



**Universidad Nacional Autónoma de  
México  
Facultad de Ingeniería**

**“Control de pozos en aguas  
profundas.”**

**Tesis profesional para obtener el  
título de: Ingeniero Petrolero.**

**Presenta: Ulises Osvaldo Aguilar  
Montiel.**

**Director de tesis: M.I. Carlos A.  
Morales Gil**

**Febrero 2013.**

# Contenido

## **Página.**

1                    Introducción.

## **Capítulo 1**

### **Conceptos generales.**

5	1.1	Brote de hidrocarburos
5	1.2	Descontrol
5	1.3	Densidad
6	1.4	Presión Hidrostática
7	1.5	Gradiente de presión
8	1.6	Presión de formación.
8	1.7	Presión total de sobrecarga.
9	1.8	Presión estática.
9	1.9	Presión de fractura.
9	1.10	Presión diferencial.
10	1.11	Principio de tubo en U.
11	1.12	Ley de Boyle.
12	1.13	Ley general de los gases.
12	1.14	Profundidad vertical verdadera y metros desarrollados.
13	1.15	Densidad equivalente de circulación.
13	1.16	Pérdidas de presión por fricción.

## **Capítulo 2**

### **Diseño de control de pozos en aguas profundas.**

17	2.0	Introducción.
19	2.1	¿Cómo se predicen las presiones de formación?
20	2.1.1	Datos históricos.
20	2.1.2	Interpretaciones sísmicas.

- 21 2.1.3 Datos geológicos.
- 33 2.2 Administración óptima del equipo.

### Capítulo 3

#### Causas, indicadores y detección de brotes.

- 37 3.0 Causas de los brotes.
- 38 3.1. Densidad insuficiente del fluido de perforación.
- 38 3.1.1 Fallas en el llenado adecuado del pozo.
- 39 3.1.2 Swabbing y Surging.
- 40 3.1.3 Perdida de circulación.
- 41 3.1.4 Fluido de perforación contaminado con gas.
- 42 3.1.5 Fluido de perforación contaminado con agua de formación.
- 45 3.2.0 Indicadores y detección de brotes.
- 46 3.2.1 Incremento en la tasa de perforación.
- 46 3.2.2 Incremento en el torque y arrastre de la sarta de perforación.
- 47 3.2.3 Aumento en el peso de la sarta.
- 47 3.2.4 Flujo del pozo con bombas paradas.
- 48 3.2.5 Aumento del volumen de lodo en presas.
- 49 3.2.6 Aumento del caudal o *Flow Rate*.
- 50 3.2.7 Aumento en la velocidad y disminución de la presión de bombeo.

### Capítulo 4

#### Principio de control de pozos.

- 53 4.0 Introducción.
- 54 4.1 Parámetros para determinar el tipo de fluido invasor.
- 55 4.2 La ley General de los Gases.
- 56 4.3 Brotes de Gas en pozos con lodos base agua.
- 57 4.4 Brotes de gas en pozos con lodos base aceite y aceite sintético.

58	4.5	Brote sin expansión.
60	4.6	Brote con expansión no controlada.
62	4.7	Brote con expansión controlada.
64	4.8	Migración del gas.
65	4.9	Brote de líquidos.
65	4.10	Presión máxima estimada en superficie de un brote en aguas profundas.
66	4.11	Efecto de la posición del influjo.
68	4.12	Tamaño del influjo.
69	4.13	Comportamiento y solubilidad del gas.

## **Capítulo 5**

### **Equipos de control de pozos en aguas profundas.**

73	5.0	Introducción.
75	5.1.0	Equipo de detección.
75	5.1.1	Indicadores de nivel de presas.
76	5.1.2	Contador de emboladas de la bomba.
76	5.1.3	Indicadores de flujo.
77	5.1.4	Tanque de viajes.
77	5.1.5	Registro de velocidades de penetración (Software).
77	5.1.6	Detector de gas.
78	5.1.7	Medidor de densidad del fluido de perforación.
78	5.1.8	Manómetros.
79	5.2.0	Conjunto subsuperficial.
79	5.2.1	Sistema Guía
80	5.2.2	Conector del cabezal.
80	5.2.3	Conector de conductor marino.
81	5.2.4	Junta Flexible.
81	5.2.5	Riser o tubería del conductor marino.
83	5.2.6	Junta telescópica.
83	5.2.7	Base guía.
84	5.2.8	Embudo guía.
84	5.2.9	Unión giratoria.
85	5.3.0	Preventores de flujo.
90	5.3.1	Preventor esférico o anular.



93	5.3.2	Preventor de ariete.
99	5.3.3	Arietes ciegos.
99	5.3.4	Arietes de corte.
100	5.3.5	Arietes de diámetro variable.
101	5.3.6	Desviadores.
102	5.4.0	Equipo de estrangular y matar.
102	5.4.1	Líneas de estrangular y matar.
105	5.4.2	Múltiple de estrangulación.
107	5.4.3	Estranguladores.
107	5.5.0	Equipo superficial.
107	5.5.1	Desgasificador.
109	5.5.2	Equipo de mezclado.
109	5.5.3	Presas de fluido de perforación.
109	5.5.4	Bombas de fluido de perforación.
109	5.6.0	Árbol de válvulas y conexiones.
109	5.6.1	Cabezal de TR.
110	5.6.2	Conexiones.
110	5.6.3	Válvula de bola.
111	5.6.4	Válvula de compuerta o check.
111	5.6.5	Válvula de contrapresión.
111	5.6.6	Válvula de prueba de falla.
112	5.7.0	Unidad acumuladora.
112	5.7.1	Acumuladores.
113	5.7.2	Bombas.
113	5.7.3	Múltiples de cerrado.
113	5.7.4	Consolas para el control remoto.
114	5.7.5	Carretes para mangueras.
114	5.7.6	Mangueras de control hidráulico.
114	5.7.7	Capsulas submarinas.
115	5.8.0	R.O.V.

## Capítulo 6

### Métodos de control de pozos en aguas profundas.

119	6.0	Introducción.
121	6.1	Efectos causados por la línea de estrangular.

<b>126</b>	6.2 Métodos de campo para determinar la caída de presión en la línea de estrangular.
<b>126</b>	6.2.1 Método 1.
<b>128</b>	6.2.2 Método 2.
<b>130</b>	6.2.3 Método 3.
<b>132</b>	6.2.4 Método 4.
<b>132</b>	6.3.0 Definición y cálculo de parámetros de control.
<b>133</b>	6.3.1 Densidad original del fluido de perforación.
<b>134</b>	6.3.2 Gasto y presión reducida de circulación.
<b>136</b>	6.3.3 Máxima presión permisible en el espacio anular por conexiones superficiales de control y TR.
<b>137</b>	6.3.4 Máxima presión permisible en el espacio anular por resistencia al fracturamiento de la formación expuesta.
<b>138</b>	6.3.5 Presión de cierre.
<b>138</b>	6.3.6 Densidad de control.
<b>139</b>	6.3.7 Número de emboladas para circular de la superficie a la barrena y de la barrena al estrangulador.
<b>139</b>	6.3.8 Factores de capacidad de los componentes de la sarta y sección del espacio anular.
<b>140</b>	6.3.9 Volumen activo del fluido de perforación en el sistema.
<b>141</b>	6.3.10 Capacidad de bombeo.
<b>142</b>	6.3.11 Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta.
<b>142</b>	6.3.12 Número de emboladas.
<b>143</b>	6.3.13 Cantidad de barita necesaria para densificar el fluido de perforación.
<b>143</b>	6.3.14 Volumen de fluido resultante después de aumentar la densidad.
<b>144</b>	6.3.15 Presión inicial de circulación.
<b>144</b>	6.3.16 Método alternativo para conocer la presión inicial de circulación.
<b>145</b>	6.3.17 Presión final de circulación.
<b>146</b>	6.3.18 Tipo de brote.
<b>147</b>	6.3.19 Cédula de presión en TP.
<b>149</b>	6.4.0 Tipos de control de pozos.
<b>149</b>	6.4.1 Control primario.
<b>149</b>	6.4.2 Control secundario.
<b>149</b>	6.4.3 Control terciario.
<b>151</b>	6.5.0 Métodos de control.

<b>152</b>	6.5.1.0	Método del perforador.
<b>153</b>	6.5.1.1	Procedimiento.
<b>155</b>	6.5.2.0	Método del ingeniero.
<b>156</b>	6.5.2.1	Procedimiento.
<b>157</b>	6.5.3.0	Método concurrente.
<b>157</b>	6.5.3.1	Procedimiento.
<b>158</b>	6.5.4.0	Método de regresar fluidos a la formación (Bullheading).
<b>158</b>	6.5.4.1	Procedimiento.
<b>159</b>	6.5.5.	Método de control por Circulación Inversa.
<b>160</b>	6.5.6.	Método volumétrico.
<b>161</b>	6.5.7.	Método de Lubricar y Purgar.

## **Capítulo 7**

### **Complicaciones, emergencias y recomendaciones durante el control de pozos.**

<b>165</b>	7.1.0	Complicaciones durante el control de pozos.
<b>165</b>	7.1.1	Presiones de cierre.
<b>166</b>	7.1.2	Gas somero.
<b>167</b>	7.1.3	Falla de la bomba.
<b>168</b>	7.1.4	Estrangulador.
<b>170</b>	7.2.0	Emergencias durante el control de pozos.
<b>170</b>	7.2.1.0	Ácido sulfhídrico ó sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ )
<b>170</b>	7.2.1.1	Características del ácido sulfhídrico.
<b>171</b>	7.2.1.2	Toxicidad.
<b>172</b>	7.2.1.3	Medidas preventivas.
<b>173</b>	7.2.1.4	Planes de emergencia.
<b>175</b>	7.2.1.5	Consideraciones de evacuación de un equipo de perforación o reparación en el área marina.
<b>176</b>	7.2.2.0	Hidratos.
<b>178</b>	7.2.2.1	Efectos de la formación de hidratos durante las operaciones de control de brotes
<b>179</b>	7.2.2.2	Métodos de remoción de hidratos de metano.
<b>180</b>	7.3.0	Recomendaciones en el control de pozos en aguas profundas.

<b>180</b>	7.3.1	Recomendaciones para los procedimientos de cierre del pozo.
<b>180</b>	7.3.2	Recomendaciones para el método del perforador.
<b>181</b>	7.3.3	Recomendaciones para el método de esperar y densificar.
<b>181</b>	7.3.4	Recomendaciones para el método concurrente.

## **Capítulo 8**

### **Ejemplos de aplicación.**

<b>185</b>	Problema 1.
<b>186</b>	Problema 2.
<b>187</b>	Problema 3.
<b>190</b>	Problema Pozo T- 1.
<b>199</b>	Conclusiones.
<b>201</b>	Lista de figuras.
<b>205</b>	Bibliografía.

# Introducción.

Los brotes de hidrocarburos han existido desde el inicio de la Industria Petrolera dando origen a la pérdida de valiosos recursos energéticos, el aumento de costos de perforación, daños ambientales, regulaciones nacionales e internacionales en aumento y lamentablemente en pérdidas de vidas humanas.

La inmensa mayoría de los brotes de hidrocarburos en aguas profundas han sucedido por errores y descuidos del personal de trabajo abordo y podrían haberse evitado si se hubiera seguido los correctos y adecuados procedimientos de control de pozos.

En la actualidad es indispensable contar con un equipo multidisciplinario para buscar, extraer y producir los hidrocarburos en aguas profundas pero debe ser una obligación para el Ingeniero Petrolero ser líder, realizar bien las operaciones y dar las mejores soluciones a cualquier problema, en pocas palabras crear una excelente administración del tiempo, equipos e hidrocarburos.

Esta tesis ha sido creada con la finalidad de presentar los conceptos necesarios para la comprensión del control de pozos en aguas profundas, tales como:

- Indicadores.
- Equipos.
- Procedimientos.
- Métodos de control de brotes en aguas profundas.
- Recomendaciones.
- Ejemplos de aplicación.



# Capítulo 1

Conceptos generales

### 1.1 Brote de hidrocarburos.

Se llama brote de hidrocarburos a la acción en la que fluidos provenientes de la formación entran al pozo, tales como aceite, gas o agua.

### 1.2 Descontrol.

Se define como un brote, el cual no se puede manejar a voluntad, se puede clasificar en:

- Descontrol diferencial.- Sucede cuando la presión de formación es mayor que la presión hidrostática, invadiendo los fluidos de la formación el fondo del pozo, levantando la columna de fluidos de manera que la expulsa a superficie y el equipo de control superficial no está cerrado.
- Descontrol inducido.- Es ocasionado por el movimiento de la tubería, la cual puede sondear o aligerar la columna hidrostática o fracturar la formación al introducirla complicándose el problema al tener tuberías rotas.

### 1.3 Densidad.

Se define como la cantidad de masa contenida en un determinado volumen.

Su fórmula es:

$\rho = \frac{m}{v}$
$\rho$ = Densidad del fluido de perforación o terminación en $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ o $\left(\frac{lb}{gal}\right)$ .
$m$ = Masa en (gr) o (lb).
$v$ = Volumen ( $cm^3$ ) o (gal).

*Nota. Tomando en cuenta la Ley de Conservación de la Masa en perforación, podemos asumir que la concentración de masa o la*

*densidad del fluido de perforación en cualquier punto de interés son constantes. En condiciones normales se puede suponer que el aumento en la densidad debido a aumento de la presión es igual a la reducción de la densidad debido a la temperatura que aumenta cuando se incrementa la profundidad del pozo.*

#### 1.4 Presión hidrostática.

Es la fuerza por unidad de área que ejerce una columna de fluido en reposo, esta presión se debe a la densidad del fluido y a la altura de la columna que tenga el mismo.

$$P_h = \text{Profundidad} \times \text{Densidad}$$

Características:

- Es directamente proporcional a la profundidad vertical.
- Es directamente proporcional a la densidad del fluido.
- Es independiente de la forma y volumen del depósito que contiene al fluido.

Las fórmulas para calcular la presión hidrostática son:

Sistema internacional	Sistema Inglés
$P_h = \frac{\rho * h}{10}$	$P_h = 0.0052 * \rho * h$
<p><math>Ph =</math> Presión hidrostática en <math>\left(\frac{kg}{cm^2}\right)</math>.</p> <p><math>h =</math> Profundidad de la columna de fluido en metros.</p> <p><math>\rho =</math> Densidad del fluido de perforación o terminación en <math>\left(\frac{gr}{cm^3}\right)</math>.</p>	<p><math>Ph =</math> Presión hidrostática en <math>\left(\frac{lb}{pg^2}\right)</math>.</p> <p><math>h =</math> Profundidad de la columna de fluido en (ft).</p> <p><math>\rho =</math> Densidad del fluido de perforación o terminación en <math>\left(\frac{lb}{gal}\right)</math>.</p>

***Nota: Para el cálculo de la presión hidrostática se debe utilizar la profundidad vertical verdadera.***



## 1.5 Gradiente de presión.

Se define como la relación entre la presión y la profundidad vertical, y por lo tanto se incrementa linealmente con la profundidad sea en cualquiera de los sistemas de medida usado.

Si desde un punto de vista hipotético, lográramos entrar dentro del fluido, podríamos conocer el incremento de presión por cada pie o metro que descendieramos.

$$G = \frac{Ph}{H}$$

Si dividimos el valor del gradiente  $G$  por la constante 0.052 ó 0.0000981, según sean las unidades, obtendremos la densidad del fluido, por otro lado, si multiplicamos la densidad del fluido con el que estamos trabajando por dicha constante obtendremos el valor del gradiente.

$$G = \text{Densidad del fluido} \times \text{Factor de conversión}$$

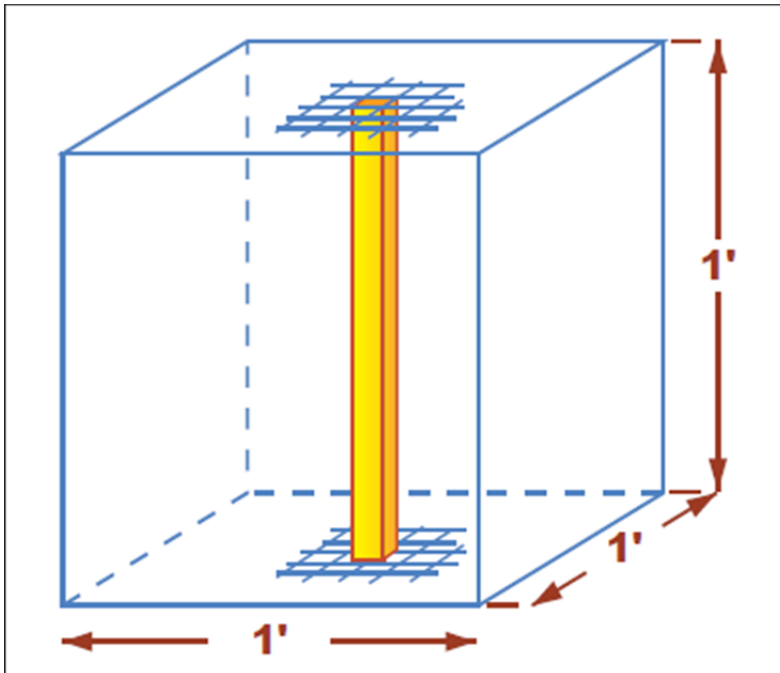


Figura 1.1 Representación gráfica de un gradiente de presión.

## 1.6 Presión de formación.

Es la presión dentro de los espacios porosos de la roca del yacimiento. Esta presión puede ser afectada por el peso de la sobrecarga (columna estratigráfica) sobre la formación productora, lo cual ejerce presión en los granos y los fluidos dentro del yacimiento.

Las formaciones con presión normal, ejercen una presión igual a la columna del fluido original de dicha formación hasta la superficie.

Las formaciones con presiones subnormales tiene gradientes menores que los del agua dulce, estas formaciones con presiones subnormales pueden ser desarrolladas cuando la sobrecarga ha sido erosionada.

Las formaciones con presión anormal alta ejercen una presión mayor que la presión hidrostática (o gradiente de presión) que la de los fluidos contenidos en la formación.

Pueden existir otras causas para la existencia de presiones anormales, tales como la presencia de fallas, domos salinos, levantamientos y diferencias de elevación de las formaciones subterráneas.

$G < 0.447 \left( \frac{psi}{pie} \right)$  presión subnormal.

$0.447 \left( \frac{psi}{pie} \right) \leq G \leq 0.463 \left( \frac{psi}{pie} \right)$  presión normal.

$G > 0.463 \left( \frac{psi}{pie} \right)$  presión anormal alta.

## 1.7 Presión total de sobrecarga.

La presión total de sobrecarga es la presión ejercida por el peso total de los materiales (sedimentos y fluidos) sobrepuestos a una formación particular o determinada profundidad.

Es de interés esta presión debido a que al rebasarla de manera accidental existirá la posibilidad de crear una fractura, causando una pérdida de circulación total o parcial.

## **1.8 Presión estática.**

La presión estática es la presión medida en superficie, en un pozo cerrado sin circulación.

Características

- Existe solamente cuando el pozo esta cerrado
- Es producido por presiones atrapadas dentro del pozo
- Se incrementa la presión en el fondo del pozo
- En condiciones de brote se presenta en dos formas:
  - PCTP ( Presión de Cierre de la Tubería de Perforación)
  - PCTR (Presión de Cierre de la Tubería de Revestimiento)
  
- Durante las operaciones de perforación se utiliza para:
  - Prueba de preventores.
  - Prueba de goteo.

## **1.9 Presión de fractura.**

Es la cantidad de presión necesaria para deformar permanentemente la estructura rocosa de la formación, en otras palabras es el grado de resistencia que ofrece una formación a su fracturamiento o ruptura, depende de la compactación de la roca y los esfuerzos de compresión a que esté sometida.

La presión de fractura puede ser expresada como un gradiente de un fluido con densidad equivalente o por la presión total de la formación. Los gradientes de fractura normalmente aumentan con la profundidad debido al incremento de la presión de sobrecarga.

## **1.10 Presión diferencial.**

Es la presión resultante debido a la diferencia de presión entre la que tiene la formación y la hidrostática en el fondo del pozo. Esta diferencial de presión se clasifica en:

- *Sobre balanceada*: Significa que la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo es mayor a la presión de formación.

- *Balanceada*: Significa que la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo es igual a la presión de la formación.
- *Bajo balance*: Significa que la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo es menor a la presión de formación.

### 1.11 Principio de tubo en U.

La tubería de perforación y el espacio anular pueden ser descritos como un sistema comunicado tipo U, cuando los fluidos en una rama del sistema son más ligeros que en la otra, el sistema no está en equilibrio. Una de las principales características de un fluido (líquido) es transmitir las presiones, la cual no es deteriorada con el flujo; cuando el fluido está en movimiento y se aplica sobre él una presión, ésta se transmite íntegramente a cualquier otra parte del sistema.

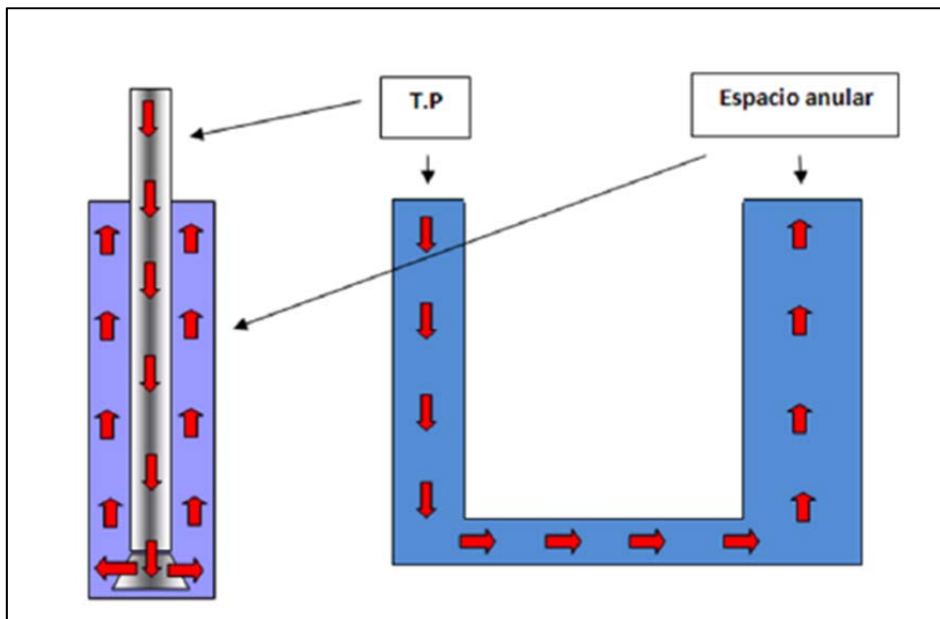


Figura 1.2 Efecto de tubo en U.

### 1.12 Ley de Boyle.

Es una de las leyes de los gases ideales, la cual relaciona el volumen y la presión de una cierta masa de gas a una temperatura constante.

La ley de Boyle expresa que: “el volumen es inversamente proporcional a la presión, donde k es constante si la temperatura y la masa del gas permanecen constantes”

La expresión que describe esta ley es:

$$P * V = k$$

### 1.13 Ley general de los gases.

El gas que se mantiene a presión y volumen constante, es inversamente proporcional a la temperatura, lo que se expresa por:

$$\frac{P_1 * V_1}{T_1} = \frac{P_2 * V_2}{T_2}$$

### 1.14 Profundidad vertical verdadera y metros desarrollados.

En la *figura 1.3* se puede observar que la profundidad para ambos pozos es de 10000 (pies) en donde el pozo A tiene una profundidad vertical verdadera de 10000 (pies) y 10000 (pies) desarrollados. Como la gravedad es una fuerza que actúa verticalmente, en nuestro pozo para calcular la presión hidrostática utilizaremos la profundidad de 10000 (pies).

El pozo B también tenemos una profundidad vertical verdadera de 10000 (pies) pero con 11650 (pies) desarrollados. En este caso la gravedad sigue actuando en forma vertical, por lo tanto, para calcular la presión en el fondo del pozo B, es necesario utilizar la profundidad vertical verdadera de 10000 (pies) y no los 11650 (pies) desarrollados.

Entonces definimos la profundidad vertical verdadera (PVV) como la distancia que existe entre el inicio del pozo y el fondo de éste, tomando en cuenta sólo el desplazamiento vertical, mientras que los metros desarrollados (MD) los definimos como la distancia de metros perforados hasta el fondo del pozo considerando el desplazamiento vertical y horizontal.

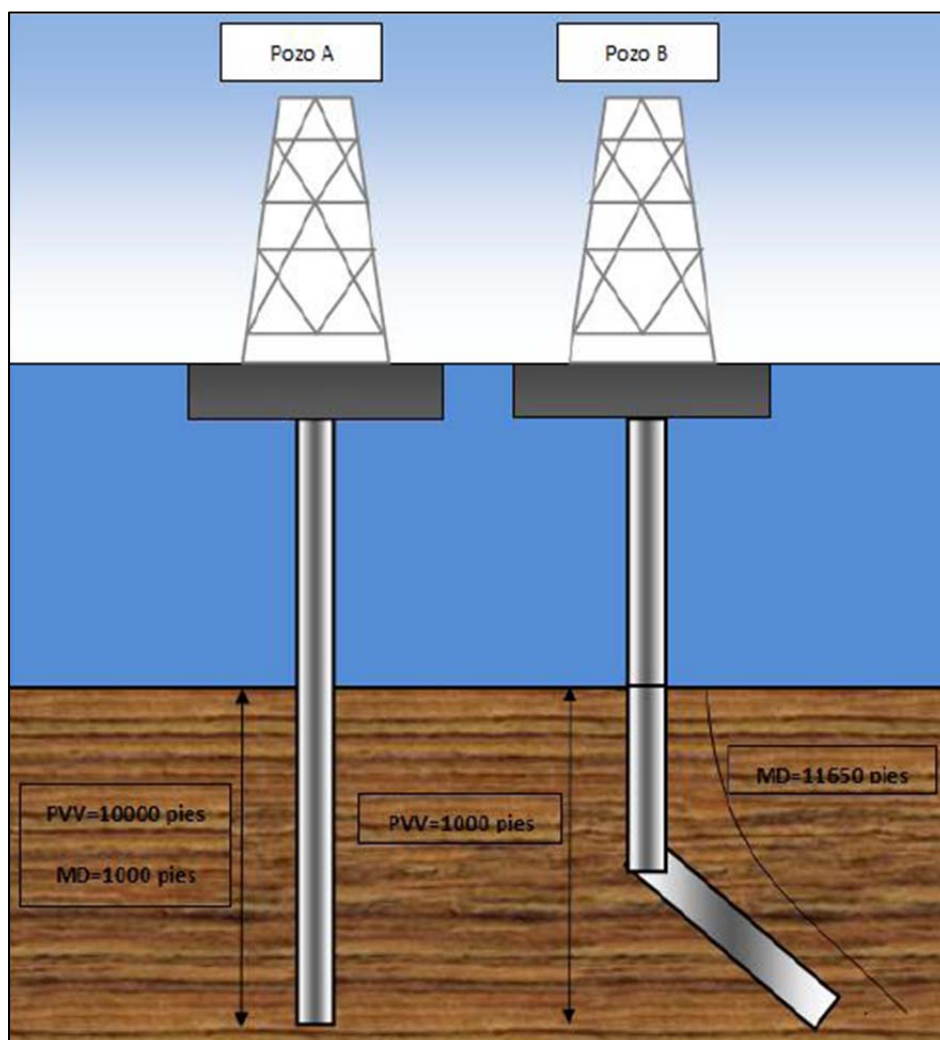


Figura 1.3 Profundidad vertical verdadera y metros desarrollados.

### 1.15 Densidad equivalente de circulación.

La densidad equivalente de circulación es la sumatoria de todas las presiones (hidrostática, contrapresión del estrangulador, presiones aplicadas, presión de influjo, pérdida de presión por circulación, presiones de bombeo, etc.) a una profundidad o zonas dadas, y puede ser expresada como una densidad de fluido.

La fórmula para calcular la densidad equivalente de circulación es:

$DEC = \frac{Pa * 0.703}{P} + \rho_1$
DEC = Densidad equivalente de circulación $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ .
Pa = Caída de presión por fricción en el espacio anular $\left(\frac{lb}{pg^2}\right)$ .
P = Profundidad del pozo (m)
$\rho$ = Densidad del fluido $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$

### 1.16 Pérdidas de presión por fricción.

Definiendo a la fricción como la resistencia al movimiento, es necesario aplicar una fuerza o presión, para superar la fricción y así mover cualquier objeto. La fricción debe ser superada para flotar tubería, bombear un fluido dentro de esta, o levantar recortes. La cantidad de fricción que esté presente en el sistema de circulación depende de muchos factores, tales como la densidad del fluido, tipo y rugosidad de las superficies en contacto, área de las superficies, propiedades térmicas y eléctricas de las superficies, dirección y velocidad de los objetos.

La cantidad de fuerza que se utiliza para superar la fricción se denomina pérdida de presión por fricción y puede medirse de varias maneras. Algunas de ellas son el torque, arrastre, caballos de potencia y fuerza para mover el fluido.

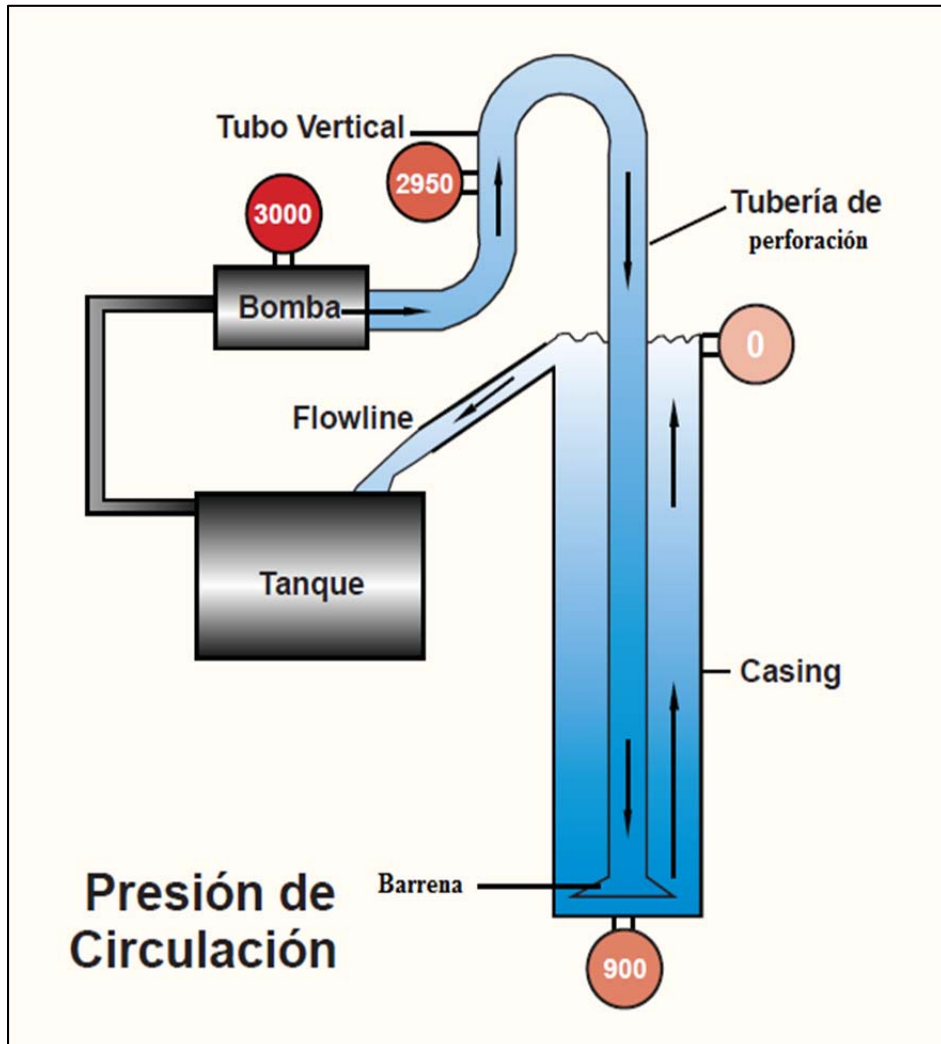


Figura 1.4 Perdidas de presión por fricción.





# Capítulo 2

Diseño de control de  
pozos en aguas  
profundas

## **2.0 Introducción.**

El diseño y procedimientos de control de pozos no comienzan al reconocer comportamientos anormales en el pozo. El control de pozos comienza tan pronto se elige una nueva localización y a desarrollar cualquier operación de perforación, desde este punto de vista en las operaciones a realizar desde el inicio y durante la perforación se deben tener en mente planes preventivos y correctivos para el control de brotes.

Encontramos en la densidad de nuestro fluido de perforación la herramienta esencial para poder evitar brotes de hidrocarburos. El poder determinar cuál será la densidad del lodo más apropiada en las diferentes etapas de nuestra perforación y contrarrestar a la presión de formación, es cuestión y labor de un gran número de estudios y prácticas, las cuales dan inicio a nuestro **diseño de control de pozos**.

## 2.1 ¿Cómo se predicen las presiones de formación?

La mejor forma de evitar un brote es tener en el pozo un fluido que sea suficientemente pesado para controlar las presiones de formación pero lo suficientemente liviano para evitar pérdidas de circulación.

En muchas partes del mundo, a cualquier profundidad las presiones y temperaturas se pueden predecir con una confianza razonable. Sin embargo, las cuadrillas deben mantenerse alertas a cambios inesperados de presión independientemente de cuan segura pueda ser la operación.

Las presiones de formación son directamente afectadas por las condiciones geológicas. Los pozos perforados dentro de trampas subterráneas o estructuras que contienen petróleo y gas podrían contener presiones anormalmente altas.

Tanto el ingeniero, el perforador y el representante de la operadora es necesario que deban mantenerse siempre alertas. Deben estar conscientes que las presiones anormales se pueden encontrar a cualquier profundidad y en cualquier momento. Una plantilla de trabajo entrenada y experimentada está siempre preparada para cualquier contingencia en el momento que sea.

Las presiones de los pozos se pueden predecir de tres fuentes de información. Antes de la perforación, se pueden usar datos históricos, sísmicos y geológicos.

Durante la perforación del pozo, cambios en los parámetros de perforación podrían indicar cambios de las formaciones y de sus presiones. Datos de registros obtenidos con las herramientas de mediciones mientras se perfora son también muy valiosos para estos fines.

