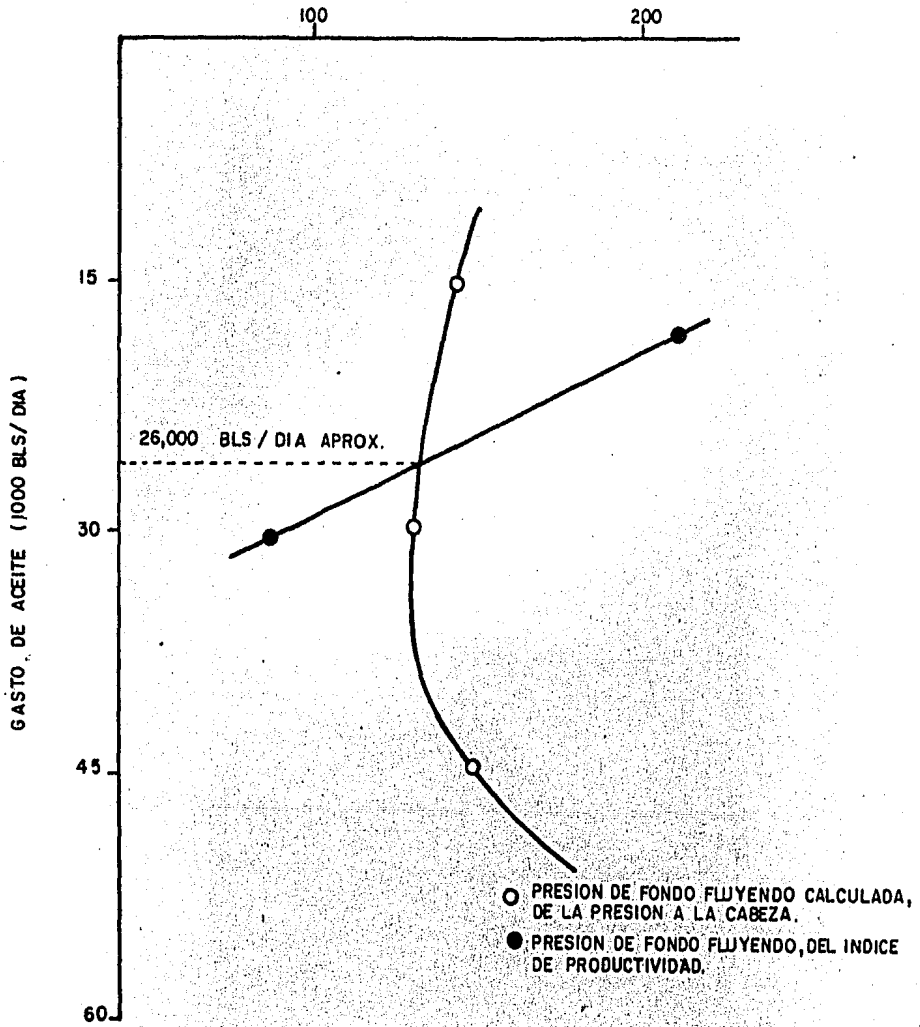


FIG.36 DETERMINACION DEL GASTO DEL POZO IXTOC I

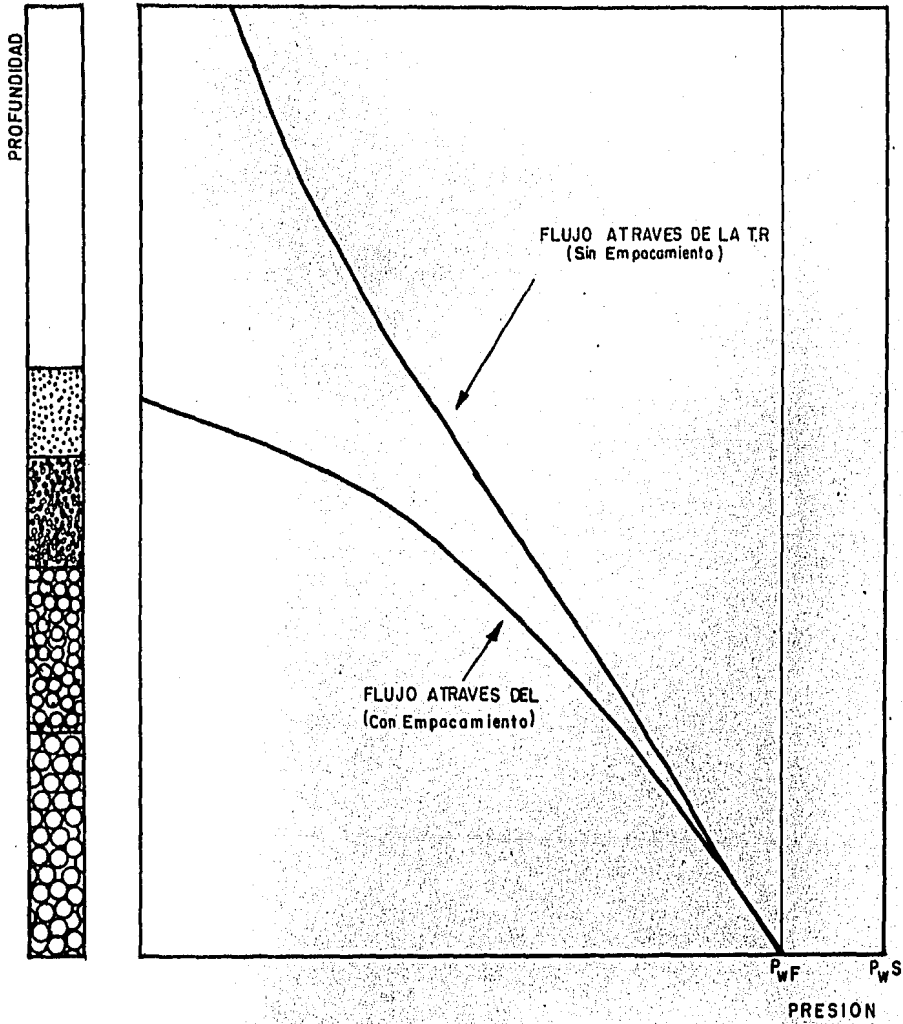


FIG. 37 DISTRIBUCION DE PRESION DENTRO DEL POZO

consistía en medir la altura del borbotón (chorro) por encima del nivel del mar normal y la altura y ancho de la flama. Se asumía que la reducción en el tamaño del borbotón y de la flama sería -- correlacionado directamente con la reducción en el gasto del flujo, y por tal motivo fueron tomadas las lecturas cada hora con la ayuda de instrumentos topográficos ópticos.

Sin embargo dichas operaciones no tuvieron ningún éxito debido a que el gasto que aportaba el pozo era mucho mayor al que se había estimado por medios indirectos, ya que las esferas de hierro y plomo que se bombearon nunca cayeron al fondo.

#### Los Pozos de Alivio.

Como último recurso para lograr el control del pozo se decidió perforar pozos direccionales de alivio.

Se planearon dos pozos direccionales de alivio, el primero de ellos, llamado Ixtoc 1-A fué localizado a 736 m. al norte del pozo accidentado y perforado por el equipo autoelevable "Azteca" comenzando las operaciones en Junio de 1979, alcanzando la profundidad total en Febrero 5 del siguiente año, el segundo pozo de alivio el Ixtoc 1-B localizado a una distancia de 847 m. con dirección Este del pozo original, comenzando a perforar el 2 de Julio del 79 alcanzando la profundidad total el 20 de Noviembre del mismo año, y ese mismo día se inició el bombeo de agua al yacimiento; las localizaciones de los pozos de alivio con respecto al pozo descontrolado pueden verse gráficamente en la figura 38.

Fuó planeado desde el inicio de la perforación de los pozos de alivio, que el Ixtoc 1-A se dedicara a localizar con precisión la tubería de revestimiento del Ixtoc 1 y que la información obtenida sirviera para dirigir la perforación del segundo pozo de alivio 1-B.

Para localizar o para detectar la tubería fué utilizado periódicamente en el pozo 1-A el sistema de registro magnético Magrange II que mide las alteraciones en el flujo magnético debidas a la presencia de tubería, y así se lograba evaluar la distancia que se paraba ambos pozos.

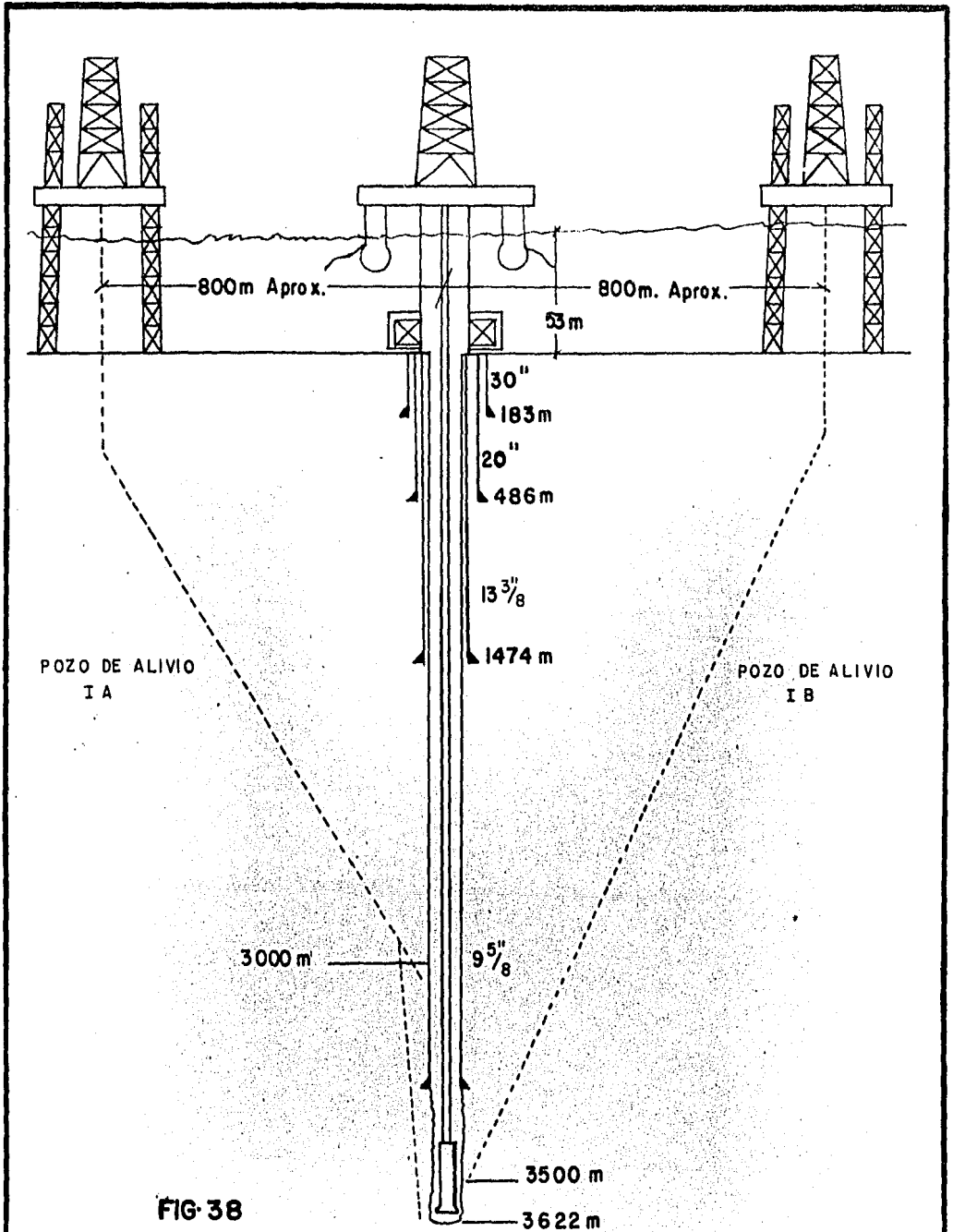


FIG-38

CASO No.5 POZO DESCONTROLADO Y POZO DE ALIVIO.

