

9  
2ij



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**BROTOS Y DESCONTROLES EN POZOS  
PETROLEROS**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A :

**RAFAEL JAIMES GUTIERREZ**

DIRECTOR DE TESIS: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO

MEXICO, D. F.

JUNIO DE 1999.



**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

280272



Universidad Nacional  
Autónoma de México



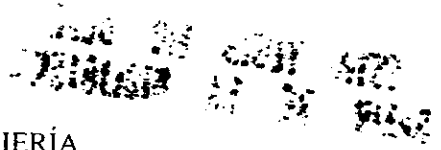
**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**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.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TEMA: BROTES Y DESCONTROLES EN POZOS PETROLEROS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO PETROLERO PRESENTA:

RAFAEL JAIMES GUTIÉRREZ

DIRECTOR DE TESIS: ING. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO

JURADO:

PRESIDENTE: ING. IGNACIO ALONSO CÁRDENAS

VOCAL: ING. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO

SECRETARIO: ING. HERÓN GACHUZ MURO

1<sup>er</sup> SUPLENTE: ING. MAXIMINO MEZA MEZA

2<sup>do</sup> SUPLENTE: ING. CARLOS LIRA SIL

Handwritten signatures of the jury members, including the President, Vocal, Secretary, and two substitutes, written over horizontal lines.

MÉXICO, D.F.; JUNIO DE 1999



**SR. RAFAEL JAIMES GUTIERREZ**

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**BROTOS Y DESCONTROLES EN POZOS PETROLEROS**

**INTRODUCCION**

- I DEFINICIONES BASICAS**
- II INFORMACION BASICA NECESARIA PARA EL CONTROL**
- III METODOS DE CONTROL**
- IV ESTRATEGIA Y PLANEACION PARA CONTROLAR UN POZO INCENDIADO**
- V PLANES DE CONTINGENCIA DE DESCONTROLES**
- VI DESCONTROLES SUBTERRANEOS Y DESCONTROLES SOMEROS DE GAS**
- VII METODOS PARA EXTINGUIR EL FUEGO**
- VIII INTERVENCION EN UN DESCONTROL SUPERFICIAL**
- IX CASOS REALES DE DESCONTROLES**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- NOMENCLATURA**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**

Ciudad Universitaria, a 27 de agosto de 1997

EL DIRECTOR

**ING. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFR\*RLLR\*gtg

Antes que nada gracias a Dios, por darme la vida y permitirme estudiar en la U.N.A.M para realizar uno de mis más grandes proyectos en mi vida.

Con mucho respeto y toda mi admiración, a mis padres el Señor Eladio Jaimes Martínez y la Señora Margarita Gutiérrez de Jaimes, les doy las gracias por haberme inculcado desde muy pequeño, con su vida diaria, el coraje, la constancia y la aferración, las cuales me han ayudado a seguir siempre adelante, a no detenerme ante nada, a brincar todos los obstáculos, a reirme de los prejuicios de la gente, y sobre todo a no doblegarme ante ella. No vacilo en afirmar que éste Título les pertenece más a ustedes que a mí mismo pues sin su apoyo no sería nada ni nadie. Gracias...

Con todo mi amor y mi más alta consideración a mi esposa, Karla Liliana Castillo Benavente, quien con mucha paciencia ha visto mi desarrollo profesional y siempre ha creído en mí, su apoyo, amor y cariño fueron algunos de los muchos motivos que ella me ha dado para mi superación dentro de la carrera y así llegar a ser digo de ella. Gracias Pancillo...

A mis hermanos y hermanas Mario, Oscar, Fabiola Lorena y Elizabeth Jaimes Gutiérrez, muchas gracias por todo el apoyo incondicional que me han brindado durante toda mi vida, su paciencia, su lucha diaria y su determinación me dieron el buen ejemplo a seguir y me demostraron que puedo contar con ustedes. Gracias...

A mis sobrinos Everardo y Valeria Ix Chel Jaimes López, como muestra del gran cariño y orgullo que siento por ustedes y claro sin olvidar a mis cuñadas Adriana y Delia junto con Ivonne.

A todos y cada uno de mis profesores de la Facultad de Ingeniería quienes compartieron conmigo una parte de su gran inteligencia y cooperaron al desarrollo de mi vida profesional.

A todos mis amigos de la Facultad, quienes con su buena voluntad hacia mí, hicieron de mi estancia en la Universidad una época muy agradable y divertida, muchas gracias por tantos buenos momentos. (Roberto Pérez G, Oscar Ramírez S, Juan Carlos Contreras R, Hugo I. Villanueva G, Francisco Espitia H, Eusebio Bolaños G, Carlos Ruiz R, Ricardo Martínez Q, Jesús Vázquez N, Julián Laureano L, Juan Carlos Peña Ch, y todos los que me faltaron)

A toda mi familia tanto de los Jaimes como de los Gutiérrez (tíos, tías, primos y primas), con mucho orgullo y humildad les agradezco su paciencia y atenciones conmigo.

A todas aquellas personas quienes siempre dudaron de mí y esperaban un total fracaso, les agradezco sus burlas, críticas y malas intenciones conmigo, pues lo único que lograron con eso fue fortalecerme, para que, al final les demostrara con hechos lo equivocados que estaban, muchísimas gracias, sigan así y no olviden que el que ríe al último ríe mejor.

# BROTOS Y DESCONTROLES EN POZOS PETROLEROS

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. - DEFINICIONES BÁSICAS	2
PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN	5
EMPUJE DEL YACIMIENTO	7
INDICADORES DE BROTOS AL ESTAR PERFORANDO	8
INDICADORES DE BROTE AL ESTAR METIENDO O SACANDO TP	11
INDICADORES DE BROTE AL ESTAR METIENDO O SACANDO HERRAMIENTA	12
INDICADORES DE BROTE AL NO TENER TUBERÍA DENTRO DEL POZO	13
CAPÍTULO II. - INFORMACIÓN BÁSICA NECESARIA PARA EL CONTROL	14
MÁXIMA PRESIÓN PERMISIBLE EN EL ESPACIO ANULAR POR CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL Y DE TR	14
MÁXIMA PRESIÓN PERMISIBLE EN EL ESPACIO ANULAR POR RESISTENCIA AL FRACTURAMIENTO DE LA FORMACIÓN EXPUESTA	16
GASTO Y PRESIÓN REDUCIDA DE CIRCULACIÓN	18
PRESIONES DE CIERRE	24
CAPÍTULO III .- MÉTODOS DE CONTROL	27
MÉTODO DEL PERFORADOR (PARA DESALOJAR EL FLUIDO INVASOR)	27
MÉTODO DEL INGENIERO	32
CÁLCULOS BÁSICOS PARA EL CONTROL DE UN BROTE	34
MÉTODOS INADECUADOS PARA CONTROLAR UN POZO	43
SISTEMA DE CONTROL DEL CONJUNTO DE PREVENTORES (UNIDAD KOOMEY)	44
ARREGLOS DIVERSOS DEL CONJUNTO DE PREVENTORES	63
LÍNEA DE MATAR	75
ESTRANGULADORES AJUSTABLES	79
SISTEMA DESVIADOR DE FLUJO	82
CAPÍTULO IV. - ESTRATEGIA Y PLANEACIÓN PARA CONTROLAR UN POZO INCENDIADO	84
ANTECEDENTES	84
FILOSOFÍA	84
PLANES DE CONTINGENCIA DE BROTOS	85
EQUIPO DE TRABAJO DE DESCONTROLES	87
CAPÍTULO V. - PLANES DE CONTINGENCIA PARA DESCONTROLES	101
ÁMBITO Y CONTENIDO DE LOS DOCUMENTOS	101
METAS DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA	101
ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO	102
CICLO DE VIDA DEL PROYECTO	102
PLAN DE CONTINGENCIA PARA DESCONTROLES ORGANIZADO EN CINCO PARTES	103
EJEMPLO RESUMIDO DE UN PLAN DE CONTINGENCIA DE DESCONTROLES, PARTES 1 Y 2	105

PLANEACIÓN DEL MODELO HIDRÁULICO	107
CAPÍTULO VI.- DESCONTROLES SUBTERRÁNEOS Y DESCONTROLES SOMEROS DE GAS	113
RECONOCIMIENTO	113
CAUSAS Y TIPOS	115
MÉTODOS DE CONTROL	116
MÉTODOS ALTERNOS PARA MATAR EL POZO	116
CANALIZACIÓN NATURAL	118
AISLAMIENTO MECÁNICO	119
DESVIADORES TRADICIONALES	120
CAPÍTULO VIII.- INTERVENCIÓN EN UN DESCONTROL SUPERFICIAL Y POZOS DE ALIVIO	132
TRASLADO DE LOS ESCOMBROS	132
TÉCNICAS ESPECIALES DE TAPONAMIENTO A CONEXIONES	134
POZOS DE ALIVIO	137
GUÍA RÁPIDA DE PLANEACIÓN DE UN POZO DE ALIVIO	142
CAPÍTULO IX. - CASOS REALES DE DESCONTROLES	145
DESCONTROL DE GAS EN LA INDIA TAPADO Y SOMETIDO EN 17 DÍAS	153
APLICACIÓN DEL CORTADOR ABRASIVO	158
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	161
NOMENCLATURA	162
BIBLIOGRAFÍA	164

## INTRODUCCIÓN

La perforación de un pozo petrolero es un proyecto sumamente caro. De hecho, los costos de la perforación generalmente representan la mayor salida de capital de cualquier compañía petrolera, ya que la perforación de un pozo es difícil, las complicaciones pueden presentarse en cualquier momento y pueden elevar los costos; además, las compañías están enfrentando muchos retos técnicos tales como perforación en aguas profundas, perforación de alcance extendido y la perforación de agujeros reducidos. También se ha vuelto muy común la perforación en áreas ecológicamente sensitivas, motivo por el cual se deben tomar muy en cuenta todos los aspectos de seguridad industrial y evitarse una serie de problemas, tanto legales como económicos y de contaminación ambiental, así como lo más importante que es preservar la integridad física de todo el personal que labora en la perforación de un pozo petrolero o en cualquiera de las áreas a las que se refiere la industria petrolera.

En cuanto a los descontrolados se refiere, se sabe que son un problema que lleva a la movilización de equipo, materiales, personal y una gran fuerza de trabajo que cuesta mucho dinero para las empresas dedicadas a la Industria Petrolera; nuestro país ha sufrido este tipo de situaciones y ha sido muy difícil llevar a cabo una buena planeación del control de un pozo y se ha tenido la pérdida irreparable de materiales, equipo y hasta vidas de algunos trabajadores y sin olvidar todo el daño ecológico que se ha causado en los lugares que se ha presentado una contingencia de este tipo. Es por todo esto que se considera de suma importancia conocer los procedimientos de seguridad que se deben tomar en cuenta dentro de nuestra Industria Petrolera para evitar al máximo el descontrol de un pozo y de presentarse, saber cómo actuar en las diferentes situaciones que éste se presente, así como conocer la manera de reaccionar rápida y oportunamente cuando un pozo llega a incendiarse y hasta organizar un plan de emergencia para estar preparado a enfrentar este problema anticipadamente, logrando así ganar tiempo, y estar preparado para la intervención de un descontrol, a fin de que la respuesta al problema sea oportuna.

La presente tesis analiza primeramente lo que es un brote en un pozo petrolero y los métodos que existen para poder controlarlo, así como las herramientas necesarias para lograr este propósito. Esta parte puede servir como un texto de apoyo para saber cómo actuar en caso de una contingencia; posteriormente se analizará el caso en que el pozo no se pueda cerrar oportunamente y se presenta su descontrol y llegue hasta incendiarse. Se estudia también el caso de los descontrolados subterráneos y las alternativas que se tienen para atacar problemas de este tipo y evitar catástrofes mayores.

Esta tesis proporciona la información básica de estrategias, planeación, tecnología y técnicas para enfrentar estos accidentes; la parte más importante es que toda empresa petrolera trabaje apegada estrictamente a todas las normas de seguridad industrial. Cabe mencionar que los capítulos IV al IX de esta Tesis están basados en artículos técnicos de una serie publicada por la revista "World Oil", lo cual significa que algunos aspectos son aplicados en otros países y es importante que se conozcan y se apliquen en México.



# CAPÍTULO I. - DEFINICIONES BÁSICAS

Durante las operaciones de perforación de un pozo petrolero, se pueden presentar tres tipos de brotes:

- Amago de brote
- Brote
- Flujo descontrolado

## AMAGO DE BROTE

Es una alteración en el ritmo de circulación del fluido de perforación, la cual se provoca por la invasión de los fluidos del yacimiento hacia el espacio anular del pozo.

## BROTE

Se le llama así a la invasión de fluidos del yacimiento al espacio anular del pozo, donde el agua, gas o aceite tienden a expulsar el fluido de perforación por la boca del pozo, sin la acción de la bomba.

La invasión de los fluidos del yacimiento al pozo, ocurre cuando la presión de formación o de fondo es mayor que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de perforación.

Esta invasión se puede controlar usando arreglos de control superficiales, realizando procedimientos de cierre establecidos y restituyendo la presión hidrostática en un valor que sea ligeramente mayor a la presión de formación.

## DESCONTROL

Se define como una invasión incontrolada de los fluidos del yacimiento al pozo, que llegan a fluir hasta la superficie.

Existe también el "descontrol inducido", éste se ocasiona por el movimiento de la tubería, la cual al introducirla o sacarla puede aligerar la columna hidrostática o fracturar la formación.

Es de suma importancia para toda cuadrilla de perforación, el conocer los diversos principios, conceptos y procedimientos que se siguen para el control de un brote en un pozo, este control se fundamenta en el uso de métodos y equipo, que permiten mantener una presión constante contra el yacimiento. Este control está en función de la densidad del fluido, gasto, presión de bombeo y la contrapresión impuesta por el estrangulador.

Un yacimiento no necesita contener alta presión para causar un problema serio. Las zonas productoras de aceite o gas con presión normal contienen suficiente presión como para causar un descontrol.

Para comprender e interpretar los fenómenos físicos que involucra un brote o un descontrol, es necesario conocer los siguientes conceptos:

### PRESIÓN

Se define como la relación que existe entre la fuerza aplicada a cierta unidad de área, y es representada por la ecuación (1):

$$P = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Área}} \quad (1)$$

### PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Es la presión que ejerce una columna de fluido debido a su densidad y altura vertical, y es representada por la ecuación (2):

$$PH = \frac{\text{Profundidad} \times \text{Densidad del fluido}}{10} \quad (2)$$

Para pozos direccionales, la profundidad que se debe considerar es la vertical real y no la profundidad desarrollada.

### DENSIDAD

Es la relación que existe entre la masa de una sustancia por unidad de volumen, y es representada por la ecuación (3):

$$\rho = \frac{\text{Masa}}{\text{Volumen}} \quad (3)$$

### GRADIENTE DE PRESIÓN

Se conoce como la presión hidrostática resultante de la presión ejercida por un fluido de una densidad dada, actuando sobre una columna de longitud unitaria.

Si se conoce la densidad de un fluido, su gradiente se determina con la ecuación (4):

$$\text{Grad} = \frac{\text{Densidad del fluido}}{10} \quad (4)$$

## **PRESIÓN DE FORMACIÓN**

También conocida como presión de poro, es la presión de los fluidos del yacimiento contenidos dentro de los espacios porosos de la roca.

La magnitud de un brote depende principalmente de la permeabilidad y porosidad de la roca, entre más porosa y permeable sea la roca, mayor será la posibilidad de que se provoque un brote.

Las presiones de formación se pueden clasificar en:

### **FORMACIONES CON PRESIÓN NORMAL**

Son aquellas que pueden ser controladas con densidades del orden de la del agua salada.

Las densidades del fluido requerido para controlar estas presiones equivalen a un gradiente de 0.1 a 0.107 Kg/cm<sup>2</sup>/m.

### **FORMACIONES CON PRESIÓN SUBNORMAL**

Son aquellas que se pueden controlar con una densidad menor que la del agua dulce, equivalente a un gradiente menor de 0.1 Kg/cm<sup>2</sup>/m.

Se cree que la existencia de estas presiones, es por que el gas y otros fluidos han escapado por fallas u otras vías del yacimiento, causando el depresionamiento.

### **FORMACIONES CON PRESIÓN ANORMAL**

Son aquellas en que la presión de formación es mayor a la que se considera como normal. (>0.107)

Las densidades de fluido requerido para controlar estas presiones equivalen a gradientes hasta de 0.224 Kg/cm<sup>2</sup>/m.

Este fenómeno se genera por la compresión de los estratos superiores sobre los fluidos de la formación.

Generalmente estas formaciones se asocian con gruesas capas de lutita arriba y abajo.

Existen tres métodos cuantitativos para determinar zonas de alta presión, que son:

- Datos de sismología
- Parámetros medidos durante la perforación
- Registros geofísicos de pozos

## GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA

Esta presión se debe al peso de las rocas y los fluidos que contienen. Para la costa del Golfo de México, se tiene un gradiente de sobrecarga de  $0.231 \text{Kg/cm}^2/\text{m}$ , sin embargo, para casos particulares es conveniente su determinación, ya que con frecuencia ocurren variaciones considerables.

## PRESIÓN DE FRACTURA

Se conoce como la presión a la que se presenta una ruptura mecánica de una formación, y esto origina que se tenga una pérdida de fluido de perforación; este gradiente de fractura, se puede determinar en el campo por medio de una "prueba de goteo".

Para calcular los gradientes de fractura de la formación, existen los métodos propuestos por: Hubbert-Willis, Eaton y Matthews- Kelly.

Es de suma importancia conocer los gradientes de presiones de formación y de fractura, ya que con estos datos se determina la densidad adecuada del fluido de perforación para evitar posibles fracturamientos a las formaciones expuestas y también evitar la invasión al pozo de los fluidos de la formación.

## PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN

En un circuito con fluido de perforación, la presión de circulación se proporciona por las bombas del equipo de perforación.

Estas pérdidas de presión por fricción se manifiestan desde la descarga de la bomba hasta la línea de flote. A medida que la profundidad y las propiedades del fluido de perforación se incrementan, se requiere mayor presión de circulación. Los programas de hidráulica deben diseñarse para determinar las pérdidas de presión por fricción en los siguientes elementos:

- Equipo superficial
- Dentro de la tubería de perforación y herramienta
- A través de las toberas de la barrena por fuera de la tubería de perforación y herramienta

Esta última pérdida de presión es muy importante, ya que puede señalar un posible desequilibrio entre la presión del fondo y la presión hidrostática cuando se está circulando (Densidad equivalente de circulación).

Durante la circulación, el fluido de perforación ejerce una presión en el fondo del pozo ligeramente mayor a la presión hidrostática ejercida por la columna de todo de perforación.

Esta presión adicional más la presión hidrostática convertida a densidad, se conoce como densidad equivalente de circulación y se determina con la ecuación (5):

$$DEC = \frac{\Delta P_{ea} \times 10}{\text{Profundidad}} \quad (5)$$

Las pérdidas de presión anular representan la presión requerida para vencer la fricción que existe al bombear fluido de perforación desde la barrena hasta la superficie.

Estas pérdidas de presión por fricción en el sistema de circulación, dependen principalmente de:

- Densidad del fluido de perforación
- Viscosidad aparente
- Punto de cedencia
- Efecto de gelatinosidad
- Diámetro interior de las tuberías
- Geometría del espacio anular
- Gasto
- Rugosidad
- Longitud de cada elemento

### **PRESIÓN DIFERENCIAL**

Durante la perforación de un pozo, el lodo de perforación es más pesado que los fluidos que contiene un yacimiento; pero, en el caso de un brote, los fluidos invasores causan un desequilibrio entre el lodo no contaminado dentro de la tubería de perforación (TP) y el contaminado en el espacio anular. Esto provoca que al cerrar el pozo la presión que se registra generalmente es mayor en el espacio anular que en la TP.

La TP y el agujero se pueden describir como un sistema comunicado tipo "U"; el sistema no estará en equilibrio cuando los fluidos en uno de los lados del sistema son más ligeros que en el otro.

La presión en el lodo con fluido de menor densidad hace que el sistema busque retornar al equilibrio.

### **TRANSMISIÓN DE PRESIÓN**

Un fluido transmisor de presiones no se deteriora con el flujo, cuando hay movimiento en el fluido y se impone sobre él una presión, ésta se transmite íntegramente a cualquier otra parte del sistema.

Si esta presión se aplica en el espacio anular debido al cierre de un estrangulador ajustable, se transmitirá totalmente a través de todo el sistema y será registrada en el manómetro del tubo vertical ("stand pipe") como una presión adicional, siempre que el sistema permanezca cerrado y comunicado.

## LEYES DE LOS GASES

La principal diferencia entre un gas y un líquido es que un gas es altamente compresible, mientras que el líquido no lo es.

Cuando se presenta un brote de gas y el pozo se cierra, la burbuja invasora emigra hacia la parte superior del pozo, esta migración se debe a la diferencia de densidades entre el fluido de perforación y el gas.

Si el gas que emigra durante el cierre de un pozo no se expande, y de acuerdo con la Ley de Boyle que dice: " LA PRESIÓN EJERCIDA SOBRE UN GAS NO CAMBIA, SI EL VOLUMEN DE DICHO GAS NO CAMBIA", la burbuja lleva la presión que existía dentro de ésta al cerrar el pozo, aumentando así la presión en todos los puntos dentro del mismo, considerando que no existe cambio en la temperatura.

La presión de fondo prácticamente se duplicará debido a la presión del gas, esto porque al llegar a la superficie la burbuja invasora, la presión en la superficie será aproximadamente igual a la presión en el fondo del pozo al cerrar éste, y la presión total será igual a la sumatoria de la presión superficial y la presión hidrostática del fluido de perforación contenido dentro del pozo.

La migración de la burbuja invasora de gas puede provocar el fracturamiento de la formación o una falla en el equipo debido a una presión excesiva.

## EMPUJE DEL YACIMIENTO

Al yacimiento, se le puede considerar como otra fuente de presión por el empuje que éste realiza. Si la presión del yacimiento excede a la presión hidrostática del lodo de perforación, ésta se registrará directamente como aumento de las presiones en la TP y en el espacio anular.

Las causas por las que la presión de formación excede a la presión hidrostática ejercida por el lodo de perforación son las siguientes:

- Densidad insuficiente del lodo de perforación
- Llenado insuficiente durante los viajes
- Sondeo del pozo al sacar la tubería demasiado rápido
- Contaminación del fluido de perforación con gas
- Pérdidas de circulación

Cuando ocurre un brote, el lodo de perforación se expulsa fuera del pozo, si esta situación no se detectada ni corrige a tiempo, el problema se puede complicar hasta llegar a producir un descontrol.

Se estima un 98% de probabilidad de que se controle un brote si éste es detectado a tiempo. Existen varios indicadores de que el lodo de perforación está siendo expulsado del pozo, y

pueden ocurrir en diferentes etapas del proceso de perforación, las cuales se mencionan a continuación:

- Al estar perforando
- Al sacar o meter TP
- Al sacar o meter herramienta
- Al no tener tubería dentro del pozo

Para detectar un brote a tiempo, existen varios indicadores que ayudan a dar aviso del fenómeno que se está produciendo dentro del pozo, estos indicadores son de suma importancia y deben conocerse puesto que sólo así puede evitarse que el brote cause problemas mayores si el pozo se cierra oportuna y adecuadamente.

## **INDICADORES DE BROTÉS AL ESTAR PERFORANDO**

### **AUMENTO EN LA VELOCIDAD DE PENETRACIÓN**

Este es un indicador de un posible brote, y está en función de parámetros tales como: peso sobre la barrena, velocidad de rotación, densidad del lodo, hidráulica y por la presión diferencial entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación.

Si la presión de formación es mayor que la presión hidrostática del lodo, aumentará considerablemente la velocidad de penetración de la barrena.

Cuando esto ocurre, y no existe cambio en otra variable, es posible que exista un brote, y esta posibilidad aumenta cuando se están perforando zonas de presión anormal.

### **DISMINUCIÓN DE LA PRESIÓN DE BOMBEO Y AUMENTO DE EMBOLADAS**

Al estar perforando, si ocurre un brote, los fluidos debidos al brote se encontrarán únicamente en el espacio anular. Estos fluidos al ser menos densos que el lodo de perforación, causarán que la presión hidrostática en el espacio anular sea menor que la presión hidrostática dentro de la sarta de perforación. Esta diferencia de presiones provoca que el lodo de perforación dentro de la sarta fluya con mayor facilidad hacia el espacio anular, dando lugar a la disminución de la presión de bombeo y el aceleramiento de la bomba de lodo, que se manifiesta en el aumento de las emboladas.

Pero hay que tomar en cuenta que esta disminución en la presión de bombeo también puede presentarse por las siguientes causas:

- Reducción en el gasto de circulación
- Agujero o fisura en la TP
- Junta de la sarta lavada por presión
- Desprendimiento de una tobera en la barrena
- Cambio en las propiedades del fluido de perforación

Por lo tanto, se tomará una decisión sólo después de haber observado varios indicadores del brote.

### **LODO CONTAMINADO CON GAS**

Este problema se presenta cuando existe una reducción en la densidad del fluido de perforación a causa del gas presente en la roca que es cortada por la barrena.

Obviamente, al reducirse la densidad, se reduce la presión hidrostática en el pozo, y si ésta es menor que la presión de formación, una mayor cantidad de gas entrará al pozo. Este gas se detecta en la superficie al observar el lodo "cortado". Una pequeña cantidad de este gas que invade al pozo, al llegar a la superficie aumenta drásticamente su volumen debido a la expansión.

### **LODO CONTAMINADO CON CLORUROS**

Si al estar perforando se detecta un aumento de cloruros y porcentaje de agua, entonces existe la sospecha de una invasión de fluidos de la formación hacia el pozo, y tal vez se esté presentando un brote.

Pero debemos tomar en cuenta que un aumento de cloruros se origina también por la perforación de una sección salina.

### **CAMBIO EN LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS DEL LODO DE PERFORACIÓN**

Las propiedades reológicas del lodo cambian por la entrada de un fluido invasor, lo cual se manifiesta en la variación de la viscosidad, relación agua-aceite y por la precipitación de sólidos.

### **AUMENTO EN EL PESO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN**

Cuando los fluidos de la formación, que tienen una densidad menor que la del lodo de perforación, entran al pozo, el efecto de flotación de la sarta en el sistema del lodo se reduce, provocando un aumento en el peso de la sarta, siendo más representativo en lodos de altas densidades, ya que tienen un factor de flotación mayor.

### **FLUJO SIN CIRCULACIÓN**

Generalmente cuando se tiene flujo del pozo sin que las bombas se encuentren trabajando, se trata de la presencia de un brote.

Este flujo sin circulación puede deberse a una descompensación de columnas de lodo, por lo que se deben observar los niveles tanto en TP como en TR para la toma de una decisión correcta.



## **AUMENTO EN EL GASTO DE SALIDA**

Un buen indicador de brote es el aumento en el gasto de salida cuando se está circulando a un gasto constante.

Este flujo de salida se puede determinar con el indicador de flujo en la línea de flote.

## **AUMENTO DEL VOLUMEN EN PRESAS**

Regularmente cuando se presenta una ganancia en el volumen de las presas al estar perforando es un indicativo de la presencia de un brote.

El volumen de lodo en las presas se mide con el dispositivo llamado indicador de nivel en presas.

Ninguno de los indicadores antes mencionados es absoluto; por lo tanto, se deben analizar en conjunto. Pero al tener la presencia de algunos de estos indicadores, se tiene que investigar de inmediato que es lo que lo está causando, ya que se debe tener una respuesta rápida a cualquier indicador para mantener el control del pozo.

## **PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL ESTAR PERFORANDO**

Ya que se tiene identificado al brote, se dispone a cerrar el pozo, para reducir al mínimo la invasión de los fluidos del yacimiento, y así evitar agravar la situación y sus posibles consecuencias.

El procedimiento antes mencionado, es el siguiente:

- Pare la rotaria, levante la flecha para que su conexión inferior esté arriba de la mesa rotatoria
- Pare la bomba de lodo
- Observe el pozo y mantenga la sarta suspendida
- Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangulación o válvula amarilla
- Cierre el pozo con el preventor de arietes superior o con el preventor anular (dependiendo de las condiciones del pozo)
- Coloque yugos o candados (preventor de arietes)
- Cierre el estrangulador si es de disco, si es de pistón o aguja entonces cierre la válvula amarilla o la válvula de control, no rebase la máxima presión permisible en el espacio anular
- Mida el incremento en presas
- Anote la presión de cierre en TP y en TR (si hay válvula de contrapresión, la presión en TP es cero) registre ambas presiones cada minuto durante la estabilización de presión. Posteriormente, cada cinco minutos cuidando de no rebasar la máxima presión permisible

Cerrado el pozo, tome las siguientes medidas:

- Verifique físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y el conjunto de preventores para asegurar su posición
- Observe los preventores, el múltiple de estrangulación, así como también la línea de flote y la línea de descarga del estrangulador para cerciorarse que no haya fugas
- Verifique la presión existente en los acumuladores, múltiple de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de preventores

#### **INDICADORES DE BROTE AL ESTAR METIENDO O SACANDO TP**

- Aumento en el volumen de presas
- Flujo sin circulación
- El pozo toma menos volumen de lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes

El volumen de lodo necesario para llenar el pozo, debe ser igual al volumen de acero de la tubería que ha sido extraída del pozo. Si se observa que el pozo admite un volumen menor de lodo que el calculado, se debe sospechar la presencia de un brote.

Si el volumen de lodo necesario para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero de tubería extraída, se tiene la posibilidad de que se esté perdiendo el lodo, y de esta manera se corre el riesgo de que se produzca un brote.

Según estudios, se ha observado que la mayor parte de los brotes ocurren durante los viajes, siendo la extracción de tubería del pozo una operación más peligrosa que la misma introducción, esto por el efecto de sondeo y por no mantener al pozo lleno con suficiente lodo.

#### **PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL ESTAR METIENDO O SACANDO TP**

- Suspenda la operación de viaje, dejando la junta sobre la mesa rotatoria.
- Asiente la TP en sus cuñas
- Instale la válvula de seguridad abierta o el preventor interior o válvula de contrapresión
- Cierre la válvula de seguridad
- Suspenda la sarta en el elevador
- Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangulación o la válvula de control
- Cierre el pozo con el preventor de arietes superior o el anular dependiendo de las condiciones del pozo
- Coloque yugos o candados (preventor de arietes)
- Cierre el estrangulador o la válvula de control (válvula amarilla) cuidando no rebasar la máxima presión permisible en el espacio anular
- Mida el incremento de volumen en presas
- Anote la presión de cierre en TR registrando la presión cada minuto durante los primeros diez minutos, observando la presión estabilizada
- Posteriormente, cada cinco minutos cuidando de no rebasar la máxima presión permisible

Cerrado el pozo, tome las siguientes medidas:

- Verifique físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y el conjunto de preventores para asegurar su posición
- Observe los preventores y el múltiple de estrangulación para verificar que no hay problema. Esto también es para la línea de flote y la línea de desfogue del estrangulador
- Verifique la presión existente en los acumuladores, múltiple de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de preventores

#### **INDICADORES DE BROTE AL ESTAR METIENDO O SACANDO HERRAMIENTA**

- Aumento en el volumen de presas
- Flujo sin circulación
- El pozo toma menos volumen de lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes

#### **PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL ESTAR METIENDO O SACANDO HERRAMIENTA**

- Suspenda la operación de viaje, dejando una junta sobre la mesa rotatoria
- Asiente la herramienta en sus cuñas e instale el collarín
- Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangulación
- Instale sustituto de enlace de la tubería
- Conecte y baje un tramo de tubería o una lingada y centrarla en sus cuñas
- Cierre la válvula de seguridad
- Suspenda la sarta en el elevador
- Cierre el preventor de arietes superior y colocar yugos o candados
- Cierre el estrangulador o la válvula de control (válvula amarilla), cuidando de no rebasar la máxima presión permisible en el espacio anular
- Mida el incremento de volumen en presas
- Anote la presión de cierre en TR registrando la presión cada minuto durante los primeros diez, hasta que se estabilice

Posteriormente , cada cinco minutos cuidando de no rebasar la máxima presión permisible.

Cerrado el pozo, tome las siguientes medidas:

- Verifique físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y el conjunto de preventores para asegurar su posición
- Observe los preventores y el múltiple de estrangulación para verificar que no hay problema. Esto también es para la línea de flote y la línea de desfogue del estrangulador
- Verifique la presión existente en los acumuladores, múltiple de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de preventores

## INDICADORES DE BROTE AL NO TENER TUBERÍA DENTRO DEL POZO

- Aumento de volumen en presas
- Flujo sin circulación

## PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL NO TENER TUBERÍA DENTRO DEL POZO

- Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangulación
- Cierre el preventor con arietes ciegos o de corte
- Coloque yugos o candados
- Cierre el estrangulador o la válvula de control (válvula amarilla) cuidando de no rebasar la máxima presión en espacio anular
- Mida el incremento de volumen en presas
- Anote la presión de cierre en la TR y registre esta presión cada minuto durante los primeros diez, hasta que se estabilice

Posteriormente, cada cinco minutos cuidando de no rebasar la máxima presión permisible.

Cerrado el pozo tome las siguientes medidas:

- Verifique físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y el conjunto de preventores para asegurar su posición
- Observe los preventores y el múltiple de estrangulación para verificar que no haya fugas. Esto también es para la línea de flote y la línea de desfogue del estrangulador
- Verifique la presión existente en los acumuladores, múltiple de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de preventores

Se recomienda que observe siempre el nivel en presas, líneas de flote y el nivel de lodo en el pozo por que generalmente la cuadrilla de perforación olvida el volumen de lodo en presas, sobre todo si el pozo se llenó y se observó después que la tubería se sacó. Además de que existe un gran riesgo de que el nivel de lodo se abata por pérdida de lodo. Si esto no se detecta a tiempo, la presión hidrostática puede ser menor que la presión de formación y se presente un brote.

## **CAPÍTULO II. - INFORMACIÓN BÁSICA NECESARIA PARA EL CONTROL**

### **DATOS PARA EL CONTROL**

Un brote debe ser detectado a tiempo en la superficie y tomar las medidas pertinentes para cada caso, a efecto de que la magnitud y las consecuencias sean mínimas.

Los métodos de control se fundamentan en el principio de "mantener la presión de fondo constante o ligeramente mayor que la presión de formación", evitando de esta forma, la entrada de un fluido invasor al pozo; pero estos métodos tienen la limitante de la resistencia a la presión de las TR y TP, ya que una presión superficial muy grande puede dañar severamente las conexiones superficiales de control, a la TR o provocar una fractura en la formación expuesta, lo cual genera un descontrol subterráneo.

Para los cálculos de control de un pozo, cuando ocurre un brote, se debe disponer de parámetros relacionados con el equipo y las operaciones normales del pozo. Esta información se debe conservar en la libreta del perforador y en el reporte diario de perforación, para cuando se presente un brote. Ya que los brotes no son predecibles, estos datos deben ser actualizados día con día conforme las condiciones del equipo y el pozo cambien.

Los parámetros necesarios antes mencionados, son:

- Máxima presión permisible en el espacio anular por conexiones superficiales de control y TR
- Máxima presión permisible en el espacio anular por resistencia al fracturamiento de la formación expuesta
- Gasto y presión reducida de circulación

### **MÁXIMA PRESIÓN PERMISIBLE EN EL ESPACIO ANULAR POR CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL Y DE TR**

En la norma API-6A y en el Boletín API-13, se indican las especificaciones para equipo y bridas respecto a su presión máxima de trabajo, las cuales son: 2000, 3000, 5000, 10,000 y 15,000 (lb / pg<sup>2</sup>). Los elementos individuales pueden exceder (pero no ser menores) a la presión de trabajo del conjunto. Esta presión debe ser mayor que:

- La resistencia a la presión interna de la TR
- La presión máxima anticipada
- La presión de fractura de la formación en la zapata de la TR

Para determinar la máxima resistencia a la presión interna de la TR se considera la sección que sirve como ancla a las conexiones superficiales, debido a que el comportamiento de la presión interna en una tubería alojada en un pozo es máxima en la superficie.

Lo contrario ocurre con la resistencia al colapso

### EJEMPLO 1

Se tiene una TR que soporta el conjunto de conexiones superficiales con las siguientes características:

TR 7" , 29 lb / pie, P-110 BUTTRESS

Obtenemos la resistencia a la presión interna de las tablas de diseño y es de 11,200 lb / pg<sup>2</sup>.

El factor de seguridad es de 0.8 considerando siempre una tubería en buenas condiciones, por lo tanto, la resistencia a la presión interna será:

$$11,200 \times 0.8 = 8976 \text{ lb / pg}^2$$

La máxima presión permisible en el espacio anular es igual a la menor presión permisible entre la presión nominal de las conexiones superficiales y la resistencia a la presión interna de la TR, con su margen de seguridad.

Presión nominal de conexiones superficiales = 10,000 lb / pg<sup>2</sup>

Resistencia a la presión interna de TR de 7" = 8976 lb / pg<sup>2</sup>

De lo anterior , observamos que la máxima presión permisible en espacio anular será de 8976 lb / pg<sup>2</sup>. Por lo tanto, en ningún caso se debe exceder esta presión, ya que se corre el riesgo de provocar un descontrol.

El valor de la resistencia a la presión interna de la TR se tomó con el factor de seguridad de 0.8 , pero por las condiciones a las que son sometidas las tuberías, éstas se desgastan y deterioran y esto obliga a disminuir el valor de dicho factor; esto es a causa principalmente de :

- Viajes de tubería
- Falta de hules protectores en la TP
- Rotación de la flecha
- Presencia de H<sub>2</sub>S
- Pozos desviados
- Pozos direccionales
- Accidentes mecánicos
- Daño al cabezal por falta del buje de desgaste y / o mástil desnivelado
- Corridas con cable para registro eléctrico y otras herramientas

## MÁXIMA PRESIÓN PERMISIBLE EN EL ESPACIO ANULAR POR RESISTENCIA AL FRACTURAMIENTO DE LA FORMACIÓN EXPUESTA

Un parámetro importante para el control de un pozo cuando se presenta un brote, es la presión correspondiente a la resistencia al fracturamiento de la formación expuesta, ésta se puede obtener utilizando métodos analíticos o por pruebas prácticas. Esos métodos son los siguientes:

- Los que utilizan las medidas que se obtienen de los registros geofísicos.
- Por medio de las ecuaciones de Hubbert - Willis, Matthews - Kelly, Eaton, Christman, etc.

Con esta información se determina el gradiente de fractura y, por lo tanto, la resistencia al fracturamiento de la formación.

Las pruebas de campo determinan con mayor confiabilidad el gradiente mínimo de fractura. Esta prueba se conoce como prueba de goteo, también llamada prueba integral de presión.

De la interpretación de los datos obtenidos por medio de los métodos antes mencionados se podrá conocer la máxima presión permisible en el espacio anular, para evitar una pérdida de circulación y así un descontrol subterráneo.

Es importante no exceder esta presión; sin embargo, existen situaciones en las que la máxima presión permisible está restringida, tanto en las operaciones de cierre de un pozo al ocurrir un brote como al estar circulando el mismo. Estas situaciones suelen ocurrir en formaciones superficiales de escasa compactación.

Datos estadísticos muestran que si se presenta un brote a la profundidad de una TR cementada a menos de 6000 m y se rebasa la máxima presión permisible a la fractura, se ocasiona un reventón subterráneo, pudiendo alcanzar la superficie fluyendo por fuera de la TR. Esta probabilidad se incrementa si se tuvieron problemas durante el desarrollo de la cementación de la misma, tales como canalización del cemento, pérdida de circulación, falla del equipo de bombeo, etc.

### EJEMPLO 2

Una TR de 13 3/8" cementada a una profundidad de 2700 m, se le efectuó una prueba de goteo que aportó una densidad equivalente a la presión de goteo de 1.86 gr/cm<sup>3</sup>.

Para calcular la máxima presión permisible en el espacio anular, si se tiene en el pozo un fluido con una densidad de 1.65 gr/cm<sup>3</sup>, usamos la ecuación (6):

$$P_f = \left[ \frac{\text{Dens. Equiv. a la presión de goteo} \times \text{Profundidad}}{10} \right] \quad (6)$$

Sustituyendo los datos en la ecuación (6) para calcular la presión de formación:

$$P_f = \frac{1.86 \times 2700}{10} = 502.2 \text{ Kg/cm}^2$$

Ahora calculamos la presión hidrostática con la ecuación (2):

$$P_h = \frac{1.65 \times 2700}{10} = 445.5 \text{ Kg/cm}^2$$

La presión máxima permisible en el espacio anular se obtiene de la ecuación (7):

$$P_{\text{máx.E.A.}} = P_f - P_h \tag{7}$$

Sustituimos los datos en la ecuación (7)

$$P_{\text{máx.E.A.}} = 502.2 - 445.5$$

$$P_{\text{máx.E.A.}} = 56.7 \text{ Kg/cm}^2$$

### EJEMPLO 3:

A un pozo con una TR cementada a 450 m se le hizo una prueba de goteo aportando una densidad equivalente a la presión de goteo de 1.28 gr/cm<sup>3</sup>.

Determine la presión máxima permisible en el espacio anular, si el pozo está lleno de un fluido de perforación de 1.15 gr/cm<sup>3</sup>.

De acuerdo al razonamiento anterior, obtenemos que:

$$P_f = \frac{1.28 \times 450}{10} = 57.6 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_h = \frac{1.15 \times 450}{10} = 51.7 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{máx E. A.}} = 57.6 - 51.7$$

$$P_{\text{máx.E A.}} = 5.85 \text{ Kg/cm}^2$$



Obsérvese que la presión máxima permisible en el espacio anular de la formación expuesta, en el ejemplo 3, es muy baja, si se presentara un brote no es recomendable cerrar el pozo, ya que si se hace se correría el riesgo de que ocurra un descontrol subterráneo.

Si no se cuenta con datos del gradiente de fractura en cierto pozo, podemos tomar el valor de presión de fractura de otros pozos vecinos y de experiencias propias, si se trata de un campo en desarrollo.

Al planear un pozo, como medida de seguridad, se deben realizar prácticas de seguridad de perforación para prevenir los brotes y consecuentemente un descontrol en potencia, deben considerarse todos los posibles problemas del área o del campo. Esos problemas pueden incluir:

- Las formaciones fracturadas
- Las formaciones que contengan gases tóxicos
- Las zonas de alta presión

También, para compensar los posibles problemas se deben tomar medidas de prevención desde el inicio de la planeación del pozo.

Al planear un pozo tomamos muchos aspectos importantes, pero sólo algunos temas están relacionados al control de brotes, éstos son:

- La determinación del gradiente de fractura
- La detección de zonas de presión anormal
- La selección de la profundidad de asentamiento de las TR'S
- El diseño de las TR
- Presencia de H<sub>2</sub>S
- Planes de emergencia

Los brotes que ocurran en pozos con una profundidad menor o igual a 500 m, deberán manejarse con sistema desviador de flujo, y los que sobrepasan esa profundidad podrán cerrarse.

### **GASTO Y PRESIÓN REDUCIDA DE CIRCULACIÓN**

El gasto reducido de circulación, ( $Q_R$ ) se determina disminuyendo la presión en el sistema de circulación a cualquier gasto menos el gasto de trabajo.

Es decir, que no es necesario que sea el 50 % del gasto normal de trabajo. Esto dependerá de las condiciones reales que se tengan en el pozo y del equipo de bombeo

Al tener este gasto estabilizado se debe leer la presión de bombeo en la TP, esta presión superficial será la presión reducida de circulación ( $P_R$ ) y representa las caídas de presión por fricción en el sistema a determinado gasto ( $Q_R$ ).

Durante el control de un brote se debe reducir el gasto de una bomba cuando.

- Se disminuye la presión de circulación requerida durante el control
- Se disminuye la posibilidad de falla del equipo de bombeo por fatiga
- Se permite adicionar barita durante la operación de control
- Se dispone de más tiempo para analizar los problemas que se suscitan
- Se permite que el rango de trabajo del estrangulador variable sea el adecuado
- Se reducen las caídas de presión por fricción en el sistema durante el control

Se deben actualizar los datos del gasto y la presión reducida de circulación cuando se realiza un cambio en la geometría de la sarta de perforación, cuando cambien las propiedades del lodo o cada vez que la profundidad se incrementa en 150 m.

Si no contamos con esa información, la presión reducida de circulación se calcula a un determinado gasto con fórmulas de caídas de presión por fricción en el sistema y algunas consideraciones prácticas.

$$\Delta P_T = \frac{7.65 \times 10^{-5} \times \mu^{0.18} \times \rho^{0.82} \times L \times Q^{1.82}}{D^{4.82}} \quad (8)$$

$$\Delta P_{TOB} = \frac{Q^2 \times \rho}{10858 \times A_1^2} \quad (9)$$

$$\Delta P_A = \frac{7.65 \times 10^{-5} \times \mu^{0.18} \times \rho^{0.82} \times L \times Q^{1.82}}{(D_A - D_{HTA})^{4.82}} \quad (10)$$

$$A_1 = \frac{\pi (d_1^2 + d_2^2 + d_3^2)}{4096} \quad (11)$$

Por regla empírica pueden considerarse las caídas de presión por fricción en el espacio anular, la Tabla 1 nos muestra una buena aproximación de está con relación al diámetro de la barrena:

Tabla 1

Diámetro de la barrena (pg)	% de Presión durante el bombeo	Caída de presión en espacio anular ( $\Delta P_{EA}$ )
26, 22, 18 1/2, 17 1/2, 14 3/4	10	10 %
12, 9 1/2, 8 1/2, 8 3/8	15	15%
6 1/2, 5 7/8	20	20%
Diámetros menores (casos especiales)	30	30%

#### EJEMPLO 4

De acuerdo con las ecuaciones para determinar las caídas de presión por fricción, determine la presión reducida de circulación ( $P_R$ ) a un gasto reducido de circulación de 180 gal /min en el pozo cuyas condiciones mecánicas se muestran en la Figura 1:

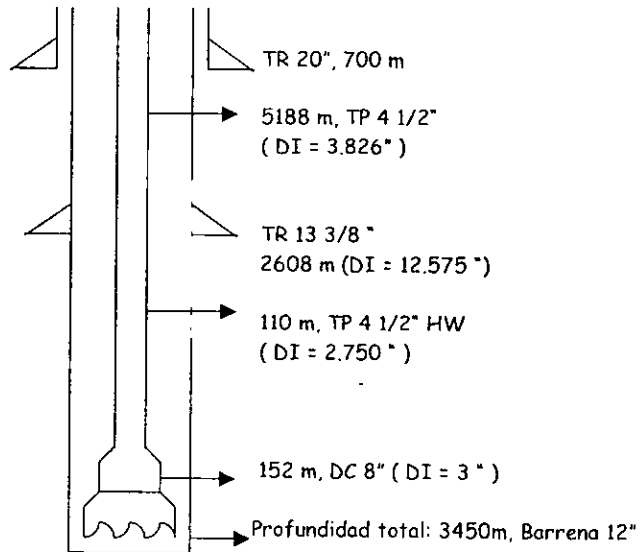


Figura 1.- Estado mecánico del pozo.

