

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

**Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias
Extractivas**

**“Descontrol y Control de Pozos Petroleros
en el Area de Cd. Pémex, Tabasco.”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO INDUSTRIAL
P R E S E N T A
FERNANDO PEREZ ROMERO**

MEXICO, D. F

1983



COPIARIA
DE
PUBLICACIONES LIBRERIA

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA QUIMICA E INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

DIVISION DE SISTEMAS DE TITULACION

T- 50/83

México D.F. 13 de abril de 1983

Al Sr. FERNANDO PEREZ ROMERO
Pasante de Ingeniero QUIMICO INDUSTRIAL 74-78

Calle 25 # 14
Col. Independencia
Naucalpan Edo. de México
Tel. 294-3404

El tema de trabajo y/o tesis para su examen profesional en la opción TESIS TRADICIONAL INDIVIDUAL es propuesto por el C. ING. INOCENCIO CASTILLO TERAN, quien será el responsable de la calidad de trabajo que usted presente respecto al tema: DESCONTROL Y CONTROL DE POZOS PETROLEROS EN EL AREA DE C.D. PEMEX TABASCO, el cual deberá usted desarrollar de acuerdo con el siguiente orden:

RESUMEN

INTRODUCCION

- I.- FLUIDOS DE PERFORACION Y SU OBJETO EN EL CONTROL DE UN POZO
 - II.- CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL
 - III.- CAUSAS QUE ORIGINAN UN DESCONTROL
 - IV.- ANALISIS DEL DESCONTROL
 - V.- MEDIDAS DE CONTROL
 - VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

ING. JOSE LUIS MARTINEZ ZENDEJAS
El Jefe del Departamento de Opcion

ING. INOCENCIO CASTILLO TERAN
El Profesor Orientador

DRA. BEATRIZ BRUJILLO LUEVANO
El Jefe de la División de
Sistemas de Titulacion

DR. HECTOR F. MARTINEZ FRIAS
El Director de la Escuela

A MIS PADRES, SR. JESUS PEREZ Y SRA. ROSA ROMERO
CON TODO CARINO Y RESPETO POR SU PACIENCIA Y ES-
MERO QUE TUVIERON PARA CONMIGO EN MIS AÑOS INFAN-
TILES, POR SU APOYO EN TODOS LOS MOMENTOS DIFICI-
LES DE MI VIDA.

A ELLOS QUE, CUALES OBREROS, POCO A POCO, FUERON
PONIENDO A TRAVES DE LOS AÑOS, LOS CIMIENTOS DE
UNA GRAN OBRA, QUE EN PARTE LLEGA A SU CULMINA--
CION EN EL PRESENTE TRABAJO.

A ELLOS, A MIS PADRES !! GRACIAS !!

A MIS HERMANOS: AURELIA, PEDRO Y DAVID

A MI ESPOSA PAULA VALVERDE Y A MIS HIJOS
NANCY E ISRAEL

Y FINALMENTE A MIS COMPAÑEROS DE TRABAJO EN
EL DEPARTAMENTO DE PERFORACION EN CD. PEMEX:
ING. MOLINA CORDOVA, SR. VICENTE HERNANDEZ,
ING. DE LEON, ING. HECTOR RUIZ, ING. ANTONIO
ALDRETTE, SRA. MARIA DEL ROSARIO BOLAINAS Y -
SR. JOSE LUIS JUAREZ Y EN ESPECIAL AL ING. -
EDUARDO PALACIOS VELEZ.

A TODOS ELLOS, GRACIAS.

**DESCONTROL Y CONTROL DE POZOS PETROLEROS
EN EL AREA DE CIUDAD PEMEX, TABASCO.**

Pág.

I.-	FLUIDOS DE PERFORACION Y SU OBJETIVO PRINCIPAL EN EL CONTROL DE UN POZO	3
	a) Presión Hidrostática.	
	b) El circuito del fluido de perforación.	
	c) Fluidos de perforación usados en Ciudad - Pemex durante la perforación.	
	d) Efectos de los flujos de gas y agua salada sobre las propiedades del fluido de perforación.	
	e) Variación de las características del fluido con los movimientos de tuberías.	
	f) Tiempo de ciclo y tiempo de atraso en la - circulación del fluido.	
	g) Peso específico equivalente de circulación.	
II.-	CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL.	21
	a) Preventores.	
	b) Múltiple de estrangulación.	
	c) Desgasificador.	
	d) Válvula de seguridad para tuberías de perforación.	
III.-	CAUSAS QUE ORIGINAN UN DESCONTROL.	38
	a) Al introducir o extraer la tubería.	
	b) Insuficiencia en la capacidad o en el número de preventores.	

- c) Programa de tubería inadecuada.
- d) Cementación defectuosa.
- e) Instalaciones defectuosas del equipo superficial de control.
- f) Programa de fluidos de perforación inadecuados.

IV.- ANALISIS BROTES EN POZOS PETROLEROS. 52

- a) Descontrol, normal e inducido definiciones.
- b) Presión anormal.
- c) Identificación de los fluidos invasores.
- d) Quiebre en la velocidad de perforación.

V.- MEDIDAS DE CONTROL 60

- a) Prevención de brotes.
- b) Identificación de flujos por métodos numéricos.
- c) Pasos a seguir en el control de un brote.
- d) Restitución de las condiciones normales.
- e) Cálculo de la presión de fractura.

VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. 65

BIBLIOGRAFIA. 68

R E S U M E N .

Además de ser una industria fascinadora, la perforación moderna implica una gran responsabilidad. Las decisiones -- que deben tomarse, al instante, en el curso de la perforación de un pozo, invariablemente afectan los miles de pesos invertidos en el pozo ya perforado y al equipo de perforación.

Los pozos de petróleo y gas son un motivo de interés para el público en general como lo son para las personas que -- trabajan en la industria petrolera, porque estos pozos son los conductos por los que fluyen las materias primas que -- luego se transforman en combustibles para motores, lubricantes y creciente variedad de productos de la petroquímica.

Es por ello que la elaboración del presente trabajo trata de uno de los problemas que se encuentran en la perforación de pozos a grandes profundidades.

El capítulo I muestra la importancia que tiene el fluido de perforación en el control de un pozo. Se detalla la -- circulación del fluido por el interior del agujero, se definen conceptos como tiempo de atraso, tiempo del ciclo, -- peso equivalente de circulación y la importancia que tie--

nen para el control del pozo. También se da una explicación de los tipos de fluidos usados para la perforación de pozos petroleros.

El capítulo II muestra los diferentes equipos para el control de un pozo como son: preventores de reventones, múltiples de estrangulación, desgasificadores y válvulas de seguridad para tuberías de perforación.

En el capítulo III se analizan las causas que originan un descontrol.

El capítulo IV trata del análisis de brotes en pozos petroleros, se define lo que es presión anormal, velocidad de perforación y se identifican los fluidos invasores.

En el capítulo V se dan las medidas de control para restituir las condiciones normales de operación, así como también el cálculo de la presión de fractura de la formación.

Las conclusiones y recomendaciones para prevenir los descontrolados y que marche en perfecto orden la perforación de pozos petroleros se dan en el capítulo VI.

Esto es a grandes rasgos el contenido del presente trabajo tratando de contribuir un poco en la explotación de los yacimientos petroleros.

I N T R O D U C C I O N .

Todos los recursos naturales tienen un valor potencial que al ser explotados con racionalidad y técnica dan un decidido impulso al desarrollo de una nación. Tal es el fenómeno que se ha venido observando, sobre todo en los últimos años, en la República Mexicana, respecto al aprovechamiento de sus recursos y elaboración de productos orgánicos derivados del petróleo y del gas natural.

Las nuevas plantas de proceso ahora instaladas implican un plano de superación en la perforación aprovechando al máximo las últimas innovaciones en los equipos, así como las inversiones que se hacen para el mantenimiento de los mismos, con el fin de asegurar la posible producción.

El propósito del presente trabajo es exponer en un plano general uno de los problemas que en potencia más afectan a la posible explotación de los yacimientos, como lo es el "Descontrol y control de pozos petroleros durante la perforación", así como indicar sus posibles soluciones.

Para hablar de ello analíticamente y ampliamente, sería necesario desarrollar un trabajo extenso, así como contar con la experiencia suficiente para ello.

CAPITULO I

FLUIDOS DE PERFORACION Y SU PRINCIPAL OBJETIVO EN EL CONTROL DE UN POZO.

La buena práctica y el uso adecuado del fluido de perforación se traduce en una reducción de los gastos de la misma y asegura en gran parte mejoras resultados.

Se define como fluidos de perforación a aquellos fluidos - que se circulan en el agujero en la perforación rotatoria. Los fluidos para este objeto incluyen gases, líquidos y sólidos suspendidos en líquidos. También se usan con frecuencia emulsiones de aceite en agua y agua en aceite para la suspensión de sólidos.

La necesidad de perforar cada día a mayores profundidades, trae consigo múltiples problemas tanto mecánicos como en - lo que a fluidos de perforación se refiere.

Dados los grandes adelantos obtenidos a la fecha, tanto en el campo como en el laboratorio, el exponer un estudio completo de los fluidos de perforación, requiere de experiencia y estudios especiales.

En este capítulo se expondrá la importancia y concurso de

dichos fluidos en prevenir o resolver los brotes y descontrol en los pozos de perforación, así como su comportamiento en algunos problemas presentados durante la misma.

Se considera el área de Cd. Pemex, como característica en la perforación de pozos petroleros, debido a las presiones anormales que invariablemente se presentaron, pues están considerados zonas de presiones anormales, aquellas que requieren un peso específico del fluido de perforación de 1.44 gr/cm^3 ó más.

Al perforarlas, es importante por lo tanto, observar y conservar en buena relación la presión que ejerce la columna hidrostática del fluido con las diferentes presiones existentes en las formaciones.

1.- PRESION HIDROSTATICA.- La presión hidrostática es la presión ejercida por una columna de fluido, esta presión o carga hidrostática existe, no solamente contra el fondo del agujero sino también contra las paredes del mismo, a cualquier profundidad y en todas direcciones. El diámetro o forma del agujero no influyen en el efecto de la presión hidrostática que está dada por la fórmula:

$$P_h = \frac{P_e \cdot L}{10} \quad \text{Donde:}$$

P_h = presión hidrostática ($\frac{Kg}{cm^2}$)

P_e = peso específico del fluido (g/cm^3 .)