D.L.M.

Las constantes interrupciones en el Ixtoc 1-A para insertar -- el equipo detector Magrange II, hizo que el pozo 1-B avanzara más -- rápido alcanzando una profundidad total de 3809 m., profundidad a -- la cual sufrió una pérdida total de fluido. Las figuras 39 y 40 -- muestran respectivamente los programas de T.R., profundidades de -- cementaciones así como las desviaciones de los pozos de alivio.

El almacenamiento para los fluidos requeridos en las operacio -- nes para el control así como el equipo de bombeo fueron instalados -- en las cercanías de los pozos de alivio, fué anclada una boya jun -- to a cada pozo y conectada al múltiple de control, el cual es mos -- trado en la figura 41. La capacidad de bombeo era de 100 bls/min -- para cada pozo, el cual se efectuaría desde los buques como una me -- dida de seguridad.

El bombeo fué iniciado cuando el pozo 1-B llegó a la profundi -- dad total inyectándose agua de mar a razón de 58 bls /min. Una se -- mana antes, al ir avanzando la perforación, el pozo 1-B había pasa -- do 2 m. aproximadamente del pozo accidentado pero no se había lle -- gado aún a la roca impregnada de aceite. Se corrigió el rumbo y en -- esta ocasión se intersectó la formación productora a unos 14 m. -- del Ixtoc 1 pero el pozo había presentado otra pérdida. Los flui -- dos inyectados solo fluían parcialmente hacia el pozo descontrola -- do, mas sin embargo el efecto se advirtió rápidamente al analizar -- una muestra proveniente de pozo descontrolado el día 23 de Noviem -- bre, la cual indicaba que tenía un 33% de aceite y el 67% de agua.

Con el pozo Ixtoc 1-A se procedió con mayor precaución, avan -- zando lentamente y evaluando la distancia a intervalos cortos por -- medio del equipo detector de tuberías, pués se debía evitar caer en -- la zona de pérdida. A principios del mes de Enero se recuperaron -- rebabas metálicas provenientes del pozo, y finalmente el 5 de Fe -- brero se intersectó la formación productora a 3800 m. de profundi -- dad. Para entonces se habían inyectado por el pozo 1-B alrededor -- de 4.5 millones de barriles de agua de mar.

La figura 42 muestra las localizaciones superficiales y subsu -- perfciales de los pozos de alivio con respecto al pozo original, -- Ixtoc 1. Utilizando anilinas se pudo comprobar la comunicación en -- tre los dos pozos de alivio y el descontrolado; se comprobó que era -- mejor la comunicación entre el Ixtoc 1-A y el pozo 1-A, pués los -- fluidos inyectados en éste tardaban 7 minutos en atravesar la for --