#### Datos :

Longitud TP 4 1/2" ( DI =3.826 " ) 3188m  
 Longitud TP 4 1/2" HW ( DI =2.750 " ) 110m  
 Longitud herramienta 8" ( DI = 3.0 " ) 152m  
 Profundidad total = 3450 m

Barrena 12" con tres toberas de 15/32 "  
 Densidad de lodo  $1.85 \text{ gr/cm}^3 = 15.41 \text{ lb/gal}$   
 Viscosidad plástica = 55 cp  
 Gasto reducido de la bomba = 180 gpm  
 Presión reducida =  $58 \text{ Kg/cm}^2$

### SOLUCIÓN:

Calculamos la caída de presión por fricción en TP de 4 1/2" usando la ecuación (8) y sustituyendo los valores correspondientes:

$$\Delta P_f = \frac{7.65 \times 10^{-5} \times \mu^{0.18} \times \rho^{0.82} \times L \times Q^{1.82}}{D^{4.82}}$$

$$\Delta P_{TP} = \frac{7.65 \times 10^{-5} \times 55^{0.18} \times 15.41^{0.82} \times 10456.64 \times 180^{1.82}}{3.826^{4.82}}$$

$$\Delta P_{TP} = 306.25 \text{ lb/pg}^2 = 21.53 \text{ Kg/cm}^2 @ 180 \text{ gpm}$$

Calculamos la caída de presión por fricción en el interior de la TP de 4 1/2" HW utilizando la ecuación (8) y sustituyendo los valores correspondientes:

$$\Delta P_{TP\text{ HW}} = \frac{7.65 \times 10^{-5} \times 55^{0.18} \times 15.41^{0.82} \times 360.8 \times 180^{1.82}}{2.750^{4.82}}$$

$$\Delta P_{TP\text{ HW}} = 51.9 \text{ lb/pg}^2 = 3.65 \text{ Kg/cm}^2 @ 180 \text{ gpm}$$

Calculamos la caída de presión por fricción en el interior de la herramienta de 8" utilizando la misma ecuación y sustituyendo los valores correspondientes:

$$\Delta P_{HTA} = \frac{7.65 \times 10^{-5} \times 55^{0.18} \times 15.41^{0.82} \times 498.56 \times 180^{1.82}}{3.0^{4.82}}$$

$$\Delta P_{HTA} = 47.15 \text{ lb/pg}^2 = 3.32 \text{ Kg/cm}^2 @ 180 \text{ gpm}$$

Obtenemos el valor del área de las toberas de la barrena sustituyendo los valores correspondientes en la Ecuación (11)

$$A_t = \frac{\pi (d_1^2 + d_2^2 + d_3^2)}{4096} = \frac{\pi (15^2 + 15^2 + 15^2)}{4096} = 0.5177 \text{ pg}^2$$

Ahora calculamos la caída de presión por fricción en las toberas con la ecuación (9), sustituyendo los valores correspondientes:

$$\Delta P_{TOB} = \frac{Q^2 \times \rho}{10858 \times A_c^2} = \frac{180^2 \times 15.41}{10858 \times 0.5177^2}$$

$$\Delta P_{TOB} = 171.57 \text{ lb/pg}^2 = 12.062 \text{ Kg/cm}^2 @ 180 \text{ gpm}$$

Ahora calculamos la caída de presión por fricción en conexiones superficiales auxiliándonos con la ecuación (8) y de tablas obtenemos el valor de longitud y diámetro equivalentes de las conexiones superficiales, en metros y pulgadas respectivamente de TP, y obtenemos que:

$$\Delta P_{TP} = \frac{7.65 \times 10^{-5} \times 55^{0.18} \times 15.41^{0.82} \times 161.09 \times 180^{1.82}}{2.764^{4.82}}$$

$$\Delta P_{TP} = 22.614 \text{ lb/pg}^2 = 1.59 \text{ Kg/cm}^2 @ 180 \text{ gpm}$$

La suma de caídas de presión por fricción en el interior de la sarta, toberas y conexiones superficiales, será:

$$\Delta P_T = \Delta P_{TP} + \Delta P_{TPHW} + \Delta P_{HTA} + \Delta P_{TOB} + \Delta P_{CS}$$

$$\Delta P_T = 21.53 + 3.65 + 3.32 + 12.06 + 1.59$$

$$\Delta P_T = 42.15 \text{ Kg / cm}^2$$

Calculamos la caída de presión por fricción entre el agujero y HTA con la ecuación (10) y sustituyendo los valores correspondientes:

$$\Delta P_{A \text{ y } HTA} = \frac{765 \times 10^{-5} \times V^{0.18} \times \rho^{0.82} \times L \times Q^{1.82}}{(D_A - D_{HTA})^{4.82}}$$

$$\Delta P_{A \text{ y } HTA} = \frac{765 \times 10^{-5} \times 55^{0.18} \times 15.41^{0.82} \times 498.56 \times 180^{1.82}}{(12 - 8)^{4.82}}$$

$$\Delta P_{A \text{ y } HTA} = 11.78 \text{ lb /pg}^2 = 0.82 \text{ Kg / cm}^2 @ 180 \text{ gpm}$$

Calculamos la caída de presión por fricción entre el agujero y TP HW usando la ecuación anterior:

$$\Delta P_{E \text{ y } TPHW} = \frac{765 \times 10^{-5} \times 55^{0.18} \times 15.41^{0.82} \times 2263 \times 180^{1.82}}{(12 - 4.5)^{4.82}}$$

$$\Delta P_{EA \text{ y } T_{PHW}} = 2.58 \text{ lb / pg}^2 = 0.18 \text{ Kg / cm}^2 @ 180 \text{ gpm}$$

Calculamos la caída de presión por fricción entre TR y TP:

$$\Delta P_{TR \text{ y } TP} = \frac{765 \times 10^{-5} \times 55^{0.18} \times 15.41^{0.82} \times 8554.24 \times 180^{1.82}}{(12.575 - 4.5)^{4.82}}$$

$$\Delta P_{TR \text{ y } TP} = 6.84 \text{ lb / pg}^2 = 0.48 \text{ Kg / cm}^2 @ 180 \text{ gpm}$$

La sumatoria de las caídas de presión por fricción en el agujero, será:

$$\Delta P_A = 0.82 + 0.18 + 0.48$$

$$\Delta P_A = 1.48 \text{ Kg / cm}^2$$

Por lo tanto, las caídas de presión por fricción totales en el sistema serán:

$$\Delta P_{TOT} = \Delta P_T + \Delta A = 42.15 + 1.48$$

$$\Delta P_{TOT} = P_R = 43.63 \text{ Kg / cm}^2 \text{ a un } Q_R \text{ de } 180 \text{ gpm}$$

Si tenemos una bomba con rendimiento de 3.06 gal/emb tendremos que:

$$180 \text{ gal/min.}$$

$$\frac{\quad}{3.06 \text{ gal/emb}} = 58.8 \text{ emb/min.} \approx 59 \text{ emb/min.}$$

$$3.06 \text{ gal/emb}$$

Esto es:  $P_R = 43.63 \text{ Kg/cm}^2$  a 59 emb/min.

La presión reducida de circulación a diferentes gastos, se obtiene tomando como base los parámetros de gasto y presión reducida de circulación determinados en forma práctica o analíticamente, y por medio de una ecuación empírica, es posible conocer qué presiones de bombeo se obtendrán al variar el gasto. Siendo también en este caso la presión y el gasto de circulación reducidos, y su ecuación es la siguiente:

$$P_{R2} = P_{R1} (Q_{R2}/Q_{R1})^{1.86} \tag{12}$$

El exponente de esta ecuación, para fines prácticos, se puede aproximar a 2.

Este exponente también varía para lodos de emulsión inversa, ya que 1.86 ó 2 se restringe a lodos base-agua. Para lodos base-aceite, dada su composición, el valor de 1.1 es suficiente, pero para facilitar el cálculo, el valor de 1 es una buena aproximación y la ecuación anterior queda de la siguiente manera:

$$P_{R2} = P_{R1} (Q_{R2} / Q_{R1}) \tag{13}$$

## **PRESIONES DE CIERRE**

Cuando se cierra un pozo, el yacimiento seguirá aportando fluidos de la formación hasta que las presiones hidrostática y de formación se equilibren y estabilicen, esto puede llevar algunos minutos dependiendo del tipo de fluido invasor y de la permeabilidad de la roca. Ya que el pozo está estabilizado, las presiones de cierre serán el resultado de la diferencia entre la presión hidrostática y la presión de formación.

En la mayor parte de los casos, la presión de cierre en TR ( PCTR ) será más alta que la presión de cierre en TP ( PCTP ). Esto es porque los fluidos invasores fluyen con mayor facilidad al espacio anular, desplazando al lodo y disminuyendo su columna hidrostática, lo que no ocurre comúnmente con el lodo del interior de la sarta, por lo que generalmente se toma el valor de PCTP como el más confiable para calcular la densidad de control.

Existen algunas situaciones en las que la PCTP no es muy confiable, esto ocurre cuando se presenta un brote al estar perforando y no se detectó a tiempo. La descompensación de columnas puede ser tan grande que al cerrar el pozo la columna de la TP esté parcialmente vacía y no haya presión (  $PCTP = 0$  ). Posteriormente, al ser rellenada la TP ( con fluido invasor ) se tendrá una represión (  $PCTP \neq 0$  ) que al calcular la densidad de control dará un valor erróneo. Lo que se traduce en problemas adicionales desde los inicios del control.

## **HOJA DE TRABAJO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS DATOS NECESARIOS PARA CONTROLAR UN POZO CUANDO OCURRE UN BROTE**

La siguiente hoja de trabajo puede ser utilizada en el equipo de perforación, tiene la ventaja de que los datos necesarios para el control son calculados previamente por el personal técnico responsable del equipo y proporciona las instrucciones precisas para que el perforador considere si es conveniente cerrar el pozo o no con base en la máxima presión permisible en la superficie, esto para evitar una fractura en la formación expuesta o el daño a la TR y conexiones superficiales de control.

## HOJA DE TRABAJO PARA EL PERFORADOR

Sr. Perforador:

Si observa algún indicio de que el pozo se está arrancando, proceda al cierre, teniendo precaución de que al cerrar el estrangulador o la válvula de control, no se rebase la presión máxima permisible en superficie.

1. Si observa que antes de cerrar completamente el estrangulador, la presión manométrica esta cercana al valor anterior, **NO CIERRE EL POZO.**
2. Desvíe el flujo e inicie a circular el brote de inmediato utilizando el:  
 GASTO MÁXIMO DE CIRCULACIÓN \_\_\_\_\_ emb/min con la bomba 1  
 GASTO MÁXIMO DE CIRCULACIÓN \_\_\_\_\_ emb/min con la bomba 2.
3. Observe constantemente la presión en el espacio anular tratando siempre de mantener la presión abajo del valor límite:  
 PRESIÓN MÁXIMA REGISTRADA EN TP: \_\_\_\_\_ kg/cm<sup>2</sup> \_\_\_\_\_ lb/pg<sup>2</sup>  
 PRESIÓN MÁXIMA REGISTRADA EN TR: \_\_\_\_\_ kg/cm<sup>2</sup> \_\_\_\_\_ lb/pg<sup>2</sup>
4. Si no se presenta la situación anterior, cierre el pozo tomando en cuenta todas las medidas de seguridad.

REGISTRE LOS DATOS AL CIERRE DEL POZO

PRESIÓN DE CIERRE EN TP ESTABILIZADA: \_\_\_\_\_ kg/cm<sup>2</sup> \_\_\_\_\_ lb/pg<sup>2</sup>  
 PRESIÓN DE CIERRE EN TR ESTABILIZADA: \_\_\_\_\_ kg/cm<sup>2</sup> \_\_\_\_\_ lb/pg<sup>2</sup>  
 INCREMENTO DE VOLUMEN EN PRESAS: \_\_\_\_\_ m<sup>3</sup> \_\_\_\_\_ bbl

5. Avise de inmediato a sus superiores y lleve un registro por tiempo del comportamiento de presiones.

Tiempo (minutos)	Presiones (Kg/cm <sup>2</sup> )	
	TP	TR
1	-	-
2	-	-
3	-	-
"	-	-
"	-	-
"	-	-
"	-	-



**DATOS**  
(ESTA PARTE SERÁ LLENADA POR EL TÉCNICO)

1.- Presión de trabajo del conjunto de preventores. Kg/cm<sup>2</sup> \_\_\_\_\_ lb/pg<sup>2</sup> \_\_\_\_\_

2.- Diámetro de la TR (conectado al cabezal) \_\_\_\_\_ pg. grado: \_\_\_\_\_ Peso unitario \_\_\_\_\_ lb/pie  
presión de ruptura (Resist.Presión Interna) \_\_\_\_\_ Kg/cm<sup>2</sup>, \_\_\_\_\_ lb/pg<sup>2</sup>

FACTOR DE SEGURIDAD (0.8 para TR en buenas condiciones y menor para TR con desgaste).

PRESIÓN DE TRABAJO DE LA TR = PRESIÓN NOMINAL DE RUPTURA X FACTOR

$$= \text{_____} \times \text{_____} = \text{_____} \text{ Kg/cm}^2$$

$$= \text{_____} \times \text{_____} = \text{_____} \text{ lb/pg}^2$$

3.- La máxima presión permisible en el espacio anular por conexiones superficiales y TR, es igual a la menor entre presión nominal del conjunto de preventores y la presión de trabajo de la TR = \_\_\_\_\_ Kg/cm<sup>2</sup>, \_\_\_\_\_ lb/pg<sup>2</sup>

4.- La máxima presión permisible en el espacio anular, por resistencia al fracturamiento de la formación expuesta, para evitar un descontrol subterráneo, cuando se tenga sólo cementada una TR superficial y que puede ocasionar el descontrol total del pozo fuera de la TR.

PRESIÓN DE PRUEBA DE GOTEO \_\_\_\_\_ Kg/cm<sup>2</sup>, \_\_\_\_\_ lb/in<sup>2</sup> (o a equivalente).

$$Ph = \frac{\text{Densidad del lodo} \times \text{Profundidad de la zapata}}{10}$$

$$Ph = \frac{\text{gr/cm}^3 \times \text{m}}{10}$$

$$Ph = \text{Kg/cm}^2$$

Máxima presión permisible en el espacio anular por resistencia al fracturamiento.

$$P \text{ GOTEIO} - Ph = \text{_____} \text{ Kg/cm}^2 - \text{_____} \text{ Kg/cm}^2 = \text{_____} \text{ Kg/cm}^2$$

De los parámetros calculados:

$$\text{MÁX.PRES. PERMISIBLE POR CONEX.SUP. Y TR} = \text{_____} \text{ Kg/cm}^2, \text{_____} \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{MÁX.PRES.PERMISIBLE POR RESIST. AL FRAC} = \text{_____} \text{ Kg/cm}^2, \text{_____} \text{ lb/pg}^2$$

5.- La máxima presión permisible en superficie será la menor de las dos anteriores.

TRANSFIERA ESTE DATO A LAS INSTRUCCIONES PARA EL PERFORADOR

## CAPÍTULO III . - MÉTODOS DE CONTROL

### MÉTODO DEL PERFORADOR (PARA DESALOJAR EL FLUIDO INVASOR)

- Circule el brote con fluido de densidad original, manteniendo constante la presión inicial calculada de circulación y el gasto de control de la bomba durante el número de emboladas y/o tiempo necesario para que el fluido invasor salga del pozo
- Circule con lodo de densidad de control hasta desalojar el fluido de densidad original

La ventaja de este método es circular el brote con suficiente rapidez evitando los efectos de la migración del gas.

Este método es muy usado por su facilidad de aplicación, ya que cuando se detecta un brote se toman medidas inmediatas, tomando en cuenta las restricciones que se señalaron en la hoja de trabajo del perforador.

Para aplicar este método se deben seguir las siguientes instrucciones:

- Lleve a cabo las instrucciones de la hoja de trabajo del método del perforador.
- Abra el estrangulador y simultáneamente inicie el bombeo
- Ajuste el estrangulador, hasta que la presión que se observe en el espacio anular sea igual a la presión de cierre estabilizada en TR (PCTR), manteniendo el gasto constante reducido de circulación
- Después de realizar la instrucción anterior registre la presión en TP (que será la presión inicial de circulación PIC)
- Mantenga constante la presión en TP ajustando el estrangulador. Si la presión en la TP se incrementa, abra el estrangulador, si disminuye, ciérrelo, manteniendo constante el gasto reducido de circulación
- Después de desalojar la burbuja y de que salga el lodo en condiciones, suspenda el bombeo
- Si las presiones en TP y TR son iguales a cero, el pozo estará controlado. La densidad original del lodo fue suficiente para equilibrar la presión de formación
- Si las presiones en TP y TR son mayores a cero, pero iguales, incremente la densidad de lodo y así lograr el equilibrio, prosiga con el Método del Ingeniero
- Si las presiones no son iguales, es indicativo que durante la circulación se ha introducido un segundo brote al espacio anular. Continúe la circulación con las mismas condiciones, hasta que las presiones en TP y TR sean iguales con el pozo cerrado y a bomba parada

## DESCRIPCIÓN DE LOS EVENTOS:

- ❖ La presión en el espacio anular no varía demasiado, en la etapa de desplazamiento de la capacidad de la TP
- ❖ Sólo se observará una pequeña disminución en esta presión al pasar el fluido invasor del espacio anular entre la herramienta y el agujero o TR, al espacio anular entre la TP y el agujero o la TR
- ❖ Con respecto al volumen en presas y al gasto, se observa que al circular el brote, ambos volúmenes se incrementan (esto no es así si el fluido invasor es agua salada). Este incremento es parecido al que sufre el gas en su viaje a la superficie
- ❖ Conforme la burbuja de gas se acerca a la superficie, la presión en el espacio anular se incrementará (si el fluido invasor es aceite o gas) y si no se conoce el comportamiento de este tipo de fluido, el incremento podría interpretarse erróneamente como una nueva aportación
- ❖ La decisión de abrir el estrangulador para abatir esta presión complicaría el problema, ya que se permitiría la introducción de otra burbuja. Debe entenderse que el incremento en la presión del espacio anular, sirve para compensar la disminución de la presión hidrostática en el mismo, resultante de tener una menor columna de lodo (completada con el gas)
- ❖ De no permitir la expansión de la burbuja, la misma llegaría a la superficie con la presión del yacimiento. La figura 2.- Nos muestra la migración de un barril de gas sin permitir expansión

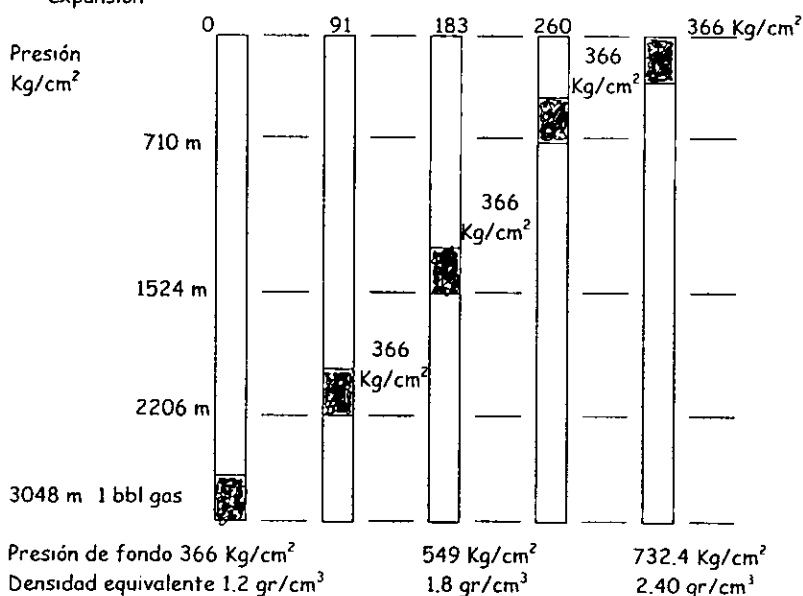


Figura 2.- Migración de 1 bbl de gas sin permitir expansión

Lo anterior no es favorable, pues lo más probable es que las conexiones superficiales de control o la TR no resistan dicha presión ocasionando un problema de mayores magnitudes o puede que se produzca un reventón subterráneo.

Si se permite la expansión de la burbuja, la máxima presión a registrar en el espacio anular será cuando la masa de gas llegue a la superficie.

La figura 3 nos muestra como se efectúa la migración de 1 barril de gas permitiendo la expansión.

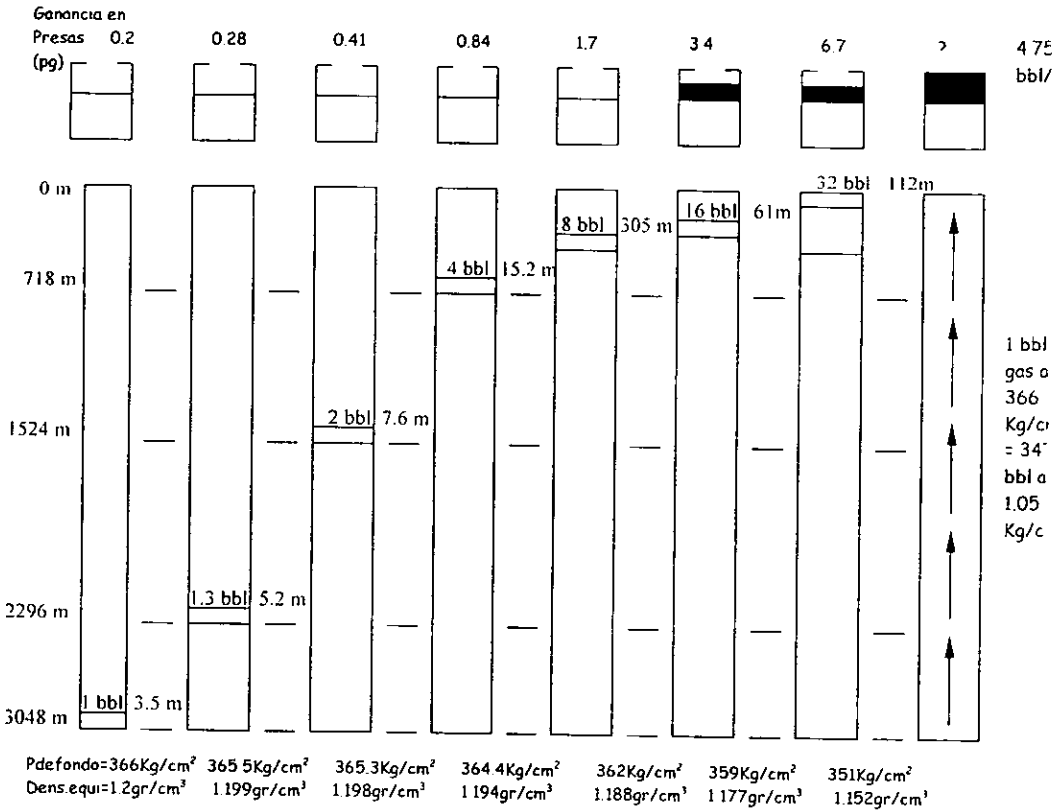


Figura 3.- Migración de 1 bbl de gas con expansión

## RECOMENDACIÓN

Cierre ligeramente el estrangulador al momento que se desaloje la burbuja del pozo, la cual sufre una expansión súbita al no tener la carga hidrostática de un fluido más pesado arriba de ella. Es por eso que existe una descompensación en la presión de fondo originada por la expansión de la burbuja, que podría permitir la entrada de otra burbuja invasora durante el desalojo de la primera, observándose disminución en la presión del espacio anular, hasta un valor aproximadamente igual al de la presión de cierre en TP (PCTP), que será la presión con la cual el yacimiento excede a la presión hidrostática de la columna de lodo de perforación.

Una vez que la burbuja se elimina y el lodo sale en condiciones favorables (densidad, viscosidad, etc.), las presiones en TP y TR deben ser iguales a la PCTP original al suspender el bombeo, ya que, en el espacio anular y en la TP existirá lodo de igual densidad a la existente en TP al presentarse el brote y cerrar el pozo.

Éste será el momento propicio para que realice los preparativos y cálculos necesarios y se lleve a cabo la segunda etapa de control, con el Método del Ingeniero o cualquier otro, sin el riesgo de que las presiones se incrementen.

### HOJA DE TRABAJO DEL PERFORADOR

En esta hoja se muestra la secuencia de eventos que se llevarán a cabo, con instrucciones directas al perforador, para que en cualquier momento tome acciones inmediatas.

En la siguiente página se muestra la hoja de trabajo del perforador.

**HOJA DE TRABAJO DEL MÉTODO DEL PERFORADOR**

Máxima presión permisible en superficie: \_\_\_\_\_ Kg/cm<sup>2</sup> \_\_\_\_\_ lb/pg<sup>2</sup>

Máxima presión permisible en TR: \_\_\_\_\_ Kg/cm<sup>2</sup> \_\_\_\_\_ lb/pg<sup>2</sup>

Q<sub>R</sub> = Gasto reducido de circulación: \_\_\_\_\_ emb/min

P<sub>R</sub> = Presión reducida de circulación: \_\_\_\_\_ Kg/cm<sup>2</sup>

PCTP = Presión de cierre en TP estabilizada: : \_\_\_\_\_ Kg/cm<sup>2</sup>

PCTR= Presión de cierre en TR estabilizada: : \_\_\_\_\_ Kg/cm<sup>2</sup>

ρ = Densidad del lodo: \_\_\_\_\_ gr/cm<sup>3</sup>

Prof = Profundidad de la barrena: \_\_\_\_\_ m

**INSTRUCCIONES:**

- ❖ Circule el brote para desalojar la burbuja
- ❖ Abra ligeramente el estrangulador y simultáneamente iniciar el bombeo
- ❖ Ajuste el estrangulador, hasta que la presión observada en el espacio anular sea igual a la PCTR con el gasto reducido de circulación
- ❖ Una vez realizado el paso anterior, registre la presión en TP (que será la presión inicial de circulación)
- ❖ Mantenga constante la presión en TP, ajustando el estrangulador, si la presión en TP se incrementa abra el estrangulador; si disminuye ciérrelo
- ❖ Mantenga constante el gasto
- ❖ Cuando salga el lodo en condiciones, después de desalojar la burbuja, cierre el pozo
- ❖ Las presiones al cierre en TP y TR, deberán ser iguales o menor a la presión de cierre en TP original. De no cumplirse esta condición continúe la circulación, pues un segundo brote se ha introducido al espacio anular, repita los pasos anteriores
- ❖ Si las presiones en TP y TR son iguales entre si, proceda al control final del pozo usando el método del Ingeniero

## MÉTODO DEL INGENIERO

Este método también conocido como "Método de Densificar y Esperar" implica que estando el pozo cerrado se tiene que esperar mientras se acondiciona un fluido de densidad adecuada para equilibrar la presión hidrostática con la presión de formación, así como para recopilar los datos necesarios y efectuar los cálculos para controlar el pozo.

### SECUENCIA

- ✦ Abra el estrangulador y simultáneamente iniciar el bombeo del lodo con densidad de control con un gasto reducido
- ✦ Si tiene la presión de cierre en TP estabilizada, calcule la presión inicial de circulación, si no, determine físicamente ajustando el estrangulador, igualando la presión en TR al de la presión de cierre en TR (PCTR)
- ✦ Mantenga la presión en el espacio anular constante (con ayuda del estrangulador) hasta que la densidad de control llegue a la barrena. Lea y registre la presión en TP (ésta deberá ser similar a la presión final de circulación) (PFC)
- ✦ Mantenga constante el valor de la presión en TP (PFC) con ayuda del estrangulador. Si la presión se incrementa, abra el estrangulador; si disminuye, ciérrelo
- ✦ Continúe circulando con la presión de TP constante, hasta que salga lodo con densidad de control en la superficie
- ✦ Suspenda el bombeo y cierre el pozo
- ✦ Lea y registre las presiones en TP y TR
- ✦ Si las presiones son iguales a cero, el pozo estará bajo control
- ✦ Si las presiones son iguales pero mayor a cero, la densidad del lodo bombeado no fue lo suficiente para controlar el pozo. Repita el procedimiento con base en las nuevas presiones registradas
- ✦ Si la presión en TP es cero, pero en TR se registra presión, se tendrá un indicativo de que no se ha desplazado totalmente el espacio anular con lodo de densidad de control o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación al pozo, debiendo restablecer el bombeo con las presiones previas al cierre

### DESCRIPCIÓN DE LOS EVENTOS

- \* Al comenzar el bombeo a un gasto reducido de circulación con un lodo preparado de densidad de control, la presión que se registre en TP, sólo en el momento de igualarla en el espacio anular con la presión de cierre en TR (PCTR), será similar a la presión inicial de circulación (PIC)
- \* Cuando se bombea lodo con densidad de control a través de la sarta de perforación, se observa una disminución paulatina de la presión en TP, hasta el valor de la presión final de circulación (PFC), que será cuando la densidad de control llegue hasta la barrena. En ese momento se observará que el abatimiento de presión en TP será similar al calculado en la cédula de bombeo. Esto es, que a cierto volumen de lodo bombeado (o tiempo de bombeo) le corresponderá una disminución en la presión en TP

- + Lo anterior es debido a que se está generando una mayor presión hidrostática por dentro de la tubería, que contrarrestará la presión ejercida por la formación aportadora
- + Si se suspende el bombeo y se cierra el pozo cuando el fluido de control alcance el extremo inferior de la sarta de perforación, la presión superficial en la TP debe ser cero
- + Cuando el fluido de control llega a la barrena, la PFC deberá de mantenerse constante durante el viaje del lodo, con densidad de control a la superficie (ajustando el estrangulador)
- \* Si el brote se circuló previamente por el método del perforador, se observará que la presión registrada en el espacio anular se abatirá conforme el fluido con densidad de control viaje hacia la superficie
- + Cuando el fluido de control salga a la superficie, la presión en el espacio anular debe ser cero. Si queremos observar si no existe flujo, se tiene que suspender el bombeo; si no lo hay, el pozo está controlado
- \* Si se presenta el efecto de la expansión del gas cerca de superficie, la declinación en la presión de la TR cesará y se incrementará hasta alcanzar su máxima presión, la cual ocurrirá cuando la burbuja de gas llegue a la superficie. Durante la salida de la burbuja, se observará una disminución en la presión de la TR, originada por la súbita expansión de la misma
- \* Es recomendable que se cierre ligeramente el estrangulador, pues de esta manera no se permite la disminución excesiva de presión en el espacio anular, puesto que se tendría, aún en este espacio, un volumen equivalente a la capacidad de la TP con fluido de densidad original
- \* Mientras se circula lodo con densidad de control, la presión en la TR continuará disminuyendo con menor rapidez hasta casi llegar a cero (cuando el fluido con densidad de control llegue a la superficie), donde el estrangulador deberá estar totalmente abierto y esta presión sólo será igual a las pérdidas por fricción en las líneas y el árbol de estrangulación

Si las presiones en TR y TP no son iguales a cero, al haber circulado completamente el fluido de control y suspendido el bombeo, podría deberse a alguna de las siguientes razones:

- \* Insuficiente densidad de control para controlar el pozo
- \* Existe un brote adicional en el espacio anular, causado por permitir que la presión disminuyera al estar circulando el brote



Una forma de comprobar que esta presión no es producida por fluidos atrapados cerca de la superficie, es que se deberá desfogar del pozo con una pequeña cantidad de fluido que no exceda de medio barril, si aún con esto no se observa una disminución de presión, se deberá aumentar la densidad del lodo, para esto se debe tomar en cuenta las nuevas presiones de cierre registradas en TP y TR, circulando el brote en la manera ya indicada.

## **CÁLCULOS BÁSICOS PARA EL CONTROL DE UN BROTE**

Cuando se detecta un brote, es necesario cerrar el pozo con las técnicas adecuadas para cada situación en la que éste se presente y hacer los cálculos básicos para el control total antes de iniciar la circulación. Estos cálculos facilitan el seguimiento de las etapas de control, que son:

1. Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta
2. Densidad del fluido de control
3. Presión inicial de circulación
4. Presión final de circulación
5. Tiempo total para desalojar el brote del pozo

### **1. TIEMPO DE DESPLAZAMIENTO EN EL INTERIOR DE LA SARTA**

Este parámetro es básico para observar el avance realizado al estar circulando el brote y para elaborar la cédula de presión durante el desplazamiento del fluido de control en el interior de la sarta. Este tiempo se determina en función de la capacidad interior de la sarta y de las características de la bomba, los cuales se pueden conocer con las siguientes explicaciones:

#### **÷ FACTORES DE CAPACIDAD DE LOS COMPONENTES DE LA SARTA Y SECCIONES DEL ESPACIO ANULAR**

Estos factores se pueden obtener de tablas elaboradas para este fin, pero en caso de no contar con éstas, se podrán obtener con las ecuaciones (14) y (15) :

Para el interior de la tubería (TP, tubería pesada, herramienta, TR)

$$FC = DI^2 \times 0.5067 \quad (14)$$

Para el espacio anular (entre tubería o agujero y tuberías)

$$FC = (DI^2 - DE^2) 0.5067 \quad (15)$$

El factor de capacidad interior o anular se define como los litros necesarios para llenar un metro lineal con la geometría del (los) diámetro (s) considerado (s).

• **VOLUMEN ACTIVO DE LODO EN EL SISTEMA**

Este volumen incluye al total que existe en el agujero y en presas, es importante conocer siempre este dato, ya que cuando ocurre un brote el volumen de fluido invasor será equivalente al incremento de volumen de lodo en las presas

Cuando se necesita incrementar la densidad, se calcula la cantidad de material densificante mínimo para efectuar el control del pozo, para obtener el volumen de fluido en el sistema es necesario usar los factores de capacidad, los cuales se calculan con las ecuaciones (16), (17) y (18):

$$VIT = FCX L \tag{16}$$

$$VEA = FCX L \tag{17}$$

$$VP = (\text{m}^3 \text{ de fluido/cm de altura}) \times \text{altura de nivel en la presa} \tag{18}$$

• **CAPACIDAD DE BOMBEO DE ACUERDO A LAS CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA**

Los datos que se deben registrar de una bomba, son los siguientes:

- Marca
- Modelo
- Diámetro de la camisa
- Longitud de la carrera
- Emboladas máximas
- Presión de operación a un gasto establecido
- Presión límite de operación

Las ecuaciones (19) y (20) se usan para calcular la capacidad de una bomba dúplex de doble acción, tomando en cuenta una eficiencia volumétrica del 90%:

$$G = 0,2575 \times L (2 D^2 - dv^2) \tag{19}$$

$$Q = 0.0068 \times L (2 D^2 - dv^2) \tag{20}$$

Ahora para las bombas triplex de simple acción, si se toma en cuenta una eficiencia volumétrica del 90%, aplicamos las ecuaciones (21) y (22)

$$G = 0.0386 \times L \times D^2 \tag{21}$$

$$Q = 0.0102 \times L \times D^2 \tag{22}$$

Al establecer un gasto reducido de circulación en gal/min o lt/min, es posible conocer el tiempo necesario para desplazar la capacidad del interior de la sarta con la ecuación (23):

$$T = \frac{\text{Vol. Int. TP}}{Q_R} \tag{23}$$

## 2. DENSIDAD DE CONTROL

Para controlar un pozo se necesita que la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo, equilibre la presión de formación. El fluido que cumple con la condición anterior, se le conoce como fluido de control; para calcular esta densidad se debe de auxiliar de la lectura de presión de cierre estabilizada en TP por ser la que generalmente presenta la mínima contaminación.

Esta densidad de control se puede calcular con la ecuación (24) :

$$\text{Inc.Dens.} = \frac{\text{PCTP} \times 10}{\text{Prof.}} \quad (24)$$

## 3. PRESIÓN INICIAL DE CIRCULACIÓN

Es necesario que la presión inicial de circulación sea equivalente a la suma de "LAS CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL SISTEMA + LA PRESIÓN DE FORMACIÓN EN EXCESO DE LA HIDROSTÁTICA EN TP " para lograr establecer la circulación en un pozo donde se detectó un brote.

La primera de éstas es referida a la presión reducida de circulación, preregistrada cuando se presentan las mismas condiciones de profundidad de la barrena, gastos y densidad del fluido en el momento en que se presenta un brote. La segunda es igual a la presión de cierre en TP estabilizada (PCTP); y de lo anterior se define la ecuación (25) :

$$\text{PIC} = P_R + \text{PCTP} \quad (25)$$

### \* MÉTODO ALTERNO PARA CONOCER LA PIC

Este método se emplea cuando se presentan las siguientes condiciones:

- ❖ Cuando se usa una bomba diferente a las del equipo (unidad de alta presión)
- ❖ Cuando sea diferente la profundidad donde se registro la  $P_R$  a la profundidad de la barrena o tubería
- ❖ Cuando las condiciones del fluido de perforación hayan sufrido un cambio sustancial
- ❖ Cuando se requiera circular a un gasto diferente a  $Q_R$
- ❖ Para verificar el valor preregistrado de  $P_R$
- ❖ Cuando no se haya determinado de antemano la  $P_R$

Este método alterno consiste en:

- ❖ Bombear lento, abriendo el estrangulador simultáneamente y manteniendo la presión en el espacio anular igual a la PCTR hasta alcanzar el gasto reducido de circulación
- ❖ Cuando se haya alcanzado el gasto y ajustando el estrangulador para mantener la PCTR, permita que con estas condiciones la presión en TP se estabilice

La presión en TP será igual a la presión inicial de circulación (PIC); por lo tanto, si se desea conocer la presión reducida de circulación ( $P_R$ ) bastará restar de la presión inicial de circulación, la lectura de presión de cierre en TP (PCTP); y su ecuación es (26) :

$$P_R = PIC - PCTP \quad (26)$$

Lo cual equivale a conocer las caídas de presión por fricción a las condiciones de gasto, densidad del fluido y profundidad de la barrena en ese momento.

#### 4. PRESIÓN FINAL DE CIRCULACIÓN

Cuando se usa un lodo con densidad de control, se ejerce una mayor presión con la columna hidrostática por lo que se necesita menor presión en la superficie para controlar la presión de formación. Por otro lado, al tener un fluido de control más pesado se incrementan las pérdidas de presión por fricción, y es necesario una mayor presión en la bomba. Al parecer, estas dos condiciones se contraponen, para solucionar este problema se tiene que determinar la presión necesaria para circular el lodo cuando éste ha llegado a la barrena o al extremo de la tubería, ya que la presión hidrostática que habría generado la columna de lodo, será la suficiente para equilibrar la presión de formación si la densidad es la correcta.

Esta presión sólo es necesaria para circular el fluido de control de la barrena a la superficie (a un gasto constante); se le llama presión final de circulación (PFC) y se calcula con la ecuación (27) :

$$PFC = P_R \times (\rho_C / \rho_T) = (PIC - PCTP) (\rho_C / \rho_T) \quad (27)$$

#### CÁLCULOS COMPLEMENTARIOS

Los cálculos de los siguientes parámetros son el complemento para realizar un estricto control de brotes:

- a) Determinación del tipo de brote
- b) Cantidad de barita necesaria para densificar el lodo
- c) Incremento en el volumen de lodo por adición de barita
- d) Cédula de presión durante el desplazamiento de la densidad de control en el interior de la sarta

#### DETERMINACIÓN DEL TIPO DE BROTE

Los fluidos invasores de la formación, son: aceite, agua, gas o una combinación entre ellos. El comportamiento de las presiones asociados a brotes de aceite, agua o gas, es diferente a medida de que éstos circulan.

Para determinar el tipo de brote se emplean las presiones en TP y TR y el aumento del volumen en presas, mediante el cálculo de la densidad del fluido invasor, utilizando la ecuación (28) :

$$\rho_{FI} = \rho_I \frac{10 (PCTR - PCTP)}{L_B} \quad (28)$$

La longitud de la burbuja se obtiene midiendo el incremento de volumen en presas y con el factor de capacidad de la sección donde se supone que se localiza la burbuja, con la ecuación (29) :

$$L_B = \frac{IVP}{CEA} \quad (29)$$

La tabla 2 indica el tipo de brote que se presenta:

Tabla 2

Densidad calculada (gr/cm <sup>3</sup> )	Tipo de brote
< 0.69	Brote de gas
0.69 < Densidad calculada < 0.92	Brote de aceite con alguna cantidad de gas
> 0.92	Brote de agua salada

#### CANTIDAD DE BARITA NECESARIA PARA DENSIFICAR EL LODO

Conocida la densidad del fluido de control, se calcula la cantidad de barita necesaria para aumentar el peso del lodo hasta obtener la densidad adecuada. Las ecuaciones (30) y (31) permiten calcular la cantidad de barita que se necesita para incrementar la densidad a 1 m<sup>3</sup> de lodo a la densidad requerida:

$$\#S.B = \frac{85 (\rho_C - \rho_I)}{4.25 - \rho_C} \quad (30)$$

$$C.B = \#S.B \times V.L.S \quad (31)$$

#### INCREMENTO EN EL VOLUMEN DE LODO POR ADICIÓN DE BARITA

Al adicionar barita al sistema de lodo, se está incrementando su volumen. Para disponer de la capacidad de almacenamiento suficiente, es necesario determinar el aumento de volumen antes de agregar la barita al lodo, y así disponer de la capacidad de almacenamiento suficiente. Éste incremento se obtiene aplicando la ecuación (32) :

$$I.V.L = \frac{\#S.B}{85} \quad (32)$$

## CÉDULA DE PRESIÓN DURANTE EL DESPLAZAMIENTO DE LA DENSIDAD DE CONTROL EN EL INTERIOR DE LA SARTA.

Siempre que el fluido de control se bombea a través de la sarta, la presión de circulación disminuye desde el valor de presión inicial de circulación hasta el valor de presión final de circulación. Con la cédula de presiones se determina el tiempo de bombeo o en número de emboladas que corresponden a determinada disminución de presión, y estar en condiciones de verificar el desarrollo del control y, de ser necesario, tomar las medidas correctivas oportunamente.

A continuación se muestran los cálculos necesarios para elaborar la cédula de presión:

1. Determinar la reducción de presión con la ecuación (33):

$$P_R = PIC - PFC \quad (33)$$

2. Determinar el tiempo necesario para abatir la presión en  $1 \text{ Kg/cm}^2$  (durante el bombeo del fluido de control), usando la ecuación (34):

$$\text{Tiempo nec.} = \frac{\text{Tiempo despl. Cap. interior}}{\text{Reducción de presión}} \quad (34)$$

3. Determinar las emboladas necesarias para abatir la presión en  $1 \text{ Kg/cm}^2$  (durante el bombeo del fluido de control), la ecuación (35):

$$\text{Emb.nec.} = \frac{\text{Núm. emb. para despl. Cap. interior}}{\text{Reducción de presión}} \quad (35)$$

### RECOMENDACIÓN

**PARA SIMPLIFICAR LA CÉDULA DE PRESIÓN CONSIDERE VALORES MAYORES A  $1 \text{ Kg/cm}^2$  COMO INTERVALOS DE REDUCCIÓN.**

### HOJA DE TRABAJO

En la hoja de trabajo que se muestra en la siguiente página, se registran los datos necesarios para el control de un pozo.

## HOJA DE TRABAJO DEL MÉTODO DEL INGENIERO

- \* Máxima presión permisible en superficie: \_\_\_\_\_  $\text{Kg/cm}^2 =$  \_\_\_\_\_  $\text{lb/pg}^2$
- \* Gasto reducido de circulación: \_\_\_\_\_  $\text{emb/min}$
- \* Presión reducida de circulación: : \_\_\_\_\_  $\text{Kg/cm}^2 =$  \_\_\_\_\_  $\text{b/pg}^2$
- \* Densidad de lodo en presas: \_\_\_\_\_  $\text{gr/cm}^3$
- \* Profundidad de la barrena: \_\_\_\_\_  $\text{m}$
- \* Incremento de volumen en presas: \_\_\_\_\_  $\text{lt} =$  \_\_\_\_\_  $\text{m}^3$
- \* Presiones de cierre estabilizadas: PCTP: \_\_\_\_\_  $\text{Kg/cm}^2$ , PCTR: \_\_\_\_\_  $\text{Kg/cm}^2$
- \* Volumen interior de la sarta: \_\_\_\_\_  $\text{lt} =$  \_\_\_\_\_  $\text{bbl}$
- \* Gasto de la bomba: \_\_\_\_\_  $\text{lt/emb} \times$  \_\_\_\_\_  $\text{emb/min} =$  \_\_\_\_\_  $\text{lt/min}$
- \* Tiempo de desplazamiento:

$$\text{Tiempo de desplazamiento} = \frac{\text{Vol.int. de la sarta}}{\text{Gasto de la bomba}} = \frac{\text{lt}}{\text{lt/min}} = \text{_____} \text{ min}$$

- \* Emboladas para desplazar:

$$\text{Emboladas para desplazar} = \frac{\text{Vol.int de la sarta}}{\text{Capacidad de la bomba}} = \frac{\text{lt}}{\text{lt/emb}} = \text{_____} \text{ emb}$$

- \* Densidad del lodo de control:

$$D_c = D_I + \frac{\text{PCTP} \times 10}{\text{PROF.}} = \text{_____} \text{ gr/cm}^3 + \text{_____} (\text{Kg/cm}^2 \times 10)/\text{m} = \text{_____} \text{ gr/cm}^3$$

- \* Margen de seguridad:

Si no existe riesgo de pérdida de circulación agregue un margen de seguridad de:

$$Ms = 0.03 \pm 0.04 \text{ gr/cm}^3$$

- \* Presión inicial de circulación:

$$\text{PIC} = P_R + \text{PCTP} = \text{_____} \text{ Kg/cm}^2$$

- \* Presión final de circulación:

$$\text{PFC} = P_R \times \frac{D_c}{D_I} = \text{Kg/cm}^2 \times \frac{\text{gr/cm}^3}{\text{gr/cm}^3} = \text{_____} \text{ Kg/cm}^2$$

## CONTROL PRIMARIO

En esta etapa, el control se establece sólo con la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación y, si es la adecuado, se evitará el brote.

## CONTROL SECUNDARIO

En esta etapa el control se establece con la presión hidrostática del fluido de perforación y la presión ejercida desde la superficie, tratando de evitar el fracturamiento de la formación, dañar la TR y las conexiones superficiales de control. El control primario deberá restablecerse rápidamente. Los casos en los que se presenta esta etapa, son:

- **BROTOS POR DESBALANCE:** Son causados por un incremento de presión de formación y por no contar con la densidad suficiente del fluido de perforación. El desbalance, por lo general, no debe rebasar un valor de densidad equivalente de  $0.06 \text{ gr/cm}^3$ . Para este tipo de brote se tendrá que utilizar el método del Ingeniero
- **BROTOS INDUCIDOS:** Son causados por reducción de la presión hidrostática (gas de corte, pérdidas de circulación, densidad inapropiada, falta de llenado correcto, efecto de sondeo, etc.). Si la TP se encuentra fuera del fondo y no se puede introducir tubería, entonces se debe circular con densidades de control. Es muy importante evaluar el pozo para tomar esta decisión; cualquier volumen adicional que entre complicará el control y aumentará los riesgos, por ello deberá considerarse la posibilidad de bajar la tubería a presión para intentar el control con densidades menores

## OBSERVACIÓN

Si en una zona de presión anormal se presenta un brote al estar perforando, entonces se trata de un brote por desbalance, o si éste se presenta al estar circulando, entonces es un brote inducido.

## CONTROL TERCIARIO

Cuando se pierde el control secundario, generalmente por mala planeación, se presenta un descontrol del pozo, pudiendo ser superficial o subterráneo.

Para restablecer el control terciario, se necesita aplicar técnicas y equipos especiales; además, para escoger el método a usar, el responsable del pozo debe tener en cuenta las siguientes variables, mismas que afectan el empleo de cada método.

- ⊙ Profundidad de asentamiento de la TR con relación a la profundidad total del pozo (mínimo deberá estar entubado 1/3 de la longitud del pozo)
- ⊙ Máxima presión permisible en el espacio anular



- ⊙ Disponibilidad de barita en la localización (en pozos exploratorios se debe tener como mínimo un volumen tal que se pueda incrementar la densidad del lodo en un equivalente a  $0.12 \text{ gr/cm}^3$ ), así como capacidad del equipo para su manejo.
- ⊙ Magnitud y naturaleza del brote
- ⊙ Tiempo mínimo requerido para circular el brote fuera del pozo
- ⊙ Posibles zonas de pérdida de circulación
- ⊙ Posición de la tubería o la barrena al momento del brote

### GUÍA DE PROBLEMAS Y SOLUCIONES DURANTE EL CONTROL

Durante el procedimiento de control, generalmente surgen problemas que pueden confundir al responsable, tomando medidas correctivas que pueden tener repercusiones en el adecuado control de un brote.

Los problemas que se presentan pueden ser de tipo mecánico o inherentes al pozo. En la tabla 3 se presenta una guía que no considera problemas particulares, pues cada pozo tiene diferente comportamiento.

Tabla 3

Localización del equipo o accesorio	Problema	Características Manifestación
La bomba	Se observa una presión de bombeo oscilante y la flecha brinca	Ruidos en la sección mecánica de la bomba
La barrena o alguna de las toberas	Se encuentran tapadas	La presión en la TP se incrementa bruscamente
El árbol de estrangulación o el estrangulador	Están tapados	La presión en la TP y TR se incrementan bruscamente
La tubería	Existe fuga	La presión en la TP tiende a abatirse

### IMPORTANTE

SI LA PRESIÓN EN TP Y TR NO RESPONDEN A LA VARIACIÓN DEL ESTRANGULADOR, SE DEBERÁ CHECAR EL NIVEL DE LAS PRESAS DE LODO, YA QUE PROBABLEMENTE SE ESTÉ PRESENTANDO UNA PÉRDIDA.

La mejor regla a emplear es: "CUANDO EXISTA ALGUNA DUDA, PARE LAS BOMBAS, CIERRE EL POZO Y ANALICE EL PROBLEMA"

Al tener en cuenta esta regla, muchos de los errores cometidos en el control del pozo pueden evitarse.

## MÉTODOS INADECUADOS PARA CONTROLAR UN POZO

### ↳ Levantar la barrena a la zapata al detectar un brote

Una acción errónea efectuada ante la posibilidad de atrapamiento de la sarta en agujero descubierto al detectar un brote, es tratar de levantar la barrena a la zapata. Esta acción implica el uso de fluidos de control de densidades mayores para controlar la presión de formación, con mayores esfuerzos aplicados a la zapata entrará fluido adicional al pozo por el efecto de sondeo y porque no se ejerce una contrapresión requerida para restablecer el control secundario.

### ↳ Nivel de presas constante

Al mantener el nivel de presas constante al circular un brote, con ayuda del estrangulador, se evita la entrada adicional de fluidos. Esta acción es correcta si se trata de un brote de fluidos incompresibles (líquidos). Si el brote es de gas o algún fluido mezclado con gas, la consecuencia de usar este método sería circular el gas sin permitir su expansión. Este efecto sería el mismo que permitir la migración de la burbuja de gas sin dejarla que ésta se expanda y, se provocaría un aumento de presión en todos los puntos del pozo, lo cual no conviene.