L = Profundidad vertical (metros)

El aumento de la presión hidrostática es determinado por materiales densificantes como: Barita (Densidad o

peso esp. = $4.2 \frac{g}{cm^3}$

y se reduce en mayor o menor grado al contaminarse la columna con algún fluido ya sea de aceite, gas o agua salada o bien agregando agua dulce o diesel.

Como ejemplo ilustrativo a continuación se compara la presión hidrostática en un pozo de agua perforado a una profundidad de 2,000 m. y otro lleno con un fluido de perforación de $1.60 g/cm^3$ a la misma profundidad que el anterior.

Para pozo lleno de agua

Datos

Incógnita

Profundidad = 2000 m

Presión hidrostática (P_h)

Peso esp. del agua: $1 g/cm^3$.

$$P_h = \frac{P_e \cdot L}{10} = \frac{1.0 \times 2000}{10} = 200 \text{ Kg/cm}^2.$$

Para pozo lleno de fluido

$$P_h = \frac{P_e \cdot L}{10} = \frac{1.60 \times 2000}{10} = 320 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}$$

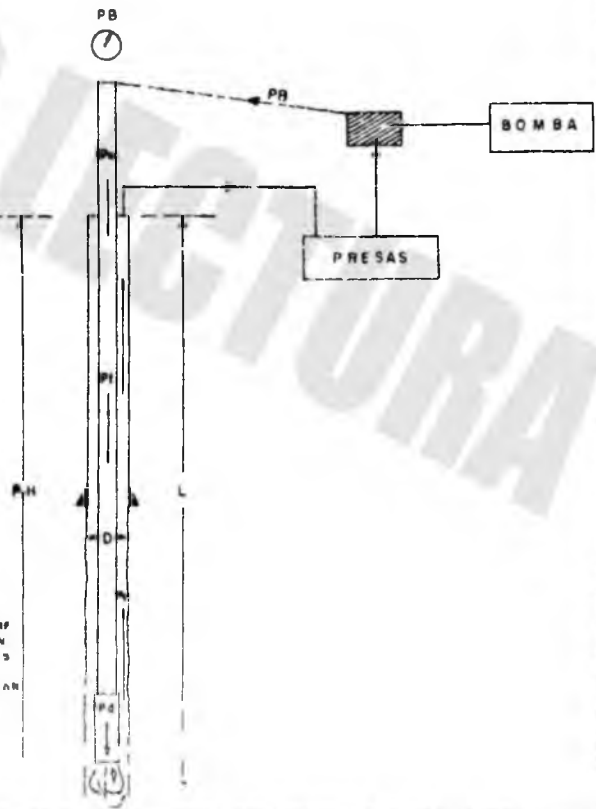
2.- Descripción del circuito del fluido de un pozo en perforación.

Iniciamos el circuito cuando el fluido es desalojado al vibrador previamente de la línea de flote, el fluido es desbordado antes por la malla colocadora, eliminando así las partículas de mayor diámetro que trae consigo en suspensión desde el fondo del agujero, estos recortes son eliminados en mayor o menor porcentaje dependiendo del diámetro del arreglo de la malla, posteriormente el fluido pasa por un tanque (asentamiento) depositando ahí gran cantidad de sólidos y arenas, principalmente en el inicio de la perforación (500 m), siguiendo en su circuito el fluido llega a la presa donde recibe el tratamiento químico principal, de ahí su nombre de ésta, llamada de reactivos; en esta presa están instaladas pistolas agitadoras o (chiflones) superficiales así como de fondo, la constituyen también dos embudos mezcladores por medio de los cuales son agregados los reactivos en general.

Entre las presas de asentamiento y reactivos está instalado un desgasificador que su nombre por sí solo -- describe, siendo éste de gran utilidad a la solución de gasificaciones.

De la presa de reactivos el fluido es pasado a la presa de succión, en ella como en la anterior se encuentran instalados sistemas de agitación superficiales y, de fondo, aquí se lleva a cabo, la homogenización del fluido, quedando así preparado y acondicionado según las necesidades del caso, para enseguida ser succionado por las bombas de pistón y enviado con presión a través del sistema superficial de circulación (tubo vertical, unión giratoria y flecha) y de la sarta de perforación (tubería de perforación, lastrabarreras, estabilizadores y portabarreras), llegando así hasta las boquillas de la barrena e iniciando su recorrido ascendente por el espacio anular hasta llegar a la -- "Línea de flote" cerrando así el ciclo, a continuación se ilustra en el circuito del fluido.

CIRCUITO DEL FLUIDO EN UN POZO EN PERFORACION



- PH PRESION HIDROSTATICA
- L PROFUNDIDAD EN METROS
- PR PRESION DE BOMBEO
- PB $P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5$
- P1 PERDIDAS DE PRESION EN CONEXIONES SUPERF
- P2 PERDIDAS DE PRESION EN TUBERIA DE PERFORACION
- P3 PERDIDAS DE PRESION EN LA TRABARRERNA
- P4 PERDIDAS DE PRESION EN EL ESPACIO ANULAR
- D DIAMETRO AGUJERO

3.- Preparación de fluidos de Perforación usados en Ciudad Pemex, durante la misma.

Al iniciar la perforación se emplea el fluido bentonítico sódico preparado al 5 ó 6% en peso, aproximadamente un saco de bentonita por cada metro cúbico de agua, ésto da como resultado un fluido con peso específico de 1.07 g/cm^3 . y un pH (potencial hidrógeno) de 7.6, este fluido es usado generalmente hasta la profundidad de 1200 a 1300 m.

El cambio de base se hace obedeciendo a diversos factores, entre las principales podemos citar los siguientes: Profundidad, tipo de formación, concentración de cloruros, altas temperaturas, etc.

Es práctica común en este distrito que después de las profundidades arriba anotadas, el fluido sea emulsionado con diesel (5 al 15 %) y usar como reactivos: Cromolignatos y sosa cáustica, obturantes (papel desmenuzado) (en caso de pérdida o con el fin de evitar la sobre todo cuando se aumenta el peso específico del fluido de perforación) etc. este fluido así tratado es conservado a profundidades aproximadas de 200 m o más, en seguida y obedeciendo a otros factores como son: reducciones de diámetro del agujero, empacamientos, adherencia de sólidos, contaminaciones diversas,

etc. es cambiada la base del fluido de sódico-emulsio-
nado a base de cromolignatados.

Reactivos usados para este nuevo cambio de base, son
los cromolignitos (lignex) y los lignosulfonatos (su-
per-caltex) además de los productos empleados para --
fluidos bentoníticos.

Obedeciendo a problemas que se han venido presentando
a la fecha, se utiliza en la actualidad el fluido lla-
mado de "Emulsión Inversa" (fase continua es aceite),
la característica principal de este tipo de fluido es
que los filtrados obtenidos a 260°C y 35 kg/cm². son
mínimos o nulos y cuando los hay están constituidos -
por aceite.

También se han solucionado en un alto porcentaje los
problemas causados por: lutitas plásticas, los derrum-
bes de las paredes del pozo, las formaciones deslezn-
biles, etc., la acentuada versatilidad de estos fluí-
dos hace que con el empleo adecuado de los reactivos,
se pueda trabajar con amplias márgenes de viscosidad,
gelatinosidad y peso específico.

El cambio de base de cromolignosulfonato a Emulsión--
Inversa se hace generalmente a partir de la cementa--
ción de la tubería de revestimiento intermedio - - -

(10 3/4" ó 9 5/8") o bién al presentarse dichos problemas.

4.- Flujo de gas y agua salada. (Como afectan las propiedades del fluido):

La presencia de un flujo de agua salada tra como principales consecuencias las siguientes: por efectos electroquímicos se forman al reaccionar con el fluido, agregados que hacen perder sus propiedades coloidales, dando como resultado un aumento de viscosidad momentánea, y también de gelatinosidad, deshidratación y floculación. Cabe anotar que la pérdida de agua aumentará si la contaminación o concentración de cloruros es en orden creciente. Con el fin de conservar las características del fluido deberá intensificarse el tratamiento de dispersantes orgánicos y sosa caústica.

El problema se manifiesta en la superficie de la siguiente manera:

- a).- Aumento de volumen en el sistema a causa de la inversión.
- b).- Disminución del peso específico.
- c).- Notable y constante aumento de viscosidad en el fluido de Emulsión-Inversa.
- d).- Pérdida de adherencia y plasticidad.

Ai notar la inversión de un flujo de agua salada a la columna del fluido es conveniente aumentar el peso específico, incrementando así la presión hidrostática y obviamente neutralizando la presión del flujo.

Antes de agregar el material densificante se utiliza un material obturante (granular fino), con el fin de evitar una posible pérdida de fluido, a la formación, sobre todo si se está perforando un estrato poroso y permeable, la utilización del obturante granular fino se debe a que al paso de éste por la malla coladora no sea eliminado en , siendo de manera factible el posible sello en la formación.

No se puede definir con exactitud, que tal o cual concentración de cloruro de sodio en el filtrado del fluido indique una franca invasión, pues esto depende de varios factores, entre los más importantes podemos anotar: los que se cuentan los sig:

La profundidad a que se perfora y el peso específico que utiliza, sin embargo, si al efectuar las continuas pruebas en el filtrado del fluido de la salinidad, se nota un incremento en la concentración, se tomaron las medidas indicadas con anterioridad, ya que en estas condiciones se estará ante un problema de invasión.

Es innegable la preferencia de usar en estos casos el fluido de emulsión Inversa el cual es más resistente a la contaminación que el fluido cromolignosulfatado.

Flujo de gas:

Este es clásico al presentarse en la superficie del pozo y el peso específico del fluido se abate notablemente y en volumen aumenta debido a la contaminación del gas, al suceder esta invasión deberá aumentarse el peso específico del fluido, aumentando la presión contra la formación, agregando densificantes (Barita) en razón de 4 a 5 sacos por minuto con el fin de acondicionar a las características del caso.

Las partículas de gas se liberan con mayor facilidad en un fluido de baja viscosidad y gelatinosidad, es obvio mantener o acondicionar a éste en estas condiciones.

- 5.- Características del fluido de perforación presentadas en movimientos de tuberías.

Los cambios de presión son proporcionales a la fuerza de gelatinosidad, por tal motivo, para reducir al mínimo la inyección al meter o la succión al sacar tubería, en lo que al fluido respecta será manteniéndola-

al mínimo. Esto se logra procediendo al tratamiento químico del fluido (uso de reactivos o agua) y agitación mecánica (pistoleo).