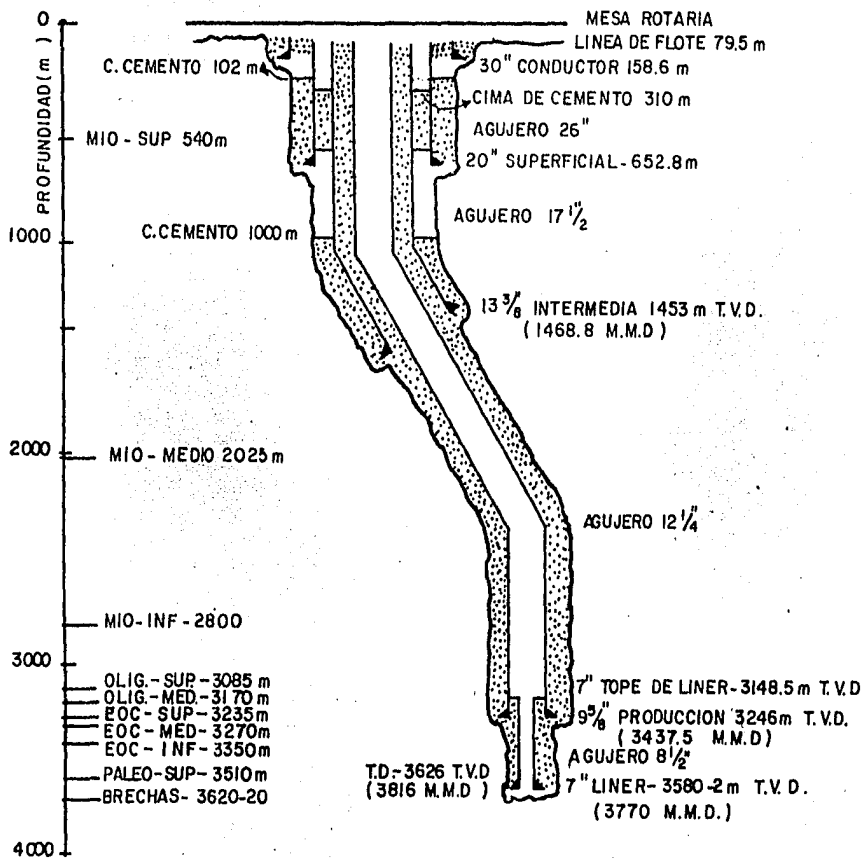


FIG. 39 IXTOC 1-A



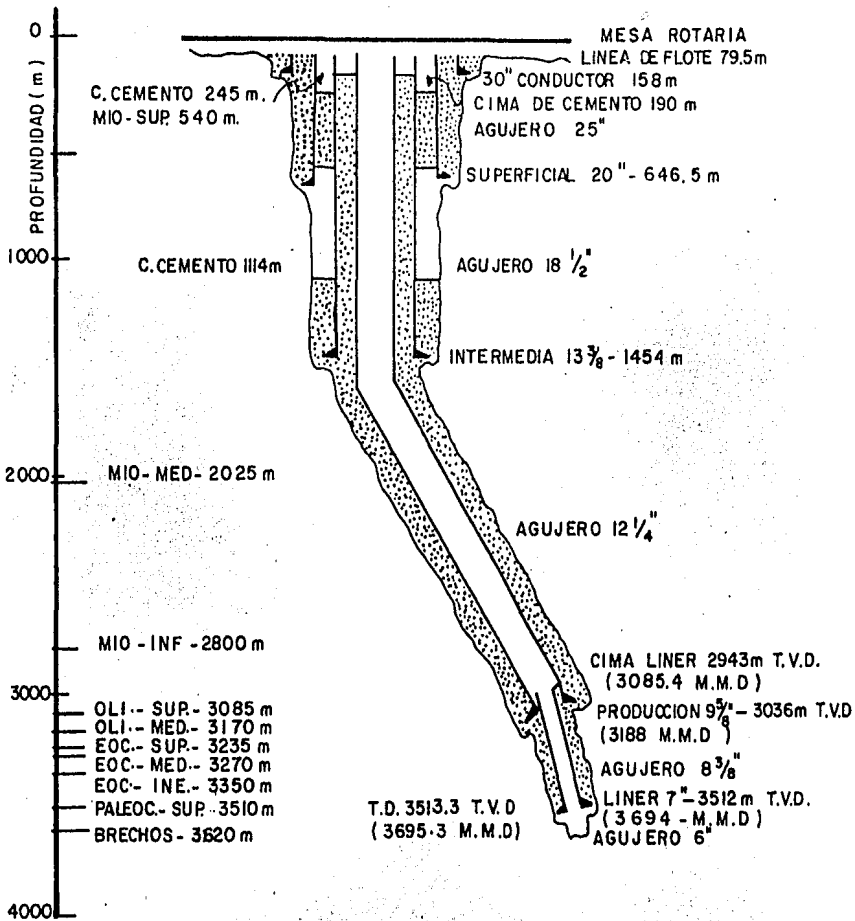


FIG. 40 IXTOC 1-B

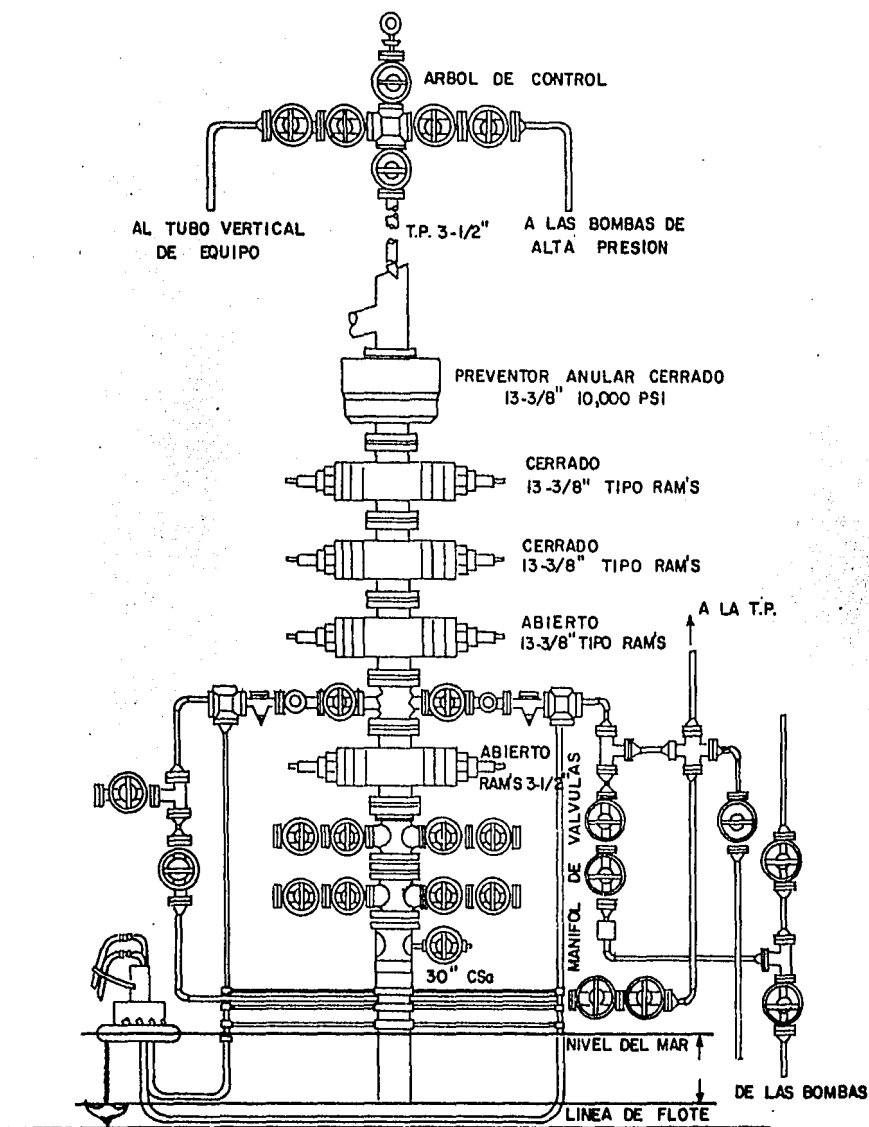


FIG. 4) EQUIPO DE CONTROL SUPERFICIAL PARA EL BOMBEO DE FLUIDOS EN LOS POZOS IXTOC 1-A Y 1-B

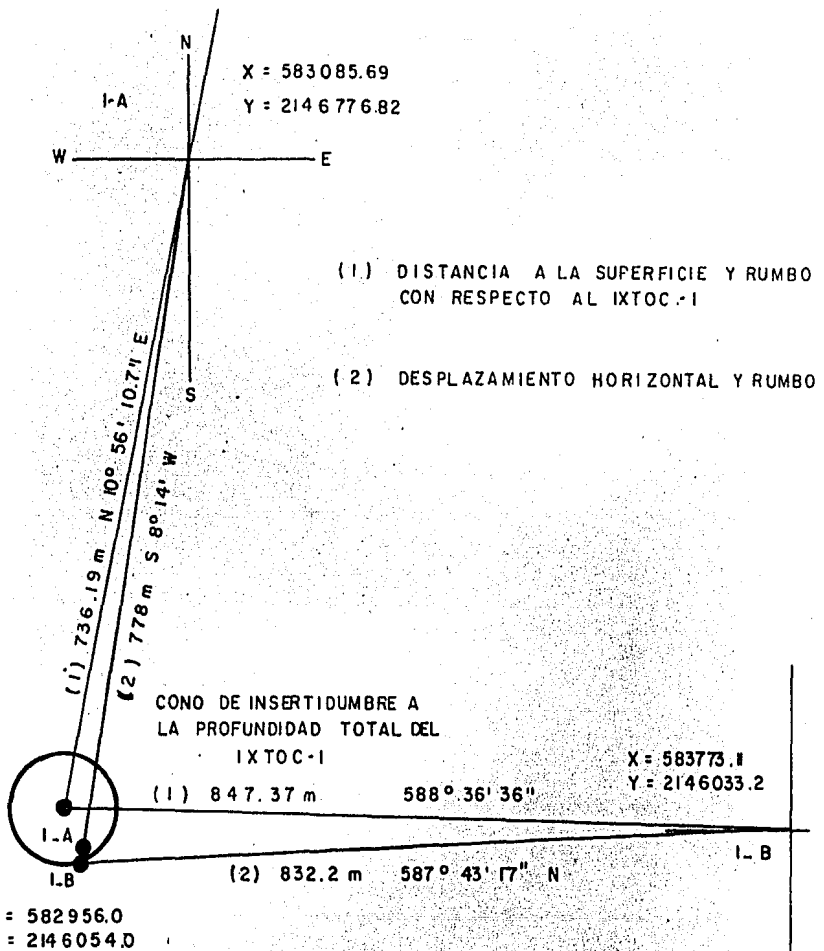


FIG. 42 LOCALIZACIONES DEL ITOC I-A E ITOC I-B CON  
 RESPECTO AL POZO ORIGINAL.

mación que los separaba en tanto que el tiempo para el pozo 1-B -- era de 34 minutos. El 13 de Febrero se ancló el barco George Brawn, con capacidad de bombeo de 120 bls/min, a la boya que bombeaba -- agua de mar en el Ixtoc 1-A.

#### El Cierre del Pozo.

A las 10 horas del día 9 de Marzo, después de inyectar agua -- de mar por los dos pozos de alivio, se apagó finalmente la flama -- de Ixtoc 1. Para el 17 del mismo mes las manifestaciones de flujo -- habían desaparecido. El 20 de Marzo la barcaza Rio Pánuco se ancló a la boca del pozo. Una vez desaparecido el flujo se intentaría me -- ter tubería para matar el pozo.

El cabezal obstruía la entrada por lo que, se empleo la grúa -- del barco Sarita para arrancarlo, así la entrada del pozo quedó -- franca. Se había continuado con la inyección de agua de mar, para -- entonces, los totales acumulados eran de 2.44 y 6.9 millones de -- barriles para el 1-A y 1-B respectivamente. El 23 de Marzo se armó tubería de 3 1/2" y se introdujo a una profundidad de 2705 m. en -- el Ixtoc 1, a continuación se inyectó cemento. A las 23 horas del -- 23 del mismo mes, después de 295 días de descontrol, en los que el pozo produjo aproximadamente 3100000 barriles de aceite, fué cerra -- do el pozo Ixtoc 1.

Al día siguiente se colocaron otros dos tapones y a las 17 ho -- ras un buzo certificó el control total, el pozo había sido vencido. Durante los días siguientes se obturó completamente el Ixtoc y tam -- bién fueron cerrados los pozos de alivio.

#### Estimación del Aceite Producido por el Ixtoc 1.

La presión estática del pozo Ixtoc 1. fué calculada por exp -- trapolación de perfil de presión de fondo medido en el pozo Abka -- tún 1-A. La presión obtenida fué de 391 Kg/Cm<sup>2</sup> medida a 3637 m. ba -- jo el nivel del mar, tal como se puede observar en la figura 43.

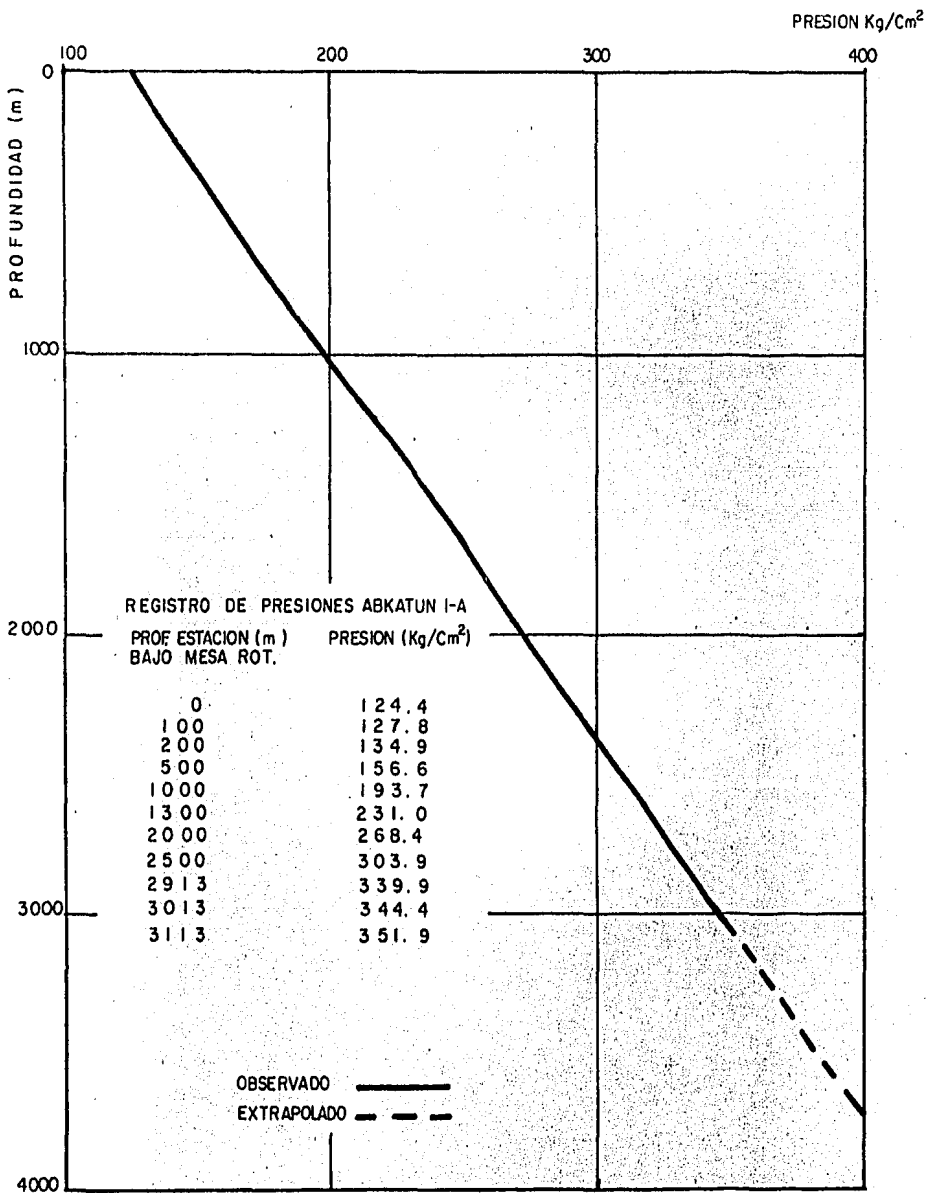


FIG. 43 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION ESTATICA POZO-IXTOC I

## Propiedades de los Fluidos Desalojados

Las propiedades de los fluidos expulsados por el Ixtoc 1 fueron asumidos similares a las del pozo Abkatún 1-A, y bajo esa premisa, los resultados de una prueba de análisis PVT son los siguientes:

Temperatura de fondo 132 °C  
 Presión de saturación 260 Kg/Cm<sup>2</sup>  
 Factor de volumen de formación 1.46 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>  
 Relación de solubilidad 127 M<sup>3</sup>/M<sup>3</sup>  
 Densidad del aceite 0.86 Gr/cc (33 °API)

Se asumió que el pozo descontrolado estaba fluyendo con una contrapresión de 10 Kg/Cm<sup>2</sup>. Usando esta contrapresión y mediante la aplicación del método de Orkiszewski, la presión de fondo fluyendo fué calculada para diferentes gastos de producción. Con estos valores, y con las presiones calculadas del índice de productividad, se obtuvo la figura 36. A partir de esta figura, la producción del pozo fué obtenida de la intersección de las dos curvas, el pozo descontrolado había tenido una producción de aceite inicial de 26 000 lb/día, y tomando en consideración la relación de solubilidad de 1.27 Mg<sup>3</sup>/Mo<sup>3</sup> el pozo producía 18.7 millones pies<sup>3</sup>/día de gas.

C A P I T U L O VIII

CONCLUSIONES

La planeación y la perforación de pozos direccionales de alivio cuando se tiene un reventón se convierte en el último y único recurso para lograr controlar (matar) el pozo.