## IMPORTANTE

**COMO ES IMPOSIBLE DETERMINAR CON PRECISIÓN EL TIPO DE FLUIDOS PRESENTES EN UN BROTE, ESTE MÉTODO "NUNCA" DEBE EMPLEARSE**

### ↳ Empleo de densidad excesiva

Siempre debemos evitar controlar un pozo usando un fluido de control con densidad mayor a la necesaria, un lodo de estas características puede causar una **PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN E INICIAR UN DESCONTROL SUBTERRÁNEO** o por lo menos incrementa los esfuerzos por presión ejercidos en la zapata, en la formación expuesta y en las conexiones superficiales.

### ↳ Mantener constante la presión en TR

Si el fluido invasor es un gas, se debe permitir la expansión adecuada al circularlo. El hecho de mantener la presión en TR constante permitirá que el gas se expanda con mayor rapidez que la necesaria. Esto sacará más lodo del pozo, que provocará una disminución en la presión hidrostática y permitirá la entrada de más fluidos invasores de la formación. Estos efectos no pueden ser notados durante algún tiempo, debido a que si el brote se encuentra en la parte inferior del pozo hay una pequeña variación en la sección transversal del espacio anular y el gas tiene una lenta expansión. Pero cuando el gas está cerca de la superficie y sufre una expansión súbita, provoca una sobrepresión en el espacio anular.

## 12 Regresar fluidos a la formación

Generalmente se intenta regresar los fluidos a la formación cuando se presenta un brote, evitando la necesidad de implementar un procedimiento adecuado de control. Esto provoca un fracturamiento en la formación antes de que se pueda realizar el bombeo, y lo más seguro es que el fluido invasor no entre en la zona que originalmente lo aportó, a menos que el fluido circulado sea agua limpia, ya que al utilizar todo los canales porosos de la formación, son obturados con barita y bentonita. Al no permitir la admisión del fluido invasor, las presiones manejadas para inyectar la burbuja abrirían otros intervalos.

Sin embargo, existe una situación limitante, cuando ocurre un brote que contenga  $H_2S$ , es preferible la inyección a la formación que circularlo a la superficie.

A continuación se presenta los elementos más importantes que integran el equipo superficial para la prevención y control de los brotes.

## SISTEMA DE CONTROL DEL CONJUNTO DE PREVENTORES (UNIDAD KOOMEY)

Este sistema de control del conjunto de preventores proporciona la potencia hidráulica suficiente y confiable para operar los preventores y las válvulas hidráulicas, dada la importancia de su función se le considera parte esencial del sistema de control superficial en todos los equipos de perforación.

Las partes principales que componen la unidad Koomey, son:

- Acumuladores y depósito de almacenamiento de fluido
- Conjunto de bombeo hidroneumático e hidroeléctrico
- Válvulas de control de preventores
- Accesorios en general

## ACUMULADORES Y DEPÓSITO DE ALMACENAMIENTO DE FLUIDOS

El número de acumuladores que debe tener el sistema es el que permita almacenar fluido con la energía suficiente para cerrar todos los preventores instalados y abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación con un 50% de exceso como factor de seguridad y terminar con una presión final mínima de 1200 lb/pg<sup>2</sup> arriba de la precarga, teniendo el conjunto de bombeo hidroneumático e hidroeléctrico parados.

Por ejemplo, con tres preventores de arietes de 13 5/8" - 5000 lb/pg<sup>2</sup>, un preventor anular HYDRIL "GK" y la válvula hidráulica, se requiere el siguiente volumen de fluido:

Preventor anular HYDRIL "GK"	13 5/8" - 5000 lb/pg <sup>2</sup>	17.98
Preventor CAMERON "U" (TP)	13 5/8" - 5000 lb/pg <sup>2</sup>	5.54
Preventor CAMERON "U" (ciegos)	13 5/8" - 5000 lb/pg <sup>2</sup>	6.78
Válvula hidráulica	3 1/8" - 5000 lb/pg <sup>2</sup>	0.59 (abrir)
Preventor CAMERON "U" (TP)	13 5/8" - 5000 lb/pg <sup>2</sup>	<u>5.54</u>
		36.43 gal

Suma de volúmenes de fluidos para cerrar todos los preventores y abrir la válvula hidráulica más el 50% de exceso como factor de seguridad = 36.43 + 18.22 = 54.65 gal, que es el **VOLUMEN TOTAL DE FLUIDO REQUERIDO**.

Si consideramos acumuladores de 10 gal de volumen total, el número necesario se calcula con la ecuación (36) :

$$\# \text{ Acum.} = \frac{\text{VCP} + 50\% \text{ exceso}}{5 \text{ gal útiles por acumulador}} \quad (36)$$

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación anterior:

$$\# \text{ Acum.} = \frac{36.43 \text{ gal} + 18.22}{5 \text{ gal/acumulador}} = \frac{54.65}{5 \text{ gal/acumulador}}$$

$$\# \text{ Acum.} = 10.93 \approx 11 \text{ acumuladores}$$

Por lo tanto, se necesitan 11 acumuladores con una capacidad total de 10 gal cada uno.

Otro método práctico y confiable para este mismo cálculo consiste en multiplicar el total de galones requeridos para cerrar todos los preventores y abrir la válvula hidráulica por 0.3 acumuladores/gal, Ecuación(37), para el ejemplo anterior, tenemos que:

$$\# \text{ Acum.} = \text{VCP} \times 0.3 \text{ acumuladores/gal} \quad (37)$$

$$\# \text{ Acum.} = 36.43 \text{ gal} \times 0.3 \text{ acumuladores/gal} = 10.93 \approx 11 \text{ acumuladores.}$$

Las Tablas 4 y 5 representan el volumen de fluido requerido para operar preventores anulares CAMERON, SHAFFER y HYDRIL, así como los preventores de arietes CAMERON tipo "U".

Tabla 4

Tamaño (pg)	Presión de trabajo lb/pg <sup>2</sup>	Fluido requerido (gal)	CAMERON	SHAFFER	HYDRIL
7 1/16	3000	CERRAR	1.69	4.57	2.85
		ABRIR	1.39	3.21	2.24
7 1/16	5000	CERRAR	1.69	4.57	3.86
		ABRIR	1.39	3.21	3.30
7 1/16	10000	CERRAR	2.04	17.11	9.42
		ABRIR	2.55	13.95	7.08
7 1/16	15000	CERRAR	6.94	-	11.20
		ABRIR	6.12	-	7.25
7 1/16	20000	CERRAR	8.38	-	11.00
		ABRIR	7.56	-	7.20
11	3000	CERRAR	5.65	11.00	2.43
		ABRIR	4.69	6.78	5.54
11	5000	CERRAR	5.65	18.67	9.81
		ABRIR	4.69	14.59	7.98
11	10000	CERRAR	10.15	30.58	25.10
		ABRIR	9.06	24.67	18.97
11	15000	CERRAR	23.50	-	-
		ABRIR	21.30	-	-
13 5/8	3000	CERRAR	12.12	23.50	11.36
		ABRIR	10.34	14.67	8.94
13 5/8	5000	CERRAR	12.12	23.58	17.98
		ABRIR	10.34	17.41	14.16
13 5/8	10000	CERRAR	18.10	40.16	37.18
		ABRIR	16.15	32.64	26.50
13 5/8	15000	CERRAR	26.00	-	34.00
		ABRIR	22.50	-	34.00
16 3/4	3000	CERRAR	22.32	-	21.02
		ABRIR	19.00	-	15.80
16 3/4	5000	CERRAR	22.32	37.26	28.70
		ABRIR	19.00	25.61	19.93
16 3/4	10000	CERRAR	40.75	-	-
		ABRIR	35.42	-	-
18 3/4	5000	CERRAR	35.60	48.16	64.00
		ABRIR	29.00	37.61	44.00
18 3/4	10000	CERRAR	50.00	-	118.50
		ABRIR	45.10	-	99.50
20 3/4	3000	CERRAR	39.70	-	-
		ABRIR	24.10	-	-
21 1/4	2000	CERRAR	39.70	22.59	31.05
		ABRIR	24.10	16.92	18.93

Volumen requerido de fluido para operar preventores anulares CAMERON, SHAFFER y HYDRIL.

Tabla 5

Tamaño nominal (pg)	Presión de trabajo (Kg/cm <sup>2</sup> )	Galones para cerrar	Galones para abrir
7 1/16*	3000	1.2	1.2
7 1/16	5000	1.2	1.2
7 1/16	10000	1.2	1.2
7 1/16	15000	1.2	1.2
11	3000	3.3	3.2
11	5000	3.3	3.2
11	10000	3.3	3.2
11	15000	5.5	5.4
13 5/8	3000	5.5	5.2
13 5/8	5000	5.5	5.2
13 5/8	10000	5.5	5.2
13 5/8	15000	11.6	11.4
16 3/4	3000	10.2	9.4
16 3/4	5000	10.2	9.4
16 3/4	10000	12.0	11.2
18 3/4	10000	24.0	23.0
20 3/4	3000	8.1	7.2
21 1/4	2000	8.1	7.2
21 1/4	5000	30.9	28.1
21 1/4	10000	26.5	24.1
26 3/4	3000	10.5	9.8
11*	3000	7.6	7.4
11*	5000	7.6	7.4
11*	10000	7.6	7.4
11*	15000	9.0	8.9
13 5/8*	3000	10.9	10.5
13 5/8*	5000	10.9	10.5
13 5/8*	10000	10.9	10.5
13 5/8*	15000	16.2	16.0
16 3/4*	3000	19.0	18.1
16 3/4*	5000	19.0	18.1
16 3/4*	10000	19.1	18.2
20 3/4*	3000	14.9	14.3
18 3/4*	10000	24.7	22.3
18 3/4*	15000	34.7	32.3

+ Para arietes de corte

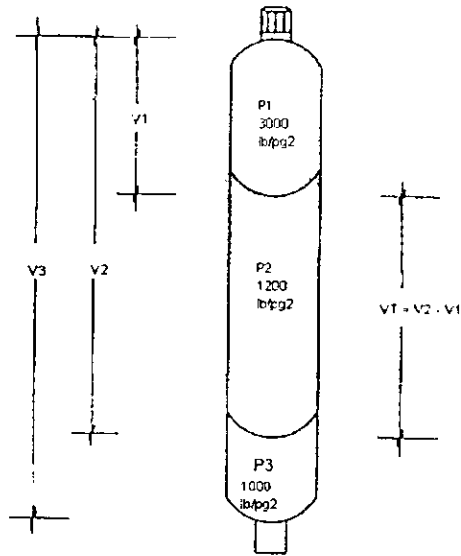
Considerando los arreglos actuales de preventores, es conveniente disponer siempre de un mínimo de 16 botellas, de 10 gal cada una, para las condiciones de trabajo y con la precarga establecida en cada unidad para accionar el conjunto de preventores.

### PRECARGA DE LOS ACUMULADORES

No se recomienda que los acumuladores operen a más de 3000 lb/pg<sup>2</sup>, su presión de precarga debe ser de 1000 a 1100 lb/pg<sup>2</sup> y usar únicamente nitrógeno (N<sub>2</sub>).

Estos acumuladores cuentan con una válvula de seguridad que abre a 3500 lb/pg<sup>2</sup>; cuando se requiera operar entre 3000 y 5000 lb/pg<sup>2</sup>, que es la máxima presión de operación del sistema, las válvulas aisladoras de los acumuladores deben cerrarse.

La figura 4 nos muestra un acumulador y las presiones a las que éste trabaja, además de los volúmenes de nitrógeno a su presión correspondiente.



- P1 = Presión máxima del acumulador cuando se carga completamente (3000 lb/pg<sup>2</sup>)
- P2 = Presión mínima del acumulador (se recomienda un mínimo de 200 lb/pg<sup>2</sup> arriba de la precarga o sea 1200 lb/pg<sup>2</sup>)
- P3 = Presión de precarga con nitrógeno (1000 lb/pg<sup>2</sup> para sistemas de 3000 lb/pg<sup>2</sup> de presión de trabajo)
- V1 = Volumen de nitrógeno a presión máxima
- V2 = Volumen de nitrógeno a presión mínima
- V3 = Volumen total de fluido requerido incluyendo el factor de seguridad

Figura 4.- Volumen de fluido disponible por botella manteniendo 200 lb/pg<sup>2</sup> arriba de la presión de la precarga

## CONJUNTO DE BOMBEO HIDRONEUMÁTICO E HIDROELÉCTRICO.

El sistema KOOMEY debe contar con dos fuentes de energía dependientes del equipo de perforación y una fuente independiente que deberá considerarse como último recurso para cerrar los preventores. La figura 5 nos muestra los componentes principales del conjunto de potencia neumática / eléctrica, y la Figura 6 nos muestra los componentes principales del conjunto de potencia neumática / eléctrica con fuente de N<sub>2</sub>.

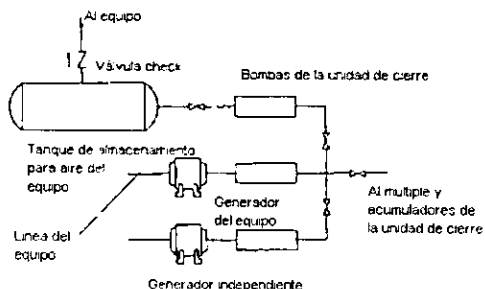


Figura 5. - Conjunto de potencia neumática/eléctrica con fuente eléctrica de potencia independiente

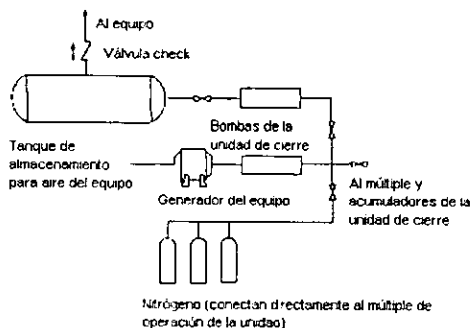


Figura 6. - Conjunto de potencia neumática/eléctrica con fuente de nitrógeno (N<sub>2</sub>) independiente

Estas bombas hidroneumáticas e hidroeléctricas deben estar siempre en operación y conectadas al sistema. Estos dos conjuntos de bombas deben entrar en operación cuando la presión del sistema baje 300 lb/pg<sup>2</sup> (a 2700 lb/pg<sup>2</sup>), debiendo parar la bomba hidroneumática a 2900 lb/pg<sup>2</sup> y la hidroeléctrica a 3000 lb/pg<sup>2</sup>.



## VÁLVULAS DE CONTROL DE PREVENTORES

Sirven para operar el sistema, y deben tener indicadores precisos de la posición, tipo y medida de los arietes instalados.

Estos indicadores deben estar en español e indicar la posición de apertura o cierre.

El API y las normas internacionales, establecen que los preventores deben permanecer en posición de abierto durante las operaciones normales de perforación del pozo. Pero, esta práctica mantiene al mecanismo interno del preventor en un esfuerzo constante, y provoca deterioro y desgaste temprano de la empaquetadura. Además, al mantenerlo en posición de abierto no asegura que cuando se necesite cerrar, el preventor opere correctamente o que las líneas de cierre no tengan fugas.

Para asegurarnos que el sistema de control superficial esté siempre en condiciones óptimas de operación, se deben cumplir estrictamente las siguientes prácticas:

- ▄ Inspección física del conjunto de preventores
- ▄ Pruebas de operación del conjunto de preventores
- ▄ Prueba de operación y funcionamiento del sistema
- ▄ Pruebas con presión frecuentes

## VÁLVULA DE CONTROL DEL PREVENTOR CIEGO

Esta válvula de control debe tener un protector (candado) que evite que se cierre por error. Cuando se tenga tubería fuera se debe quitar el protector para que pueda accionarse a control remoto, pero una vez que se baja el primer lastrabarrena se coloca nuevamente.

## UBICACIÓN DEL SISTEMA

Este sistema debe ubicarse en un sitio seguro, de fácil y libre acceso y a una distancia razonable del conjunto de preventores; además, se debe evitar el acceso a personal no autorizado o ajeno a la cuadrilla de perforación, así como tratar de evitar el uso de soldadura en áreas próximas a la ubicación de este sistema.

Deben existir por lo menos dos controles remotos ubicados estratégicamente donde el perforador pueda tener acceso rápido, y otro en un lugar accesible y seguro, pero a cierta distancia del piso de perforación.

Se recomienda que el fluido de la unidad KOOMEY sea de aceite hidráulico (MH\_150 o MH-220). Este tipo de fluido debe ser anticorrosivo, anticongelante y anticompresivo.

## ACCESORIOS EN GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL SUPERFICIAL

La Tabla 6 nos indica el tipo de válvulas con las que debe contar un equipo de perforación, según el API y las normas internacionales.

Tabla 6

VÁLVULAS DE LA FLECHA	
Válvula macho superior de la flecha	Esta se instala en el extremo superior de la flecha y la unión giratoria, debe considerar una presión de trabajo igual a la del conjunto de preventores.
Válvula inferior de la flecha	Ésta se instala en el extremo inferior de la flecha y el sustituto de enlace, debe considerar igual presión de trabajo que la anterior y pasar libremente a través de los preventores.

Las llaves para operar estas válvulas deben estar ubicadas en un sitio exclusivo y de fácil acceso para que la cuadrilla pueda localizarlas rápidamente en el piso de perforación.

La figura 7 nos muestra los componentes principales de una válvula de seguridad inferior de la flecha.

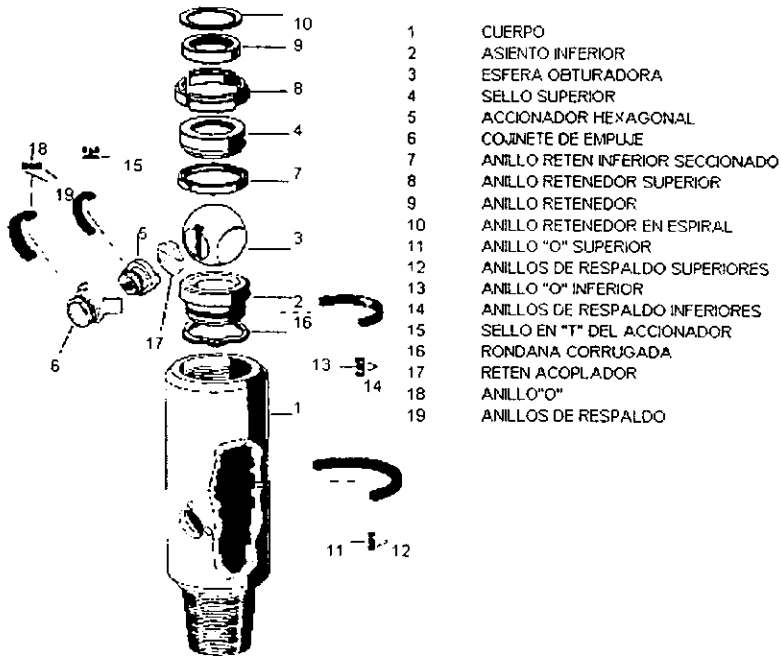


Figura 7. - Válvula de seguridad inferior de la flecha

## VÁLVULAS EN EL PISO DE PERFORACIÓN

Se debe disponer de una válvula de seguridad en posición abierta por cada tipo y medida de rosca que se tenga en la sarta de perforación, de una presión de trabajo similar a la del conjunto de preventores instalado.

Éstas se deben ubicar en un sitio de fácil acceso para la cuadrilla en el piso de perforación. Para los lastrabarrenas se pueden usar combinaciones en la parte inferior de las válvulas. Se recomienda no utilizar tapones de levante u otros accesorios en la parte superior de la válvula, ya que éstos restringen el paso de fluido, dificultando en gran medida su instalación cuando se tiene flujo por la TP.

Se aconseja en tal caso y para facilitar la instalación, colocarle una abrazadera atornillada provista de dos manijas, misma que deberá ser retirada inmediatamente después de su instalación, para que pueda introducirse al pozo.

Por otro lado, referente a las válvulas de seguridad en el piso de perforación, cuando se introduce TR, la norma establece que debe existir una válvula disponible con la conexión o conexiones apropiadas a la rosca que tenga la tubería que se introduzca al pozo.

Esta norma debe ser cumplida estrictamente cuando se está introduciendo TR de diámetro pequeño (7 ó 5 pg) en zonas productoras.

## PREVENTOR INTERIOR

Los reglamentos antes mencionados, establecen que se debe disponer de un preventor interior (válvula de contrapresión) para TP por cada tipo de rosca que se tenga en la sarta y del mismo rango de presión de trabajo del conjunto de preventores.

Para este caso, bastaría con una válvula de este tipo por cada rosca de TP en uso, sólo si todas las válvulas de seguridad tienen en la parte superior una conexión similar a la de la tubería.

Los reglamentos internacionales y el API, establecen que al ocurrir un brote se puede instalar en la TP, ya sea la válvula de seguridad o el preventor interior.

Sin embargo, se debe tomar en cuenta que si existe flujo a través de la tubería, sería muy difícil instalar el preventor interior por la restricción que esta herramienta presenta en su diámetro interno.

Al ocurrir un brote con la tubería muy superficial, es posible introducir con presión más tubería a través del preventor anular.

El preventor interior o válvula de contrapresión de caída o anclaje, consta de válvula de retención y un sustituto de fijación, el cual puede ser instalado en el extremo inferior o superior de la herramienta (aparejo de fondo).

La válvula de retención es lanzada por el interior de la TP y se baja bombeando fluido de perforación, hasta que este llegue al dispositivo de fijación instalado; la válvula se ancla y empaqueta cuando se ejerce presión del pozo, evitando flujo de fluido por el interior de la TP.

Los preventores llamados válvulas de contrapresión tipo charnela y pistón, son otro tipo de preventores interiores, se recomienda usarlos en la sarta de perforación porque permiten el manejo del obturante e inclusive la colocación de tapones.

Las figuras 8, 9, 10, y 11 nos muestran los componentes principales de diferentes tipos de preventores interiores.

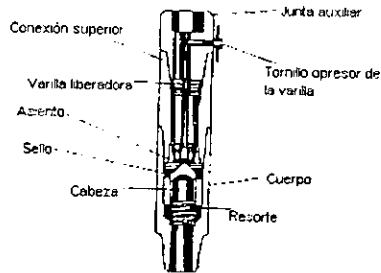


Figura 8. - Preventor interior o válvula de contrapresión tipo dardo.

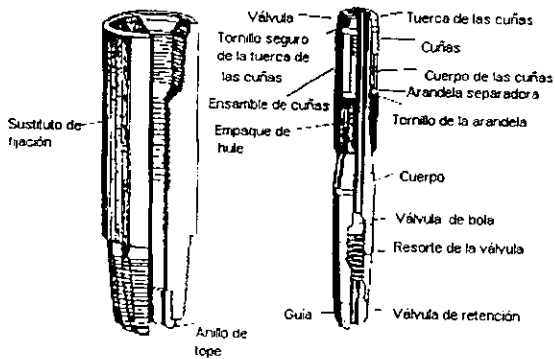


Figura 9. - Preventor interior o válvula de contrapresión por caída o anclaje.

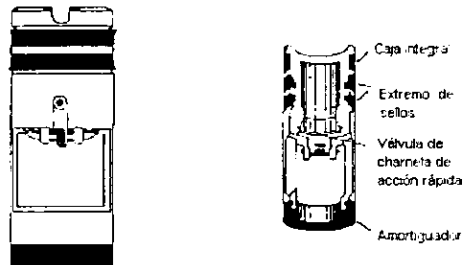


Figura 10. - Preventor interior o válvula de contrapresión tipo charnela.

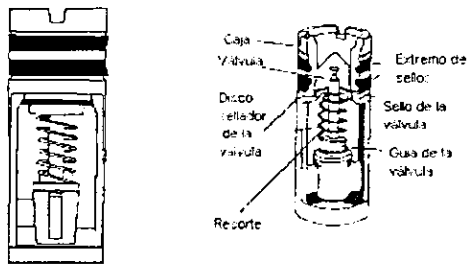


Figura 11. - Preventor interior o válvula de contrapresión tipo pistón.

### CABEZA PARA DESLIZAR TUBERÍA (LUBRICADOR) Y CABEZA ROTATORIA

La cabeza para deslizar tubería con presión, se usa principalmente para meter o sacar TP, TR y tubería de producción, así como lastrabarrenas y otras herramientas de perforación.

No requieren de una presión externa para cerrar, pero su uso está limitado a un rango de presión máximo para operar con seguridad de 70 Kg/cm<sup>2</sup>.

Existe una medida de empaque para cada diámetro de tubería o herramienta por manejar, esta herramienta no fue diseñada para perforar, pero, consta de dos piezas cuya parte inferior es similar a la de la cabeza rotatoria.

La cabeza rotatoria consta de un dispositivo donde se aloja el empaque, el cual se acopla a la flecha de perforación y se baja para conectarse a la parte inferior de la cabeza.

Generalmente se usa en los siguientes casos:

- ⌘ Para perforar con flujos ligeros de gas, aceite o agua salada.
- ⌘ Para perforar con aire o agua aireada.

No debemos considerar estas herramientas como sustitutos del preventor anular, sino como un complemento de los preventores y por lo regular se colocan en la parte superior del preventor anular.

La figura 12 nos muestra los componentes principales de la cabeza rotatoria.

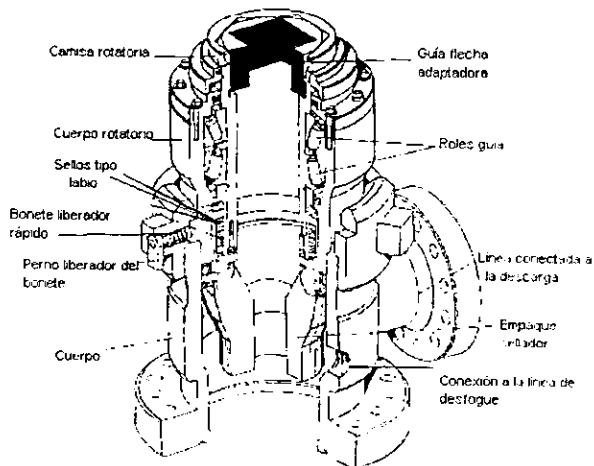


Figura 12. - Cabeza rotatoria.

## BRIDAS Y ANILLOS

Las bridas con juntas de anillo metálico son las conexiones más usuales en el sistema de control superficial reconocidas por el API.

Existen principalmente dos tipos:

- El tipo 6B que corresponde al rango de presión de trabajo de 2000, 3000 y 5000 lb/pg<sup>2</sup>.
- El tipo 6BX el cual maneja rangos de presión de trabajo de 10000 y 15000 lb/pg<sup>2</sup> y hasta 20000 lb/pg<sup>2</sup>. Este tipo de bridas se incluyen para 5000 lb/pg<sup>2</sup> cuando se trate de tamaños de 13 5/8 " y 16 3/4 ".

De acuerdo con las normas API las bridas tipo 6B poseen asientos ranurados de fondo plano de forma octagonal y ovalada (siendo esta última forma obsoleta). Las bridas 6B pueden usar anillos tipo R o RX.

Los anillos tipo R son de forma ovalada y octagonal, pero el anillo ovalado tiene la limitante de usarse sólo en la ranura de la brida de igual forma.

La brida tipo 6BX usa sólo anillo BX. Los anillos BX y RX no son intercambiables, pero ambos proporcionan un sello de presión energizada

Las figuras 13, 14 y 15 nos muestran los diferentes tipos de anillos de presión

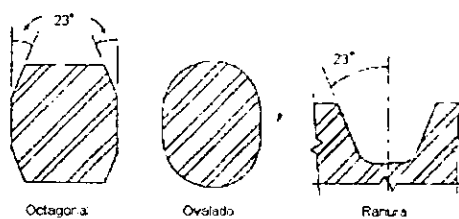


Figura 13 - Anillos de presión API tipo R.

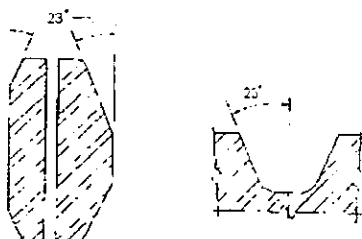


Figura 14. - Anillos de presión energizada API tipo RX.

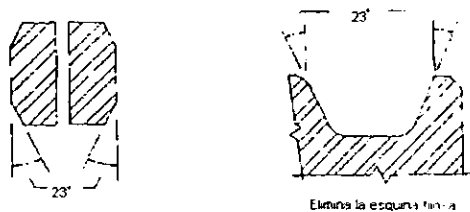


Figura 15. - Anillos de presión energizada API tipo BX.

La principal característica de los anillos con sello energizado, es de evitar que el peso del conjunto de preventores y las vibraciones deformen los mismos anillos y aflojen los birlos de las bridas

Esto ocasiona el aflojamiento de los tornillos del conjunto de preventores, los cuales se tendrían que apretar frecuentemente, además, nunca se debe de instalar anillos usados anteriormente.

No es recomendable usar caucho, teflón u otro material elástico para recubrir los anillos.

### BIRLOS, ESPÁRRAGOS Y TUERCAS

Los birlos espárragos y tuercas usados en conexiones tipo brida 6B y 6BX reconocidas por el API, deben cumplir con las siguientes especificaciones:

- La calidad y resistencia de los materiales de los birlos o espárragos no deberán ser menores a las establecidas para el grado B-7, especificación ASTM A-193, relativa a los materiales de aleación de acero para servicios de alta temperatura (o comparables a las establecidas por el grado BC, especificación ASTM A-354, aplicables para aleación de acero templado).
- La calidad y resistencia de los materiales de las tuercas, no deben ser menores que las requeridas en la especificación ASTM A-194, referidas al carbono y aleación de acero para servicios de alta temperatura y presión, esta especificación establece el grado 1 para bridas 6B y grado 2H para bridas 6BX.

Asimismo, la norma NACE MR-01-75 establece los requerimientos para la resistencia al  $H_2S$ , esfuerzos de ruptura, composición química, tratamiento térmico y dureza del acero para birlos, espárragos y tuercas.

La figura 16 nos muestra un espárrago con tuercas típico que se usa en las conexiones tipo brida 6B y 6BX reconocidas por el API.

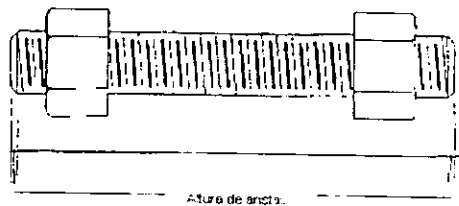


Figura 16 - Espárrago con tuercas.



La Tabla 7 nos indica la altura de aristas de birlos o espárragos de acuerdo a su diámetro para bridas 6B y 6BX, la altura de cada arista no debe exceder los valores proporcionados en la tabla.

Tabla 7

Diámetro del birlo o espárrago (pg)	Máxima altura de las aristas (pg)
1/2 a 7/8	1/8
Más de 7/8 a 1 1/8	3/16
Más de 1 1/8 a 1 5/8	1/4
Más de 1 5/8 a 1 7/8	5/16
Más de 1 7/8 a 2 1/4	3/8

La Tabla 8 nos indica el torque recomendado para birlos o espárragos usados en bridas 6BX.

Tabla 8

Diámetro del birlo (pg)	Torque (pie-lb)
3/4 - 10 UNC	200
7/8 - 9 UNC	325
1 - 8 UNC	475
1 1/8 - 8 UN	600
1 3/8 - 8 UN	1200
1 1/2 - 8 UN	1400
1 5/8 - 8 UN	1700
1 3/4 - 8 UN	2040
1 7/8 - 8 UN	3220
2 - 8 UN	3850

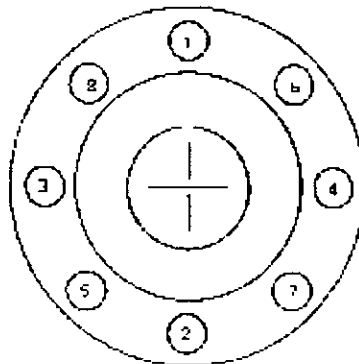


Figura 17. - Secuencia para apretar tornillería en conexiones tipo brida

## EMPAQUETADURAS DE PREVENTORES (ELASTÓMETROS)

Las partes elásticas de los preventores deberán ser identificados por el tipo de caucho, composición, proceso de fabricación empleando, grado de dureza, etc. Las características anteriores determinan el uso más apropiado para cada tipo.

Las partes elastoméricas deben marcarse al ser moldeadas para poder identificar el tipo de caucho, rango de dureza, número de parte y código empleado. El sistema de código de identificación esta compuesto por las siguientes partes:

- \* Dureza
- \* Código API
- \* Número de parte del fabricante

Ejemplo:  
 Dureza → 70-CO-400 ← Número de parte del fabricante  
↗ Código API

Esta marca designa una parte o componente que tiene un rango en la escala de dureza de 70-75, fabricado de epiclorohidrina y con el número 400 del fabricante.

Los diferentes fabricantes recomiendan el uso más apropiado para cada tipo de empaque.

La Tabla 9 nos indica los códigos empleados para la selección de los elementos sellantes.

Tabla 9

Tipo de elastómetro	Rango de dureza	Código API	Aplicación típica de servicio
Epiclorohidrina	70-75	CO	Fluidos de perforación base agua y bajas temperaturas.
Caucho natural	67-75	NR	Fluidos de perforación base agua, contaminación con H <sub>2</sub> S y bajas temperaturas.
Neopreno	70-78	CR	Fluidos de perforación base aceite y agua, contaminación con H <sub>2</sub> S y temperaturas bajas y medias.
Nitrilo	70-82	NBR	Fluidos de perforación base aceite, contaminación con H <sub>2</sub> S y temperaturas normal y alta.

## SEPARADOR GAS - LODO Y DESGASIFICADOR

El separador gas - lodo forma parte del equipo auxiliar del sistema de control superficial, su función es separar el gas que se incorpora al lodo de perforación cuando se presenta un brote. De esta forma se evita tirar lodo a las presas de desecho o contaminar con gas el área de trabajo.

La figura 18 nos muestra los componentes principales de un separador gas-lodo más usual

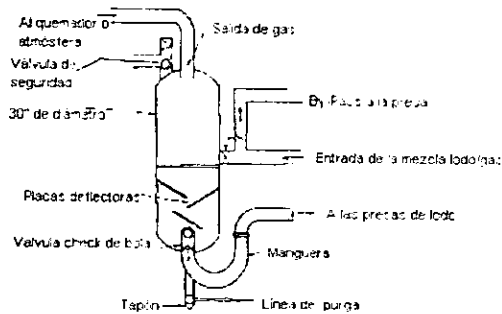


Figura 18.- Separador gas-lodo.

El separador de la figura 18 consta básicamente de un cuerpo cilíndrico vertical provisto en su interior de un conjunto de placas deflectoras distribuidas en espiral, una válvula de desfogue de presión en el extremo superior, una válvula check en el extremo inferior, etc la corriente de la mezcla gas - lodo entra lateralmente al separador. En el interior, se iguala la presión de la mezcla con la presión atmosférica, por la separación y expansión del gas, provocada por el conjunto de placas deflectoras que incrementan la turbulencia de la mezcla. El gas es eliminado por la descarga superior y el lodo es recibido por gravedad en la presa de asentamiento, a través de una línea que puede ser conectada a la descarga de la línea de flote.

El objetivo de la válvula check es de proteger al separador de sobrepresiones excesivas. La válvula superior permite desfogar el gas, en caso de obstruirse la línea de descarga durante las operaciones del control.

## DESGASIFICADOR

El desgasificador constituye parte del equipo auxiliar del sistema de control superficial. Su función es de eliminar el gas que se incorpora al fluido de perforación, ya sea por gasificaciones durante la perforación, o para terminar el proceso de eliminación de gas del separador gas - lodo.

Este desgasificador consta de una bomba centrífuga y un tanque elevado de desgasificación. El fluido de perforación gasificado es succionado de la presa de asentamiento, y bombeado por la bomba centrífuga hacia la parte superior a través de una válvula ajustable que incrementa su velocidad, lo atomiza y descarga en el tanque de desgasificación, donde la turbulencia provoca que las burbujas de gas se desprendan y escapen por la parte superior. El lodo de perforación desciende por efecto de la gravedad a la base del tanque, para integrarse al sistema de circulación.

La figura 19 nos muestra los principales componentes de un desgasificador que se emplea en la mayoría de los casos en la industria petrolera.

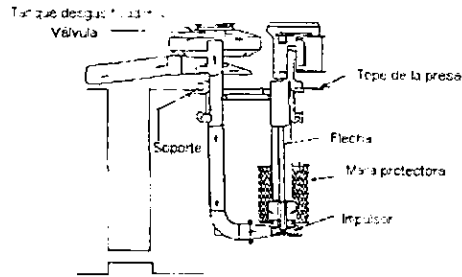


Figura 19.- Desgasificador

## ELEMENTOS DEL CONJUNTO DE PREVENTORES

### CABEZAL DE TR

El cabezal de TR forma parte de la instalación permanente del pozo y es usado para anclar y sellar alrededor de la siguiente TR.

Por su diseño, éste puede ser roscable, soldable, bridado o integrado; además, se utiliza como base para poder instalar el conjunto de preventores.

Las salidas laterales de este cabezal, pueden ser utilizadas para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso debe ser limitado para casos de emergencia estrictamente. Se recomienda disponer de una válvula y un manómetro en dichas salidas, cuando las líneas no estén instaladas.

La figura 20 muestra los componentes principales de un cabezal roscado de TR típico.

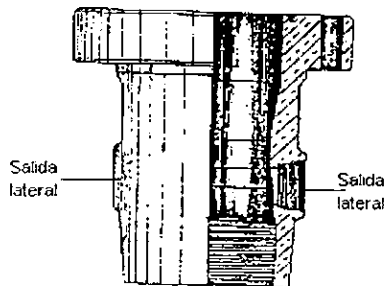


Figura 20.- Cabezal roscado de TR.

El API marca las siguientes especificaciones para el cabezal de TR:

- La presión de trabajo deberá ser igual o mayor que la presión superficial máxima que se espere manejar
- La resistencia mecánica y la capacidad de presión deben estar acordes a las bridas API y a la tubería en que se conecte
- Su resistencia a la flexión (pandeo) será igual o mayor que la TR en que se conecta
- Debe de ser resistente a la compresión para soportar las siguientes TR que se van a colocar

### CARRETE DE CONTROL

Éste se instala para conectar las líneas primarias de matar y estrangular en un conjunto de preventores.

El API permite que estas líneas sean conectadas a un preventor con salidas laterales, eliminando con esto el carrete de control con la gran ventaja de disminuir la altura del conjunto de preventores, así como el número de bridas que, como se mencionó, es el punto más débil del conjunto.

Sin embargo, generalmente se prefiere usar carrete, ya que al estar sujetos a la erosión resulta más barato eliminar un carrete que un preventor; también se dispone de mayor espacio entre los preventores, lo que facilita la operación de introducir tubería a presión.

La figura 21 nos muestra un carrete de control típico con sus respectivas salidas laterales.

### ESPECIFICACIONES Y RECOMENDACIONES DE OPERACIÓN

- ⊛ Para rangos de presión de trabajo de 2000 y 3000 lb/pg<sup>2</sup> las salidas laterales deben ser de un diámetro interior mínimo de 2 pg y ser bridadas o de grampa
- ⊛ El diámetro interior debe ser por lo menos igual al del último cabezal instalado en el pozo
- ⊛ Es conveniente tener instalado un preventor de arietes en la parte inferior del carrete de control
- ⊛ Para rangos de presión de trabajo 5000, 10000 y 15000 lb/pg<sup>2</sup> las salidas deben ser de un diámetro interior mínimo de 2 pg para la línea de matar y de 3 pg para la línea de estrangular
- ⊛ El rango de presión de trabajo debe ser acorde al conjunto de preventores

Las salidas laterales de los cabezales no pueden ser usadas para conectar las líneas primarias de matar y estrangular, con el objeto de evitar el daño que por erosión se puede provocar a la instalación definitiva del pozo.

Estas salidas se pueden usar como líneas auxiliares (secundarias) de matar y estrangular, debiendo limitar su uso el tiempo mínimo posible cuando ocurran fallas en ellas

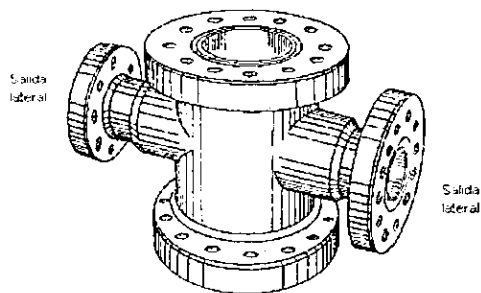


Figura 21.- Carrete de control

### ARREGLOS DIVERSOS DEL CONJUNTO DE PREVENTORES

Para seleccionar el arreglo de conjunto de preventores debemos considerar la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección que se requiere.

El riesgo se considera pequeño cuando:

- ✓ Se presentan presiones normales
- ✓ El pozo se encuentra en áreas desérticas o montañosas, alejadas de grandes centros de población

El riesgo se considera mayor cuando se tienen:

- ✓ Presiones de formación anormales
- ✓ Yacimientos de alta productividad o presión
- ✓ Áreas densamente pobladas
- ✓ Grandes concentraciones de personal y equipo, como en barcos y plataformas marinas, el arreglo requerido debe ser más completo y por lo tanto es de mayor costo

La clasificación API para conjunto de preventores se basa en el rango de presión de trabajo. Los arreglos que recomienda el API son los adecuados para operar con 2000, 3000, 5000, 10000 y 15000 lb/pg<sup>2</sup> de presión de trabajo y el código API empleado en la designación de los diferentes arreglos de preventores es el siguiente:

- A→ Preventor anular.
- R→ Preventor de arietes para TP, ciegos, variables o de corte.
- R<sub>D</sub>→ Preventor doble de arietes para TP, ciegos, variables o de corte.
- S→ Carrete de control con salidas laterales
- G→ Cabeza rotatoria
- M→ 1000 lb/pg<sup>2</sup> de presión de trabajo

Las figuras 22, 23, 24 y 25 nos muestran los arreglos de preventores más recomendados en la industria petrolera actual.

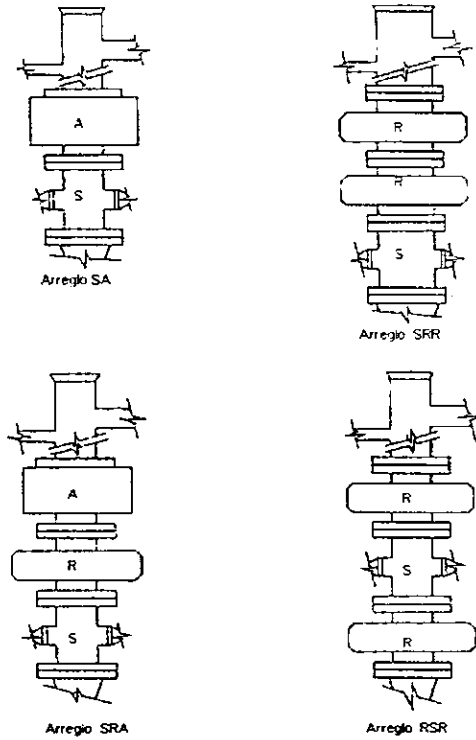


Figura 22.- Arreglos típicos de preventores para 2000 lb/pg<sup>2</sup> de presión de trabajo

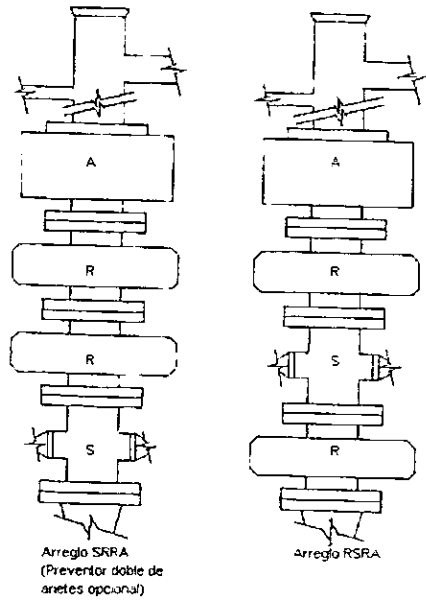


Figura 23. - Arreglos típicos de preventores para 3000 y 5000 lb/pg<sup>2</sup> de presión de trabajo



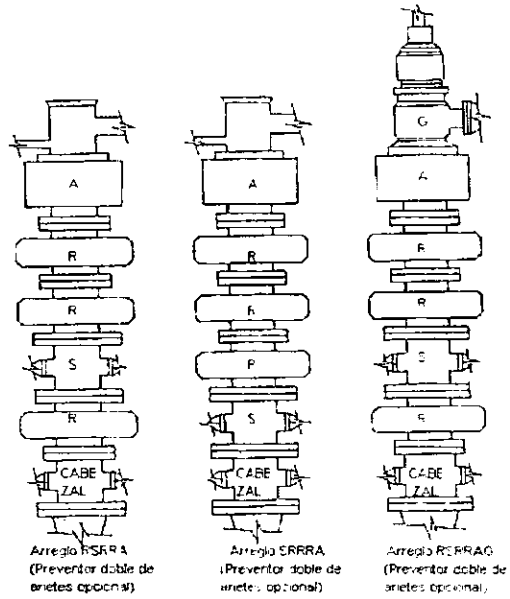


Figura 24. - Arreglos típicos de preventores para 10000 y 15000 lb/pg<sup>2</sup> de presión de trabajo

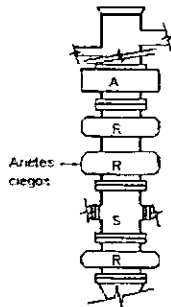


Figura 25. - Arreglo 13 5/8 \* 5M RSRA

Para referirse a un conjunto de preventores se identifica de acuerdo a la clasificación en orden ascendente (figura anterior) de la siguiente manera.

13 5/8" - 5M - RSRRA

Esta clasificación se refiere a un conjunto de preventores de 13 5/8" de una presión de trabajo de 5000 lb/pg<sup>2</sup> con un preventor de arietes en la parte inferior, un carrete de control, dos preventores de arietes y un preventor anular en la parte superior.

Esta nomenclatura se aplica, aunque por lo general se identifica la ubicación del preventor ciego o de corte y el tamaño de los arietes para la TP, principalmente cuando se trabaja con tubería combinada, o bien, si se usan arietes variables.

### CANDADO DE PREVENTORES

Como regla general, todos los preventores de arietes deben de tener extensión y maneral para asegurar mecánicamente su cierre efectivo.

Se recomienda disponer de candados operados hidráulicamente, como en el caso de los preventores submarinos, y operar ambos tipos de candados cada vez que se realicen las pruebas de operación del conjunto de preventores.

### PROCEDIMIENTO UTILIZADO PARA DEFINIR EL RANGO DE PRESIÓN DE TRABAJO DE LOS CONJUNTOS DE PREVENTORES

Las consideraciones para definir el rango de presión de trabajo de los conjuntos de preventores, es el siguiente:

- ⊗ Resistencia a la presión interna de la TR que soporta el conjunto de preventores
- ⊗ Gradiente de fractura de las formaciones próximas a la zapata de la última TR
- ⊗ Presión superficial máxima que se espera manejar

Se considera como condición más crítica cuando en un brote el lodo del pozo es expulsado totalmente por el fluido invasor, esto se calcula de la siguiente manera:

Densidad máxima de lodo a utilizar = 1.26 gr/cm<sup>3</sup>

Profundidad programada = 3200 m

Densidad del fluido invasor = 0.3 gr/cm<sup>3</sup>

Con la ecuación (2) y sustituyendo los valores correspondientes calculamos la presión hidrostática cuando el pozo está lleno de lodo:

$$Ph (\text{lodo}) = \frac{1.26 \times 3200}{10} = 403.2 \text{ Kg/cm}^2 = 5734 \text{ lb/pg}^2$$

Con la misma ecuación calculamos la presión hidrostática cuando el pozo está lleno de fluido invasor (gas), condición crítica.

$$P_n(\text{gas}) = \frac{0.3 \times 3200}{10} = 96 \text{ Kg/cm}^2 = 1365 \text{ lb/pg}^2$$

De lo anterior, se tiene que la presión superficial máxima es de:

$$P_{\text{sup,max}} = Ph(\text{lodo}) - Ph(\text{gas}) = 403.2 - 96 = 307.2 \text{ Kg/cm}^2 = 4369 \text{ lb/pg}^2$$

Por este resultado se llega a la conclusión de que la presión de trabajo de los conjuntos de preventores debe ser el inmediato superior de que se fabrique y disponga, para este ejemplo será de 5000 lb/pg<sup>2</sup>.

De igual manera concluimos que la resistencia a la presión interna con un factor de seguridad máximo de 80% debe disminuirse después de haber sometido la TR a desgaste por los viajes de tubería, rotación de la sarta, manejo de los fluidos corrosivos y todas las operaciones que se realizan en el pozo.

También debemos considerar la presión de fractura de las formaciones expuestas debajo de la zapata, con el fin de evitar brotes subterráneos.