Generalmente al quedar el fluido en reposo, su fuerza gelatinizante tiende a aumentar por lo que es necesario en esta particularidad, circular a intervalos al introducir la tubería, rompiendo de esta manera la gelatinosidad del fluido, si se da rotación a la tubería, ésta pone en movimiento al fluido, pero únicamente en las proximidades de las paredes del tubo; en cambio al iniciar la circulación, el volumen del fluido es puesto en movimiento, por lo tanto, deberá hacerse circular pero no frente a un intervalo poroso, esto es con el fin de evitar pérdidas de fluido a la formación.

Es común en Cd. Pemex, experimentar durante la perforación cambios frecuentes en la velocidad de penetración, que al no ser aquilatados en el momento oportuno trae consigo en muchas ocasiones un brote (de gas generalmente en esta área), para el caso es conveniente conocer el tiempo de atraso y el ciclo del fluido en lo que a cálculos se refiere, con el fin de tener conocimiento efectivo del brote.

Se ilustra con el siguiente ejemplo:

Datos:

Profundidad del pozo = 2000 m

Carrera del pistón de la bomba = 16"

Camisa de la bomba = 7"

Diámetro del pistón = 3

Número de emboladas/min = 50

$$\text{Litros/Emboladas} = 0.02575 \text{ L } [2 (D^2) - d^2] = 0.02575 \times 16 \\ [2 (7)^2 - 32] = 36.668$$

$$\text{Gasto de la bomba} = 36.668 \frac{\text{litros}}{\text{Emb.}} \times 50 \frac{\text{emb.}}{\text{Min.}} = 1833.4 \text{ litros/min.}$$

$$\text{Trabaja al } 80\% = (1833.4) (0.80) = 1466.72 \text{ l/min.}$$

$$\text{Capacidad de la T.R. de } 20'' = 202.68 \text{ litros/metro.}$$

$$\text{Capacidad del agujero de } 17.1/2'' = 155.177 \text{ litros/metros.}$$

TR de 20'' Cementada a 416 metros.

Agujero de 17 1/2 hasta la profundidad de 2000 metros.

Solución

$$\text{Tiempo de atraso} = \frac{\text{Volumen en el agujero}}{\text{Bombeo/min.}}$$

$$\text{Volumen del fluido en } 20'' \text{ a } 416 \text{ mts.} = 79045 \text{ litros}$$

$$\text{Volumen del fluido en } 12 \ 1/2'' \text{ en } 1584 \text{ mts.} = 245800 \text{ litros}$$

$$\text{Volumen en el agujero} = 79045 + 245800 = 324845 \text{ litros.}$$

$$\text{Tiempo de atraso} = \frac{324845 \text{ litros}}{1466.72 \text{ l/min.}} = 221 \text{ minutos}$$

$$\text{Tiempo del ciclo} = \frac{\text{Volumen total en el sistema}}{\text{Bombeo/min.}}$$

Volumen en las presas del fluido = 6000 litros.

Volumen en conexiones superficiales = 3854 litros.

Volumen en el agujero = 324845 "

Volumen total 388699 litros.

Tiempo del ciclo = 388699 Lt. = 265 minutos
1466.72 litros/min.

El conocer el tiempo de atraso y el tiempo del ciclo facilita, en parte, llevar a cabo un buen acondicionamiento -- del fluido de perforación, colocar determinados volúmenes del fluido, de un pozo específico mayor al del trabajo, -- que a determinada profundidad en caso de alguna invasión, -- saber en que tiempo se manifestará en la superficie el material perforado en el fondo, en caso de algún quiebre en la velocidad de perforación, desde luego dichos tiempos deben calcularse periódicamente, facilitando así la solución de algunos problemas que se presentan durante la perforación.

Peso específico equivalente de circulación de los fluidos en los pozos en perforación.

En todo pozo en perforación, cualquiera que sea su profundidad, si el fluido no está circulando en el fondo se ejerce una presión hidrostática que depende exclusivamente de la profundidad vertical del pozo y de la densidad del fluido.

Al iniciarse la circulación, se presentan dos presiones: - la hidrostática, más la presión necesaria para hacer circular el fluido por el espacio anular hacia la superficie. - La suma de estas dos presiones representa el valor de la presión de circulación de fondo, entonces:

Presión de circulación de fondo = presión hidrostática + caída de presión en el espacio anular.

Por lo tanto, (en el fondo del pozo) estas dos presiones - vienen a modificar aparentemente la densidad del fluido y a esta densidad resultante siempre superior a la original - y se le llama:

Densidad equivalente de circulación (D.E.C.).

Las propiedades reológicas del fluido de perforación que - afectan a la DEC son, el punto de cedencia (YP) y la viscosidad plástica (VP).

Mientras mayor sea la DEC habrá un consumo excesivo de potencia de la bomba para circular el fluido y sobre todo, - será más factible inducir pérdidas del mismo a la formación, principalmente en zonas de fácil fracturación.

A continuación se ilustra con un ejemplo numérico la importancia que representa este cálculo dado que nos permite conocer con mayor exactitud la densidad real de trabajo del fluido.

Para calcular la D.E.C. es necesario contar con los siguientes datos:

- L Profundidad vertical en metros.
- Pe Peso específico o densidad del fluido en g/cc.
- Yp Punto de cadencia en Lb/100 pies².
- Vp Viscosidad plástica en CPS.
- D Diámetro de la barrena en pulgadas
- G Gasto de la bomba en litros/minuto.
- V Velocidad anular en metros/segundo.

Ejemplo práctico para un pozo que se perfora a 2000 m verticalmente y cuyos datos son los siguientes:

- (L) Profundidad = 2000 m.
- (Pe) Peso esp. = 1.13 g/cc.
- (Yp) Punto cadencia = 16 Lb/100 pies.
- (Vp) Viscosidad plástica = 30 CPS.
- (D) Diámetro de la barrena = 17 1/2"
- (d) Diámetro de la tubería de perforación = 5"

$$(D-d) = 12.5''$$

$$(D-d)^2 = 156.25''$$

$$(D^2-d^2) = 281.25''$$

Gasto de la bomba = 1466.72 litros/min.

$$(V) \text{ Anular} = \frac{(24.51)(387.21 \text{ gal/min})}{281.25''} = 33.74 \text{ pies/min.} = 0.1716 \text{ m./segundo}$$

Solución:

$$D.E.C. = \frac{PCF}{(L)(0.1)}$$

P.C.F. = Hidrostática + caída de presión en el espacio anular.

$$\text{Hidrostática} = \frac{L P_e}{10} = \frac{(2000 \text{ M})(1.13 \text{ g/cc})}{10} = 226 \text{ Kg/cm}^2.$$

Caída presión en el espacio anular = P1 + P2

$$P1 = \frac{L Y P}{225(D-d)} = \frac{(2000 \text{ m})(16 \text{ Lb}/100 \text{ pies}^2)}{225 (12.5)} = 11.38 \text{ Lb/pulg.}^2/\text{pie}$$
$$= 2.62 \text{ Kg/Cm}^2/\text{metro.}$$

$$P2 = \frac{V L V P}{1500(D-d)^2} = \frac{(0.1716 \text{ m/seg.})(2000 \text{ m})(30 \text{ Cps})}{1500 (156.25)} = 0.044 \text{ Lb/pul}^2/\text{pies}$$
$$= 0.011 \text{ Kg/Cm}^2/\text{m.}$$

$$\text{Caída de presión} = 0.011 + 262 = 2.631 \text{ Kg/Cm}^2.$$

$$P C F \quad 2.631 + 226 = 228.631 \text{ Kg/cm}^2.$$

$$D.E.C. = \frac{228.631}{(2000)(0.1)} = 1.143 \text{ g/cc.}$$

Nótese que si el peso específico original era 1.13 g/cc, - la alternación equivalente del peso específico de circulación en nuestro ejemplo será de 0.013 g/cc.

CAPITULO II

CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL

1.- PREVENTORES:

La presión hidrostática impuesta en la formación de la columna de fluido de perforación es el factor principal para evitar que un pozo reviente.

Los preventores de reventones proporcionan un medio para cerrar un pozo en la superficie cuando las presiones de la formación exceden las presiones producidas por la columna de fluido de perforación. Los estranguladores y las tuberías permiten la descarga controlada del hoyo del pozo - mientras se sacan por circulación los fluidos intrusos de la formación. Los separadores de gas y fluido de perforación (desgasificadores) proporcionan un medio para conservar los fluidos de perforación mientras se desprende el gas de la atmósfera, las cabezas giratorias permiten que continúe la perforación a una velocidad de penetración incrementada en ciertas formaciones que tienen flujo de gas a alta presión y bajo volumen.

Originalmente diseñados como dispositivos de urgencia, los preventores de reventones y las instalaciones relativas se usan ahora regularmente para incrementar las velocidades -

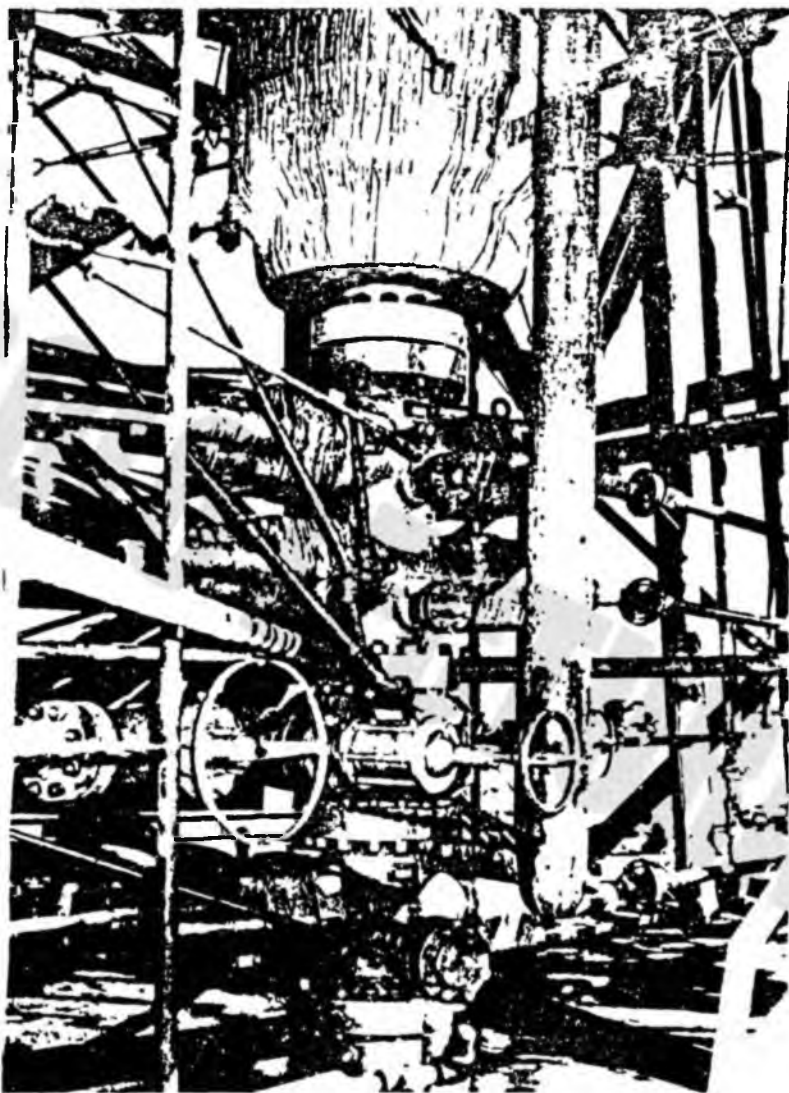
de perforación, permitir el uso de flujos de perforación más ligeros y al mismo tiempo contribuir a la seguridad -- del personal del equipo y de las instalaciones del mismo -- en situaciones de perforación progresivamente complejas.