Obvio decir, que la mejor forma para combatir un reventón es precisamente evitando que éste ocurra, o sea, evitar en cuanto sea posible la ocurrencia de un brote que pueda dar generación a dicho reventón.

Como ya se vió, un reventón es el resultado de un brote no detectado y controlado a tiempo por lo que, es de primordial importancia el tener en el pozo un fluido cuya densidad proporcione suficiente presión hidrostática sobre la formación que se está perforando ya que con ello se tendrá la seguridad de que no ocurrirá un brote.

Si por el contrario la ocurrencia de un brote se ha hecho presente debido a cualquiera de las causas ya mencionadas es necesario controlar el brote a través del equipo superficial y por cualquiera de los métodos expuestos brevemente en este trabajo. Es importante tomar en consideración el tipo de fluido invasor y tener conocimiento de lo que ocurre físicamente dentro del pozo y muy en especial si el fluido que entró al mismo es gas, pues el no considerar éste factor puede ocasionar serios problemas tal como un fracturamiento de la formación al nivel de última zapata cementada y dar origen a un reventón subterráneo.

De lo anotado anteriormente se deduce la importancia de contar con el equipo superficial de control en condiciones de operar eficientemente así como con el personal debidamente capacitado para llevar a cabo sus funciones de la mejor forma y actuar de la manera correcta al presentarse cualquier indicio de brote ó bien cualquier problema en el pozo.

Si resulta imposible controlar un brote con el equipo superficial y la técnica de control utilizada entonces se hace necesaria-

la perforación de un pozo direccional de alivio; dicha planeación se lleva a cabo con todos los datos que tengan del pozo descontrolado para que de esa manera el pozo de alivio cumpla con su objetivo. Tal planeación debe incluir una estructura organizada sobre las actividades a desarrollar así como también el personal capacitado. Como normalmente se lleva algún tiempo para instalar el ó los equipos que van a perforar los pozos de alivio, este tiempo es suficiente para elaborar tanto los programas de perforación y de asentamiento de tuberías de revestimiento como los programas de los dos a utilizarse en el pozo de alivio. También es importante el considerar el equipo de perforación, su capacidad, así mismo la disponibilidad de los mismos en caso de varios los pozos de alivio a perforarse y el almacenaje ó depósito para los fluidos de control y su equipo de bombeo respectivo.

En conclusión; una estructura organizada sería por ejemplo:

- a).- Procedimientos de emergencia  
personal capacitado y experimentado  
control de la contaminación y extinción del fuego  
organización
- b).- Planeación  
Evaluación  
requerimiento de equipo  
disponibilidad de equipo  
programas del pozo de alivio
- c).- Perforación del pozo de alivio  
actividades de perforación  
instalación de equipo adjunto para el fluido de control  
registros direccionales  
registros magnéticos y ULSEL
- d).- Comunicación y control  
preparación del pozo de alivio  
cálculos  
procedimiento de control
- e).- Abandono del pozo  
taponamiento  
abandono



La estructura presentada anteriormente es un plan tentativo - que contempla a grandes rasgos los puntos principales en la planeación del ó los pozos de alivio. Está claro que si el pozo descontrolado había sido un pozo productor los parámetros relevantes pueden ser conocidos y los cálculos para la planeación del pozo de alivio son llevados de manera mas eficiente, no siendo así si el reventón ha ocurrido en un pozo exploratorio en donde la disponibilidad de datos es deficiente o casi nula.

Por lo que respecta a la comunicación entre los pozos está claro que entre mas cercana sea la intersección de ambos, a la profundidad del estrato productor mejores efectos surtirán el bombeo de fluidos con miras a lograr el control del pozo; es posible mejorar la comunicación mediante un fracturamiento hidráulico ó bien una acidificación.

Con respecto al método de control dinámico el cual ha sido utilizado y refinado con éxito en varios casos de descontrol de pozos, se puede decir que es un método de control efectivo y que se tendrá un mejor resultado si es hecho con anticipación un plan para el bombeo de fluidos al pozo, tal plan incluiría:

- 1).- Establecer comunicación entre el pozo descontrolado y el pozo de alivio mediante el uso de una acidificación para mejorar en porcentaje la permeabilidad ó bien mediante un fracturamiento.
- 2).- Hacer una prueba de bombeabilidad para checar la comunicación entre ambos pozos y determinar si es la adecuada a los requerimientos del método de control dinámico.
- 3).- Empezar la inyección del fluido inicial al gasto adecuado para establecer el control dinámico ó bien a cualquier gasto siempre y cuando este proporcione una presión fondo (BHF) menor que la presión de ruptura de la formación.
- 4).- Hacer cambio al fluido de densidad intermedia tan pronto como se alcance el control dinámico. El bombeo del fluido de densidad intermedia se hará el mismo gasto que el fluido de control inicial hasta que pase la zapata del pozo de alivio y empuje a subir por el pozo descontrolado.

- 5).- Reducir al gasto requerido para lograr mantener el pozo de alivio con una presión inferior a la presión de ruptura de la formación. El gasto no podrá ser reducido hasta el límite que la presión de fondo del pozo descontrolado pueda caer en un valor inferior a la presión de formación estática.
- 6).- Cuando el pozo descontrolado es totalmente lleno con el fluido de densidad intermedia se inicia el bombeo de fluido pesado. -- El bombeo se lleva a cabo con el gasto con el que era bombeado -- el fluido de densidad intermedia hasta que el fluido de alta densidad penetre en el agujero descontrolado.
- 7).- Reducir el gasto requerido de manera que el BHP del pozo de alivio permanezca por debajo de la presión de ruptura y el BHP del pozo descontrolado en un valor superior correspondiente a la presión de formación estática.
- 8).- Una vez que el pozo descontrolado está lleno del fluido de control pesado se continua la inyección a un gasto bajo durante algún tiempo mientras se observa el pozo.
- 9).- Si no hay indicaciones de flujo de gas (entrada de gas) parar el bombeo del lodo pesado y continuar observando el pozo.
- 10).- Después de que el pozo es matado empezar la operación del taponamiento del pozo descontrolado.

En base a lo anotado anteriormente se aprecia la importancia que tiene para el éxito del Método de Control Dinámico la tubería de perforación ó. de producción dentro del pozo de alivio como monitor de presión en el fondo del pozo de alivio y por supuesto la buena comunicación entre los pozos mencionada ya con anterioridad.

A P E N D I C E A

ESTABILIDAD DEL AGUJERO

Durante la etapa de perforación de un pozo, es necesario y de mucha importancia el mantener la estabilidad del mismo, ya que en esta etapa se presentan la mayoría de los problemas. Diversas causas toman parte para que un agujero se mantenga abierto, libre y es entonces necesario entubar (ademar el pozo) al presentarse un problema dentro del agujero, pero el número de sargas de T.R. a sentar es programado con anterioridad y por lo tanto es limitado.

La inestabilidad del agujero puede presentarse lentamente en formaciones maleables que provocan una reducción del diámetro del agujero, en formaciones quebradizas y en lutitas con cavernas, y cualquiera que sea el tipo de inestabilidad presente en el agujero aumenta en gran proporción el tiempo de perforación y al mismo tiempo los costos al ocasionar pegaduras de tuberías y/o agujeros desviados.

ASPECTOS MECANICOS DE LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO.

Conceptos Generales sobre cuencas sedimentarias.

La gran mayoría de los yacimientos petrolíferos son encontrados en cuencas sedimentarias. Estas cuencas sedimentarias son formadas por la depositación de sedimentos, que son acarreados por los ríos; las arenas son depositadas cerca de la costa y las sencillas en las profundidades del océano. En un principio la depositación de los sedimentos es lenta y con un alto contenido de agua, posteriormente por medio del fenómeno de compactación los sedimentos desalojan el agua, siendo a poca profundidad reversible, el fenómeno de compactación (es decir se puede separar por granos).

A grandes profundidades los sedimentos son gradualmente consolidados por compactación y diagénesis (cambios, químicos y mineralógicos que toman lugar bajo efecto de presión y temperatura) para dar paso posteriormente a la formación de rocas, las cuales son pueden ser dispersadas exepcto por acción mecánica.

Existen lugares ó zonas que presentan condiciones favorables para la sedimentación, tal como los geosinclinales formados por fuerzas tectónicas; las elevaciones y depresiones permiten la intercalación de diferentes tipos de sedimentos, tales como los carbonatos, sulfatos, etc.

#### GRADIENTES GEOSTÁTICO Y PRESIÓN DE PORO

Los estratos formados por los sedimentos situados a una profundidad determinada, soportan a capas suprayacentes generando esfuerzos "S" debidos a la sobrecarga (sólidos y líquidos); a estos esfuerzos se les denomina presión geostática (ó bien presión litostática).- La generación de esfuerzos depende además de la profundidad a la que los sedimentos se encuentran, de la densidad de los mismos es decir:

$$S = \rho_b z \quad \text{EC. } .1$$

DONDE:

- S = Presión geostática
- b = Densidad de los sedimentos
- Z = Profundidad.

Por lo general la densidad de los sedimentos es tomada como 144 lb/ft<sup>3</sup> (2.3 gr/cc), por lo que el gradiente geostático es el siguiente:

$$S/Z = 1 \text{ Psi/ft } (0.23 \text{ Kg/cm}^2\text{m.})$$

Es importante mencionar la existencia de gradientes diferentes, - debido a que en la superficie se encuentran sedimentos de baja densidad, como puede observarse gráficamente en la figura 44 que muestra el trazo promedio de los gradientes geostáticos para diferentes regiones:

A medida que pasa el tiempo y una vez que los sedimentos han sido compactados al máximo, es decir que se ha establecido un contacto grano con grano, la sobrecarga es ejercida dependiendo de la matriz sólida y el fluido contenido en los poros, de tal manera que:

$$S = \sigma + P_f \dots \dots \text{EC. } .2$$

DONDE:

$\sigma$  = Esfuerzo integranulares.

$P_f$  = De los fluidos contenidos en los poros, comunmente llamada - presión de formación o bien presión de poro.

La presión de formación es incrementada con la profundidad y la densidad del fluido de tal manera que:

$$P_f = \rho_f Z \quad \text{EC. } .3$$

DONDE:

$P_f$  = Densidad del fluido contenido en el poro.

$Z$  = Profundidad

La densidad del agua contenida en los poros es variable, para -- distintas regiones, así como también para diferentes salinidades, es decir, mientras mas p.p.m. de salinidad se tenga mayor será el gradiente de presión.

#### COMPORTAMIENTO DE LAS ROCAS SOMETIDAS A UN ESFUERZO

Como se mencionó con anterioridad, las rocas están sometidas a - esfuerzos generados por la sobrecarga, dichos esfuerzos pueden ser estudiados en el laboratorio con la ayuda de un dispositivo como el que muestra la figura 45.

Un núcleo (muestra cilindrica de roca) es colocado dentro de una cubierta flexible, en donde una fuerza axial es aplicada por un pistón y otra por la presión de confinamiento que es simulada por medio - de un líquido situado alrededor de la cubierta, así de la igual manera puede ser aplicada una presión de poro interna.