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA POSICIÓN QUE DEBE MANTENER EL PREVENTOR CIEGO

Considerando como base el arreglo más usado en PEMEX y en el extranjero, para la perforación de zonas de alta presión y de yacimiento, los arietes están colocados arriba del carrete de control y de un preventor con arietes para TR.

### VENTAJAS

- \* Estadísticamente se sabe que la mayor parte de los brotes ocurren cuando se tiene tubería dentro del pozo, entonces el preventor inferior hace la función de válvula maestra por estar directamente conectada a la boca del pozo evitando las bridas, mismas que están consideradas como las partes más débiles de un conjunto de preventores
- \* Los arietes ciegos pueden ser cambiados por arietes para la TP
- \* La TP se puede suspender del preventor inferior y cerrar el pozo totalmente
- \* Cuando el pozo se encuentra cerrado con el preventor inferior permite realizar reparaciones y corregir fugas del conjunto de preventores; además del cambio de unidades completas
- \* Cuando se encuentra cerrado el preventor ciego, se puede operar a través del carrete de control
- \* Si se considera conveniente se puede introducir TP a presión dentro del pozo, usando el preventor inferior y alguno de los superiores. Previo cambio de los ciegos por arietes para TP

- \* Lo anterior tiene la gran desventaja de deteriorar los arietes inferiores, los cuales no es posible cambiar, por lo que debe preocuparse por operarlos sólo en caso necesario, ya que como se indicó, deben considerarse como válvula maestra

## DESVENTAJAS

- \* Cuando el preventor ciego esté cerrado, no se tendrá ningún control si ocurre alguna fuga en el preventor inferior en el carrete de control
- \* Lo que se manejó como ventaja de que los arietes ciegos se pueden cambiar por arietes para TP, funciona ahora como desventaja, ya que en el caso extremo de querer soltar la tubería no se dispondría de una válvula maestra que cerrará totalmente el pozo

## REQUERIMIENTOS DE LOS PREVENTORES

Cuando se está perforando el yacimiento, se deben usar arietes de corte en sustitución de los ciegos.

Si se usan sartas combinadas, los arietes para la tubería de diámetro mayor se instalarán en el preventor inferior, y los de diámetro menor en el superior, estos dos arietes se pueden sustituir por el de tipo variable.

Se debe observar que si se presenta un brote cuando se saca la TP del pozo de diámetro menor, sólo se dispondrá del preventor anular y uno de arietes.

Es entonces que no se podrá intercambiar arietes de ese mismo diámetro de TP en algún otro preventor, por lo que será conveniente ubicar los arietes ciegos en la parte superior del preventor doble, aún cuando las desventajas señaladas anteriormente serían mayores por tener doble brida adicional.

Una opción práctica, sin necesidad de cambiar la posición establecida, recomienda bajar una parada de tubería del diámetro mayor para cerrar el preventor inferior y cambiar arietes al superior.

## PREVENTOR ANULAR

### CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO

El preventor anular tiene las siguientes funciones:

- + Cerrar sobre cualquier herramienta de perforación sin importar su geometría o diámetro exterior de la sarta que se esté usando, incluyendo también a la flecha
- + Cerrar en agujero a pleno calibre, pero no se recomienda operarlo en esas condiciones, ya que el elemento sellante se daña considerablemente, por lo que se limita esta característica a casos críticos
- + Permite sacar o meter tubería y herramienta con presión en el pozo
- + En caso de ser necesario, permite rotar lentamente la tubería

- ✦ Se puede cambiar el elemento sellante con tubería dentro del pozo
- ✦ Permite cerrar sobre el cable, la sonda o las pistolas de la unidad de registros

### RECOMENDACIONES DE OPERACIÓN

- ✦ Se debe probar con la misma frecuencia que el conjunto de preventores
- ✦ Debe ser probado al 70% de su rango de presión de trabajo y siempre sobre la TP, aplicando la presión de cierre recomendada por el fabricante en función del diámetro de la tubería
- ✦ Se debe ajustar la presión de cierre, para poder rotar lentamente la tubería con el elemento sellante cerrado
- ✦ Para meter o sacar tubería en un pozo con presión se ajustará la presión de cierre a la mínima necesaria para permitir el movimiento de la tubería hacia arriba o abajo (esto en función de la presión que exista en el pozo). También se puede estar adicionando continuamente aceite a la tubería para lubricarla

Asimismo, se debe tener precaución de disminuir la velocidad de introducción o extracción al pasar los coples de la tubería, con objeto de prolongar la vida útil del elemento sellante y permitir que se acople a los diferentes diámetros a que es expuesto, evitando así alguna fuga.

Los preventores anulares de HYDRIL tienen la característica de que la misma presión contribuye al cierre de éste.

La Tabla 10 indica las presiones de cierre para diferentes diámetros de tubería sin presión en el pozo.

Tabla 10

Diámetro a cerrar (pg)	HYDRIL						
	MSP	TIPO "GK"					
	29 1/2"-0.5M	21 1/4"-2M	16 3/4"-5M	13 5/8"-5M	11"-10M	11"-5M	7 1/6"-10M
12	950						
6 5/8				550			
5	1350	500		600		450	
4 1/2		550	600	650	420	450	350
3 1/2		600	650	700	600	550	550
2 7/8		650	750	750	780	650	750
CIEGO	1500	1100	1150	1150	1150	1150	1150

Presiones de cierre en lb/pg<sup>2</sup> del preventor anular HYDRIL sin presión en el pozo.

La figura 26 nos muestra los componentes principales de un preventor anular HYDRIL tipo "GK".

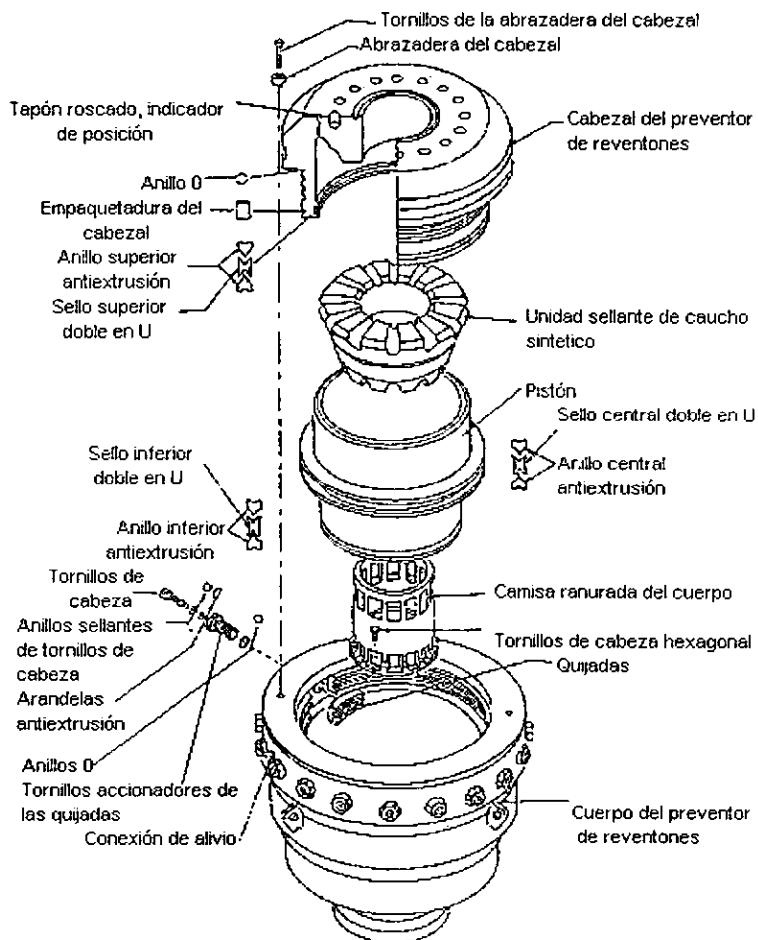


Figura 26. - Partes del preventor anular HYDRIL tipo "GK" desarmado con cabezal de tornillos de sujeción

## PREVENTOR DE ARIETES

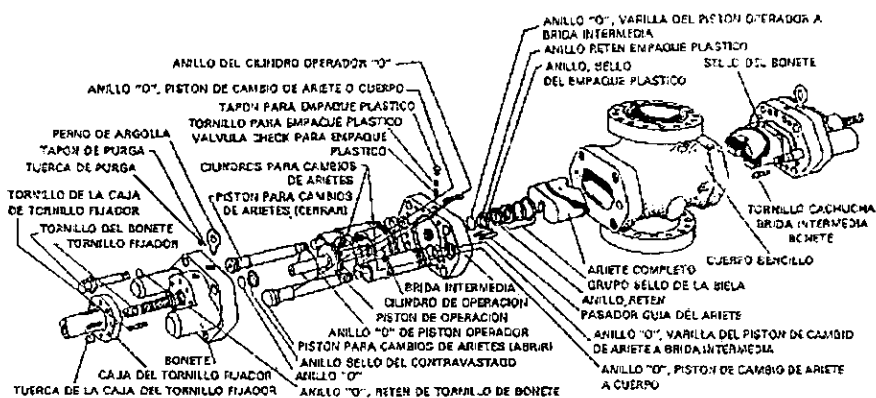


Figura 27.- Partes componentes del preventor de arietes CAMERON tipo "U"

El preventor de arietes puede utilizar diferentes tipos y medidas de arietes que se requieren en los arreglos de los conjuntos de preventores, y por su diseño se le considera el más seguro.

La figura 27 nos muestra los componentes principales de un preventor de arietes CAMERON tipo "U"

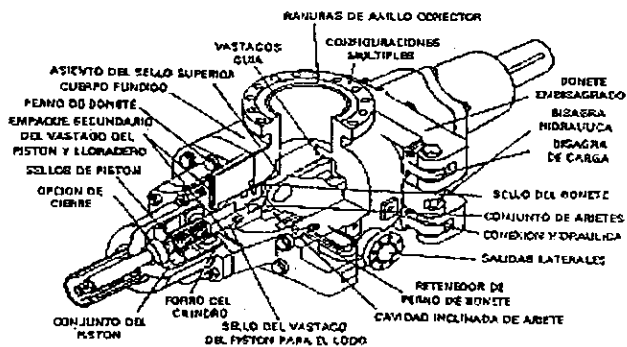


Figura 28.- Preventor de Arietes HYDRIL tipo "V"

Los arietes de los preventores poseen una pieza de acero fundido de baja aleación y un conjunto sellante diseñado para resistir la compresión y sellar eficazmente. Los tipos de arietes usados en los arreglos de los preventores, son:

- ❖ Ariete CAMERON para tubería
- ❖ Ariete CAMERON variable
- ❖ Ariete CAMERON de corte

La figura 28 nos muestra los componentes principales de un preventor de arietes HYDRIL tipo "V".

### ARIETE CAMERON PARA TUBERÍA

Este tipo de arietes para TP o TR constan de un sello superior y un empaque frontal que proveen una reserva efectiva de caucho autoalimentable. Ambos empaques son unidades separadas y se pueden cambiar independientemente.

A continuación se muestran algunas de sus características:

- + Permite el movimiento vertical de la tubería en caso de una emergencia, para lo cual se debe de regular la presión de cierre
- + Evita la expulsión de la tubería al detenerse la junta en la parte inferior del ariete, cuando existe presión en el pozo
- + Permite colgar la sarta cerrando los candados del preventor, en caso de emergencia

La figura 29 nos muestra los componentes principales de un ariete CAMERON para tubería.

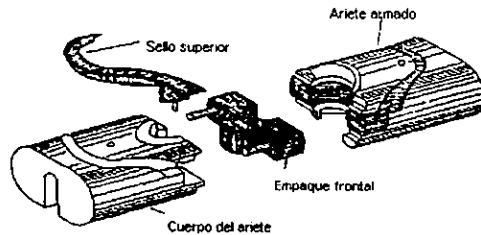


Figura 29.- Ariete CAMERON para tubería

### ARIETE CAMERON VARIABLE

Estos arietes variables, son similares a los descritos anteriormente. La característica que los distingue es de cerrar sobre un rango de diámetro de tubería, así como de la flecha. La figura 30 nos muestra los componentes principales de un ariete CAMERON variable.



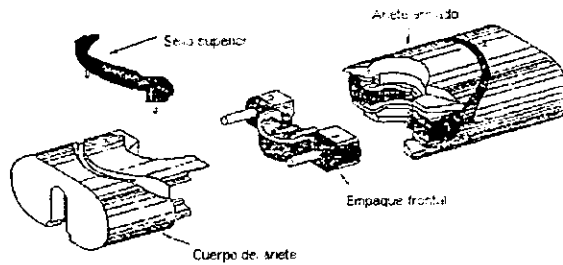


Figura 30.- Ariete CAMERON variable

La Tabla 11 nos muestra los rangos de cierre para diferentes tamaños de preventores.

Tabla 11

Tamaño (pg)	Presión de trabajo (lb/pg <sup>2</sup> )	Rango de cierre de arietes variables (pg)
7 1/16	3000, 5000, 10000 y 15000	3 1/2 - 2 3/8 4 - 2 7/8
11	3000, 5000 y 10000	5 - 2 7/8 5 1/2 - 3 1/2
11	15000	5 - 2 7/8
13 5/8	3000, 5000 y 10000	7 - 4 1/2 5 - 2 7/8
16 5/8	15000	7 - 5 5 - 3 1/2
16 3/4	5000 y 10000	7 - 3 1/2
16 3/4	10000	5 - 2 7/8
18 3/4	10000	7 5/8 - 3 1/2 5 - 2 7/8

Rango de cierre de arietes variables

## ARIETES DE CORTE

Los arietes de corte constan de cuchillas de corte integradas al cuerpo del ariete, empaques laterales, sello superior y empaque frontales de cuchillas.

La función de estos arietes es la de cortar la tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo, cuando no se dispone de los arietes ciegos durante la operación normal de perforación.

La figura 31 nos muestra los componentes principales de un ariete de corte.

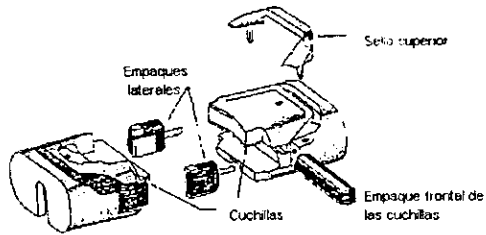


Figura 31.- Ariete de corte

Si no resulta suficiente la capacidad de accionamiento de los preventores para efectuar correctamente las operaciones de corte, puede ser necesario cambiar dicho mecanismo por otro de mayor capacidad.

#### LÍNEA DE MATAR

Esta es una de las partes integrales del sistema de control superficial, se requiere para efectuar operaciones de control de pozos cuando el método normal de control (a través de la flecha o directamente por la tubería) no puede ser empleado.

Esta línea de matar conecta las bombas de fluido de lodo del equipo con una de las salidas laterales del carrete de control o de los preventores.

Las figuras 32 y 33 nos muestran el diseño típico y componentes principales de una línea de matar, así como los rangos de presión a los que pueden ser sometidas.

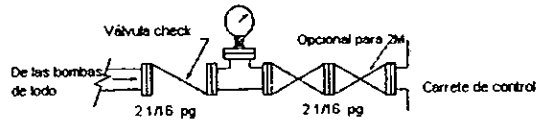


Figura 32.- Diseño típico de la línea de matar para rangos de 2000 y 3000 lb/pg<sup>2</sup> de presión de trabajo

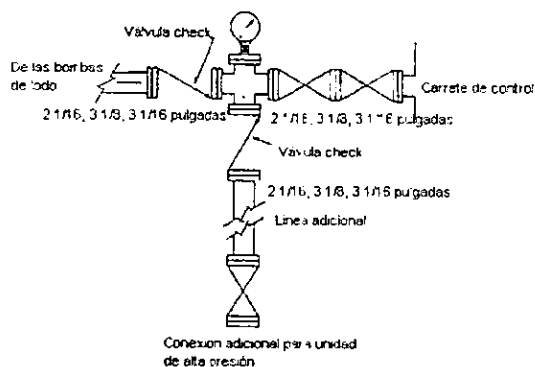


Figura 33.- Diseño típico de la línea de matar para 5000, 10000 y 15000 lb/pg<sup>2</sup> de presión de trabajo

Para rangos de presión de trabajo de 5000 lb/pg<sup>2</sup> en adelante, se recomienda tener una conexión distante del conjunto de preventores, esto para estar en condiciones de instalar una bomba auxiliar de alta presión cuando las bombas del equipo resulten insuficientes.

#### ESPECIFICACIONES Y RECOMENDACIONES DE OPERACIÓN DE LA LÍNEA DE MATAR

Las especificaciones más sobresalientes referidas para la línea y múltiple de estrangulación, también se aplican a la línea de matar.

- ✦ Todas las líneas, válvulas, conexiones, válvulas de contrapresión, etc., deben ser de un rango de presión de trabajo mínimo, similar al que tiene el conjunto de preventores
- ✦ Se recomienda que el diámetro mínimo sea de 2 pg y se eviten componentes con diámetro interior reducido
- ✦ Se debe tener doble válvula conectada a la salida lateral del conjunto de preventores
- ✦ Se deben proteger todos los componentes de la línea contra el congelamiento o contra presiones altas
- ✦ Se recomienda usar únicamente conexiones bridadas, soldadas o de grampa y evitar el uso de las roscables en todos los componentes cuando el rango de presión exceda 3000 lb/pg<sup>2</sup>
- ✦ Todas las partes integrales de la línea de matar deben cumplir con las especificaciones API, especialmente en lo referido a la presión de trabajo, resistencia a la temperatura y corrosión
- ✦ Esta línea debe ser probada con la misma frecuencia y a la misma presión del conjunto de preventores; también en lo referido a la inspección y operación
- ✦ No se recomienda usar como línea de llenado, ya que el uso excesivo provoca desgaste de los componentes que limitarían su empleo en caso de emergencia

- ⇨ Deberá estar provista de por lo menos una válvula de contrapresión (check), con el objeto de evitar que el pozo quede sin protección, si al estar bombeando por la línea ocurre una fuga

### LÍNEA Y MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN

Cuando la presión ejercida por la columna hidrostática del lodo es insuficiente para mantener bajo control los fluidos del subsuelo, éstos tienden a fluir a la superficie, requiriendo generar una contrapresión a través de estranguladores ajustables, hasta que se logran establecer nuevamente las condiciones normales de operación.

Los estranguladores ajustables están conectados al carrete de control o a un preventor con salidas laterales a través de válvulas, líneas y conexiones; Además, tienen diferentes alternativas de descarga.

Las figuras 34, 35 y 36 nos muestran los componentes principales de los múltiples de estrangulación típicos para diferentes rangos de presión utilizados en la industria petrolera.

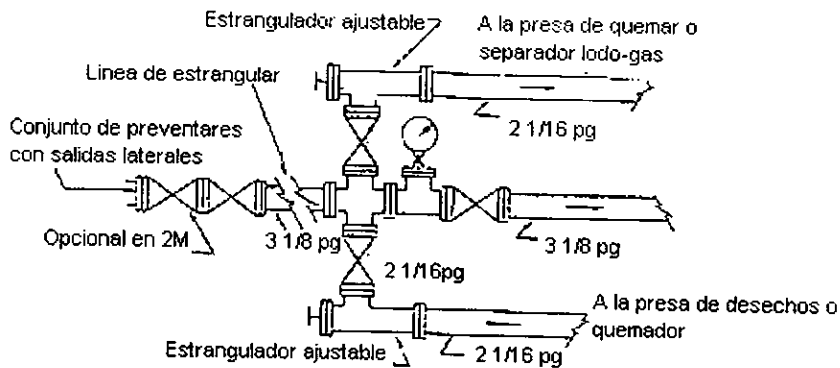


Figura 34. - Múltiple de estrangulación típico para rangos de presión de trabajo de 2000 y 3000 lb/pg<sup>2</sup>

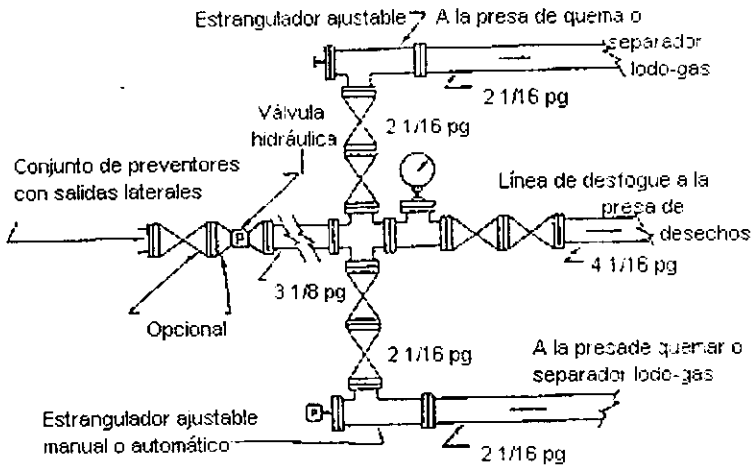


Figura 35. - Múltiple de estrangulación típico para rango de presión de trabajo de 5000 lb/pg<sup>2</sup>

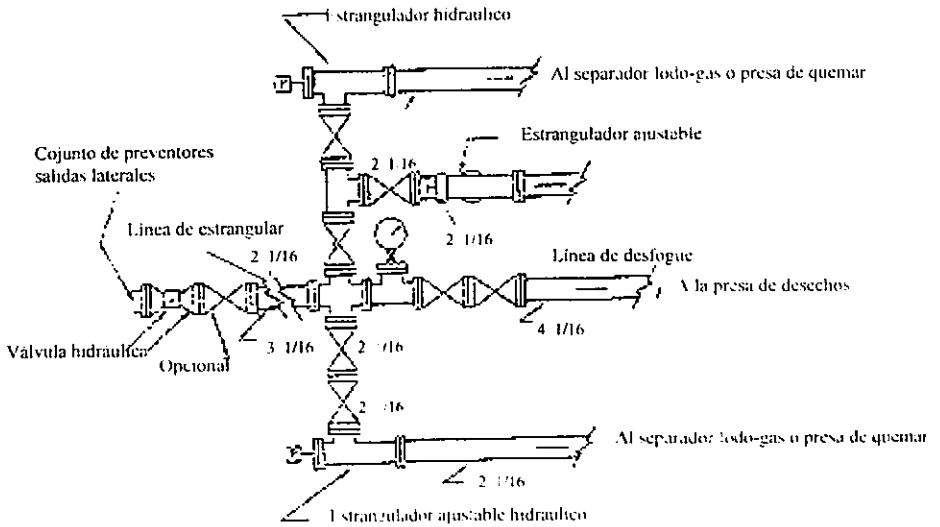


Figura 36. - Múltiple de estrangulación típico para rangos de presión de trabajo de 10000 y 15000 lb/pg<sup>2</sup>

## CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO

- Primero se establece la presión de trabajo que al igual que el conjunto de preventores estará en función de la presión superficial máxima que se espera manejar
- Se debe considerar otros factores tales como: el o los métodos de control a usar para incluir el equipo necesario, así como la composición, abrasividad y toxicidad de los fluidos congénitos y el volumen que se va a manejar

## ESPECIFICACIONES Y RECOMENDACIONES DE OPERACIÓN

- ✦ La línea y el múltiple de estrangulación deben de ser probados a la misma presión y con la misma frecuencia que el conjunto de preventores
- ✦ Todas las válvulas, conexiones y líneas deben ser aprobadas por las normas del API, en relación a su presión de trabajo, temperatura y corrosividad
- ✦ Se recomienda usar únicamente conexiones bridadas, soldadas o de grampa y evitar el uso de los roscables en todos los componentes cuando el rango de presión exceda 3000 lb/pg<sup>2</sup>
- ✦ Debe estar equipada la línea de estrangulación con doble válvula, de las cuales una será hidráulica cuando la presión de trabajo se eleve a 5000 lb/pg<sup>2</sup> o más
- ✦ La línea debe ser lo más recta posible y para evitar vibraciones debe estar suficientemente anclada
- ✦ Se recomienda un diámetro mínimo de 2 pg en las líneas de descarga de los estranguladores
- ✦ Se debe tomar las medidas necesarias para evitar el obturamiento por congelamiento en lugares donde la temperatura baja a 0°C
- ✦ Se debe disponer de manómetros que registren la presión en TP y en TR, en donde se estén llevando el mando de las operaciones de control  
Esta línea permite la circulación en el pozo con preventor cerrado generando una contrapresión mínima
- ✦ Para evitar altas caídas de presión y desgaste por abrasividad, no deben de existir restricciones en el diámetro interior
- ✦ Para no suspender la operación por obturamiento, erosión, fugas, etc., debe existir más de una línea de descarga
- ✦ Debe existir una línea de desfogue que no pase a través de los estranguladores ajustables y tenga un diámetro menor al de la línea de estrangulación
- ✦ El múltiple debe ser instalado en un sitio accesible y fuera de la subestructura del equipo  
También permite desfogar altos gastos de fluidos del pozo, evitando represiones en la TR a pozo cerrado
- ✦ Una doble válvula debe ser instalada antes de cada estrangulador ajustable (para rangos de presión de trabajo superiores a 3000 lb/pg<sup>2</sup>)
- ✦ Como mínimo, debe haber instalado permanentemente un estrangulador ajustable operado a control remoto y dos estranguladores ajustables manuales en pozos con localización lacustre o terrestre
- ✦ Debe haber instalado un estrangulador ajustable hidráulico adicional en todos los pozos

- ❖ La línea y el múltiple de estrangulación deben ser controlados sólo por la válvula hidráulica y deben estar dispuestos para que se desfogue por uno de los estranguladores variables hasta la presa de quema
- ❖ También la válvula que comunica el manómetro para registrar presiones en el espacio anular debe permanecer abierta
- ❖ Si no se dispone de válvula hidráulica en la línea de estrangulación, el control del múltiple se hará con sólo una válvula, preferentemente del múltiple de estrangulación, ya que, aunque está retirado, es más fácil y menos riesgoso el acceso
- ❖ Se deben efectuar inspecciones físicas a la línea y el múltiple de estrangulación, para verificar que están ancladas correctamente tanto la línea que conecta al múltiple como todas las líneas de descarga, así como de algunos otros daños físicos que se pudieran presentar

### ESTRANGULADORES AJUSTABLES

Los estranguladores ajustables se diseñan para restringir el paso de los fluidos en las operaciones de control, generando una contrapresión en la TR, para mantener la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la del yacimiento, lo que facilita la correcta aplicación de los métodos de control.

Según las normas API y los reglamentos internacionales, se recomienda disponer de dos estranguladores ajustables manuales y uno hidráulico en los pozos terrestres. En los pozos marinos se recomienda usar un estrangulador hidráulico adicional.

La figura 37 nos muestra los componentes principales de un estrangulador ajustable manual.

Antiguamente se usaban estranguladores positivos que ahora son obsoletos por las siguientes razones:

- Continuamente se obstruían y provocaban contrapresiones excesivas, corriéndose el riesgo de perder el fluido de perforación
- Las obstrucciones también ocasionaban la suspensión frecuente de las operaciones de control

Los métodos de control están basados en mantener una presión de fondo constante que equilibre la presión de formación y están en función de los siguientes parámetros:

- \* Gasto y presión de bombeo
- \* Columna hidrostática en el espacio anular
- \* Contrapresión ejercida en el sistema

Para cumplir con la condición de equilibrio de presión se recurre a los parámetros señalados siendo el más sencillo y práctico la contrapresión ejercida, la cual se controla con el estrangulador ajustable. En otras palabras, que en vez de variar el gasto, la presión de bombeo o la densidad del fluido de perforación, es más fácil variar el diámetro del estrangulador para mantener la presión de fondo constante durante la operación de control.

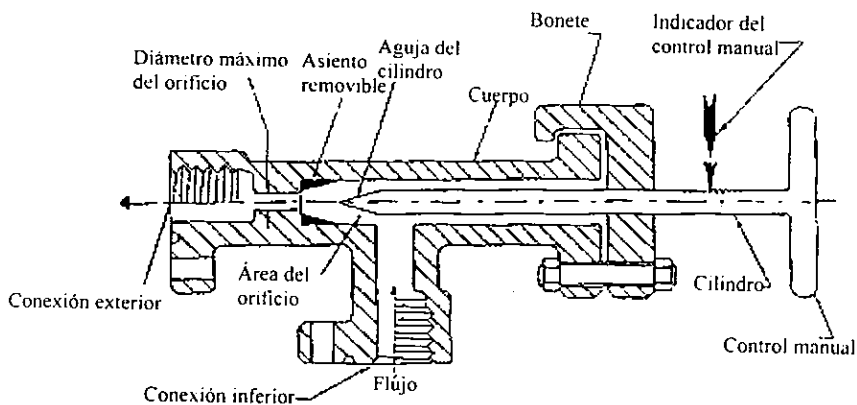


Figura 37 - Estrangulador ajustable manual

Con frecuencia se usa este tipo de estranguladores en las operaciones de control, dado que es muy económico, pero tiene la desventaja de que el operador debe desplazarse hasta el múltiple de estrangulación, lo que provoca una mayor dificultad en la organización y desarrollo de las operaciones, ya que no se tiene el control de la bomba y no siempre se dispone de la lectura de presión en la TP.

La figura 38 nos muestra un estrangulador ajustable hidráulico junto con su consola de control remoto.

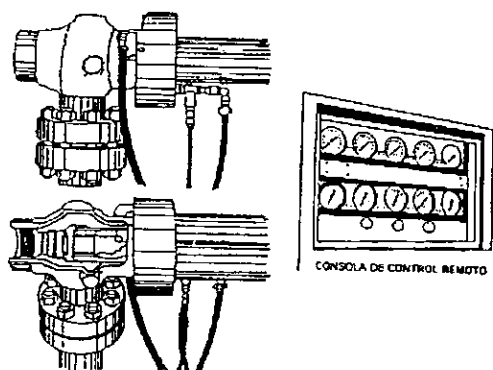


Figura 38.- Estrangulador ajustable hidráulico



Un componente muy importante de este equipo es la consola de control remoto, desde donde se opera el estrangulador y se monitorean las presiones en TP y TR, así como la velocidad de bombeo.

A continuación se enuncian algunas ventajas adicionales:

- \* La velocidad para abrir o cerrar el estrangulador y la diversidad de opciones del diámetro del orificio
- \* Cuando se obstruye por pedaceras de hule, formación, basura, etc., tiene la facilidad de abrirse hasta el diámetro máximo, permitiendo el paso de los materiales obstruyentes, para posteriormente cerrarse rápidamente sin suspender la operación de control

Se recomienda que la operación del estrangulador ajustable forme parte de las pruebas de operación del conjunto de preventores descrito anteriormente.

El estrangulador se debe lavar perfectamente cada que se pruebe, operando su apertura y cierre completo, para verificar que quede libre de obstrucciones.

Se recomienda checar la calibración de los manómetros continuamente, el contador de emboladas, que las líneas estén libres de materiales, sedimentos, etc.

## **SISTEMA DESVIADOR DE FLUJO**

Se emplea como medio de control del pozo antes de cementar la tubería superficial e instalar el conjunto inicial de preventores, para manejar los posibles flujos de formaciones muy someras, derivándolas a sitios alejados del equipo y del personal.

Este sistema fue diseñado para empujar en la TP, TR, herramienta o la flecha y simultáneamente al empujar, abrir las válvulas de las líneas de desfogue, evitando así el fracturamiento de las formaciones con el consecuente riesgo de comunicarse a la superficie por fuera de la tubería conductora, poniendo en peligro al personal, la instalación o la continuidad de la perforación

## **ESPECIFICACIONES Y RECOMENDACIONES DE OPERACIÓN**

- ^ Se debe instalar un sistema desviador de flujo después de cementar la tubería conductora, que contenga un elemento sello, líneas de válvulas de desviación y un sistema de control
- ^ Se recomienda que las salidas del desviador sean de un diámetro interior mínimo de 10 pg en equipos terrestres y de 12 pg en equipos marinos
- ^ El sistema de control debe contar con un control remoto en el piso de perforación y otro en un lugar seguro de fácil acceso, pero alejado del piso de perforación
- ^ Se recomienda que cuando se instalen preventores de 20 3/4" o 21 1/4" en TR superficial, se disponga de desfogue de diámetros mayores que las convencionales usados, para que en situaciones críticas desfogue el pozo, evitándose así el riesgo de

fracturar la formación con la consecuente comunicación a la superficie por el exterior de la TR

Las figuras 39 y 40 nos muestran los componentes principales de un sistema desviador de flujo.

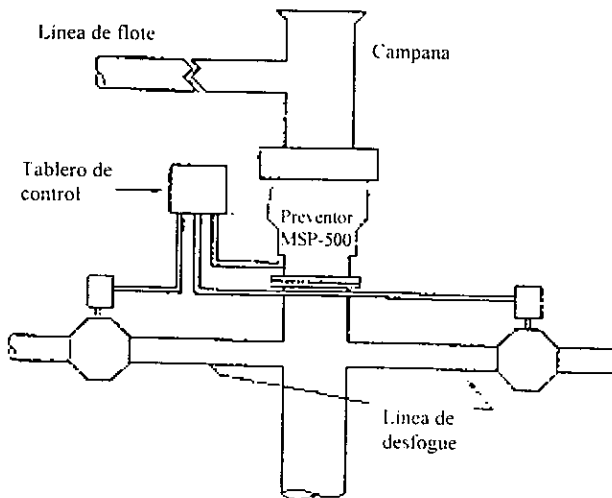


Figura 39. - Desviador de flujo con líneas de desfogue

Se debe verificar su operación diariamente, accionándolo desde los controles remotos. También, se debe verificar que no estén obstruidas las líneas de desfogue.

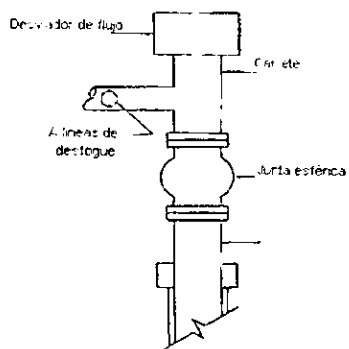
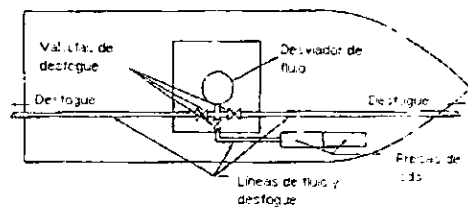


Figura 40.- Sistema desviador de flujo

## CAPÍTULO IV. - ESTRATEGIA Y PLANEACIÓN PARA CONTROLAR UN POZO INCENDIADO

Los operadores necesitan organizar planes de contingencia y fuerzas de trabajo para enfrentar descontroles y facilitar la tarea de someter un pozo descontrolado. La ausencia de personal experimentado incrementa la necesidad de planear cuidadosamente cómo ejecutar el control de un pozo.

### ANTECEDENTES

Recientemente, la industria petrolera mundial ha estado bajo una tremenda presión para operar más eficientemente, lo cual lleva a reorganizaciones masivas, descentralizaciones con menos especialistas y riesgos compartidos con contratistas de perforación y compañías de servicio. Afortunadamente, ahora los brotes son menos comunes.

Las normas de protección ecológica y seguridad industrial que los operadores enfrentan, hace imperativo que se cuente con planes de contingencia detallados.

Considerando la experiencia obtenida en la solución de los casos de pozos descontrolados en nuestro país, que han sido resueltos eficientemente por el personal técnico de la Petróleos Mexicanos, se implementó la creación de una Unidad de emergencia, integrada por técnicos mexicanos con amplia experiencia en el control de pozos.

Por lo anterior, dentro de PEMEX se planeó el curso de capacitación, que tiene como objetivo la formación técnico-práctica de un grupo formado por Coordinadores, Inspectores Técnicos y Perforadores, quienes integran la Unidad de Emergencia.

Los operadores y las autoridades investigan estrategias para mejorar la preparación a través de planes de contingencia dirigidos específicamente a recuperar el control de un pozo. Esta investigación incluye intervenciones superficiales, submarinas y subsuperficiales.

### FILOSOFÍA

Preguntas como las siguientes manejan la efectividad inicial y la eficiencia de control de un pozo, así como la estrategia de cómo proceder ante una contingencia. ¿Se manejarán los proyectos localmente o por medio de un equipo colectivo?, ¿Podrán los distritos locales manejar las operaciones de control de un pozo y continuar con sus operaciones normales?. Ya que las demandas de las aseguradoras no son generalmente pagadas hasta que se termina el proyectos de control del pozo, ¿cómo van a financiar y manejar los distritos locales los desembolsos potenciales de capital?. La estrategia y la filosofía deben estar estructuradas en una base global, pero adaptadas para cada área operativa, dependiendo de los recursos locales y la magnitud de la emergencia. La importancia de tal decisión debe ser igual de coordinada como con estrategias de manejo de otras crisis colectivas tales como los grandes derrames de aceite.

La estrategia debe ser revisada y aprobada por la alta dirección una vez que ésta ha sido desarrollada. Este paso es crítico para asegurar que los planes no se echen a perder por prohibiciones no consideradas. La figura 41 nos muestra la forma de cómo definir una estrategia de intervención de brotes.

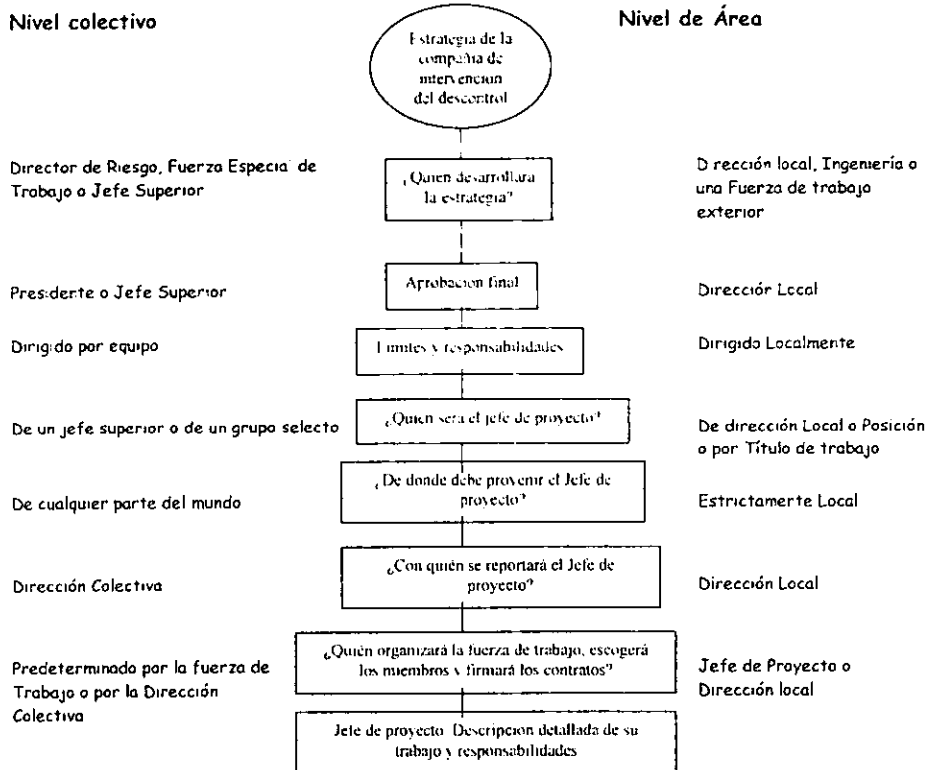


Figura 41. - Diagrama representativo de cómo se debe definir una estrategia de intervención de brotes.

## PLANES DE CONTINGENCIA DE BROTES

La planeación y ejecución exitosa de una operación complicada de intervención de brote requiere una cuidadosa coordinación de diferentes disciplinas técnicas especializadas. El desarrollo de una estrategia es un proceso iterativo, que requiere evaluar alternativas, analizar riesgos y concesiones mutuas antes de alcanzar un acuerdo entre operador, compañeros y autoridades reguladoras. Las decisiones traen seguridad en implicaciones substanciales, ecológicas y económicas. Las personas o compañías responsables de la intervención pueden desarrollarse con seguridad si se está desarrollando un plan de contingencia apropiado.

Existen dos tipos de planes de contingencia de brotes, el general y el específico. Los planes generales son estrategias manuales sin información específica de un pozo que nos dice cómo responderá un operador a un descontrol. Estos se usan como guías de entrenamiento o libros de trabajo para desarrollar planes específicos. Los planes específicos usan estrategias de planes generales para áreas particulares y situaciones de descontroles.

Un plan efectivo de contingencia para descontroles, debe incluir:

- ❖ **Dirección de equipos de trabajo de emergencia para descontroles -**
  - Descripciones de organización y trabajo
  - Prioridades de movilización
  - Procedimientos iniciales e instrucciones
  - Precalificación de equipo crítico, personal, contratistas y proveedores
  - Adquisición de datos necesarios para situar estudios y archivos
  - Seguridad, documentación y verificaciones
  - Clasificaciones de emergencia, riesgos y consecuencias
- ❖ **Estrategias de intervención general - Pozos de alivio o control superficial**
- ❖ **Situación del descontrol -** Define y clasifica pozos críticos y estructuras basadas en valoración de riesgos subjetivos por la Dirección local y consejeros
- ❖ **Estrategia específica de descontrol -** Identifica el pozo de alivio y las necesidades superficiales para descontroles hipotéticos en estructuras críticas y pozos exploratorios
- ❖ **Logística y apoyo -** Detalla y conoce la fuente de equipo, material y requerimientos de servicios basados en escenarios y capacidades locales
- ❖ **Verificación de los procedimientos de perforación y terminación -** Revisión y crítica de planes de pozo y riesgos, si es posible resumiendo medidas correctivas, geología anticipada y condiciones del yacimiento. Si es posible, las sartas de perforación a ser usadas deben ser revisadas y enlistarse en el equipo para el control del pozo
- ❖ **Prevención del descontrol -** Inspecciones de las operaciones actuales del control del pozo. Enlistando resultados y las acciones correctivas recomendadas
- ❖ **Apéndice -** Incluye detalles útiles si un descontrol ocurre (rosa de los vientos, datos actuales, mapas de la topografía superficial, fuentes locales de agua, etc.)

Los planes de respuesta deben de incluir instrucciones para activar la intervención del equipo de trabajo para un descontrol, y movilizar o designar un Jefe de Proyecto. Los planes de contingencia de descontroles son un proceso de planeación de una pre-crisis, basados en experiencias pasadas, datos de entrada y estrategias para reducir la incertidumbre.

El factor más importante para asegurar que una intervención sea exitosa en un descontrol, es el de organizar rápidamente un equipo enfocado, así como dirigir una buena mezcla de profesionales de la operación y técnicos. La mayoría de los problemas que surgen durante la operación de control son atribuidos a malos entendidos, la falta de comunicación, el mal liderazgo y experiencia, más que por los factores técnicos.

## **EQUIPO DE TRABAJO DE DESCONTROLES**

Un equipo de trabajo de descontroles propiamente estructurado es la clave para el control de un pozo. La organización de éste depende de la localización, clasificación del descontrol y otros factores, tales como, cuando se trata de una operación simultánea de superficie y un pozo de alivio, si se trata de una plataforma con tirante de agua profundo, si existe contaminación de aceite, los recursos con los que se dispone inmediatamente, el tipo de especialistas de descontroles que se van a contratar.

Se debe considerar el apoyo de otro tipo de operaciones, tales como, las operaciones nocturnas en pozos de alivio o los trabajos de snubbing, la logística, las operaciones de fabricación y mantenimiento, etc. La Figura 42 muestra un esquema de organización de un equipo de trabajo de descontroles para operaciones de control superficial y subsuperficial.

También es necesario contar con un plan de movilización del equipo de trabajo de descontroles, el primer paso de este plan es seleccionar al Jefe de Proyecto y la movilización de la compañía especializada en descontroles. Una vez en el lugar del descontrol, el Jefe de Proyecto ayuda en la selección y movilización colectiva técnica, y a los especialistas de las compañías de pozos de alivio. Se forma un equipo para analizar la situación del descontrol e idear una estrategia de intervención.

Para asegurarnos que el personal calificado tome mejores y más rápidas decisiones se debe concretar a la gente de mayor experiencia de la compañía y localizar los mejores especialistas, evaluar las proposiciones y precios de los vendedores, seleccionar los mejores equipos de bomberos, las compañías de lodo, los especialistas de pozos de alivio, las compañías de perforación direccional, la logística y los servicios especiales.

## **ADQUISICIÓN DE DATOS DEL DESCONTROL**

El siguiente paso, después de organizar el equipo de trabajo del descontrol, es el de describir la situación actual de éste y los factores que lo causaron. Esto requiere un análisis cuidadoso hecho por diferentes especialistas, particularmente en descontroles subterráneos o submarinos. Si una estrategia apropiada y oportuna va a ser ideada e implementada, la información exacta es crítica; es mejor tomar unos cuantos días analizando datos antes de las operaciones de intervención, que reaccionar precipitadamente con suposiciones.

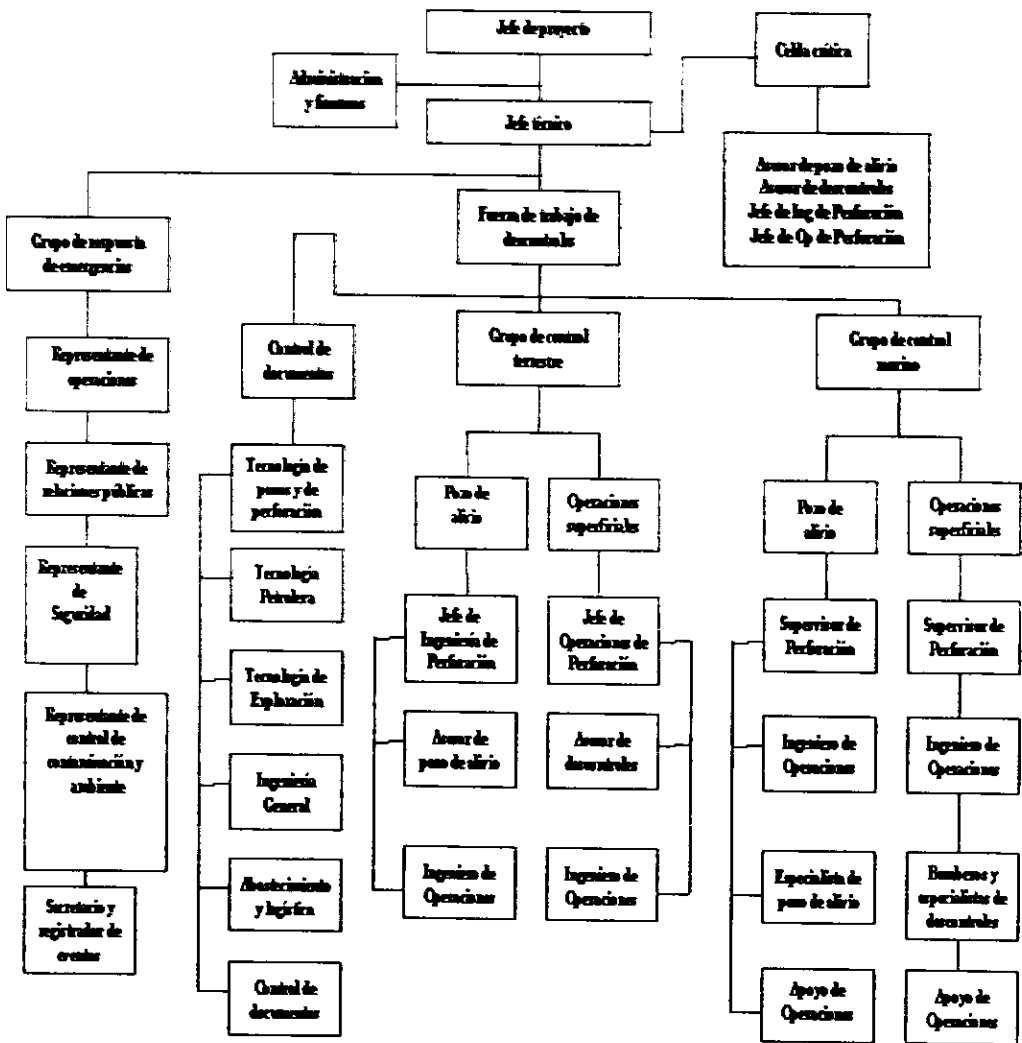


Figura 42. - Organización de una fuerza de trabajo de desconroles para operaciones de control de desconroles superficiales y sub-superficiales, incluye al grupo de respuesta de emergencia



Inmediatamente después del descontrol, es necesario contar con un sitio de estudio para determinar los requerimientos del equipo de trabajo, así como estudiar la extensión del daño, la extensión del fuego y la contaminación.

En la oficina los ingenieros y técnicos pueden compilar datos del esquema del pozo y reportes de los eventos que condujeron al descontrol.

El jefe de proyecto es el responsable de dar seguridad a la cuadrilla, monitorear todos los planes, actividades y la integridad del equipo antes de proceder. Los principales riesgos son el fuego, gas venenoso, peligro de explosiones, estabilidad de la estructura, etc.