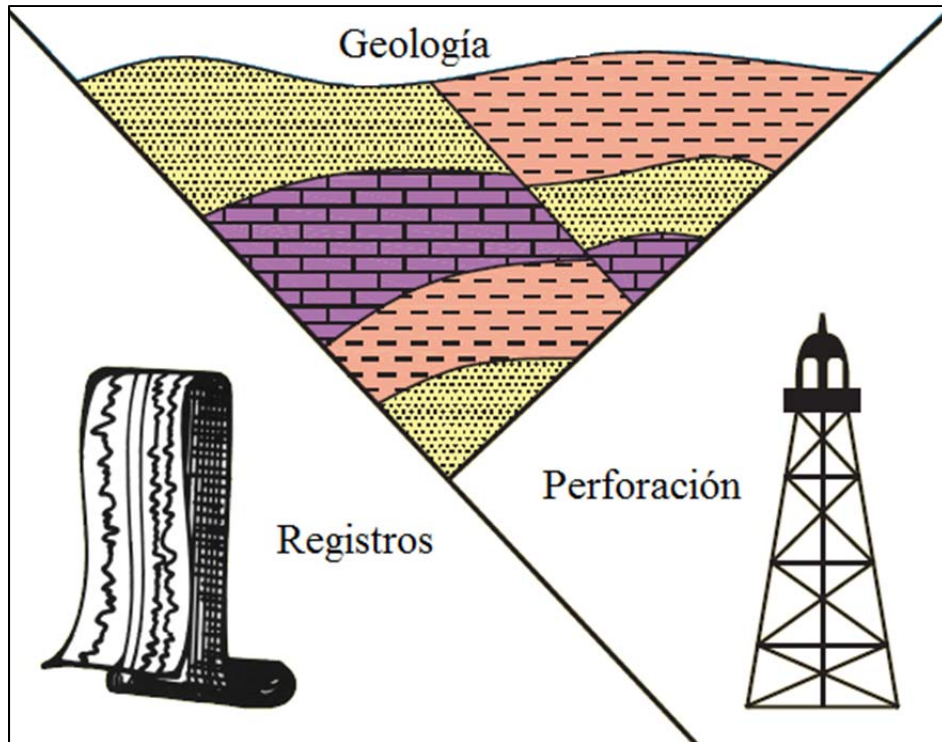


Figura 2.1 En el control de pozos se interactúan distintas disciplinas para lograr las mejores predicciones y resultados en los momentos de contingencia.

### 2.1.1 Datos históricos.

Datos históricos de pozos adyacentes o vecinos en el área es uno de los métodos para la determinación de problemas potenciales. Los registros de lodos y los informes de perforación proporcionan un excelente panorama indicativo general de las condiciones de perforación. Estos registros, junto con la aplicación de la información geológica y sísmica, proporcionan información significativa sobre los problemas potenciales.

### 2.1.2 Interpretaciones sísmicas.

La ciencia de la sismología involucra la creación de ondas de sonido que penetran en las capas de las rocas subterráneas. Las ondas de sonido rebotan de regreso a la superficie desde estas rocas, donde son registradas por instrumentos que miden la naturaleza y la intensidad de estos reflejos. La interpretación adecuada y cuidadosa de estas

mediciones, permite a los geólogos de exploración deducir la forma y extensión de las formaciones de subsuelo, especialmente utilizando técnicas de perfiles tridimensionales reforzados por computadoras. Con esta información, los programas de perforación pueden ser desarrollados con mayor exactitud y seguridad para la predicción de zonas potencialmente con presiones anormales altas y bajas.

### **2.1.3 Datos geológicos.**

El planeamiento geológico previo del pozo observa la geología general del área. Ciertas condiciones geológicas causan presiones anormales y peligros durante la perforación, las cuales requieren tomarse en cuenta cuando se planifica el pozo. Algunas de las condiciones más comunes asociadas con los cambios de las presiones de subsuelo son las fallas, anticlinales, domos de sal, arcillas masivas, zonas recargadas o agotadas.

- Fallas.

Cuando la barrena atraviesa una falla, podría haber un cambio significativo de los gradientes de presión, lo que puede resultar en un brote o una pérdida de circulación. Las fallas son atravesadas deliberadamente con la finalidad de buscar acumulaciones de petróleo y de gas. Los pozos horizontales y los dirigidos generalmente atraviesan fallas, donde las probabilidades de perforar en zonas de alta presión o de pérdida de circulación son altas.

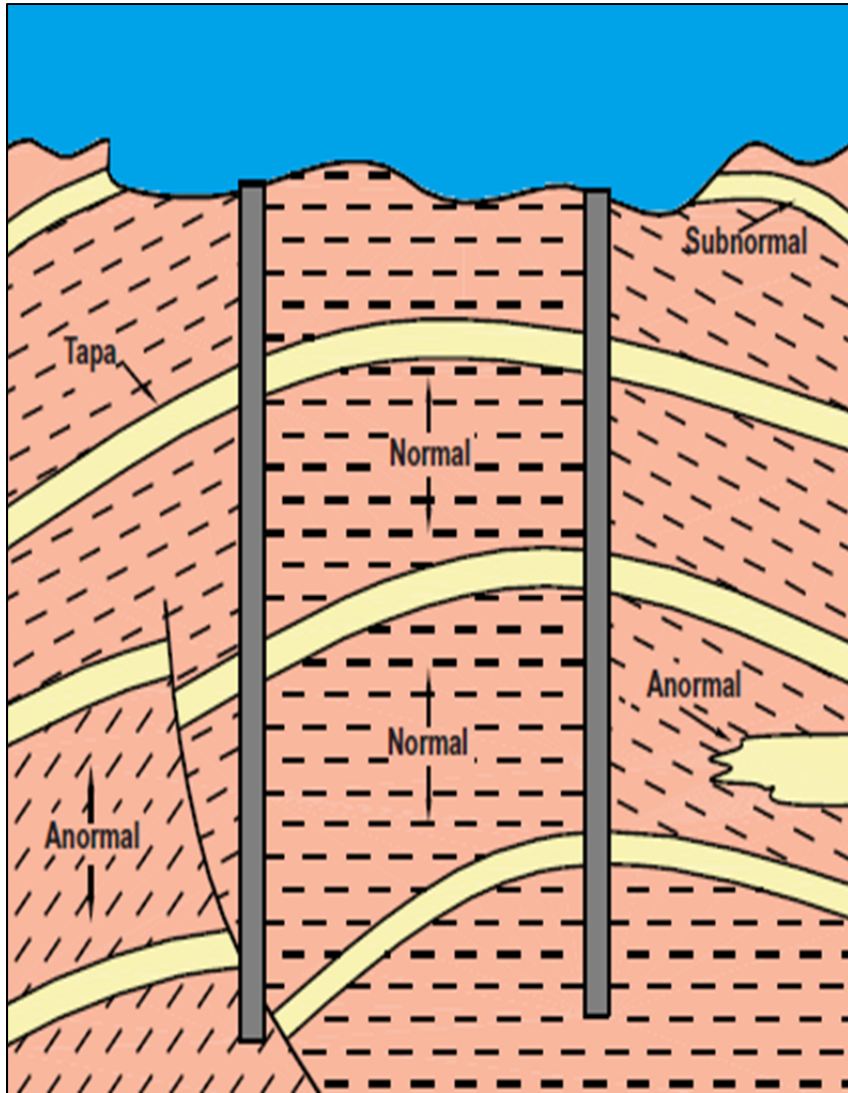


Figura 2.2 Representación gráfica de cómo en el trayecto de la perforación de pozos en aguas profundas y someras podemos encontrar presiones anormales altas causadas por fallas geológicas.

- Anticlinales.

Los anticlinales son estructuras geológicas en forma de domos. Capas de rocas que fueron impulsadas de niveles profundos forman generalmente esos domos anticlinales. Las altas presiones contenidas previamente en esas posiciones inferiores son preservadas. Por ese motivo, las estructuras anticlinales son generalmente el objetivo.

Cuando se perfora en la parte alta de la estructura de un anticlinal, se pueden anticipar presiones altas. En adición, cuando se perforan pozos de profundización de la estructura o inclusive los pozos de producción, o de desviación, debe tenerse en cuenta que el pozo inicial podría haberse perforado en un flanco de la estructura (lado), y al perforar los pozos de ampliación o de producción podrían encontrar presiones altas inesperadas.



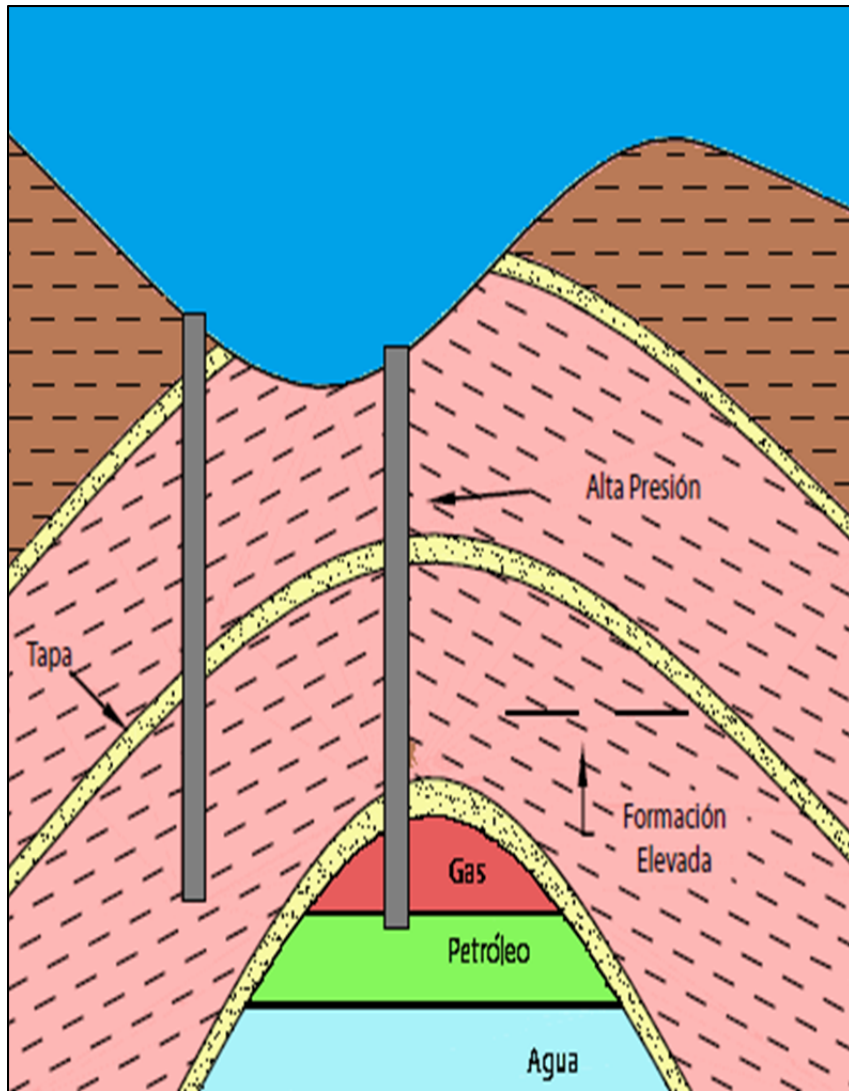


Figura 2.3 Al atravesar anticlinales, dependiendo de la posición de la perforación y su recorrido dependerá que nos encontremos con zonas de alta presión en el trayecto.

- Domos salinos.

En muchas áreas del mundo, se presentan acumulaciones gruesas de sal casi puras. Generalmente, la sal es forzada hacia arriba dentro de las formaciones superiores formando así los domos salinos. Bajo la presión ejercida por la sobrecarga, la sal exhibe propiedades de flujo plástico, no permitiendo que los fluidos migren a través de estos domos.

Como consecuencia de esto, las formaciones debajo de los domos salinos comúnmente tienen presiones más altas que lo normal. Las formaciones o capas son perforadas, selladas y levantadas por la sal, originando la migración del petróleo y del gas. Estas zonas podrían tener presiones mayores que las de formaciones adyacentes.

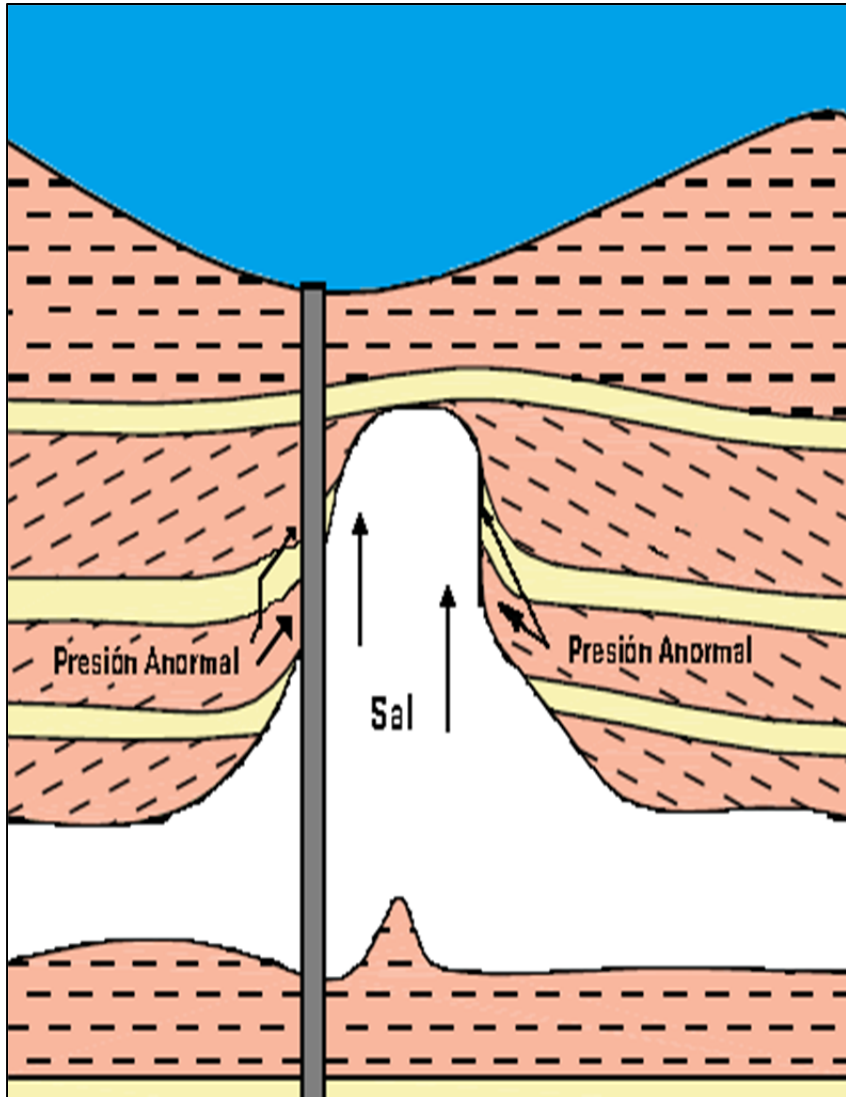


Figura 2.4 Los domos salinos son comunes en las estructuras del Golfo de México.

- Lutitas masivas.

Grandes espesores de lutitas impermeables restringen el movimiento ascendente de los fluidos. Mientras más capas de sobrecarga se acumulan, las presiones de formación se vuelven anormales, sin permitir el proceso normal de compactación. Las secciones de lutitas formadas bajo estas condiciones pueden ser móviles o plásticas, porque exhiben presiones anormales al ser perforadas, y producirán relleno en el pozo cuando la barrena es sacada.

Usualmente son requeridas altas densidades de fluido para controlar estas lutitas e incluso podrían requerir programas especiales de Casing.

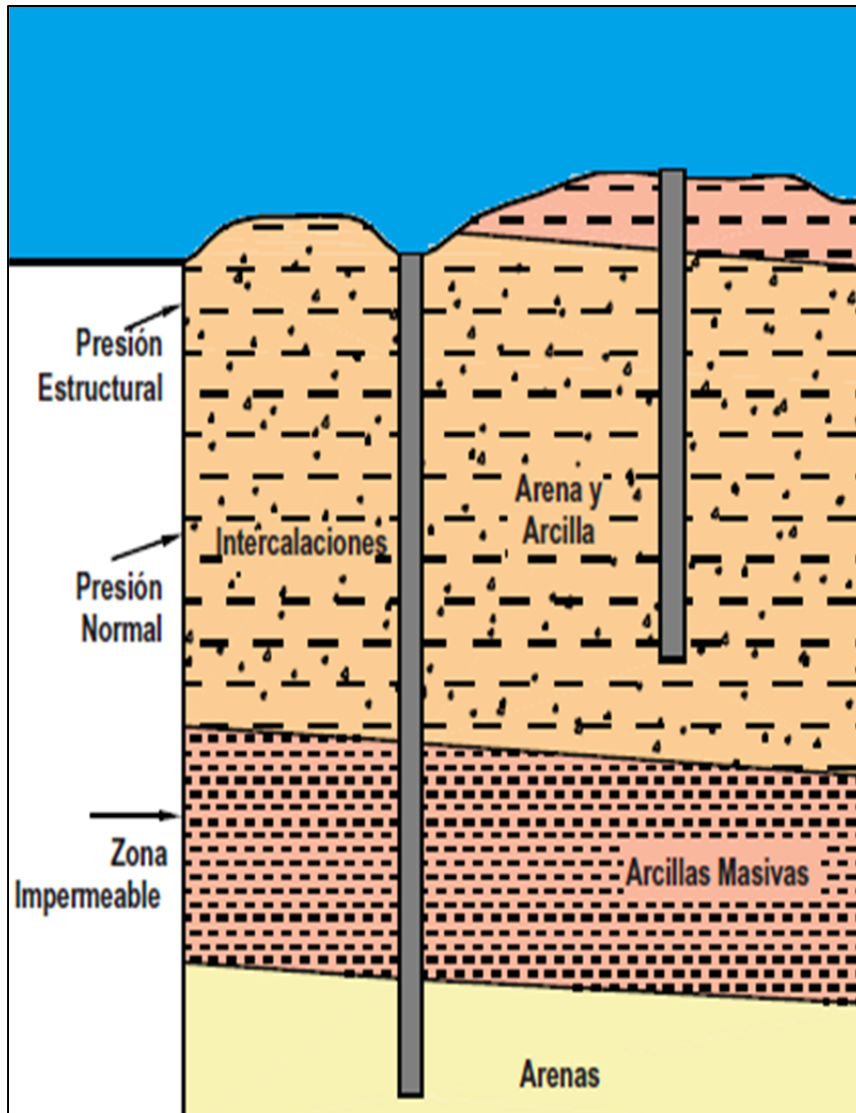


Figura 2.5 Las rocas permeables (areniscas) que están debajo de estas lutitas, por lo general están también sobre presionadas debido a la falta de rutas de escape para los fluidos de los poros a medida que la sobrecarga aumenta.

- Zonas sobre presionadas y agotadas.

Formaciones que exhiben presiones altas son llamadas zonas sobre-presionadas, estas pueden tener origen natural como resultado de la migración ascendente de los fluidos de zonas más profundas, o pueden ser originadas por el hombre. Trabajos de cementación de mala calidad o inadecuados, tuberías de revestimiento dañadas pueden generar zonas sobre-presionadas. Cuando son encontradas a poca profundidad presiones anormales provenientes de formaciones más profundas, son generalmente difíciles de controlar.

Zonas que han sido agotadas tienen generalmente presiones que son menores que las normales. Cuando se encuentra una de estas zonas, pueden producirse severas pérdidas de circulación. Si el nivel del fluido cae en el pozo, la columna hidrostática se reducirá, esto podría permitir el flujo de otra zona o aun la misma zona. Estas condiciones pueden ocurrir donde se ha perforado otro pozo. O por lo general en áreas donde no hay información de los pozos vecinos perforados en la misma área. Es peligroso tener información pobre o no disponer de los historiales completos de los pozos vecinos perforados.

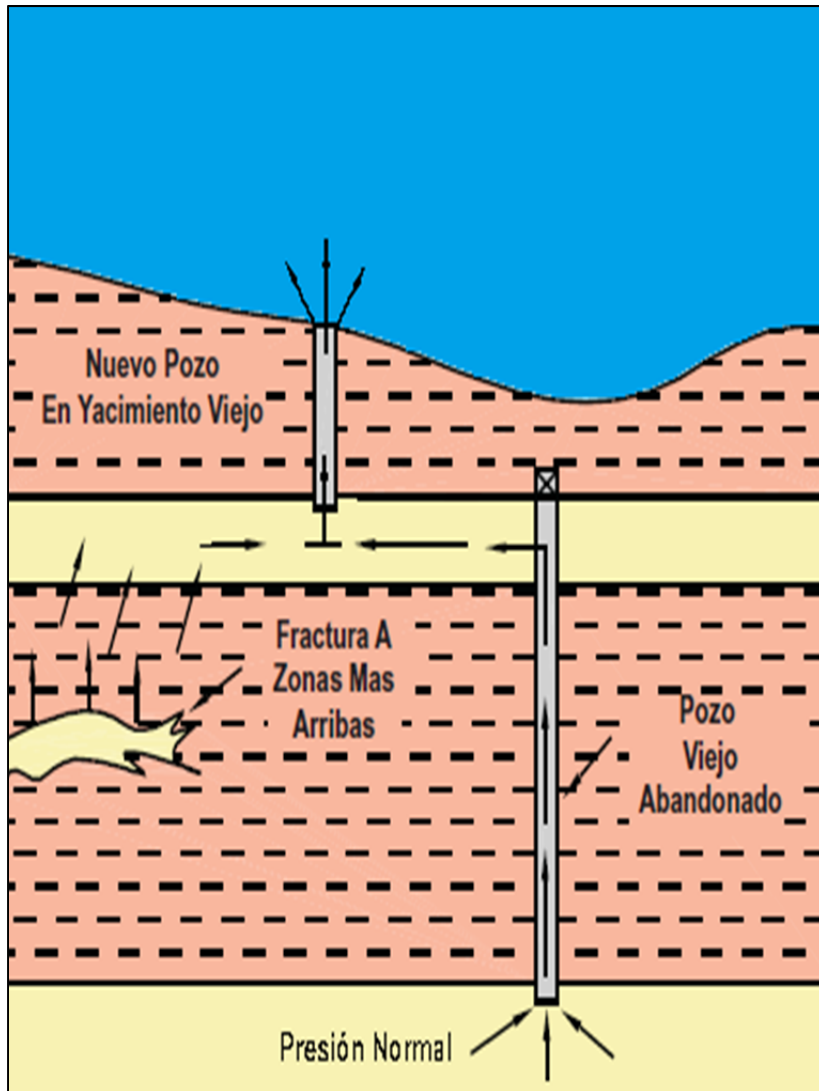


Figura 2.6 Zona sobre presionada por migración de fluidos a través de un pozo.

Una vez obtenidos los resultados de estos estudios y consideraciones, se deben de cotejar entre si, para de esta manera tener mayor exactitud y lograr datos mas concretos y predecir presiones tanto de fractura como de formación en distintos puntos de profundidad, al mismo tiempo ir diseñando para cada etapa una densidad de lodo de perforación. Dando como resultado una gráfica en la que se definirán las presiones hidrostáticas que deberá alcanzar el lodo de perforación en las distintas etapas y profundidades del pozo.

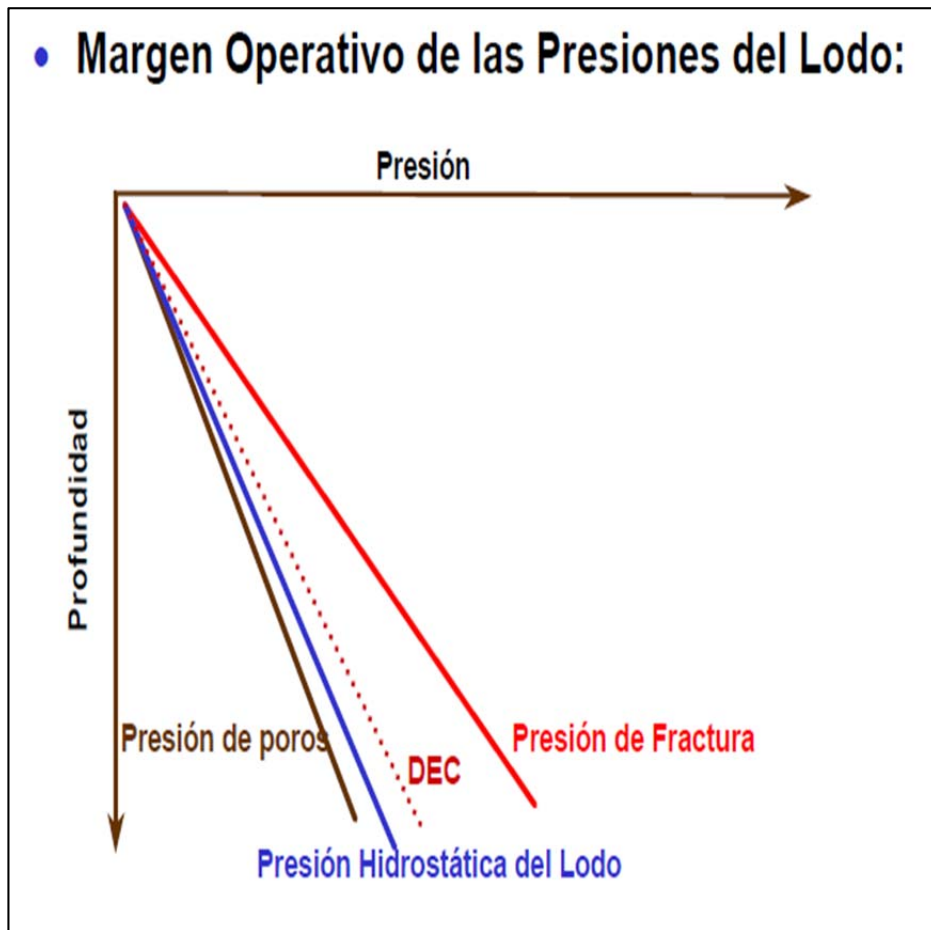


Figura 2.7 Comúnmente llamada "Ventana Operacional" y que durante la perforación se debe mantener la densidad adecuada de lodo entre los límites de la presión de fractura y la presión de poro.



## **2.2 Administración óptima del equipo.**

Realmente las herramientas que el hombre ha creado por su ingenio a lo largo de la historia de la industria petrolera, han permitido ahorrar horas, días y meses de trabajo a medida que han evolucionado. Por lo tanto son indispensables tenerlas en las mejores condiciones posibles, más aún en las que utilizamos en la perforación en aguas profundas debido a las condiciones tan adversas con las que nos enfrentamos.

La clave para la constancia de la calidad y disponibilidad de los equipos de control de pozos en aguas profundas es el mantenimiento. A continuación se proponen y describirá los diferentes tipos de mantenimientos de realizar a los equipos que son necesarios diseñar y llevar a cabo día a día.

- Mantenimiento preventivo por programa.

El mantenimiento preventivo se puede realizar mediante un programa diseñado, donde las revisiones se realizan por distancia o tiempo de funcionamiento de determinado equipo.

De esta manera es obligado llevar un control de uso, por ejemplo, las horas de trabajo de las bombas deben estar precisamente anotadas en una bitácora, así al cumplir determinado número de horas de trabajo poder programar un alto al uso de alguna bomba, darle un chequeo y arreglar cualquier deterioro o repuesto de cualquier pieza.

Al mismo tiempo que se analiza completamente cualquier equipo para predecir posibles averías futuras y de una vez, corregirlas con el cambio de pieza o el requerimiento de equipo nuevo.

- Mantenimiento preventivo de oportunidad.

La perforación en aguas profundas muchas veces se ve truncada por el abastecimiento de combustibles, alimentos, personal e información. Por lo que comúnmente la jornada laboral se

detiene, pero como el tiempo vale *oro negro*, se puede organizar cuadrillas de personal calificado para así en el tiempo libre originado por el abastecimiento, se recorra e inspeccione los equipos de perforación y de control de brotes, por ejemplo, estamos hablando de la revisión desde los equipos de respiración autónoma, las mangueras de respiración a distancia, todas las alarmas sonoras y visuales de detección de brotes hasta una inspección de las tuberías, preventores y paneles de monitoreo.

- Mantenimiento correctivo inmediato.

En cualquier momento y situación existe la posibilidad de que el equipo sufra una avería o defecto, con lo cual entorpece las operaciones, inclusive puede hasta detenerlas por completo.

Así que los ingenieros a bordo deben resolver y controlar cualquier situación para de esta manera personal altamente calificado retiré, inspección y repare el equipo en falla.

Muchas veces es necesario equipo o herramientas nuevas.



# Capítulo 3

Causas, indicadores y  
detección de brotes

### 3.0 Causas de los brotes.

Sin ser detectados hasta que es demasiado tarde, un brote de hidrocarburos en aguas profundas dará como resultados durante los intentos de recuperar el control del pozo: tiempo operativo perdido, operaciones de riesgo con gas y petróleo a alta presión y la posible pérdida de equipos (desde la creación de algún pescado hasta la pérdida total del equipo). Si el brote es reconocido y controlado a tiempo, puede ser fácilmente manipulado y expulsado del pozo en forma segura.

Como un brote de hidrocarburos podría suceder en cualquier momento, debemos estar siempre en condiciones de reconocerlo, identificarlo y reaccionar ante todos los indicadores. Estos indicadores nos permiten saber tanto si las condiciones para un brote existen o si en el pozo pudiese estar ya ocurriendo un brote. Tiene sentido que se utilicen todos los medios posibles para prevenir un brote.

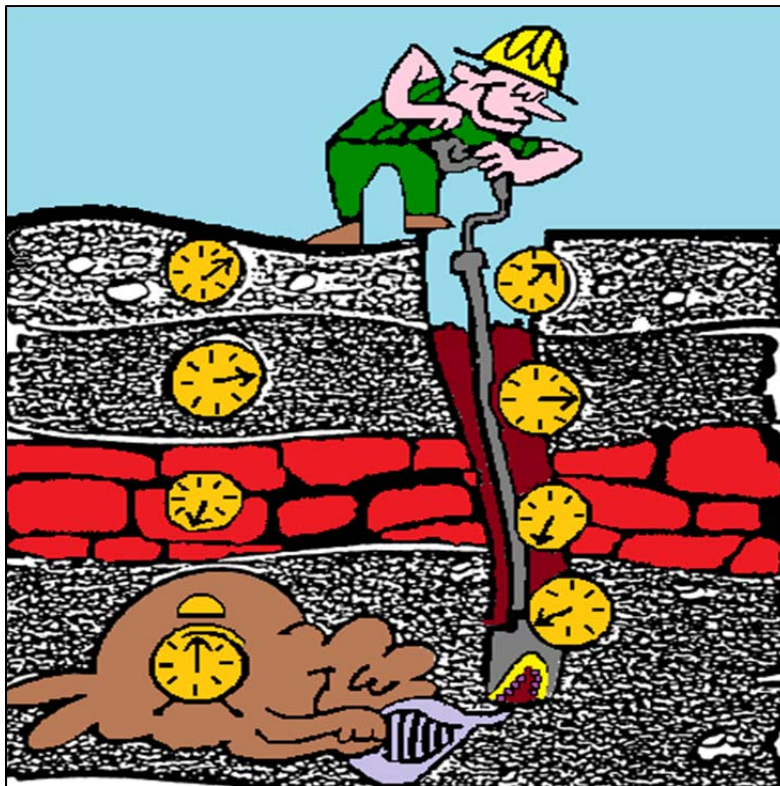


Figura 3.1 La principal causa de un brote es la diferencia de presión hidrostática con la presión de formación.

### **3.1 Densidad insuficiente del fluido de perforación.**

En este caso nos encontramos con la causa principal y consecuencia de distintas otras para que se presente un brote de hidrocarburos. Cuando se perfora una zona permeable, la presión hidrostática del fluido de perforación es menor que la presión de poro dando como resultado de esto que los fluidos de formación invadan al pozo y consecuentemente se tiene un brote. Las presiones de formación anormales frecuentemente se encuentran asociadas a esta causa.

Los brotes causados por densidades insuficientes pueden tener una solución aparente al perforar con una densidad mayor, sin embargo esto no es lo más viable, porque:

- Se puede exceder el gradiente de fractura de la formación e inducir una pérdida de circulación parcial o total.
- Incrementa el riesgo de tener pegaduras por presión diferencial.
- Aumenta el daño a la formación, cuestión que afecta demasiado en el momento de poner a producir al pozo.

#### **3.1.1 Fallas en el llenado adecuado del pozo.**

El no mantener al pozo lleno durante un viaje de tubería es una de las principales causas de los brotes. Muchos factores intervienen durante una maniobra, esto es que al momento de sacar tubería, prácticamente estamos removiendo un cierto volumen de acero dentro del pozo y al no sustituirlo por un volumen igual de lodo, el nivel de fluidos en el pozo caerá y esto dará en una pérdida de la presión hidrostática que afectará a la presión del fondo del pozo. Al reducir la presión del fondo del pozo por debajo a la de formación, permitiremos que el pozo fluya.

En condiciones normales si la circulación puede ser detenida antes de la maniobra sin presentarse un influjo, entonces no debería ocurrir un brote durante la maniobra. Un factor que a menudo no se toma en cuenta es la fuerza de fricción ejercida contra la formación por el fluido durante su circulación, esta fuerza es llamada de pérdida de carga anular. Una vez que las bombas han sido detenidas, la pérdida de presión por circulación

desaparece y la presión en el fondo del pozo se reduce a la presión hidrostática de la columna de fluido en el anular. Esta disminución en la presión de fondo podría permitir que el pozo comience a aportar fluido de formación y originar un brote de hidrocarburos.

### 3.1.2 Swabbing y Surging.

Llamamos Swabbing al efecto en cual surge cuando se saca la tubería demasiado rápida y que en muchos casos disminuye de manera significativa y temporal la presión de fondo, ocasionando un estado de bajo balance y así permitiendo que los fluidos de formación entren al pozo.

Extrayendo tubería del pozo la pérdida de carga se presenta dirección hacia arriba y disminuye la presión de fondo, mientras que bajando tubería al pozo el aumento de carga están en dirección hacia abajo, esto incrementando la presión de fondo.

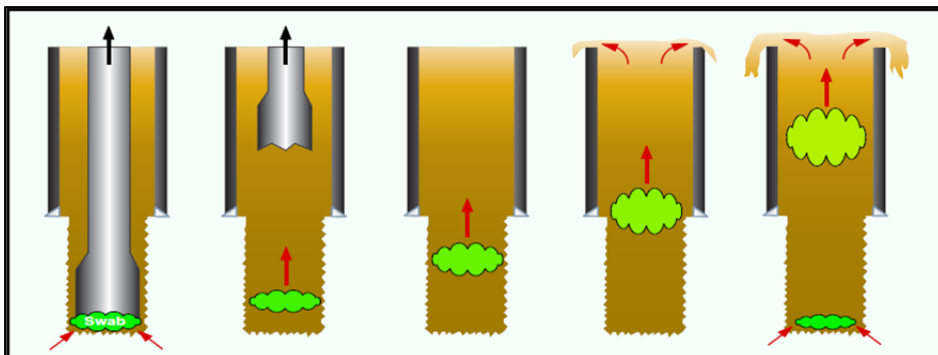


Figura 3.2 Representación del efecto Swabbing, donde se puede observar como al sacar la sarta de perforación la burbuja de gas sube a través del pozo.

Los efectos Swabbing y Surging debe considerarse en los siguientes casos:

- Alta velocidad de viaje de tubería.
- Amplia reducción del espacio anular.
- Gran longitud de la sarta de perforación
- Alta viscosidad del lodo.

El efecto de Surging se incrementa con la profundidad y se coloca en su máximo cuando la barrena está cerca del fondo, al mismo tiempo es intensificado por obstrucción de arcillas en la barrena o sobre los estabilizadores, ya que de alguna manera taponan al pozo.

### **3.1.3 Perdida de circulación.**

Una causa importante de los brotes en aguas profundas es la pérdida de lodo de perforación por medio de fracturas naturales o inducidas. Un descenso en el nivel de lodo provoca la disminución de presión hidrostática y así en zonas suficientemente permeables puede ocasionar un brote. Las pérdidas de circulación las podemos clasificar en:

- *Parcial*: cuando el volumen de lodo que sale es menor que el de la entrada.
- *Total*: cuando no hay retorno de lodo del pozo.