El equipo preventor de reventones debería diseñarse para:

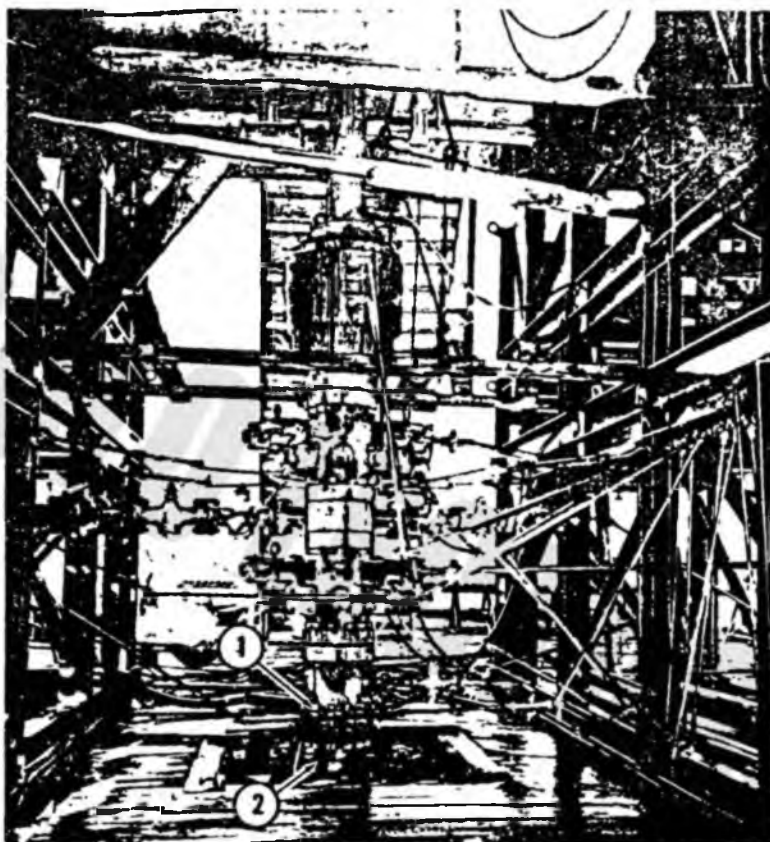
- 1o.- Cerrar la parte superior del agujero.
- 2o.- Controlar la descarga de flujos.
- 3o.- Permitir el bombeo dentro del agujero.
- 4o.- Permitir movimiento de la tubería de perforación.

Estos requerimientos significan: que de haber suficiente -- tubería de revestimiento en el pozo para proporcionar un -- ancha para el equipo de la cabeza del mismo, debe haber -- instalaciones de equipo para cerrar el agujero con o sin -- tubería, el equipo debe de proveer la conexión de líneas -- para la descarga de la presión y permitir el bombeo dentro de la tubería de perforación o el espacio anular. Este -- equipo deberá ser capaz de una operación rápida por medios que permitan al personal que esté haciendo el trabajo estar debidamente protegidos. Cuando se maneja una amenaza de -- reventón, no solamente se debe regular el flujo de retorno, sino que algunas veces el pozo se debe abrir a flujo total.

La figura 1 muestra una instalación de un conjunto moderno de alta presión.



Presseurs de rognons modernes de alta presión



La cabeza de tubería de ademe es la base para el conjunto de preventores. (1) Punto de suspensión para tubería de ademe de $7 - 5/8$ ". (2) Cabeza de tubería de ademe de $10 - 3/4$ pulgadas.

El fondo o punto inicial de cualquier conjunto de preventores de reventones, es la tubería de revestimiento, el conjunto no es mejor que la tubería de ademe (o revestimiento) a la que esta unido, la resistencia al deterioro del estrato del asiento de la tubería del ademe es la manera de cementar la tubería en el agujero o la unión entre la tubería del ademe y el preventor. La tubería del ademe superficial es importante para la protección de reventones porque generalmente se coloca lo bastante profundo para alcanzar formaciones compactas y es ancla y base para los preventores de reventones. Una sarta intermedia es importante para la protección contra reventones porque es una tubería de revestimiento superficial y porque alcanza formaciones que generalmente no se deterioran con una presión considerable en la cabeza del pozo.

En el caso de que un pozo se cierre para evitar una amenaza de reventón, deberá haber suficiente cemento atrás de las sargas de tuberías de revestimiento para evitar que las presiones del pozo se escapen fuera de la tubería.

El procedimiento usual es que la tubería de revestimiento superficial se cementa completamente hasta la parte superior del agujero, algunos operadores intentan obtener una columna llena de cemento por fuera de una sarta intermedia de tubería.

TIPOS DE PREVENTORES:

a) Preventores del tipo de ariete.

Los preventores del tipo de ariete cierran el espacio anular por fuera de una sarta de tubería de perforación en un pozo, moviendo los arietes de una posición retraída libre del agujero a una posición en la que cierran alrededor de la misma. Los arietes o compuertas operan en pares y sellan el espacio abajo de ellos cuando se cierra, las compuertas para tubería se suministran con aberturas semicirculares que se ajustan al diámetro de los tamaños de la tubería para los que están diseñados, es absolutamente vital que las compuertas de tubería en un preventor se ajusten a la tubería de perforación, tubería de revestimiento o de producción que se estén usando y todos los que en él intervienen deben tener la seguridad de ello durante todo el ciclo.

Si hay tubería de perforación de más de un diámetro en el pozo, la mayoría de los operadores requieren un segundo tipo de preventores de ariete en el conjunto con el objeto de tener los dos diámetros disponibles para uso instantáneo.

Las unidades "ciegas" que cerrarán en el agujero abierto comúnmente reciben ese término y algunas veces se les llama compuertas o arietes "en blanco".

Los preventores del tipo de arietes operaban originalmente en forma manual pero la mayoría de esos preventores en la actualidad se abren y cierran por medios hidráulicos (mecánicos).

Los preventores del tipo de ariete modernos están diseñados para operarse con fluido hidráulico con presión de 500 a 1500 lb/pulg².

b) Preventores de tipo anular:

Los preventores de tipo anular emplean un anillo de hule sintético reforzado como unidad empacadora que rodea el agujero del pozo para efectuar el cierre.

En la posición de totalmente abierto, el diámetro interior de la unidad empacadora es igual al diámetro del agujero del preventor. Un sistema para apretar el anillo de empaque permite al operador reducir el diámetro hasta que se trababa con la tubería, unión cónica o vástago cuadrado, que pudiera estar en el preventor.

Los preventores anulares tienen la habilidad de efectuar cierres a presión en cualquier forma o diámetro que pueda estar en el agujero. Los preventores del tipo de ariete deben estar equipados con compuertas que se ajusten a cual

quier diámetro de tubería que esté en el agujero y no se puede usar más que en formas circulares. Los preventores anulares cierran por presión hidráulica y no se pueden asegurar mecánicamente con los preventores de arlete. Los preventores anulares pueden efectuar un cierre en vástagos cuadrados o hexagonales y permitirán una rotación lenta así como un movimiento vertical de la tubería de perforación mientras esté a presión.

CONJUNTO DE PREVENTORES

El conjunto de preventores de reventones es el ensamble vertical del equipo especial en la parte superior de la tubería de revestimiento que se usa para cerrar un pozo contra el flujo, con o sin tubería de perforación en el agujero. El agujero vertical de este equipo deberá ser igual o mayor que el diámetro interior de la tubería de revestimiento, tendrá clasificaciones de presión apropiadas para las presiones que sea posible que se encuentren y que sea adecuado para servicio del lodo. La operación de los dispositivos de cierre deberá ser rápida y confiable aún cuando esté cubierto de fluido de perforación; la operación con potencia es indispensable para reducir al mínimo el corte de fluido de perforación y las lesiones a la gente cuando se cierre un pozo. El equipo usual que comprende un conjunto de preventores de reventones, de arriba a abajo

consisten de lo siguiente:

- a) Línea de flote y niple de campana
- b) Preventor ciego
- c) Preventor de arletes anulares
- d) Carrete separador
- e) Preventor de arletes anulares
- f) Cabezal de tuberfa.

La figura No. 1 también nos muestra la disposición anterior de un conjunto de preventores.

Las figuras 3 nos muestran algunos de los arreglos de preventores utilizados de acuerdo a las necesidades en cuanto a presión se refiere durante la perforación de pozos petroleros:

El código adoptado para la designación de arreglos es el siguiente:

R = Preventor del tipo de un solo arlete con un juego de compuertas ya sea en blanco (ciegas) o para tuberfa.

Rd = Preventor del tipo de doble arlete con dos juegos de compuertas.

A = Preventor de reventones de tipo anular.

S = Carrete separador con conexiones para salidas latera--

les para líneas de estranguladores y para control.

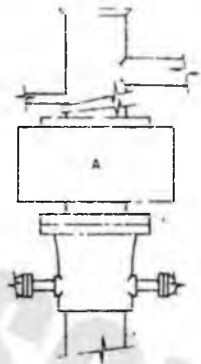
G = Cabeza rotatoria de fricción para perforación con gas, aire o acreada.