## ARCHIVOS PRINCIPALES

Un archivo de proyecto debe incluir toda la documentación importante, bien organizada, claramente marcada y éste debe estar disponible en cualquier momento para el equipo de trabajo, deben existir copias de todos los documentos importantes y éstas se guardan en un archivo diferente, esto por si existe un caso de pérdida. El archivo de trabajo debe incluir lo siguiente:

- ✦ Correspondencia con autoridades, socios y compañías aseguradoras
- ✦ Juntas con autoridades, socios y compañías aseguradoras
- ✦ Documentos organizados por trabajo o por proyecto
- ✦ Reportes en borrador y en forma aprobada, actualizados y organizados
- ✦ Programas y procedimientos
- ✦ Reportes de proyecto
- ✦ Presentación de material

## CONTROL DE DOCUMENTACIÓN

Un proyecto de intervención de un descontrol, en unos cuantos días genera cientos de documentos, si estos no son controlados desde el inicio del proyecto, podrían perderse, desorganizarse, llegar tarde a su destino o nunca llegar a la persona indicada. Esto significa que el personal no estaría trabajando en el mismo plan o no en el actualizado, creando esto confusiones técnicas. Además, las compañías aseguradoras, agencias de gobierno, jefes de control de calidad y seguridad, alta dirección de la compañía que se encuentra operando y socios, requieren de ciertos documentos para una mejor toma de decisiones.

## SIGUIIMIENTO DE REVISIÓN

Se debe establecer una apropiada revisión del proyecto antes de que éste quede fuera de control. El centro de control de documentos funciona sólo durante la ejecución del proyecto, en él debe existir al menos una persona capaz de entender los documentos, para que éstos estén debidamente ordenados y llenados correctamente. Un control adecuado de la documentación implica:

- ✦ Asegurarse de que los documentos sean entregados, registrados y llenados
- ✦ Distribución adecuada de documentos a los miembros del equipo de trabajo

- Conservación del archivo del proyecto
- Establecimiento del índice de clasificación
- Ayuda al equipo del proyecto en el control de la documentación
- Búsqueda de documentos perdidos
- Otros que los operadores o las circunstancias requieran

## GRUPOS DE RESPUESTA DE EMERGENCIA

Este grupo considera planes a largo plazo, concentrándose en todos los aspectos de la emergencia, estos grupos de respuesta de emergencia deben ver y considerar estrategias alternativas, planear que hacer si la estrategia actual no funciona. Este grupo debe estar compuesto por jefes locales y colectivos con representantes de socios quienes se juntan regularmente con los jefes de proyecto del equipo de trabajo de descontrol y con consejeros. Al menos un miembro del grupo debe tener una amplia experiencia en perforación. Las juntas de este grupo deben ser cortas con agendas organizadas que incluyen los siguientes aspectos:

- Resumen del estado actual del pozo, contaminación y publicidad
- Resumen del equipo de trabajo de descontrol actual y actividades de control del pozo
- Resumen de gastos actuales y pronóstico de costos a largo plazo
- Lista de necesidades actuales
- Revisión de la última junta, preguntas pendientes y estrategias de trabajo
- Revisión a largo plazo
- Nueva lista de preguntas y acciones
- Misiones del grupo de respuesta de emergencia y del equipo de trabajo para descontrol basadas en las nuevas listas

Después de que un distrito prepara su plan de contingencia de descontrol y determina los miembros del equipo de trabajo de descontrol, es recomendable que se tenga una perforación basada en la posibilidad de un descontrol, detallando en el plan de contingencia de descontrol todos los procedimientos a seguir. Los datos de un descontrol anterior al actual pueden ser de utilidad como base para la perforación.

## SERIE DE PRUEBAS

Es recomendable que los integrantes del equipo de trabajo de descontrol sean reunidos en un día de trabajo sin tener noticia ni conocimiento de que se piensa hacer algún simulacro o prueba. Se recomienda usar videos y fotografías tomadas de un descontrol anterior, y se pretende que las circunstancias de ese descontrol sean aplicadas en un pozo que se esté perforando actualmente, apeándose al plan de contingencia de descontrol actual.

Después de la prueba se debe discutir la experiencia ganada con la serie de simulacros, la efectividad del equipo, de los servicios, la disponibilidad del equipo y material y todo esto se incorporan a un proceso iterativo. El plan de contingencia de descontrol y los planes de movilización iniciales pueden ser cambiados acorde con lo que se va aprendiendo.

Una vez que se ha organizado el equipo de trabajo de descontrol y se han reunido todos los datos posibles, el equipo puede evaluar varias opciones de intervenciones, éste debe entender los factores críticos de cada opción para hacer comparaciones y de esta manera llegar a las decisiones correctas.

Una vez que las opciones de intervención han sido analizadas, el equipo de trabajo de descontrol debe ser reorganizado para poner en marcha el plan utilizando todos los recursos disponibles. Esto implica organizar sub-fuerzas de trabajo para planeaciones detalladas, adquisición de equipo, modificaciones y manufactura, operaciones, procedimientos de matar el pozo, seguridad, administración y documentación.

Durante la guerra de Kuwait en 1991, se pre-planeó la operación de control de pozos más grande de la historia. En octubre de 1990, la compañía petrolera Kuwait Oil Co, reconoció que Iraq podría volar los pozos petroleros. Los planes de contingencia de descontrol fueron hechos en oficinas de Houston. Los planes estuvieron basados en varias listas de servicios requeridos, materiales y equipo. Las propuestas de control de pozos fueron preparadas, los contratos fueron negociados y firmados con servicios críticos, suministro de materiales y apoyo antes de que Iraq volara los pozos en febrero de 1991. La efectividad de los esfuerzos de una pre-planeación fue demostrada cuando se taparon los 698 descontrol entre el 4 de marzo y el 8 de noviembre de 1991 (250 días).

## LOGÍSTICA

Existe una mejor organización en cuanto al apoyo crítico y el transporte cuando la pre-planeación identifica claramente las necesidades de servicio, material y equipo. Se recomienda que los vendedores sean pre-calificados y los contratos sean firmados por adelantado.

La organización del equipo de intervención de descontrol y la logística son los componentes más complicados de un proyecto de control de pozos y desgraciadamente la logística es pasada por alto al implementar proyectos de emergencia.

Cuando se tienen resultados desastrosos, durante las operaciones de control, se concluye que se ha contratado una compañía de servicios estándar más allá de sus capacidades, los detalles que no fueron tomados en cuenta se convierten en obstáculos insuperables, incluyendo servicios incompatibles, y negligencia para identificar vendedores especializados y los no especializados.

Durante la pre-planeación de los incendios de Kuwait se incluyó, dentro de la logística, fuentes de servicio, equipo y materiales, pre-contratos, comunicación y transporte. Más tarde durante la guerra, más de 520,000 toneladas de provisiones fueron transportadas a Kuwait para combatir los incendios.

## APOYO Y SERVICIOS

El contratista de perforación, es un miembro importante del equipo de descontrol, éste tiene experiencia local y sabe cómo conseguir los servicios, el equipo y los materiales que realmente existen en su localidad. Las cuadrillas de perforación son necesarias para ayudar a los especialistas de descontrol y los operadores deben tener juntas pre-planeadas con el contratista de perforación para discutir lo siguiente:

- ⊗ Órdenes de pago y facturaciones
- ⊗ Ayuda en el flujo de caja y crédito del vendedor local
- ⊗ Incremento de pagos para trabajos de alto riesgo
- ⊗ Personal para manejar la logística
- ⊗ Incremento de espacio en el campamento
- ⊗ Equipo de repuesto (preventores y múltiples de estrangulación)
- ⊗ Soldadura y fabricación
- ⊗ Suministros de campo

## EQUIPO Y MATERIAL

La clave para tener éxito en el control de un pozo es la rápida y eficiente movilización del apoyo requerido. Se debe conseguir localmente el equipo civil (grúas y cargadores delanteros), existe transporte aéreo para este tipo de equipo, pero es muy costoso, los malacates pueden ser transportados por aire con el equipo para combatir el fuego. Los descontrol en plataformas requieren de equipo marino adicional (abastecimiento, grúa para plataforma, anclas, y botes de apoyo para buzos).

La Tabla 12 nos muestra un ejemplo de los requerimientos para descontrol. Esta tabla no está completa, pero sí puede ser usada como referencia.

La habilidad del personal altamente calificado y de las compañías puede prevenir catástrofes mayores, los proyectos de intervención de un descontrol son raros y la experiencia obtenida de estos proyectos especializados es invaluable. El costo se justifica si se usan expertos, el costo más alto de los servicios especiales puede ser insignificante comparado con las consecuencias de un desastre.

Una forma de minimizar los problemas de la logística es la de pre-calificar los servicios especiales, el equipo y los contratistas. Un plan de pre-calificación permite a los operadores identificar las fuentes de los servicios requeridos. A pesar del tiempo empleado, esta simple tarea puede tener efectos positivos tremendos sobre la organización del proyecto, la coordinación y su implementación.

Tabla 12

REQUERIMIENTOS PARA UN DESCONTROL
Bombas para cementación y cables.
Revolvedora de cemento o tanque adicional de mezclado de lodo
Unidad de alambre para pozo revestido
Registros de presión y temperatura
Bombas de alta presión y alto gasto para estimulación
Bombas centrífugas para transferencia de lodo y circulación
Mangueras de succión y líneas de transferencia de lodo para tanques adicionales de lodo y almacenamiento de agua.
Sacos de cemento y bentonita pura para tapones de cemento, bentonita y aceite diesel
Sellos rápidos, micas, tuercas, $\text{CaCO}_3$
Productos adicionales para una rápida mezcla de lodo (gel, cáustico, barita y dispersantes)
Suministro de agua (pozos y almacenes de agua)
Estudio de la localización superficial para arreglar la referencia de un posible pozo de alivio
Brújula en la TP para un mejor blanco del pozo de alivio
Planeación del pozo de alivio en casos críticos de flujo de gas o pérdidas potenciales de acceso superficial
Tanques adicionales de almacenamiento de lodo
Unidad de snubbing y herramientas
Empacador inflable si no se puede matar dinámicamente o agujero en revestimiento
Radios portátiles para comunicación

La pre-calificación de los servicios y el equipo es un proceso esencial cognoscitivo, racional y dinámico para obtener operaciones eficientes. En proyectos típicos, el proceso de licitación identifica vendedores, establece requerimientos, evalúa servicios y costos. En algunos casos, las decisiones finales dependen sólo de ofertas bajas, no en experiencia adecuada, y la habilidad de entregar buenos servicios. La mayoría de los fallos, sin embargo, deben ser hechos sobre la base de capacidades técnicas contra proyectos económicos.

La Tabla 13 nos muestra los requerimientos de un descontrol superficial, para el caso en el que no existe fuego en éste.

Tabla 13

**REQUERIMIENTOS DE UN DESCONTROL SUPERFICIAL (SIN FUEGO)**

Seguridad y asistencia médica
Máscaras para H <sub>2</sub> S
Evacuación (helicópteros y ambulancia jet)
Pistolas de bengalas o rifles con bengalas
Extintores
Trapos de algodón
Agua potable
Ubicación de la base y control de remolques de especialistas para tapan pozos
Videos y fotografías para grabar las operaciones
Ubicación de la seguridad y bloqueo de las carreteras
Radios portátiles, radios móviles, teléfonos y líneas de fax
Evacuación de la población y ganado

**SERVICIOS**

Equipo del cabezal del pozo y servicios técnicos
Especialistas en tapan pozos
Consejeros técnicos de descontroles
Coordinador de materiales
Persona dedicada a los documentos de las operaciones e ingeniero de costos
Contratista de soldadura y fabricación
Tienda de maquinaria
Servicios de entrega y transporte
Servicios de bombeo y cementación
Perforadora de pozos de agua, TR, bombas y líneas de almacenamiento
Servicios de snubbing y conexiones a presión con su equipo asociado

**EQUIPO Y MATERIALES**

Ingeniería Civil: excavadores, cargadora, contenedor, camiones de descarga, camiones de agua, grúas de 200-300 ton., con al menos 100 pies de alineación y 50000 lb. de levantamiento de carga, grúa hidráulica de 150 ton. para levantar sarta, combustible y lubricante para los camiones, horquillas para el cargador, compresoras de aire, personal de apoyo asociado y operadores hábiles
Renta de herramientas de campo
Fabricación de acero, incluyendo hierro, balancines, plato de acero (de varios espesores) y tuberías
Generadores portátiles y plantas de luz
Suministros comunes de campo (cable, cadenas, ganchos, abrazaderas y manómetros)
Bombas centrífugas de diesel para transferencia de lodo y agua
Carrete de 1 1/8 " de cable suave, líneas de cable de acero para snub y manivelas

El proceso iterativo de una pre-calificación es representado en la figura 43.

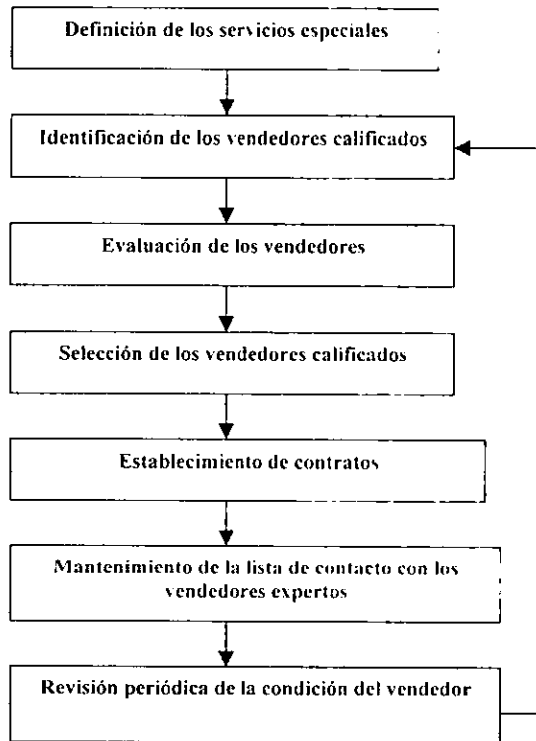


Figura 43. - Camino lógico de diseño de una pre-calificación como un proceso iterativo

El primer paso es definir los servicios especiales requeridos e identificar a los vendedores calificados que proporcionan esos servicios. Se instituye una evaluación imparcial y se seleccionan los vendedores. Se hacen acuerdos contractuales para mantener una relación de equipo. Los operadores deben mantener una lista de vendedores expertos y contactos que puede ser usada en una emergencia. Se debe desarrollar periódicamente una revisión de la condición del vendedor para asegurarse de que hay disponibilidad de la mejor gente, equipo y servicios. Para mantener la efectividad, la pre-calificación debe ser un proceso progresivo. No se recomienda que se tenga una evaluación o reevaluación durante una crisis.

Las emergencias requieren de una atención especial a salvar vidas, rescatar personal, proteger propiedades e inversiones y solucionar problemas. El tiempo es un inconveniente en la intervención de un descontrol, así que la respuesta a éste debe ser de inmediato. Es obligatorio un monitoreo continuo de los servicios especiales disponibles.

## EMBARQUE Y TRANSPORTE

Los especialistas en descontrol son movilizados para iniciar el estudio y la preparación de la ubicación del pozo y definir los requerimientos de éste en 24 o 48 horas después del descontrol. Los descontrol en áreas remotas y fuera de las actividades normales de campo requieren de una gran transportación aérea, transporte marino y terrestre.

Es posible transportar por aire todo el equipo de combate de incendios, para tapan el pozo y de snubbing a cualquier parte del mundo, esto reduce la necesidad de almacenar equipo especializado requerido.

Existe un avión carguero ruso que mejora en gran medida las opciones de transporte, esta aeronave llamada Antonov AN-124 puede transportar 140 toneladas de carga y está disponible para vuelos de alquiler comercial. Este tipo de aeronave fue usada para transportar por aire 3 excavadoras con carretes desde Peoria, Illinois, hasta Kuwait en 1991. La aeronave AN-124 no requiere de manejo de carga en tierra especializado ni tampoco de equipo de descarga. Un vuelo de esta aeronave puede transportar casi todo el equipo especializado de intervención y control de pozos.

Existen más cargueros, los 747, que cuentan con la facilidad de cargarlos por la parte delantera (nariz del avión), pero tienen una carga útil limitada (más o menos de 80 ton), el espacio libre de carga es de más o menos de 7' 11" máximo y requiere de equipo especial para descarga, este equipo especial, muchas veces no se encuentra en disponibilidad inmediata. Existen aeronaves más pequeñas, las llamadas Hércules L-110-20 con una carga útil de 34 ton, y pueden aterrizar en pistas pequeñas que se encuentran en áreas remotas. Existe también la aeronave rusa Ilyushian Il-76, esta es equivalente a la Hércules, pero con una capacidad de carga útil mayor de más o menos 45 ton. Las aeronaves Hércules L-110-20 y la Il-76 no necesitan de equipo especial de descarga. Generalmente las aeronaves 747 y la AN-124 están limitadas por la capacidad de su volumen interno y no por la carga útil.

Son necesarios también los helicópteros y las aeronaves de despegue de distancia corta para los pozos que se encuentran en ciertas localizaciones remotas. Estas aeronaves facilitan el transporte de hombres y de equipo pequeño y son efectivas para evacuaciones de emergencias médicas hacia hospitales. El transporte local terrestre debe incluir transporte del personal y del equipo pesado desde la base a la ubicación del descontrol. Pueden ser de mucha utilidad camionetas de cabina larga con carretes. Se requieren remolques semibajos de 75 ton, para mover equipo pesado.

## BASE DE APOYO

Si se va a ejecutar el control de un pozo, es necesario establecer una base de apoyo de campo. Esta base de apoyo debe contar con oficinas, salones de conferencia, equipo de comunicación y bodegas de archivos. Los esfuerzos de la logística y el apoyo pueden ser coordinados desde esta base cerca de la ubicación del pozo.



## COMUNICACIÓN

Es necesario contar con líneas de teléfono y fax internacional, así como con comunicaciones por radio desde la base hasta la ubicación del pozo. Generalmente, ya existe un sistema de comunicación para apoyar las operaciones desde antes de que ocurra un descontrol, dentro del plan original de comunicación en el área se debe contemplar la capacidad de tener líneas telefónicas adicionales, microondas y frecuencias de radio, además, todo el equipo de comunicación y computadoras requieren de un sistema de poder ininterrumpible.

La comunicación, en la ubicación del pozo, es mejor manejada con radios portátiles de 5-Watts. Existen radios fijos a la cabeza bajo los cascos para ambientes de ruido excesivo, estos podrían ser útiles durante el desarrollo de las operaciones en el campo.

Si la base de apoyo se encuentra a una distancia considerable, puede ser que se necesiten repetidores o radios de 25 a 30-watt que trabajan con radios de 5-Watts.

## RESPONSABILIDAD DEL ASEGURADO

Desafortunadamente no es muy usual para los operadores y contratistas de perforación que estén totalmente conscientes de las deficiencias y limitaciones en su cobertura hasta que tienen la mala experiencia del descontrol.

Una vez que los operadores y contratistas reconocen su exposición a riesgos asociados con las operaciones de perforación, ellos deben, a través de una coordinación con su agente de seguros, formular un programa de seguro adecuado.

Una pre-planeación puede ayudar a aliviar situaciones en las cuales el asegurado, habiendo notificado la demanda del descontrol, encara el hecho de que no puede recuperar toda la cantidad de gastos que tuvo para las operaciones de remedio.

## EL AJUSTADOR DE SEGUROS

En circunstancias normales, los asegurados confirman una cita con el ajustador inmediatamente después de la notificación de la pérdida, éste se contactará con el asegurado y, si se requiere, visitará la ubicación del pozo y establecerá una relación con el operador. También el ajustador podría ayudar en el desarrollo de un sistema de acumulación de costos de manera que será útil para todos los intereses.

La mayoría de los asegurados buscan que sus políticas para seguridad su financiera y fondos estén enfocadas a indemnizar la pérdida de gastos. Siendo éste el caso, y dependiendo de los recursos monetarios de un asegurado, las primeras preguntas para confrontar un ajustador son:

- ¿ Cuánto dinero obtengo?
- ¿ Qué debo de hacer para obtenerlo?
- ¿ Cuándo me pagan?

Sin embargo, antes de que esas preguntas sean contestadas, se debe hablar antes del alcance de la cobertura del seguro. Para llevar a cabo esto, uno debe determinar la relación contractual existente durante el evento y la aplicabilidad de términos de políticas específicas. Una vez que se ha logrado esto y la cobertura ha sido confirmada por los aseguradores, la revisión y aprobación de las facturas detallando los gastos originados de las pérdidas, el asegurado obtiene su dinero. Tales pagos podrían venir de pagos parciales durante el período que el asegurado ha aprobado o a través de un solo pago cuando se acuerde la última petición.

## EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA DEL CONTROL DE UN POZO

Las coberturas de seguros especializadas para energéticos se originaron en la década de los 40, con los riesgos en los pozos terrestres dirigidos por el mercado de seguros en Londres. Antes de la segunda Guerra Mundial, no había actividad en perforación marina, y las coberturas de los seguros estaban limitadas a daños físicos para equipos de perforación terrestres, los cuales fueron asegurados por contratistas de equipo en la misma manera en que alguien asegura maquinaria y equipo pesado de construcción.

Sin embargo, después de la segunda Guerra Mundial, con la creciente inversión en el campo energético, y las operaciones de petróleo y gas se extendieron de tierra firme hacia las cercanías de las costas, existió un requerimiento de innovar ideas para proteger las inversiones en la exploración energética.

Durante las décadas de los 40 y 50 las coberturas para control de un pozo únicamente existían bajo una simple forma conocida como "Lloyd's of London Standard Form". Para cubrir gastos ocasionados por los asegurados en la recuperación del control de pozos de gas o aceite que estaban siendo perforados, los cuales salieron de control como resultado directo de la perforación del pozo asegurado hasta su terminación y abandono.

Era muy interesante, que algunas de las coberturas de seguros no incluían definiciones para un brote o para un descontrol. Esto obviamente fue un gran problema y efectivamente, dio motivo a que algunos asegurados tomaran acciones legales contra las aseguradoras.

Hubo muchos casos críticos en las cortes los cuales se dirigieron a la interpretación de las coberturas de control de un pozo. Uno de estos casos fue el de la "Creole Explorations Inc. vs. Underwriters at Lloyds". Este caso envolvió un pozo en el que se suponía haber tenido un brote el 20 de julio de 1958. Siendo éste uno de los ejemplos en donde las políticas de la aseguradora no contenía una definición para brote o para un pozo fuera de control, la Suprema Corte de Louisiana en 1964 adoptó definiciones que eran más favorables para el asegurado. En este caso, la definición de brote fue: "un brote ocurre cuando sea que la presión de formación vence a la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo y fuerza a los fluidos de la formación hacia la superficie".

La definición considerada para control fue: "el pozo está bajo control cuando la columna de lodo esta balanceada y así cualquier operación puede ser desarrollada en el pozo libremente.

y queda fuera de control cuando la columna de lodo se desbalancea cuando se perfora en zonas de gas o agua salada y esas operaciones tuvieron que ser detenidas mientras que el lodo era acondicionado para poder recuperar el control”.

Un segundo caso en el cual se demostró que las cortes interpretaban los términos de las políticas a favor de los asegurados fue el de “Sutton Drilling Co. , Inc. , vs. Universal Insurance Co.” En este caso la política definida para un brote fue: “una repentina e incontrolable expulsión de fluido de perforación, gas, aire, aceite o agua, de la cual el pozo eructa por encima de la superficie terrestre y resulta que el pozo quede totalmente fuera de control y provoca que el uso de cualquier preventor o equipo de control sea inefectivo o inapropiado”.

Un tercer caso que influyó en el desarrollo de las políticas modernas de las aseguradoras fue el caso de la “Atlantic Richfield Coa. vs. Underwriters at Lloyd’s London” La cuestión en este caso fue cuando se había recuperado el control del pozo. Para finales del año 1969, los términos de los seguros no incluían una definición para un pozo controlado. La posición de Underwriters era que no habiendo un brote de acuerdo con la política de definición y las presiones podrían ser confinadas en el agujero y los trabajos implementados para eliminar la fuente de presión, el pozo estaba bajo control.

Sin embargo, la corte rechazó esta opinión y concluyó que desde un punto de vista práctico, un pozo no estaba bajo control hasta que los trabajadores pudieran terminar el pozo como se había planeado. Más tarde, las definiciones de un pozo bajo control fueron las siguientes:

Un pozo será considerado bajo control :

- > Cuando el pozo pueda ser re-penetrado para operaciones de pesca, limpieza, perforación y/o guiar la barrena.
- > Cuando el pozo pueda ser taponado o abandonado, o lo que ocurra primero.

Ya para fines de 1979, era común que bajo ciertas políticas, determinar que un brote y/o un descontrol había ocurrido cuando había una brecha en el sistema de circulación del pozo y era en ese entonces cuando se accionaba la cobertura del seguro. Una vez que esto era demostrado, la cobertura de control del pozo continuaba, hasta que se pudieran restaurar las rutinas y prácticas normales de perforación.

Dado el hecho de que los aseguradores seguían teniendo responsabilidad en las demandas, de las cuales nunca intentaron cubrir, se concluyó a mitad de los 80 que había llegado el momento de revisar los términos de seguros para control de pozos y estos quedaron de la siguiente manera:

Pozo fuera de control: Para propósitos de este seguro, un pozo se considerará fuera de control sólo cuando exista un flujo involuntario del fluido de perforación, aceite, gas o agua por encima de la superficie del suelo o del lecho marino.

1. Dicho flujo no puede ser inmediatamente:

- Detenido por el uso del equipo localizado en el pozo y/o el preventor, válvulas de tormenta y otros equipos requeridos.
- Detenido por el incremento en el peso del lodo de perforación o por el uso de otros materiales en el pozo.
- Desviado de la producción sin peligro.

2. O cuando el flujo es declarado fuera de control por la autoridad reguladora apropiada.

Sin embargo, y para propósitos de este seguro, un pozo no será considerado fuera de control únicamente por la existencia de un flujo de aceite, gas o agua dentro del agujero el cual pueda, dentro de un período razonable de tiempo, ser circulado a través de los controles superficiales.

Pozo bajo control: Para propósitos de este seguro, será considerado bajo control cuando:

1. El flujo se detiene, es detenido o puede ser detenido con seguridad.
2. El pozo es o puede ser puesto a la producción, o puede ser cerrado o acondicionado al nivel que existió inmediatamente antes del acontecimiento
3. El flujo puede ser desviado con seguridad a la producción

"Cualquier cosa que ocurra primero, a menos que el pozo continúe cuando sea declarado fuera de control, por la autoridad reguladora apropiada, en ese caso, para propósitos de este seguro, el pozo será considerado bajo control cuando dicha autoridad suspenda la designación de que el pozo está fuera de control."

## CAPÍTULO V. - PLANES DE CONTINGENCIA PARA DESCONTROLES

En el capítulo anterior discutimos la estrategia y planeación, y se introdujo el concepto de planes de contingencia y de equipo de trabajo para descontrolés. Se definieron los dos tipos de planes de contingencia para descontrolés, el general y el específico, y se analizó el contenido de un plan de contingencia efectivo.

En este capítulo se explora profundamente el desarrollo de un plan de contingencia para descontrolés con discusiones acerca de:

1. **Ámbito y contenido de los documentos**
2. **Organización del plan de contingencia para descontrolés**

### ÁMBITO Y CONTENIDO DE LOS DOCUMENTOS

En vista de la reglamentación estricta en seguridad y ecología, los planes de emergencia de contingencia ya no son una decisión opcional de manejo de riesgos de negocios. Hoy en día los jefes que tienen la responsabilidad de responder a emergencias deben estar preparados a enfrentar las consecuencias

¿Por qué son necesarios los planes de contingencia para descontrolés? Por los aspectos públicos primordiales tales como desperdicios peligrosos, seguridad y salud profesional, contaminación de aire y agua y el efecto en el ambiente. La mayoría de las compañías tienen contingencias de emergencia, pero no están preparadas para una respuesta rápida para desastres naturales o provocados por el hombre.

La sociedad hace sus propias investigaciones sobre este tipo de crisis, en algunos casos, las compañías no estaban propiamente preparadas para su respuesta. Por lo tanto, de ello resulta que la población piensa que toda la industria no está bien preparada. Y las repercusiones de estas investigaciones resultan en nuevas regulaciones gubernamentales con leyes complejas y asuntos de obediencia que incrementan los costos y limitan las capacidades operacionales. Estas leyes afectan a la industria del petróleo y gas, no sólo a las compañías involucradas.

### METAS DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA

El principal propósito de un plan de contingencia para descontrolés es minimizar el peligro a la vida, proteger el medio ambiente, mantener las valiosas ventajas de los tiempos de respuesta y minimizar las acciones incorrectas tomadas bajo presión. Obviamente, en una emergencia, entre más se haya trabajado en los detalles, la respuesta será más eficiente. El rango de situaciones puede variar desde un evento menor en un pozo de fácil acceso en un lugar despoblado, a una situación catastrófica cerca de un área poblada y hasta en una localización marina sumamente sensible. Para una respuesta rápida, es necesario contar con una estructuración organizada y una guía técnica, con ejemplos y mecanismos para llevar a

cabo. Uno de los objetivos del plan de contingencia para descontrol es ayudar a la compañía a determinar un nivel eficiente de preparación

## ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Un plan de contingencia para descontrol debe ser un subconjunto de un plan general de emergencia. El plan general debe cubrir aspectos de manejo de emergencia para una variedad de peligros, por ejemplo, desastres naturales (tormentas, tornados, inundaciones, terremotos); fallas de procesos de producción (fuego, explosiones, derrames, fugas); peligros sociales (secuestros, rehenes, terrorismo, guerras); peligros de transporte y descontrol de pozos.

El propósito de realizar el plan de contingencia para descontrol como un subconjunto de un plan general de respuesta es establecer un formato estándar para manejo de emergencias sin tomar en cuenta el tipo de peligro. Si la estructura del plan general es diseñada propiamente, éste debe cubrir una amplia variedad de operaciones y localizaciones

## CICLO DE VIDA DEL PROYECTO

Cada proyecto tiene un ciclo de vida, una descripción de este ciclo nos indicaría esas fases en una manera sistemática. Los objetivos críticos se usan para describir los puntos de retorno en el proceso y marcan las transiciones de una fase a otra. De esta forma, el entendimiento de la evolución de los eventos necesarios para completar un proyecto de control de pozo es obviamente un requisito para plantear los objetivos del plan de contingencia de descontrol. Los objetivos de una operación de control podrían ser descritos de la siguiente manera:

1. Respuesta activada de emergencia
2. Equipo de respuesta en el lugar
3. Equipo de control de pozo en el lugar
4. Datos analizados del descontrol
5. Opciones seleccionadas del control
6. Logística necesaria
7. Plan completo de control
8. Control completo
9. Limpieza completa
10. Implicaciones legales establecidas
11. Reportes finales completos

El plan de contingencia de descontrol debe dirigirse a cada acción requerida para completar todos los objetivos del ciclo de vida. Así como el mismo plan de contingencia de descontrol es un proyecto en sí mismo, su ciclo de vida también debe ser definido a través de un método de revisión periódica, verificación y prueba

## **EJEMPLO DE LA ORGANIZACIÓN DE UN PLAN DE CONTINGENCIA PARA DESCONTROLES**

No existe un enfoque que pueda ser utilizado para desarrollar un plan de contingencia de descontroles. Un enfoque más específico tomado por una compañía podría ser apropiado para su organización y recursos que tratar de utilizar una técnica aplicada exitosamente por otra firma. Cada compañía debe ver dentro de sí misma y evaluar su filosofía, organización y recursos con respecto a enfrentar la operación de control en su área operativa.

La organización del plan de contingencia para descontroles aquí presentada es sólo un simple ejemplo basado en el programa de una compañía internacional con distritos operativos en diversas áreas políticas y geográficas alrededor del mundo. Cada distrito local requerirá de datos de entrada para completar el plan al que está acostumbrado conforme a sus recursos internos particulares, su estructura de manejo y su ambiente operativo.

### **LIBRO DE TRABAJO DEL PLAN DE CONTINGENCIA PARA DESCONTROLES**

Los datos iniciales requeridos pueden ser facilitados por un libro de trabajo que actúa como guía y puente de documentos para manejo local. Se recomienda que este libro de trabajo sea el vehículo con el cual se asegure una estructura consistente en toda la compañía y permita suministrar al equipo local de descontroles, todos los datos necesarios de entrada para el plan a seguir.

El libro de trabajo será desarrollado a un nivel corporativo con ayuda del personal de control, seguridad, medio ambiente, ingeniería y operaciones. Se puede consultar un consejero externo, así como a todas las compañías de servicio especializadas que enes podrían ser llamadas para ayudar en una emergencia de un descontrol.

### **PLAN DE CONTINGENCIA PARA DESCONTROLES ORGANIZADO EN CINCO PARTES**

Un plan de contingencia para descontroles puede ser dividido en cinco partes principales, como se describe a continuación y se ilustra en la figura 44, excepto el libro de trabajo. Esta organización está basada en la funcionalidad y las acciones requeridas.

La figura 44 nos muestra esquemáticamente un plan de contingencia para descontroles.

#### **PORTE 1: DIRECCIÓN DEL CONTROL DEL POZO**

Este documento dirige la organización, el manejo y las acciones requeridas para responder a una emergencia. Esta sección será relativamente breve, determinando sólo las políticas y acciones requeridas durante las fases de intervención. Esto incluirá las reacciones iniciales a la emergencia hasta el final del control del pozo.

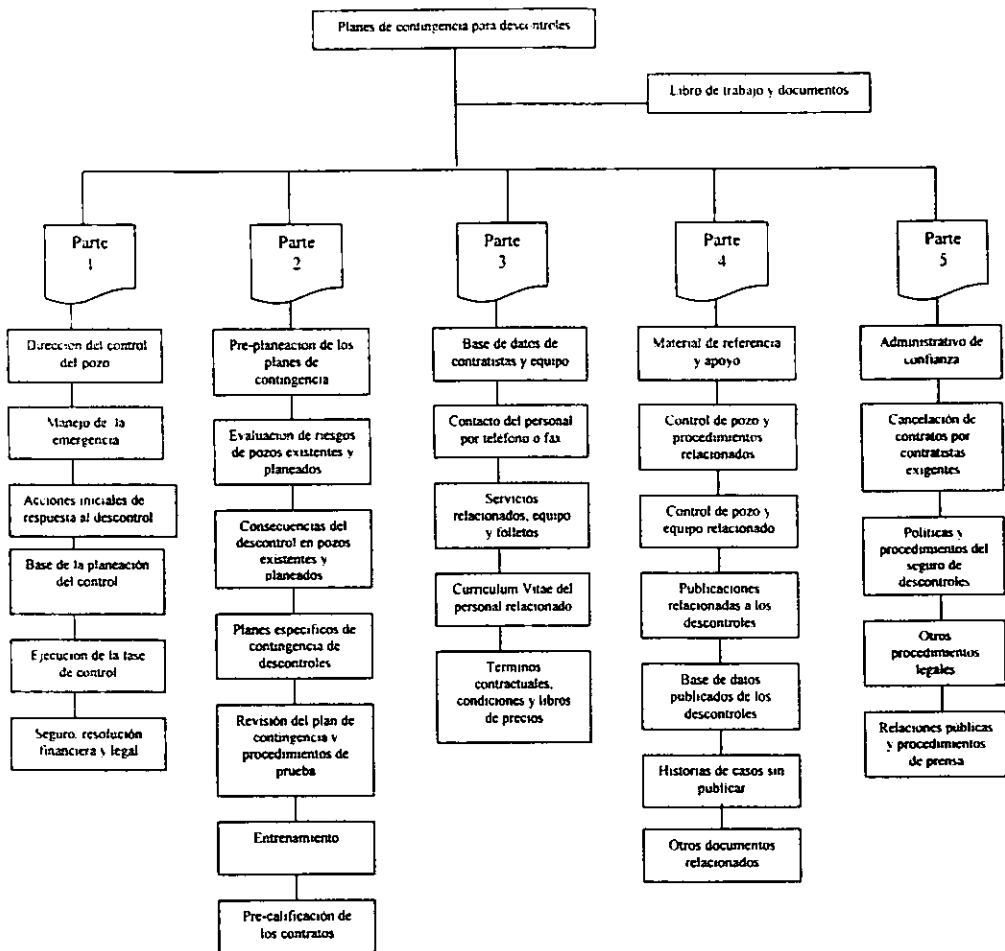


Figura 44. - Esquema de un ejemplo de plan de contingencia para descontrol



## **PARTE 2: PRE-PLANEACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA**

Este documento dirige la organización, manejo y las acciones requeridas para desarrollar la valoración y procedimientos a varios niveles de los riesgos y consecuencias de una planeación específica de contingencia de los campos existentes, estructuras, pozos y futuros programas de perforación. Estos planes específicos están basados en una ecuación de riesgo vs consecuencia. Esta ecuación justifica los gastos adicionales para estar mejor preparados en relación a estar dependiendo de los procedimientos de manejo y logística cubiertos en la parte 1.

## **PARTE 3: BASE DE DATOS DE CONTRATISTAS Y EQUIPO**

Este documento presenta una base de datos de contratistas y servicios críticos, la cual incluye puntos como: contratistas de descontrol, equipo especial, materiales, compañías de servicios relacionadas, consejeros técnicos y software. Esto contiene números telefónicos, direcciones, contactos personales, servicios pertinentes, folletos, servicios especiales de control, experiencia de la compañía, alianzas con otras compañías y curriculum vitae personales. Además, se deben incluir, requerimientos de contrato y términos de trabajo para el proyecto en cualquier parte del mundo.

## **PARTE 4: MATERIAL DE REFERENCIA Y APOYO**

Los documentos en esta parte citan los materiales de referencia y procedimientos. éstos podrían ser voluminosos comparados con los de las otras secciones. Éstos deben incluir todos los procedimientos externos e internos aprobados para las operaciones de control, análisis de riesgos, planeación específica de contingencias, herramientas y materiales de control de pozos, publicaciones, base de datos de descontrol en la industria, casos históricos, y otros materiales importantes.

## **PARTE 5: ADMINISTRATIVO DE CONFIANZA**

Este documento contiene archivos confidenciales tales como la precalificación, evaluación, discusión y cancelaciones de contratos de compañías de servicio y contratistas. También debe incluir políticas de seguro de descontrol, procedimientos legales y requerimientos de documentación asociados. Además, cualquier otro punto relevante incluyendo arreglos de financiamiento de emergencia, relaciones públicas, documentos legales y procedimientos de naturaleza confidencial.

## **EJEMPLO RESUMIDO DE UN PLAN DE CONTINGENCIA DE DESCONTROLES, PARTES 1 Y 2**

La Tabla 14 muestra un plan de contingencia de descontrol simplificado. Nótese que los términos de este ejemplo siguen las subsecciones de la figura 44, partes 1 y 2 aunque la terminología difiere un poco

Tabla 14

1.0	Introducción	2.5.3	Nivel 3- Ha ocurrido el descontrol y el control es altamente complejo, los flujos son altos, existe el riesgo de que se agrave, hay contaminación, y existe peligro para la población.
1.1	Declaraciones no revelables	2.6	Acciones y procedimientos
1.2	Hoja de aprobación	2.6.1	Acciones en el lugar del descontrol
1.3	Hoja de distribución	2.6.2	Acciones en la oficina
1.4	Resumen ejecutivo	2.6.3	Listas de control
1.5	Tabla de contenido	2.7	Planeación del control, fase 3
1.6	Correcciones	2.7.1	Adquisición de datos del descontrol
1.7	Instrucciones de como utilizar el plan	2.7.2	Severidad del descontrol
2.0	Parte 1: Dirección del control del pozo	2.7.3	Estrategia para evaluar las opciones de control
2.1	Sección de administración	2.7.4	Diseño del proceso iterativo
2.1.1	Propósitos y objetivos de la parte 1	2.7.5	Estudio de las operaciones peligrosas
2.1.2	Políticas de la compañía	2.7.6	Revisión de la logística
2.1.3	Definiciones relacionadas con la parte 1	2.7.7	Facilidades de emergencia y equipo
2.1.4	Fase de descripción del proyecto de control	2.8	Ejecución del control, fase 4
	1. Situación potencial de alto riesgo	2.8.1	Implementación del plan y pronósticos del proyecto
	2. Fuerza de trabajo en el lugar	2.8.2	Juntas diarias de planeación
	3. Fase de planeación del control	2.8.3	Seguridad y protección ambiental
	4. Fase de realización del control	2.8.4	Participación de agencias regulatorias
	5. Limpieza y trabajos correctivos	2.8.5	Colección de datos y evaluación
	6. Acuerdo final legal y de financiamiento	2.8.6	Monitoreo del progreso
2.2	Organización del manejo y respuesta	2.8.7	Planeación de acciones alternativas
2.2.1	Dirección ejecutiva	2.8.8	Juzgar la terminación
2.2.2	Dirección de apoyo	2.9	Control posterior (fases 5 y 6)
2.2.3	Organización del manejo de emergencia	2.9.1	Seguridad posterior al descontrol
2.2.4	Equipo de trabajo de descontrol	2.9.2	Procedimientos correctivos
2.2.5	Equipo de crisis de descontrol	2.9.3	Limpieza
2.2.6	Organización de apoyo técnico	2.9.4	Asuntos legales y financieros
2.2.7	Operaciones y apoyo logístico	3.0	Plan de contingencia antes del descontrol
2.2.8	Grupo de taponamiento de pozo en el campo	3.1	Archivo de datos de pozo y campo
2.2.9	Grupo de pozo de alivio en el campo	3.2	Valoración de riesgos de campos productores y actividades planeadas de perforación
2.3	Definiciones de responsabilidad del proyecto	3.2.1	Identificación de la probabilidad de un descontrol
2.3.1	Responsabilidades del plan de contingencia	3.2.2	Estimación de la probabilidad del evento
2.3.2	Responsabilidades del descontrol	3.2.3	Estimación de las consecuencias del evento
2.4	Comunicación de emergencia	3.2.4	Valoración de riesgo del evento
2.5	Nivel de clasificación de respuesta del descontrol	3.3	Juzgar la necesidad de un plan de contingencia
2.5.1	Nivel 1- Operación de alto riesgo, no ha ocurrido el descontrol, pero las probabilidades son altas	3.4	Evaluación del plan de contingencia
2.5.2	Nivel 2- Ha ocurrido el descontrol, los flujos son bajos, la complejidad de la operación de control es baja, hay poca oportunidad de que se agrave, no hay peligro de contaminación para la población	3.5	Establecer y mantener la disponibilidad en la emergencia
		3.6	Entrenamiento
		3.7	Pre-calificación de los contratistas

## PLANEACIÓN DEL MODELO HIDRÁULICO

Todas las funciones del control de un pozo dependen de la simulación exacta de la hidráulica del descontrol en una computadora. Dicho simulador incluye todos los datos disponibles de yacimiento, flujo del pozo, presión, temperatura, etc., y de los factores que influyen en el camino de flujo del descontrol. Alternativamente, los datos de la hidráulica permiten el ajuste del simulador y finalmente, un simulador útil para matar el pozo, que indicará el método más eficiente.

## CREACIÓN DEL SIMULADOR

El primer paso en el control de un pozo es estudiar y evaluar la situación. Para descontroles complicados, esto podría ser difícil y un estudio pobre ocasionaría la movilización de equipo y recursos excesivos e incorrectos.

En algunos proyectos, los pozos de alivio se iniciaron mucho después de haber desperdiciado tiempo en técnicas que finalmente fallaron. Se sospecha que dichas fallas son por la falta de un buen estudio que impidieron la definición de un plan óptimo de control.

Un simulador hidráulico apropiado combina el conocimiento de los datos del pozo con una descripción del camino de flujo, identificando las interpretaciones posibles y eliminando aquellas que no pueden existir. Las computadoras personales ahora pueden manejar simuladores complicados, además de ser usados para presentaciones y gráficas de los datos recabados. De esta manera la hidráulica puede analizarse en la ubicación del pozo. Para descontroles en la superficie, las estimaciones razonables de la velocidad del flujo y el tipo de líquido pueden hacerse midiendo el tamaño, anchura y color del fuego. Las condiciones de salida son tomadas por la observación directa en el área de la cabeza del pozo. Si se pueden reunir más datos (presión, temperatura, flujo de fluidos, etc.) las perspectivas pueden ser más precisas.

Los modelos de flujo vertical utilizados en ingeniería de producción pueden ser usados para la creación del simulador. Para pozos fluventes de gas con altos gastos de condensados, pozos de aceite con altas relaciones gas aceite y flujos de agua, es importante usar correlaciones PVT y correlaciones de flujo bifásico. Los modelos también deben manejar cambios en el camino de flujo, regímenes de flujo y correlaciones de fricción.

La creación del simulador puede proporcionar resultados asombrosos y exactos. En campos productores, puede haber buena disponibilidad de datos y las operaciones para someter el pozo pueden ser planeadas con confianza. Los datos que se deben obtener de los descontroles son la presión en el espacio anular, temperatura y las mediciones de flujo en el fondo del pozo. Estos parámetros se combinan en el simulador, y mejoran las operaciones para matar el pozo.

Las simulaciones de un descontrol proporcionan un rango de posibles métodos para someter el pozo y una planeación de los recursos necesarios. Mejores definiciones en la evaluación del

descontrol ayudan a definir las necesidades de contenedores de contaminación y posibles diseños de desviadores para quema.

Las principales preguntas que un simulador debe responder, son las siguientes:

- ¿ Se puede matar el pozo ?
- ¿ Qué tamaño de equipo, capacidad y volúmenes de material se necesitan ?

Estas cuestiones son evaluadas desde el punto de vista de :

- Logística y tiempos de movilización
- Costo y efectividad de los métodos alternativos
- El análisis de riesgo y seguridad

Conforme se ha seleccionado y desarrollado el método, la ingeniería detallada puede proporcionar:

- Programas de bombeo (gastos tiempo, potencia)
- Volúmenes y tipos de fluido para matar el pozo
- Predicciones de presión y temperatura
- Programa de monitoreo

Los simuladores de la hidráulica para someter el pozo pueden ser aplicados a cualquier tipo de descontrol. El método dinámico se describe como una técnica que usa caídas de presión por fricción en el flujo para aumentar la presión estática del fluido de control bombeado por el espacio anular del pozo descontrolado.

Usualmente, se usa agua en los métodos dinámicos para matar el pozo y ésta es una buena opción como fluido inicial de control si la presión del yacimiento no es muy superior a la presión hidrostática. También el agua se utiliza para evaluar la efectividad de la comunicación y del control del pozo, o mientras se espera el suministro de lodo.

La creación del modelo puede ser dividida en dos fases:

1. El establecimiento de gastos para diferentes fluidos, presiones máximas y requerimientos de potencia
2. La definición de un plan de operación y el programa

Los gastos y presiones máximos, y los requerimientos de potencia, pueden estimarse en régimen estacionario. Pero los cálculos dinámicos, basados en el tiempo, son necesarios para obtener los volúmenes para matar el pozo, un simulador de régimen estacionario también podría dar esos volúmenes, pero éstos no son lo suficientemente buenos cuando los volúmenes de lodo requerido o de algún fluido en especial son mayores y la logística se vuelve más crítica

Cuando se determinan el peso de los fluidos, los gastos, y las tolerancias nechas para las pérdidas, se puede simular un método dinámico para controlar el pozo basado en las limitaciones del equipo (máxima velocidad de bombeo, presión y potencia) Es necesario calcular la presión de fondo del pozo, para no exceder la presión de fractura, las presiones de estallamiento de las tuberías, etc.

La figura 45 nos muestra una gráfica de velocidad de bombeo y volumen acumulado vs tiempo de un modelo dinámico.

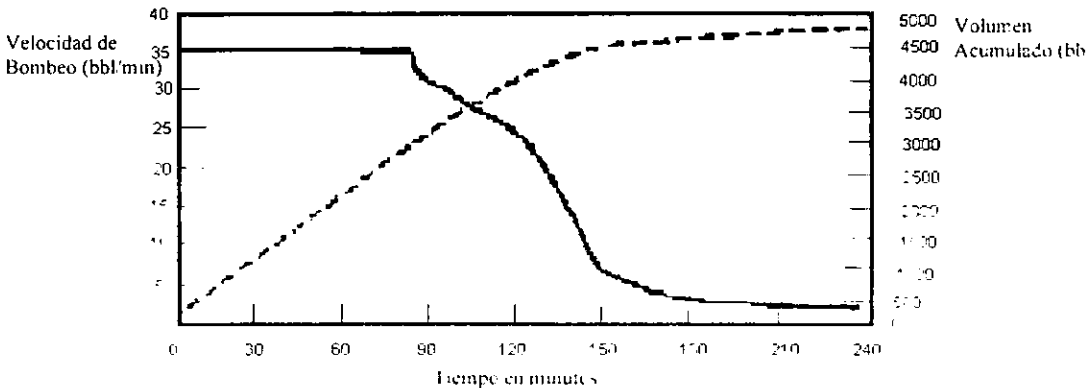


Figura 45.- Velocidad de bombeo y volumen acumulado vs. tiempo del método dinámico

Los resultados se reportan en tablas o gráficas para que muestren las velocidades de flujo, de bombeo, presiones, etc., vs. tiempo o volúmenes acumulativos, como mejor convenga a la forma de matar el pozo. Las gráficas con diferentes opciones son útiles para determinar la efectividad del método para someter el pozo, las pérdidas y para escoger el modelo correcto cuando exista cierto grado de inseguridad. Raramente el tiempo permite actualizar las simulaciones durante el proceso de matar el pozo, pero podría ser útil comparar los datos obtenidos contra los modelos. Todos los datos obtenidos de presión y gastos deben ser almacenados en disco durante las operaciones para que sean analizados.