Donde las causas más comunes son:

- *Causas naturales (geológicas)*:
  - Formaciones fracturadas.
  - Formaciones cálcicas.
  - Fallas.
  
- *Causas operativas*.
  - Surging.
  - Las pérdidas de carga sustanciales en el anular.
  - El comenzar la circulación a través de pozos de pequeño diámetro a gran profundidad.

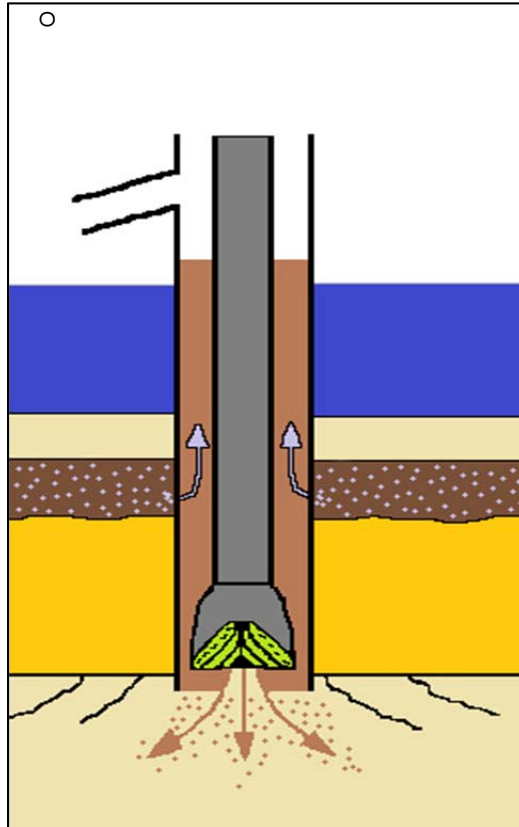


Figura 3.3 Se ejemplifica como a causa de una serie de fracturas, tenemos pérdida del lodo de perforación y por ende una disminución en la presión hidrostática, lo que nos ocasiona un brote.

### 3.1.4 Fluido de perforación contaminado con gas.

Al estar perforando podemos encontrarnos estructuras contenedoras de gas, por lo tanto tener una liberación de gas bastante considerable, el cual estará contaminando a nuestro fluido ó lodo de perforación dando pie a la disminución de la densidad del lodo y por ende a la presión de fondo.

El gran riesgo que tenemos, es el flujo y expansión de gas a través del lodo de perforación, que es un factor importante en la aparición de un brote y depende de principalmente a:

- *Drilling gas*: gas liberado al momento de estar triturando la roca.



- *Connection gas*: gas que se acumula durante las pausas para anexar tubería.
- *Trip gas*: gas que se acumula durante el cambio de barrena.

Estas acumulaciones llegan a ser peligrosas si el volumen de gas es grande, lo cual puede ocurrir al inicio de la perforación (diámetro grande y alto régimen de perforación) y cuando las pausas sean de tiempos muy grandes, lo que permitiría el avance de gas hacia la superficie.

Es muy importante estar enterado de esta reducción de presión de fondo, cuya magnitud se estima con la ecuación de Strong White:

$$\Delta P = 2.3 * \left( \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2} \right) * \log(P_{h1})$$

$\nabla P$  = Caída de presión debido a la contaminación de gas en el fluido de perforación.

$\rho_1$  = Densidad inicial del fluido de perforación.

$\rho_2$  = Densidad del fluido de perforación contaminado por gas.

$P_{h1}$  = Presión hidrostática del fluido de perforación.

**Nota.** Se recomienda realizar las siguientes acciones para reducir el efecto:

1. **Reducir el ritmo de perforación.**
2. **Aumentar el gasto de circulación.**
3. **Circular el tiempo necesario para desalojar el fluido contaminado.**

### 3.1.5 Fluido de perforación contaminado con agua de formación.

Si se perfora una formación porosa y permeable conteniendo agua de formación con una presión de formación mayor a la presión hidrostática del fluido de perforación, puede ocurrir un brote. El brote puede ser detectado por:

- El incremento de cloruros en el fluido.
- Cambios en la densidad del lodo de perforación o en sus propiedades reológicas.
- Por el incremento en el nivel de las presas.

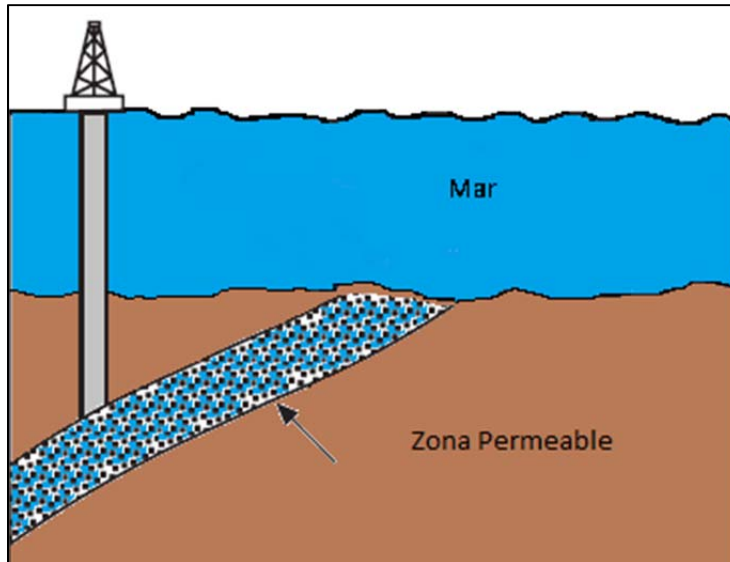


Figura 3.4 La contaminación del lodo de perforación con agua de formación es un gran factor para que ocurra un brote en aguas profundas.

### 3.2.0 Indicadores y detección de brotes.

En una situación de brote de hidrocarburos es vital reconocerle tan pronto sea posible. Para esto es necesario llegar a reconocer e interpretar de manera correcta distintas características específicas, que nos permiten detectar la infiltración de fluido de formación.

En esta parte abordaremos estos indicadores y discutiremos sus interpretaciones.

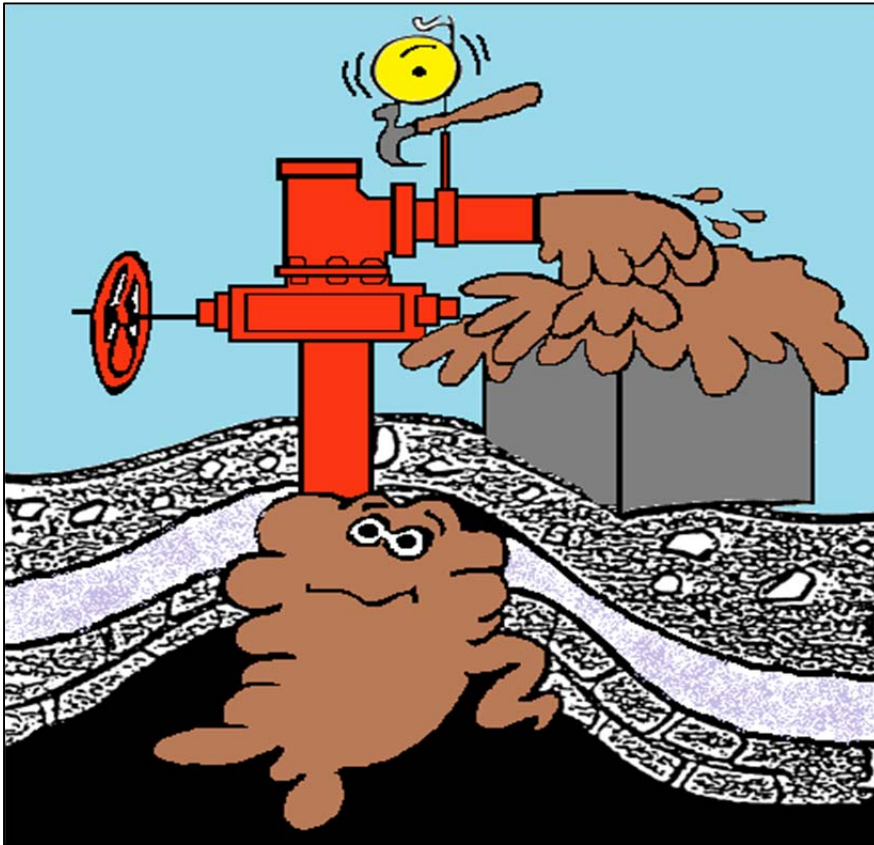


Figura 3.5 Los indicadores visuales y sonoros son los medios por los cuales podemos saber que un brote está sucediendo sin duda alguna.

### 3.2.1 Incremento en la tasa de perforación.

Al perforar y tener parámetros de perforación consistentes como el desgaste de la barrena, podríamos estar analizando la tendencia normal de disminución de perforación.

Si la diferencia de presión entre la presión hidrostática del fluido de perforación y la presión de formación disminuye, ocurrirá un aumento en la tasa de perforación.

Un aumento general y constante en la tasa de penetración es a menudo un buen indicador de que una zona de transición pudo haber sido perforada mientras que un aumento bastante rápido en la tasa de penetración puede indicar que hemos entrado a una formación de presión anormal o de alta permeabilidad y se ha producido una situación de bajo balance.

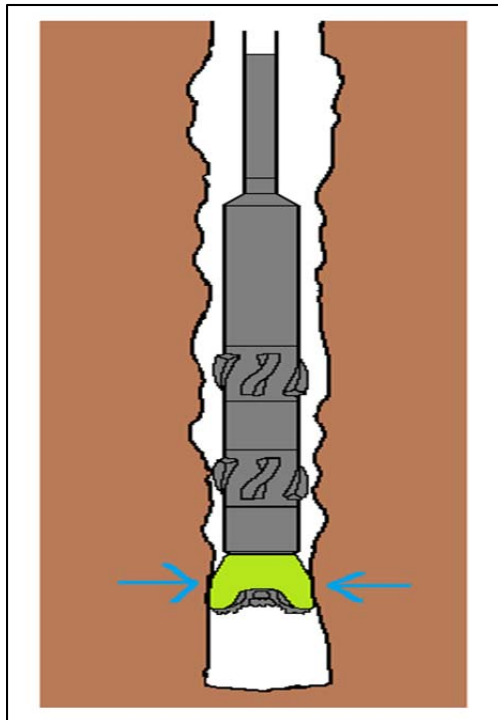


Figura 3.6 La sarta de perforación es atrapada por la formación y así ocasionando un arrastre.

### 3.2.2 Incremento en el torque y arrastre de la sarta de perforación.

El aumento en el arrastre y torque de rotación son observaciones frecuentes cuando se está perforando formaciones de lutitas sobre presionadas y se tiene un lodo cuya densidad ocasiona que exista una situación bajo balance por lo que carece de poder contener la intrusión física de la formación al pozo e invasión de hidrocarburos por el espacio anular.

### 3.2.3 Aumento en el peso de la sarta.

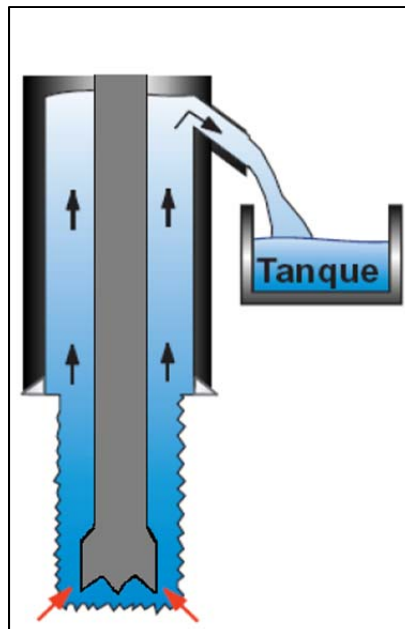
El fluido de perforación en el pozo provoca un efecto de flotación, el cual reduce el peso efectivo de la sarta que debe ser soportado por la torre de perforación.

Los fluidos de perforación más pesados tienen mayor efecto de flotación que los fluidos ligeros. Cuando ocurre un brote y los fluidos de menor densidad entran al pozo, el efecto de flotación se reduce. Como consecuencia el peso observado de la sarta se incrementa.

### 3.2.4 Flujo del pozo con bombas paradas.

Este es un indicador muy seguro de que un influjo está en progreso. El fenómeno se puede apreciar con mayor facilidad en pozos con diámetro reducido, donde las pérdidas de presión anular son significativas.

En este caso al parar la circulación, las pérdidas de presión en el anular se cancelan y entonces la presión de formación puede exceder a la presión hidrostática, permitiendo así la entrada de fluido de formación al pozo, y teniendo las bombas apagadas, nos percatamos de la alarmante señal de que aún existe flujo del pozo hacia afuera.



**Figura 3.7** Flujo del lodo de perforación con bombas de lodo paradas es un indicador de un brote en progreso.

### 3.2.5 Aumento del volumen de lodo en presas.

Una ganancia en el volumen total de lodo en presas y suponiendo que no hallan sido añadido materiales significativos en superficie, es un importante indicador de que hay cierto avance de fluidos de formación o expansión de gas por el espacio anular.

Debido al movimiento generado por las olas y por el diseño de las presas, es muy probable que a simple vista se observen grandes cambios en el nivel total aun cuando éste se mantiene constante, es por esta razón que se implementan totalizadores de flujo.

Cuando el aumento de nivel o volumen total de presas sea muy grande y real, es necesario parar la operación presente y realizar una prueba de flujo o *flow check*, si no se detecta algún brote, revisar la razón de la anomalía.

*Nota: Procedimiento de una prueba de flujo perforando.*

- *Parar la rotación.*
- *Levantar la columna del fondo.*
- *Detener las bombas.*
- *Observar el pozo con cuidado.*



Figura 3.8 Sensor de nivel tipo flotador de presas de lodo.

### 3.2.6 Aumento del caudal o *Flow Rate*.

Cuando nuestras bombas se encuentran trabajando en condiciones normales, un volumen constante de lodo es enviado al interior del pozo al mismo tiempo que un volumen igual es el que sale. Si nuestro volumen de lodo es superior al que entra y sin que nuestras bombas hayan cambiado aumentado en su velocidad de bombeo es probable de que exista fluido de formación desplazando un volumen de lodo fuera del pozo. Este aumento de flujo es un indicador de un posible brote.

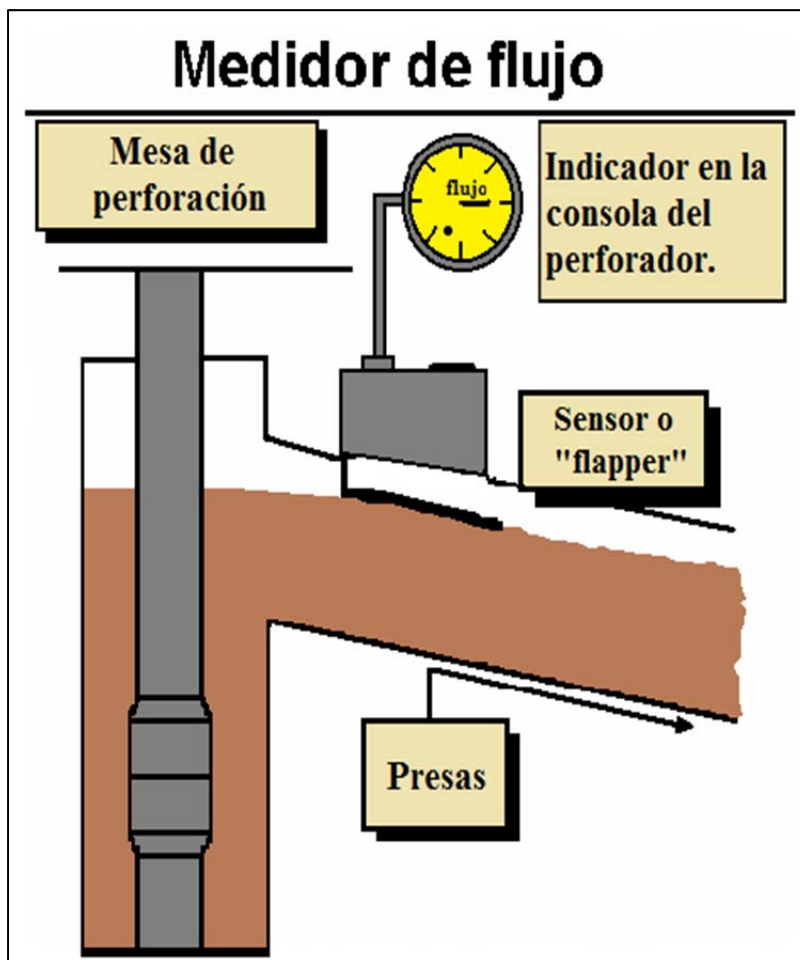


Figura 3.9 Esquema de el funcionamiento de un medidor de flujo hacia las presas de lodo.

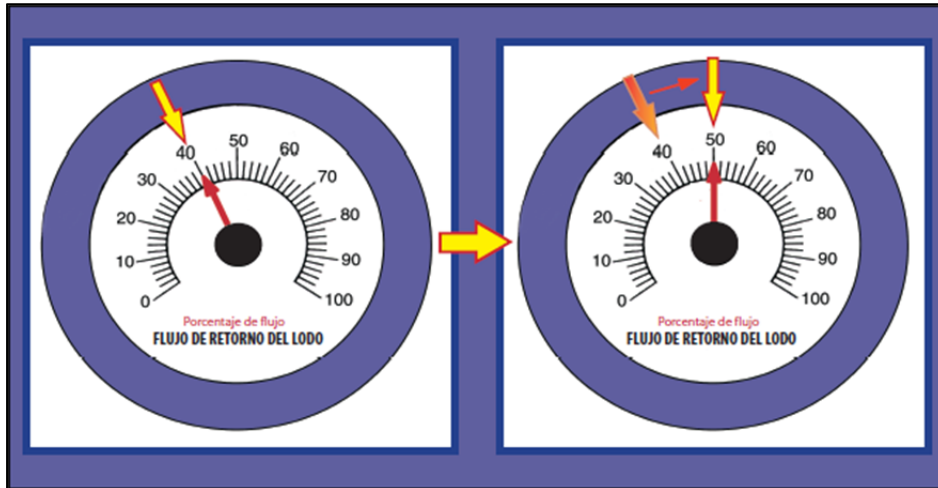


Figura 3.10 El brote de hidrocarburos causará inmediatamente un aumento de flujo desde el pozo.

### 3.2.7 Aumento en la velocidad y disminución de la presión de bombeo.

Un cambio en la presión de bombeo suele ser un indicador más de un brote. La entrada inicial de los fluidos invasores al pozo en ocasiones provoca la floculación del fluido y un aumento temporal de la presión de bombeo.

Sin embargo, como el fluido invasor de densidad menor a la del fluido de perforación continua entrando al pozo y desplazando al fluido de control, el fluido en el espacio anular llega a ser más ligero que el fluido que llena la tubería de perforación, lo que da como resultado una disminución en la presión de la bomba y un incremento en la velocidad de esta.

Sin embargo, cabe mencionar que esta señal, no solo indica la posible presencia de un brote, ya que existen otros problemas en la perforación relacionado a este, como por ejemplo la presencia de una fisura en algún punto de la sarta de perforación.





# Capítulo 4

Principios de control de  
pozos

## **4.0 Introducción.**

Un brote de hidrocarburos en aguas profundas que no es reconocido y se le deja continuar, descargará fluidos de la formación, llámense gas, aceite, ácido sulfhídrico o una combinación de estos.

Cuando se produce un brote y no se logra tomar la acción debida, entonces este puede desarrollarse hasta convertirse en un descontrol, el cual lo entendemos como un flujo descontrolado del fluido del pozo.

Al tener un brote, los ingenieros petroleros junto con la cuadrilla de trabajo deben tomar las acciones necesarias para retomar el control del pozo.

Los efectos y el comportamiento de los brotes en aguas profundas deben ser entendidos para evitar que estas se conviertan en descontroles.

Acciones como el permitir la expansión de un brote de gas a medida que avanza, determinar si nos encontramos con un brote sin expansión son parte de los análisis que podemos realizar y concluir al tener claro los principios de control de pozos y de los mismos brotes.

Con la finalidad de simplificar y para entender los principios básicos de los brotes, serán presentados como un volumen único aunque en la realidad el influjo puede extenderse en varios cientos o miles de metros a lo largo del pozo.

#### 4.1 Parámetros para determinar el tipo de fluido invasor.

Es importante saber si el fluido invasor es gas o líquido (gas o aceite) y esto lo logramos al calcular aproximadamente la densidad del fluido invasor, asumiendo que la diferencia entre las presiones de cierre (Cierre en tubería de perforación y Cierre en la tubería de revestimiento o Casing) se debe a la diferencia de densidad de la columna del brote.

Un paso más para determinar con mayor certeza el tipo de fluido en el pozo, es medir con la mejor exactitud posible la ganancia de volumen en los tanques. Este es un indicador del tamaño del brote, en el cual es muy importante excluir el volumen en circulación del equipo de control de sólidos en superficie, si el pozo es cerrado antes de medir la ganancia.

La longitud del brote se calcula dividiendo los barriles ganados por la capacidad anular entre el pozo y el conjunto de fondo y por su longitud.

$L_e = \frac{\text{ganancia}}{\text{Cap}_a}$	<p><b>Le:</b> Longitud estimada. (ft)</p> <p><b>Cap a:</b> Capacidad anular (en la posición del brote) <math>\left(\frac{\text{bls}}{\text{ft}}\right)</math></p>
$\rho_b = \frac{(\rho_l) - (PCTR - PCTP)}{L_e \times 0.052}$	<p><b>ρb:</b> Densidad del brote. (ppg)</p> <p><b>ρl:</b> Densidad del lodo. (ppg)</p> <p><b>PCTR:</b> Presión de cierre en TR. <math>\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)</math></p> <p><b>PCTP:</b> Presión de cierre en TP. <math>\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)</math></p>

La densidad del agua salada generalmente está entre 8.5 y 10 ppg (1019 y 1198 kg/m<sup>3</sup>) mientras que la densidad del gas es menor que 2 ppg (240

kg/m<sup>3</sup>.) Si la densidad está entre 2 ppg y 8.5 ppg (240 y 1019 kg/m<sup>3</sup>), entonces el fluido invasor es una mezcla de gas, aceite y agua.

Determinar la diferencia entre una brote de gas y de líquido permitirá manipular ciertos problemas de diferente manera. Mediante el cálculo de la densidad del brote podremos determinar si el influjo fue de gas o de líquidos aunque debe considerarse que ya sea el influjo de aceite o de agua habrá presencia de algo de gas.

La mayoría de los brotes son una mezcla de más de un fluido y por lo tanto todos deben ser como influjos de gas a menos que se tengan evidencias reales para pensar que es solo líquido.

## **4.2 La ley General de los Gases.**

En la Ley General de los Gases encontramos que la presión del gas está relacionada al volumen que se permite que ocupe dicho gas. Los cambios de temperatura y la diferencia de un gas perfecto modifican esta relación.

La ley general de los gases muestra que si no se permite que un gas se expanda, la presión se mantiene igual a excepción de las variaciones de temperatura y del factor de compresibilidad, esto significa que si una burbuja de gas en el fondo de pozo llega a la superficie sin expandirse, tendrá la misma presión que tenía en el fondo.

El gas presurizado por lo tanto presurizará el pozo a tal punto que el equipo de superficie falle, la formación se fracture o que ocurra pérdida de circulación, por este motivo un brote de gas no debe ser controlado manteniendo el volumen en superficie constante o bombeando un barril (0.159 m<sup>3</sup>) por cada barril (0.159 m<sup>3</sup>) que sale del pozo.

En realidad las presiones no son tan altas como se esperan debido al efecto de la temperatura. Cuando el gas sale del pozo, se enfría, también se enfría cuando se lo deja expandir. A medida que el gas se enfría su presión se reduce, otro punto adicional que no está en la ley general de los gases es la solubilidad del gas y es que cuando un gas entra en

solución en un líquido, el volumen de gas libre se reduce, por lo tanto la presión final en la superficie se reducirá.

Si el gas sube hasta la superficie y se expande sin ningún control, el gas ocupará todo el volumen en el anular que empujará grandes volúmenes de fluido fuera del pozo reduciéndose así la presión de fondo.

Entre no permitir que el gas se expanda y permitir la libre expansión del gas, los procedimientos de control se han desarrollado controlando la expansión del gas, y un control apropiado es esencial para cualquier procedimiento de control exitoso.

### **4.3 Brotes de Gas en pozos con lodos base agua.**

El gas es un fluido altamente compresible por lo que el volumen que ocupa depende directamente de la presión a la que está sometido.

Si la presión aumenta, su volumen disminuye, dicha relación varía para las diferentes mezclas de gases, sin embargo, el comportamiento de un gas natural puede calcularse aproximadamente utilizando una proporcionalidad inversa.

Esto significa que si se duplica la presión el gas se comprimirá a mas o menos la mitad de su volumen. Si reducimos la presión a la mitad se duplicará su volumen.

El gas es más liviano que el líquido, por lo tanto puede ocurrir migración ya sea con el pozo abierto o cerrado. Aunque el gas se puede separa en burbujas pequeñas, la mayoría de los análisis consideran el gas como una única burbuja de gas. Las generalidades del comportamiento del gas en el pozo deben ser comprendidas y anticipadas para poder mantener el control sobre un brote de gas.

#### **4.4 Brotes de gas en pozos con lodos base aceite y aceite sintético.**

Encontramos que el comportamiento de los brotes de gas en lodos base aceite es diferente de los brotes en lodos base agua.

El gas que entra al pozo contiene distintos componentes que entrarán en solución, de hecho se estima que la mayoría (60 %) del gas que entra en el pozo entrarán en solución.

Los lodos base de aceite sintético mostrarán las mismas características de absorción de gas que los lodos de base petróleo natural pero respecto con los lodos base agua, la ganancia en las presas de lodos en superficie reflejará el tamaño del influjo de gas.

Por ejemplo, si el pozo fue cerrado con una ganancia de 10 bls ( $1.59 \text{ m}^3$ ) este es el reflejo de una intrusión de 10 bls ( $1.59 \text{ m}^3$ ) de gas. Con un lodo base aceite, los mismos 10 bls ( $1.59 \text{ m}^3$ ) de gas causarán una ganancia en superficie de solamente 2 a 3 barriles ( $0.318$  a  $0.477 \text{ m}^3$ ), esta ganancia poco consistente de fluido puede ocultar la gravedad del brote.

Una vez cerrado el pozo, el gas en solución en el lodo base aceite no migrará en un valor apreciable, por lo que tendrá apariencia de ser un brote de aceite. Por lo que debemos no asumir que se tiene un brote de aceite en aguas profundas si se está utilizando algún lodo base aceite. El influjo no se expandirá a medida que es circulado sino hasta que esté muy próximo a la superficie.

Cuando el gas se libera de la solución, se expandirá rápidamente y si el pozo está siendo circulado, esto resultará en una descarga repentina de fluido encima del gas a medida que se produce la expansión. Si el brote está siendo circulado a través del estrangulador, esta expansión rápida requerirá ajustes en el estrangulador para mantener la presión en el fondo constante. El operador del estrangulador deberá anticiparse a los cambios de líquido a gas a medida que el brote se aproxima a la superficie y debe estar preparado para realizar los ajustes necesarios.

#### **4.5 Brote sin expansión.**

En un pozo de 10000 pies (3048 m) conteniendo un lodo de 10 ppg (1198 kg/m<sup>3</sup>) un barril de gas es pistoneado durante una conexión.

El pozo es cerrado y se permite la migración de la burbuja de gas hacia la superficie (o es circulada hacia la superficie manteniendo el volumen de los tanques constante.) En otras palabras no se permitirá la expansión del gas.

Con la finalidad de simplificar, ignoramos los efectos de la temperatura y la compresibilidad aunque tengan efecto en el proceso.

La presión de fondo ejercida por la columna de fluido es 5200 psi (358.54 bar) y el volumen del gas es un barril (0.159 m<sup>3</sup>.) Si el gas migra hasta la mitad del pozo, la columna hidrostática encima de la burbuja de gas será solo de 2600 psi (179.27 bar.)

Sin embargo, de acuerdo con la ley general de los gases, la presión de la burbuja será aún de 5200 psi (358.54 bar.) La presión anular en superficie será la diferencia entre la presión de la burbuja de gas y la presión hidrostática del fluido encima de la burbuja, ó 2600 psi (179.27 bar.)

La presión de fondo será la presión hidrostática más la presión del Casing ó 7800 psi (537.81 bar.) Cuando la burbuja llegue a la superficie, la presión en superficie será 5200 psi (358.54 bar) y la presión de fondo del pozo 10400 psi (717.08 bar.) Esto es equivalente a un fluido de 20 ppg (2397 kg/m<sup>3</sup>.)

En la mayoría de los casos, antes que el gas alcance la superficie, se producirá la fractura de la formación más débil o el Casing podría colapsar, limitando las opciones de control de pozo.

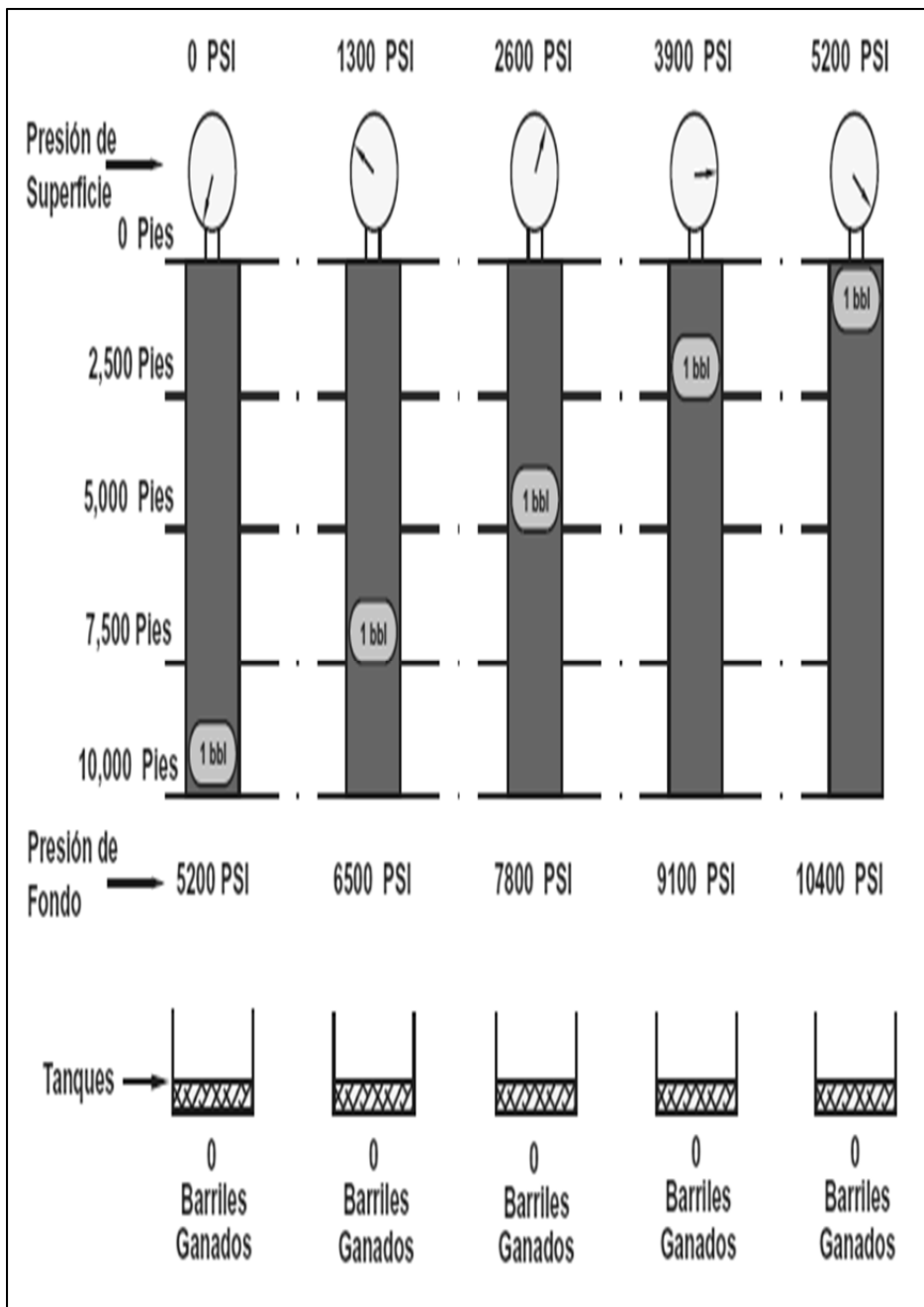


Figura 4.1 Brote sin expansión.



#### **4.6 Brote con expansión no controlada.**

Lo opuesto a no permitir que el gas se expanda, es circularlo sin mantener contrapresión sobre él.

Nuevamente tenemos un barril ( $0.159 \text{ m}^3$ ) de gas el cual es pistoneado hacia el pozo. Esta vez el pozo no está cerrado y se empieza a circular con las bombas la burbuja hacia fuera del pozo.

De acuerdo con la ley de los gases, cuando el gas alcanza la mitad del pozo, se expande a dos barriles ( $0.318 \text{ m}^3$ .)

A tres cuartas partes del camino a superficie, el gas se expande a cuatro barriles ( $0.636 \text{ m}^3$ .) En la siguiente mitad desde ese punto hacia arriba, el gas se expande a ocho barriles ( $1.272 \text{ m}^3$ .)

Una o dos preguntas deben hacerse en este momento:

Si la burbuja está expandiéndose y desplazando fluido del pozo, ¿Cuanta presión hidrostática se ha perdido? y ¿ésta pérdida de presión hidrostática puede causar que el pozo fluya?

En este momento probablemente esté entrando más gas en el pozo, expandiéndose, desplazando más fluido y permitiendo un flujo más rápido. El pozo está en camino a un descontrol. Con expansión sin control, se dice que un 90% de la expansión del gas ocurrirá en el 10% del tope del pozo.