CARRETES SEPARADORES.- Un carrete separador es un accesorio a través del cual se puede perforar, se coloca en un montaje de conjunto de preventores para proporcionar espacio entre los preventores y para permitir la instalación de líneas para estranguladores y para control. En el último caso, los carretes separadores hacen posible que se bombe por el espacio anular y por el contrario, purgar la presión abajo de un preventor de reventones cerrado.

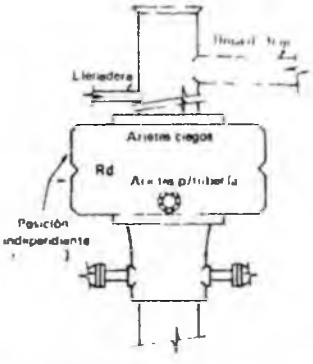
Aunque los preventores pueden estar provistos de salidas laterales, algunos operadores prefieren carretes separadores independientes para fijar las líneas de control y de estranguladores.

2o.- MÚLTIPLES DE ESTRANGULACION:

Siempre que la presión subsuperficial es causa de que el fluido fluya de un pozo a una velocidad mayor de aquella a la que se esta bombeando a su interior, se debe aplicar contrapresión si se ha de prevenir la entrada prolongada de fluidos de la formación. Mientras se esta aumentando la densidad de la columna de fluido de perforación en el pozo, la contra presión generalmente se obtiene desviando-

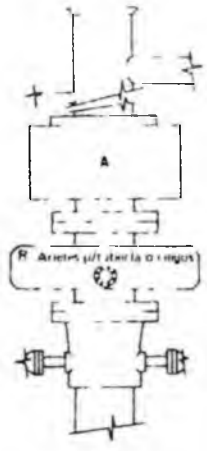


ARREGLO A



ARREGLO Rd

Preventor doble con arietes independi-
dientes

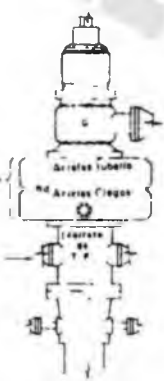


ARREGLO RA

Conjunto de arreglos para preventores API.



ARREGLO SRRA



ARREGLO SRdG
(Para perforar
con aire/gas)



ARREGLO SRAA

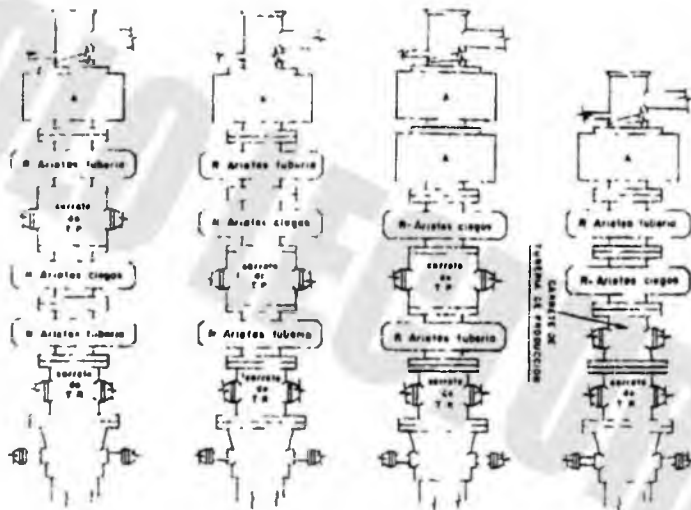


ARREGLO RSRdG
(Para perforar
con aire/gas)

(LA POSICIÓN RELATIVA DE LAS COMPUERTAS ES OPCIONAL)

Conjuntos de preventores de revolvedores API

SRA, SRdG y SRAA son marcas de API. SRA, SRdG y SRAA son marcas de API.



ARREGLO HSRA

ARREGLO RSHRA

ARREGLO RSRAA

ARREGLO RRA
(para terminacion)

(LA POSICION RELATIVA DE LAS COMPUERTAS ES OPCIONAL)

Arreglos de conjuntos de preventores de reventones A P.I.

el flujo del fluido de perforación por un múltiple de tubería con un sistema de nipples reductores de gasto o estranguladores, que consiste de válvulas, tubería de conexiones y accesorios especiales, deberá tener una clasificación de presión de trabajo por lo menos igual o mayor que la presión máxima superficial que se espera tener.

30.- DESGASIFICADOR:

En el área de Ciudad Pemex se utilizan generalmente desgaseadores de los denominados "atmosféricos" o de gran volumen.

Estos desgaseadores constan básicamente de una bomba -- centrífuga sumergido y de un tanque desgaseador elevado. El ducto en espiral de la bocatoma de la bomba hace que el fluido de perforación forme un remolino en el centro del impulsor. El gas que se separa del fluido arremolinado en el impulsor sube por el eje y se descarga en la atmósfera.

La descarga del casco de la bomba fluye hacia arriba por un montante, pasa por una válvula ajustable de disco que la atomiza y cae en el tanque desgaseador. La velocidad del fluido de perforación aumenta en la válvula y golpea contra la pared del tanque. El impacto, que reduce la viscosidad del fluido, y la fuerza centrífuga que se genera --

al circular el fluido contra la pared del tanque, hacen -- que las burbujas de gas, se desprenden a la superficie, -- donde pueden escapar.

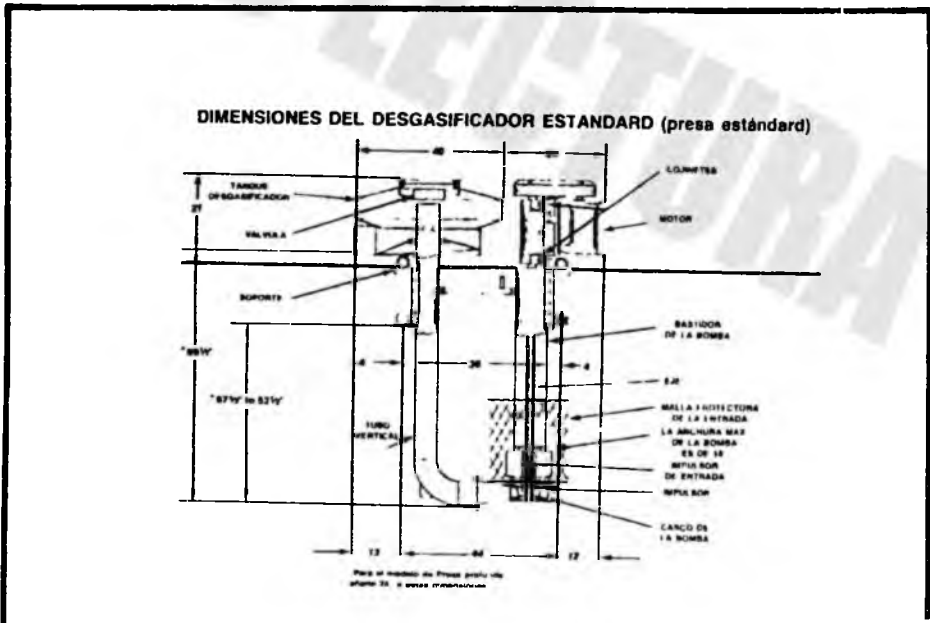
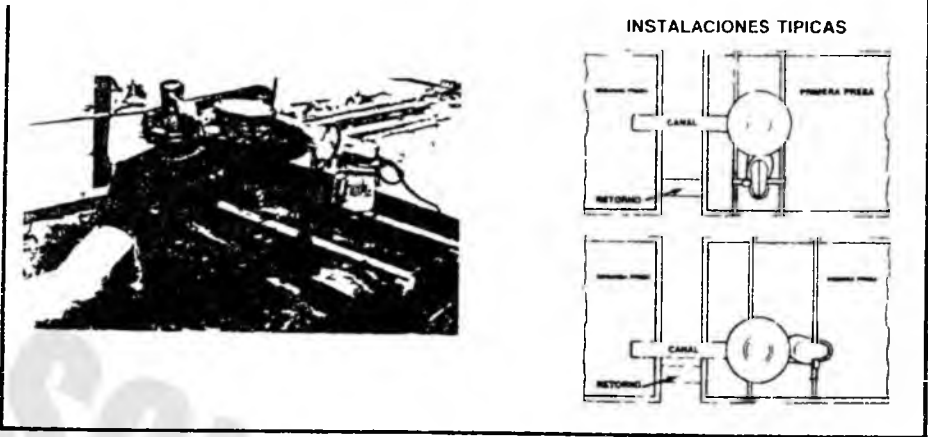
El fluido de perforación baja a la base del tanque de atomización y fluye por gravedad, a través de un canal a las presas de lodo.

El mayor arreglo para el desgasificador es en el cual el -- fluido de perforación se bombea de la primera (presa de -- asentamientos) a la segunda presa (presa de reactivos).

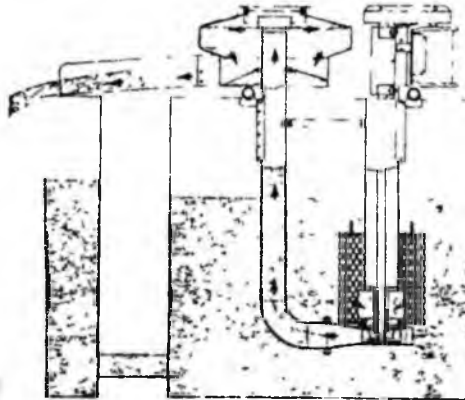
Se debe instalar de tal modo que el interruptor quede bien accesible.

La línea de retorno de la segunda a la primera presa se debe abrir para permitir la recirculación y la inmersión óptima de la bomba, a fin de aumentar el régimen de bombeo.

A continuación tenemos una serie de figuras mostrando el -- flujo de fluido de perforación, instalación típica y dimensiones del desgasificador.



FLUJO DEL LODO A TRAVÉS DE LA BOMBA



4.- VALVULAS DE SEGURIDAD PARA TUBERIAS DE PERFORACION:

a) Válvula de tapón.- Esta es una pieza necesaria para cerrar la presión del pozo si la empaquetadura de la unión giratoria o la manguera de perforación fallan. Muchas válvulas de tapón son difíciles de operar y son propensas a fugas y escurrimientos. El mantenimiento debe incluir la inspección frecuente, lubricación y pruebas a presión.

Las pruebas deben de efectuarse del lado del vástago (o flecha) o del fondo.

El agujero a través de la válvula de tapón deberá ser igual al de la unión giratoria o la flecha. La mayoría de ellas requieren una llave especial para cerrar y los perforadores deben asegurarse de que la llave de la válvula de tapón

se conserve en el mismo lugar y todo miembro de la cuadrilla debe saber donde encontrarla.