La deformación axial es medida mediante un procedimiento que consiste en incrementar la carga axial, ejercida por el pistón manteniendo constantes las presiones de poro y de confinamiento.

Los resultados obtenidos muestran que la deformación de roca depende de los esfuerzos entre granos y que es independiente de la presión de poro. De manera que los esfuerzos efectivos integranulares o - de la matriz rocosa son iguales a la carga aplicada menos la presión-

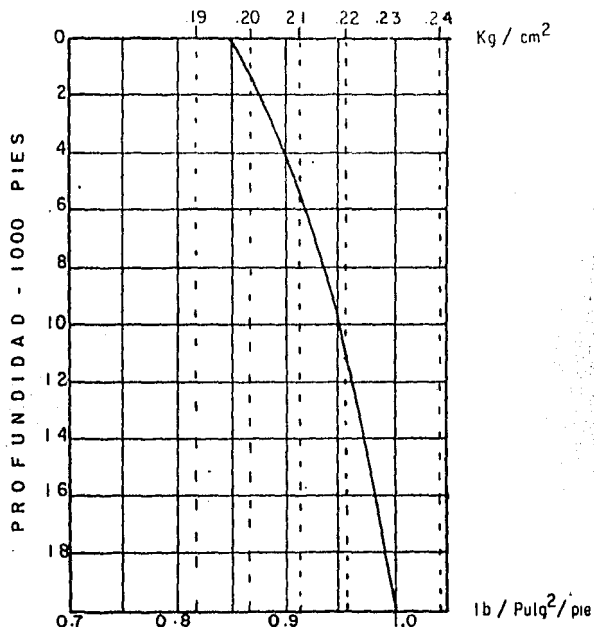


FIG.44 GRADIENTE DE LA SOBRECARGA (Formación compactada del golfo)

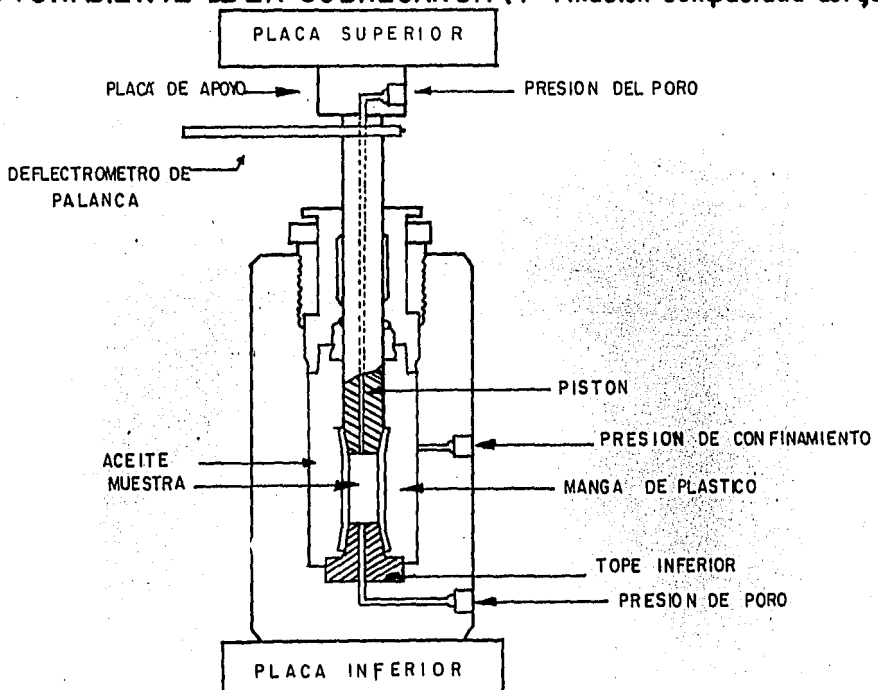


FIG.45 CELDA DE PRUEBA TRIAXIAL

D.L.M.

de poro. La diferencia entre el esfuerzo axial y el esfuerzo de confinamiento intergranular induce en el núcleo un esfuerzo cortante. La figura 46 muestra la relación entre el esfuerzo cortante y la deformación, considerando 3 diferentes tipos de rocas. En la figura se observa que la relación es lineal, indicando la deformación elástica hasta que el límite plástico es alcanzado, a este punto es llamado esfuerzo cedente.

Por encima del esfuerzo cedente pueden ocurrir dos tipos de deformaciones:

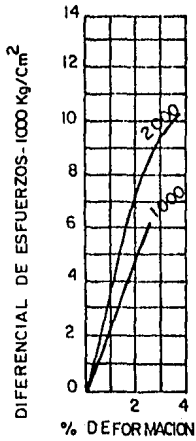
- 1).- Fracturamiento por fragilización.
- 2).- Deformación plástica: este tipo de deformación se ve incrementada rápidamente con pequeños incrementos de esfuerzos o un decremento en los esfuerzos hasta que el núcleo es -- quebrado, se puede observar gráficamente para un dono salino y una lutita en las figuras .

Es importante hacer notar la diferencia entre: resistencia final, deformación final y la fractura (falla); la resistencia final es definida como el máximo esfuerzo sobre la curva esfuerzo-deformación. La fractura ó fracturamiento se presenta cuando la última deformación -- es alcanzada y la roca se rompe ó fractura. En el caso de fracturas débiles la resistencia última y la deformación se alcanzan en el mismo esfuerzo.

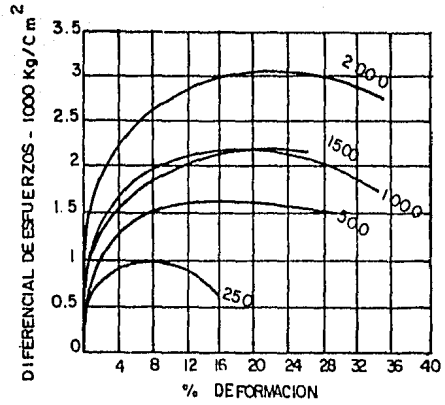
En las rocas maleables (ductiles) y frágiles (astillables), la resistencia final y la maleabilidad se ven incrementadas al incrementar se la presión de confinamiento, en consecuencia la resistencia y la maleabilidad de las rocas subsuperficiales se ven incrementadas con -- profundidad.

#### GRADIENTES GEOPRESIONADOS O ANORMALES.

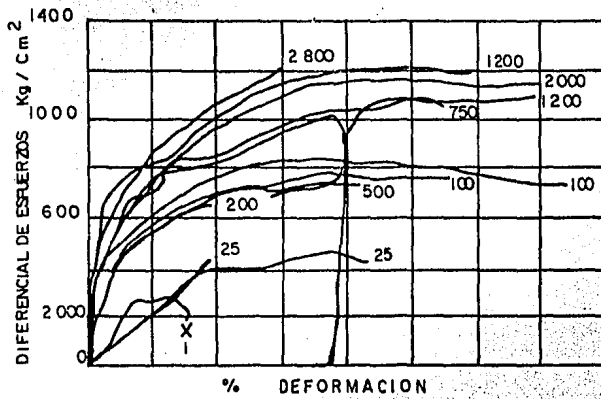
Los gradientes geopresionados ó anormales son formados durante -- los procesos de sedimentación y compactación de los diferentes sedimentos. En las capas de arcillas que se forman por la depositación -- junto con los fluidos presentes, a medida que se tienen otros estratos suprayacentes éstos fluidos emigran hacia la superficie si la comunicación en sentido vertical lo permite, de lo contrario si los sedimentos se siguen compactando y los fluidos expulsados no tienen sa-



a) ARENISA



b) LUTITA



c) DOMO SALINO

FIG. 46 RELACION DE ESFUERZOS DEFORMACION



lida hacia la superficie se tiene la formación de presiones anormales. Es común tener estas presiones anormales en las lutitas que tienen -- una permeabilidad muy baja en comparación a una arena ó arenisca. -- Cuando se tiene una depositación arcillosa debajo de una arena, los -- flúidos emigrarán hacia la parte superior mientras los sedimentos son compactados, al contrario si existe en la parte superior de una capa de arena un arcilla de baja permeabilidad, el flujo se vé restringido, de manera que en un estrato de gran espesor la velocidad con que el -- flúido expelido es menor a la velocidad de compactación dando como -- consecuencia el incremento de la presión de poro o la presión de formación por encima de lo normal. Los cuerpos (lentes arenosos) aislados de la superficie por la intercalación ó bien por fenómenos de movimientos de la tierra (fallas) dan lugar a estas zonas de presión -- anormal, tal como se puede observar en las figuras 47 a, b y c.

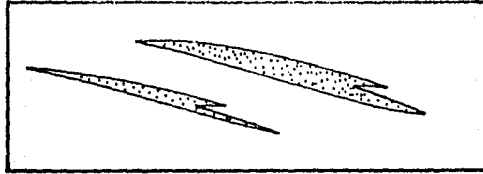
La perforación de una zona anormal trae como consecuencia la necesidad de incrementar la densidad del flúido de control para adecuarlo a la presión de formación perforada que puede ser mayor de 2.3Gr/cc y contener aceite gas ó agua. En la figura 48 se observa un estrato -- geopresionado así como las densidades adecuadas ó necesarias del flúido para la perforación de esas zonas.

En la figura 49 se observa la disminución de la gravedad específica de los sedimentos para una zona geopresionada así como también -- el incremento del gradiente de presión en una región costa afuera en Louisiana.

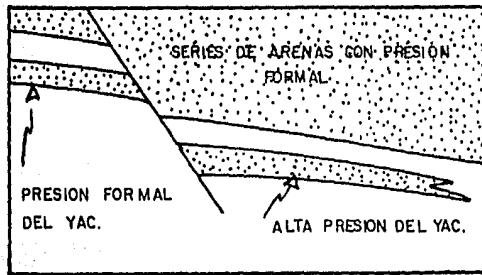
#### REGION DE ESFUERZOS SUBSUPERFICIALES

Como se indicó anteriormente un estrato subsuperficial está sujeto a los esfuerzos de sobrecarga soportando el peso de los estratos -- superyacentes y el de los flúidos contenidos en ellos; el gradiente -- de esfuerzos efectivos resultante de ésta sobre carga está dado por -- la siguiente ecuación:

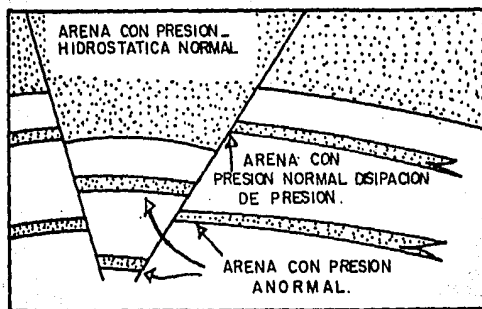
$$\frac{\sigma}{z} = \frac{S - Pf}{z}$$



a) YACIMIENTO PEQUEÑO FORMADO POR LENTES DE ARENA.



b) YACIMIENTO GRANDE, FALLA NORMAL CON SERIE DE LUTITA.



c)

FIG.47 DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS QUE CONSERVAN PRESION ANORMAL.