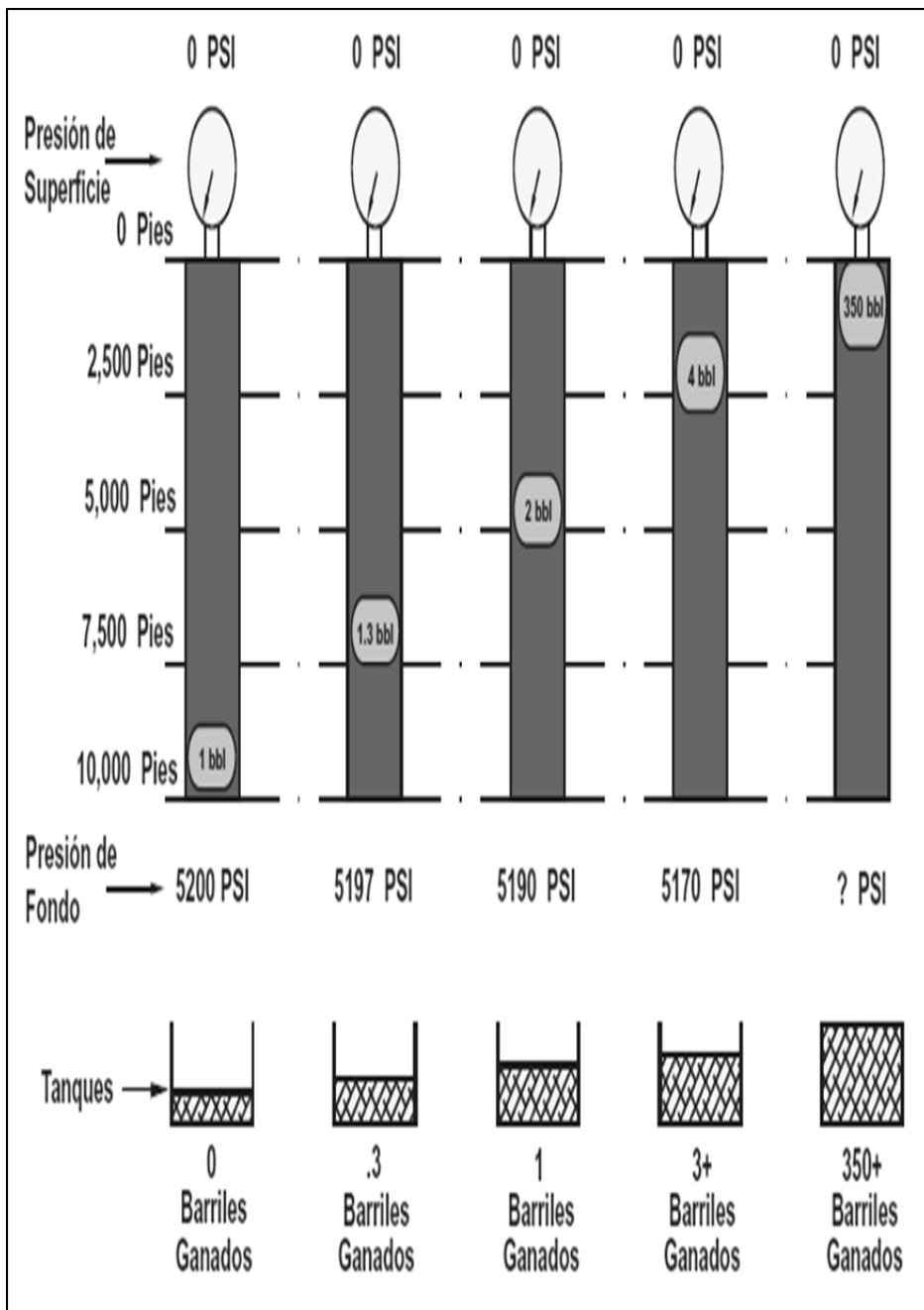


Figura 4.2 Brote con expansión no controlada.

#### **4.7 Brote con expansión controlada.**

Si se bombea la burbuja de gas con expansión controlada, se debe permitir la expansión del gas manteniendo la presión de fondo igual o ligeramente superior que la presión de formación.

Se debe permitir el incremento del volumen en superficie.

Cuando se utilizan los métodos de control normales (Perforador, Espere y Densifique, Concurrente), se permite el retorno de mayor volumen que el bombeado, permitiendo la expansión del gas.

El operador del estrangulador debe mantener una contrapresión que permita una suficiente expansión del gas de tal manera que la presión hidrostática en el pozo más la contrapresión tenga un valor ligeramente superior a la presión de formación.

Los métodos de control normales permiten la expansión controlada del gas que está siendo bombeado a la superficie.

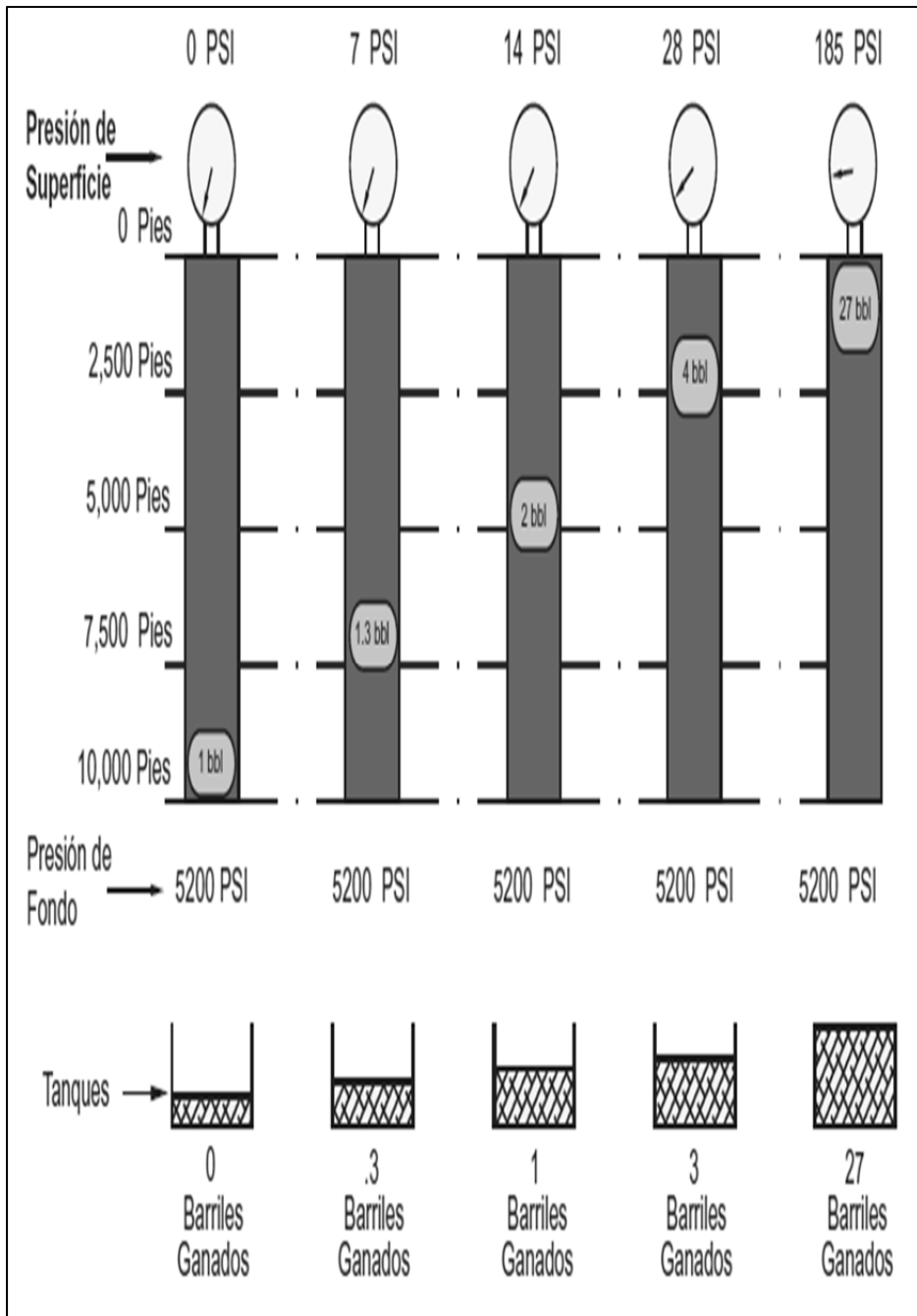


Figura 4.3 Brote con expansión controlada.

#### **4.8 Migración del gas.**

Es muy importante que en todo momento se deban observar las presiones de cierre ya que estas presiones pueden aumentar a medida que el gas logra migrar hacia arriba a través de canalizaciones dentro del fluido del pozo cuando este está cerrado.

Una consecuencia de la migración del gas es que puede aumentar las presiones en el pozo hasta que la formación y el equipo de superficie fallen por lo que podría resultar en daño a la formación o un descontrol subterráneo.

Manteniendo la presión de la TR o Casing constante dentro de los valores planeados, la presión en la TP o tubería de perforación da la mejor indicación de los cambios de presión de fondo porque generalmente tiene un fluido conocido y consistente (mientras que en el fluido que se encuentra en el anular está contaminado por los recortes y el influjo.) Si se mantiene constante esta presión, la presión de fondo también se mantendrá constante.

Esto puede requerir que se tenga que manipular el estrangulador para ajustar las presiones.

Si no es posible usar la presión en el TP o tubería de perforación, como cuando hay una válvula de contrapresión en la columna o si la barrena está taponada, o si la tubería está fuera del pozo, entonces la presión en el Casing debe ser usada hasta que el problema pueda ser resuelto.

Si la presión del Casing se mantiene constante, un volumen de fluido del pozo debe ser liberado del pozo. Este volumen debe ser medido cuidadosamente ya que este fluido estaba contribuyendo a la presión hidrostática por lo que debe permitirse que la presión en el Casing aumente para compensar la pérdida de la presión de este fluido liberado.

#### **4.9 Brote de líquidos.**

El aceite al igual que el agua salada es casi incompresible, por lo que ninguno se expandirá de manera apreciable a medida que la presión sea reducida. En función de esta propiedad, los volúmenes de bombeo y retorno serán esencialmente los mismos.

Si un brote de líquido no se expande a medida que es circulado fuera del pozo, la presión en el Casing no aumentará como en el caso de un brote de gas (mientras que no se permita un influjo adicional.)

Utilizando los métodos de presión de fondo constante, la presión hidrostática en el anular cambiará en función de las variaciones ocasionadas por la geometría del pozo. La presión en el Casing también cambiará, debido a los ajustes del estrangulador, al mismo tiempo que un lodo más denso reemplaza al lodo original y al fluido del influjo. Estos cambios no son tan visibles como los que suceden cuando el fluido del brote en el pozo de aguas profundas es gas.

En comparación con los brotes de gas, los brotes de aceite no migran en un valor significativo por lo que si el brote no migra, las presiones de cierre no aumentarán (como consecuencia de la migración) en el mismo rango que la que se observan en los casos de brotes de gas.

La mayoría de los influjos de agua contienen algo de gas en solución que harán que la presión en superficie se comporte de la misma forma que un brote de gas, pero en un menor grado.

#### **4.10 Presión máxima estimada en superficie de un brote en aguas profundas.**

Es imposible estimar la presión máxima en superficie de un brote de aceite, la cual podría ser esperada en un brote mal controlado, debido a que la presión es regulada con la bomba y el estrangulador.

Pero si el brote es de gas y se le permite migrar a la superficie sin aliviar la presión, entonces la presión en superficie (considerando que nada ha fallado pozo abajo o en la superficie) podría ser de entre la mitad a dos tercios de la presión de formación que ha producido el gas.

La solubilidad del fluido del brote en el fluido del pozo así como la temperatura generalmente reducirá el tamaño del influjo y por lo tanto reducirán su presión.

La composición del brote, la solubilidad del fluido de formación y la longitud del brote, nunca serán conocidas con exactitud.

Por lo general, la presión máxima de un brote de gas en superficie controlada utilizando el método del Perforador será mayor que la presión máxima en el método Espere y Densifique. Esta presión será de alguna manera mayor que la presión de cierre original.

La presión máxima con el método Concurrente caerá a un valor intermedio entre los valores de los métodos del Perforador y Espere y Densifique.

#### **4.11 Efecto de la posición del influjo.**

La mayor preocupación durante el control del pozo es evitar la pérdida de circulación. Durante un brote, la presión en cualquier punto débil del pozo es igual a la presión hidrostática encima de dicho punto más la presión en el Casing en la superficie, por lo general el punto débil está cerca de la zapata del Casing.

Si se utiliza un método de presión constante en el fondo del pozo (mientras se circula el influjo o permitiendo que el gas suba), las presiones en el punto débil aumentarán solamente hasta que el gas haya alcanzado dicho punto débil.

Una vez que el fluido del brote se eleva encima del punto débil, la presión hidrostática ejercida sobre el punto débil disminuye. Esto es debido a que la presión hidrostática del fluido del brote es generalmente menor que la del lodo en uso, por esto la reducción de presión hidrostática.

Se debe notar que la presión en la superficie puede continuar subiendo para compensar la pérdida en la columna hidrostática por la expansión del gas y el desplazamiento de fluido del pozo. Desde este punto hasta que el brote llega a la superficie, las presiones en el punto débil no se modificarán a menos que se esté circulando un fluido mas pesado encima del punto débil. Debe recordarse que esta es la presión contra el

punto débil, no únicamente la presión observada en superficie, la que origina que la formación falle.

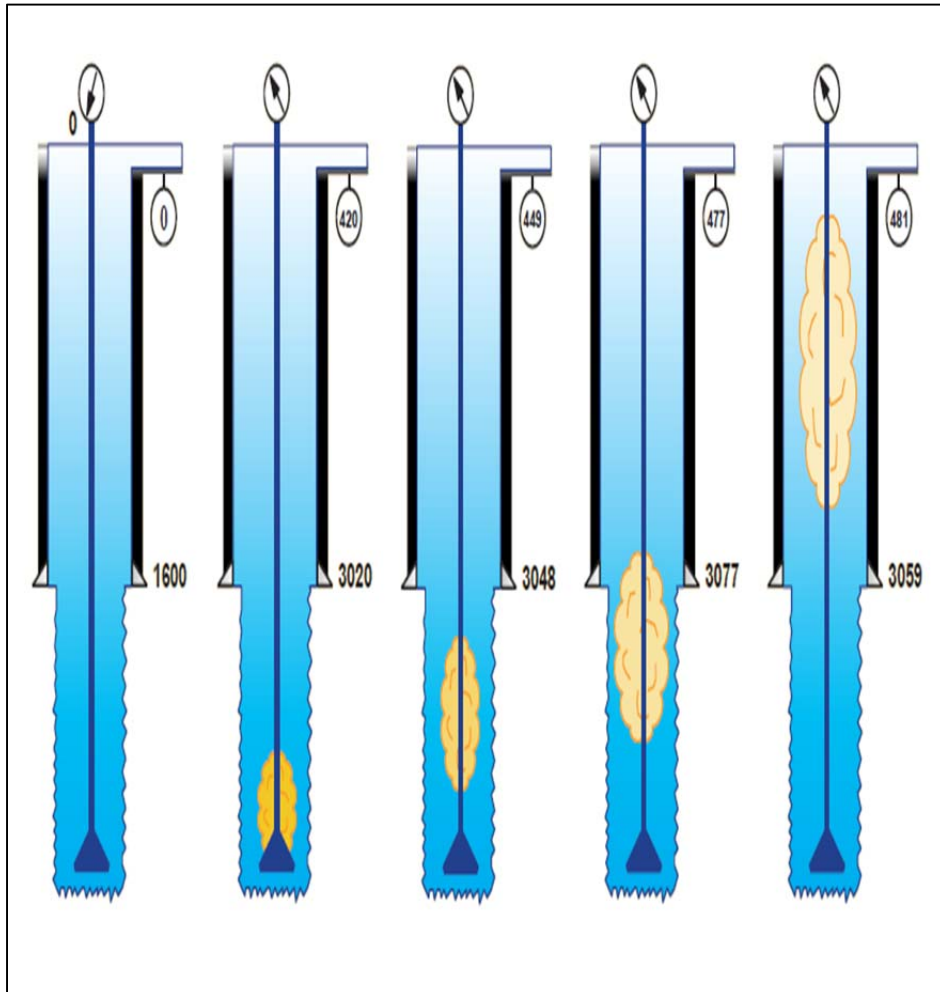


Figura 4.4 Efecto de la posición del influjo en la presión.



#### **4.12 Tamaño del influjo.**

Es importante recordar que cuanto más tiempo se tarda en reconocer un brote e iniciar los procedimientos de control será mayor el influjo y mas difícil su control.

Cuanto mayor el influjo, mayor la presión en el Casing. Unas cuantas reglas generales determinan la máxima presión esperada.

- La presión en el Casing aumenta con la magnitud y tamaño del influjo.
- Las presiones de formación y de circulación aumentan con la profundidad del pozo.
- La presión de circulación aumenta con el aumento de la densidad del fluido.
- Las presiones en superficie son más bajas con influjos de agua salada y aumentan con los influjos de gas.
- El método de control de pozo afecta la presión en superficie. El aumento de la densidad del fluido en el pozo antes de circular podría ayudar a minimizar la presión del Casing en superficie.
- La migración de gas mientras el pozo está cerrado puede aumentar las presiones de superficie acercándolas a la presión de formación.
- Los márgenes de seguridad y la densidad adicional en el peso del fluido de control durante las operaciones de control pueden causar mayores presiones de circulación.

### **4.13 Comportamiento y solubilidad del gas.**

El comportamiento y la solubilidad de los diferentes gases en los fluidos es un problema complejo. El tipo de fluido en uso, la presión, temperatura, pH, tipos y relaciones de gases encontrados todos en conjunto afectan la solubilidad.

También, el tiempo que el gas está expuesto al líquido debería ser conocido, si las especificaciones de la solubilidad y del influjo pueden ser determinados con exactitud.

Sin embargo, si la discusión se enfoca en los tipos generales de fluidos (base agua, aceite o aceite sintético) y un gas común simple (metano, H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub>), se pueden observar las generalidades siguientes:

- Si se ejerce suficiente presión, el gas puede ser comprimido a un estado líquido. Si sucede un influjo de gas líquido, el fluido del brote no migrará o se expandirá en un valor apreciable hasta que sea circulado a un punto en el que el gas no puede permanecer en estado líquido. Una vez que alcanza su punto de ebullición, el gas se expandirá rápidamente al volumen que debería ocupar.
- La solubilidad cambia con variables tales como temperatura, pH, presión y tipo de fluido.
- El metano y el ácido sulfhídrico son más solubles en soluciones de aceite que en soluciones de agua.
- Cambios en condiciones (por ejemplo presión) pueden permitir que el gas se disuelva nuevamente y den como resultado expansiones inesperadas que pueden derivar que el fluido descargue desde ese punto para arriba.



# Capítulo 5

Equipos de control de  
pozos en aguas  
profundas

## 5.0 Introducción.

El ingenio y necesidad de la industria petrolera ha logrado crear los equipos o herramientas suficientes para la detección y control de brotes en aguas profundas.

La mejor definición de equipo de Perforación y Control de pozos en aguas profundas se logra al clasificarlos dependiendo de su alcance o utilidad con respecto al tirante de agua en el cual pueden operar.

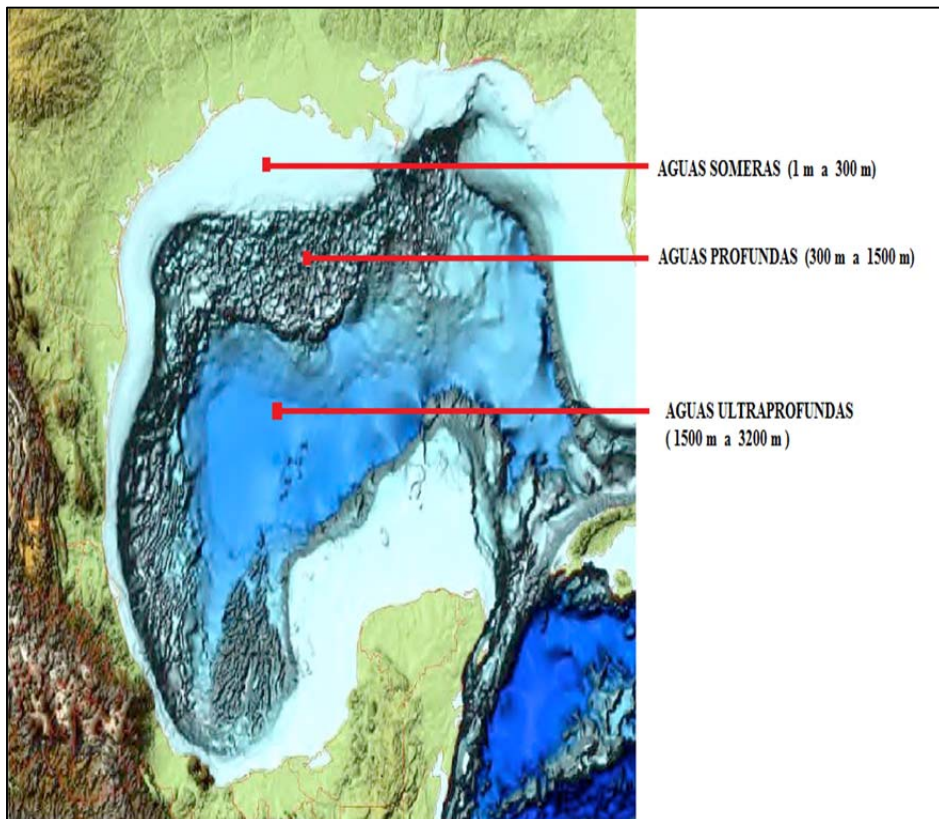


Figura 5.1 Golfo de México.

Las herramientas y equipos deben soportar altas temperaturas, altas presiones y bastante corrosión a las que se encuentran sometidas.

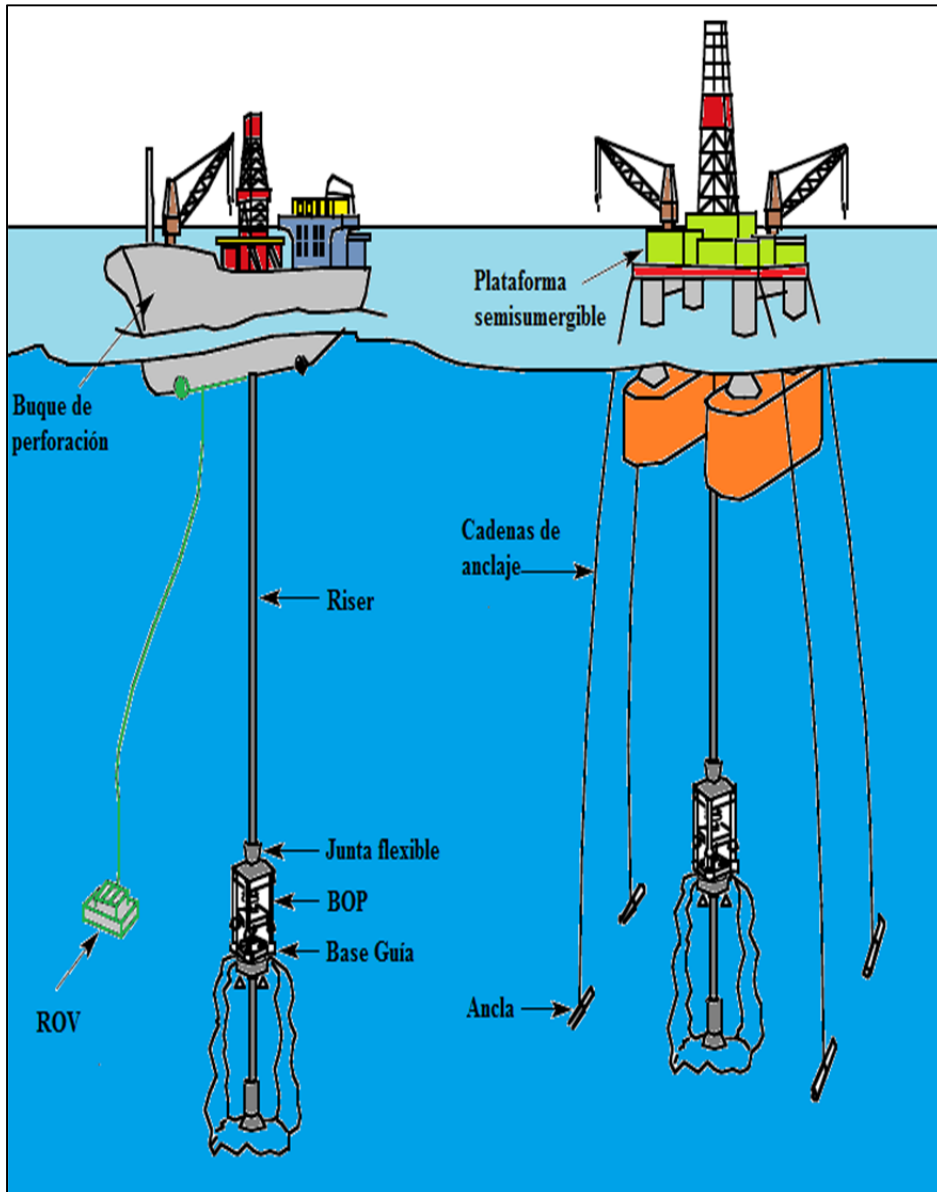


Figura 5.2 Los grandes tirantes de agua obligan a la industria petrolera a crear buques y plataformas especializadas para soportar las condiciones tan adversas de trabajo.

### 5.1.0 Equipo de detección.

En las unidades de perforación marina, llámese barco o plataforma, se tienen equipos especiales que directamente ayudan a la detección de un brote en aguas profundas.

### 5.1.1 Indicadores de nivel de presas.

Una de las principales señales de un brote es el incremento en los indicadores de volumen de presas de lodos.

En equipos terrestres es sencillo realizar esta cuantificación, pero en equipos marinos se dificulta la detección de señales debido al movimiento causado por la oscilación natural del mar o fluctuaciones en operaciones de perforación provocando así descompensaciones en el nivel de las presas.

Un sistema compensador de nivel minimizara los problemas para la detección primaria de un brote. Se trata de un instrumento totalizador de volumen de presas que detecta y reporta los cambios de volumen.



Figura 5.3 Totalizador de volumen de presa de lodos.

### 5.1.2 Contador de emboladas de la bomba.

El registro de las emboladas de la bomba de fluido es muy valioso para el chequeo del sondeo, ya que el contador puede indicar volúmenes pequeños con mayor exactitud que los indicadores de nivel de presas. Cuando se está controlando un brote, la velocidad de bombeo así como el número de emboladas permiten efectuar los balances volumétricos y compararlos con la cédula de bombeo.



Figura 5.4 Contador de emboladas.

### 5.1.3 Indicadores de flujo.

Consiste de una aleta o charnela colocada en la línea de flujo que varía de posición de acuerdo con los cambios de intensidad de flujo. Cuando la razón de flujo es tan pequeña, este tipo de indicador es impráctico.

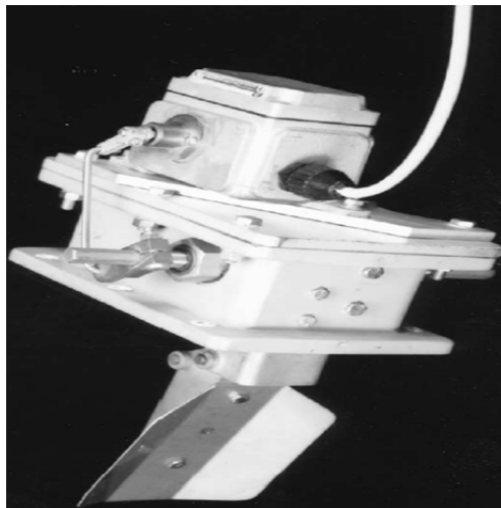


Figura 5.5 Sensor de flujo.



#### 5.1.4 Tanque de viajes.

El tanque de viajes es utilizado para llenar el pozo mientras se saca tubería. La fácil y correcta medición del volumen empleado permite la detección de la diferencia entre el volumen del acero de la tubería sacada y el volumen del fluido introducido al pozo. Dependiendo de la localización de este, el pozo puede llenarse por gravedad o por una bomba centrífuga.

#### 5.1.5 Registro de velocidades de penetración (Software).

La velocidad de penetración se usa para detectar zonas porosas y de transición, lo cual indica la proximidad a un yacimiento de alta presión. Esta medición proporciona generalmente la primera señal de incremento en la velocidad de penetración cuando se perfora una zona porosa, indicando un brote potencial.

#### 5.1.6 Detector de gas.

Los detectores de gas que se encuentran en los equipos se utilizan para advertir al personal del incremento o presencia de gas en el fluido de perforación como H<sub>2</sub>S, CO o CO<sub>2</sub>, los cuales pueden causar daño al personal, medioambiente e instalaciones.

Existen diversos tipos de detectores de gas disponibles con diferentes principios de medición, sin embargo todos reportan el contenido de gas en partes por millón.



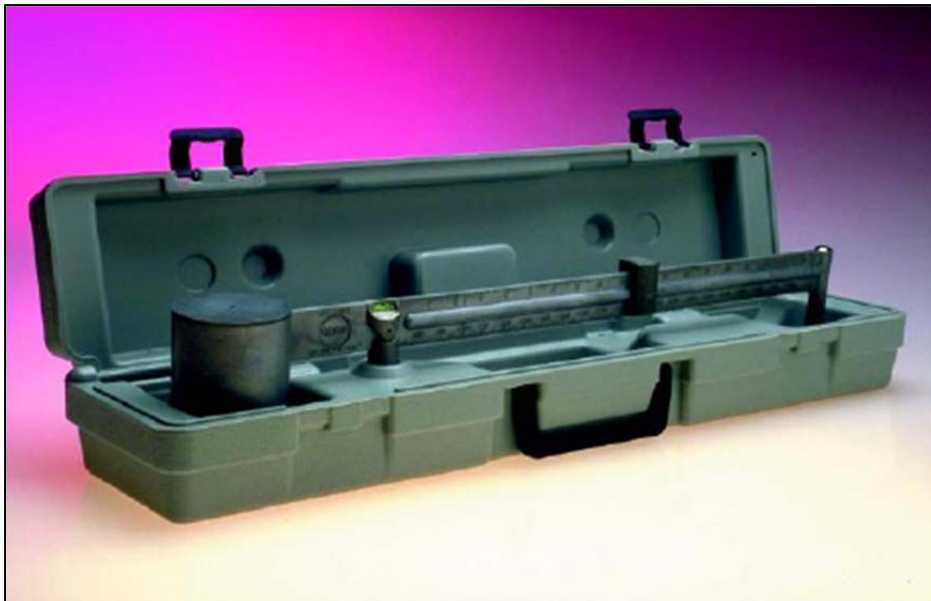
Figura 5.6 Detector de gas.



### **5.1.7 Medidor de densidad del fluido de perforación.**

Esta medición se hace manualmente al obtener una muestra del fluido y determina su densidad en la balanza de fluidos de perforación. Esto indica cuando el flujo de nuestro fluido aumenta o disminuye su densidad tomando como patrón de referencia la densidad inicial.

La medida debe hacerse a la entrada y salida del pozo, ya sea en la línea de muestreo y/o en la línea de flujo.

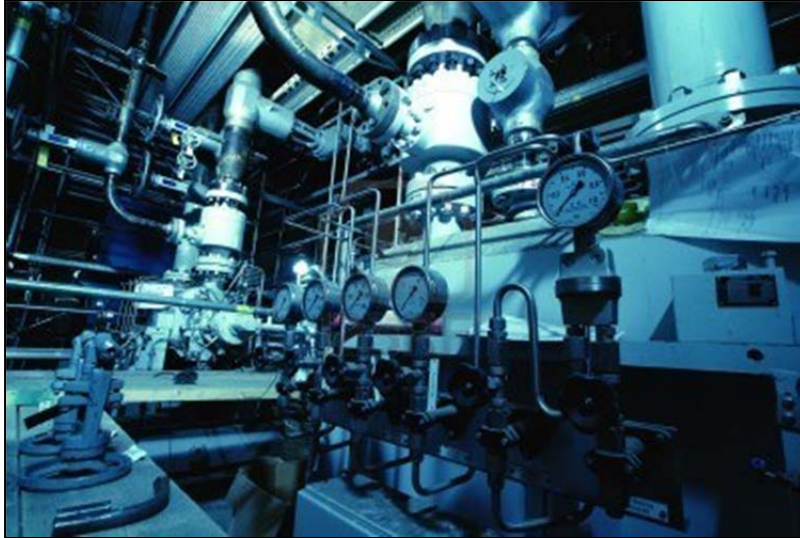


**Figura 5.7** La balanza de lodos es un instrumento elemental para crear lodos de control con alta precisión.

### **5.1.8 Manómetros.**

En la mayoría de las operaciones de la industria petrolera, la medición de la presión es de suma importancia. La presión de la bomba, el estrangulador y de cierre se pueden medir en varios lugares.

Los manómetros que miden la presión de la tubería de revestimiento o del espacio anular generalmente se encuentran en el manifold del estrangulador y en el panel del estrangulador remoto.



**Figura 5.8** Los manómetros son indispensables en el control de brotes en aguas profundas, prácticamente son nuestros ojos a miles de metros de profundidad.

## **5.2.0 Conjunto subsuperficial.**

### **5.2.1 Sistema Guía.**

Consta de una base guía temporal y permanente. Se coloca inmediatamente abajo del conector del cabezal. Sirven para anclar las líneas guía, además proporcionan una guía y soporte inicial para el sistema de cabezal, arreglo de preventores y sistemas de control.



**Figura 5.9** Base guía permanente.

### 5.2.2 Conector del cabezal.

Tiene la función de asegurar el arreglo de preventores con el cabezal. Proporciona un sello conveniente y soporta fuerzas causadas por presión del pozo.



Figura 5.10 Conector del cabezal.

### 5.2.3 Conector de conductor marino.

Asegura la parte inferior del conductor marino con el arreglo de preventores y soporta las fuerzas causadas por la tensión del conductor y movimientos de la unidad perforadora, además provee un medio de desconexión rápida entre la unidad y el arreglo de preventores en caso de emergencia.



Figura 5.11 Conector del conductor marino.

#### **5.2.4 Junta Flexible.**

Entre el extremo inferior del conductor marino y el conjunto de preventores se instala en esta junta flexible, que actúa como una conexión de espiga para absorber los esfuerzos de pandeo o flexión en el conductor marino cuando el barco o semisumergible es movido por el viento, las olas y/o corrientes marinas.

#### **5.2.5 Riser o tubería del conductor marino.**

Proporciona un aislamiento del medio ambiente entre el arreglo de preventores y la unidad perforadora. Sirve como una guía para la sarta y como conductor de fluidos de perforación de la unidad al cabezal.



**Figura 5.12 Riser.**





**Figura 5.13** Los *Riser* ó conductores marinos se encuentran cubiertos por materiales especiales que logran mantenerlos a flote.

### 5.2.6 Junta telescópica.

Compensa las variaciones en cuanto a la distancia vertical entre el equipo de perforación y el arreglo de preventores. Incluye terminales adecuadas para la líneas de estrangular y matar y conexión para el niple de campana/desviador de flujo. Consiste en un barril exterior y un interior.



Figura 5.14 Junta telescópica.

### 5.2.7 Base guía.

Este tiene un segmento integral cónico en la parte exterior que permite al embudo guía alinearse. La base guía posee en la parte inferior un anillo tipo embudo que permite una fácil entrada de la barrena y/o tubería conductora y tubería de adame.

### **5.2.8 Embudo guía.**

Está situado en la parte inferior del arreglo de preventores y su función es facilitar el alineamiento de la base guía con los componentes superiores.

### **5.2.9 Unión giratoria.**

Permite el alineamiento de la parte inferior del conductor marino con el arreglo de preventores.

### 5.3.0 Preventores de flujo.

Este equipo está diseñado para obstruir cualquier tipo de flujo a través de la tubería de perforación y/o espacio anular. El objetivo de esta obstrucción es impedir el acceso del fluido a la superficie, y facilitar la implementación de una maniobra que permita el control de brotes.

Existen varios tipos de preventores de flujo con diferentes características de diseño, que unidos y colocados sobre el cabezal del pozo proporcionan una de las herramientas principales para el control de un brote.

Generalmente todos los arreglos de preventores submarinos se ensamblan de la siguiente manera:

- Desviador de flujo.
- Dos preventores esféricos.
- Dos o más preventores de arietes.