La siguiente figura nos muestra un tipo de válvula tapón.



Un tipo de válvula de tapón

Una válvula de tapón más baja, también llamada "válvula de vástago de perforación" se usa algunas veces en combinación con la válvula tapón de arriba pero no la sustituye porque la posición inferior puede no quedar accesible en una emergencia. Una válvula de tapón más baja es útil para prevenir el drenaje del fluido de perforación que salga de la flecha mientras se están haciendo conexiones y se puede cerrar para detener el flujo de la tubería de perforación.

CAPITULO III

CAUSAS QUE ORIGINAN UN DESCONTROL

La principal causa que origina un descontrol se debe en un porcentaje muy elevado el error humano, es negativa la creencia de que el principal origen del problema sea debido a las altas presiones de las formaciones, pues se ha demostrado que en condiciones normales antes del brote el peso específico del lodo sea el adecuado para ejercer una presión hidrostática contra la formación suficiente para evitarlo.

En cambio los pozos en su mayoría se han descontrolado al efectuar un viaje con la tubería de perforación. Es importante también tomar en cuenta para tales efectos la mala conservación del equipo, así como también no probar con periodicidad las conexiones superficiales de control y no preparar un programa adecuado de preventores y lodos, es conveniente adiestrar a las cuadrillas para estos casos e inclusive practicarse simulacros de brotes en el pozo con el fin de mantener al personal preparado en caso de ocurrir tales, pues se puede dar el caso que el equipo observe buenas condiciones pero si no se da el debido uso el resultado es altamente negativo.

Se produce:

1.- Introducir y extraer tuberías.-

Un gran número de los brotes que ocurren al perforar pozos se deben a la reducción de la presión estática al sacar tubería.

La evidencia acumulada en estudios ha probado esto.

Las reducciones de presión están íntimamente relacionadas con aumentos de presión que ocurren al introducir tubería, estos aumentos de presión causan o contribuyen a la pérdida de circulación.

Cuando se mueve una tubería sumergida en un líquido, la parte del líquido en contacto con la superficie de la tubería se mueve con la misma velocidad que la tubería, parte del movimiento se transmite al resto del líquido; la tubería en movimiento, por lo tanto, arrastra parte del líquido consigo.

Presión de introducción.

Se conoce que tanto dentro de la tubería como en el espacio anular existe una región de velocidad máxima rodeada de regiones de menor velocidad, es común pensar que una diferencia de presión cause un flujo, no es común que un flujo

Jo cause una diferencia de presión, el contraflujo hacia arriba debe estar acompañado por un aumento de presión hacia abajo adicional al aumento hidrostático. Esta presión entra hacia abajo sobre la presión hidrostática es la presión de introducción de tubería.

Succión al extraer.

Cuando la tubería se mueve hacia arriba, arrastra consigo parte del fluido. A fin de que el agujero se mantenga lleno, otra parte del fluido se debe mover hacia abajo y esto produce un descenso en la presión abajo de la presión hidrostática y es la succión en la extracción de la tubería.

Cuando la tubería se mueve hacia abajo, es fácil ver que debe de existir un contraflujo hacia arriba, porque no hay hacia donde se vaya el fluido arrastrado, excepto hacia arriba. Es suponiendo, desde luego, que el agujero está cerrado o que no existe pérdida de circulación, por otro lado, cuando la tubería se mueve hacia arriba, si hay una posible salida para el fluido que arrastra consigo la tubería. No lo hace debido a la fuerza de gravedad que lo mantienen en el agujero, produciendo un contraflujo hacia abajo, en efecto, utiliza parte de la presión hidrostática del fluido, por lo tanto reduce la presión en el pozo, ambos efectos analizados anteriormente resultan del movimiento relativo de la tubería con respecto al agujero.

La succión al extraer tubería y la presión al introducirla son proporcionales a la longitud de la tubería sumergida.- La longitud de la tubería no es un factor que se pueda controlar, por lo tanto los efectos se deben de reducir controlando otros factores.

El factor más fácil de controlar es el tiempo empleado en efectuar los movimientos de producir y extraer, sobre todo cuando existe peligro de un brote, debe emplearse esta - - práctica.

Otro valor controlable es la viscosidad efectiva del lodo y la fuerza de gelatinosidad abordados ya en el primer capítulo.

Una pérdida de circulación trae consigo generalmente un -- brote, en esta área las principales causas de este tipo de problemas se deben a:

- a).- Exceso en la presión hidrostática al usar lodo de alto peso específico durante la perforación al atravesar un extracto poroso y permeable.
- b).- Ocurre en ocasiones que al presentarse un empacamiento ya sea por derrumbe de formación desleznable o por reducción del diámetro del agujero como sucede en formaciones de lutita plástica, el encargado de la perfo

ración en turno, aumenta la presión de la bomba inyecando así el fluido a la formación o bien fracturando ésta ocasionando la pérdida.

c).- Puede suceder que al efectuar alguna operación (introduciendo tubería de perforación o de revestimiento) - se trate de romper circulación a la altura de un estrato poroso y permeable (arenas principalmente), -- ocasionando así la fuga por efecto de inyección, no -- es muy común este caso ya que los intervalos a circular están determinados de acuerdo con los registros -- efectuados, sin embargo debe tomarse ésto en cuenta.

En conclusión una pérdida de circulación dejará el -- agujero perforado parcial o totalmente vacío, ocasionando así que cualquier presión por insignificante -- que esta sea, tenga manifestación inmediata en la superficie, teniendo en cuenta que las zonas que se perforan son de presiones anormales.

2.- Insuficiencia de capacidad o número de preventores.-

El número de preventores así como el tipo de ellos está determinado a las presiones de la zona que se esperan encontrar de acuerdo con estudios y experiencias obtenidas, al ocurrir el descontrol y como última medida de seguridad para evitarlo, se hacen funcionar los preventores con el fin

de cerrar el pozo, algún defecto o mal diseño de ellos puede ocasionar un siniestro de magnitud considerable es por lo tanto conveniente operarlos continuamente observando su buen funcionamiento o en caso contrario subsanar cualquier anomalía.

3.- Programa de tuberías inadecuado.- Al igual que los preventores las tuberías usadas para perforar así como las de revestimiento son diseñadas de acuerdo con las presiones y tipos de estratos (tuberías de revestimiento) o perforar los mismos, existen para el caso diferentes especificaciones y diámetros en el Distrito de Ciudad Pemex, los programas más usados son:

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

	LONGITUD	GRADO	PESO (LB/PIE)	LONGITUD APROXIMADA	GRADO	(LB/PIE)
Tubo Conductor	24"			6 20"		
Tuberfas Superficiales.	16"	M-40	65.0	6 13.3/8"	J-55	40.5
Tuberfas Intermedios.	10.3/4"	J-55	40.5	9.5/8"	J-55	36.0
		N-80	51.0		N-80	40.0
		B-110	51.0		N-80	43.5
Tuberfas de Explotación.	7"	J-55	26.0	6.5/8"	J-55	24.0
		M-80	29.0		N-80	28.0
		P-110	29.0		P-110	26.0
Tuberfas de Extención	5.1/2"	J-55	15.5			
		J-55	17.0			
		N-80	20.0			

Diámetro de Tuberfas para perforar

Tuberfa de Perforación	5"
" "	4.1/2"
" "	3.1/2"
" "	2 7/8"

o bien cuando teniendo cementada la tubería de el programa continuando la perforación, para cementar la tubería revestimiento (6.5/8") es necesario ampliar de revestimiento -- (4.1/2"), la cementación de esta tubería se hace traslapando unos 20 ó 30 m. de ésta con la tubería de revestimiento anterior.

Los programas así descritos, han sido adoptados de acuerdo con las experiencias obtenidas con la perforación de pozos anteriores.

4.- Cementación defectuosa.

Las malas condiciones de una cementación pueden ser no solamente responsables de la imposibilidad de producir hidrocarburos proveniente de una zona saturada, sino en muchos casos, de algún brote o del descontrol absoluto del pozo y por lo tanto, de las grandes cantidades invertidas de dinero en su reparación o control definitivo.

a).- Se puede efectuar una mala cementación si al practicarla no se utiliza el tipo de régimen del desplazamiento del fluido adecuado, es decir, cuando el perfil de las paredes del pozo es sinuoso, el enjarre -- del lodo (sólidos) se acumula en mayor cantidad en -- los lugares curvos evitando una perfecta adherencia -- del cemento con las paredes del pozo, es conveniente-

por lo tanto utilizar al principio de la operación un régimen turbulento con el fin de limpiar perfectamente el enjarre y posteriormente cambiar el régimen a tipo tapón, llegando de esta manera el cemento a todos los espacios por sinuosos que sean.

b).- Al introducir la tubería de revestimiento se puede -- provocar una pérdida del lodo a la información con el consiguiente brote, desde luego existiendo alguna presión en la formación. Por tal motivo debe circularse a intervalos a fin de mantener las condiciones (sobre todo de peso específico y viscosidad) del lodo, y desalojar los derrumbes que provocan la introducción de los tramos a cementar, es conveniente acondicionar el lodo con obturantes para evitar posibles pérdidas.

c).- En algunas ocasiones la distribución de centradores, raspadores y collares tope, ha sido correcta, pero por diversas causas al estar en el fondo la tubería, esta no se mueve o bien se mueve esporádicamente y -- con longitudes que no aseguran el trabajo correcto de los raspadores. Otras veces, durante el desplazamiento de la lechada se ha dejado de mover por diferencia de criterio, o bien por malas condiciones del equipo de perforación utilizando, lo que origina una posible canalización de la lechada y mala adherencia entre la formación, cemento y tubería.

De acuerdo con estos programas, las tuberías de revestimiento tienen como función principal:

Tubos conductores (24" ó 20").- Aunque no se consideren -- como tuberías de revestimiento, es indispensable en todo -- comienzo de la perforación, ya que tiene como función, con -- tener las formaciones no consolidadas próximas a la super -- ficie, así como conducir el fluido de perforación y evitar -- posibles fugas de éste.

Tuberías Superficiales (16" ó 13.3/8").-

Estas tienen como función principal la de prevenir derrum -- bes de formaciones superiores, así como la aislar todas -- las arenas invadidas preservando cualquier contaminación.-- Con estas tuberías se tiene la ventaja de que al cementar -- les se instala el cabezal de tuberías definitivo, propor -- cionando un anclaje seguro al colocar preventores y demás -- conexiones superficiales, teniendo con ésto un buen con -- trol de las presiones que se puedan presentar durante la -- perforación.