La figura 46 muestra las presiones estimadas contra las presiones reales durante la aplicación de un método dinámico para matar el pozo en un brote subterráneo de un yacimiento de alta presión y temperatura, fluyendo a través de la tubería y de tres sartas de revestimiento. El pozo fue controlado bombeando a través de la tubería con bombas de alta presión. El éxito fue el resultado de una cuidadosa recolección de datos, especialmente de la temperatura, la presión y de una simulación del proceso para someter el pozo.

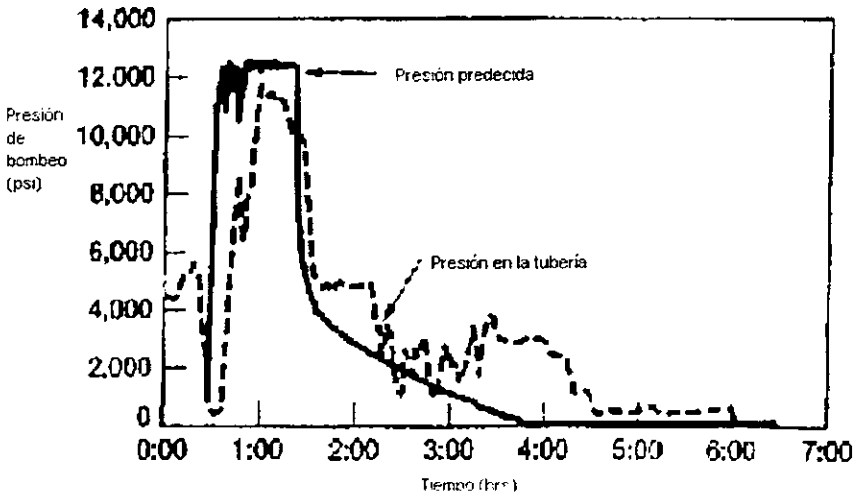


Figura 46 - Presiones estimadas contra las presiones reales durante la aplicación del método dinámico para matar el pozo en un brote subterráneo de un yacimiento de alta presión y temperatura, fluyendo a través de la tubería y de tres sartas de revestimiento

#### REQUERIMIENTOS DEL SIMULADOR

El simulador para el control del pozo y las operaciones dependerán de la etapa de la operación. Algunas veces será suficiente con cálculos resueltos a mano o con las ecuaciones empíricas resueltas con hojas de cálculo o con algún método de cálculo similar, especialmente si se correlaciona con la experiencia obtenida en situaciones similares. Es necesaria una visión general de las presiones del pozo, gradientes de presión fluyentes y estáticos, valoraciones de las tuberías y equipo en el caso de operaciones predecibles como la de tapar un pozo productor. Es muy importante tener habilidad de desarrollar rápidamente un plan de logística, y la creación del modelo de la hidráulica definirá las necesidades de equipo estableciendo los límites superiores e inferiores en los gastos, las presiones y los volúmenes. Algunas veces el método para someter el pozo es descrito desde el punto de vista de su elemento principal (método dinámico, método volumétrico, etc.). Los cálculos pueden hacerse usando un modelo o ecuaciones designados para un propósito particular. Los resultados son utilizados para obtener densidades, gastos, presiones, volúmenes, etc., necesarios para recuperar el control estático del pozo.

La estimación de un límite superior para el gasto requerido en los cálculos del método dinámico pueden obtenerse usando formulas publicadas o cálculos con hojas electrónicas para flujo en régimen estacionario, particularmente si se trata de agua como fluido para matar el pozo.

Los requerimientos del modelo también son mayores cuando el equipo y los suministros no son apropiados para el espacio disponible, como en las plataformas marinas, o si se necesitan más bombas o más fluidos que los disponibles, o si se exceden las presiones en superficie o

en el fondo del agujero. Entonces será necesario adaptar peso, viscosidad, presión de bombeo, etc., unas contra otras o contra el tiempo, indicando que se requerirá un modelo dinámico. Este modelo debe incluir todos los procesos físicos relacionados en la operación de control, tales como propiedades de los fluidos, fricción, características de flujo, cambios del comportamiento del yacimiento, etc; Dinámico significa basado en el tiempo, así que las características de presión, flujo y gastos de bombeo pueden cambiar con el tiempo.

Los procesos físicos involucrados (fricción, momentos, peso, etc.) contribuyen al proceso de matar el pozo, así que los requerimientos serán menores si se consideran todos los efectos juntos que en vez de considerarlos uno por uno a la vez.

Hasta el modelo más sofisticado no funcionará si los parámetros de entrada son incorrectos, o si se escogen opciones incorrectas en los cálculos. Se requiere de cierta experiencia en dichos trabajos, así como un buen control de calidad incluyendo cierta verificación de ingenieros de variadas disciplinas.

Todos los modelos tienen limitaciones por que no siempre se dispone de datos experimentales para verificarlos en las condiciones más extremas. Ejemplos de discrepancias en los modelos, son las pérdidas de presión para gastos altos a través de tuberías de fluidos no-Newtonianos.

#### ADQUISICIÓN DE DATOS DE ENTRADA

Generalmente en las áreas de diseño y optimización de pozos se usa el modelo hidráulico, esta área cuenta con características y datos precisos del yacimiento, fluidos, presión, temperatura y de flujo. Uno podría suponer que es difícil la creación de un modelo para el descontrol de un pozo exploratorio, donde los datos disponibles son mínimos, pero hasta los datos limitados pueden dar suficiente información para definir los requerimientos del equipo.

Se pueden obtener datos de presión y temperatura directamente de la cabeza del pozo, en caso de que se tenga acceso a este. Después se determina el camino de flujo del descontrol y los gastos. Por ejemplo, un fluido fluyendo a través de la TR o la TP en un pozo descontrolado tendrá una temperatura diferente a la temperatura de un fluido que proviene del espacio anular para un gasto y presión dados.

Las surgencias imprevistas de presión del pozo que se desarrollan en los descontroles regularmente ocurren cuando el trabajo está enfocado en otras operaciones, como por ejemplo en los trabajos de limpieza del pozo.

La figura 47 muestra el camino de flujo de un descontrol, obtenido de un registro de producción después de una prolongada operación de snubbing. Asociado con un modelo dinámico, los requerimientos del pozo de alivio fueron determinados y se logró una buena aproximación entre los gastos predcidos y los reales.

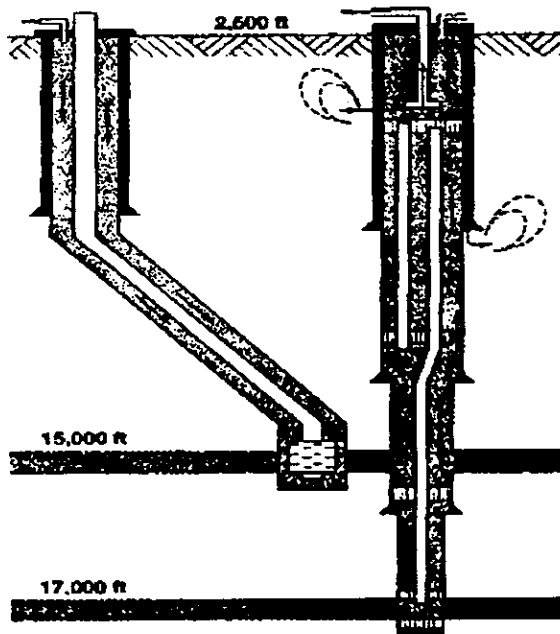


Figura 47.- Camino de flujo obtenido de un registro de producción después de una prolongada operación de snubbing.

Es importante hacer un análisis posterior al manejo de las manifestaciones súbitas de presión del pozo para ver si las presiones dinámicas transitorias o las fuerzas excedieron temporalmente las presiones máximas de la tubería o los esfuerzos máximos en la zapata, a pesar de que los cálculos estáticos indiquen una buena integridad del sistema.



## CAPÍTULO VI. - DESCONTROLES SUBTERRÁNEOS Y DESCONTROLES SOMEROS DE GAS

Los descontrol subterráneos ocasionan un importante flujo de los fluidos de la formación provenientes de zonas de mayor presión (la zona fluyente) a una zona de menor presión (la zona de pérdida). Este fenómeno difiere al del flujo transversal, el cual ocurre dentro de un intervalo grande y ocasiona una pequeña o nula pérdida de reservas.

Los descontrol subterráneos pueden ocurrir en pozos en perforación o en pozos en producción. Los más comunes son en pozos de producción por la corrosión que sufren las tuberías. Se sabe que muchos descontrol superficiales se iniciaron con descontrol subterráneos.

Este capítulo proporciona información de como reconocer un descontrol subterráneo y los métodos para recuperar el control del pozo.

### RECONOCIMIENTO

La figura 48 muestra un descontrol subterráneo que podría ocurrir en un pozo de perforación. El personal de campo comúnmente falla en reconocer los síntomas, muy a menudo, se enfocan en remediar una supuesta pérdida de circulación. Los siguientes eventos son indicativos de un flujo subterráneo:

- \* Un incremento inicial en la presión de la TR y la TP seguido de un decremento. Un cierre inicial en la TP provoca que la presión caiga a cero. La presión en la TR no cambia mucho inicialmente, pero se incrementará constantemente con el tiempo.
- \* Llegan a la superficie gas, aceite o agua salada a través de la TP. El lodo es expulsado de la TP por el flujo subterráneo y es reemplazado por fluidos de la zona fluyente.
- \* No es posible regresar el lodo con los fluidos que brotan a la superficie por el espacio anular.
- \* Se puede extraer o meter tubería sin ningún cambio en la presión del espacio anular.
- \* Se presentan aparentemente anomalías termales en los registros de temperatura. Las temperaturas altas ocurren en dirección contraria a la zona de pérdida menos profunda cuando el flujo proviene del fondo. Las temperaturas bajas ocurren en dirección opuesta a la zona de pérdida si el flujo proviene de la cima.
- \* No existe una indicación directa de la comunicación de presión entre la TP, tubería de producción y el espacio anular.
- \* Se presentan presiones de cierre más bajas de lo normal en tuberías y en el espacio anular de un pozo productor.
- \* Existen cambios repentinos en la RGA o en la WOR en un pozo productor con presión en el espacio anular.
- \* El árbol de válvulas o el preventor tiende a vibrar cuando se cierra el pozo.
- \* Vibración repentina de la tubería de producción o de la TP y/o arrastre cuando la tubería se baja al punto del pozo donde está ocurriendo el flujo.

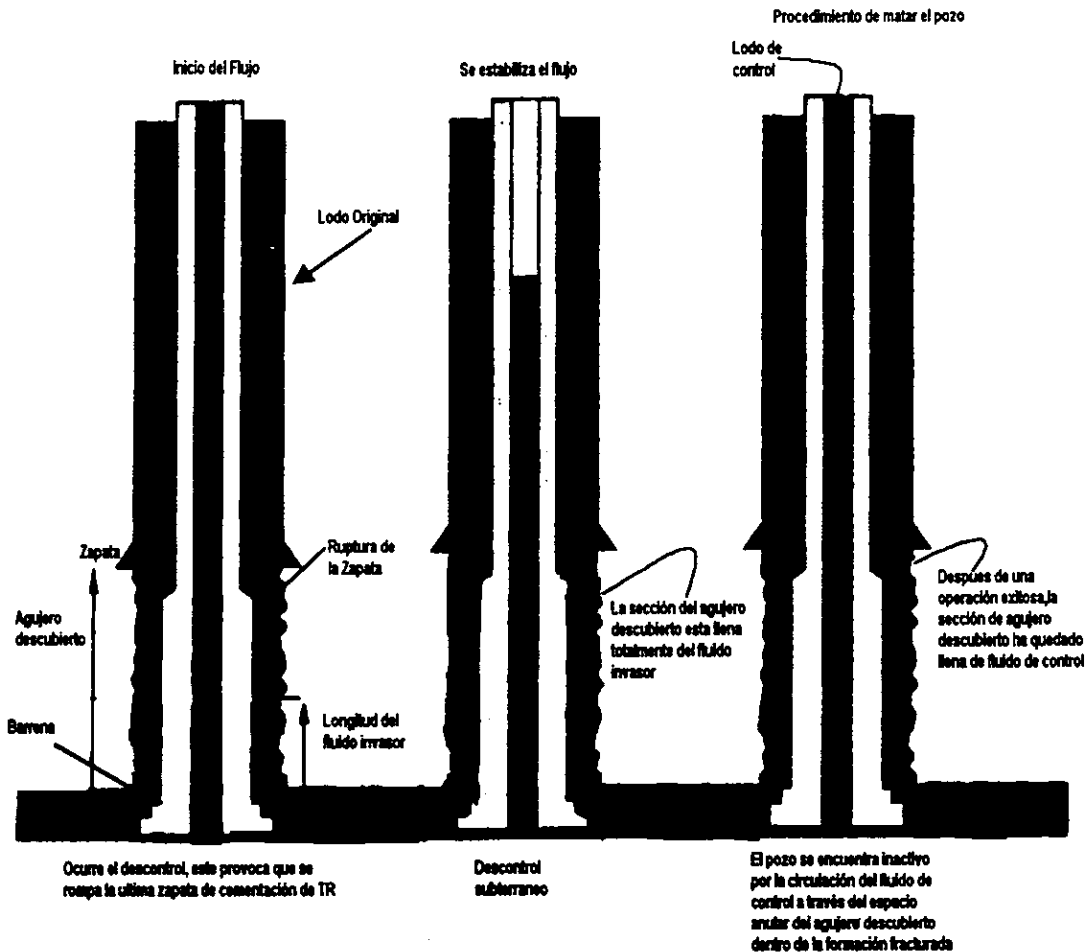


Figura 48.- En esta figura se muestra un descontrol subterráneo que podría ocurrir en un pozo mientras se está perforando

## CAUSAS Y TIPOS

La mayoría de los brotes subterráneos, que ocurren mientras se perfora, son el resultado de una surgencia imprevista de presión. La tolerancia a esta surgencia imprevista de presión es la intensidad con la que se puede cerrar el pozo sin exceder la presión de fractura de la formación más débil expuesta y se le conoce como punto de ruptura de la formación.

La pérdida de fluido de control ocurre cuando se excede el punto de ruptura de la formación, algunas veces, estas pérdidas ocurren antes de que se exceda el punto de ruptura y se dé el descontrol subterráneo. Un ejemplo de esto es cuando se perfora con lodo de un peso excesivo y el pozo se arranca durante un viaje de la tubería. Esto provoca que se inicie un flujo subterráneo hacia la zona fracturada. Durante la perforación, las TR defectuosas provocan pérdidas de circulación repentinas y por lo tanto un descontrol subterráneo. En pozos productores, la corrosión interna en las tuberías o los defectos en éstas pueden provocar fallas en las TP que causan los descontroles superficiales y/o subterráneos.

Una de las mayores causas de los descontroles subterráneos es el flujo de gas después de una cementación, otra causa menos reconocida es la existencia de un canal entre el espacio anular y el cemento que pueda desviar el flujo de gas subterráneo. Estudios en pozos de gas han indicado algunos flujos subterráneos que al parecer ocurrieron después de su cementación.

Muchos operadores se han sorprendido cuando se han tomado registros de temperatura o de ruido en pozos cerrados años después de su terminación y han indicado cierto flujo. Generalmente, este flujo es de pequeñas consecuencias. La identificación de este problema es difícil y se deben correr registros de temperatura y ruido para identificarlo.

Además de la pérdida de reservas y los posibles impactos ambientales (por ejemplo contaminación de acuíferos), ha habido casos en los que el gas o el agua han fluido a través de yacimientos parcialmente agotados. Por ejemplo, un yacimiento profundo de  $H_2S$  en Irán, fluyó por más de un año hacia un yacimiento de aceite dulce, seis pozos de aceite cercanos comenzaron a producir cerca del 100% de  $H_2S$ , el cual fue quemado al límite del frente de la migración de gas hasta que este flujo se detuvo por medio de un pozo de alivio profundo.

La migración de gas hacia una zona puede ser mapeada usando técnicas sísmicas modernas. Esto ayuda a localizar un pozo de alivio o determina si el flujo continúa después de las operaciones de matar el pozo.

Muchos descontroles superficiales a través de la TP de pozos de alta presión y alta temperatura son causados cuando un flujo subterráneo profundo a la presión de fondo fluyendo reduce la columna de lodo en la TP, la columna de lodo caerá hasta que ésta se iguale con la presión de fondo fluyendo y lentamente será reemplazada por los fluidos invasores si las bombas están apagadas. Conforme cae la presión en la TP por este intercambio de fluidos, el agujero puede volverse inestable y colapsarse alrededor del fondo del pozo. Si la barrena se encuentra abajo del canal de flujo en espacio anular y si no se cuenta con una válvula check en la sarta, la presión en la TP se incrementará rápidamente.

## MÉTODOS DE CONTROL

La figura 50 muestra un diagrama de flujo que nos indica los pasos a seguir si ocurre un descontrol subterráneo mientras se perfora. Este diagrama de flujo fue desarrollado por el grupo de tecnología de perforación de Mobil E&P.

Inicialmente se movilizan las bombas para la cementación, el almacenamiento adicional de lodo y revolventoras de cemento. La capacidad de mezcla y almacenamiento debe ser de por lo menos una vez el volumen de lodo en el agujero. Mientras se mezcla el lodo, el pozo se llena con agua por el espacio anular a la zona de pérdida para minimizar la presión superficial en el espacio anular. Esto ayudará a la interpretación de registros de temperatura definiendo el gradiente de temperatura en la zona de pérdida.

Un intento para someter el pozo consta de los siguientes pasos:

1. Inyección de agua en el espacio anular y bombeo de cemento a un gasto bajo
2. Bombeo de agua o lodo en la sarta de perforación al 90% del gasto máximo posible usando las bombas hasta que la presión se estabilice
3. Registro del gasto y la presión estabilizada
4. Incrementétese el gasto de bombeo al máximo, registrando ese gasto y la presión estabilizada
5. La presión estabilizada en la TP esta en función del flujo bifásico (lodo y gas o lodo y aceite), de la presión hidrostática y la fricción. Si se alcanza el flujo monofásico en el espacio anular, el pozo estará controlado dinámicamente
6. Los materiales para contrarrestar la pérdida de circulación pueden ser agregados al fluido de control después de haber apagado las bombas
7. Si no se lleva a cabo un método dinámico con agua o lodo, las presiones estabilizadas registradas del flujo bifásico, pueden ser analizadas con precisión para determinar todo lo que va a ser requerido

## MÉTODOS ALTERNOS PARA MATAR EL POZO

El sobrecargamiento es una de las mayores complicaciones que se presentan para restaurar la circulación normal del fluido de control. El método hidrostático normal se dificulta al máximo cuando se presenta dicho sobrecargamiento, para contrarrestar este problema se debe primero aislar la zona fluyente de la zona sobrecargada. Este procedimiento se usa cuando el método primario no se termina o se convierte en un método normal estático sin reinicio de flujo por la zona sobrecargada. Se puede llevar a cabo el aislamiento canalizando en forma natural o inducida, taponando con materiales de pérdida de circulación o tapones suaves, bloqueando con silicato de sodio o cemento o por medios mecánicos con empacadores de agujero abierto o empacadores de agujero ademado.

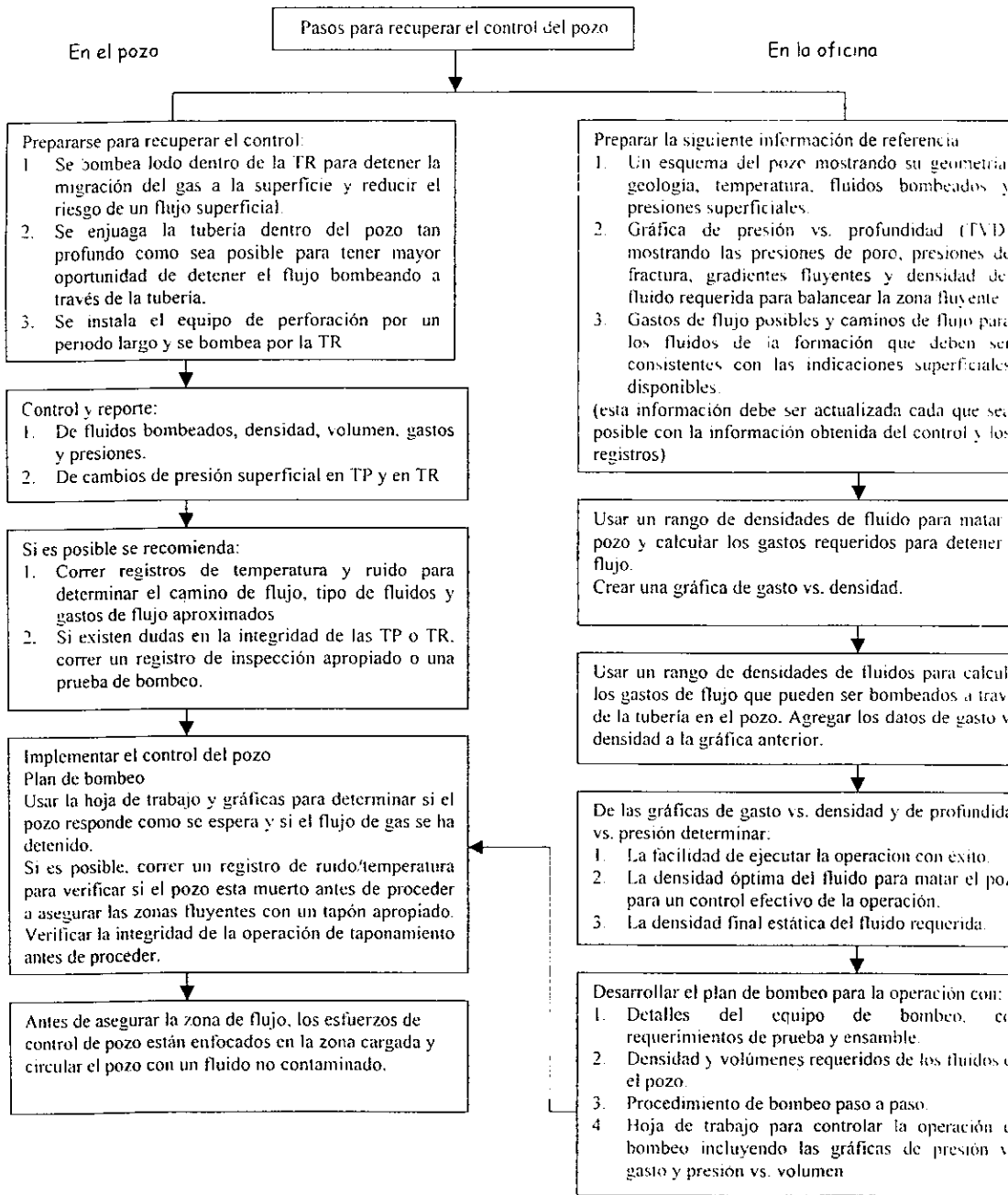


Figura 50. - Este diagrama de flujo resume los pasos que se deben llevar a cabo si ocurre un descontrol subterráneo mientras se perfora

## CANALIZACIÓN NATURAL

A través de este método se ha controlado la mayoría de los brotes subterráneos, puesto que las lutitas expuestas no pueden resistir las presiones diferenciales resultantes. Las canalizaciones naturales pueden ser inducidas para aislar el flujo subterráneo reduciendo la presión de fondo fluyendo.

## TAPONES

Es poco efectivo taponar el camino de flujo con materiales de pérdida de circulación o tapones de barita para controlar flujos subterráneos, particularmente si la presión de fondo fluyendo es igual a la presión de fractura de la formación. Los tapones de barita generalmente son efectivos sólo si se recupera el control hidrostático, y así permitir que ésta se asiente.

## BLOQUEOS

Es muy efectivo bloquear el camino de flujo con tapones reactivos de cemento de fraguado rápido, silicato de sodio con cemento o con salmueras de  $\text{CaCl}_2$ . Existe un material para estos bloqueos llamado "Gunk", que generalmente consiste de bentonita y cemento mezclado en aceite diesel y que reacciona con lodo de perforación base agua.

Alternadamente, goma y el material fino de pérdida de circulación puede ser usado en diesel para un tapón que reacciona con flujos de agua salada, salmueras o lodos salados.

Existen otros tapones que consisten de arcillas mezcladas en agua y reaccionan con flujos de aceite y con lodos base aceite. Para matar un flujo de aceite se puede usar una mezcla de lodo base agua como fluido primario de control que contenga arcilla. La arcilla tratada reacciona cuando se mezcla con aceite y con fluidos de control de viscosidad alta. Esto proporciona una mayor fricción en el espacio anular y ayuda a limitar pérdidas de lodo después de que se mata el pozo.

También se han usado tapones de silicato de sodio que reaccionan con salmueras de  $\text{CaCl}_2$ . Generalmente se usa cemento densificado y altamente retardado para obtener suficiente tiempo para el bombeo.

Cualquier tipo de tapón requiere de lo siguiente:

- ↘ Dos caminos de flujo independientes, por ejemplo por el espacio anular y por la TP, para permitir mezclar en la superficie al punto deseado
- ↘ Revolvedoras de cemento para preparar y almacenar las mezclas sin reaccionar. Se necesitan sistemas independientes de bombeo para prevenir que se mezcle en la superficie
- ↘ Que todas las líneas fluyan correctamente y éstas deben estar limpias para prevenir reacciones superficiales y el taponamiento de estas
- ↘ Espaciadores de diesel adecuados (de 10 barriles mínimo) para aislar el gunk

## ↳ Consideraciones de aspectos ambientales

Los tapones para los descontrolados subterráneos deben ser asentados por personal muy experimentado. Ya que cualquier error puede taponar el pozo por encima del flujo subterráneo y aislar a la superficie del problema.

## AISLAMIENTO MECÁNICO

Para aislar el agujero se han usado empacadores insertados a presión en las TP o en las TR. Se han introducido empacadores de agujero abierto al pozo y se han colocado cerca de la zona fluyente. Ya se cuenta con empacadores modernos de agujero abierto para soportar presiones diferenciales altas (7000 a 9000 lb/pg<sup>2</sup>) para el caso en el que el espacio entre el empacador, y el agujero sea limitado.

Muchas veces los operadores fallan al responder adecuada y correctamente a un descontrol, esto provoca que se dificulte el control conforme, las tuberías se degradan (por erosión y corrosión) y ocurre el sobrecargamiento. En un pozo de perforación, se dificulta reconocer estos síntomas pues los indicadores de un flujo subterráneo son enmascarados por las operaciones de restablecimiento de la circulación.

Cuando es imposible aplicar el método antes mencionado, existen métodos alternativos particularmente si hay dos caminos de flujo independientes para permitir la mezcla de tapones reactivos dentro del flujo. Esto se ha llevado a cabo con tubería flexible, snubbing y pozos direccionales de alivio.

Después de los descontrolados subterráneos, los descontrolados someros de gas son el segundo tipo más común de descontrolados superficiales. Los resultados de este tipo de descontrolados han sido pérdidas totales de la sarta, plataformas, vidas humanas e invariablemente el pozo también se pierde.

A pesar de que la industria petrolera ha invertido tiempo y esfuerzos en el análisis de control de brotes y atenuación de desastres, muy poco tiempo y esfuerzos han sido dedicados a los riesgos del gas somero. Una adecuada preparación para enfrentar los problemas que el gas somero provoca puede salvar muchas vidas y equipos. A continuación examinaremos los peligros del gas somero, precauciones y procedimientos para la perforación de un pozo donde se presenta gas somero, y la atenuación de desastres.

## PELIGROS

Existen dos factores que hacen la perforación de gas somero un reto sumamente complicado. El primero, es la presión inesperada en la cima de la zona de gas. Esta presión generalmente es desconocida, los estudios sísmicos actualmente no son capaces de dar una idea del espesor o de la concentración del gas in-situ. En situaciones más complejas, el gas profundo podría migrar a través de las fallas. Por ejemplo en Sumatra, hubo una afluencia que no pudo ser controlada con un lodo de 10.8 lb/gal a una profundidad muy somera, esto fue debido a que la barrena había cruzado por un plano de falla.

El segundo es el gradiente bajo de fractura de la formación, éste es un factor predominante durante las operaciones de un pozo donde se presenta el gas somero.

Los dos factores anteriores dan como resultado un margen reducido de seguridad para el perforador. La menor pérdida de carga hidrostática (suaveo, llenado incorrecto del pozo, lechadas de cemento sin un agente bloqueador de gas), cualquier error en la planeación del peso del lodo, o una velocidad de penetración descontrolada, con una sobrecarga subsecuente en el espacio anular, resultará en una descarga rápida del agujero.

## SELECCIÓN DE LA SARTA

Cuando se selecciona una sarta, se deben tomar en cuenta dos factores. El primero es que la mayoría de los campos de gas someros han sido explorados, evaluados, y desarrollados desde unidades apoyadas de fondo. El segundo es que la mayoría de los desastres provocados por el gas somero, han implicado el uso de barcos perforadores y de plataformas semisumergibles.

Las plataformas elevadizas con plancha de apoyo y los buques de perforación son dos tipos de apoyo que se exponen mucho al peligro y se recomienda que se evite su uso. Estos equipos no están diseñados para asegurar una estabilidad adecuada y/o soportar las cargas pesadas impuestas por las plumas, por lo tanto éstas son, propensas a aceptar agua, incendiarse, perder estabilidad y volcarse.

La selección de una sarta adecuada para descontroles en áreas de gas somero debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- ~ Selección de una localización segura para perforar, acorde con los mapas de estudios sísmicos
- ~ Diseño de un programa de ingeniería de perforación, dando prioridad al control hidrostático permanente del pozo
- ~ Valoración extensa de las sartas preseleccionadas, y la selección final debe basarse en experiencias pasadas en perforación de gas somero, en la conveniencia del equipo, la habilidad estructural de soportar un descontrol de gas y que ésta sea lo suficientemente amplia para permitir una evacuación segura

## DESVIADORES TRADICIONALES

Los desviadores tradicionales generalmente fallaban por el esfuerzo cortante en los empaques causado por los grandes empujes de las cargas. Una catastrófica pérdida de la sarta 5 de Petromar en el sur del mar de China fue el resultado de una falla de este tipo.

## DESVIADORES DE BOLSA

Sí se instala una boquilla en un elemento sellante probado en campo, por ejemplo, una estándar esférica tipo preventor de bolsa con un desviador de tambor apropiadamente calibrado justo encima de la tubería conductora, se debe tomar en cuenta lo siguiente:



- \* Se pueden usar los sistemas de cierre integrales y los desviadores recientemente desarrollados. En este tipo de equipo, un pistón integrado debajo de la unidad de empaque se eleva para abrir la línea de ventilación conforme la unidad de empaque se cierra. Esto tiene el obvio beneficio de la falta de válvulas, se simplifica el sistema de control, así como el mantenimiento y se reduce la probabilidad de falla en el equipo, las deficiencias y los taponamientos son mínimos. La figura 51 nos muestra las partes internas más importantes de un desviador tipo FSP
- \* Se logra un cierre estructural más alto y una mayor capacidad de soportar cargas dinámicas pesadas. Pero el tiempo de cierre debe, sin embargo, ser reducido conforme el gas somero vaya siendo excesivo
- \* La construcción de líneas de ventilación apropiadamente calibradas, apoyadas, seguras y totalmente rectas

Los siguientes puntos son un resumen del enfoque que se usa, se recomienda, y ha sido mejorado durante más de 20 años de perforación para áreas de gas somero.

### UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO PREVIO

Esta es probablemente la única disciplina que continua en progreso y tiene apoyo unánime de la industria. Dependiendo de campos específicos, en particular de agua profunda y de fácil acceso a la localización, se podrían usar diferentes técnicas, tales como las técnicas de estudio sísmico en 2D y 3D con reproceso específico en estructuras someras.

Un procedimiento común es el de posicionar la sarta fuera del área mapeada, lo cual requeriría de una perforación direccional para alcanzar el blanco inicial. Se recomienda para la perforación de pozos direccionales, preseleccionar una o más localizaciones libres de gas.

### LA PERFORACIÓN DE AGUJEROS PILOTO

Esta opción es considerada por 3 diferentes razones. La primera es por la necesidad de registrar la calibración de la información de los estudios sísmicos. Usualmente esto es difícil, pues las formaciones suaves y someras tienden a derrumbarse. La segunda razón requiere que el método dinámico para matar el pozo en un agujero piloto detenga exitosamente un descontrol de gas somero, el gas perforado puede ser un gran problema con arenas someras sin revestimiento. Finalmente el único provecho de un agujero piloto es el de limitar el volumen total de gas de la formación a ser perforada.

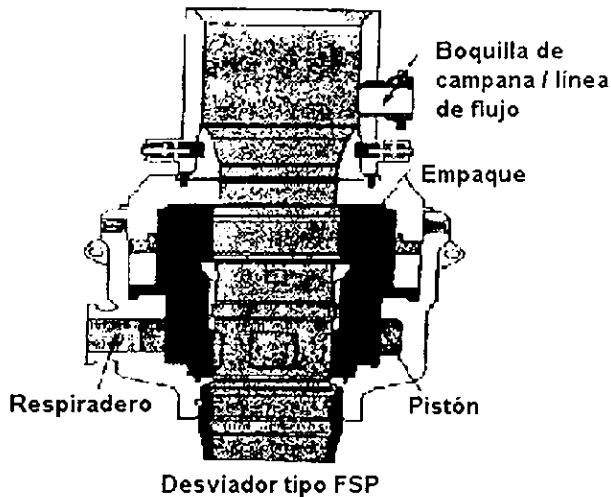


Figura 51.- Modelo FSP de un desviador que proporciona un sistema de respiración automático cuando el pistón cierra el empaque

## EL CONTROL HIDROSTÁTICO

El mantenimiento permanente del control hidrostático del pozo es una necesidad en cualquier situación de la perforación. Es esencial la selección de un peso apropiado de lodo acorde a la valoración de los efectos de gas, una falla en este aspecto ha causado grandes descontrolés y ha provocado que zozobren las plataformas y los pozos. Además, para mantener el control hidrostático, se debe considerar lo siguiente:

- ◆ Evitar el suaveo en el pozo y el desbalance del agujero
- ◆ Evitar las pérdidas
- ◆ Evitar la entrada de gas durante la cementación
- ◆ Limitar la velocidad de penetración en zonas altamente porosas llenas de gas

Una cuidadosa planeación ayudará a minimizar el riesgo de un flujo descontrolado de gas, sin embargo, han existido casos donde poco se hace para prevenir este problema, por ejemplo, en Malasia y en la India, donde existen estratos altamente inclinados, o en Indonesia donde existe migración de gas profundo a través de las fallas.

## EL ENTRENAMIENTO

La perforación de gas somero requiere más que en cualquier otra actividad de perforación o servicio a pozos, un amplio entrenamiento para el personal de perforación. El personal debe capacitarse en los siguientes aspectos:

- El origen del gas somero
- El concepto del efecto del gas y las consecuencias de un mal cálculo en el peso del lodo
- Los procesos necesarios para encarar un rápido desarrollo del evento
- El cuidado y mantenimiento necesario del equipo desviador y el de emergencia
- Posibles perfeccionamientos que podrían reducir las fallas
- Historias de casos reales

## LA ATENUACIÓN DEL DESASTRE

Al personal de perforación se le deben proporcionar dos herramientas para ayudarlos a prevenir la intensidad del desastre. Primero, el operador debe diseñar, junto con el contratista de perforación, un procedimiento de emergencia real. Se debe recordar que el estado de emergencia se establece cuando se detecta la entrada del gas. La mayoría de los procedimientos no contemplan al gas somero, y las reuniones con la gente son tan cortas que el personal no tiene tiempo de asimilar los procedimientos y/o los riesgos específicos.

Segundo, asegurarse de que se conocen y sean totalmente entendidos los procedimientos de emergencia, y que éstos sean bien implementados, además, el equipo de emergencia debe estar trabajando correctamente y que éste sea totalmente confiable.

## OPCIONES

Dependiendo del tipo de equipo desviador disponible, se recomiendan dos opciones básicas:

1. Si se cuenta con un equipo que no es de fiar (lo cual significa que al inicio, el gas somero no se esperaba y/o el equipo lo paso por alto) no existe ninguna posibilidad, así que se debe abandonar la localización inmediatamente.
2. Alternadamente, si se cuenta con un equipo confiable, se podría iniciar un intento de matar el pozo teniendo posibilidades de éxito si se cumple con lo siguiente:
  - ▲ La detección ha sido casi inmediata (dependiendo del detector de flujo)
  - ▲ La cuadrilla es veloz y ordenada
  - ▲ El pozo es desviado rápidamente

Con respecto al tipo de apoyo, las instrucciones deben reconocer las siguientes debilidades:

1. Para una unidad apoyada en el fondo, con la posibilidad de mejorar la capacidad de apoyo y de carga del equipo, se podría contemplar un intento de matar el pozo con las condiciones definidas anteriormente, dado por un cambio inmediato de lodo pesado para someter el pozo. Este tipo de método dinámico para matar el pozo (lodo pesado

bombeado tan rápido como sea posible) ha sido implementado exitosamente durante varios años

2. Con una unidad flotante, suponiendo que se está usando un sistema desviador submarino y se ha detectado oportunamente la entrada de flujo, se puede hacer el intento de matar el pozo atendiendo a las condiciones definidas anteriormente
3. Finalmente, con el correcto entendimiento del punto local de fractura, sería más seguro cerrar el pozo que dejarlo descontrolado a través de un sistema desviador pobremente diseñado. Por ejemplo, un descontrol provocó pérdidas de \$200,000,000 de dólares, cuando se desvió el flujo de gas, resultando en un incendio y en un daño extensivo en la plataforma. Hubiera sido mejor haber cerrado el flujo inicialmente, estudios posteriores descubrieron que la presión estimada en la tubería conductora al momento del flujo, fue de aproximadamente 100 lb/pg<sup>2</sup>

## CAPÍTULO VII. - MÉTODOS PARA EXTINGUIR EL FUEGO

### INTRODUCCIÓN

Este capítulo se refiere a la descripción de las operaciones para extinguir y tapar descontrol de pozos incendiados. Para entender la naturaleza de los incendios de gas y aceite en condiciones de descontrol, se discuten los aspectos más importantes de la fusión y los límites de la exposición al calor. Se describen los métodos para extinguir el fuego con agua, productos químicos y explosivos, también se dan ejemplos de como tapar un pozo mientras este está incendiado. Finalmente, se presentan las razones para incendiar voluntariamente un pozo descontrolado de alto riesgo.

Sorpresivamente pocos de los descontrol superficiales se incendian, menos de 10 descontrol por año se incendiaban, en todo el mundo, excepto en Kuwait, en 1991. Generalmente, grandes formaciones de agua fluyen junto con los hidrocarburos y esto hace que la ignición sea difícil o hasta imposible.

Los descontrol altamente flamables nunca llegarán a incendiarse si no existe alguna fuente de ignición y si el flujo es dispersado rápidamente, es por esto, que los especialistas en descontrol informados y con experiencia siempre restringen el acceso a la zona del descontrol y muy cuidadosamente buscan fuentes de ignición alrededor del área, particularmente donde se presentan nubes de vapor explosivas.

En toda la industria petrolera se sabe que los hidrocarburos son altamente flamables. Lo que es menos sabido son las características explosivas de las mezclas de aire con vapor de hidrocarburo y el dramático impacto de la ignición de estas mezclas alrededor de las estructuras y el personal. Para entender este riesgo, se deben conocer bien algunos términos acerca de la ignición.

### PUNTO DE DEFLAGRACIÓN

Es la temperatura más baja a la cual un material produce suficiente vapor flamable para producir un destello momentáneo cuando este es expuesto a una pequeña flama. El punto de deflagración de la gasolina es de 43°C, por lo cual es la razón que esta sea considerada como altamente flamable.

### TEMPERATURA DE IGNICIÓN ESPONTÁNEA

Es la mínima temperatura a la cual un material se prende espontáneamente. El metano tiene relativamente una alta temperatura de ignición espontánea de 537°C. esto hace muy difícil una re-ignición del metano después de haber sido extinguido.

### LÍMITE EXPLOSIVO

Este varía en los descontrol dependiendo de la composición química. Existe una relación mínima del vapor de hidrocarburo con el aire, por debajo del cual la ignición no ocurre.

Alternadamente, existe también una relación máxima del vapor de hidrocarburo con el aire a la cual la ignición no va a ocurrir. Estos límites son calificados como límites explosivos bajos y altos. Para el vapor de gasolina el rango explosivo es de 1.3 a 6 % de vapor de aire. Para el metano, este rango es de 5 a 15%. El aceite crudo es altamente volátil y explosivo, el cual es más ligero que el agua y arde el doble de lo que arde el carbón.

Una nube de vapor se considera explosiva cuando cumple con la siguiente secuencia:

- ✦ Cuando los hidrocarburos escapan cerca de la cabeza del pozo.
- ✦ Cuando algunos gases líquidos se evaporan rápidamente, formando un aerosol de gotas y vapor.
- ✦ Cuando los hidrocarburos líquidos más pesados que no se evaporan rápidamente forman un charco alrededor del pozo y deja escapar vapores.
- ✦ Cuando los vapores se mezclan con aceite y forman una nube de vapor combustible.
- ✦ Cuando existe una fuente de ignición expuesta junto con la mezcla explosiva.
- ✦ Cuando la combustión se inicia y el frente de la flama se propaga a través de la zona inflamable.

## FUSIÓN

La presión y el fuego en un descontrol destruyen totalmente una estructura de acero en minutos. Algunas torres de perforación han caído en menos de 30 minutos después de la ignición de un descontrol. La temperatura de una muestra de aceite con RGA baja de 28° API de un descontrol en Kuwait fue de 1677°C, la temperatura del calor radiante fue de 510°C medida al nivel del suelo, a 15 metros de la base de la columna vertical del fuego, la cual se estimó que tenía un gasto de 30,000 bpd. Los bomberos de pozos petroleros han observado arena y rocas fundidas alrededor del pozo en los grandes incendios. El acero pierde la mayor parte de su fuerza a los 500°C y se funde a los 1500°C.

## CALOR RADIANTE

Los límites comunes de una exposición al calor radiante son los siguientes:

- 1.5 KW/m<sup>2</sup> : Nivel máximo de trabajo para el personal sin protección.
- 10.0 KW/m<sup>2</sup> : Nivel máximo de trabajo con equipo protector.
- 15.0 KW/m<sup>2</sup> : Nivel máximo de trabajo para el equipo.

Durante un incendio muy grande en Kuwait, se registró un calor radiante de 1.5 KW/m<sup>2</sup> a 200 m; y 15 KW/m<sup>2</sup> a 35 m de distancia. Los bomberos de pozos petroleros comúnmente trabajan dentro del nivel de 15 KW/m<sup>2</sup> usando capuchas, plantillas especiales, botas aisladas y ropa de algodón pesada bajo un continuo torrente de agua, el calor máximo registrado fue de hasta 230°C en los cascos de los bomberos, es por esto que se recomienda usar casco de aluminio, ya que los de plástico se derriten fácilmente bajo estas condiciones.

Una aplicación suficiente de agua al descontrol reduce el impacto del calor en las estructuras circundantes. El calor radiante es eliminado cuando se bombea suficiente agua

hacia el fuego. Obviamente trabajar en áreas con altos niveles de calor radiante es peligroso y esta tarea sólo debe ser llevada a cabo por bomberos especializados.

El almacenamiento de fluidos inflamables y los sistemas de manejo de gas pueden iniciar un incendio que provoque el descontrol de un pozo. Por ejemplo en una plataforma petrolera instalada en el Mar del Norte llamada Piper Alpha, se estableció que durante el turno nocturno se había intentado arrancar una bomba, ignorando que se había removido la válvula de seguridad durante las operaciones de mantenimiento. La nube de condensado derivada de la fuga se prendió y causó una explosión seguida de un gran incendio de aceite crudo. El resultado de este desastre fue de la pérdida de 167 vidas. Los incendios producidos por el mal manejo de las operaciones de producción y el mal manejo en el almacenamiento de líquidos inflamables pueden producir mayores riesgos y causar mayor daño que un descontrol.

## MÉTODOS PARA EXTINGUIR EL FUEGO

Existen varios métodos para extinguir el fuego de un pozo incendiado. A continuación se mencionan algunos, clasificados en los que utilizan agua, químicos y explosivos.

### AGUA

El método más importante para limitar el daño producido por el fuego a las estructuras es el de la aplicación de agua.

Comúnmente se usan rociadores automáticos y de boquillas de inundación en las plataformas modernas de producción para reducir el riesgo de una tragedia como la de Piper Alpha. Sin sistemas modernos de agua contra incendio, es muy probable que se pierda toda una plataforma al incendiarse el pozo durante un descontrol.

El agua trabaja para extinguir el fuego de la siguiente manera:

- Reduce la temperatura por debajo de la temperatura de ignición espontánea
- El agua evaporada desplaza al oxígeno y sofoca el incendio
- Corrientes poderosas de agua desplazan al combustible del fuego

El principal uso del agua en la lucha contra los incendios no es el de extinguir el fuego, su función es el de permitir a los hombres y al equipo a trabajar cerca del fuego. Los primeros esfuerzos de los bomberos en los pozos incendiados es el de remover los escombros y trabajar para lograr que el pozo arda verticalmente. Los pozos que son tapados mientras estos arden requieren de más agua que aquellos que se extinguen con los métodos convencionales.

Los buques comúnmente tienen la capacidad de combatir incendios, por ejemplo, logran manejar un gasto de 10000 gpm, con monitores montados en la parte alta del buque para permitir que el agua alcance las plataformas más altas. Las bombas contra incendio con las

que cuentan los bomberos son pequeñas y pueden ser transportadas por aire, éstas proporcionan un gasto de 4000 gpm con una presión de 250 lb/pg<sup>2</sup>. Los bomberos cuentan también con sistemas de tuberías de aluminio de 4" para este tipo de bombas, monitores de fuego y todo el equipo asociado. En los grandes incendios de plataformas se acostumbra usar una tarima para tubería con dos bombas.

Para apoyar las operaciones de control en las zonas marinas se han utilizado modernas barcasas grúa, barcasas de tubería, y grandes barcasas hidráulicas tiende tubos, en los pozos terrestres se ha usado bombas móviles en conjunto con los departamentos civiles de bomberos para controlar incendios pequeños. Estas bombas móviles montadas en camionetas, pueden proporcionar un gasto de 1550 a 3000 gpm.

El sistema de la figura 52 es similar al que fue usado por los bomberos en Kuwait en 1991, y fue diseñado para la compañía Kuwait Oil Co en diciembre de 1990, antes de que se presentara cualquier descontrol en Kuwait. Nótese el uso de trampas de fuego entre los agujeros de salida y de recirculación para permitir una recuperación segura del aceite producido, y para reciclar el agua para el incendio.

El agua producida puede ser incorporada al sistema de agua para incendio y reducir las necesidades externas de suministro de agua. Se pueden usar varios pozos de agua y si no se cuenta con una fuente de suministro cerca, existe la opción de transportar el agua por medio de camiones pipa especiales. Un suministro de agua de 9 bbl/min es adecuado para la mayoría de los descontroles, con su respectivo almacenamiento y reciclado.

## PRODUCTOS QUÍMICOS

Ha sido muy limitado el uso de la espuma y los productos químicos secos durante el combate contra incendios. La espuma contiene agua, concentrado de espuma y aire, ésta es usada en los incendios de hidrocarburos líquidos para sofocar la superficie del combustible (excluye al oxígeno), sofoca emisiones de vapor (la liberación de vapor es restringida), genera vapor (remueve el calor y desplaza al oxígeno), enfría la superficie (absorción de calor) y refleja el calor radiante.

La espuma ayuda a contener el fuego cerca de la fuente y permite trabajar cerca de ésta. Generalmente, el agua es adecuada para esto, pero con un flujo grande y lateral de baja velocidad, la espuma podría ser necesaria. La espuma moderna para los incendios tal como la 3M Lightwater ATC comúnmente se usa con las boquillas de hidroespuma. Este tipo de boquillas, cuando se usan con la espuma ATC, permiten que ésta sea arrojada más lejos. Existen boquillas para manejar gastos de hasta 6000 gpm, pero lo más común es que se usen las que proporcionan un gasto de 2000 bbl/min en los incendios de pozos de aceite.

Los extinguidores químicos secos trabajan como el agua, pero principalmente como un agente sofocador. Sus componentes comunes son el bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio y un componente llamado Monnex. Generalmente se usan para los incendios de metano donde los explosivos no pueden ser usados y el suministro de agua es inadecuado. El problema principal es que estos sistemas son dispositivos de un solo disparo que no pueden ser llenados



completamente o rellenos durante su aplicación. Los mayores sistemas comúnmente cuentan con sólo 68 Kg. de polvo almacenado.