Se puede armar el conjunto de preventores con una variedad de configuraciones. El código del Instituto Americano del Petróleo (API) describe la configuración de la columna de preventores con literales, las cuales están descritas en el boletín API RP53. Los códigos recomendados para designar los componentes del arreglo de preventores son:

- A= Preventor anular o esférico.
- G= Cabeza giratoria.
- R= Preventor de arietes sencillo.
- Rd= Preventor de arietes doble.
- Rt= Preventor triple, con tres juego de exclusas.
- CH= Conector a control remoto que conecta el cabezal del pozo a los preventores.
- CL= Conector a baja presión a control remoto que conecta el conductor marino con el conjunto de preventores.
- D= Desviador de flujo.
- S=Carrete de control
- M= Clasificación de trabajo de 1000 psi.



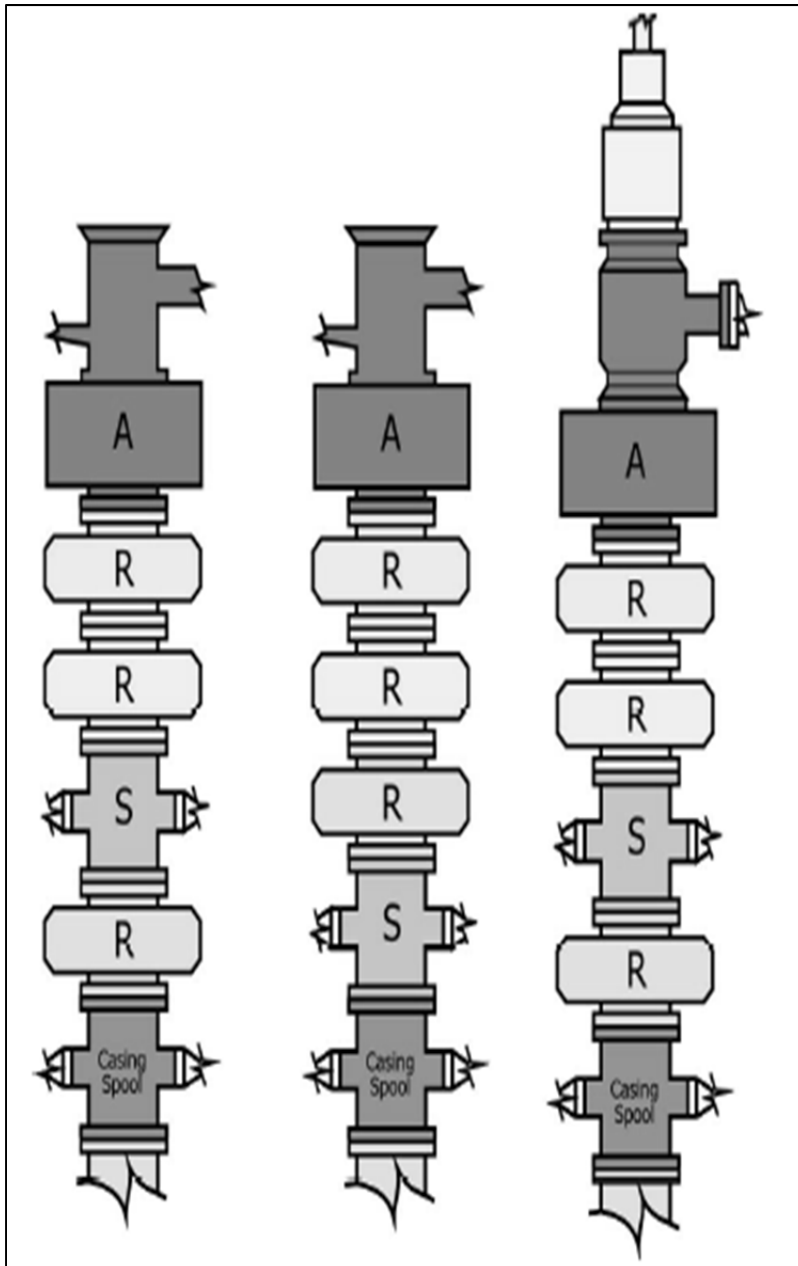


Figura 5.15 Ejemplo de arreglo de preventores según normas API.

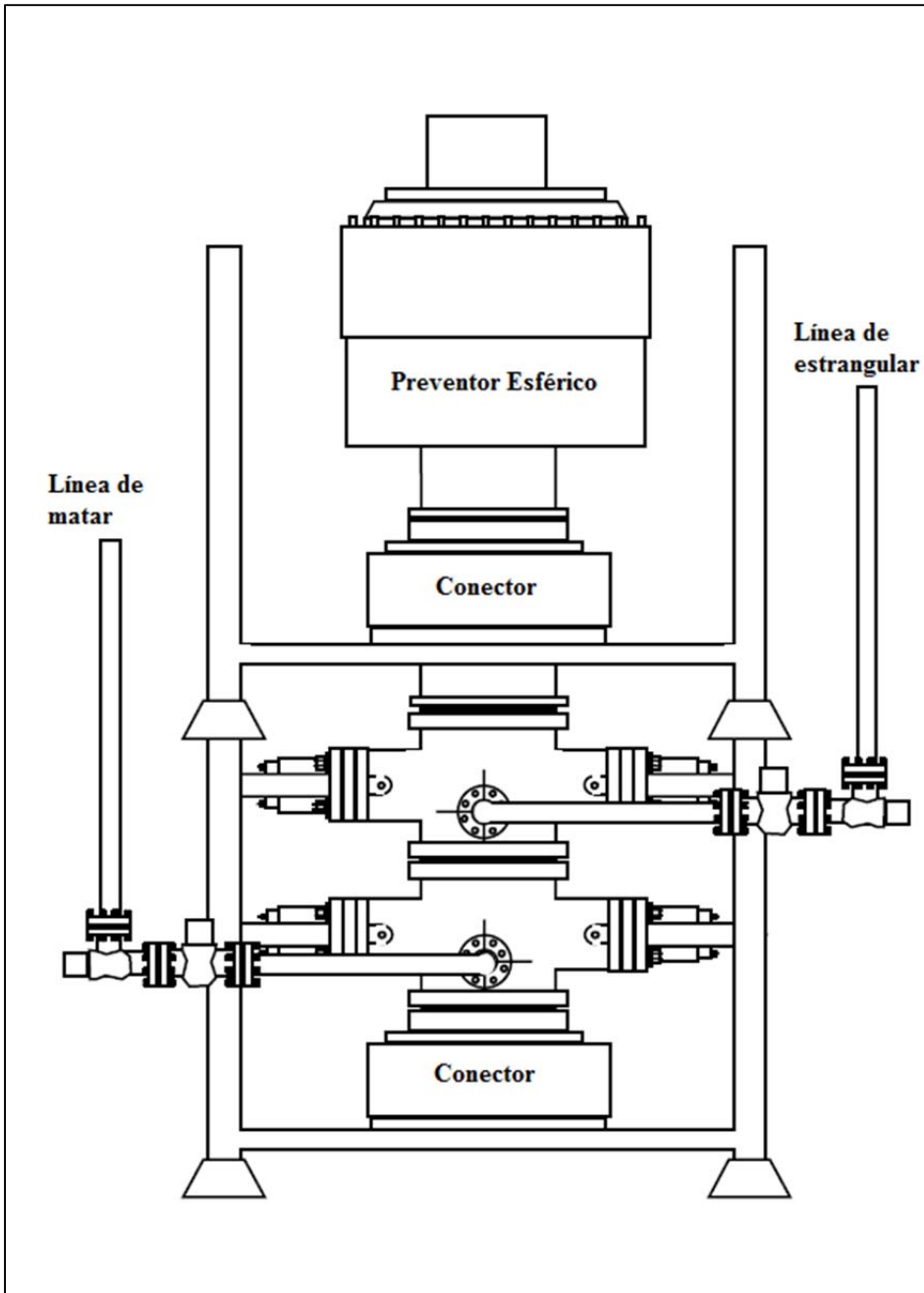


Figura 5.16 Arreglo de preventores submarinos para 2000 psi.

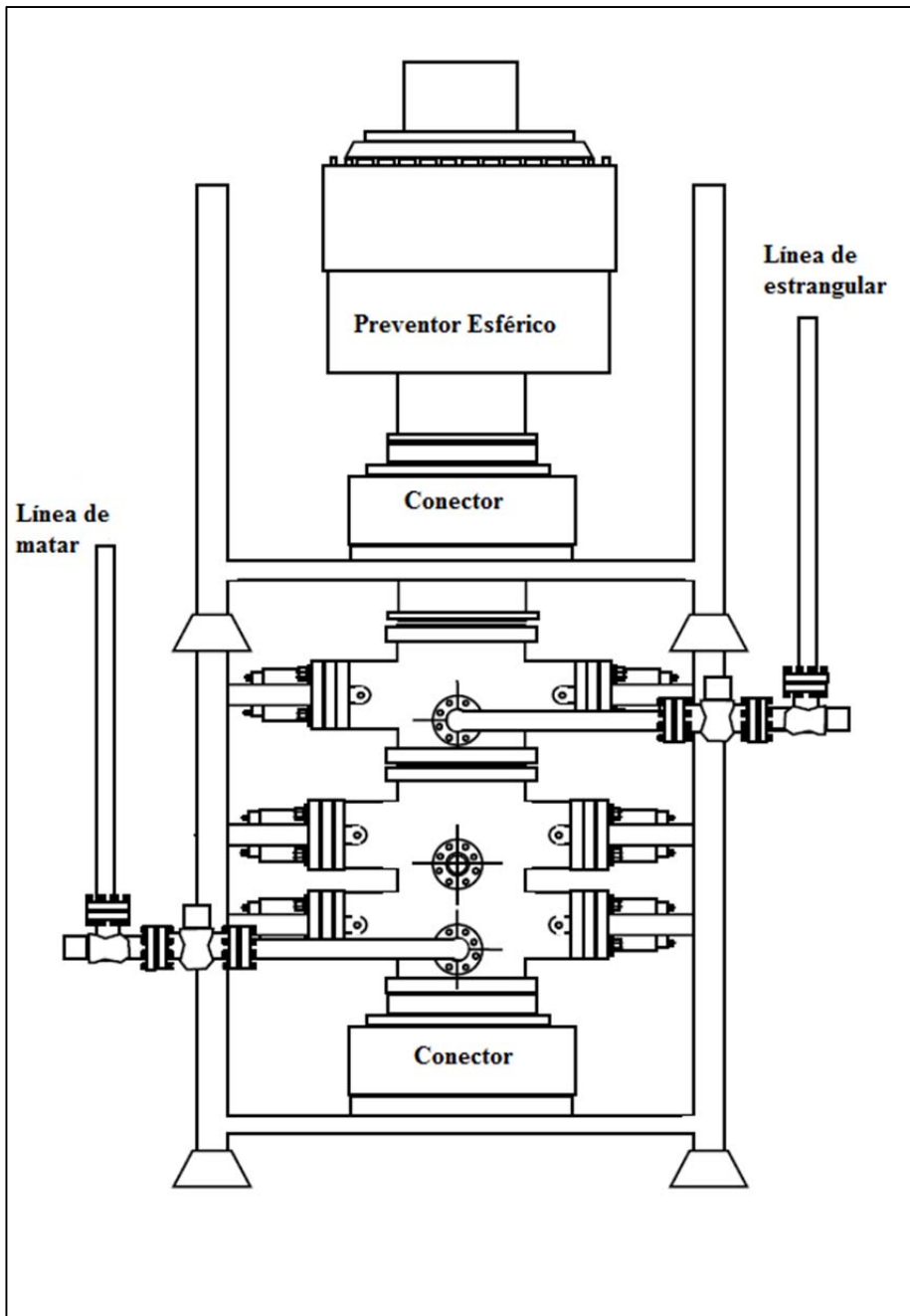


Figura 5.17 Arreglo de preventores submarinos para 5000 psi.

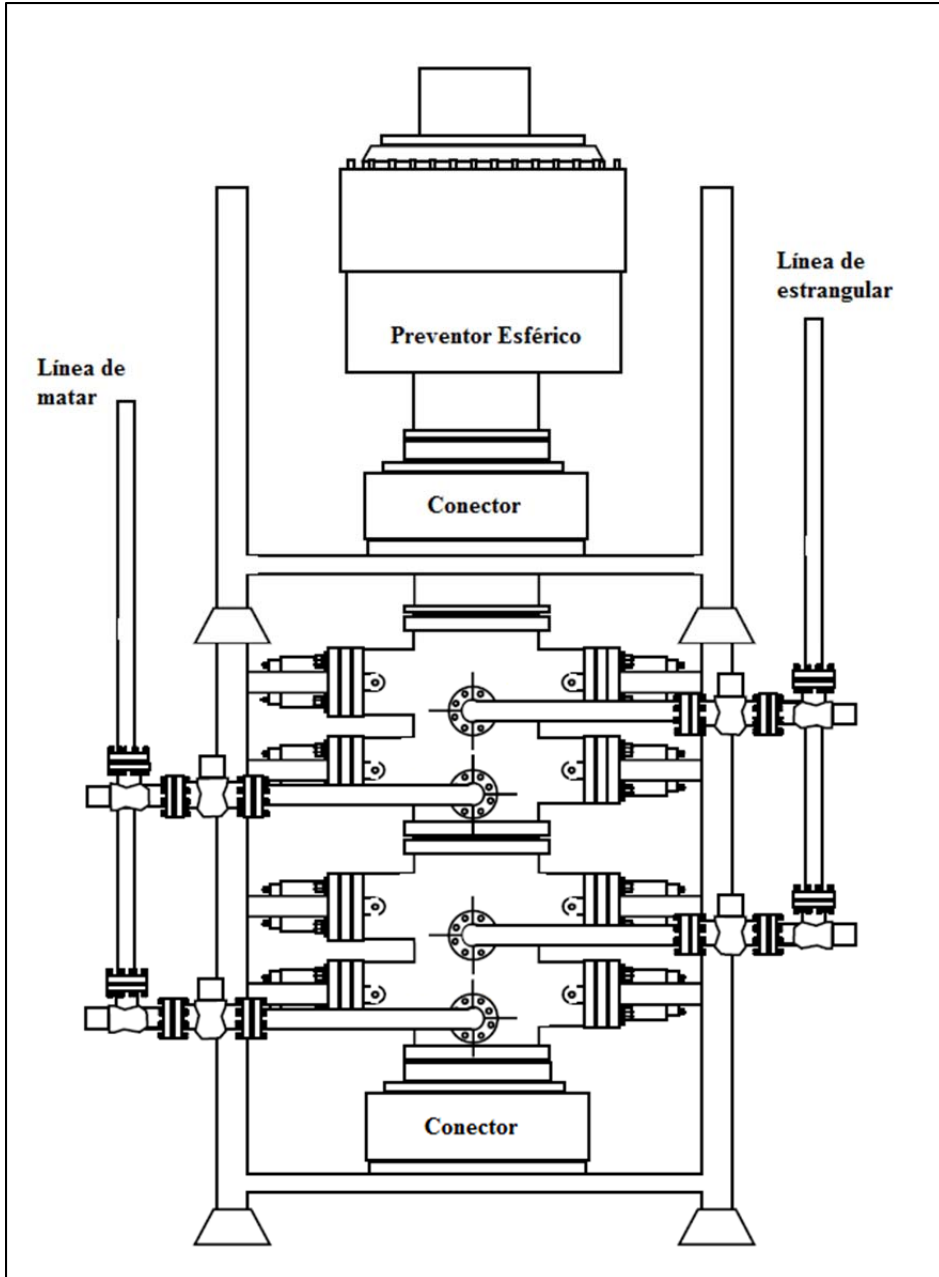


Figura 5.18 Arreglo de preventores submarinos para 10 000 y 15 000 psi.

### **5.3.1 Preventor esférico o anular.**

Este preventor es normalmente el primero en ser accionado cuando los procedimientos de cierre son iniciados. Los elementos básicos de este preventor son:

- Envoltura superior.
- Unidad sellante.
- Pistón.
- Cámaras hidráulicas.

Cuando el mecanismo de cierre del preventor es activado, el pistón es desplazado hacia arriba por medio de presión hidráulica, empujando al empaque dentro del pozo. El empaque retorna a su posición inicial de manera similar, pero con desplazamiento descendente del pistón. Como característica especial de diseño de este preventor es permitir la operación de meter tubería al pozo bajo presión, debido a que posee la habilidad de mantener el sello mientras pase a través de él una junta.

A continuación se dan tipos y clasificaciones de presión y trabajo del preventor.

Tipos:

- Estándar.
- Doble.
- De cabezal con pestillo.
- De cabezal roscado.
- Derivador.

Dependen de sus presiones de trabajo.

Tamaño de diámetro interior:

- Con la unidad sellante plenamente abierta.
- Con la unidad sellante cerrada contra la tubería de perforación, producción, revestimiento o flecha.
- Con unidad sellante obturando el pozo franco (cierre completo).

Rangos de presión de trabajo:

- 141-2000 lb/pg2.
- 211-3000 lb/pg2.
- 352-5000 lb/pg2.
- 704-10000 lb/pg2.
- 1056-15000 lb/pg2.

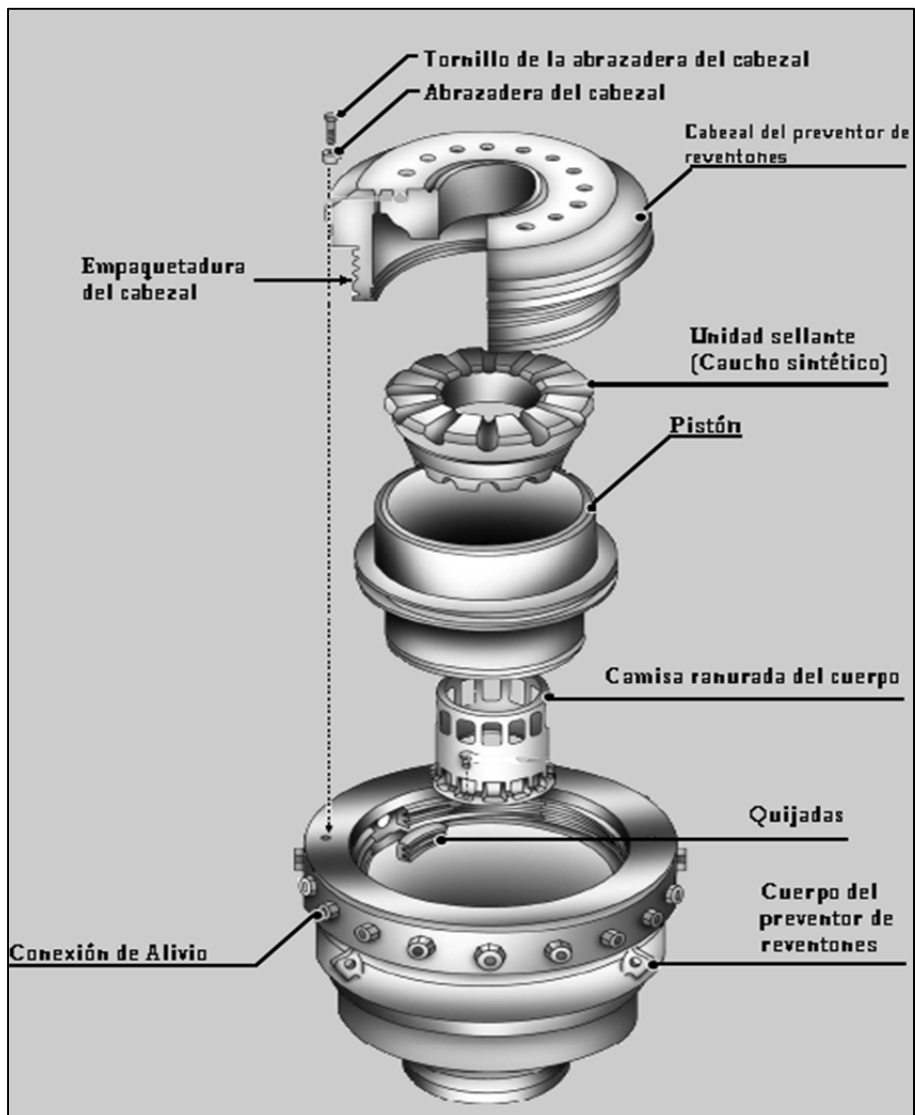


Figura 5.19 Esquema de un preventor esférico o anular.

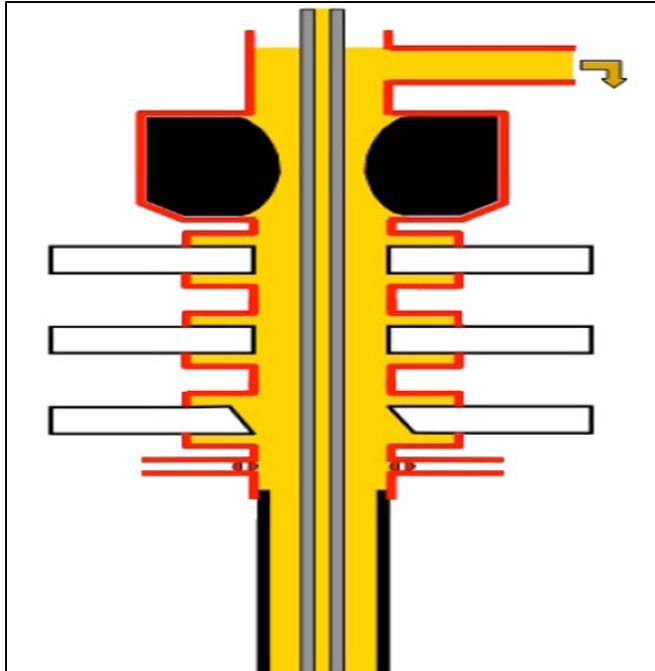


Figura 5.20 Preventor anular abierto.

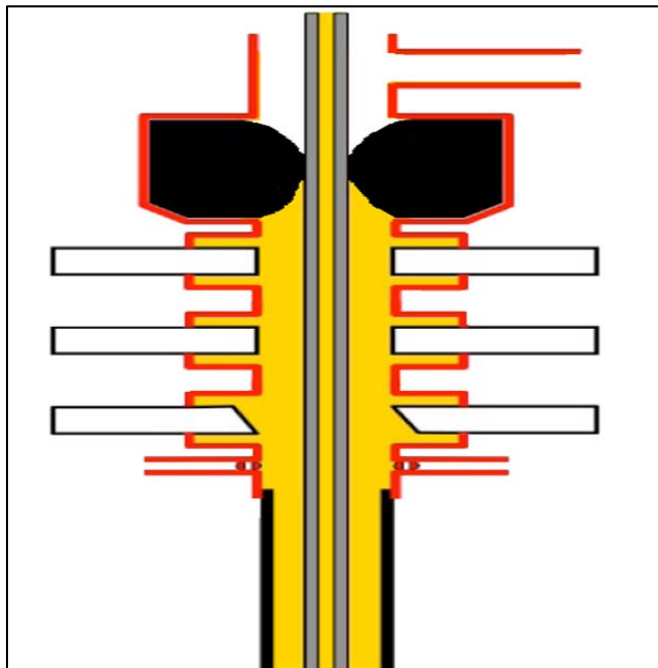


Figura 5.21 Preventor anular cerrado.

### 5.3.2 Preventor de ariete.

La operación de estos preventores es diferente de los esféricos. Dos arietes, cada uno de una pieza de acero son empujados hacia el centro del espacio anular en lados opuestos para cerrar alrededor de la tubería en el pozo abierto. En la cara de cada ariete hay un empaque de hule grande que mantiene un sello completo. Es capaz de sellar solamente alrededor de un diámetro en particular, en otras palabras si se cambia la tubería de 4 ½ pulgadas a 5 pulgadas los arietes deben cambiarse. El cuerpo de los preventores puede ser sencillo, doble o triple. Estos preventores se abren y cierran con presión hidráulica, la cual mueve un pistón que empuja los arietes hacia el pozo vertical y lo sella.

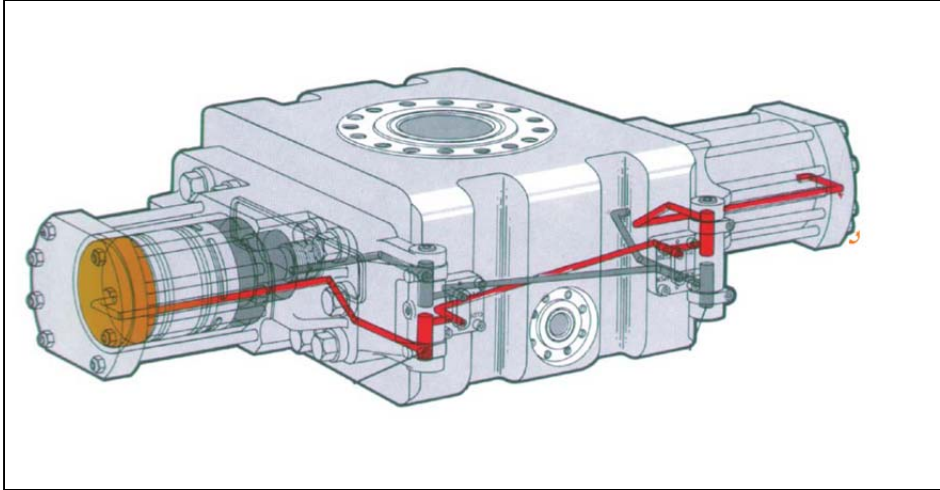
De acuerdo a sus características de sello existen, arietes de tubería, ciegos y/o ciego y corte. Los primeros son diseñados para sellar un solo tamaño de tubería y pueden soportar la sarta de perforación si es necesario. Los segundos están diseñados para sellar el pozo en caso de no existir tubería en el pozo, y no cortaran alguna que esté en él, si el ariete fuera accionado accidentalmente. El tercero es un tipo especial de ariete ciego, que sellan el pozo cortando la tubería que se encuentre en el.

Los principales componentes de un preventor de arietes son:

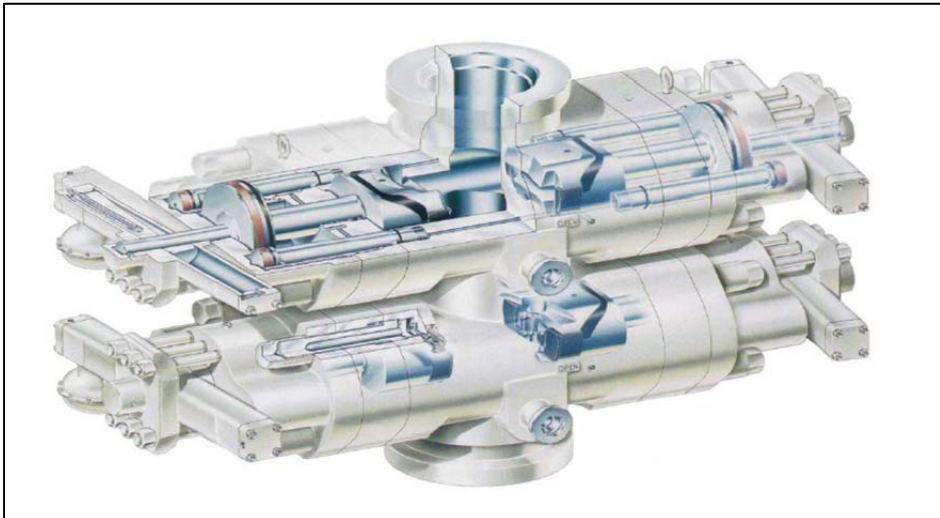
- Conjunto de arietes.
- Bonetes.
- Bisagras hidráulicas.
- Conjunto de pistón y vástago.
- Cuerpo fundido.
- Conductos hidráulicos y conectores de fluido.
- Salidas laterales.
- Vástago guía.

En arreglos submarinos se utilizan dispositivos de balance de presión unidos al candado. Evitan que la presión hidrostática del tirante marino abra el candado cuando se está colocando el conjunto en su posición de trabajo.





**Figura 5.22** Preventor de ariete sencillo.



**Figura 5.23** Preventor de ariete doble.

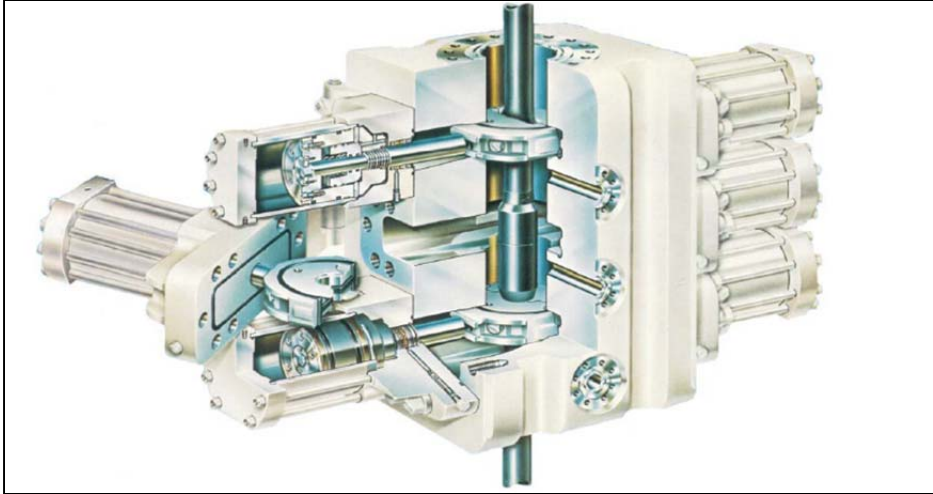


Figura 5.24 Preventor de ariete triple.

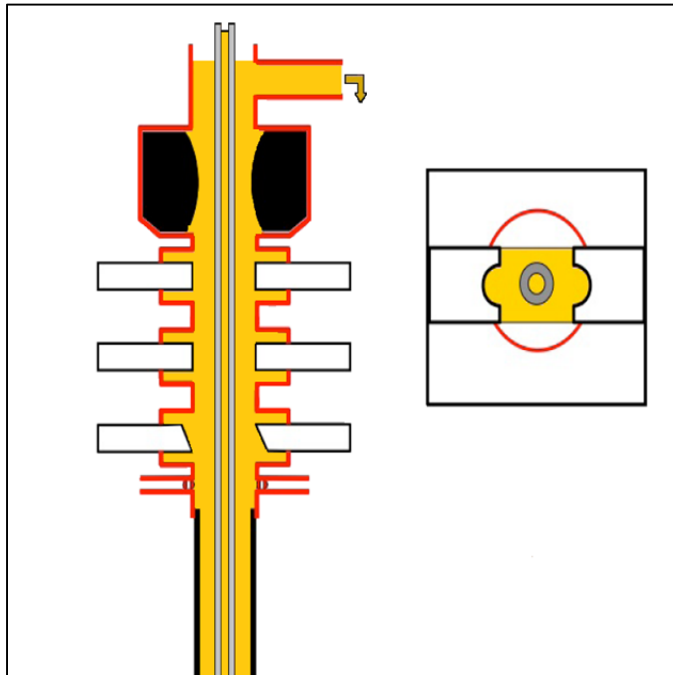


Figura 5.25 Esquema donde se logra ver un conjunto de preventores triple, los tres en posición de apertura.

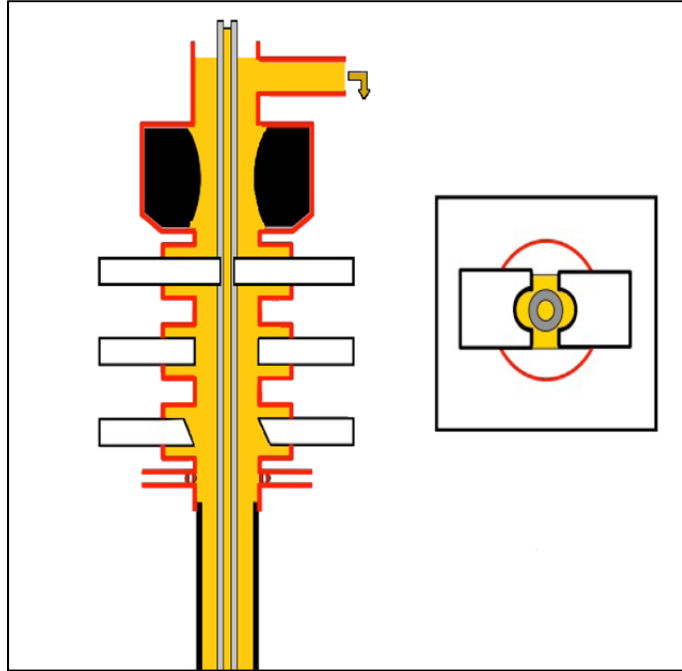


Figura 5.26 El preventor de ariete (superior) de diámetro variable empieza a cerrar.

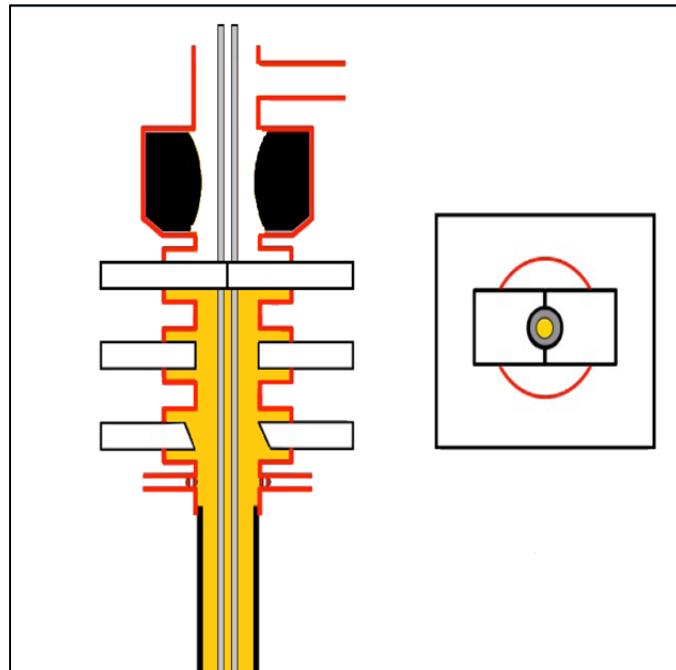


Figura 5.27 El preventor de ariete (superior) de diámetro variable se encuentra totalmente cerrado y así consiguiendo el bloqueo de flujo por el espacio anular.

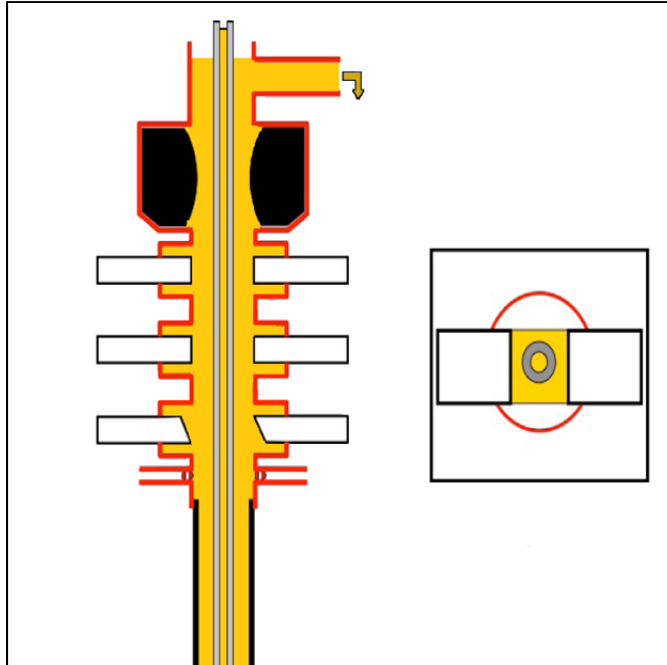


Figura 5.28 Esquema donde se logra ver un conjunto de preventores triple, los tres en posición de abertura.