Tuberías revestidoras de explotación (7", 7.5/8" ó 6.5/8"), estas tuberías se cementan en el campo, hasta el fondo -- atravesando las formaciones permeables productoras y tie -- nen como función principal:

a).- Evitar el daño al extracto petrolífero por entrada de

agua en el pozo o por derrumbes de formaciones superiores.

- b).- Impedir la producción incontrolada de gas o aceite de la parte superior del horizonte petrolífero.

Estas tuberías no se cementan en toda su longitud, sino únicamente desde el fondo hasta cubrir el horizonte probable productor que se encuentra más arriba. En general para que una tubería de revestimiento sirva para los fines expuestos, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a).- Resistir las presiones de aplastamiento, ejercidas por la columna de fluido por fuerza del tubo.
- b).- Debe tener suficiente resistencia a la tensión.
- c).- Debe resistir la presión interna.
- d).- Deben ser resistentes a la corrosión, abrasión y pruebas de escapes.

Tuberías de extensión (4.1/2").- En la actualidad únicamente se utiliza como tubería de revestimiento, en caso de presentarse problemas en el curso de la perforación y se tenga necesidad de cementar tubería de revestimiento (6.5/8") antes de la profundidad programada.

En algunos casos el peso de la lechada no se ha verificado continuamente, dando origen a una posible variedad en el -

peso de la misma.

5.- Instalación defectuosa del equipo superficial de control generalmente la instalación superficial es supervisada adecuadamente, sin embargo en lo que se debe tener mayor cuidado es en las pruebas que se hacen a las conexiones y líneas, ya que por efectos del trabajo pueden ser deterioradas en mayor o menor grado, dando motivo a alguna fuga y un posible brote o descontrol, una programación periódica de pruebas ayudaría en gran parte a solucionar el problema.

Se tendrá especial cuidado en contar con extensiones manuales instaladas en buen estado de trabajo se bombeará agua a través del múltiple de estrangulación para comprobar que este se encuentra libre de tapones debido al asentamiento de la barita, cemento etc. cada vez que los preventores sean probados.

6.- Programa de lodos inadecuados.

Un programa inadecuado del flujo de perforación, sin lugar a dudas, puede ser el origen de un brote como se ha comprobado en numerosas ocasiones.

Como se sabe, las presiones existentes en los estratos a perforar, son controladas por un peso específico del lodo,

que aunado a la profundidad vertical del pozo da como resultado una cierta presión; esta presión debe ser siempre igual o mayor a las existentes en el subsuelo.

Para tal efecto de control la columna del lodo siempre debe guardar ciertas características, una de las más importantes en el peso específico, es decir la columna en su totalidad deberá siempre ser uniforme con el fin de evitar la entrada de alguna presión al fluido de perforación (precisamente donde se localiza el lodo de peso específico más bajo).

Para la elaboración de programas deberá hacerse tomando en consideración (si no se cuenta con datos de referencia) -- las formaciones a perforar (columna geológica probable, la existencia en las mismas de yacimientos con presiones, -- etc.).

Queda a criterio (en muchos casos) del encargado del fluido durante la perforación, la solución de los problemas -- presentados de inmediato en el pozo en lo que a lodos se -- reflere, así como continúa supervisión y acondicionamiento del fluido de acuerdo con las exigencias.

El gradiente de fractura de las formaciones es definido como la presión a la cual las formaciones son fracturadas, -- ocasionando con ello pérdidas de lodo a las mismas.

La determinación del gradiente de fractura ha sido estudiado ampliamente, y para su conocimiento se ha establecido un sistema en función de los diferentes parámetros proporcionados por los registros eléctricos, de inducción y sonido de porosidad en compañía con datos empíricos.

El método anterior, sin embargo, solo es utilizable en áreas donde son conocidas sus condiciones, cabe decir que el gradiente de fractura depend de las condiciones geológicas de las áreas en estudio.

El conocimiento de la presión de los yacimientos atravesados, es de primordial importancia desde el punto de vista de la ingeniería, como consecuencia de esta determinación se puede controlar mejor las propiedades del lodo de perforación utilizando, completamente el diseño de los programas de terminación y tuberías de revestimiento, para obtener la presión de las formaciones atravesadas durante la perforación. Simplemente se multiplica el gradiente de la presión del fluido en el yacimiento por la profundidad.

CAPITULO IV

ANALISIS DEL DESCONTROL.

El descontrol de un pozo es el no control de un brote, entendiéndose este último como la primera manifestación de la entrada de flujos, provenientes de la formación, tales como gas, agua salada o aceite.

Existen dos tipos de descontrol: Normal e Inducido, definiéndose cada uno como sigue:

- 1.- Descontrol normal: Se dice que es normal cuando las conexiones superficiales de control no se encuentran cerradas y los flujos de la formación invaden al fondo del pozo, levantando la columna del fluido de perforación y expulsándola a la superficie, con mayor o menor intensidad.
- 2.- Descontrol inducido: Este descontrol es el que tiene lugar encontrándose cerrado el pozo por fracturamiento de las formaciones, algún punto del agujero descubierto, debido a la contrapresión ocasionada al cerrar el mismo. Ocurre también cuando la presión de la formación alcanza tal valor, que sobrepasa al gradiente de fractura de la misma, observándose pérdida de flujos de perforación; igualmente por rotura en la tubería de revestimiento.

El factor principal durante la perforación de un pozo es el prevenir posibles descontrolés ya que ésto traerá consigo un notable ahorro de tiempo y de economía, la presencia de un brote significa en muchas ocasiones la suspensión inmediata de la perforación, habrá asimismo necesidad de hacer una erogación extra en el acondicionamiento del fluido de perforación a fin de resolver el problema el agujero -- puede ser dañado ocasionando así pegaduras de tuberías o -- en casos extremos la pérdida del pozo y ocasionalmente del equipo.

Como anteriormente se anotó, el área de Ciudad Pemex, es característica por sus presiones anormales, definiéndose esta a continuación:

Presión Anormal: Estos tipos de presiones es debida a la falta de migración de los fluidos contenidos en las formaciones, a causa de que las mismas se encuentran selladas. En forma práctica se ha observado que la columna estratigráfica se encuentra aquí, construída aproximadamente por un 70% de lutita y un 30% de arena. Las presiones anormales en el subsuelo se generan durante el proceso de compactación de las rocas sedimentarias. A medida que un estrato rocoso va sepultándose a mayor profundidad en la corteza terrestre por los sedimentos superyacentes, los esfuerzos de sobrecarga sobre dicho estrato, van aumentando tam-

bién. Dichos esfuerzos ocasionan que la roca sepultada sufra cierta compactación, y la porosidad de la roca disminuya. Por este motivo algunos fluidos que originalmente estaban contenidos en los poros de cierta formación, fueron -- más desalojados, debido a la compactación. En muchos casos, ésto no sucede porque no existió el medio de escape para el fluido, quedando por lo tanto represionado el fluido.

3.- Identificación de brotes: El propósito de identificar un brote oportunamente es cerrar el pozo lo más rápido posible, con el fin de evitar la invasión de fluidos contaminantes de la formación.

El primer indicio de un brote es el aumento del volumen en las presas de fluidos de perforación, después se observa el flujo de fluido sin tener en operación la bomba, si hay flujo indicará el inicio de un brote el cual debe ser analizado y proceder a lo conveniente del caso.

Abatimiento en la presión de bombeo: Cuando ésto ocurre se procede a comprobar el funcionamiento de la bomba por algún deterioro en algunas de sus partes, o puede suceder también en este caso que la tubería se haya roto y exista alguna fuga en cualquiera de sus conexiones, si no es alguna de estas tres causas, es de suponer que la presión del ya-

cimiento ayuda al flujo del fluido de perforación en el espacio anular, para comprobar tal o cual cosa, es necesario parar la bomba y si el flujo en el espacio anular cesa, se trata de una fuga o falla mecánica en caso contrario se -- tratara de un brote, para el último caso se observará un aumento de volumen en el nivel de las presas.

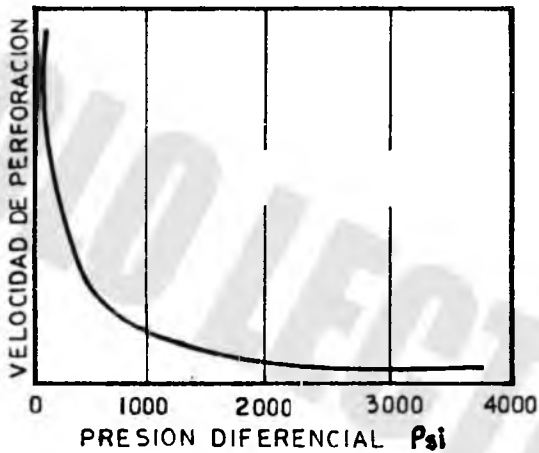
Cuando se observa un brote en el pozo, como regla general y siempre que sea posible es conveniente bajar la tubería a fondo y circular para controlarlo, cuando no hay manera de seguir bajando a causa del brote se hace uso de la válvula macho en la tubería, para poder seguir bajando se coloca la válvula de pie que es un preventor de tubería y -- permite el paso del fluido de perforación.

Otro aspecto importante es la contaminación del fluido de perforación en la línea de flote, se puede observar siendo por las siguientes causas:

- a).- Gas: Burbujas en el fluido de perforación.
- b).- Agua salada: Fluido de perforación floculado.
- c).- Destilado: Dificil precisar.
- d).- Aceite o Co₂: Se toma muestra del vibrador y se analiza.

Quebres en la velocidad de perforación: A menor presión -

diferencial (presión hidrostática del fluido de perforación con respecto a la presión de la formación) mayor será la velocidad de penetración; en otras palabras a mayor presión de yacimiento, mayor será la velocidad de penetración para una misma presión hidrostática, como puede apreciarse en la gráfica adjunta:



36

Puede ocurrir un brote al travezar una zona de presión anormal durante la perforación, la forma de localizar una zona de presión anormal es graficando la velocidad de penetración con respecto a la profundidad, de esta manera por medio de la velocidad de penetración puede indicar cuando va a tener un brote, en caso de tener duda, lo mejor es parar la perforación y tomar un registro eléctrico.

Inmediatamente después de observar un aumento en la velocidad de penetración, se perforan 1 ó 2 metros más, se suspende el bombeo, se levanta la flecha estando en condiciones de cerrar sobre la tubería, para cerrar el pozo en caso necesario (operando preventores) y se observa el espacio anular, si no hay flujo se continúa perforando con cuidado.