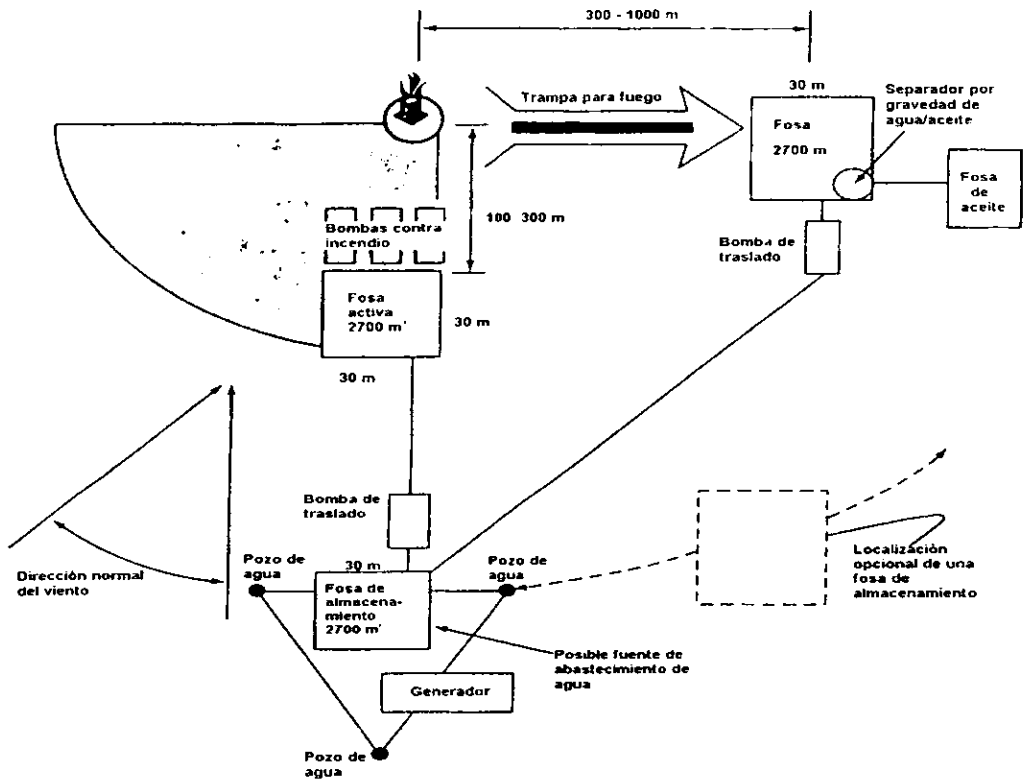


Figura 52.- Sistema de suministro de agua diseñado por la Kuwait Oil Co.

En Kuwait se utilizó por primera vez la boquilla Hydro-Chem que permite que una sola boquilla sea usada para agua, espuma y químico seco. Esto da la facilidad de que se use sólo una boquilla para que el agua enfríe, y se adicione la espuma para eliminar el fuego, y finalmente, se inyecte el químico seco para rebajar el fuego del gas remanente.

## EXPLOSIVOS

Actualmente se siguen usando explosivos que contienen 80% de nitroglicerina para combatir los incendios, se cree que M.M Kinley inventó este método, el cual fue empleado por bomberos especializados en 1920. Para el mecanismo de este método, una fotografía de baja

velocidad indica que la explosión actúa temporalmente en mandar el combustible lejos del punto donde se desarrolla la flama y priva esa área de oxígeno.

Estos explosivos ahora se usan en conjunto con agua para enfriar el disparo y prevenir una reignición, cuando el suministro de agua o cuando la capacidad de bombeo es insuficiente para extinguir el fuego. Es muy importante que en cualquier esfuerzo de lucha contra incendios, todas las fuentes de ignición deben ser removidas del área del pozo antes de efectuar el disparo.

Usualmente, se usa un tambor pequeño con aceite lubricante y empaquetado con explosivos. Este tambor es detonado por medio de su cable de detonación que va a través del vagón del tambor. Este cable funciona eléctricamente y la detonación se hace de 60 a 70 pies alejados del tambor explosivo. Para proteger los explosivos del fuego se usa aislante de calor, tela hecha con silicona y chorros de agua.

Interesantemente, esta es la técnica más barata de combatir un incendio, el costo del disparo podría ser de unos \$2000.00 dólares o podría ser un poco mayor por las recargas del extinguidor químico seco y algunos tambores de espuma concentrada.

## COMO MATAR EL FLUJO CON EL POZO INCENDIADO

Recientemente, un pozo fue controlado mientras éste estaba ardiendo por la compañía Boots & Coots, esto fue así para limitar el daño ecológico y aumentar la seguridad. Esta técnica también fue usada en un descontrol de H<sub>2</sub>S en Canadá después de que Boots & Coots sustituyó a una compañía que perdió a dos hombres durante un intento convencional de controlar este pozo. El método básico comprende el uso convencional de colectores, equipo de preventores, protectores de calor y agua para limitar la exposición a las altas temperaturas.

## IGNICIÓN VOLUNTARIA

Para mayor seguridad, los operadores deciden incendiar el pozo voluntariamente cuando existe riesgo de presencia de H<sub>2</sub>S. La mayoría de los operadores que planean este tipo de pozos de alto riesgo tienen planes que dejan la ignición del pozo a elección del personal. A continuación se presentan dos razones para las cuales se incendia un pozo voluntariamente.

## CONTAMINACIÓN

Este problema no ha provocado que un operador incendie voluntariamente el pozo, sin embargo, después de que el pozo se incendio naturalmente, se hace el esfuerzo de mantener el fuego ardiendo para disminuir la contaminación. No cabe duda de que un pozo ardiendo causa menos contaminación que un pozo arrojando aceite a un determinado entorno ecológico. Experiencias recientes han indicado que la ignición voluntaria de una sarta, es la opción menos cara, si consideramos los altos costos de los daños ecológicos y los costos de limpieza, los operadores han gastado mucho más dinero en las limpiezas que en controlar el pozo. Sin embargo, la ignición de un descontrol en una plataforma marina complicaría tremendamente

los esfuerzos de control y seguramente resultaría en la pérdida total de la plataforma. Una pequeña sarta terrestre representa una menor inversión y una manera fácil de remover los escombros.

## SEGURIDAD

Ésta es la mayor consideración para todas las empresas que se dedican al negocio de los descontrolados. Una ignición de una nube de vapor inesperada resultó en la muerte de dos personas y tiempo perdido por accidentes de trabajo durante un descontrol en Kuwait, todo esto sucedió porque los equipos de bomberos eran inexpertos. Esta alternativa es factible si se presenta una gran contaminación de H<sub>2</sub>S durante el descontrol o si este se encuentra cerca de una zona poblada. En muchos casos, los operadores y bomberos desearon haber adoptado la opción de incendiar el pozo voluntariamente desde el inicio de la operación de control, en vez de sufrir las consecuencias de una ignición inesperada.

En pozos críticos de alto riesgo, los operadores deben considerar si la ignición voluntaria debe ser parte de un plan de respuesta de emergencia y de ser así, se debe de capacitar a todo el personal con las instrucciones necesarias para tal fin y para saber usar adecuadamente las luces de bengala en caso de ser requeridas.

## **CAPÍTULO VIII. - INTERVENCIÓN EN UN DESCONTROL SUPERFICIAL Y POZOS DE ALIVIO**

Existen bomberos muy especializados que tienen un gran conocimiento en las áreas de detención de fugas, traslado de equipo dañado y manejo seguro de un flujo en un pozo descontrolado. Se dispone de muchas opciones para controlar un pozo, la clave es saber seleccionar una opción de control que ofrezca las mejores posibilidades de éxito, riesgos mínimos y una economía viable.

### **TRASLADO DE LOS ESCOMBROS**

El primer paso a seguir en un pozo incendiado es el de escombrar el área de los componentes dañados de la sarta o de la plataforma marina para poner al descubierto la cabeza del pozo. También este traslado debe hacerse en pozos descontrolados que no están incendiados para permitir el manejo adecuado de los preventores y/o los cabezales dañados.

Los esfuerzos costa afuera se basan en poner al descubierto los cabezales del pozo. Esto incluye escombrar el piso de perforación de todas las partes dañadas de la sarta y subestructura que se pudieron haber derretido. En 1992 se incendió una barcaza de perforación, las operaciones para controlar este pozo fueron hechas por la compañía Boots & Coots. Primeramente se escombró la barcaza de toda la chatarra derretida de la sarta. Se hizo un gran esfuerzo para enfriar la barcaza de perforación y así prevenir un deterioro posterior. Se instalaron barreras contenedoras de aceite alrededor del área de trabajo y los fluidos de la barcaza junto con el aceite fueron almacenados en buques tanque.

Los incendios en grandes estructuras costa afuera requieren de grandes grúas para obtener suficiente altura de cubierta e igualar la elevación de la entrada de los pozos. La mayoría de los bomberos para descontroles cuentan con grúas de gancho que trabajan con las grandes grúas de las plataformas para la tarea de traslado de escombros. Las herramientas adicionales generalmente son fabricadas en el mismo lugar del descontrol utilizando las herramientas del almacén y las capacidades de fabricación y soldadura de las embarcaciones de trabajo.

Algunas veces se requiere de cortar grandes escombros de acero en los descontroles. Los incendios mayores derriten progresivamente el acero que obstruye la cabeza del pozo. Si se requiere de la limpieza de escombros en el área, ésta debe hacerse como a continuación se indica:

### **RUPTURA MECÁNICA DE LOS ESCOMBROS**

Este paso se logra doblando repetidamente o fatigando los escombros con una góndola y un gancho.

## USO DE LA LÍNEA LIMPIA TUBOS

En este paso se usa un cable con movimiento entre malacates para cortar cabezales o tuberías en áreas donde sólo se requiere de pequeños cortes y no se cuenta con equipo abrasivo de alta presión. Durante un descontrol en Venezuela, se requirió de cortar con una línea limpia tubos una TR de 6 5/8", una tubería y una varilla pulida de 2 7/8". se emplearon 18 horas para terminar ese corte. Este trabajo pudo haberse hecho en menos de 2 horas con un cortador abrasivo de alta presión, pero no se contaba con este tipo de equipo en Venezuela.

## LANZAS TÉRMICAS

Las lanzas térmicas o los clásicos sopletes pueden ser usados para cortar los escombros en los pozos incendiados. Durante un descontrol e incendio en un pozo de Texas se utilizó como elemento de corte un soplete, el cual ayudó a cortar el Kelly y las vigas del piso de perforación, esta operación fue hecha bajo una cubierta de agua y un techado de estaño reflectivo. Muy pocas personas han tenido la experiencia de realizar esta operación con éxito y seguridad.

## CORTES CON EXPLOSIVOS

Este trabajo puede hacerse con cargas en secciones masivas de vigas o de tuberías que obstruyen los cabezales del pozo. Estas cargas pueden prepararse en el campo usando explosivos plásticos crudos C4 con sus respectivos sujetadores. Los puntos de corte, cortes lineales y los cortes circulares pueden ser hechos únicamente por bomberos especializados en explosivos. Las cargas de corte son surtidas por los fabricantes de explosivos establecidos en las regiones. Estos fabricantes son generalmente los mismos que fabrican las cargas explosivas para los disparos de los pozos petroleros.

## CORTADOR ABRASIVO DE ALTA PRESIÓN

Al cortador abrasivo de alta presión se le considera como lo más actual de la tecnología en la lucha contra los incendios, consta con acoplamientos de cortadores que permiten ser operados a control remoto. Esta tecnología fue utilizada por primera vez con éxito en los incendios de Kuwait. Halliburton ofrece este servicio a la industria petrolera hoy en día. Existen cortadores de ultra alta presión más pequeños, pero éstos no tienen una aplicación industrial en estos momentos. Cada sistema tiene aplicaciones y beneficios particulares. El principal beneficio del sistema de Halliburton es que se cuenta con la capacidad de montar el cortador en una grúa para poder hacer los cortes a control remoto.

Las partes derretidas de la sarta son removidas con las góndolas, ganchos de escombros y los tractores. Generalmente se usan al menos dos tractores D8N con sus respectivos malacates. Durante un descontrol de H<sub>2</sub>S en Mississippi en 1985 se derritió gran parte de la sarta, fue necesario utilizar un tractor móvil D9N, una góndola con gancho en los escombros y cinco tractores estacionarios D8N con un cable de acero de 1 1/8 " enrollado en malacates

Cat57 y atados a los escombros para arrastrar la acumulación masiva de acero derretido contenido entre dos vigas de la subestructura principal de la sarta.

La limpieza de los escombros en los pozos incendiados es la operación más difícil y puede tomar más tiempo que el que se lleva en tapar un pozo. Una vez que los escombros han sido removidos y la cabeza del pozo ha sido puesta en descubierto, entonces se pueden iniciar las operaciones de control del pozo. Generalmente el fuego no se extingue durante las operaciones de limpieza de los escombros.

## **TÉCNICAS ESPECIALES DE TAPONAMIENTO A CONEXIONES**

Se han diseñado Técnicas Especiales de Taponamiento a Conexiones con fugas, cerrar temporalmente líneas de flujo, desviar flujos dentro de tuberías y realizar cortes. A continuación se muestran unos ejemplos de estas técnicas:

### **BALAS DE CHATARRA**

Éstas se usan para taponar válvulas, bridas y preventores con fugas. En este caso el tiempo es un factor crítico pues las fugas provocan corrosión en las tuberías. El método implica cargar una bomba en línea cerca del pozo con cables fragmentados, caucho, cáscaras de nueces, sellos de bola y hasta bolas de golf para taponar el camino de flujo y permitir que se lleven a cabo las operaciones de control del pozo.

### **CONGELACIÓN**

Este método consiste de colocar un tapón de hielo dentro de los pozos cerrados (dentro de la tubería, cabezales o en el espacio anular) para permitir el traslado, reparación o la sustitución del cabezal del pozo. La dificultad de este método es que se tiene que mantener un tapón de aceite congelado mientras se hacen las reparaciones superficiales del equipo dañado por el descontrol.

Este método generalmente usa hielo seco para congelar el agua o las lechadas de agua con bentonita. Se recomienda usar metanol, que tiene una temperatura de congelación de 200°F, para obtener una temperatura menor, la mezcla de agua y metanol, se puede enfriar con nitrógeno y esto nos permite un control de la temperatura aplicada en el acero.

### **TALADRAMIENTO**

El método de taladrar y perforar el equipo de válvulas ha sido usado en los descontrolados para bombear dentro de los cabezales del pozo, tuberías o válvulas. La mayoría de las compañías de descontrolados de pozos cuentan con el equipo necesario para taladrar como parte de sus servicios. Para taladrar se instala una abrazadera alrededor de la tubería y del obturador, dentro de un lubricador, una máquina perforadora corta a través de la tubería manteniendo una presión ligeramente mayor en el exterior, de esta manera se puede observar un indicador de que se ha hecho el agujero.

## CORTADORES NEUMÁTICOS

Los cortadores neumáticos y los cortadores abrasivos de alta presión se usan para desmontar las TR exteriores, exponer las TR interiores y llevar a cabo la operación de tapar el pozo. La compañía ABB Vetco Gray ofrece equipos para hacer cortes y separar sartas de tuberías. También se usan cargas alrededor de las tuberías para realizar los cortes. Estos cortadores neumáticos son usados comúnmente en la industria de los oleoductos.

## OBTURAMIENTO

Esta opción no es muy común, ganó cierta fama en Kuwait donde fue aplicada en un 35% del total de los descontrolados, este método consiste en introducir un dispositivo cónico hueco dentro del flujo. Por encima de este dispositivo se instala un soporte roscado que permite obturar el pozo con el flujo desviado verticalmente, el obturador es introducido al descontrol y el camino del flujo vertical se cierra con una válvula.

## TAPONAMIENTO CONVENCIONAL DE UN POZO

Este método requiere la instalación de un nuevo cabezal si éste fue destruido o dañado por el descontrol. Después de exponer la TR interior, se introduce un nuevo cabezal sobre la sarta interior de tuberías y éste es soldado a la sarta exterior de tuberías.

Un ejemplo de este método fue el de un pozo con una TR superficial de 13 3/8", una TR protectora de 9 5/8", y una TP dentro del pozo, el flujo del descontrol era a través de la tubería de 9 5/8", se introdujo un cabezal de TR con un colgador de tornillos abierto a través del flujo por la tubería de 9 5/8".

Se instaló una abrazadera de TR en la tubería de 9 5/8" por encima del cabezal del pozo. Se utilizaron gatos hidráulicos para levantar dicha tubería y re-tensionarla. Se instaló un colgador que envuelve toda la TR con un empacador alrededor de la tubería de 9 5/8", se pusieron a funcionar los tornillos cerrados para asentar completamente el colgador y se purgaron los gatos hidráulicos. La tubería de 9 5/8" se cortó a la longitud deseada con un cortador neumático, y el pozo se tapó con un arreglo de ensambles como el que se muestra en la figura 53.

## CHIMENEAS PARA TAPONAMIENTO

Existen varias configuraciones de éstas, la más usada es la que se observa en la figura 53. Se utilizan preventores ciegos encima del carrete desviador. El preventor ciego extra proporciona un sostenimiento, conforme puede ocurrir erosión en algunos flujos de alta velocidad. El niple de campana largo levanta el flujo por encima de los preventores. El gran peso de estas chimeneas ayuda a estabilizarse a sí mismas conforme éstas son movidas hacia el chorro del flujo. Una vez que la chimenea está en su posición y centrado sobre el flujo, se baja a su posición sobre el chorro.

Algunas veces la fuerza del flujo ha causado que las chimeneas sin apoyo sean lanzadas lejos del pozo, es por esto que, el peso de estas chimeneas es más un beneficio que un inconveniente.

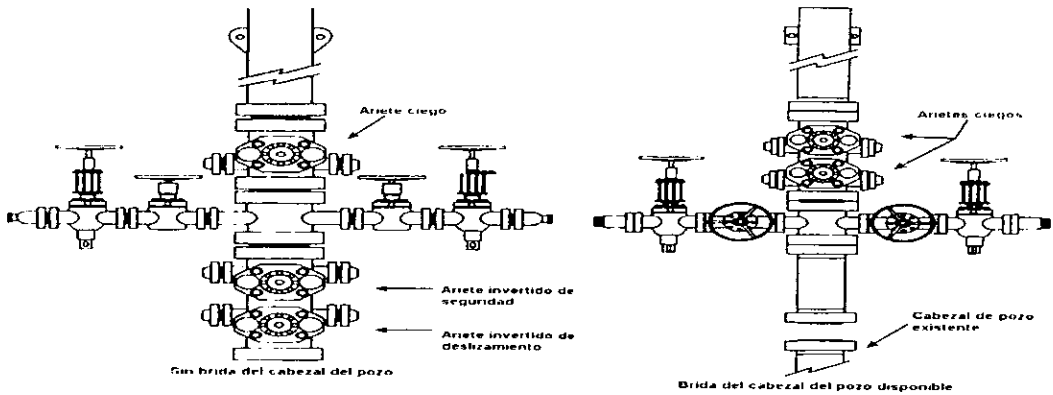


Figura 53.- Dos tipos de ensamblajes para tapar pozos

### TÉCNICA DE GIRO

Esta técnica usa un perno largo entre el collarín debajo de la chimenea y la unión del collarín de la cabeza del pozo. Los collarines son colocados 180° fuera de fase, uno muy cerca del otro. El anillo del sello se suelda con tachuelas dentro de la brida baja de la chimenea. La chimenea se gira a través del flujo con los collarines dividiendo momentáneamente al chorro conforme éste da vueltas sobre un perno en la posición de ensamble.

### TÉCNICA DE INTRODUCCIÓN

Este método consiste en bajar la chimenea corriendo dos cables a través de las dos bridas que se van a acoplar con la ayuda de carretes. Los cables se corren con 180° de separación a través de la brida del cabezal, directamente por la brida de la chimenea y atornillada alrededor de la parte trasera de la chimenea. Este método es el más seguro para instalar una chimenea, pero requiere de más equipo de apoyo y control en las operaciones y en las sartas. Éste es el único método que debe ser usado en flujos muy grandes y de muy alta velocidad.

### TÉCNICA DE TAPAR EL POZO MIENTRAS ESTÁ ARDIENDO

Este método fue utilizado durante un descontrol en 1992 para limitar la contaminación. Se usó una chimenea de tres brazos. Esta chimenea fue posicionada sobre el flujo que salía de la tubería y después se bajó sobre éste. Los preventores deben llevar aislamiento, la pluma debe llevar protección contra el calor y se recomienda usar chorros de agua para mayor protección. La mayoría de los descontrolados pueden ser tapados mientras éstos están ardiendo.



## DESVIACIÓN DEL POZO

Esta desviación del pozo debe hacerse antes de que los preventores se cierren, para prevenir una sacudida del pozo. Esto significa que las líneas desviadoras y los estranguladores estén conectados después de que las chimeneas estén en su posición. Se usan carretes desviadores de agujeros grandes en descontroles de alto gasto con salidas duales de 7 1/16" y cuando se dispone de válvulas de 6 1/8". Se recomienda el uso de líneas desviadoras de diámetro grande cuando se sospeche de la integridad de las tuberías, o cuando el pozo tenga cráteres y cuando sólo se requiera de una presión de flujo mínima.

Si la presión del pozo aumenta, y el gasto es muy grande como para controlar el pozo con seguridad, entonces la tubería debe ser insertada una vez más al fondo para poder matar al pozo desde el fondo.

## TÉCNICA DE SNUBBING

Es muy raro utilizar esta técnica, existe muy poca gente con la suficiente experiencia en este tipo de operaciones. Una de las operaciones más difíciles de realizar en esta técnica es la de pescar la TP y lograr una reconexión hidráulica con el fondo del pozo o una sustitución de la sarta de muy buena integridad.

Durante la realización de este método se puede llegar a tener problemas de pandeo, resistencia de flujo, sólidos de formación, corrosión y daños. En agujero descubierto, el flujo fuera del pescado hace casi imposible atrapar el pescado conforme el flujo empuja al enchufe de pesca lejos de la punta de éste. Existe muy poca probabilidad de éxito con esta técnica en descontroles con TP dentro del agujero descubierto o en pescados que se encuentran más profundo de lo esperado.

## POZOS DE ALIVIO

Actualmente la mayoría de los descontroles garantizan una evaluación de los pozos de alivio como una opción primaria de control. En el pasado, el desarrollo de los pozos de alivio en tecnología y estrategia ocurrió sólo durante las operaciones de control. Ahora, sin embargo, un proceso continuo de mejoramiento ha evolucionado, ayudado por modelos hidráulicos para matar al pozo. Como resultado, la planeación estratégica y nueva tecnología proporcionan una mejor adaptabilidad y un eficiente método de control.

Generalmente la opción de un pozo de alivio ha sido el último recurso para controlar un pozo cuando los otros métodos conocidos fallan. Este método ha cambiado con los requerimientos en tecnología para perforación horizontal, perforación profunda, perforación marina, perforación en ambientes hostiles y perforación en pozos de alta presión. Afortunadamente, los avances en pozos de alivio fue similar al período de crecimiento de la tecnología y ahora proporciona una opción de control viable. El operador de un pozo descontrolado debe considerar un método superficial para matar el pozo antes de realizar una operación de snubbing o tomar la opción de un pozo de alivio. Algunas preguntas que influyen en esta decisión, son:

- ¿ Está el pozo incendiado ?
- ¿ Cuánto tiempo tomará limpiar los escombros?
- ¿ Se podrá tapar el pozo una vez que se tenga acceso a éste?
- ¿ Si existe la posible contaminación de H<sub>2</sub>S, se deberá extinguir el fuego ?
- ¿ Si no existe fuego, se deberá incendiar voluntariamente el pozo para evitar nubes de gas flamable u otro tipo de riesgo?
- ¿ Se puede tapar el pozo mientras éste está incendiado?
- ¿ Se puede cerrar y matar el pozo por medio de circulación o debe ser desviado?
- ¿ Si las TR fallan, causarían un descontrol subterráneo o un pozo con cráter?

Si claramente se ve que no se puede tapar el pozo, la decisión más simple es la de perforar un pozo de alivio. Pero si existe duda en que se pueda matar el pozo después de haber sido tapado, entonces existen las siguientes opciones adicionales:

- Instalación de la unidad de snubbing o de tubería flexible y matar el pozo por medio de circulación.
- Perforación de un pozo de alivio o realizar ambas cosas.

El equipo de planeación debe evaluar rápida y cuidadosamente cada opción, tales como, los riesgos asociados, la contaminación, la intensificación de la gravedad, los obstáculos logísticos, los asuntos públicos, los recursos disponibles y otros factores que podrían anular a la estrategia aceptada. Se deben tomar decisiones complejas, especialmente cuando se consideran operaciones paralelas superficiales y de pozo de alivio.

Para tomar una mejor decisión, el operador debe estar siempre bien actualizado con los cambios en la tecnología, las aplicaciones, las técnicas de planeación y los éxitos probados.

Los cambios en la tecnología de los pozos de alivio siempre han impulsado el refinamiento en la aplicación de las estrategias, a menudo ampliando su rango de usos. La estrategia se ha convertido en sí misma una herramienta, apoyada por los modelos de computadora y el complejo análisis de decisión.

Un pozo de alivio perforado direccionalmente en un descontrol con cráter cerca de Conroe, Texas en 1993, marcó el primer impulso en el desarrollo de los pozos de alivio. Nuevos instrumentos de estudio del agujero y los desviadores de agujero abierto, permitieron controlar exitosamente la perforación direccional.

Los primeros procedimientos consistían en bombear agua al yacimiento para comunicarse con el pozo descontrolado, algunas veces matando el pozo e inundando al yacimiento. En otros casos se bombeó lodo pesado en el pozo descontrolado, antes de obtener comunicación a través de un canal creado por tratamiento ácido o por fracturamiento. Sin embargo, el incremento en las profundidades perforadas, los pozos productores de alta RGA y los yacimientos de baja permeabilidad, dieron pauta a que algunos descontrolados no pudieran ser sometidos con tales métodos.

En 1970, el pozo exploratorio Cox 1 de la Compañía Shell Oil Co de 22,000 pies de profundidad, se descontroló cerca de Piney Woods, Mississippi. Era demasiado dudoso perforar un pozo de alivio con las técnicas de aquellos tiempos. Este reto condujo a la primer intersección directa de un descontrol usando un método de detección. Se desarrollaron instrumentos de cable para detectar la proximidad de la tubería por medio de medidores de distancia y dirección del pozo de alivio a la TR del pozo descontrolado. Finalmente, el pozo fue interceptado y controlado a los 10,500 pies, con la comunicación dada por la perforación del pozo de alivio hacia el pozo descontrolado. Este éxito fue el inicio de los pozos de alivio modernos, estableciendo la estrategia y la planeación para futuros proyectos de este tipo de pozos y las bases para instrumentos comerciales de detección de TR.

### **MAGNETOESTÁTICA**

Durante un descontrol en el Golfo de México, en 1975, se desarrolló la primer herramienta magnetoestática de detección de TR, que aún continua en uso. Estos instrumentos miden perturbaciones del campo magnético terrestre causado por polos magnéticos remanentes en la TR del pozo descontrolado o en la sarta de perforación. La física básica permite la determinación de la distancia relativa y la dirección de un pozo de alivio con respecto al pozo descontrolado. El rango exterior de detección es de 20 a 40 pies, dependiendo de la fuerza del polo magnético.

### **FLUIDOS ESPECIALES DE CONTROL**

En 1976, se usaron fluidos especiales durante un descontrol en el Golfo Pérsico de un yacimiento de alta permeabilidad de gas de la formación Asmari a 3500 pies. El diámetro del agujero era de 17 1/2", con TR a 1100 pies. Cuatro pozos de alivio dieron la comunicación hidráulica con el agujero, pero no fueron capaces de controlar el flujo con fluidos convencionales de control. Esto obligó a usar un sistema de polímeros como fluido de control. Se bombearon dos tipos de polímeros a través de los pozos de alivio. Se bombeó una goma extremadamente viscosa dentro de las cavidades salinas por encima del yacimiento, y un polímero de alto peso molecular dentro de la matriz del yacimiento. La goma llenó todas las cavidades y redujo el flujo de gas mientras que el polímero bloqueó la pérdida de fluido de control a la matriz fracturada del yacimiento. Una técnica similar a ésta fue usada con éxito durante el descontrol del pozo Ixtoc en el Golfo de México en 1980.

Dos descontrolados en 1993 dieron un refinamiento en la aplicación de fluidos especiales de control cuando los fluidos convencionales (agua, salmuera y lodo pesado) no dieron buenos

resultados. Las condiciones necesarias para que un fluido especial pueda establecerse rápidamente, taponar y/o separar dos zonas fluyentes, son las siguientes:

- ↻ Diseñados para yacimientos de gas con alto potencial de flujo, con un esfuerzo bajo de fractura y/o una muy alta permeabilidad y cavernas
- ↻ Ideales para zonas receptoras supercargadas en descontrol subterráneos

Algunos tipos de fluidos especiales incluyen polímeros entrelazados y lineales, con tiempo de gel y esfuerzo controlados por la temperatura y el pH. Otras mezclas reactivas deben bombearse por separado o en partes similares y bombear un tapón para pérdida de circulación. Los tapones suaves (aceite diesel, bentonita y cemento que reacciona con agua) pueden ser usados en ciertas situaciones con mucho éxito. Los productos químicos que forman tapones duros con la mezcla apropiada pueden sellar el agujero o auxiliar en el proceso de matar el pozo cuando estos se combinan con lodo pesado y/o cemento. Un tapón de este tipo controló un pozo en Argentina en 1993.

### MÉTODO DINÁMICO PARA MATAR EL POZO

En 1978 la Mobil Oil documentó la técnica del "Método dinámico para matar el pozo" en un descontrol de gas en el campo Arun, Indonesia. La técnica consiste en circular inicialmente un fluido ligero, como por ejemplo agua, con la suficiente presión para matar el descontrol, seguido de un bache de lodo con suficiente densidad para contener la presión del yacimiento. La ventaja de este método es que se puede usar cuando la presión para matar el pozo dentro del agujero debe ser controlada para prevenir la fractura de la formación y usa cálculos simples de hidráulica. La desventaja de este método es el alto requerimiento de potencia (hp) para matar el pozo con un fluido ligero.

### DETECCIÓN ELECTROMAGNÉTICA DE LA TR

Durante un descontrol en 1980 en el Golfo de México, se dio el desarrollo comercial del primer instrumento electromagnético activo. Por medio de la aplicación de una corriente eléctrica a la tubería del pozo descontrolado, un instrumento con cable en el pozo de alivio puede detectar el campo magnético inducido. Los sensores del instrumento miden la dirección del campo y su intensidad, dando los datos necesarios para calcular la distancia relativa.

Un descontrol en 1982, demostró que una TR puede ser detectada en un rango de al menos 200 pies, usando una técnica de campo modificada con inyección de corriente al agujero. Esta técnica localizó eficientemente las tuberías del descontrol para una intersección directa. La detección de la TR y otros desarrollos en estudio y las mediciones mientras se perfora (MWD) probaron la técnica para triangular un pozo descontrolado, logrando con esto reducir los taponamientos y las desviaciones del pozo.

## EQUIPO SUPERFICIAL PARA MATAR EL POZO

Los requerimientos básicos no han cambiado, pero los avances en el fracturamiento hidráulico de alta presión tuvieron un gran incremento en la década de los 80 para el control de las operaciones de someter al pozo. Existen montajes de bombeo de alta presión portátiles montados en patines, estos montajes tienen tubos con varias salidas (manifolded) y pueden ser apilados si es necesario para aplicaciones en operaciones costa fuera. Se cuenta con bombas de alta potencia para operaciones en tierra. Hoy en día todas las bombas pueden ser operadas remotamente desde un punto de control, facilitando los cambios rápidos en las velocidades de bombeo o en los fluidos de control, esto ayuda a que las operaciones de bombeo para matar el pozo sean más coordinadas y controladas. En la actualidad existen sistemas modulares de alta presión con entradas para varios tubos de diversos tamaños para presiones de descargas de hasta 20,000 psi.

Los descontrolados costa fuera plantean muchos problemas en el acceso a la cabeza del pozo, en el equipo de bombeo y en las líneas de matar. La tecnología de la tubería de acero flexible permite conectarse a cabezales submarinos en aguas profundas. Las válvulas operadas remotamente, las válvulas de alivio y las unidades de desconexión hidráulica permiten un rápido aislamiento de la línea de matar en una forma segura y práctica durante las operaciones para matar el pozo.

## SISTEMAS DIRIGIBLES

En 1988 fueron usados por primera vez los sistemas dirigibles de perforación direccional en un pozo de alivio. Utilizando motores con bastidores curvados en varias configuraciones con un sistema de medición mientras se perfora (MWD) se facilita la precisión de trabajo requerida para perforar pozos de alivio con trayectorias complejas para clasificar la triangulación y las intersecciones directas.

En 1989, 20 años de nuevas tecnologías y estrategias probaron su efectividad durante un descontrol en el Mar del Norte, con una intersección directa de un agujero de 8 1/2" a una profundidad de casi 5 Km. No se requirió de desviar y sólo se hicieron 9 arreglos electromagnéticos.

El proyecto favoreció el desarrollo de un software sofisticado de simulación hidráulica para matar el pozo. Este software permite una completa evaluación de muchas situaciones para matar el pozo con una variedad de sensibilidad, para determinar el método más eficiente de control.

## DETECCIÓN ELECTROMAGNÉTICA

Los avances en la detección electromagnética han reducido la inseguridad en las mediciones de la distancia relativa. Ahora es posible obtener mediciones directas de la distancia independientemente del flujo de corriente en el blanco a distancias de hasta 30 pies con incertidumbres de  $\pm 5\%$  de la distancia. Existe otra herramienta que proporciona medidas a través del eje z, que permite la colocación de un pozo vertical sobre un descontrol horizontal

u otra situación de aproximación de ángulo. Un sensor en el pozo de alivio mide el campo magnético inducido y determina la distancia y la dirección relativa con incertidumbres menores que  $\pm 10\%$  de la distancia.

## GUÍA RÁPIDA DE PLANEACIÓN DE UN POZO DE ALIVIO

La siguiente guía nos muestra los pasos en la planeación de un pozo de alivio, basada en la tecnología probada. El diseño requiere de muchas revisiones antes de que se lleve a cabo un plan aceptable. El ambiente del descontrol afecta al proceso de planeación, si el ambiente o la severidad de éste cambia, el plan del pozo de alivio podría cambiar drásticamente.

El primer paso es determinar si el pozo descontrolado puede ser tapado y matado por circulación a través de las tuberías. Si existe cierto grado de inseguridad en la capacidad de tapar el pozo, entonces se debe de formar un equipo de planeación de ataque preventivo del pozo de alivio.

Si el pozo no puede ser tapado, se debe de iniciar la perforación del pozo de alivio tan pronto como sea posible. Si el pozo puede ser tapado pero no matado, entonces se debe usar una unidad de snubbing o una de tubería flexible para circular el fluido de control o debe perforarse el pozo de alivio, o también se puede iniciar ambas operaciones simultáneamente. Las ventajas de ambas podrían ser alteradas si no se hace caso a ciertos factores tales como seguridad, contaminación, etc.

Podría ser más efectivo en el costo la perforación de un pozo de alivio que una operación de snubbing si:

- ⇒ Un descontrol puede ser tapado, pero no puede ser cerrado sin el riesgo de un descontrol subterráneo. Éste puede ser puesto en producción de emergencia mientras se perfora el pozo de alivio.
- ⇒ Una evaluación del riesgo en el deterioro de la TR durante las operaciones de pesca indica una posibilidad de que se cause un descontrol subterráneo, incluso mientras el pozo está en producción.
- ⇒ Un problema serio de contaminación requiere que el pozo sea incendiado para limitar el daño al medio ambiente.

La figura 54 nos muestra un diagrama de flujo para el control de un pozo por medio de la perforación de un pozo de alivio.

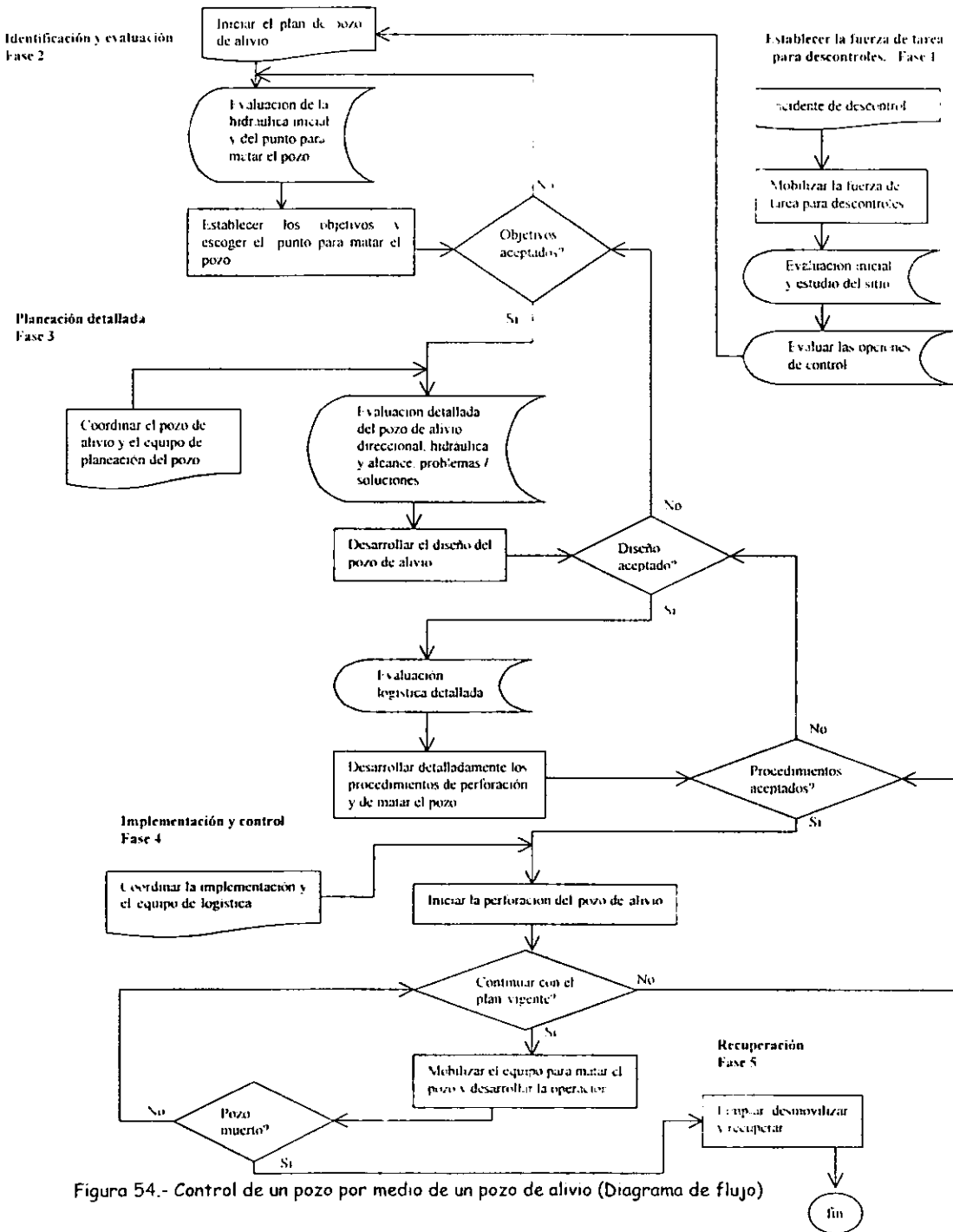


Figura 54.- Control de un pozo por medio de un pozo de alivio (Diagrama de flujo)

## FUERZA DE TAREA

Se recomienda organizar una fuerza de trabajo dedicada para planear y ejecutar el pozo de alivio. El líder de esta fuerza de tarea debe de ser un ingeniero de perforación o un director de perforación, debe existir un equipo de planeación de oficina y uno de campo para ejecutar las operaciones. Los equipos, normalmente son divididos en dos grupos, uno para planear la operación de matar el pozo y el otro para planear la perforación y el programa de intersección. Se debe asignar para cada grupo por lo menos un consejero o un ingeniero de perforación con experiencia. Se debe también integrar el personal de apoyo conforme las necesidades del proyecto lo vaya requiriendo.

Una vez que ha sido formada la fuerza de tarea, se deben considerar las siguientes cuestiones:

- ¿Se lleva demasiado tiempo conseguir el equipo, los contratistas y las provisiones?
- ¿Qué tipo de sarta hay disponibles y si estas son confiables para perforar un pozo de alivio?
- Si la sarta está lista, ¿se puede elegir inmediatamente una localización superficial e iniciar la perforación del pozo antes de que se complete la planeación?
- ¿Qué tamaño y grados de TR serán requeridas y si realmente las hay disponibles?

La planeación de un pozo de alivio es un proceso paralelo y repetitivo que requiere una evaluación simultánea del programa de bombeo para matar el pozo y del programa de perforación e intersección.

La experiencia ayuda a hacer algunas suposiciones iniciales. Se analiza el equipo, el perforador analiza la perforación y el programa de intersección basado en el punto elegido. Si en algún detalle se encuentra inaceptable el punto elegido, éste será movido y se volverá a analizar hasta que se llegue a un plan aceptable.

Una vez que el diseño de pozo de alivio escogido ha sido presentado, éste debe ser analizado continuamente en la seguridad, la logística, la probabilidad de éxito y la economía.



## CAPÍTULO IX. - CASOS REALES DE DESCONTROLES

El pozo vertical F-1, localizado en un trípode sobre un tirante de agua de 66 pies fue puesto en producción por primera vez en la arena A-4 en enero de 1990. La arena A-1 fue perforada y comunicada con la A-4 en mayo de 1991. En agosto 20 de 1992, el pozo se cerró por el huracán Andrew. Antes del cierre el pozo producía 15 MM pies<sup>3</sup>/día de gas, 1108 barriles de aceite por día y 13 barriles de agua por día, a una presión de 8550 lb/pg<sup>2</sup>.

La última presión de cierre registrada fue de 11300 lb/pg<sup>2</sup>. Las presiones en el anular antes del cierre eran de 3300 lb/pg<sup>2</sup> en 7 5/8", 4500 lb/pg<sup>2</sup> en 11 7/8" y de 0 lb/pg<sup>2</sup> en 16". Después del huracán Andrew, la presión en la TR de 7 5/8" se había incrementado a 6200 lb/pg<sup>2</sup>; el pozo permaneció cerrado por el daño causado en la red local de tuberías.

El 4 de noviembre de 1992 se registró una presión excesiva de 10400 lb/pg<sup>2</sup> en la TR de 11 7/8" durante el chequeo diario. Las TR de 7" y de 2 7/8" de producción se habían roto por debajo del empacador colocado a 9500 pies un poco antes del desarrollo de esta presión. El 16 y 17 de noviembre, se hicieron intentos de bombear por la TR de 11 7/8" sin éxito alguno. El 19 de noviembre, se corrió un registro combinado de ruido, presión y temperatura a 17657 pies. Se descubrió un flujo subterráneo a 4600 pies con una salida del flujo en la TR de 2 7/8" a 14289 pies.

El 23 de noviembre de 1992, un registro de molinete midió un repentino incremento en el flujo del pozo, con un decremento común en la presión de fondo fluyendo. Esto indicaba la condición deteriorada del pozo. El 30 de diciembre de 1992, se corrieron registros de producción para mapear el camino y las condiciones del flujo subterráneo. El 9 de enero de 1993, la "Odeco Ocean Columbia" llegó al lugar del descontrol e inició las operaciones de control de este pozo.

El 18 de diciembre de 1992, se corrió el primer registro de temperatura, éste dió un indicativo del camino y las condiciones del flujo subterráneo. Las condiciones a 14500 pies fueron de 13625 lb/pg<sup>2</sup> a 288°F, la temperatura a 4600 pies era de 190°F. Un cambio en el gradiente de temperatura ocurrió a 10810 pies, se supuso una salida de gas fuera de la TR de 7" y posiblemente en la de 11 3/4", hubo un segundo cambio a 7850 pies, se pensó entonces que era el punto de salida para el gas fuera de la de 11 3/4" y también hubo un efecto de temperatura en la cima del cemento. El flujo continuó por el espacio anular de la TR de 11 3/4" X 14 3/4" hacia la arena expuesta más somera localizada directamente debajo de la TR de 16" situada a 4469 pies. Una presión de fondo fluyendo muy alta en la TR de 2 7/8" indicó un camino de flujo muy estrecho.

El segundo registro de temperatura se corrió el 30 de diciembre de 1992, éste indicó una menor restricción en el camino de flujo, esto se supuso por la pendiente marcada a 12200 pies en el registro, indicando que una arena a esa profundidad era el punto de mayor entrada de los fluidos invasores. Un flujo menor se movía hasta los 4600 pies, esto lo indicó una temperatura menor de 183° F el pozo estaba descontrolado con un gasto muy alto.

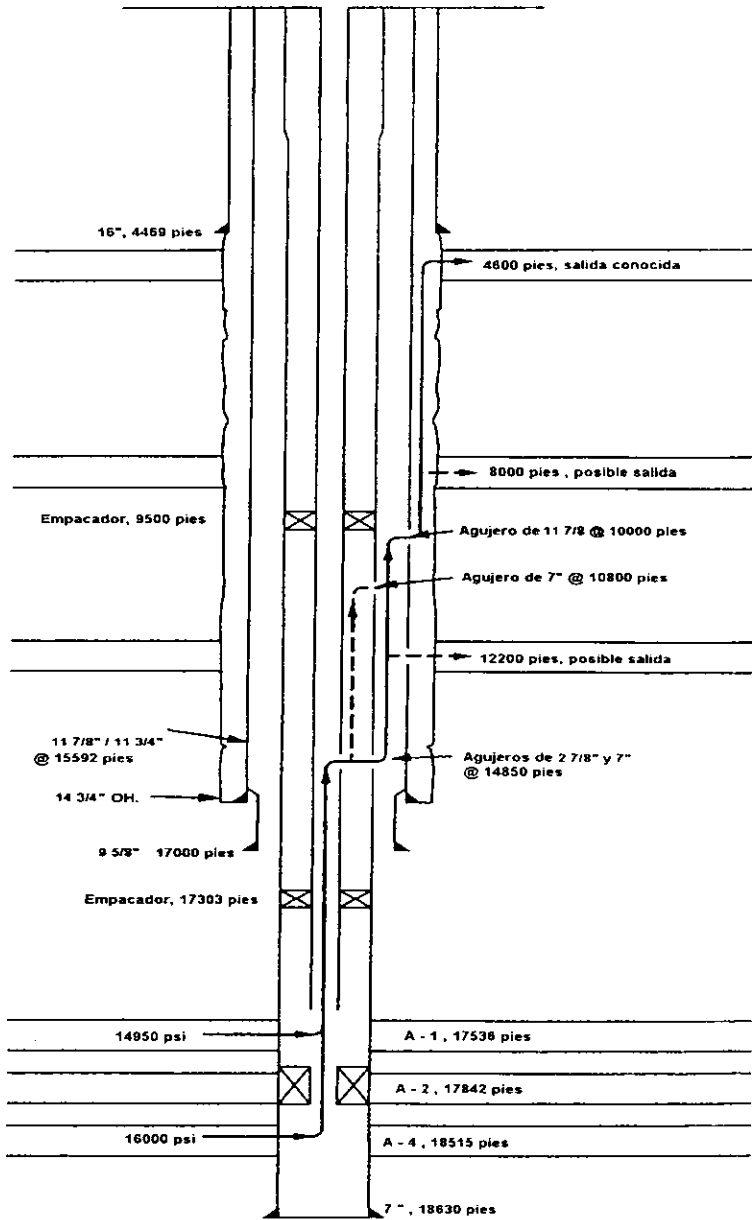


Figura 55.- Camino de flujo del descontrol subterráneo del pozo South Timbalier 76 F-1

La presión cayó a 10380 lb/pg<sup>2</sup> y la temperatura se incrementó a 301° F. los registros TDT(Thermal Decay Time) confirmaron la entrada de gas en las arenas a 4600 y 12200 pies. Los registros de producción fueron usados para estimar el gasto y restricciones en el camino de flujo.

Para simular el descontrol se usó el software denominado "Well Flow Dynamics", con datos tomados de los registros que se corrieron. Se determinó que era posible matar el flujo con un método dinámico usando un lodo de 18.5 lb/gal a un gasto de 6 a 7 bbl/min a una presión superficial máxima de 12500 lb/pg<sup>2</sup> en un diámetro de TR de 2 7/8". Se temía que se presentara una posible y continua pérdida de lodo después de la operación para matar el pozo.

En todo método dinámico para matar el pozo se presenta fricción, mientras esta fricción se presenta, se desarrolla suficiente presión de fondo para matar el pozo. Se supuso que el mayor problema para este pozo era el peso estático de los fluidos de control, pero el método fue evaluado como la opción de menor riesgo, con la continua pérdida del lodo como principal desventaja después del problema de la operación.