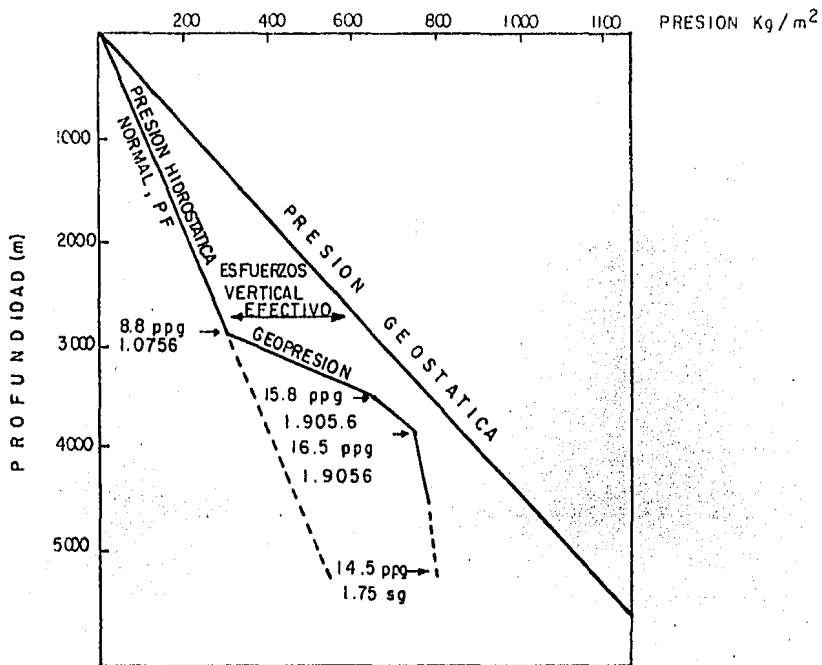


FIG.48 PRESION GEOSTATICA Y DE PORO PARA UN POZO TIPICO DE LA COSTA DEL GOLFO.

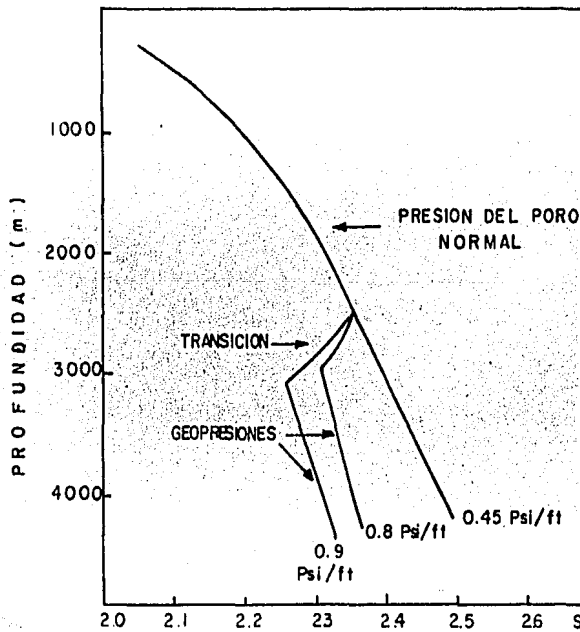


FIG.49 DENSIDADES PROMEDIO EN LA COSTA DE LOUISIANA D.L.M

El gradiente geostático actúa verticalmente sobre la roca en la mayoría de los casos sin embargo existen excepciones en algunos distritos montañosos ó bien en zonas cercanas a domos salinos.

Debido a que las rocas son viscoelásticas los esfuerzos verticales generan componentes hirozntales y de acuerdo a Eaton componentes horizontales son equilaterales y pueden ser determinados por medio de la relación de Poisson que es igual a la unidad de cambio de longitud, asumiendo que los sedimentos son rígidos y no se presentan movimientos laterales, lo cual está totalmente equivocada ya que las fallas en la corteza terrestre son una clara evidencia de que existen movimientos laterales de las rocas.

Hubbert y Willis indican que los esfuerzos horizontales son modificados por fuerzas tectónicas que han actuado a través de la historia geológica. Ellos concluyen que los esfuerzos efectivos que actúan sobre una roca subsuperficial se pueden resumir en tres componentes principales de diferente magnitud y perpendiculares entre sí.

La figura 50 muestra los tres posibles arreglos de los tres componentes mencionados en donde:

$\sigma_1$  = Esfuerzo principal mayor, no obstante la dirección

$\sigma_2$  = Esfuerzo principal intermedio

$\sigma_3$  = Esfuerzo principal menor

De tal manera que una falla tiene lugar cuando la diferencia entre  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  excede la resistencia de la roca. Cuando esto sucede los esfuerzos son relevados solo temporalmente, ya que con el tiempo tiende a restablecerse.

Mediante un diagrama de Mohr pueden ser determinadas las condiciones para que exista una falla, la construcción de este diagrama se hace usando datos de una prueba triaxial de la roca de interés (visto anteriormente). La figura 51 representa las zonas estables e inestables de la roca expuesta a los esfuerzos:

$\sigma_1$  = Esfuerzo axial

$\sigma_3$  = Esfuerzo de confinamiento

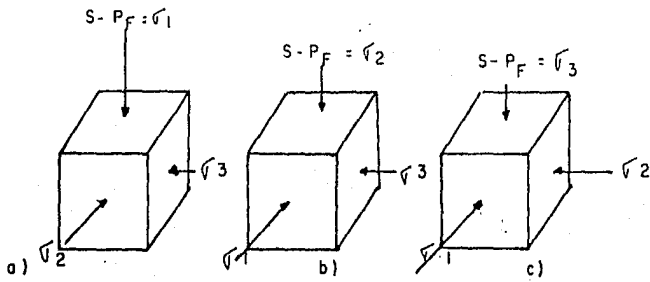


FIG.50 TRES POSIBLES CONFIGURACIONES DE ESFUERZOS EN LA CORTEZA TERRESTRE.

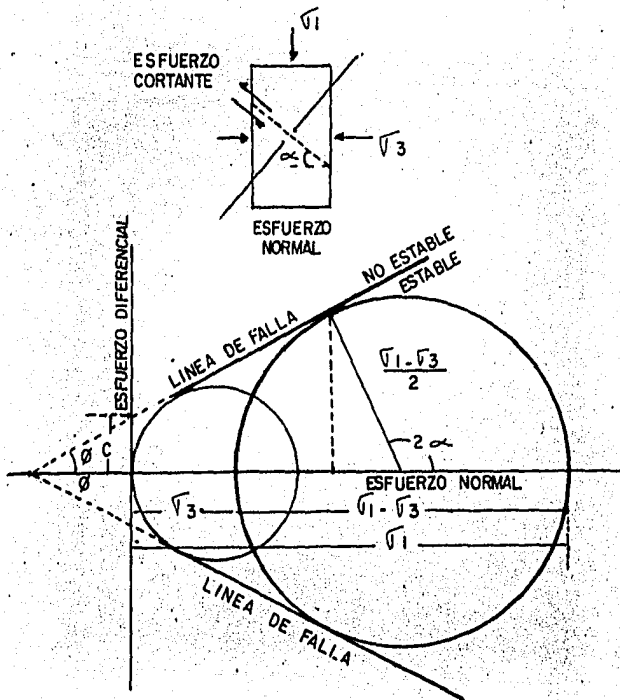


FIG.51 DIAGRAMA DE MOHR PARA UNA FALLA PLASTICA

Los esfuerzos máximos sobre la curva, esfuerzos de formación son trazados en la abscisa, y también es trazado un círculo alrededor de ellos, repitiendo el procedimiento a varias presiones de confinamiento.

El área encerrada por las tangentes trazadas a ambos círculos - define las condiciones para la estabilidad, la intersección de la tangente (línea de falla) con el eje "Y" representa la fuerza cohesiva de la roca, "C", y la pendiente de la línea,  $\phi$ , es el ángulo de fricción interna que representa una medida de la ductilidad de la roca.

Del diagrama de Mohr se tiene que el esfuerzo principal mínimo - para una falla es:

$$\sigma_3 = \sigma_1 \left( \frac{1 - \text{Sen } \phi}{1 + \text{Sen } \phi} \right) - \frac{2C \text{ Cos } \phi}{1 + \text{Sen } \phi} \quad \text{--- Ec. 5}$$

Hubbert y Willis demuestran también que la fuerza cohesiva de la roca "C" para una arena no consolidada toma un valor de cero y un ángulo de  $30^\circ$ , tal como lo muestra la figura 52 y la ecuación .5 queda:

$$\sigma_3 = \frac{1}{3} \sigma_1$$

igualmente para una arenisca y anhídrita la ecuación se reduce a lo anterior.

Ellos también concluyeron que las regiones de la costa del golfo donde las fuerzas tectónicas han cedido y las fallas por tensión - prevalecen será horizontal y tendrá un valor entre  $\frac{1}{3}$  y  $\frac{1}{2}$  de  $\sigma_1$  dependiendo sobre la historia de esfuerzos, tal como se observa en la falla normal en la figura 53, y para las regiones donde las fuerzas tectónicas compresivas actúan para dar lugar a una falla inversa - - (ver figura 53),  $\sigma_1$  será horizontal y  $\sigma_3$  será vertical, entonces se tendrá que el esfuerzo horizontal será tres veces mayor que el esfuerzo vertical:  $\sigma_1 = 3\sigma_3$

Se debe tomar en cuenta que las relaciones entre  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  dados por Hubbert y Willis son válidos solamente para valores fijos de C y  $\phi$ . En rocas que tienen diferentes valores de C y  $\phi$ , la relación de esfuerzos puede ser deducida de la ecuación .5, es decir, por ejemplo para una lutita no consolidada  $\phi = 0$  entonces dicha ecuación se reduce a: (ver figura 54)

$$\sigma_3 = \sigma_1 - 2C \quad \text{--- Ec. 6}$$

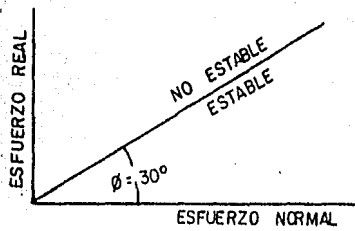


FIG52 DIAGRAMA DE MOHR PARA ARENA NO CONSOLIDADA ESFUERZO COHESIVO CERO, LA FALLA OCURRE CUANDO  $\sqrt{3} = \frac{\sqrt{1}}{3}$