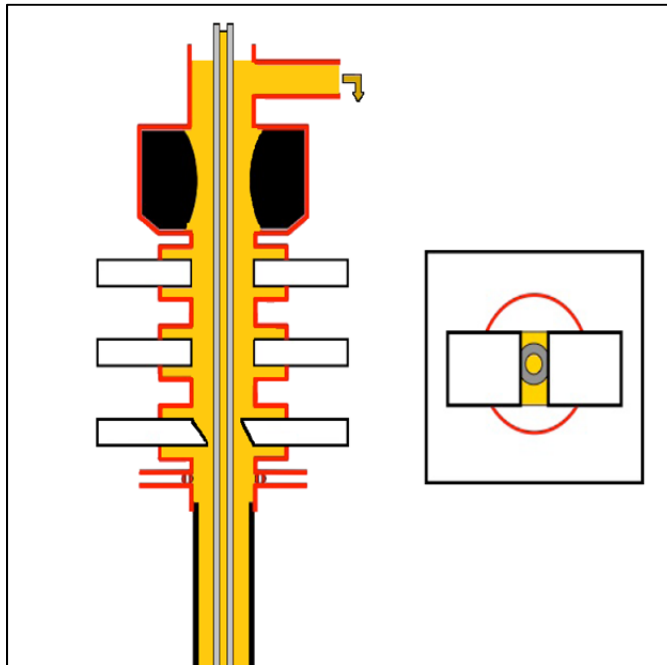
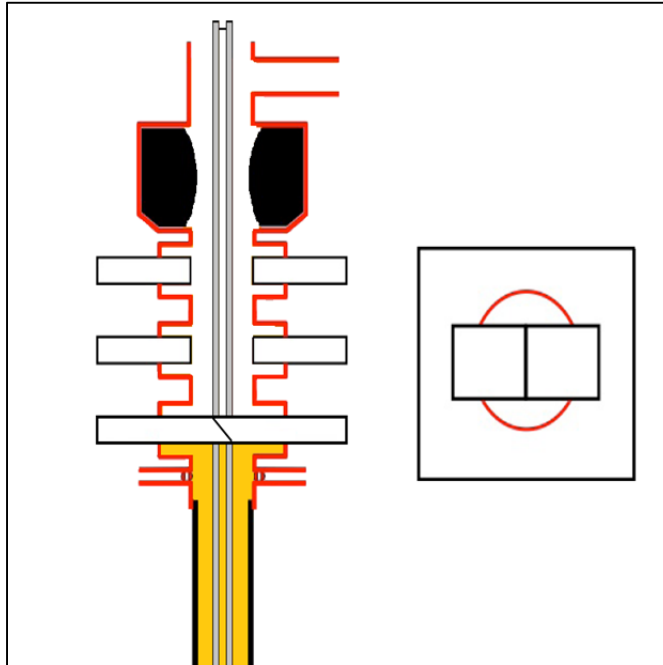
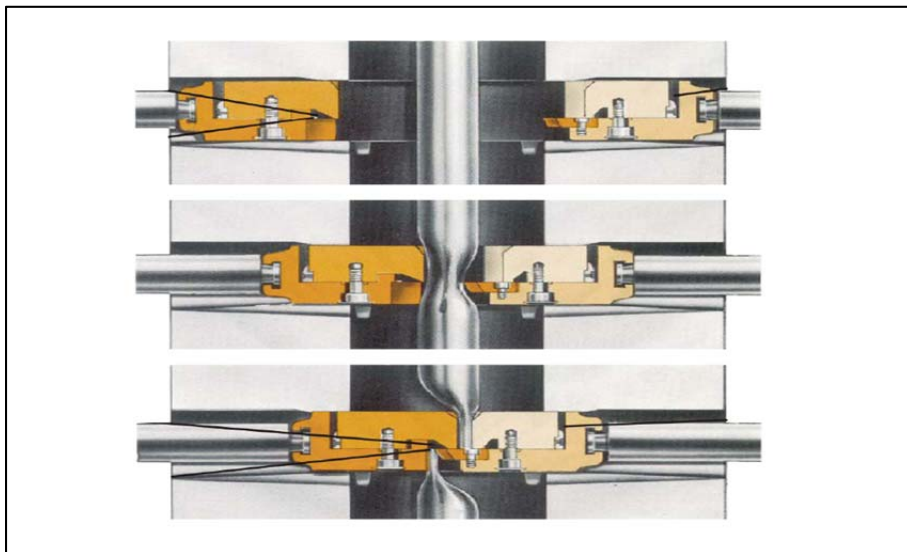


Figura 5.29 El preventor de ariete (inferior) de corte empieza a cerrar.



**Figura 5.30** El preventor de ariete (inferior) se encuentra totalmente cerrado y cortando tubería es así como se consigue el bloqueo de flujo por el espacio anular y tubería.



**Figura 5.31** El cierre de los preventores con arietes de corte es la última alternativa de cortar el flujo de brote de hidrocarburos en aguas profundas.

### 5.3.3 Arietes ciegos.

Los arietes ciegos son arietes especiales que no tienen un recorte especial para la tubería en el cuerpo del ariete. Los arietes ciegos tienen elementos de empaque grandes y se hacen para cerrar sin que haya tubería en el pozo.

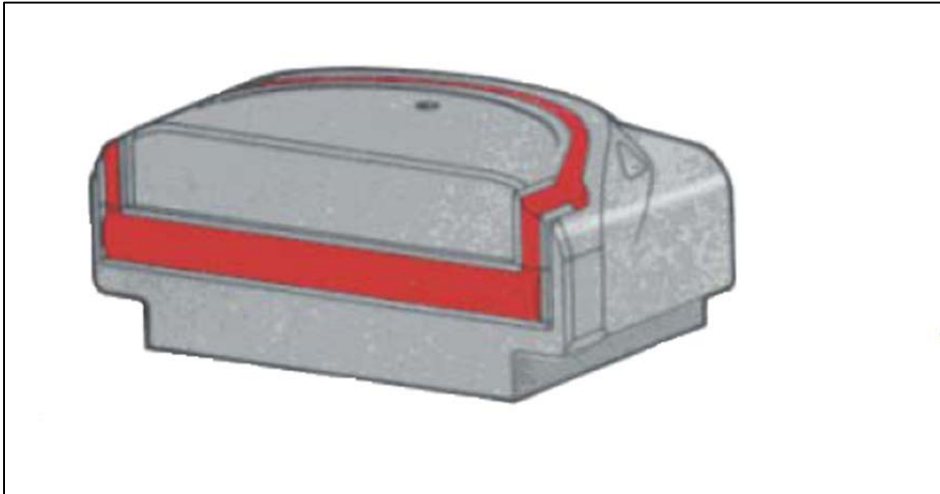


Figura 5.32 Ariete ciego.

### 5.3.4 Arietes de corte.

Los arietes de corte son otro tipo de arietes, pero con hojas especiales para cortar tubería. Los arietes de corte tienen tolerancias de cierre muy pequeñas. Cuando se cierran para probar su funcionamiento, no se deben cerrar con alta presión, sino con una presión de operación reducida de 200 lb/pg<sup>2</sup> ya que cuando se prueban los arietes de corte, el empaque se estira. Dado que el empaque es pequeño, se pueden realizar pocas pruebas con presión y a la vez, mantener el empaque intacto, por lo que se recomienda solo hacer las pruebas necesarias.

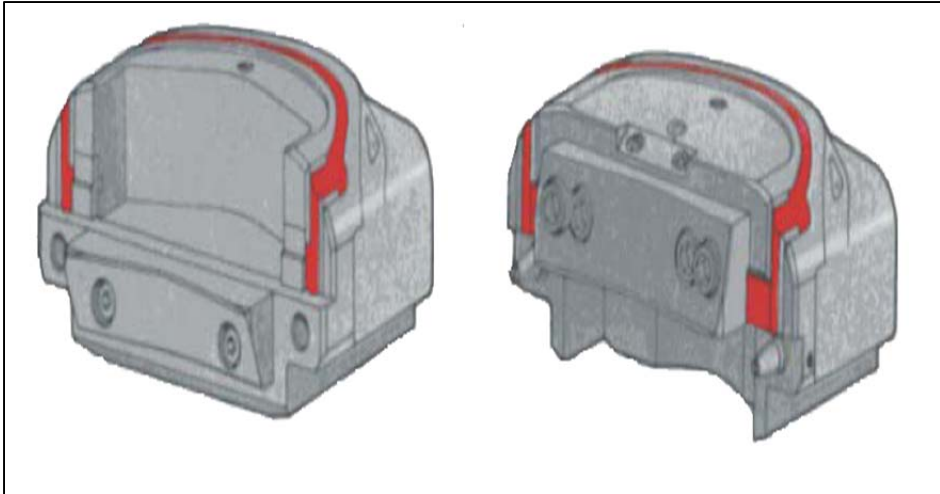


Figura 5.33 Arietes de corte inferior y superior.

### 5.3.5 Arietes de diámetro variable.

Este tipo de arietes, como su nombre lo indica, sellan varios tamaños de diámetros, también pueden servir como el ariete principal para un tamaño de tubería y el ariete de soporte para otro tamaño.

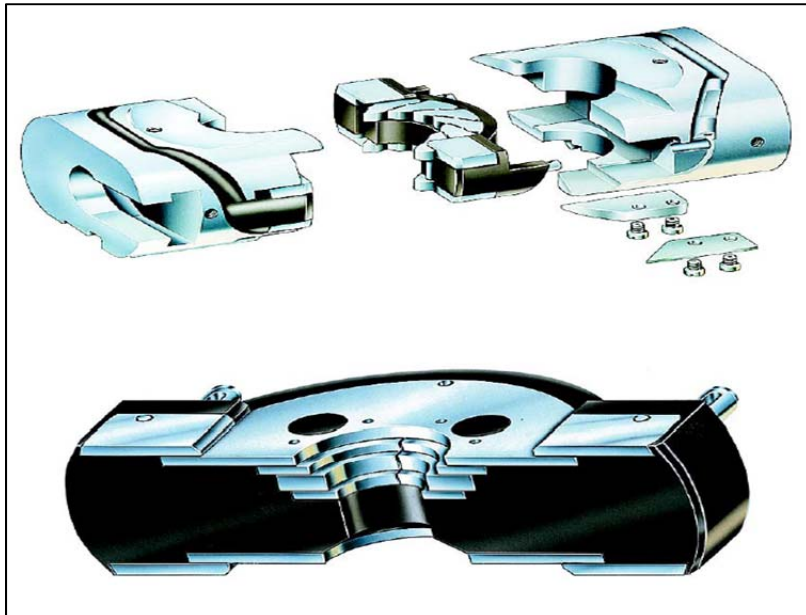


Figura 5.34 Arietes de diámetro variable.

### 5.3.6 Desviadores.

Un desviador es básicamente un tipo de preventor esférico también conocido como diverter. Está instalado en la parte superior del conductor marino, tiene un rango de presión de bajo a medio  $\left[35 - 140 \left(\frac{kg}{cm^2}\right)\right]$  y está diseñado para conducir flujos descontrolados de gas para proteger al personal, equipos y medioambiente de estos

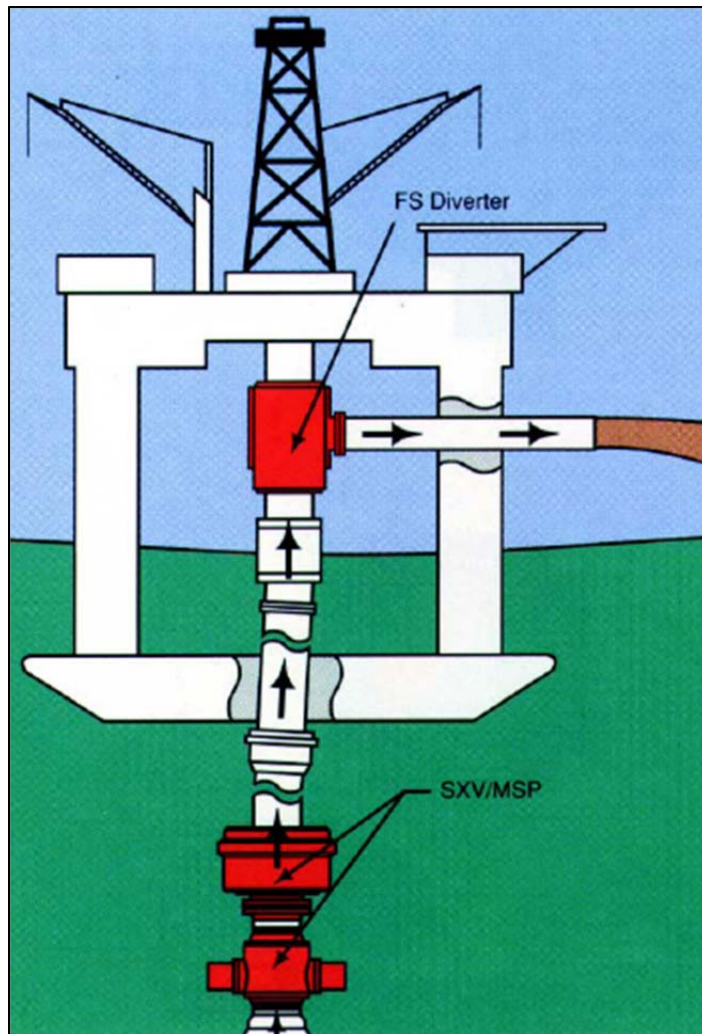


Figura 5.35 Se usan los sistemas de desvío para proteger al personal y los equipos de brotes de gas a poca profundidad.



#### **5.4.0 Equipo de estrangular y matar.**

##### **5.4.1 Líneas de estrangular y matar.**

Las líneas de matar y estrangular son una parte integral del equipo requerido para el control de un pozo. El objetivo primario de la línea de matar es servir como un soporte a la línea de estrangulación y proporcionar una medida de bombeo dentro del pozo cuando el método normal de circulación hacia el fondo a través de la flecha o la tubería de perforación no puede ser empleado. Transporta el fluido de perforación a alguna entrada del conjunto de preventores, dependiendo de la configuración particular de estos.

La línea de estrangular acarrea el fluido que sale del conjunto de preventores y lo lleva hasta el múltiple de estrangulación. Aunque en este se puede desviar el flujo de un estrangulador a otro, la totalidad del mismo tiene que pasar por la línea de estrangular. También se puede usar para bombear fluido de perforación directamente dentro del espacio anular solo en caso necesario.

Estas líneas se conectan a las salidas del carrete de perforación o bien directamente al preventor de flujo.

En instalaciones submarinas, las líneas de matar y estrangular son instaladas opuestas una de otra, sobre el exterior del conductor marino, y en ocasiones existe una tercera línea la cual es utilizada para bombear fluido de perforación por esta, para así adicionar presión en el tubo del conductor marino y evitar atascamiento en él y tener un mejor acarreo de recortes al estar perforando.

Las líneas de matar y estrangular pueden ser de tres tipos:

- Tipo integral.
- Tipo riel.
- Tipo embudo.

El tipo integral tiene las líneas permanentemente instaladas en cada junta del conductor marino, con el piñón y la caja centrados para conectarse simultáneamente al conector del conductor marino.

El tipo riel tiene dos guías en carril, permanente instaladas sobre el conductor marino, el cual ofrece una dirección para deslizar y sujetar las líneas. Estas son corridas una vez que el conductor marino ha sido instalado.

El tipo embudo tiene embudos concéntricos asegurados a el conductor marino, lo cual también permite que las líneas sean corridas después de que este instalado.

Las líneas de estrangular normalmente tienen un diámetro de 3 pulgadas o mayor.

Algunas consideraciones más importantes concernientes a líneas submarinas son:

- El rango de presión en todas las líneas y elementos sello debe ser igual o mayor que la presión de trabajo del conjunto de preventores.
- Cada línea debe tener dos válvulas de apertura total contiguas a los preventores.
- Las conexiones flexibles requeridas por las líneas de matar y estrangular tanto arriba como abajo del conductor marino manejaran un rango de presión igual o mayor que la presión de trabajo del conjunto de preventores.
- La selección de las conexiones superiores incluyen la consideración de criterios tales como, movimiento relativo del equipo, medio ambiente, tipo y temperatura de los fluidos manejados, entre otros.



Figura 5.36 Conexiones de la línea de estrangular y matar.



Figura 5.37 Líneas de estrangular y matar a lo largo del riser.

#### **5.4.2 Múltiple de estrangulación.**

El múltiple de estrangulación es un arreglo de líneas, válvulas y estranguladores, diseñado para controlar el flujo de fluidos de cualquier brote por el espacio anular durante un proceso de control, el cual tiene el objetivo de mantener una contra-presión sobre la formación por medio de estranguladores fijos, ajustables o controlados remotamente. El múltiple controla las presiones mediante el uso de uno o varios estranguladores.

El flujo puede desviarse a varias aéreas, entre las que se incluye, el quemador, la presa de reserva, presa de fluido de perforación, etc.

Las prácticas recomendables en el uso del estrangulador en instalaciones marinas son:

- Usar desde un principio el múltiple necesario para la profundidad total programada y evitar la instalación de uno diferente en cada etapa de asentamiento de tubería.
- Sujetarlo correctamente para evitar algún movimiento durante el proceso de control.
- Todos los componentes se seleccionan de acuerdo con las especificaciones API, tomando en cuenta, presiones, volúmenes, temperaturas, etc.
- Las líneas corriente abajo normalmente no requieren de rango de presión igual al del múltiple, pero también se prueban durante la instalación inicial. Deben estar bien sujetas y tener suficiente diámetro para minimizar la fricción.

La principal diferencia entre un estrangulador para instalaciones marinas y uno terrestre es que la línea de matar y estrangular son más amplias, para así permitir un mejor bombeo a través de ellas. Otras diferencias son:

- Un estrangulador ajustable a control remoto.

- Sistemas dobles de estranguladores de ajuste manual para permitir el control por la línea de matar y/o estrangular.
- Conexiones para los sistemas de alta presión y bombeo de fluidos.

El mantenimiento preventivo depende del uso, y sus controles serán operados regularmente, verificando particularmente los desgastes y taponaduras o líneas dañadas.



**Figura 5.38** Múltiple de estrangulación.

### **5.4.3 Estranguladores.**

Un estrangulador es un dispositivo que tiene como función presentar una resistencia a la liberación de fluidos en pozos bajo presionados y se clasifican en, fijos (positivos) y variables (ajustables).

Los fijos tienen un elemento reemplazable de diámetro fijo. Existen en una gran variedad de orificios, desde 2/64 pulgadas hasta 128/64 pulgadas, en incrementos de 1/64 pulgada. La mayoría de estos estranguladores se pueden convertir a estranguladores de diámetro variable cambiando las partes apropiadas.

Los estranguladores variables o ajustables permiten variar el diámetro de estrangulación fácilmente y son los que regularmente se utilizan en los equipos marinos.

### **5.5.0 Equipo superficial.**

#### **5.5.1 Desgasificador.**

Los desgasificadores tienen la función de remover el gas que se encuentra en el fluido para asegurar la circulación del fluido limpio en el pozo y evitar un posible envenenamiento del personal o un incendio. Uno de los principales problemas técnicos del gas en el fluido es que la densidad del fluido se ve afectada, la cual provoca que se adicione cantidades innecesarias de barita, pudiendo crear una fractura, y esta causa una pérdida de circulación parcial o total.

El separador atmosférico, es probablemente la primera línea de defensa para remover el gas en la mayoría de las operaciones de control. El fluido entra a través de su parte superior y permite la separación por medio de segregación gravitacional. Esta unidad es de gran utilidad por su facilidad de operación, mantenimiento, construcción y habilidad para remover grandes volúmenes de gas. La línea de escape debe tener una longitud suficiente para enviar el gas lejos del equipo. El desgasificador al vacío consiste de un tanque donde se genera vacío, el cual libera el gas del fluido debido a la segregación por gravedad. Usan bombas pequeñas

para crear vacío. Existen otros tipos de desgasificadores disponibles, tales como el tipo vaporizador centrífugo o el separador por presión.

La colocación del desgasificador en el equipo debe ser de tal forma, que ensamble con las líneas de corriente abajo del múltiple de estrangulación, y debe hacerse funcionar periódicamente para verificar que se encuentre en buenas condiciones de funcionamiento. Una vez que ha sido utilizado se recomienda lavarlo con agua para eliminar cualquier sedimento que se haya acumulado en su interior.



**Figura 5.39 Desgasificador.**

### **5.5.2 Equipo de mezclado.**

Durante el proceso de control de un brote es necesario incrementar la densidad del fluido, añadiendo materiales como barita. Una característica elemental en el equipo de mezclado debe ser su capacidad para incrementar rápidamente la densidad de fluido e iniciar el procedimiento de control adecuado. Los tres principales componentes involucrados en este equipo son:

- Bombas de mezclado de fluido.
- Barita.
- Silos.

### **5.5.3 Presas de fluido de perforación.**

El volumen de las presas de fluido de perforación debe ser suficiente para dar abasto a los requerimientos de control de un brote. La capacidad debe ser por lo menos igual al volumen del pozo cuando se perfora en zonas de peligro

### **5.5.4 Bombas de fluido de perforación.**

Se utilizan para circular el fluido en el pozo y limpiarlo. Constan básicamente de dos partes, extremo mecánico y extremo hidráulico. En la parte mecánica se incluye: coraza, volante, piñón diferencial, engrane mayor, cigüeñal, bielas, cruceta y contavástagos.

El extremo hidráulico, está formado por: cuerpo de válvulas, asientos, camisas, vástagos, pistones, tapas y amortiguadores de pulsaciones.

### **5.6.0 Árbol de válvulas y conexiones.**

#### **5.6.1 Cabezal de TR.**

Los cabezales son una parte del equipo permanente del pozo. Proporcionan el medio para colocar y sellar la siguiente sarta de tubería



y soportar el conjunto de preventores antes descrito. Sus especificaciones mínimas deben incluir:

- Soportar el peso de la TR y TP.
- Contener las presiones del pozo en que se encuentran.
- Una resistencia al pandeo igual o mayor a la tubería que se conecta.

### **5.6.2 Conexiones.**

Cuando se conectan los elementos del conjunto de preventores deben estar provistos de sellos en el punto de conexiones al rango de la presión de los preventores. Unos de los problemas comunes que se asocian a los preventores son las fugas en las conexiones. Los tipos de conexiones más comunes son las bridas API y las conexiones de abrazadera.

Las bridas son el tipo más usable en la industria petrolera, los birlos usados deben asegurar en tal forma que su grado de tensión sea suficiente para soportar la máxima carga de trabajo. También el torque aplicado a las roscas y los birlos este dentro de ciertos valores para que la brida selle. Los elementos que permiten este sello son los anillos, los cuales manejan un rango de presión dependiendo del diámetro de cada brida.

Las conexiones de la abrazadera son de fácil operación y el tiempo ganado al operarlos es superior al de las bridas y birlos. Los preventores tienen en los extremos perfiles adecuados para unirse con la abrazadera que se asegura y aprieta. Esto reduce tiempo y dificultad de conexión en tubos roscados. La presión de diseño en las conexiones de abrazadera es la misma que en las bridas.

### **5.6.3 Válvula de bola.**

Este tipo de válvula describe su forma, una bola de acero con un orificio a lo largo de la línea que pasa a través de su centro.

La válvula abre cuando la bola se orienta de manera que el orificio está en línea con la dirección de flujo y cierra cuando la bola se encuentra de tal forma que su abertura es perpendicular a la trayectoria del flujo. Esta válvula puede ser operada manual o hidráulicamente.

#### **5.6.4 Válvula de compuerta o check.**

El mecanismo de cierre de esta válvula consiste en colocar una placa a través del trayecto del flujo para detener el fluido. Esta placa está provista de un orificio en uno de sus espacios, para permitir el flujo. Cuando la válvula se abre, la placa se mueve, en tal forma que la sección que contiene el orificio se coloca a través del paso del fluido. Esta válvula se usa manual o remotamente.

#### **5.6.5 Válvula de contrapresión.**

Esta válvula permite el movimiento de los fluidos en una sola dirección y se instala en la línea de matar cuando las condiciones de control justifican bombear por ella al espacio anular. Una característica especial de varios modelos de válvulas, es que algunos de sus elementos remueven para permitir el flujo en las dos direcciones. Las válvulas de contrapresión se identifican fácilmente en un esquema, colocando una flecha arriba para indicar la dirección de flujo.

#### **5.6.6 Válvula de prueba de falla.**

Es una válvula equipada con un dispositivo de medición de presión que actúa automáticamente cuando la variable medida se sale de los rangos establecidos. Estas válvulas pueden ser de bola o de compuerta, y se aplican a presiones internas máximas.

### **5.7.0 Unidad acumuladora.**

El objetivo de este sistema es proporcionar una fuerza hidráulica que permita accionar (abrir o cerrar) el conjunto de preventores y válvulas de apoyo. Los elementos básicos que componen la unidad son:

- Componentes superficiales.
- Sistema de conexión.
- Componentes submarinos.

Dentro de los primeros se incluyen: Acumuladores, bombas, múltiples para cerrar, consolas de control y carretes de mangueras. El sistema de conexión comprende mangueras, y dentro de los componentes submarinos se encuentran los acumuladores de fondo y las capsulas de control.

#### **5.7.1 Acumuladores.**

Son recipientes que contienen gas comprimido (generalmente nitrógeno) y líquido. Estos fluidos se separan con un sello movable, ya sea un pistón flotante o un diafragma de hule, o por medio de un pistón flotante que sella en el fondo cuando se descarga el fluido.

Los recipientes son esféricos o cilíndricos verticales, el líquido se bombea por la parte inferior comprimiendo el gas a la presión especificada (1500,2000 y 3000 lb/pg<sup>2</sup>). Cuando se abre la válvula opera un preventor, el gas comprimido expulsa el líquido hacia este.

Debe tenerse suficiente líquido a presión para cerrar el conjunto de preventores, y aun tener reserva. Después de cerrar los preventores, queda una presión de 84 kg/cm<sup>2</sup> (1200 lb/pg<sup>2</sup>), es decir, 14 kg/cm<sup>2</sup> (200 lb/pg<sup>2</sup>) arriba de la presión de precarga para asegurar que el gas permanezca en el interior de los acumuladores.

Los acumuladores submarinos se montan en la parte inferior del conductor marino y/o sobre el arreglo de preventores. Debido a la

proximidad que tienen con las capsulas de control, estos proporcionan un menor tiempo de respuesta de operación en el arreglo.

Se usan varios criterios para diseñar la capacidad de los acumuladores.

### **5.7.2 Bombas.**

Las bombas que cargan de líquido los acumuladores son eléctricas o neumáticas, se recomienda contar con ambas. Las bombas tienen un regulador que las detiene automáticamente cuando se alcanza la máxima presión de almacenamiento. Se debe de contar con suficiente capacidad de bombeo para recargar los acumuladores a la presión máxima en 10 o 20 minutos.

Los preventores anulares requieren menos presión de cerrado que los preventores de ariete, por lo tanto, se instala un regulador reductor de presión en la línea de descarga, precedido por una válvula de contrapresión, para evitar pérdidas de presión. También se requiere un regulador maestro para evitar que la presión del acumulador llegue a los preventores de ariete antes de reducir la presión de operación.

### **5.7.3 Múltiples de cerrado.**

La unidad para cerrar los preventores se conecta a cada preventor y válvula con operador hidráulico, por medio de tubos. Se usa un sistema cerrado, donde el fluido regresa al acumulador. Para cada unidad se requieren dos líneas y una válvula de cuatro pasos. La presión de trabajo debe ser cuando menos igual a la del acumulador. Para asegurar que cierre rápido se requieren líneas de cuando menos 1 pulgada.

### **5.7.4 Consolas para el control remoto.**

Se instalan cerca del perforador en el piso de trabajo son una parte integral del sistema hidráulico de cierre. Pero también se usan unidades neumáticas y eléctricas. Algunas tienen líneas empaquetadas que son fáciles de instalar.

Estas líneas controlan las válvulas hidráulicas en la unidad maestra de control y se instalan de tal manera que no interfieran con los controles maestros en caso de que las destruya un incendio

#### **5.7.5 Carretes para mangueras.**

Se instalan dos carretes idénticos para almacenamiento y manejo de manguera multiconductora, un carrete es azul y el otro es amarillo, en cada uno se sitúa un pequeño panel que permite la operación de las funciones del conjunto de preventores.

#### **5.7.6 Mangueras de control hidráulico.**

Estas mangueras consisten de un número de mangueras piloto de 1/8 o 3/16 de pulgada de diámetro enredadas en espiral a una o dos mangueras de abastecimiento hidráulico de 1 pulgada. Las mangueras piloto exteriores son cubiertas de una capa de asbesto y otra protección más de un exterior de 3/16 pulgada de espesor. Las mangueras con estas características son las más usadas.

Un problema asociado en el equipo de control de preventores es la longitud de las líneas que se refleja en el tiempo de respuesta cuando se accionan los preventores.

#### **5.7.7 Capsulas submarinas.**

Contienen válvulas piloto que suministran rápidamente de fluido hidráulico a los distintos componentes apropiados para la operación del arreglo de preventores.

El fluido es suministrado a las capsulas a través de mangueras de control y/o cilindros submarinos. Generalmente dos capsulas idénticas pero de color diferente (amarillo y azul), esto se hace para tener mayor redundancia.

Además las capsulas son recuperables, lo que elimina el tiempo de consumo en la tarea de sacar el conjunto de preventores para hacer reparaciones y mantenimiento en el sistema de control.

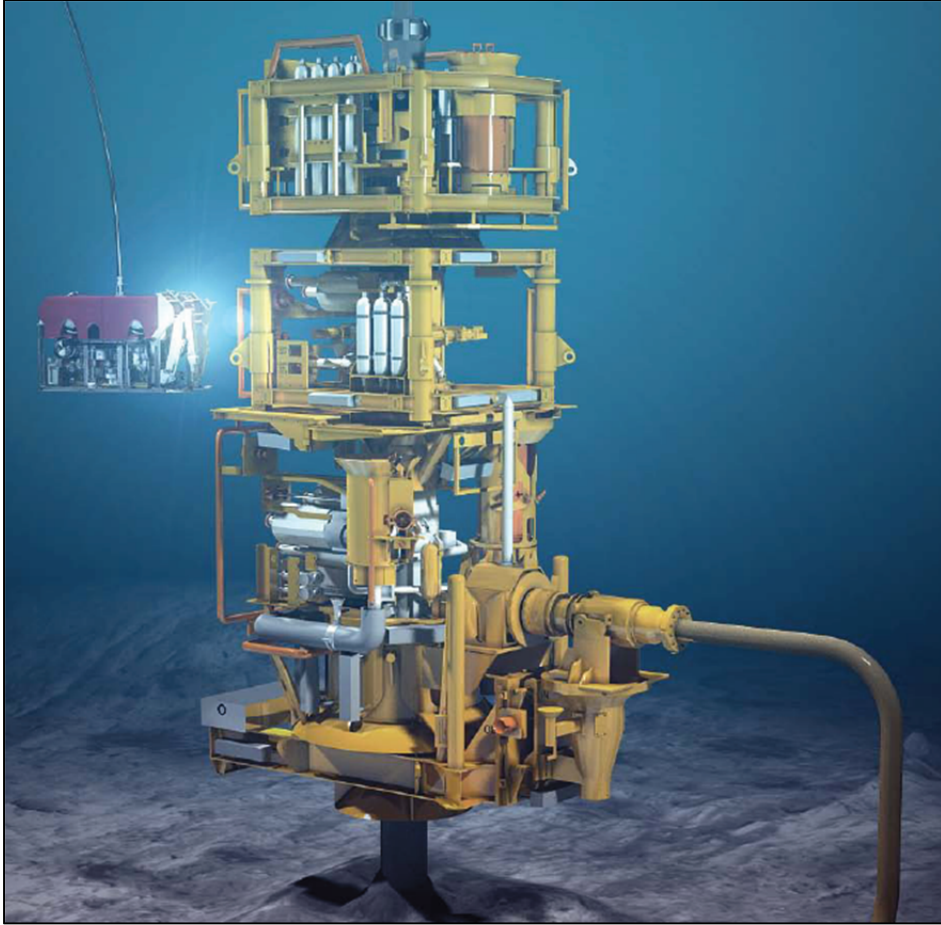
### 5.8.0 R.O.V.

El ROV (Remote Operated Vehicle) o vehículo operado remotamente es un robot submarino no tripulado y conectado a un barco en superficie por medio de cable. La energía y las órdenes se envían mediante un mando a distancia a través del cable.



Figura 5.40 R.O.V.

Por el cable se transmiten los datos de las cámaras fotográficas del ROV, datos de los sensores y de los sonares al centro de control del barco de la superficie. Los ROV llevan gran variedad de brazos manipuladores para realizar trabajos en las profundidades, o una cámara fotográfica con el fin de captar las imágenes del fondo del mar y el contrapozo.



**Figura 5.41** El ROV es muy útil para inspecciones del estado físico del equipo submarino y para observar con mejor detalle operaciones y arreglos.

El cable del ROV tiene ventajas e inconvenientes. Las ventajas es que es posible transmitir al ROV fácilmente la energía y los datos, y los inconvenientes es que el propio peso del cable requiere gran cantidad de energía para moverlo y con mal tiempo no es posible hacer inmersiones.



# Capítulo 6

Métodos de control de  
pozos en aguas  
profundas



## 6.0 Introducción.

Cuando se circula un brote de gas, se provocan problemas mayores si no se interpretan adecuadamente las presiones en el espacio anular y el aumento en el volumen de las presas. Dado que el gas es compresible debe dejarse expandir si la presión en el fondo se mantiene constante, es decir con un control adecuado.

El brote de gas es peligroso, debido a que la presión que debe soportar la TR y la formación expuesta es mayor que la de un brote de líquido.

Si los fluidos invasores son gaseosos, su densidad con respecto a la del fluido de perforación puede considerarse despreciable, por lo tanto al inicio del descontrol, la masa gaseosa tiene una presión prácticamente igual a la del yacimiento.

De acuerdo con la ley de los gases ideales, la presión de la burbuja de gas solo cambia con la temperatura y el factor de desviación  $Z$  mientras su volumen se mantenga constante. De esto se deduce que cuando el gas asciende por el espacio anular a pozo cerrado, la presión ejercida en el fondo aumenta.

La presión de una burbuja de gas, al llegar a superficie sin expansión es aproximadamente el 75% de la presión del yacimiento en un gradiente geotérmico normal ( $3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ). Es decir, que por efecto de temperatura y el factor  $Z$ , su presión solo se reduce en un 25%.

Por lo anterior, cuando el gas alcanza la superficie sin expansión, la presión ejercida en el fondo es un 75% mayor que la presión de yacimiento. Esta condición es hipotética, ya que lo más probable es que antes de que el gas llegue a superficie, se fracturará alguna de las formaciones cercanas a la zapata provocando pérdida de circulación.

Cuando se tiene expansión de gas, la presión en la TR aumenta y debe cerrarse el estrangulador para compensar la pérdida en la presión hidrostática provocada por la expansión, de tal forma que sobre el fondo se ejerza una presión absoluta igual a la del yacimiento para no fracturar, ni provocar pérdidas de fluido en los estratos superiores.

## **6.1 Efectos causados por la línea de estrangular.**

La longitud de la línea de estrangular es una consideración importante en unidades de perforación para aguas profundas, por razones como pérdidas de presión por fricción y diámetros menores que no permiten desplazar suficiente volumen de fluido en tiempos cortos.