El quiebre en la velocidad de perforación es indicación de:

- a).- Cambio de formación sin que exista cambio de presión
- b).- Cambio de presión.

En el último caso el aumento de volumen de una burbuja de gas manifestada en la superficie es considerable, esto se explica por la ley de los gases perfectos, pues un gas sometido a una presión temperatura y volumen de formación pasará a tener condiciones de presión, temperatura y volumen en la superficie.

En un plano de falla puede ocurrir también un cambio en la velocidad de perforación por la diferente composición de las capas o estratos que lo componen.

Las operaciones a realizar en la presencia de un brote han quedado indistintamente asentados.

Cuando sucede un brote anormal las indicaciones son las --

siguientes:

- a).- Variación de la presión en la tubería de perforación y en la tubería de revestimiento: Esta variación está en función de la permeabilidad de la formación fracturada, si la presión se mantiene constante en el espacio anular, no se puede asegurar estar ante un descontrol de este tipo, si la presión en el espacio anular cae a cero, es seguro que se trate de un brote anormal.
- b).- Pérdida parcial o total de circulación: Este indicio demuestra la presencia de un descontrol anormal, sin embargo puede darse el caso de tener circulación debido a que el volumen de fluido de perforación perdido es sustituido por expansión de las burbujas de gas -- que ascienden, en tal caso la presencia del descontrol anormal será detectada hasta que dicho gas sale a la superficie.

Soluciones:

- a).- Con el fin de evitar que continúe la invasión del -- fluido contaminante y a la vez controlar la pérdida -- de circulación, se coloca un volumen determinado de -- fluido de perforación pesado del fondo al punto de -- fractura, de peso específico tal, que contrarreste la presión de formación y se pueda estar así.

Ya en condiciones de obturar la fractura mediante cementaciones a presión o bien mediante la adición de material obturante al fluido de perforación.

b).- Regular la presión de bombeo de manera tal que quedando controlada la invasión del contaminante, se suspenda la pérdida de circulación por fractura:

c).- En caso extremo, levantar la tubería de perforación a la zapata con el preventor cerrado, bombear fluido de perforación pesado y posteriormente obturar la fractura.

d).- Restitución de condiciones normales: Una vez comprobado el brote debe cerrarse el pozo de inmediato con lo cual se logra lo siguiente:

Mantener una mínima invasión de los fluidos provenientes de la formación ya que para tal efecto será menor la presión con la cual se tendrá que trabajar para controlar el brote.

CAPITULO V

MEDIDAS DE CONTROL

1o.- PREVENCIÓN DE BROTES:

- a) Mantener una presión hidrostática mayor que la presión del yacimiento sin llegar a fracturar esta última.
- b) Predecir calculando la presión de la formación, mediante la aplicación del gradiente de fractura obteniendo a partir de los registros eléctricos de los pozos correlacionantes.
- c) Determinación del tipo de fluido que penetra en la columna hidrostática proveniente de la formación.

2o.- IDENTIFICACION DE FLUJOS POR METODOS NUMERICOS:

Para determinar la invasión del flujo (gas o agua salada) se utiliza la fórmula siguiente:

$$Y = \text{peso específico del fluido de perforación} - \frac{PTR - PTP}{L}$$

de donde:

Y = Peso del fluido Invasor (g/cm^3)

PTR = Presión en la tubería de revestimiento cerrado al pozo (Kg/cm^2)

PTP = Presión de la tubería de perforación cerrado el pozo (Kg/cm²)

L = Longitud del fluido de formación (m)

Ahora si:

$\gamma = 1.08$ a 1.20 g/cm³ el fluido invasor es agua salada

$\gamma = 0.12$ a 0.36 g/cm³ el fluido invasor es gas.

30.- PASOS A SEGUIR ANTE LA PRESENCIA DE UN BROTE.

- a) Suspender el bombeo, limitado así la entrada del fluido a la columna.
- b) Levantar la flecha, para permitir el cierre del preventor libremente.
- c) Cerrar el preventor.

Si se duda de la presencia del brote se deben seguir los pasos siguientes:

- a).- Suspender el bombeo
- b).- Levantar la flecha
- c).- Observar la línea de flote (5 a 10 min.)
- d).- La tubería de perforación debe mantenerse en movimiento para evitar pegaduras, se levanta generalmente 60 ó 80 metros arriba del preventor moviendola posterior

mente cada dos minutos, bajando de 30 a 60 cm. Si se observa una presión de 140 Kg/cm^2 en la tubería de revestimiento, el esfuerzo de tensión en la tubería de perforación, se reduce, por este motivo es recomendable no mover la tubería con esta presión.

4o.- CALCULO DEL PESO ESPECIFICO DEL FLUIDO DE PERFORACION EQUIVALENTE PARA REVESTIR CONDICIONES NORMALES DE OPERACION EN EL POZO:

$$LE = LI + \frac{PTP}{(0.052) (h)} \quad \text{Donde:}$$

LE = Peso específico del fluido de perforación para restituir condiciones normales (g/cc).

LI = Peso específico del fluido de perforación inicial (g/cc).

PTP = Presión en la tubería de perforación cerrado el pozo (Kg/cm^2)

L = Profundidad (metros)

Cuando se está perforando y se nota un aumento en la velocidad de perforación o un aumento de volumen en el nivel de las presas se hace lo sig:

- a).- Se detiene el funcionamiento de la bomba y en el fondo se instala una válvula de contrapresión y se baja-

al fondo.

- b).- Se toman lecturas de presión, en la tubería de perforación y en el espacio anular.
- c).- Se abre el pozo por el estrangulador de manera que su diámetro al estar circulando de una contrapresión de 7 Kg/cm^2 arriba de la presión de cierre del espacio anular. Se puede variar la velocidad de bombeo para establecer la presión correcta.
- d).- Se mantiene la presión en la tubería de perforación - (salvo al hacer correcciones a la presión posteriormente) haciendo los cambios en el diámetro del estrangulador, para lograr ésto, al encargado de la operación debe notificársele las presiones de ruptura a la profundidad que se opera para evitar el fracturamiento de lamisma.

5o.- CALCULO DE LA PRESION DE FRACTURA:

El conocer el valor de la presión de fractura nos da una idea de las densidades de los fluidos de perforación que se pueden usar durante la perforación. Para la determinación de estos valores se requiere de laboratorios para el caso. En esta área las presiones de fractura en forma práctica se determinan por medio de las cementaciones a presión.

La fórmula para calcular dichas presiones es la siguiente.

$$Pr = \frac{1}{3} L (G + 2 + Pf) \text{ de donde:}$$

Pr = Presión de fractura (Kg/cm^2)

L = Profundidad de la formación (metros)

G = Gradiente de presión de la formación $\text{Kg/cm}^2/\text{m}$.

Los valores de Pf y G usados en estas áreas son:

$Pf = 0.1039 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$.

$G = 0.2296 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

Por el estudio anteriormente expuesto se concluye que, los brotes y los descontroles de los pozos petroleros en perforación se presentan en el orden de importancia que a continuación se describe:

- a).- Por error humano.- Se determina en este punto la falta de conocimiento de las operaciones que se realizan por parte del personal que las realiza o bien por el uso inadecuado que se le da al equipo.
- b).- Al introducir o extraer tubería.- Los movimientos -- que más afectan la relación de las presiones son precisamente los arriba anotados provocando por lo tanto, cuando se realizan con cuidado, los consabidos brotes.
- c).- Programa de flujos de perforación inadecuados.- Una columna hidrostática insuficiente trae consigo en no pocas ocasiones un descontrol de las presiones del -- subsuelo, manifestándose éstas de inmediato en la superficie.

RECOMENDACIONES:

A manera de evitar si no totalmente, pero sí en gran parte los brotes y descontroles se recomienda:

- a).- Realizar en los equipos con cierta periodicidad simulacros de brotes y su control con el fin de que el personal esté preparado en caso de ocurrir tales.
- b).- Delegar responsabilidades a cada uno de los trabajadores para que conozcan con mayor amplitud y exactitud su área de actividades.
- c).- Programar pruebas constantes de las conexiones superficiales de control y comprobar así su funcionamiento.
- d).- Instalar indicadores de nivel en las presas del flujo de perforación, así como sistema de alarmas en caso de brote o pérdida de fluido de perforación.
- e).- Instalar unidades desgasificadoras en todos los equipos de perforación.

SIMBOLOGIA

Ph	Presión hidrostática	Kg/cm ²
Pe	Peso específico	g/cm ³
L	Profundidad vertical	Metros
P2-P1	Diferencia de presiones	Kg/cm ²
Yp	Punto de cedencia	Lb/100 pie ²
VP	Viscosidad plástica	CPS
D	Diámetro de la barrena	Pulgadas
d	Diámetro de la tubería de perforación	pulgadas
V	Velocidad en el espacio anular	M/seg.
G	Gasto de la bomba	Litros/min.
Pa	Presión en el espacio anular	Lb/Pulg ²
P.C.F.	Presión de circulación en el fondo	Kg/cm ²
P.E.E.C.	Peso específico equivalente de circulación	g/cm ³
Y	Peso del fluido invasor	g/cm ³
PTR	Presión en la tubería de revestimiento	Kg/cm ²
PTP	Presión en la tubería de perforación	Kg/cm ²
LE	Peso específico del fluido de perforación equivalente para restituir condiciones normales	g/cm ³
Li	Peso específico del fluido de perforación inicial	g/cc
Pr	Presión de fractura	Kg/cm ²

BIBLIOGRAFIA

- 10.- LIBRO: Tecnología de la perforación de pozos Petroleros
AUTOR: Arthur W. McGray y Frank W. Cole
EDITORIAL: Continental Ed. 1963.
- 20.- FLUIDOS DE PERFORACION:
Subdirección de Capacitación del I.M.P. Ed. 1980.
- 30.- PREVENCIÓN DE PREVENTORES:
Subdirección de Capacitación del Instituto Mexicano del Petróleo Ed. 1980.
- 40.- REVISTA: "Petróleo Internacional" Ed. 1982.
- 50.- LIBRO: Perforación de pozos de petróleo y de gas natural.
AUTOR: N.G. Seredá y E.M. Solovlov
EDITORIAL: Mir Ed. 1978.
- 60.- LIBRO: Ingeniería de producción del petróleo.
AUTOR: L. Charles Uren
EDITORIAL: C.E.C.S.A. Ed. 1978.