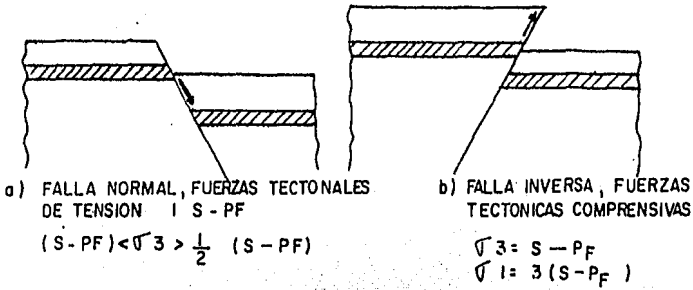


FIG53 FALLA INVERSA Y FALLA NORMAL

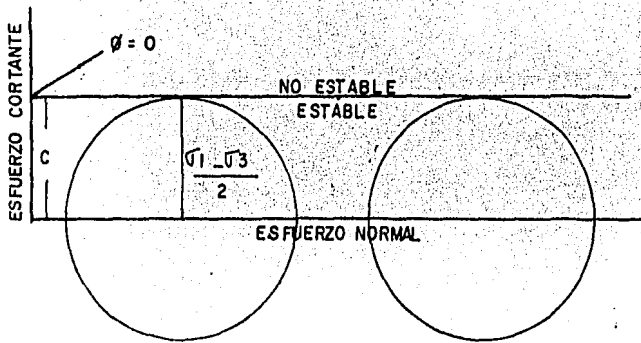


FIG54 DIAGRAMA DE MOHR PARA UNA ARCILLA NO CONSOLIDADA UN ANGULO DE FRICCION INTERNA  $\phi = 0$  EN MATERIAL DUCTIL, LA FALLA OCURRE CUANDO  $\sqrt{1} - \sqrt{3}$  ES EL DOBLE DE LA FUERZA COHESIVA C

## ESFUERZOS ALREDEDOR DEL AGUJERO.

Durante la perforación de un agujero, los esfuerzos horizontales que actúan en la roca se ven relajados (disminuidos) dando como consecuencia la reducción del diámetro original del pozo, es decir, el agujero se contrae hasta que el esfuerzo radial en las paredes del mismo es igual a la caída de presión a través del enjarre ó bien a cero si no existe enjarre.

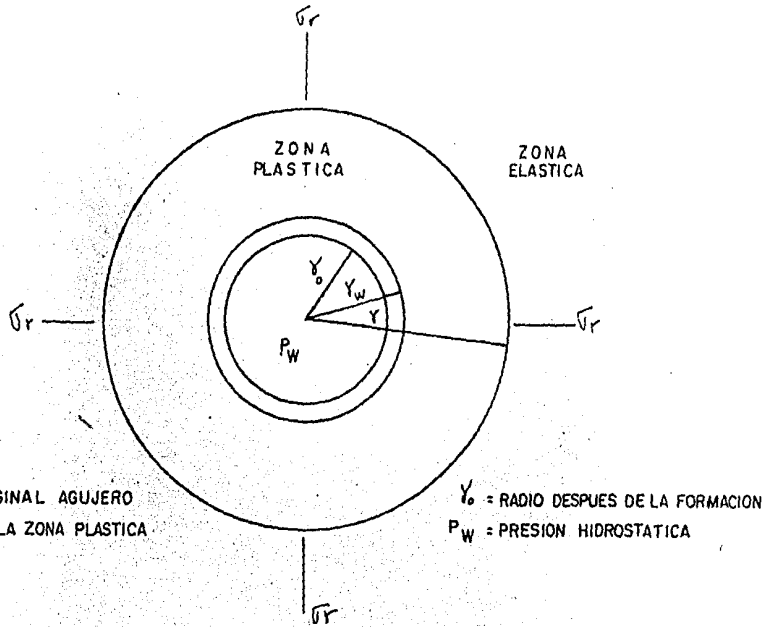
La reducción del diámetro del agujero será insignificante mientras la deformación no exceda el límite elástico de la roca, si éste límite es excedido la deformación resultante será plástica debido a los altos esfuerzos de confinamiento existentes a esas profundidades, un anillo de roca deformada plásticamente se forma alrededor del agujero, lo que puede verse esquemáticamente en la figura 55, en la misma se observa que el radio original del agujero decrece y el radio exterior de la zona plástica se incrementa hasta que los esfuerzos radiales en el agujero igualan las caídas de presión a través del enjarre, o cero, dependiendo del fluido que contenga el pozo.

Si la deformación final no es excedida, el agujero se comporta estable. El radio interior y el radio exterior de la zona plástica en la estabilidad depende de:

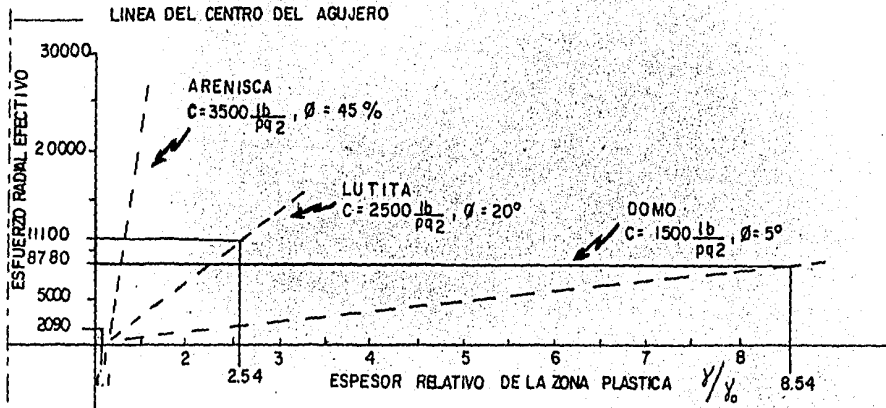
- La ductilidad de la roca.  $\phi$
- La fuerza cohesiva de la roca "C"
- La distribución de esfuerzos en las zonas plástica y zona elástica

Los esfuerzos para las zonas plástica y elástica se incrementan con la profundidad del agujero y debido a esto el espesor de la zona plástica requerido para la estabilidad también se incrementa. Para dar idea del radio exterior necesario para la estabilidad por esfuerzos horizontales fijos, en la fig.56 son mostrados para tres tipos de rocas diferentes el espesor relativo de la zona plástica, si la última deformación en la roca es excedido y el espesor requerido de la zona plástica no se alcanza, entonces el agujero se colapsa.





**FIG 55** DEFORMACION PLASTICA DE UN AGUJERO.



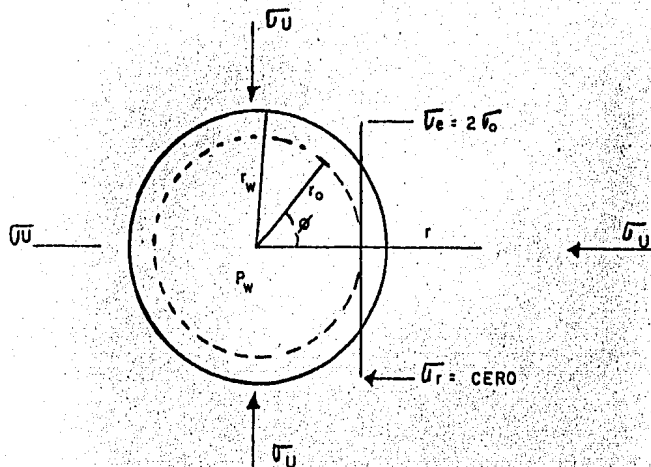
**FIG 56** DETERMINACION DEL ESPESOR DE LA ZONA PLASTICA  $r$  Y  $C$  SE DETERMINAN DEL DIAGRAMA DE MOHR CON DATOS DE LA CELDA TRIAXIAL.

La figura 57 muestra la distribución de esfuerzos alrededor del agujero bajo las siguientes condiciones:

- Los esfuerzos horizontales integranulares virgenes son iguales
- (6).
- No hay formación de enjarre.
  - No existe flujo hacia y desde la formación.
  - No hay presión en el agujero (existe aire dentro del pozo).

El componente radial del esfuerzo horizontal,  $\sigma_r$ , disminuye -- desde  $\sigma_r = \sigma_c$  en un punto distante hasta cero en la pared del pozo. La -- carga es transferida (Tangencial ó circunferencial) a un círculo de -- esfuerzos  $\sigma_\theta$ , que es máximo en la pared y disminuye hacia  $\sigma_\theta = \sigma_c$  en un -- punto distante, siendo ambos esfuerzos efectivos;  $\sigma_\theta$  es el esfuerzo -- principal mayor y  $\sigma_r$  es el esfuerzo principal menor, así, la estabili -- dad dependerá de la diferencia entre éstos dos esfuerzos y de la dis -- tribución de los mismos en la roca en la vecindad del agujero.

Broms, desarrolló un método para la determinación de los esfuer -- zos en el que un agujero cederá y la deformación plástica comenzará -- basado en la teoría del flujo plástico de Mohr y aplicando las condi -- ciones antes mencionadas.



$r_w$  = RADIO DEL AGUJERO

$r_u$  = RADIO DEL AGUJERO DESPUES DE LA FORMACION

$\sigma_U$  = ESFUERZO HORIZONTAL EFECTIVO VIRGEN

$\sigma_\theta$  = CIRCULO DE ESFUERZOS

$\sigma_r$  = ESFUERZO HORIZONTAL, AL RADIO  $r$

FIG. 57 DISTRIBUCION DE ESFUERZOS ALREDEDOR DEL AGUJERO CONSIDERADO.

- No hay enjarre
- No existe flujo desde y hacia la formación
- Existe aire dentro del pozo

A P E N D I C E B

PERDIDAS DE PRESION EN ESPACIO ANULAR

Para que cualquier fluido sea éste líquido ó gaseoso se mueva - (fluya), es necesaria la aplicación de una presión a dicho fluido la cual decrece a lo largo de la tubería y en la dirección del flujo. - La cantidad de presión requerida para mover el fluido se relaciona - directamente con la longitud de la tubería, es decir se necesita mayor presión a mayor longitud de tubería.

Considerando una velocidad de flujo constante las caídas de presión por fricción dentro de una tubería se incrementan conforme se reduce su diámetro y por otro lado las pérdidas de presión se incrementan al incrementarse la velocidad del fluido.

En un sistema de circulación, las pérdidas de presión ocurren - desde la descarga de la bomba hasta la línea de flote y dichas pérdidas son calculadas para:

- equipo superficial (tubería vertical, manguera, unión giratoria y flecha).
- el interior de la tubería de perforación
- el interior de los lastrabarrenas
- el interior de las toberas de la barrena
- el espacio anular entre los lastrabarrenas y el agujero
- el espacio anular entre la tubería de perforación y el agujero ó - la tubería de revestimiento.

Las sumas de las pérdidas de presión en el sistema dependen de - las propiedades reológicas del fluido, del material con que esta hecha la tubería y en mayor medida de la velocidad del flujo y el diámetro mismo de la tubería.