Estas consideraciones, alteran los procedimientos de control y obligan al operador a tener una mayor precaución durante el control del pozo.

El efecto de la presión por fricción en la línea de estrangular ha sido llamado “efecto de estrangulación oculta”, y actúa como un estrangulador fijo antes del estrangulador ajustable. Esta presión es generada en la base de la línea de estrangular, pero se pierde a lo largo de la misma línea y no se registra en el manómetro.

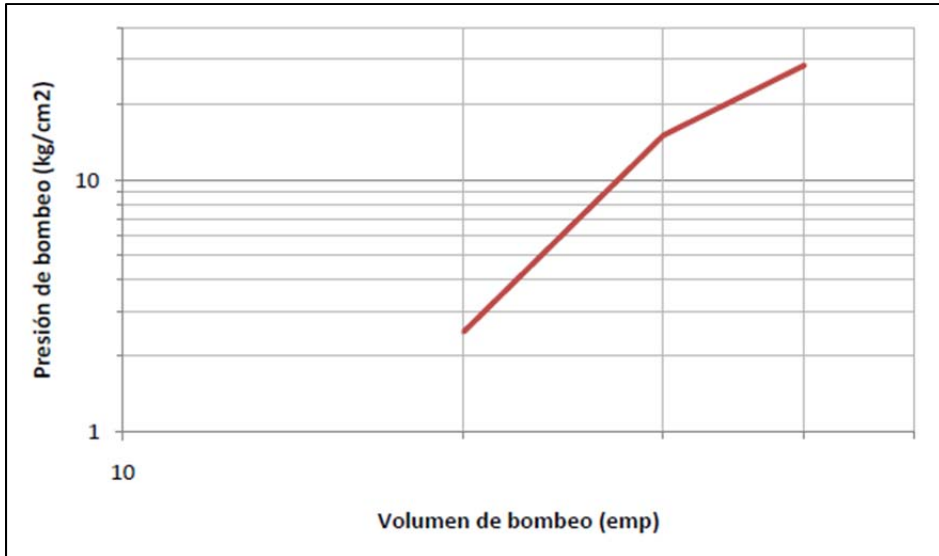
La caída de presión a través del sistema submarino se determina circulando fluido de varias densidades con diferentes longitudes del conductor marino.

Con tres puntos se construye una gráfica en la línea de estrangular contra gasto, para un peso de fluido, a partir de lo siguiente:

1. Registrar las presiones de bombeo para 3 gastos diferentes a través del conductor marino.
2. Registrar las presiones de bombeo para 3 gastos a través de la línea de estrangular.
3. Graficar la diferencia de los pasos 1 y 2 para cada punto en papel logarítmico.

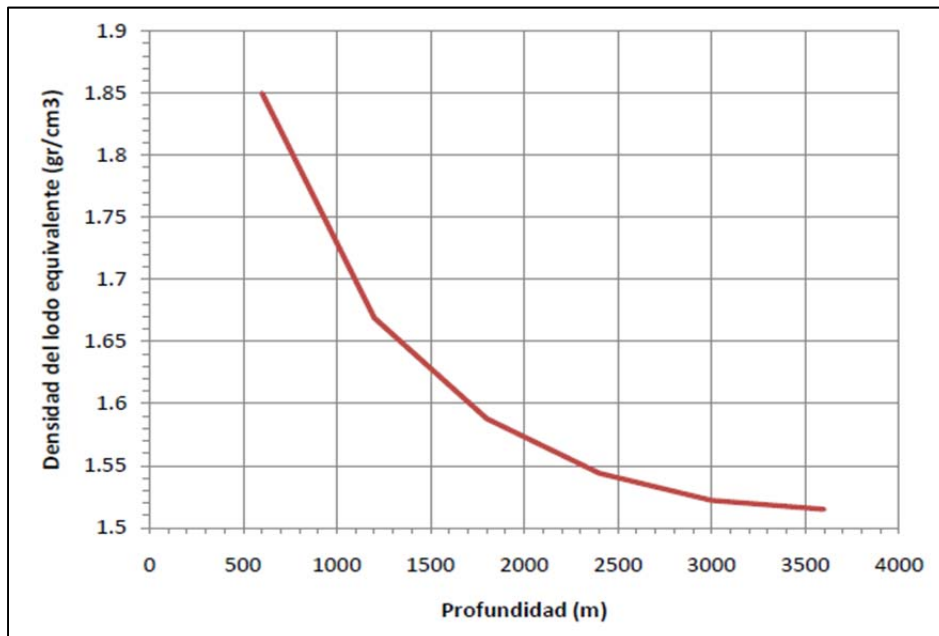
Una vez que la caída de presión a través de la línea de estrangular es establecida, llega a ser un punto de juicio práctico para determinar que presiones pueden ser toleradas durante una operación de control.

La presión por fricción se aplica en cada punto debajo del cabezal, aumentando con esto la posibilidad de fracturar la formación.



**Gráfica 1** Caída de presión en la línea de estrangular.

Se desarrolla un procedimiento para asegurar que la presión por fricción no se transmita a la formación, esto consiste en establecer un gasto de control obtenido a través del conductor marino. Este procedimiento efectivamente sustrae la presión por fricción en la línea de estrangular de la presión total de circulación mientras se maneja el concepto de presión de fondo constante.



**Gráfica 2** Densidades del fluido de perforación equivalentes provocadas por la pérdida de presión en la línea de estrangular.

Aunque el gasto de control se maneja a través de la línea de matar, es una gran ventaja conocer la caída de presión a través de la línea de estrangular. Si se presenta un brote con esta caída de presión, se determina de manera adecuada la presión de bombeo.

Debido a su longitud, el desplazamiento de los fluidos de la formación a través de la línea de estrangular, es el problema más severo encontrado en el control de pozos en aguas profundas. A medida que los fluidos desplazan a otros de densidad diferente en la base de la línea de estrangular la presión en el espacio anular cambia rápidamente. Esto provoca ajustes rápidos y drásticos en el estrangulador y es un problema dividido en dos partes:

- Un frecuente ajuste de la presión en la TR.
- Poco tiempo disponible para ajustar el estrangulador por el gasto de desplazamiento en la línea.

Algunas soluciones prácticas alternas para minimizar este problema son:

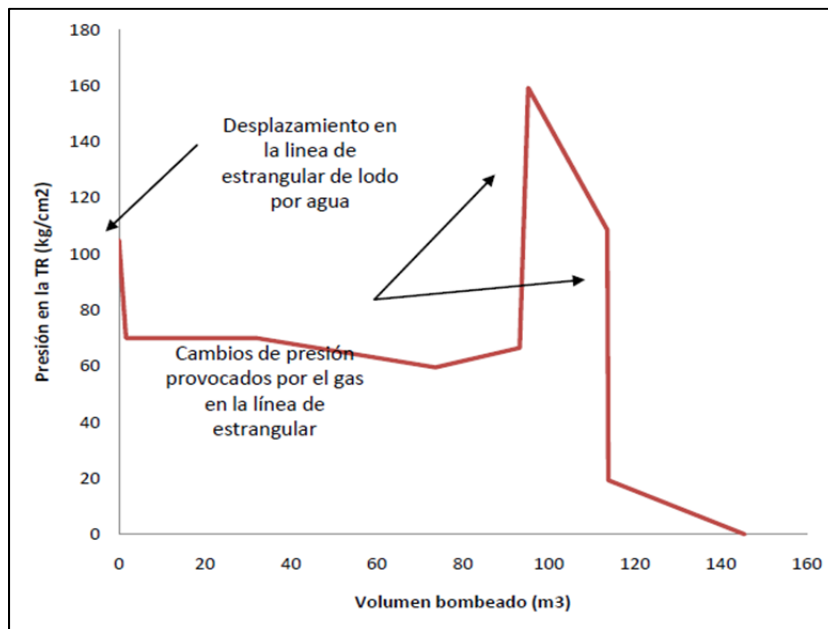
- Desplazar la línea a gastos bajos.
- Usar las líneas de matar y estrangular simultáneamente, para aumentar la capacidad de desplazamiento.
- Emplear líneas con diámetros grandes para aumentar la capacidad de ellas.
- Usar un estrangulador submarino y permitir que el fluido entre al conductor marino y desviarlo a la superficie.

Estas soluciones presentan otros problemas que se deben resolver. El proceso de desplazamiento inicia cuando el fluido invade la línea de estrangular, la cual se llenó con agua de mar por circulación inversa antes de iniciar la operación de control. El mayor problema se presenta cuando el gas entra a la línea de estrangular, la presión de bombeo disminuye rápidamente ocasionado por el desplazamiento del fluido por gas.

Esto dificulta mantener la presión de bombeo constante y cualquier demora en el ajuste del estrangulador da como resultado la entrada de un nuevo brote.

El problema opuesto surge cuando el fluido que viene detrás del gas entra a la línea de estrangular. El retraso inevitable en el reajuste del estrangulador causa la ruptura de la formación en su punto crítico. La severidad del poco tiempo disponible para permitir cambios de presión se reduce por medio de procedimientos presentados previamente, pero en la mayoría de los casos la magnitud de los cambios de presión no son eliminados.

En la gráfica 3, se observa el efecto del fluido al desplazar agua de formación en la línea de estrangular. Aunque la curva teórica muestra grandes cambios de presión en varios puntos, el problema mayor es en los casos prácticos, debido a que el fluido de perforación y el gas no entran a la línea de estrangular como fluidos independientes uno del otro, como se muestra en la gráfica 3 puesto que el fluido invasor se mezcla con fluido de perforación, durante el desplazamiento ocurren varios cambios de presión.



Gráfica 3 Presión en la TR cuando el gas entra a la línea de estrangular.

Los cambios de presión que se presentan durante el desplazamiento pueden provocar variaciones en los procedimientos iniciales de circulación. En operaciones normales en aguas someras o tierra, la presión en la TR se mantiene constante por un tiempo corto al inicio del

bombeo, para permitir que se establezca la presión en la TP antes de comenzar el control. Si esta técnica se emplea en pozos de aguas profundas se provoca un desbalance que fractura la formación.

Después de que el pozo ha sido circulado, el preventor anular no se debe abrir inmediatamente, debido a que el conductor marino está lleno de fluido de perforación de densidad original. Es necesario cerrar el preventor de arietes inferior y circular inverso por la línea de estrangular y el conductor marino, con fluido de densidad de control, y así terminar el procedimiento de control. Una segunda burbuja de gas puede ser circulada durante este proceso si el arreglo de preventores atrapó gas durante las operaciones iniciales.

## **6.2 Métodos de campo para determinar la caída de presión en la línea de estrangular.**

### **6.2.1 Método 1.**

1. Circular fluido por el pozo.
2. Verificar y registrar la presión de circulación a diferentes gastos.
3. Cerrar el preventor anular, abrir la válvula de la línea de estrangular, verificar y registrar las presiones de circulación a los mismos tres regímenes al circular por la línea de estrangular y el múltiple de estrangulación.
4. Abrir la válvula de la línea de matar.
5. Verificar y registrar las presiones de circulación a los tres gastos utilizados mientras se circula por ambas líneas.
6. La caída de presión por fricción en la línea de estrangular es la presión de circulación por la esta línea (o matar) menos la presión para circular por el pozo.

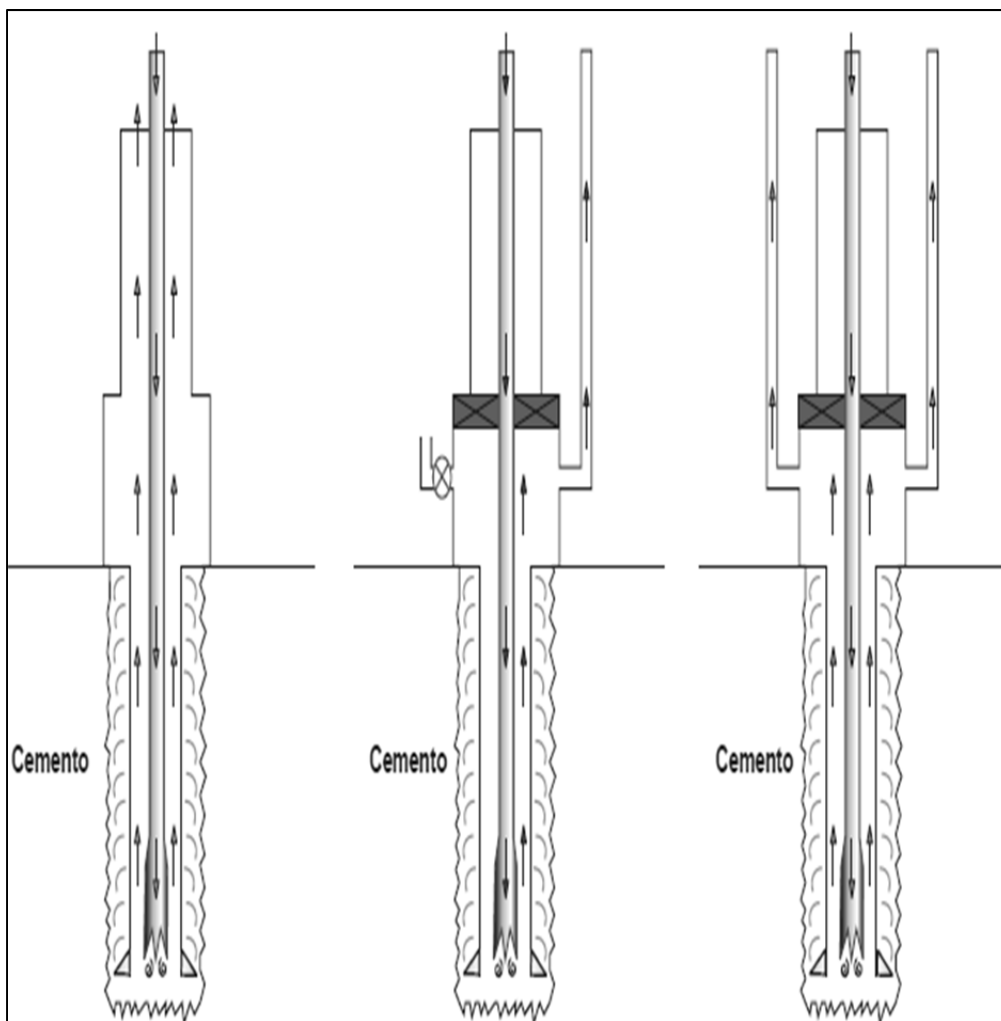


Figura 6.1 Método 1, para estimar la caída de presión en la línea de estrangular y matar.



### **6.2.2 Método 2.**

Otro método para determinar la caída de presión por fricción en la línea de estrangular mientras se realizan operaciones normales es:

1. Bombear por la línea de estrangular a 3 gastos diferentes.
2. Abrir la línea de matar y bombear, tanto por la línea de matar y la de estrangular a los 3 gastos utilizados en el paso 1.
3. Utilizando este método, se conocen las caídas de presión por fricción al sumar la presión de circulación por TP y la de la línea de estrangular; posteriormente restarla a la presión que se obtiene en TR.

Este método tiene la ventaja de que no agrega presión a la formación y se realiza en forma rutinaria.

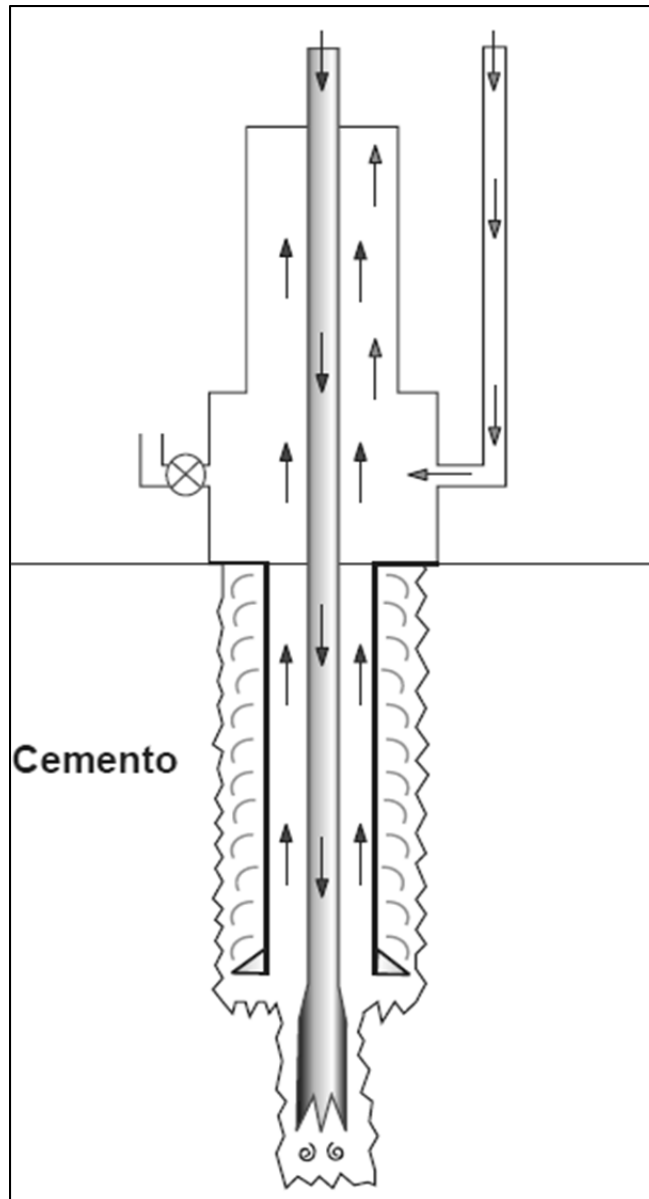


Figura 6.2 Este método tiene la ventaja de que no agrega presión a la formación y se realiza en forma rutinaria.

### **6.2.3 Método 3.**

Otro método para determinar la caída de presión por fricción en la línea de estrangular es circular por la columna del fluido (circulando el fluido por una línea, tomando los retornos por la línea opuesta) con los preventores cerrados, por encima y por debajo de las líneas de matar y estrangular. La caída de presión por fricción es la mitad de la presión de circulación al gasto utilizado. Se lleva a cabo este método antes de circular un brote para asegurar que se usa presiones y gastos adecuados.

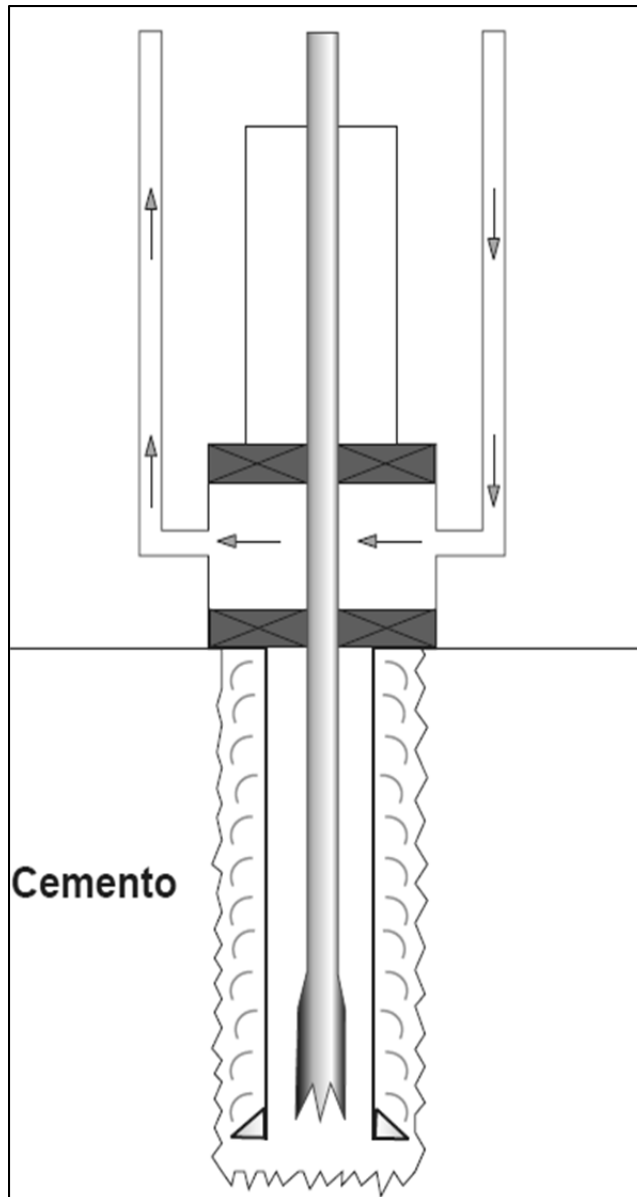


Figura 6.3 Método 3, fricción en la línea de estrangular.

#### 6.2.4 Método 4.

Si se cambia la densidad del fluido de perforación, pero sus propiedades reológicas no han cambiado en forma significativa, se realizan correcciones matemáticas sencillas para dar una aproximación de la caída de presión por fricción en el fluido con densidad diferente en la siguiente ecuación:

$$CDFP_{Nueva} = \frac{\text{Densidad de control}}{\text{Densidad actual}} * CDFP_{Actual}$$

*Nota: Se usa software para predecir la CDFP cuando se alteran las propiedades reológicas del fluido de perforación o para dar una estimación más precisa de esta.*

#### 6.3.0 Definición y cálculo de parámetros de control.

Si por alguna razón se origina un brote, cuanto más pronto se detecte en superficie y se tomen las medidas pertinentes en cada caso, menor es la magnitud y consecuencias del mismo.

Una vez que se cierra el pozo es necesario restaurar el control, para ello se desarrollan varios métodos tendientes a equilibrar la presión de formación con la presión hidrostática del fluido de perforación.

La mayor parte de los métodos de control se fundamentan en “mantener la presión de fondo constante y ligeramente mayor que la presión de formación” impidiendo de esta forma la entrada de más fluido invasor al pozo; sin embargo, los métodos para controlar se limitan por la presión en las tuberías de perforación y de revestimiento, ya que una excesiva presión superficial causa daño en las conexiones superficiales de control a la tubería de revestimiento o provoca una fractura expuesta en la formación, lo cual genera un descontrol subterráneo y ocasiona grandes consecuencias.

Para realizar los cálculos y controlar un pozo cuando ocurre un brote es necesario disponer de parámetros relacionados con el equipo y operaciones normales de un pozo. Por lo que se debe recabar y conservar esta información en la libreta del perforador y en el reporte diario de perforación para el momento en que ocurra una contingencia. Puesto que los brotes no son predecibles, estos datos deben actualizarse a medida de que las condiciones del equipo y pozo cambien.

Los parámetros necesarios son:

- Densidad original del fluido de perforación.
- Gastos y presión reducida de circulación.
- 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.
- Presión de circulación.
- Presiones de cierre.
- Densidad equivalente de circulación.

Los parámetros a calcular son:

- Densidad del fluido para controlar el pozo.
- Número de emboladas para circular de superficie a barrena y de barrena al estrangulador.
- La cantidad de barita necesaria para densificar el fluido.
- El volumen de fluido resultante después de aumentar la densidad.
- Presión inicial de circulación.
- Presión final de circulación.
- Tipo de brote.
- Cédula de presión en TP.

### **6.3.1 Densidad original del fluido de perforación.**

Es aquella densidad que tiene el fluido de perforación cuando no se afectada por la entrada de fluidos invasores y/o otros factores.

### **6.3.2 Gasto y presión reducida de circulación.**

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

No es necesario tener el 50% del gasto normal de trabajo. Esto depende de las condiciones reales que se tenga en el pozo, así como del equipo de bombeo.

Al tener este gasto se debe leer la presión de bombeo en la tubería de perforación, esta presión superficial es la presión reducida de circulación ( $P_r$ ) y representa las caídas de presión por fricción en el sistema a determinado gasto ( $Q_r$ ).

El gasto de la bomba durante el control de un brote se reduce por las siguientes razones:

1. Disminuye la presión de circulación requerida durante el control.
2. Disminuye la posibilidad de falla del equipo de bombeo por fatiga.
3. Permite adicionar barita durante la operación de control.
4. Se dispone de más tiempo para analizar los problemas que se suscitan.
5. Permite que el rango de trabajo del estrangulador variable sea el adecuado.
6. Reduce las caídas de presión por fricción en el sistema durante el control.

El gasto y la presión reducida de circulación se deben actualizar cuando se realice un cambio de geometría en la sarta de perforación, cuando cambien las propiedades del fluido de perforación o cada vez que se incrementa la profundidad en 150m.

Cuando no se cuenta con dicha información es posible calcular la presión reducida de circulación a un gasto dado con las formulas de caídas de presión por fricción en el sistema y algunas consideraciones practicas:

$$\Delta P_T = \frac{7.65 * 10^{-5} * Vp^{0.18} * d^{0.82} * L * Q^{1.82}}{D^{4.82}}$$

Caída de presión en las toberas de la barrena:

$$\Delta P_{Tob} = \frac{d * Q^2}{10858 * At^2}$$

Caída de presión por fricción entre el EA y  $D_{HTA}$ , EA y TP HW; TP y TR:

$$\Delta P_{EA} = \frac{7.56 * Vp^{0.18} * \rho^{0.82} * L * Q^{1.82}}{(D_{EA} - )^{4.82}}$$

Donde:

$\Delta P_T$  = Caída de presión por fricción en el interior de la tubería en  $\left(\frac{lb}{pg^2}\right)$ .

$\Delta P_{Tob}$  = Caída de presión por fricción en toberas de la barrena en  $\left(\frac{lb}{pg^2}\right)$ .

$\Delta P_{EA}$  = Caída de presión por fricción en espacio anular en  $\left(\frac{lb}{pg^2}\right)$ .

$Vp$  = Viscosidad plástica del fluido de perforación en  $(cp)$ .

$\rho$  = Densidad del fluido de perforación en  $\left(\frac{lb}{gal}\right)$ .

$L$  = Longitud de la TP O HTA en  $(ft)$ .

$Q$  = Gasto de la bomba en  $(gpm)$ .

$d$  = Diámetro interior de la TP o HTA en  $(pg)$ .

$D_{EA}$  = Diámetro del espacio anular en  $(pg)$ .



Por regla empírica se considera que las caídas de presión por fricción en el espacio anular se obtienen con la relación del diámetro de la barrena, esto es:

<b>Diámetro de barrena (pg)</b>	<b>% presión durante el bombeo</b>	<b>Caída de presión en el espacio anular</b>
26, 22, 18 ½, 17 ½, 14 ¾	10	10 % PB
12, 9 ½, 8 ½, 8 3/8	15	15 % PB
6 ½, 5 7/8	20	20 % PB
Diámetros menores (casos especiales)	30	30 % PB

### **6.3.3 Máxima presión permisible en el espacio anular por conexiones superficiales de control y TR.**

Las normas API-6<sup>a</sup> y el boletín API-13, listan especificaciones para equipo y bridas respecto a su presión máxima de trabajo, las cuales son: 2000, 3000, 5000, 10000 y 15000 lb/pg<sup>2</sup>. Los elementos individuales pueden exceder (pero no ser menores) a la presión de trabajo del conjunto. Esta presión no debe ser mayor que:

- La resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento.
- La presión máxima anticipada.
- La presión de fractura de la formación en la zapata de la tubería de revestimiento.

Para determinar la máxima resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento se debe considerar la sección de cabezales y las conexiones superficiales debido a que el comportamiento de la presión interna de la tubería alojada en un pozo es máximo en superficie, lo contrario ocurre con la resistencia al colapso.

Los valores de resistencia a la presión interna para cada grado, tipo y peso unitario de la tubería se encuentran en las tablas de los fabricantes.

#### **6.3.4 Máxima presión permisible en el espacio anular por resistencia al fracturamiento de la formación expuesta.**

Otro parámetro importante para controlar un pozo cuando ocurre un brote es la presión que corresponde a la resistencia al fracturamiento de la formación expuesta, esta se obtiene por métodos analíticos o por pruebas prácticas. Dentro de estos métodos se encuentran:

- Por registros geofísicos.
- Ecuaciones desarrolladas por autores como: Hubbert-Williams, Matthews-Kelly, Eaton, Christamn, etc.

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

Las pruebas de campo determinan una mayor confiabilidad al gradiente mínimo de fractura. El procedimiento usado es la prueba de goteo, que nos da el parámetro de inicio de admisión en la formación.

De la interpretación de los datos obtenidos por los medios citados se conoce cuál es la máxima presión permisible en el espacio anular para evitar una pérdida de circulación y por lo tanto un descontrol en la formación. Por lo que es importante evitar exceder la presión; sin embargo existen situaciones en las que la máxima presión permisible se restringe, tanto en las operaciones de cierre de un pozo como al estar circulando el mismo. Tales situaciones suelen ocurrir en formaciones superficiales de escasa compactación.

El responsable de la operación debe decidir desfogar la presión o permitir una pérdida de circulación (descontrol en la formación) o si las condiciones lo permiten emplear la técnica de estrangulación limitada, que se explicara posteriormente.

La decisión anterior se basa en la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento y el tipo de formación en que esté cementada, así como la calidad de la cementación e integridad de la misma.

### **6.3.5 Presión de cierre.**

Cuando se cierra un pozo el intervalo aportador sigue fluyendo hasta que la presión hidrostática y de formación se equilibren entre si, lo cual puede llevar algunos minutos de acuerdo al tipo de fluido invasor y permeabilidad de la roca. Una vez estabilizado el pozo, las presiones de cierre son el resultado de la diferencia entre presión hidrostática y presión de formación.

En la mayoría de los casos la presión de cierre en la tubería de revestimiento (PCTR) es mayor que la presión de cierre en tubería de perforación (PCTP). Esto se debe a que los fluidos de la formación por mayor facilidad fluyen al espacio anular desplazando el fluido y disminuyendo su columna hidrostática lo que no ocurre comúnmente con el fluido en el interior de la sarta por lo que se toma el valor PCTP como el más confiable para calcular la densidad de control.

Sin embargo, debe señalarse que existen situaciones ocasionales en donde la presión de cierre en la TP no es confiable. Tal caso ocurre cuando se presenta un brote al estar perforando y no fue detectado oportunamente. La descompensación de las columnas es tan grande que al cerrar el pozo la columna de TP este parcialmente vacía y no se tenga presión (PCTP=0). Posteriormente, al llenar la TP con el fluido invasor, se ocasiona una presión de cierre distinta de cero y al calcular la densidad de control da un valor erróneo.

### **6.3.6 Densidad de control.**

Para obtener el control de un pozo se requiere que la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido equilibre la presión de formación. La densidad que cumple lo anterior se conoce como densidad de control; para su cálculo se debe auxiliar de la lectura de presión de cierre

establecida en la TP por ser la que no presenta contaminación por el fluido invasor.

De lo anterior, se tiene:

$$\textit{Incremento de la densidad} = \frac{PCTP * 10}{H}$$

$$D_c = D_i + \textit{Inc. Dens} + M_s$$

Donde:

Inc. Dens. = Incremento de la densidad es en  $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ .

PCTP = Presión de cierre estabilizada en TP en  $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$ .

H = Profundidad vertical verdadera en (m).

$D_c$  = Densidad de control en  $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ .

$D_i$  = Densidad original del fluido de perforación en  $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ .

$M_s$  = Margen de seguridad (0.03 +/- 0.04). Se utiliza de acuerdo a las condiciones del pozo, si este lo permite, de lo contrario se toma cero.

### **6.3.7 Número de emboladas para circular de la superficie a la barrena y de la barrena al estrangulador.**

Es necesario conocer este parámetro para observar el avance realizado al estar circulando el brote y para elaborar la cédula de presión durante el desplazamiento de la densidad de control tanto en el interior de la sarta y el espacio anular. Este tiempo se determina en función de la capacidad interior de la sarta y de las características de la bomba.

### **6.3.8 Factores de capacidad de los componentes de la sarta y sección del espacio anular.**

Estos factores se conocen empleando tablas elaboradas para este fin. En caso de no contar con ellas, se obtienen con las siguientes ecuaciones:

- Para el interior de una tubería (TP, tubería pesada, herramienta, TR, línea de estrangular o matar).

$$\mathbf{Factor\ de\ Cap = D_i^2 * 0.5067}$$

- Para espacio anular (entre tubería o agujero descubierto y tuberías)

$$\mathbf{Factor\ de\ Cap = (D_e^2 - D_i^2) * 0.5067}$$

Donde:

Factor de Cap. = Factor de capacidad de la sección en  $\left(\frac{lt}{m}\right)$ .

$D_i$  = Diámetro interior TP, TR o agujero descubierto en (pg).

$D_e$  = Diámetro exterior TP o herramienta en (pg).

Se define como factor de capacidad interior o anular a los litros necesarios para llenar un metro lineal con la geometría del diámetro considerado.

### **6.3.9 Volumen activo del fluido de perforación en el sistema.**

Este volumen incluye el que se tenga en el pozo y en presas. Es importante conocer siempre estos datos ya que cuando ocurre un brote el volumen de fluido invasor es equivalente al incremento de volumen del fluido de perforación en presas.

Cuando se requiere incrementar la densidad, se determina la cantidad de material densificante mínimo para efectuar el control, conocer el volumen de fluido en el sistema es necesario utilizar los factores de capacidad, los cuales se determinan de la siguiente manera:

$$\mathbf{Vol.\ interior\ de\ tubería = Factor\ de\ Cap * L}$$

$$\text{Vol. E. A.} = \text{Factor de Cap} * L$$

$$\text{Vol. de presas} = \left( \frac{\text{m}^3 \text{ de fluido}}{\text{cm de altura}} \right) * \text{altura del nivel de presas}$$

Donde:

L = Longitud de la sección en (m).

Vol. Interior de tubería y E.A. en (m).

Altura del nivel de presas en (cm).

Volumen de presas en (m<sup>3</sup>)

### 6.3.10 Capacidad de bombeo.

Los datos requeridos de una bomba son:

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

Para calcular la capacidad de bomba dúplex de doble acción se considera una eficiencia volumétrica del 100 %, se dispone de las siguientes ecuaciones:

$$G = 0.2557 * L(D^2 - d^2) * F$$

$$Q = 0.0068 * L(2D^2 - d^2) * F$$

Para bombas triplex de acción simple, considerando un 100 % de eficiencia volumétrica, se aplican las siguientes ecuaciones.

$$G = 0.0386 * L * D^2 * F$$

$$Q = 0.0102 * L * D^2 * F$$

Donde:

G = Capacidad de la bomba en  $\left(\frac{gal}{emb}\right)$ .

Q = Capacidad de la bomba en  $\left(\frac{gal}{emb}\right)$ .

L = Longitud de la carrera en (pg).

D = Diámetro de la camisa en (pg).

d = Diámetro del vástago en (pg).

F = Factor de eficiencia de la bomba el cual depende del estado de las bombas (adimensional).

### 6.3.11 Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta.

Al establecer un gasto reducido en  $\left(\frac{gal}{min}\right)$  o  $\left(\frac{lt}{min}\right)$  es posible conocer el tiempo para desplazar la capacidad en el interior de la sarta.

$$T = \frac{Vol. int. TP}{Q_r}$$

Donde:

T = Tiempo de desplazamiento en (min).

Vol. Int. TP = Volumen total del interior de la sarta en (lt) o (gal).

$Q_r$  = Gasto reducido de circulación en  $\left(\frac{lt}{min}\right)$  o  $\left(\frac{gal}{min}\right)$ .