Los servicios especiales de Halliburton instalaron un equipo para bombear lodo de 18.5 lb/gal a 12500 lb/pg<sup>2</sup> a un gasto de 7 bbl/min en la tubería de la Odeco Ocean Columbia. Se instalaron las conexiones para permitir el bombeo y la purga dentro de la tubería y del espacio anular. Se colocaron grifos de presión, así como varios medidores de flujo en todas las tuberías y el espacio anular. Para facilitar esta tarea se usaron válvulas operadas a control remoto.

El fluido de control fue mezclado en tierra y transportado costa afuera. Los botes de suministros fueron equipados con bombas de alta presión de desplazamiento positivo para acelerar la transferencia del lodo. Durante el intento del método dinámico se almacenó el lodo requerido en estos botes de suministros. El reto más complicado fue el de obtener una carga confiable de lodo de 18.5 lb/gal en el manifold de succión de Halliburton, ya que las bombas centrífugas no manejan este tipo de lodo de alta densidad y viscosidad.

La figura 56 nos muestra un registro de temperatura tomado en este pozo descontrolado en dos fechas distintas.

## ÉXITO DE LA OPERACIÓN

El pozo fue sometido con éxito usando un lodo de 18.5 lb/gal a un gasto de 6 a 7 bbl/min. Desafortunadamente, las pérdidas vistas después de la operación estuvieron en el rango de 1.5 a 2 bbl/min, el bombeo continuo después de la operación indicó que ya no estaba ocurriendo una salida de lodo, pues la presión de inyección se incrementaba lentamente con el tiempo. Después de muchas horas de bombeo, para mantener la operación se decidió intentar sellar las pérdidas en el anular con una combinación de materiales de pérdida de circulación y con un material conocido como Diesel M.

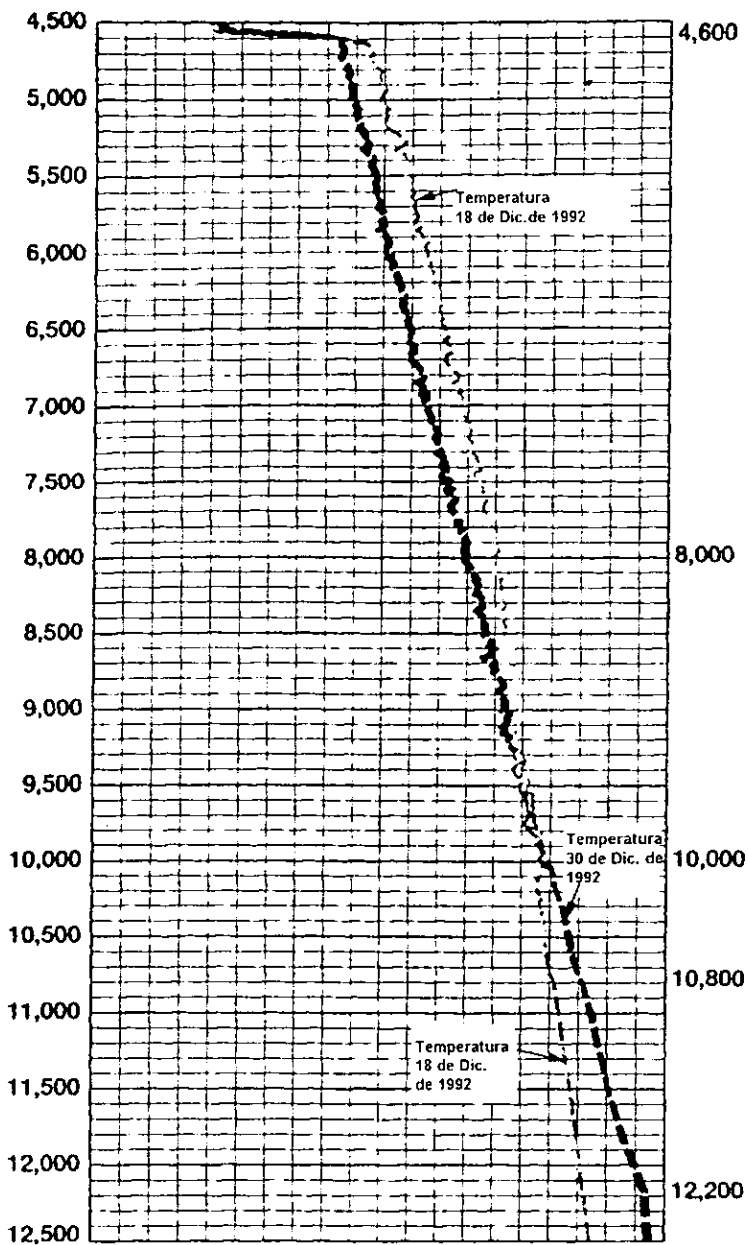


Figura 56 - Registros de Temperatura tomados los días 18 y 30 de diciembre de 1992

Se mezcló un bache de Diase M limpio de 50 bbl con densidad de 18.5 lb/gal, el Diesel M limpio fue bombeado y desplazado dentro del espacio anular, seguido por el lodo. Una manguera de succión dividió al Diesel M con el lodo mientras se bombeaba. La viscosidad sostiene al lodo aceptado de 18.5 lb/gal en un tubo-U fuera de la mezcla y permite la pérdida hidrostática. El pozo comenzó a fluir de nuevo y el método dinámico se perdió. Como se sospechaba, las pérdidas continuas de lodo hicieron muy difícil la transición al método estático

Las figuras 57 y 58 nos muestran las gráficas de tiempo contra presión y gasto, respectivamente, del método dinámico para matar el pozo durante este flujo subterráneo.

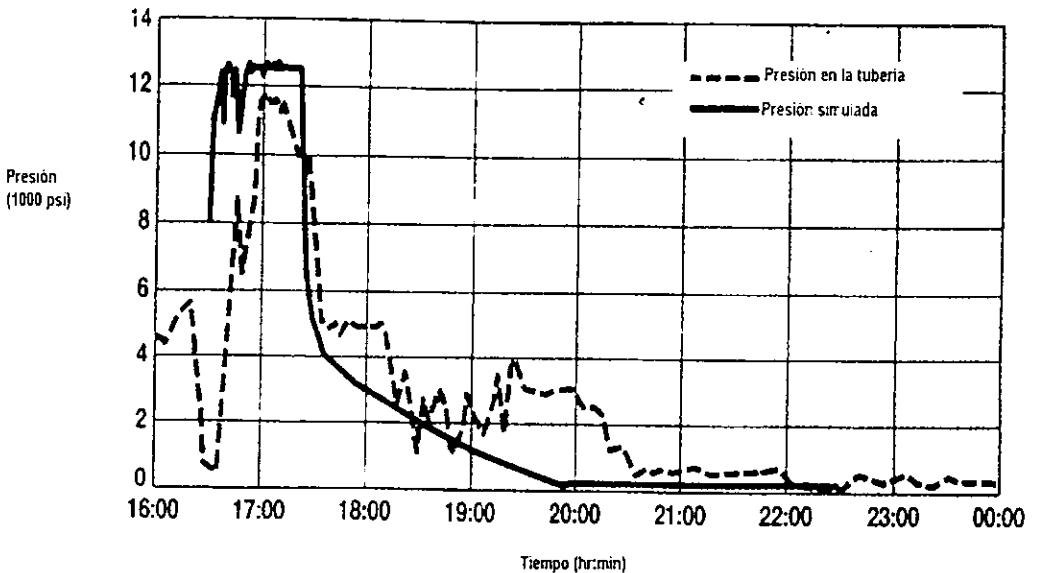


Figura 57.- Método dinámico para matar un flujo subterráneo con lodo de 18.5 lb/gal y una presión de 12500 lb/pg<sup>2</sup>, por una tubería de 2 7/8".

Basándose en la dificultad de obtener un método estático, se decidió intentar sellar el espacio anular detrás de la TR de 2 7/8" con el material llamado gunk (bentonita y aceite diesel)

La clave para utilizar el gunk es de segregarlo totalmente en cualquier fuente de agua hasta obtener la reacción de taponamiento deseada. Todas las bombas, manifolds y líneas fueron lavadas con diesel. Se utilizó una revoladora de cemento de 100 barriles para mezclar y almacenar el gunk. La inyección se inició con 90 barriles de gunk en la revoladora. El espacio anular de 1 1/4" X 2 7/8" fue desplazado con agua. El gunk fue bombeado por la TR de 1 1/4" dirigido por 10 barriles de diesel. Inicialmente, el gunk fue bombeado a un gasto de 1 bbl/min, con un gasto de agua > 0.2 bbl/min por el espacio anular.

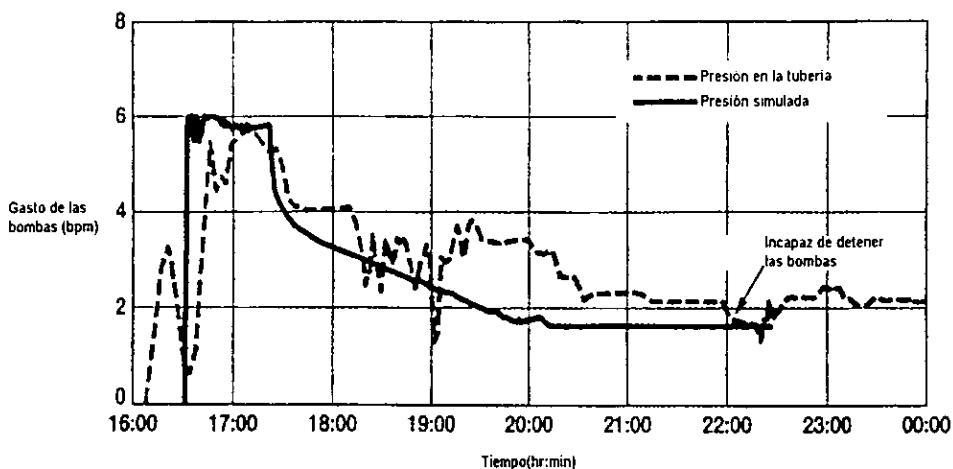


Figura 58.- Método dinámico para matar un flujo subterráneo con lodo de 18.5 lb/gal y un gasto de 6 bbl/min, por una tubería de 2 7/8".

Se inyectó en el espacio anular a una relación de 2 partes de gunk por 1 de agua. Un total de 58.2 bbl de gunk, que se mezclaron con 31 barriles de agua dentro del espacio anular. Antes de la inyección, la presión de cierre en el espacio anular era de 4800 lb/pg<sup>2</sup>. La presión de inyección obtenida al final fue de 8300 lb/pg<sup>2</sup> en una columna de agua a un gasto de 0.5 bbl/min.

Se suspendió el bombeo del gunk y se continuó bombeando agua, para desplazar el gas fuera del pozo en la arena A-1. Esta inyección inicial fracasó durante este desplazamiento. Se intentó una segunda inyección con un volumen restante de 20 barriles.

Se registró una presión superficial en el espacio anular de 5200 lb/pg<sup>2</sup> cuando se suspendió el bombeo. La segunda inyección se inició con una relación 1:1 de gunk con agua. La tendencia de la presión de inyección indicó un camino de flujo diferente que había sido presionado en el segundo intento, la presión indicó que la inyección había vuelto a abrir el agujero. Existía un volumen sobrante de gunk insuficiente para completar esta inyección. La presión estática final en el espacio anular fue de 5400 lb/pg<sup>2</sup>, y la presión de fondo fluyendo a 14828 pies fue de 11823 lb/pg<sup>2</sup>.

La presión inicial en el espacio anular fue de 6100 lb/pg<sup>2</sup> a un gasto de 0.5 bbl/min antes de iniciar la tercer inyección. No se observó ningún incremento en la presión del espacio anular hasta que se desplazaron 15.3 barriles de gunk dentro del agujero. La relación inicial de la mezcla fue de 4:1 (gunk con agua). Se observaron 4 nuevas rupturas antes de que se inyectara en el espacio anular, la relación de la mezcla final fue de 1:1. Se inyectó un total de

52 4 barriles de gunk con 29 4 barriles de agua para obtener la presión final de inyección en el espacio anular de 8100 lb/pg<sup>2</sup>. Se observó una presión estática de inyección de 8000 lb/pg<sup>2</sup>. Esto fue igual a 14423 lb/pg<sup>2</sup> a 14828 pies, o > a 15000 lb/pg<sup>2</sup> a la profundidad de la arena A-1. Esto excedió la presión estática del yacimiento de la arena A-1 y terminó con el flujo subterráneo.

Durante un viaje de la tubería después de la tercer inyección, se introdujo una burbuja y quedó atrapada en la TR de 2 7/8". El gas emigró a través del pozo y causó que la presión en éste se elevara. Finalmente, esta presión se elevó por encima de la presión de inyección obtenida con la tercer inyección. La inyección se debilitó y la presión superficial en el espacio anular cayó a 6200 lb/pg<sup>2</sup>, provocando que se reiniciara el flujo subterráneo.

### POZO APARENTEMENTE MUERTO

Se introdujo la tubería a la profundidad de la TR de 2 7/8" en el agujero, y se hicieron los preparativos necesarios para inyectar por cuarta vez usando un lodo de 17.5 lb/gal. Se desplazó por el espacio anular 64 barriles de lodo de 17.5 lb/gal. Las presiones durante este desplazamiento indicaron que la inyección se había remediado y el lodo estaba matando el flujo.

Se introdujo gas al pozo durante un viaje, el cual emigró alrededor de la TR de 1 1/4", esto provocó que se pegara esta tubería. Se utilizaron mantas eléctricas de inducción de calor para disolver los hidratos del gas y liberar la TR de 1 1/4". El espacio anular fue cargado con 80 barriles de lodo de 18.5 lb/gal a un gasto de 1 bbl/min. La presión final en el espacio anular superficial fue de 321 lb/pg<sup>2</sup>, y el pozo parecía que estaba muerto.

### REINICIO DEL FLUJO SUBTERRÁNEO

Se hicieron dos intentos de colocar tapones mecánicos en la TR de 2 7/8" por debajo del agujero a 14828 pies. El gas inyectado y los hidratos del gas provocaron que se atascara un empacador inflable en el agujero. Durante los viajes para pescar esta herramienta y limpiar la TR de 2 7/8", la inyección del gunk se debilitó y se reinició el flujo. Se atascó un tapón en el agujero a 14828 pies por el flujo renovado, lo que complicó más las operaciones de control del pozo. Se cree que la inyección del gas y las características de la inyección suave del gunk provocaron que se reiniciara el flujo.

El flujo se confirmó el 13 de febrero de 1993 por un tercer estudio de presión - temperatura. Se observó un marcado gradiente de temperatura a 4600 pies, como en el primer estudio. La temperatura a 4600 pies fue de 236°F, contra las registradas en diciembre 19 de 190°F y de 183°F en diciembre 30. La presión de flujo a 14500 pies era de 10730 lb/pg<sup>2</sup> contra las 13625 lb/pg<sup>2</sup> registrada en diciembre 19 y de 10380 lb/pg<sup>2</sup> registrada en diciembre 30. La temperatura a 14500 pies era de 298°F contra las que se registraron en diciembre 19 de 288°F y de 301°F en diciembre 30.

La interpretación de estos datos indicaron que existía un flujo menor, comparado con el de diciembre 30. En el registro tomado el 19 de diciembre no se observó flujo a 12200 pies. Todo el flujo ocurría a 4600 pies, como lo indicaba la alta temperatura a esa profundidad.

### INYECCIÓN FINAL DEL GUNK

Basándose en las experiencias de las inyecciones anteriores y el intento dinámico de matar el pozo, se identificaron los siguientes problemas:

- ☞ Una resistencia limitada de taponamiento en el espacio anular
- ☞ Un desarrollo limitado hidrostático en el espacio anular
- ☞ Una invasión de gas durante los viajes

Para resolver esos problemas, se llevaron a cabo los siguientes planes:

- ☞ Uso de bentonita y cemento mezclados en diesel para una mayor fuerza de taponamiento en el espacio anular
- ☞ Se mezcló el gunk con lodo de 18.5 lb/gal para obtener una mezcla de taponamiento más densa y obtener un desarrollo de presión hidrostática mayor en el espacio anular
- ☞ Se inyectó en las perforaciones de la arena A-1 cemento para permitir los viajes sin riesgo de invasión de gas

### INYECCIÓN EXITOSA

Se mezcló un bache de 100 barriles de bentonita, cemento y diesel, y se obtuvo una densidad del gunk de 11.2 lb/gal. El tapón perdido fue localizado a 14828 pies y por el espacio anular se desplazó lodo de 18.5 lb/gal. La presión inicial en el espacio anular fue de 5216 lb/pg<sup>2</sup> a un gasto de 0.26 bbl/min con un lodo de 18.5 lb/gal. Un total de 90 barriles de gunk fue bombeado fuera de la TR de 1 1/4" y mezclados con un lodo de 18.5 lb/gal. La relación final de la mezcla fue de 1.7:1 de gunk y lodo, y la presión final en el espacio anular fue de 5683 lb/pg<sup>2</sup> a un gasto de 0.26 bbl/min.

Las 467 lb/pg<sup>2</sup> de incremento en la presión indicó que gracias a la inyección de un lodo de 18.5 lb/gal en el espacio anular, el gas fue controlado. En la TR de 1 1/4" se desplazó lodo de 18.5 lb/gal y el pozo estaba sobre desplazado con ese fluido a un gasto de 0.75 bbl/min a través del espacio anular de las TR de 1 1/4" y la de 2 7/8". La presión en la tubería y en el espacio anular llegó a cero cuando se suspendió el bombeo, con el pozo lleno con lodo de 18.5 lb/gal, de esta forma el pozo quedó muerto.

Se mezcló un tapón de cemento de 17.2 lb/gal y se bombearon 20 barriles de este a la TR de 1 1/4" y a las perforaciones de la arena A-1. El tapón fue desplazado a 15800 pies, se cerró el pozo por más de 30 horas mientras se esperaba para que fraguara el cemento.



Se corrió un cuarto registro de presión y temperatura el 19 de febrero para confirmar el cese de todo el flujo subterráneo. El registro bajo fue tomado a una temperatura máxima de 197°F a 4600 pies a las 17:15 horas del 19 de febrero comparada con los 236°F el 13 de febrero. El registro superior indicó una temperatura máxima de 182°F a 4600 pies a las 23:10 horas del 19 de febrero. Esta caída de 15° de temperatura en 6 horas, en combinación con el gradiente normal de temperatura visto debajo de 4700 pies, confirmó que el pozo estaba muerto. Encima de 4500 pies, el pozo estaba más frío de lo normal por la circulación y el gas llenando el espacio anular entre la TR de 11 7/8" y 16". El pozo quedó completamente estático durante la operación de la toma del registro, el lodo espeso no permitió la toma de registro por debajo de 11600 pies.

## RECOMENDACIONES

Durante este descontrol se aprendió que no se debe dejar ningún cambio de presión sin explicación alguna, y no se debe bombear ningún fluido sin un conocimiento anterior de las características de las caídas de presión. El medidor de reología Van 35 a la velocidad de 6 fue usado para obtener el dato de la viscosidad precisa en todos los fluidos a temperaturas elevadas.

El uso del gunk fue la llave para el éxito en el control de este pozo. Ningún otro material tiene la misma habilidad de colocarse al aire en un flujo de gas y una característica ilimitada de tiempo de bombeo. Nunca antes se había intentado la mezcla del gunk con agua o con lodo para ser usado en un agujero delgado de 1 1/4" para controlar un flujo subterráneo de alta presión.

## DESCONTROL DE GAS EN LA INDIA TAPADO Y SOMETIDO EN 17 DÍAS

El 8 de enero de 1995, el pozo de gas Pasarlapudi 19 perforado por la compañía India Oil and Natural Gas Corp. (ONGC), cerca de Amalapuram, India, a 295 millas al este de la capital del Estado, Hyderabad, se descontroló mientras el operador estaba recuperando un pescado pegado en un agujero desviado. El 26 de febrero la ONGC otorgó el contrato para controlar el pozo a la compañía International Well Control (IWC).

El 15 de marzo, los equipos de manejo de crisis de la IWC y la ONGC terminaron de extinguir el fuego, tapar el pozo y matar el descontrol, el cual fue descrito por el equipo experimentado como uno de los 2 ó 3 más grandes que jamás hayan visto.

A continuación se describe la forma en que se extinguió el fuego y se tapó el pozo, los procedimientos dependieron en gran medida de la exitosa aplicación del fluido cortador abrasivo suministrado por los servicios energéticos de Halliburton.

## INTRODUCCIÓN

El pozo estaba siendo perforado con una desviación de 40° aproximadamente a 12800 pies, alrededor de 100 pies del final de la profundidad verdadera una TR de 9 5/8" había sido

asentada encima de la zona de interés. El pozo se descontroló y después se incendió mientras se intentaba sacar un pescado pegado en agujero abierto. Cuando la IWC llegó al sitio, los escombros de la sarta habían sido ya removidos parcialmente, se había aplicado una pequeña detonación para extinguir el fuego pero ésta falló, y se había iniciado un proyecto de pozo de alivio pero éste fue cancelado.

Se estimó que el flujo de gas era de más de 450 MM pies<sup>3</sup>/día, las llamas alcanzaron una altura de unos 300 pies, éstas salían por los lados del cabezal dañado y con esto se tenía una aproximación máxima sin ropa protectora de 450 pies, la presión fluyente era de 4500 lb/pg<sup>2</sup>.

Cuando la IWC llegó el 25 de febrero e inspeccionó el sitio, se preparó un plan detallado y éste fue puesto en acción inmediatamente. Se estimó que el trabajo podía ser terminado en 17 días. Todo el equipo incluyendo el cortador de arena de Halliburton fue movilizado desde Duncan, Oklahoma. Se ordenó construir una nueva carretera para el fácil acceso al pozo.

El trabajo de remover los escombros se inició el 27 de febrero, incluyendo el malacate, la subestructura, tanques de lodo y las tuberías. Se proporcionaron 2 bombas contra incendio para aproximarse por la parte trasera. La ONGC construyó un suministro de agua y dirigió chorros constantes hacia el fuego durante toda la operación.

El 4 de marzo, la mayoría de los escombros habían sido removidos. Cuando llegó el cortador de arena fue montado por la ONGC a la góndola.

Cuando el pozo se descontroló, se dañó el cabezal de tal forma que el fuego se inició por la parte superior, por los lados del cabezal del pozo y por el colector. En el lapso de un día, la cuadrilla cortó el preventor con pernos agudos en la parte posterior de la brida para lograr con esto que el fuego fuera vertical.

La figura 59 nos muestra el cabezal dañado del pozo y las partes que éste lo integraban.

Aún con esta tarea terminada, una gran cantidad de fuego superficial permanecía. Y después de una inspección de los preventores que quedaban, se descubrió que el problema del fuego superficial y la presión era causado porque los arietes de los preventores estaban cerrados.

De esta forma fue necesario remover de la cabeza del pozo los preventores dobles tipo U de 13 5/8", de 10000 lb/pg<sup>2</sup>. Como se muestra en la figura 61, el cortador de arena una vez más cortó los pernos de la brida permitiendo que la columna de preventores y el carrete de perforación fueran removidos, dirigiendo todas las flamas verticalmente.

El 10 de marzo, la cuadrilla intentó extinguir el fuego bombeando 25000 gal/min de agua desde los soportes espaciados 360° alrededor del pozo. Este intento no tuvo éxito.

Al día siguiente, se intentó extinguir el fuego con una pequeña carga explosiva de 250 lb sin éxito. El fuego logró extinguirse con una segunda carga de 700 lb de dinamita que explotó sobre la cabeza del pozo.

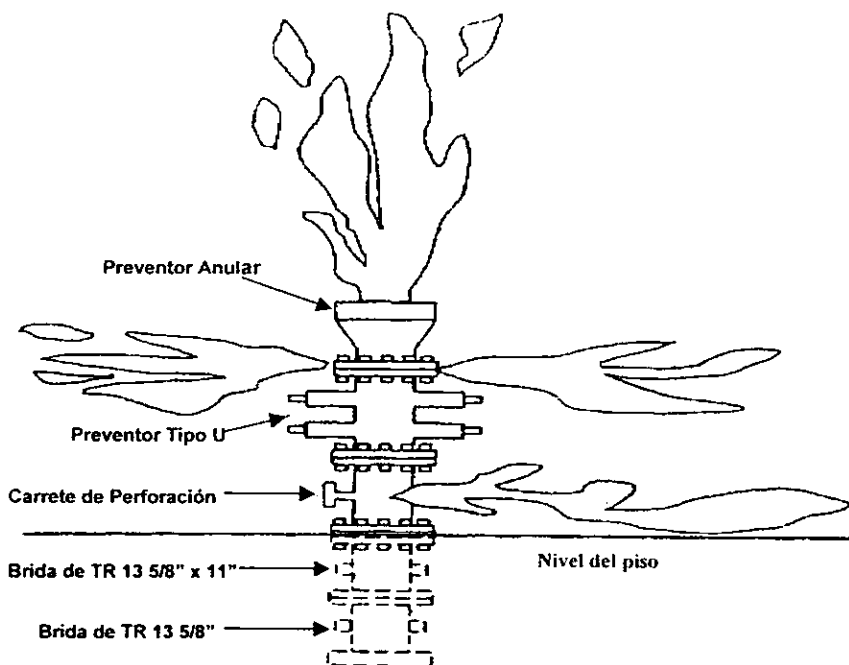


Figura 59.- Cabeza del pozo antes de la operación de taponarlo con las flamas saliendo del preventor anular y del carrito de perforación dañados.

Después la cuadrilla excavó alrededor del pozo y determinó que el carrito de la TR de 13 5/8" x 11" estaba dañado, éste fue removido para permitir el uso del carrito del colgador de 9 5/8" para la operación de taponar el pozo. Para remover el carrito superior, se colocaron abrazaderas temporales en las bridas, los pernos fueron removidos y se quitaron las abrazaderas con la ayuda de los cables atados a los bulldozers, permitiendo que el carrito fuera removido por el flujo del gas, como se muestra en la figura 62.

#### PROCEDIMIENTO PARA TAPAR EL POZO

El 12 de marzo, la cabeza del pozo estuvo lista para la operación de taponamiento. Como se muestra en la figura 63, se utilizó una grúa para colocar el conjunto de preventores de 13 5/8" de 10000 lb/pg<sup>2</sup> en la parte superior del carrito del colgador. Los cables fueron roscados a través de los agujeros de las bridas y jalados por un bulldozer para alinear el nuevo conjunto de preventores con el cabezal del pozo. Cuando el nuevo conjunto estaba posicionado sobre la cabeza del pozo, el flujo de gas fue dirigido hacia arriba, después se

fijo con pernos el conjunto de preventores y las líneas desviadoras insertadas al estrangulador del manifold.

Se cerraron los arietes de los preventores y el flujo fue dirigido al estrangulador del manifold. El flujo fue decrementándose lentamente a cero a través del estrangulador ajustable para ayudar a prevenir un golpe de ariete.

El 15 de marzo, se mató el pozo por medio del bombeo de lodo de 14.5 lb/gal a través de la TR de 9 5/8".

La figura 60 muestra el preventor dañado del pozo y cómo es que éste impedía que el flujo fuera vertical

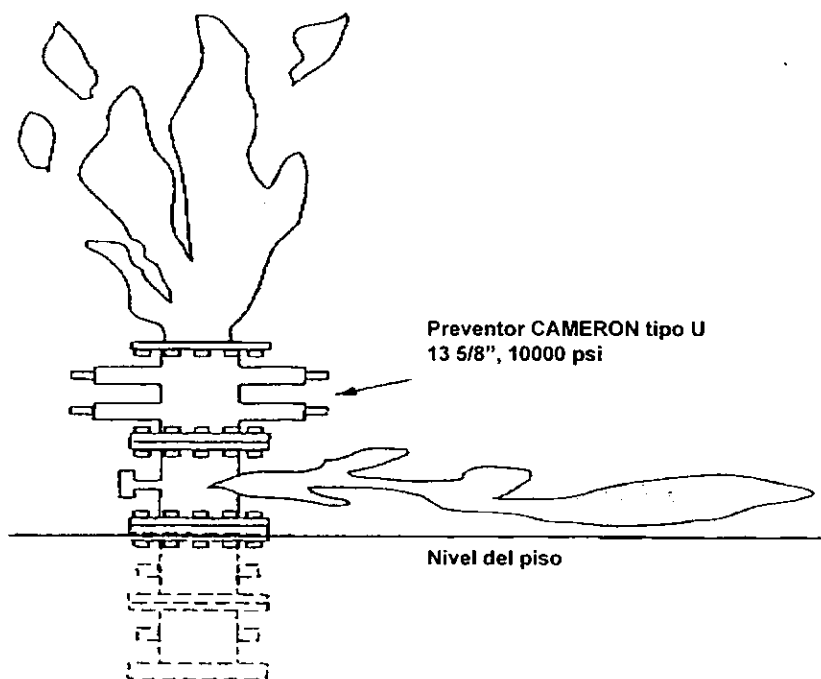


Figura 60.- Los preventores cerrados y los carretes dañados de perforación impedían el flujo vertical del pozo y provocó que los preventores existentes no fueran aptos para desarrollar la operación de taponar el pozo

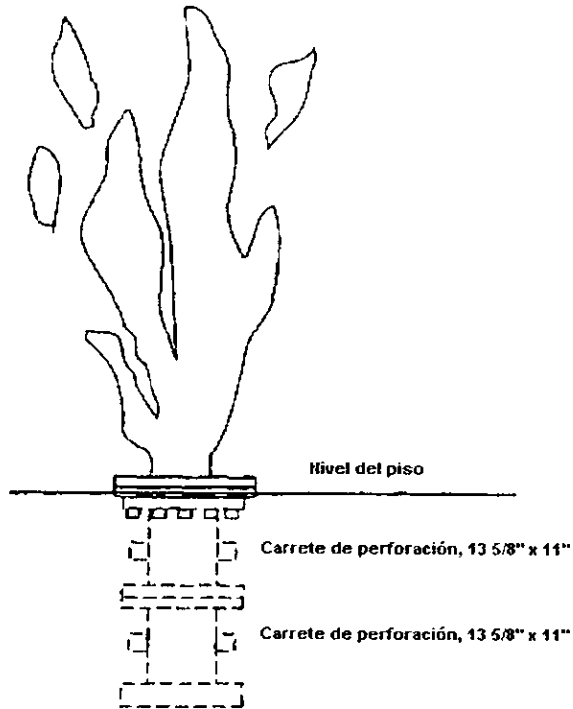


Figura 61.- Configuración del sistema después de que los preventores y el carrete de perforación dañados fueron removidos

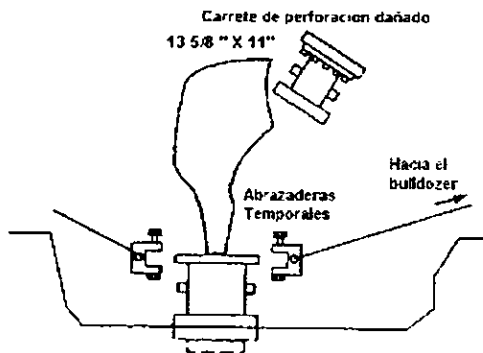


Figura 62.- Con los pernos de las bridas removidos, las abrazaderas son jaladas por los bulldozers. El gas fluye por el carrete dañado fuera de la cabeza del pozo

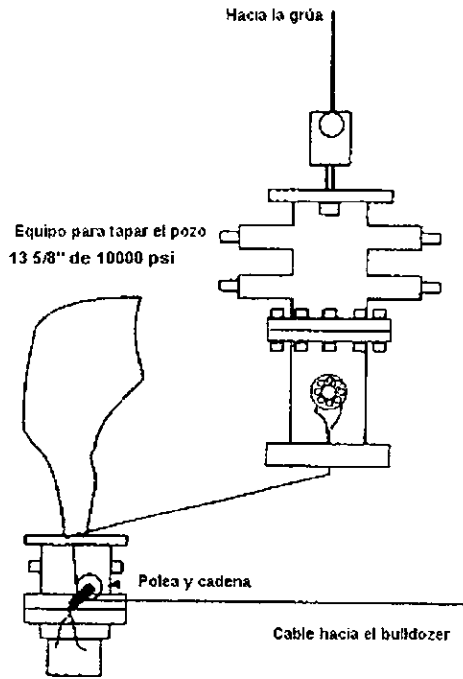


Figura 63.- Bajando el equipo para taponar el pozo y empujándolo sobre el flujo de gas con líneas de snubbing a los bulldozers

#### APLICACIÓN DEL CORTADOR ABRASIVO

El sistema de jet cortador abrasivo usado para cortar la cabeza del pozo fue desarrollado y construido por HES en respuesta a los incendios de Kuwait en 1992. Se hicieron muchos refinamientos al sistema como resultado de las lecciones que se aprendieron en Kuwait.

En el jet cortador al final de una larga pluma, el contacto con el blanco y la estabilidad son importantes. Si el cortador no tiene un firme contacto con el blanco, el inyector del jet puede errar y la lechada abrasiva no erosiona el blanco con efectividad, y ésta se desperdicia.

La figura 64 muestra que el cortador tiene dos puntos pivote que le permiten ajustar a los blancos en todos los planos. La potencia hidráulica aplicada se usa para manipular los pivotes. Esta característica permite cortar por encima o por debajo a cualquier ángulo de orientación presentado por el cabezal dañado. Todos los controles de operación son manejados a control remoto desde el área de fuego, el equipo cortador está protegido contra el fuego.

Después el operador establece contacto con el blanco, el puede controlar el movimiento de los inyectoras a lo largo del blanco a una velocidad constante.

La figura 65 muestra el sistema montado en una combinación de bulldozer/góndola. Las líneas que proporcionan la lechada abrasiva están cubiertas de acero con un espacio anular entre el acero y la línea del fluido. Se bombea agua fría a través del espacio anular para proteger la línea transportadora de fluido. Esta característica enfriadora le permite al sistema permanecer indefinidamente en el blanco. El cortador de arena requiere de una presión de 8500 a 11000 lb/pg<sup>2</sup> y puede operar en un ambiente de pozo incendiado de unos 2000°F. El sistema puede cortar bridas típicas de preventores de 5000 lb/pg<sup>2</sup> de 23" de diámetro exterior (con TP adentro) en aproximadamente 45 minutos.

Los pozos candidatos para operaciones de taponamiento tal como se describe en este capítulo deben tener buenas TR. El pozo de la ONGC tenía una TR de 9 5/8", 43.5 lb/pie desde la superficie hasta casi el fondo, de esta manera existía la integridad para soportar el taponamiento. Los pozos con agujero descubierto no pueden ser taponados en la manera que aquí se describe.

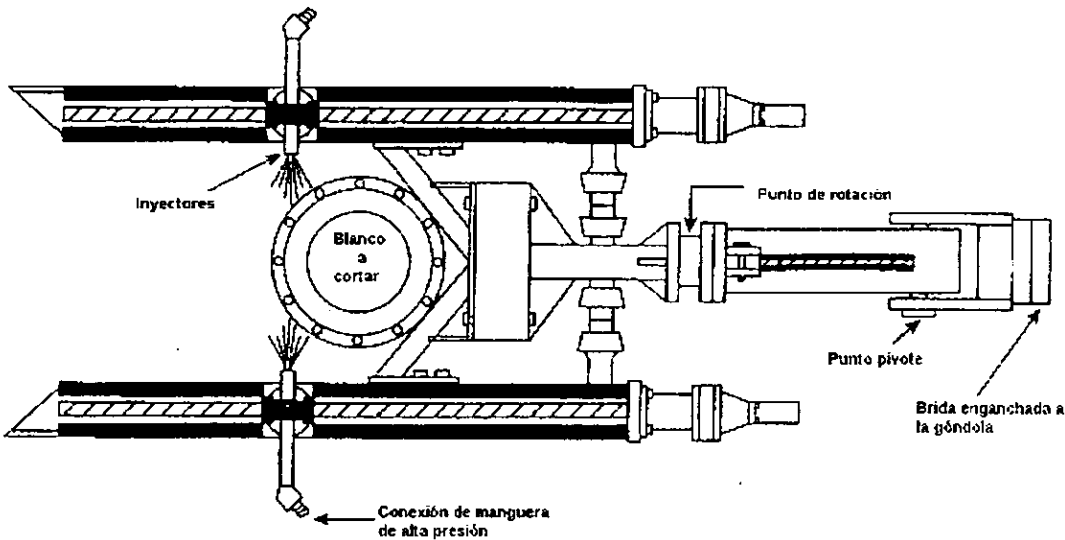


Figura 64.- Se muestra un cortador abrasivo de jet de Halliburton. Los inyectores son dirigidos a control remoto para precisar que los pernos de corte abracen a la brida que se va a cortar. Dos puntos de rotación permiten que el cortador se posicione en todos los planos

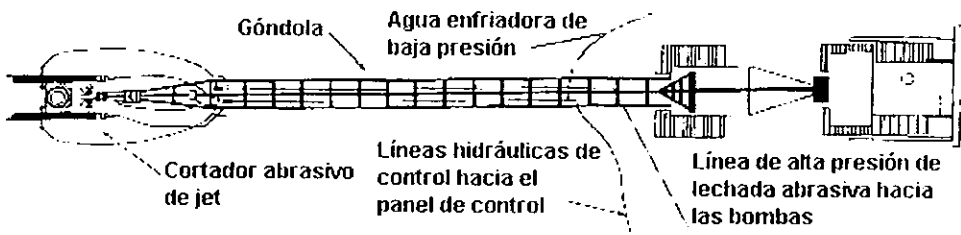


Figura 65 - Cortador abrasivo de jet montado en una góndola muy larga manipulada por un bulldozer



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Lo más relevante de esta tesis, es dar a conocer el gran problema que se provoca cuando no se toman en cuenta las normas de seguridad industrial, es muy importante que todo trabajador petrolero conozca los diversos principios, conceptos y procedimientos que se siguen para el control de un brote en un pozo y logre así un mejor desempeño para enfrentar cualquier tipo de emergencia, esto ayudará enormemente a evitar los problemas que se analizaron y, de presentarse alguno, se logre establecer el control lo más pronto posible y de la manera más adecuada, todo esto, sin olvidar que siempre se debe de tomar muy en cuenta la integridad física de los trabajadores y de las instalaciones petroleras, así como la total seguridad del entorno ecológico y no dañar los ecosistemas que desafortunadamente siempre rodean la infraestructura de las empresas petroleras.

Cabe mencionar que un yacimiento petrolero no necesita contener alta presión para causar un descontrol. La magnitud de un brote depende principalmente de la permeabilidad y porosidad de la roca, entre más porosa y permeable sea la roca, mayor será la posibilidad de que se provoque un brote. Es por ésto que se recomienda conocer los gradientes de presiones de formación y de fractura, estos datos son útiles para calcular la densidad adecuada del fluido de perforación y así evitar posibles fracturamientos a las formaciones expuestas, así como, evitar la invasión al pozo de los fluidos de la formación.

Por otra parte, cuando ocurre un brote, el lodo de perforación es expulsado fuera del pozo, si esta situación no es detectada a tiempo, el problema se puede complicar hasta llegar a producir un descontrol. La probabilidad de que se controle un brote es muy alta si éste es detectado a tiempo. Existen varios indicadores que ayudan a dar aviso del fenómeno que se está produciendo dentro del pozo, éstos son de suma importancia y los trabajadores petroleros deben conocerlos perfectamente bien, ya que sólo así se puede evitar que el brote cause problemas mayores si el pozo se cierra oportuna y adecuadamente. Ninguno de los indicadores antes mencionados es absoluto; por lo tanto, se deben analizar en conjunto. Al tener la presencia de algunos de estos indicadores, se tiene que investigar de inmediato que es lo que lo está causando, ya que se debe tener una respuesta rápida a cualquier indicador para mantener el control total del pozo.

Se ha observado que la mayor parte de los brotes ocurren durante los viajes, siendo la extracción de tubería del pozo una operación más peligrosa que la misma introducción, esto por el efecto de sondeo y por no mantener al pozo lleno con suficiente lodo, es por esta razón que se recomienda que se observe siempre el nivel en presas, líneas de flote y el nivel de lodo en el pozo por que generalmente la cuadrilla de perforación olvida el volumen de lodo en presas, sobre todo si el pozo se llenó y se observó después que la tubería se sacó. Además de que existe un gran riesgo de que el nivel de lodo se abata por pérdida de lodo.

Los métodos de control, que se analizaron en este trabajo, se fundamentan en el principio de "mantener la presión de fondo constante o ligeramente mayor que la presión de formación", evitando de esta forma, la entrada de un fluido invasor al pozo; pero estos métodos tienen la limitante de la resistencia a la presión de las tuberías tanto de perforación como las de

revestimiento, ya que al exceder esas presiones se pueden dañar severamente éstas o provocar una fractura en la formación expuesta, lo cual genera un descontrol subterráneo.

Cuando ocurre un brote, se debe disponer de parámetros relacionados con el equipo y las operaciones normales del pozo tales como la máxima presión permisible en el espacio anular por conexiones superficiales de control y TR, la máxima presión permisible en el espacio anular por resistencia al fracturamiento de la formación expuesta así como del gasto y la presión reducida de circulación. Esta información se debe anotar en la libreta del perforador y en su reporte diario, ya que los brotes no son predecibles, estos datos deben ser actualizados día con día conforme las condiciones del equipo y el pozo cambien.

Otro problema muy grave que se ha detectado, es el de la ausencia de personal experimentado, esto incrementa la necesidad de planear cuidadosamente cómo ejecutar el control de un pozo, de esta forma, los operadores necesitan organizar planes de contingencia y fuerzas de trabajo para enfrentar descontrol y facilitar la tarea de someter un pozo descontrolado. Por lo anterior, toda industria petrolera debe planear cursos de capacitación, que tengan como su principal objetivo la formación técnico - práctica de un grupo formado por Coordinadores, Inspectores Técnicos y Perforadores, que integren la Unidad de Emergencia para pozos descontrolados, de esta forma se puede asegurar que una intervención sea exitosa en un descontrol. Por otra parte, la mayoría de los problemas que surgen durante la operación de control son atribuidos a malos entendidos, la falta de comunicación, el mal liderazgo y la falta de experiencia, más que por los factores técnicos y es en esos aspectos donde se debe poner toda la atención posible, ya que la habilidad del personal altamente calificado y de las compañías puede prevenir catástrofes mayores, los proyectos de intervención de un descontrol son raros y la experiencia obtenida de estos proyectos especializados es invaluable. Todo esto puede reflejarse en los costos, es decir, que el costo de la capacitación del personal es insignificante si se compara con el costo y las consecuencias de un desastre.

También se ha observado que la sociedad hace sus propias investigaciones sobre este tipo de crisis, y si la compañía petrolera no estaba propiamente preparada para su respuesta provoca que la población piense que toda la industria no está bien preparada. Y las consecuencias de estas investigaciones resultan en nuevas regulaciones gubernamentales con leyes más complejas y asuntos de obediencia que incrementan los costos y limitan las capacidades operacionales.

Es por todas estas razones que esta tesis fue creada y considero de suma importancia haber analizado los aspectos que en ésta se menciona, y quiero concluir recalando que es muy peligroso trabajar dentro de la industria petrolera y es por esto que ésta debe ser manejada conforme a todas las normas de seguridad y protección existentes, sin olvidar que constantemente se dan cambios en la tecnología y que siempre se debe de estar bien actualizado e informado de dichos cambios para no caer en el error del rezago tecnológico y tener así siempre un buen refinamiento en la aplicación de las técnicas actuales de operación, no solo en el caso de los descontrol que esta tesis menciona, si no también en todos los casos, técnicas y aplicaciones en los que se involucra la industria petrolera de este país.

## NOMENCLATURA

P	=	Presión .....	Kg / cm <sup>2</sup> ó lb / pg <sup>2</sup>
PH	=	Presión Hidrostática .....	Kg / cm <sup>2</sup> ó lb / pg <sup>2</sup>
ρ	=	Densidad .....	gr/cm <sup>3</sup>
Grad	=	Gradiente .....	Kg / cm <sup>2</sup> / m ó lb / pg' / pie
DEC	=	Densidad Equivalente de Circulación .....	gr/cm <sup>3</sup>
ΔPea	=	Caída de presión por fricción en el espacio anular .....	Kg / cm <sup>2</sup>
ΔP <sub>T</sub>	=	Caídas de presión por fricción en el interior de la tubería .....	(lb / pg <sup>2</sup> )
ΔP <sub>TOB</sub>	=	Caídas de presión por fricción en toberas de la barrena .....	(lb / pg <sup>2</sup> )
ΔP <sub>A</sub>	=	Caídas de presión por fricción en el agujero .....	(lb / pg <sup>2</sup> )
μ	=	Viscosidad plástica del lodo .....	(cp)
ρ	=	Densidad del lodo .....	(lb / gal)
L	=	Longitud de TP o HTA .....	(pies)
Q	=	Gasto de la bomba .....	(gpm)
D	=	Diámetro interior de TP o HTA .....	(pg)
D <sub>A</sub>	=	Diámetro del agujero .....	(pg)
D <sub>HTA</sub>	=	Diámetro exterior de HTA .....	(pg)
D <sub>TP</sub>	=	Diámetro exterior de TP .....	(pg)
A <sub>1</sub>	=	Área de toberas .....	(pg <sup>2</sup> )
d <sub>1</sub> , d <sub>2</sub> , d <sub>3</sub>	=	Diámetro de toberas .....	(x/32 de pg)
P <sub>R2</sub>	=	Presión reducida de circulación original .....	( Kg / cm <sup>2</sup> )
P <sub>R1</sub>	=	Nueva presión reducida de circulación .....	( Kg / cm <sup>2</sup> )
Q <sub>R1</sub>	=	Gasto reducido de circulación original .....	( emb / min. )
Q <sub>R2</sub>	=	Nuevo gasto reducido de circulación .....	( emb / min. )
FC	=	Factor de capacidad de la sección .....	lt/m
DI	=	Diámetro interior de TP, TR o agujero .....	pg
DE	=	Diámetro exterior de TP, TR o herramienta .....	pg
VIT	=	Volumen en el interior de la tubería .....	lt
VEA	=	Volumen en el espacio anular .....	lt
VP	=	Volumen en presas .....	m <sup>3</sup>
G	=	Capacidad de la bomba .....	lt/emb
Q <sub>b</sub>	=	Capacidad de la bomba .....	gal/emb
L <sub>c</sub>	=	Longitud de la carrera .....	pg
DC	=	Diámetro de la camisa .....	pg
d <sub>v</sub>	=	Diámetro del vástago camisa .....	pg
T	=	Tiempo de desplazamiento .....	min
Q <sub>R</sub>	=	Gasto reducido de circulación .....	lt / min
PCTP	=	Presión de cierre en TP .....	Kg / cm <sup>2</sup>
Prof.	=	Profundidad vertical del pozo .....	m
ρ <sub>1</sub>	=	Densidad original del lodo .....	gr / cm <sup>3</sup>
ρ <sub>c</sub>	=	Densidad de control .....	gr / cm <sup>3</sup>
M <sub>s</sub>	=	Margen de seguridad (0.03 ± 0.04) .....	gr / cm <sup>3</sup>
PIC	=	Presión inicial de circulación .....	Kg / cm <sup>2</sup>
P <sub>E</sub>	=	Presión reducida de circulación .....	Kg / cm <sup>2</sup>
PFC	=	Presión final de circulación .....	Kg / cm <sup>2</sup>
ρ <sub>fl</sub>	=	Densidad del fluido invasor .....	gr / cm <sup>3</sup>
IVP	=	Incremento del volumen en presas .....	lt
CEA	=	Capacidad del espacio anular .....	Lt / m
L <sub>B</sub>	=	Longitud de la burbuja .....	m
#S B	=	Número de sacos de barita .....	Sacos / m <sup>3</sup>

V.L.S	=	Volumen de lodo en el sistema	m <sup>3</sup>
C.B	=	Cantidad de barita	sacos
IVL	=	Incremento del volumen de lodo	m <sup>3</sup>
#Acum	=	Número de acumuladores	Adim
VCP	=	Volumen para cerrar los preventores.	gal
Vol.Int.TP	=	Volumen total del interior de la sarta	lt
Inc.Dens.	=	Incremento de la densidad	gr / cm <sup>3</sup>
Tiempo nec.	=	Tiempo necesario para abatir la presión en 1 Kg / cm <sup>2</sup>	min/Kg/cm <sup>2</sup>
Emb. nec.	=	Emboladas necesarias para abatir la presión en 1 Kg / cm <sup>2</sup>	emb/Kg/cm <sup>2</sup>

## BIBLIOGRAFÍA

- Procedimientos y normas para control de brotes I, IMP, 3ª edición, México, 1995.
- Procedimientos y normas para control de brotes II, IMP, 2ª edición, México, 1992.
- Procedimientos y equipo de prevención de brotes en pozos petroleros, Ricardo Espinosa Ramos, México, 1995.
- World Oil, Blowout control: Response, intervention and management, capítulos I - XII, U.S.A., 1994.
- World Oil, India gas well blowout capped and killed in 17 days, U.S.A., 1995.