Dentro de la sarta de la tubería de perforación y a través de - las toberas de la barrena el régimen de flujo es turbulento y el flujo en el espacio anular puede ser turbulento ó laminar. En resumen:

el régimen del flujo del fluido en puntos diferentes en el espacio anular puede ser turbulento ó laminar, en otras palabras el flujo puede ser turbulento alrededor de los lastrabarrenas pero laminar al rededor de la tubería de perforación, en consecuencia las siguientes ecuaciones auxilian a determinar el régimen de flujo en el espacio anular:

$$\text{Vel Anular(pies/min)} = \frac{\text{Gasto de la bomba(barriles/minutos)} \dots \text{Ec.1}}{\text{Cap.Agujero(barriles/pie)} - \text{Desp.y cap.de T.P. (barriles/pie)}}$$

$$\text{Número de Reynolds, Re} = \frac{928 \text{ f v d}}{M} \dots \text{Ec. 2}$$

DONDE:

f = peso específico del fluido (lb/gal)

v = velocidad en (pies/seg)

d = diámetro de la tubería en (pulgadas)

M = viscosidad (centipoices)

Los cálculos de la pérdida de presión son diferentes para el flujo turbulento y para flujo laminar. En el flujo turbulento, la viscosidad plástica es el factor mas importante y el punto de cedencia puede ser ignorado. Por otro lado, en el flujo laminar el punto cedente es el más importante y el efecto de la viscosidad plástica puede ser despreciado.

Por medio de la ecuación de Bingham es posible calcular las caídas de presión en el espacio anular para un régimen de flujo laminar.

$$AP = \frac{1 \text{ YP}}{225 \text{ d}} + \frac{1 \text{ VP v}}{1500 \text{ d}^2} \dots \text{Ec. 3}$$

DONDE:

AP = caída de presión (lb/pulg<sup>2</sup>)

l = longitud ó profundidad (pies)

YP = punto de cedencia (lb/100 pies<sup>2</sup>)

VP = viscosidad plástica (centipoise)

d = diámetro del agujero menos el diámetro de la tub.de perforación (pulg)

v = velocidad del fluido (pies/seg)

Estudiando la ecuación de Bingham, se observa que las caídas de presión son debidas principalmente ó en primer término a los esfuerzos de cedencia del lodo y en segundo término a los efectos de la velocidad aunque los esfuerzos de corte en el lodo están relacionados con la velocidad de corte del fluido. Los esfuerzos de corte estimados mediante el Modelo Plástico de Bingham son mayores a los que realmente se presentan en el espacio anular. Debido a esto las caídas de presión por fricción calculadas por Bingham son mayores a las reales. A continuación se presenta un método aproximado para calcular las caídas de presión en el espacio anular.

Para calcular estas pérdidas de presión es necesario conocer la velocidad de corte del fluido y los esfuerzos de corte correspondientes. Los esfuerzos cortantes son graficados contra varias velocidades de corte usando un viscosímetro Fann, la velocidad de corte en el espacio anular puede ser calculada por medio de la siguiente ecuación:

$$RPM = \frac{1.4093}{D_h - D_p} \dots \dots \dots \text{Ec. 4}$$

siendo:

= velocidad promedio en el espacio anular (pie/seg)

$D_h$  = diámetro del agujero (pulg)

$D_p$  = diámetro de la tubería (pulg)

El gradiente de pérdidas de presión es calculado por la ecuación siguiente:

$$\frac{\Delta P}{l} = \frac{3.75 \phi}{D_h - D_p} \dots \dots \dots \text{Ec. 5}$$

donde:

$\frac{\Delta P}{l}$  = gradiente de pérdidas de presión en el espacio anular - - -  
(lb/pg<sup>2</sup>/1000 pies)

$\phi$  = lectura de viscosímetro Fann en RPM. equivalentes a la velocidad de corte en el espacio anular.

$D_h$  = diámetro del agujero

$D_p$  = diámetro de la tubería

En vista de que los fluidos de control base aceite y la mayor parte de los fluidos tratados con bentonita siguen en absoluto una relación de ley de potencias para los rangos inferiores de esfuerzos cortantes- velocidad de corte, es conveniente trazar las lecturas -- del viscosímetro contra RPM sobre papel logaritmico para obtener una línea recta. La mejor manera para conseguir la línea a través de datos de puntos a altas RPM que aporta dicha línea recta y otra línea, a través de puntos a 3 y 6 RPM y después intersectar ambas líneas -- (tal como lo muestra la figura 58), lo anterior se observa claramente con el siguiente ejemplo:

ejemplo No. 1

datos:

diámetro del agujero 8 1/2 pulg.

diámetro de la tubería de perforación 4 1/2

velocidad anular 120 pies/min

lecturas de viscosímetro:  $\phi 600 = 100$ ,  $\phi 300 = 55$ ,  $\phi 200 = 39$ ,  $\phi 100 = 22$   
 $\phi 6 = 24$  y  $\phi 3 = 3$

hacer lo siguiente:

- trazar los datos del viscosímetro Fann en papel logaritmico
- trazar una línea recta con los puntos de lecturas 100, 200, 300 y -- 600 RPM
- trazar una línea con los puntos de 3 y 6 RPM
- conectar las dos líneas (figura)
- usando la ecuación 4, calcular la RPM que es equivalente al gasto de esfuerzos cortantes en el espacio anular.

$$\text{RPM} = \frac{(1.4093)(120)}{(8.5 - 4.5)} = 42$$

- buscar lectura correspondiente a 42 RPM por medio de la figura (10.5)
- mediante la ecuación 5 calcular las pérdidas de presión por cada -- 100 pies

$$\frac{AP}{1} = \frac{(3.75)(10.5)}{(8.5 - 4.5)} = 9.84 \text{ lbs/pulg}^2/100 \text{ pies}$$

- obtener las pérdidas de presión en el espacio anular totales, para el caso de 10,000 pies y considerando los datos anteriores:

$$\frac{AP}{1} = \frac{(9.84)(10000)}{(100)} = 98.4 \text{ lbs/pulg}^2$$

### Discusión

Las ventajas que ofrece el procedimiento descrito anteriormente son:

- simplicidad de los cálculos
- una ilustración gráfica de como el gasto de circulación afecta las pérdidas de presión trazando después los datos del viscosímetro.

En conclusión; por aproximación y simplicidad éste método da una imagen del comportamiento del fluido, en consecuencia el efecto resultante del tratamiento del lodo puede ser fácilmente observado.

En el flujo turbulante, el punto de cedencia no tiene efecto sobre las pérdidas de presión. Sin embargo, tanto la viscosidad como el peso específico son de suma importancia para el cálculo del factor de fricción del fluido. La ecuación de Fanning puede ser utilizada para calcular las pérdidas de presión para un fluido no newtoniano y en régimen de flujo turbulento:

$$AP = \frac{f l m v^2}{25.6 d} \dots\dots\dots \text{Ec. 6}$$

donde;

- AP = caída de presión (lbs/pulg<sup>2</sup>)
- f = factor de fricción (adimensional)
- l = longitud ó profundidad (pies)
- m = peso específico del lodo (lb/gal)
- d = diámetro de tubería (pulg) ó la diferencia entre diámetro de agujero y diámetro de tubería.



LECTURAS DEL VISCOSIMETRO FANN-8

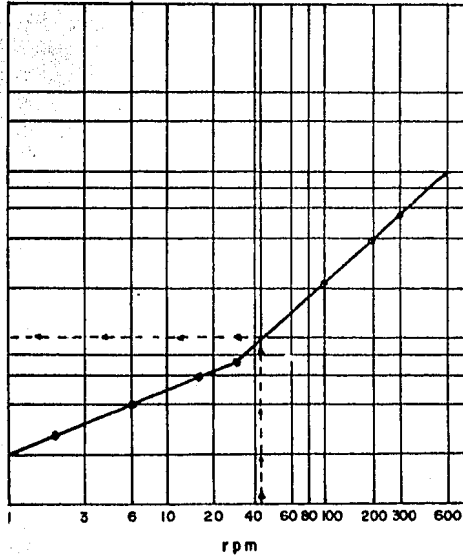


FIG. 58

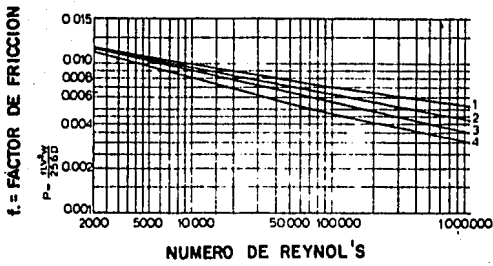


FIG. 59

Todos los datos que intervienen en la fórmula son conocidos, -- excepto la velocidad, v, y el factor de fricción, f. La velocidad -- puede ser calculada mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$v = \frac{q}{2.448 (D_h^2 - D_p^2)} \dots \dots \dots \text{Ec. 7}$$

donde:

- q = gasto del flujo (GPM)
- D<sub>h</sub> = diámetro del agujero (pulg)
- D<sub>p</sub> = diámetro de la tubería (pulg)

El factor de fricción, f, es obtenido determinado primero el -- número de Reynolds, Re, y después utilizando el diagrama de la figura 59. Una de las fórmulas para determinar el número de Reynolds es:

$$Re = \frac{2960 d v m}{\bar{p}v} \dots \dots \dots \text{Ec. 8}$$

siendo:

- Re = número de Reynolds
- d = diámetro de tubería (pulg)
- v = velocidad (pies/seg)
- m = peso específico del fluido (lbs/gal)
- $\bar{p}v$  = viscosidad plástica (centipoises).

Ejemplo 2 .- usando los datos siguientes determinar:

- m = 12 lb/gal
- $\bar{p}v$  = 30 cp
- q = 400 GPM
- d = 4 1/2 pulg de. ext., 3.6. d.int.
- l = 1000 pies de tubería
- K velocidad en la tubería (de la ec. &)

$$v = \frac{400}{2.448 ( 3.6 )^2} = 12.6 \text{ pies-seg}$$

- número de Reynolds (de la ec. 8)

$$Re = \frac{2960 ( 3.6 ) ( 12.6 ) ( 12 )}{( 30 )} = 53000$$

- factor de fricción, usando el número de Reynolds y el diagrama de Stanton's (figura)

De la figura 59, usando la línea 3 para tubería full-hole, - el factor de fricción resultante es 0.00065.

- las caídas de presión ec. 6

$$AP = \frac{( 0.0065 ) ( 1000 ) ( 12 ) ( 12.6 )^2}{25.6 ( 3.6 )} = 134 \text{ lbs/pulg}^2/1000 \text{ pies}$$

## BIBLIOGRAFIA

- Blowout Prevention and Well Control**  
Editions Technit Chambré Syndicale bela  
Recherche et la production Du Petrolé et ou  
ga3 Naturel - Comité Des Techniciens Commission  
Exploitation sous - Commission Forage
- Drilling of Relief Wells**  
R. Risnes, P Horsrud  
Rogalands Forskning, September /1980
- Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids**  
George R. Gray and H. Ch. Dorley  
Editorial Gulf - Publication - Company, 4a. Edición
- Dynamic Kill: Controlling Wild Wells a New Way**  
B.M. Blount and Soeiinah  
World Oil, October 1981
- Principles of Oil Well Production**  
Nind, T.E.W.  
Mc Graw - Hill - Company, 1964
- A New Approach in Relief Well Drilling**  
Bruist B.H., J.P.T., June, 1972
- Tesis Profesional: Modelos Matemáticos para el Cálculo de  
la Trayectoria en Pozos Direccionales**  
M. Alberto Vega Ibarra; F. Javier Luna  
1978