### 6.3.12 Número de emboladas.

El número de emboladas es utilizado para ir observando el avance realizado al estar circulando el brote y construir la cédula de control que

se debe seguir durante la circulación. El número de emboladas se calcula a partir de la capacidad de la TP, el espacio anular de la barrena en el fondo marino, línea de estrangular y volumen por embolada de la bomba.

$$\text{Núm. de emboladas} = \frac{\text{Vol. int. TP}}{\text{Cap. de la bomba}}$$

### 6.3.13 Cantidad de barita necesaria para densificar el fluido de perforación.

Una vez que se conoce la densidad de control, es necesario calcular la cantidad de barita requerida para poder aumentar la densidad original a la calculada. Con la siguiente ecuación se calcula la cantidad de barita necesaria para incrementar la densidad de 1 ( $m^3$ ) de fluido a la densidad requerida.

$$\text{Núm. } S_{\text{barita}} = \left( \frac{85 * (D_c - D_i)}{4.25 - D_c} \right) * \text{Vol. fluido de perf. en sist}$$

Donde:

$D_c$  = Densidad del fluido de control  $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ .

$D_i$  = Densidad original del fluido de perforación  $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ .

Volumen del fluido de perforación en el sistema en ( $m^3$ ) .

### 6.3.14 Volumen de fluido resultante después de aumentar la densidad.

Cuando se adiciona barita al sistema del fluido para incrementar su densidad, también se esta incrementando su volumen. Es conveniente conocer este aumento antes de agregar el material densificante con objeto de disponer la capacidad de almacenamiento suficiente. Dicho incremento se calcula con la siguiente ecuación.



$$\text{Incremento de vol.} = \frac{\text{Núm. de sacos}_{\text{Barita}}}{85} = m^3$$

### 6.3.15 Presión inicial de circulación.

Para lograr establecer la circulación en un pozo donde se presenta un brote es necesario que la presión inicial de circulación sea equivalente a la suma de:

- Las caídas de presión por fricción en el sistema.
- La diferencia de presión de formación y la hidrostática.

La primera se refiere 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 del brote. La segunda es igual a la presión de cierre en TP estabilizada (PCTP); de lo anterior se tiene que:

$$PIC = P_r + PCTP$$

Donde:

PIC = Presión inicial de circulación en  $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$ .

$P_r$  = Presión reducida de circulación en  $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$ .

PCTP = Presión de cierre en TP estabilizada en  $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$ .

### 6.3.16 Método alternativo para conocer la presión inicial de circulación.

Se emplea cuando se presenta las condiciones siguientes:

- Utilizar una bomba diferente a las del equipo (unidad de alta presión).

- Cuando a la profundidad de la barrena o tubería sea diferente a la profundidad en donde se registro  $P_r$ .
- Cuando las condiciones de fluido de perforación sufran un cambio sustancial.
- Cuando se requiere circular un gasto diferente a  $Q_r$ .
- Para verificar el valor pre registrado de  $P_r$ .
- Cuando no se determine de antemano  $P_r$ .

El método alternativo consiste en:

1. Bombeo lento, abriendo simultáneamente el estrangulador y manteniendo la presión en el espacio anular igual a la PCTR hasta alcanzar un gasto reducido de circulación.
2. Una vez alcanzado el gasto y ajustando el estrangulador para mantener PCTR se permite bajo estas condiciones que la presión en TP se estabilice.

La presión en TP estabilizada es igual a la presión inicial de circulación (PIC); por lo tanto, si se desea conocer la presión reducida de circulación ( $P_r$ ) basta restar de la presión inicial de circulación la lectura de presión de cierre en TP.

### **6.3.17 Presión final de circulación.**

Cuando se utiliza un fluido con una densidad diferente a la original para controlar un brote y este se bombea a través de la sarta se genera una mayor columna hidrostática por lo que es necesaria menor presión en la superficie para controlar la presión de formación.

Por otro lado al tener un fluido más pesado, las pérdidas de presión por fricción son mayores y es necesaria una mayor presión en la bomba.

Al parecer estas dos condiciones se contraponen para solucionar este problema, ya que se tiene que determinar la presión necesaria para circular el fluido cuando este llega a la barrena o al extremo de la tubería.

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

$$PFC = P_r * \left(\frac{D_c}{D_i}\right) = (PIC - PCTP) * \left(\frac{D_c}{D_i}\right)$$

Donde:

PFC = Presión final de circulación en  $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$ .

$P_r$  = Presión reducida de circulación en  $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$ .

$D_c$  = Densidad de control del fluido en  $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ .

$D_i$  = Densidad original del fluido de perforación en  $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ .

PIC = Presión inicial de circulación en  $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$ .

PCTP = Presión de cierre en TP estabilizada en  $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$ .

### 6.3.18 Tipo de brote.

Los fluidos de la formación asociados con un brote son: aceite, agua, gas o una combinación de ellos. Existen diferencias entre el comportamiento de las presiones que van ligadas a un brote de aceite, agua o gas a medida que estos circulan.

Las presiones en las tuberías de perforación y revestimiento, el aumento de volumen en presas se emplean para estimar el tipo de brote mediante el cálculo de la densidad del fluido invasor, a través de la siguiente ecuación.

$$\rho \text{ del fluido invasor} = D_i * \left(\frac{10 * (PCTR - PCTP)}{L_B}\right)$$

Donde:

$D_i$  = Densidad original del fluido de perforación en  $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ .

PCTR = Presión de cierre en TR en  $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$ .

PCTP= Presión de cierre en TP en  $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$ .

$L_B$  = Longitud de la burbuja en (m).

Midiendo el incremento de volumen en presas y con el factor de capacidad anular de la sección donde se estima está localizada la burbuja se determina con la siguiente ecuación.

$$L_B = \frac{\text{Incremento de vol. en presas (lt)}}{\text{Capacidad del espacio anular } \left(\frac{lt}{m}\right)}$$

Si la densidad calculada es menor a  $0.69 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ , posiblemente el fluido invasor sea gas, si la densidad se encuentra entre 0.69 y  $0.92 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)$  el fluido invasor es aceite con algo de gas. Una densidad mayor a  $0.92 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)$  indica que el fluido invasor es agua de formación.

### 6.3.19 Cédula de presión en TP.

A medida que el fluido con densidad de control se bombea a través de la sarta, la presión de circulación disminuye desde el valor de la presión inicial de circulación hasta el valor de presión final de circulación. Con esta cédula de presiones se determina el tiempo de bombeo o 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 correspondientes.

La cédula de presión se realiza siguiendo esta secuencia:

1. Determinar la reducción de presión.

$$\Delta P = PIC - PFC$$

2. Determine el tiempo necesario para abatir la presión en  $1 \left(\frac{kg}{cm^2}\right)$  durante el bombeo con la densidad de control.

$$\mathbf{T tiempo necesario} = \frac{\mathbf{T tiempo de despl. cap. int.}}{\Delta P} \left( \frac{\mathbf{min}}{\frac{\mathbf{kg}}{\mathbf{cm}^2}} \right)$$

3. Determinar las emboladas necesarias para abatir la presión en  $1 \left( \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right)$  durante el bombeo del fluido con la densidad de control con la siguiente ecuación.

$$\mathbf{Emb. nec.} = \frac{\mathbf{Núm. de emb. despl. de cap. int.}}{\Delta P} \left( \frac{\mathbf{emb}}{\frac{\mathbf{kg}}{\mathbf{cm}^2}} \right)$$

## **6.4.0 Tipos de control de pozos.**

### **6.4.1 Control primario.**

El control primario de un pozo es el uso de una densidad de fluido de control inicial para de esta manera suministrar suficiente presión hidrostática y prevenir cualquier brote de fluidos de la formación a través del pozo. Es de suma importancia que el control primario se mantenga todo el tiempo mediante:

- El uso de fluidos de control con densidad adecuada en perforación y terminación.
- Manteniendo al pozo lleno con un fluido de densidad adecuada todo el tiempo.
- El monitoreo continuo de volúmenes de trabajo en el pozo, especialmente durante el viaje de alguna sarta.
- Detectando oportunamente cambios en la densidad, volumen y valores de flujo de fluidos de perforación del pozo seguido de la acción más adecuada para mantener todo en orden.

### **6.4.2 Control secundario.**

El control secundario de un pozo es el uso apropiado del equipo de prevención de brotes evitando el fracturamiento de la formación, daño a la tubería de revestimiento y daño a las conexiones superficiales de control, para el control del pozo en caso que el control primario no pueda ser mantenido apropiadamente.

El pronto reconocimiento de las señales de alarma y el rápido cierre son la clave para el control efectivo del pozo.

### **6.4.3 Control terciario.**

En caso de que un control secundario no pueda ser mantenido apropiadamente debido a las condiciones del pozo o falla de equipo, ciertos procedimientos de emergencia pueden ser implementados para prevenir la pérdida total del control. Estos procedimientos se refieren

como “control terciario del pozo” y usualmente llevan al abandono parcial o completo del pozo.

Para establecer el control terciario se requiere implementar técnicas y equipos especiales, además para seleccionar el método a utilizar, el ingeniero de pozo debe de tomar en cuenta las siguientes variables que afectan el empleo de cada método.

- Profundidad de asentamiento.
- Máxima presión permisible en el espacio anular.
- Disponibilidad de barita en la localización.
- 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.

Los procedimientos pueden ser aplicados dependiendo de las condiciones de operación, y las recomendaciones específicas con respecto a procedimientos del control terciario apropiado no pueden ser dadas hasta que las circunstancias sean establecidas.

Sin embargo, existen tres procedimientos que son ampliamente utilizados. Estos involucran el uso de:

- Tapón de Diesel-Bentonita.
- Tapón de Barita.
- Tapón de Cemento.

### **6.5.0 Métodos de control.**

El control de brotes en pozos localizados en aguas profundas es realizado con simuladores de última tecnología, los cuales muestran constantemente que la peor etapa en términos de la presión de fractura no es cuando el fluido invasor entra al pozo, si no cuando el fluido entra a la línea de estrangular.

En este caso tanto la presión hidrostática y las caídas de presión por fricción en la línea de estrangular se incrementan, debido a que el diámetro de la línea de matar y estrangular es menor que los pozos convencionales y la longitud de las líneas en aguas profundas es mayor.

El control de brotes en aguas profundas es una situación complicada de manejar, ya que cuando el tirante de agua aumenta las caídas de presión en las líneas de matar y estrangular aumentan también, mientras que la presión de fractura disminuye. Por lo que nos encontramos con una ventana operacional demasiado estrecha y esto complica las labores de control del pozo.

A continuación se presentan algunos métodos empleados para el control de brotes en aguas profundas.



### **6.5.1.0 Método del perforador.**

En este método como primera acción tenemos el desplazamiento del bache de fluidos del yacimiento del fondo hacia superficie con la densidad inicial del fluido de perforación, y en la segunda se circula fluido con una densidad de control suficiente para desplazar el fluido con la densidad inicial. Durante la primera circulación, debemos mantener la presión en el fondo del pozo constante para prevenir un flujo adicional cuando se circula con gasto reducido.

La circulación comienza al abrir el estrangulador y aumentar la velocidad de bombeo al gasto preseleccionado, mientras la presión en TR se ajusta reduciéndose como mínimo en un valor la caída de presión por fricción en la línea de estrangular. Cuando el gasto de control se alcanza la presión en la TP se mantiene constante a la presión inicial de circulación calculada. Una vez que el fluido invasor es expulsado y aparece fluido limpio en la salida del estrangulador, se paran las bombas cerrando de nuevo el pozo. Cuando esto sucede las presiones en TP y TR deben ser iguales. Se incrementa la densidad del fluido a la densidad de control manteniendo el pozo cerrado.

Cuando el fluido se encuentra listo, se inicia la segunda circulación usando el mismo gasto, como el fluido que se circula hacia el fondo es más denso la presión en TR se debe mantener constante o ligeramente mayor a la presión del último cierre menos la presión por fricción en la línea de estrangular, hasta que la TP esté completamente llena de fluido con la densidad de control. Simultáneamente con esto la presión en TP se reduce a la presión final de circulación, la cual se mantiene constante hasta que el nuevo fluido alcance la superficie, en este punto el pozo debe controlarse (presiones en TP y TR igual a cero) y las operaciones normales pueden continuar.

### 6.5.1.1 Procedimiento.

- **Primera circulación (con densidad original).**

1. Registre presiones estabilizadas en TP y TR.
2. Lentamente inicie el bombeo y abra el estrangulador para alcanzar el gasto reducido ( $epm$ ) y la presión que se observe al cierre en TR.
3. Obteniendo lo anterior registre la presión en TP.
4. Mantenga esta presión en la TP constante, manipulando el estrangulador hasta desalojar el brote. Si el pozo lo permite maneje un margen de seguridad de  $0 - 100 \left( \frac{lb}{pg^2} \right)$ .
5. Después de desalojar el brote, simultáneamente cierre el pozo y pare el bombeo. El pozo deberá quedar con presiones iguales en TP y TR. Estas presiones también deberán ser iguales como mínimo a la registrada al cierre estabilizado de TP. Ahora el pozo no contiene algún brote pero aún no está controlado.

- **Segunda circulación (con densidad de control).**

1. Las presiones en TP y TR deberán ser iguales.
2. Lentamente inicie el bombeo reducido y la presión inicial de circulación. Monitoreando las presiones y emboladas calculadas en la cedula de bombeo, operando el estrangulador.
3. A llegar el lodo de control a la barrena se registra la presión observada en la TP; ahora bien esta presión es la que se debe mantener hasta que el lodo de control llegue a la superficie.
4. Pare la bomba, simultáneamente cierre el pozo y verifique ambas presiones.

5. Si las presiones son iguales a cero. Usted ha controlado totalmente el pozo.
6. Si las presiones son desiguales entre sí, pero mayores a cero, la densidad del lodo bombeado no fue la suficiente para controlar el pozo, por lo que se deberá repetir el procedimiento con base en las presiones registradas.
7. Si la presión en la tubería de perforación es igual a cero, pero en la tubería de revestimiento se registra alguna presión, será indicativo que no se ha desplazado totalmente el brote del espacio anular con la densidad de control (o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación al pozo).

### **6.5.2.0 Método del ingeniero.**

Este método llamado también de “*esperar y densificar*”, implica que estando el pozo cerrado se tenga que esperar mientras se prepara lodo con la densidad adecuada de control y así equilibrar la presión hidrostática con la presión de la formación, así como recabar los datos necesarios y efectuar los cálculos para llevar a cabo el control del pozo.

La creación de una mezcla adecuada adicionada con barita es necesaria para mantener la densidad del fluido constante mientras el fluido se circula; cuando el fluido se desplaza hacia debajo de la sarta, la presión de circulación en la TP se debe ajustar de acuerdo a una gráfica obtenida en la cedula de bombeo.

Una vez que el fluido de control está en la barrena, la presión final de circulación se mantiene constante hasta que el fluido alcance la superficie.

Para cerciorarse de que los cálculos son correctos, se cierra el pozo cuando el fluido de control llega a la barrena, si la presión fue balanceada la PFTP debe ser cero.

Las ventajas de este método son:

- Ejerce menor presión en la TR.
- Los cálculos y ajustes para mantener la presión en el fondo constante son fáciles de mantener.

***Nota: La principal desventaja es el tiempo de espera, mientras el sistema de fluido aumenta para permitir la migración de la burbuja de gas.***

### 6.5.2.1 Procedimiento.

1. Abra el estrangulador y (iniciar el contador de emboladas) simultáneamente inicie el bombeo del lodo con densidad de control a un gasto reducido ( $Q_r$ ).
2. Ajustando el estrangulador, iguale la presión en el espacio anular a la presión de cierre de la tubería de revestimiento ( $P_{CTR}$ ).
3. Mantenga la presión en el espacio anular constante, con ayuda del estrangulador, hasta que la densidad de control llegue a la barrena.
4. Cuando el lodo de control llegue a la barrena, lea y registre la presión en la tubería de perforación.
5. Mantenga constante el valor de presión en la tubería de perforación, auxiliándose del estrangulador; si la presión se incrementa, abra el estrangulador; si disminuye, ciérrelo.
6. Continúe circulando manteniendo la presión en la tubería de perforación constante, hasta que el lodo con densidad de control llegue a la superficie.
7. Suspenda el bombeo y cierre el pozo.
8. Lea y registre las presiones en las tuberías de perforación y de revestimiento.
9. Si las presiones son iguales a cero, el pozo estará bajo control. Si las presiones son iguales entre sí, pero mayores a cero, la densidad del lodo bombeado no fue la suficiente para controlar el pozo, por lo que se deberá repetir el procedimiento con base en las presiones registradas. Si la presión en la tubería de perforación es igual a cero, pero en tubería de revestimiento se registra alguna presión, será indicativo que no se ha desplazado totalmente el espacio anular con la densidad de control (o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación al pozo).

### **6.5.3.0 Método concurrente.**

Este es otro método de presión constante en fondo de pozo y gasto reducido constante, que utiliza como principio comenzar la circulación del brote con la presión inicial de circulación, una vez cerrado el pozo y presiones de cierre en TP y TR estabilizadas, se empieza a adicionar barita al fluido en forma simultánea mientras se circula hasta alcanzar la densidad de control.

Este método implica dar un incremento gradual en el peso del lodo hasta que el brote es desalojado a la superficie, por lo cual requerirá varias circulaciones hasta completar el control del pozo.

### **6.5.3.1 Procedimiento.**

1. Registre presiones de cierre en la tubería y en el espacio anular (PCTP Y PCTR).
2. Iniciar el control a un ( $Q_r$ ) de circulación y mantener la PIC constante, hasta totalizar las emboladas necesarias para tener el volumen del interior de la sarta de perforación hasta la barrena.
3. El operador del estrangulador debe controlar y registrar las emboladas de la bomba y graficar en una tabla la nueva densidad a medida que se va densificando.
4. Cuando llegue a la barrena, se determina circular un fluido mas denso hasta el fondo del pozo; debiéndose registrar todas las variaciones de densidad del fluido para ajustar las presiones en las tuberías.
5. Al llegar hasta la barrena el lodo con densidad calculada, se tiene la PFC, por lo que e deberá mantener constante la presión hasta que el lodo densificado salga a superficie.

#### **6.5.4.0 Método de regresar fluidos a la formación (Bullheading).**

Consiste en bombear contra formación la capacidad de la, o las tuberías en una sarta de perforación o a través de un aparejo de producción para establecer el control interno.

Esta situación implica que la formación sea **fracturada** antes que el bombeo pueda realizarse y es probable que el fluido de invasión no entre a la zona que originalmente lo aportó a no ser que el fluido que circula sea agua limpia, ya que al utilizar fluidos los canales porosos de la formación son obturados por barita y bentonita. Al no permitir la admisión del fluido de invasión, la presión manejada para inyectar la burbuja abre otros intervalos con un gradiente de fractura mayor al de la formación aportada.

##### **6.5.4.1 Procedimiento.**

1. Determinar las presiones de las tuberías con el pozo cerrado, TP y TR con su límite de cada una a la presión interna.
2. Tener los cálculos de volúmenes que se pretendan bombear. Elaborar una hoja de control de brotes en aguas profundas con su cédula de trabajo contra el total de emboladas para desplazar los fluidos hasta el extremo de la tubería o la barrena.
3. Al iniciar la operación, la bomba debe superar la presión del pozo, al cual podrá ser mayor que la PCTP. A medida que la presión reducida de bombeo está inyectando contra formación, la lectura en el manómetro disminuirá conforme el fluido de control se acerca a la formación.
4. Al llegar el fluido a la formación, (por el tipo de brote) causará una resistencia a la inyección contra formación, incrementando la presión de bombeo.
5. Cuantificar el total de emboladas y parar la bomba.

### **6.5.5. Método de control por Circulación Inversa.**

Al efectuar un control de pozo con la técnica de Circulación Inversa como su nombre lo indica es lo opuesto a una circulación directa. La bomba es preparada para bombear por el interior del espacio anular de la TR y el retorno es a través de la tubería hacia el múltiple de estrangulación.

Para su aplicación los principios son los mismos que cualquier otro método de presión de fondo constante. Para este caso no se establecen ni presiones, ni régimen de circulación, Durante la operación se atiende el manómetro de la TR para controlar la presión de fondo de pozo. Al aumentar la bomba de lodos se determina estabilizar la presión de fondo y se establece una determinada presión de circulación. Ahora la contrapresión se ejercerá por la tubería de perforación por medio del estrangulador correspondiente. Para mantener constante la presión en TR hasta desplazar el volumen completo de la tubería.

Utilizando esta técnica puede tenerse complicaciones si la densidad del fluido no es la adecuada para controlar la formación. Deberá determinarse si será desplazada la tubería y el espacio anular, posteriormente se densificará o se utilizará el método de Esperar y Densificar. Si es un fluido empacador con elevada densidad podrá presentarse una pérdida de fluido o fractura de la formación.

Debe prepararse y aplicar una hoja de control de brotes en aguas profundas con su cédula de trabajo contra emboladas, con la finalidad de utilizarla como un guía.



### **6.5.6. Método volumétrico.**

Este método puede ser usado solo en caso de que haya gas, como se verá posteriormente, utiliza el incremento de presión que ocurre cuando un volumen de gas se incrementa. El método volumétrico es usado en condiciones de trabajo particulares donde no hay circulación y por lo tanto los métodos del Perforador y el Esperar y Densificar, son imposibles de aplicar.

Las condiciones principales son indicadas a continuación:

1. Ausencia de tubería en el pozo
2. Tubería en el pozo pero con condiciones anormales las cuales impiden la circulación:
  - Taponamiento de las toberas de la barrena.
  - Problemas con la bomba o con el circuito de superficie.
  - Obstrucciones en el anular.
  - Problemas de wash out en el TP sobre el influjo de gas.

El propósito de este método es levantar el volumen de gas desde el fondo del pozo hasta justo bajo de los preventores manteniendo la presión de fondo constante.

***Nota: En ciertas condiciones de trabajo se pueden usar las bombas de lodo para circular hasta el tope superior del pozo a través de la línea de matar y la línea de estrangular.***

### 6.5.7. Método de Lubricar y Purgar.

El método se aplica en pozos donde no pueden efectuarse la circulación; donde las altas presiones elevan sus valores permisibles en la superficie o cuando el interior de la sarta de perforación tenga obstrucción al haberse solidificado un tapón.

El método de lubricación nos permite expulsar el influjo de gas que se encuentra bajo los preventores manteniendo la presión de fondo constante. Este es el complemento natural del método volumétrico.

Se utiliza cuando el brote es gas y al encontrarse éste en la superficie, un determinado volumen de lodo puede bombearse dentro de la línea de matar, se hace una pausa de varios minutos (entre 10 y 30 minutos), para que el gas migre a través del nuevo lodo; entonces se purga una cantidad de gas al exterior del pozo.

Las etapas se repiten (lubricar y purgar) hasta que el gas ha sido reemplazado por el lodo; este se precipita y va formando una columna hidrostática. El método no controla completamente un pozo, pero si permite disminuir la presión en superficie, mientras se coordinan las siguientes operaciones o se instala en el pozo una unidad de equipo de Snubbing para trabajar bajo condiciones de presión.

Debe darse un tiempo razonable para que el fluido comience a ejercer presión hidrostática. Puesto que se está “adicionando” una columna hidrostática en el interior del pozo; puede purgarse la “contrapresión” en una cantidad igual al aumento de la Ph. Para comenzar la lubricación y el purgado, debe inyectarse lodo al pozo, el cual deberá cuantificar contando el número de emboladas o por medio del tanque de viajes (si está instalado); con el fin de calcular la longitud del lodo bombeado. Obteniendo este valor podrá estimarse el aumento en  $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$  de la presión hidrostática, para que este valor sea la presión a purgar en la superficie.

Es necesario mantener las presiones al mínimo, ya que al no darse tiempo para que descienda el lodo, puede suceder que se pierda fluido al comenzar a purgar el pozo en la superficie (por lo consiguiente la Ph). La espera debe cuidarse sobre todo cuando el pozo es profundo.

La secuencia de lubricar lodo, es esperar a que forme una columna hidrostática, y luego purgar el incremento aplicado, se repetirá hasta calcular que el espacio anular está lleno y se haya disminuido la presión en TR hasta  $0 \left(\frac{kg}{cm^2}\right)$ .



# Capítulo 7

Complicaciones,  
emergencias y  
recomendaciones  
durante el control de  
pozos

### **7.1.0 Complicaciones durante el control de pozos.**

En algunas ocasiones surgen complicaciones durante cualquier operación de control de pozos en aguas profundas, la experiencia y el sentido común del personal abordo deben resolver el problema. Ya una vez que el problema ha sido identificado, se pueden tratar varias soluciones hasta que se le resuelva. Es de gran ayuda el llevar buenos apuntes de antecedentes. Sin registros de las operaciones que se desarrollan o sin la secuencia de los eventos, muchas complicaciones no pueden ser resueltas fácilmente.

#### **7.1.1 Presiones de cierre.**

Normalmente las presiones de cierre no son consideradas como una complicación en las operaciones de control de brotes, sin embargo, algunas complicaciones pueden ocurrir si las presiones de cierre son demasiado altas o demasiado bajas.

En el momento en que un pozo está cerrado, se debe anotar el tiempo y magnitud de los incrementos de presión del brote a cada minuto hasta que empiecen a estabilizarse. Factores tales como las características de formación, presión, profundidad, tipo de fluido y tipo de influjo, todos afectan el tiempo que le toma al agujero para lograr un equilibrio y que las presiones se estabilicen. Es por esta razón que es imposible predecir un marco de tiempo dado, hasta que las presiones se estabilicen.

A partir de las presiones registradas, se calcula el peso del fluido de control. También, la presión anular se mantiene constante mientras que la bomba llegue a funcionar para controlar el pozo. Si las presiones registradas son demasiado altas un fluido de control de pozo puede ser mezclado, y mientras se pone a la bomba en línea, se puede mantener presión excesiva. Estas complicaciones podrían resultar en problemas de pérdidas de circulación. Si las presiones registradas son demasiado bajas, el fluido de control del pozo puede no estar adecuadamente pesado y presiones de circulación insuficientes pueden ser mantenidas, permitiendo así un influjo adicional.

Como se mencionó anteriormente, se asume que las presiones de cierre son correctas. Si los procedimientos apropiados de cierre son utilizados y si el registro comienza inmediatamente, la determinación de las presiones correctas es usualmente una tarea fácil. Sin embargo, si se piensa que las presiones de cierre son demasiado altas, una pequeña cantidad de presión debería ser evacuada del estrangulador, y los cambios correspondientes deben ser controlados de cerca. Se debe recordar que si las presiones originales fueran correctas, un ingreso adicional podría ingresar al pozo, dando como resultado una presión de tubería de revestimiento ligeramente más alta.

La presión de cierre en la tubería de perforación es generalmente más baja que la de cierre de tubería de revestimiento, porque la densidad del influjo es usualmente mucho más baja que la del fluido que se está utilizando. Si el influjo es líquido, y tiene una densidad mayor a la del fluido en uso, el PCTP será mayor que la PCTR. Esto es común en algunas operaciones de reacondicionamiento.

Otras causas incluyen la presión atrapada en la bomba, bloqueos, geles de rápido asentamiento y gas ingresando a la sarta. Si el fluido en la sarta no es uniforme, como se da en el caso de gas migrando hacia él, la PCTP no será correcta. A través de la circulación lenta utilizando el Método del Perforador y bombeando varios barriles o  $m^3$  para asegurar que la sarta sea desplazada con buen fluido, el pozo puede ser cerrado nuevamente y así la PCTP sería establecida.

### **7.1.2 Gas somero.**

Es preferible no cerrar el pozo, en cambio, cuando esto ocurra él mismo se vaciará y si no se toman las medidas adecuadas, puede ocurrir un descontrol en el pozo de aguas profundas. Debido a los problemas que esto involucra, no se debe permitir que el pozo fluya fuera de control. Para ello se ha diseñado un desviador de flujo que conduzca los fluidos lejos del pozo.

El uso del desviador de flujo, es recomendable cuando se tenga duda de que el pozo pueda cerrarse sin que la presión generada rompa la formación debajo de la zapata de la tubería de revestimiento superficial (y el flujo pueda canalizarse hasta la superficie).

Las ventajas de utilizar desviador de flujo son:

- Evita el fracturamiento de la formación debajo de la zapata de la tubería de revestimiento superficial.
- Transporta los fluidos a una distancia segura, lejos del pozo.

Las desventajas son:

- El pozo no está bajo control total, por lo tanto, será difícil controlarlo.
- Se manejan grandes cantidades de gas en la superficie.
- Se deberá disponer de grandes cantidades de lodo y material densificante.

Acciones correctivas.

Cuando en un pozo se utilice el desviador de flujo (en algunas ocasiones) es posible controlar el pozo circulando lodo a bastante gasto para vencer la aportación de fluidos. Este procedimiento depende de la velocidad y las densidades de lodo disponible.

### **7.1.3 Falla de la bomba.**

La velocidad y el gasto de la bomba son importantes. Si la bomba falla por cualquier motivo o si no está operando de manera correcta durante el control del pozo, cambie a otra bomba utilizando los siguientes pasos:

1. Disminuya la potencia de la bomba y párela mientras mantiene la presión de la tubería de revestimiento constante.
2. Cierre el pozo.

3. Haga el cambio a la bomba alternativa y llévela a la velocidad de control de pozo deseado manteniendo constante, con la ayuda del estrangulador, la presión del segundo cierre en el Casing.
4. Cuando la segunda bomba esté a la velocidad de control de pozo deseada, y la presión de la tubería de revestimiento sea la misma que la del segundo cierre, registre la presión de circulación.
5. Éste, será el nuevo valor de presión de circulación. La presión puede ser más alta o más baja que la primera presión de la bomba, debido a la eficiencia o a diferencias de salida. Dependiendo de la etapa de control que se encuentre la operación del pozo, la presión de circulación puede ser equivalente a la inicial, a la final o alguna presión intermedia.

#### **7.1.4 Estrangulador.**

Se ha logrado enfocar en dos principales problemas que surgen en el estrangulador, al momento del control de brotes en aguas profundas, estos son:

- Erosión.

Este problema es provocado por las partículas de arena que son muy abrasivas, las cuales al combinarse con alta velocidad del fluido que viaja a través del estrangulador pueden lavar (erosionar) las partes metálicas del mismo.

- Obturado.

También en algunas ocasiones los sólidos (arcillas) del fluido de perforación o baches floculados en grandes cantidades pueden tapar el estrangulador.

Los problemas en el estrangulador afectarán las lecturas en los manómetros de la tubería de perforación y el espacio anular.

Para identificar y detectar cuál de los dos factores está provocando el problema, a continuación se describirán cada una de las situaciones:

- Estrangulador lavado: la presión en la tubería de revestimiento disminuirá gradualmente. Si se cierra el estrangulador ligeramente, se observará que no hay respuesta en las presiones registradas.
- Estrangulador tapado: la presión registrada en la tubería de revestimiento se incrementará gradualmente o drásticamente y puede presentarse disminución o no haber flujo por la línea de descarga del estrangulador. Si se abre el estrangulador, no se observará respuesta en las presiones registradas. Las partículas que obstruyen el estrangulador generan ruidos (que pueden ser escuchados al paso por la línea previo al taponamiento).

Las medidas correctivas que se deben aplicar en caso de existir problemas con el estrangulador son las siguientes:

1. Suspenda el bombeo (y verifique la bomba parada).
2. Cierre el pozo tan rápido y seguro como sea posible.
3. Aísle la sección del estrangulador dañado y utilice otro estrangulador variable, manual o hidráulico para continuar la operación.
4. Si no cuenta con otro estrangulador, repare el dañado y continúe con la operación de control.



## **7.2.0 Emergencias durante el control de pozos.**

### **7.2.1.0 Ácido sulfhídrico ó sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ )**

La perforación en zonas donde las formaciones tienen, o se sospecha que tienen, ácido sulfhídrico requiere precauciones adicionales para garantizar la seguridad del personal y del equipo. Como este gas es extremadamente peligroso, todo el personal asociado con este tipo de operaciones debe estar bien informado y consiente de los peligros del ácido sulfhídrico.

El grado de peligro depende de la concentración en el aire respirado. Se debe recordar que los cambios en las condiciones atmosféricas, el viento, la composición del gas, etc, puede aumentar rápidamente la concentración del  $H_2S$ .

La mala ventilación en espacios cerrados, alrededor o cerca de una plataforma de perforación donde el  $H_2S$  está presente puede causar una peligrosa concentración de  $H_2S$ .

#### **7.2.1.1 Características del ácido sulfhídrico.**

El ácido sulfhídrico es un gas altamente tóxico e incluso mortal, incoloro (transparente), más pesado que el aire, inflamable, explosivo, el cual puede paralizar el sistema respiratorio y causar la muerte en minutos.

En pequeñas cantidades este gas es nocivo para la salud; tiene un olor característico al del huevo podrido y donde existen concentraciones altas no puede ser detectado por el ser humano porque insensibiliza el sentido del olfato rápidamente, causando parálisis sensorial al nervio olfativo.

Algunas de sus características son:

- Es el más venenoso de los gases naturales, más letal que el monóxido de carbono.
- Incoloro, más pesado que el aire, por lo que tiende a acumularse en las partes bajas.
- Olor repulsivo (a huevo podrido).

- Arrastrado fácilmente por las corrientes de aire.
- Flama azul, produciendo bióxido de azufre (SO<sub>2</sub>).
- Soluble en agua y aceite crudo.
- Altamente corrosivo en varios tipos de metales, necesitando agua (humedad) para que se produzca esta.

### **7.2.1.2 Toxicidad.**

La toxicidad del sulfhídrico es parecida a la del cianhídrico. La causa por la cual a pesar de la presencia de este compuesto hay relativamente pocos muertos causados es el mal olor con que va acompañado. Sin embargo a partir de los 50 ppm tiene un efecto narcotizante sobre las células receptoras del olfato y las personas afectadas ya no perciben el hedor.

A partir de los 100 ppm se puede producir la muerte. Como la densidad del sulfhídrico es mayor que la del aire se suele acumular en partes bajas. El sulfhídrico parece actuar sobretodo sobre en los centros metálicos de las enzimas, bloqueándolas e impidiendo de esta manera su funcionamiento.

Para un tratamiento se recomienda llevar al afectado lo más rápidamente posible al aire fresco y aplicar oxígeno puro. Además el ión sulfuro se combina con la hemoglobina del mismo modo que el oxígeno precipitando la asfixia del organismo.

La exposición a niveles bajos de ácido sulfhídrico puede producir irritación de los ojos, la nariz o la garganta. También puede provocar dificultades respiratorias en personas asmáticas. Exposiciones breves a concentraciones altas de ácido sulfhídrico (mayores de 500 ppm) puede causar pérdida del conocimiento y posiblemente la muerte.

En la mayoría de los casos, las personas que pierden el conocimiento parecen recuperarse sin sufrir otros efectos. Sin embargo, algunas personas parecen sufrir efectos permanentes o a largo plazo tales como dolor de cabeza, poca capacidad para concentrarse, mala memoria y mala función motora. No se han detectado efectos a la salud en personas

expuestas al ácido sulfhídrico en las concentraciones que se encuentran típicamente en el ambiente (0.00011-0.00033 (ppm)).

Existen 3 vías de intoxicación: vía cutánea, vía respiratoria y vía digestiva. Actúa directamente sobre el sistema nervioso central, provocando parálisis de centros respiratorios, debido a que se une a la hemoglobina de una forma similar a los cianuros. Es a través del torrente sanguíneo que reacciona con algunas enzimas, lo que provoca inhibición de la respiración celular, parálisis pulmonar y la muerte. Los factores que influyen al daño en el organismo son:

- Duración: Tiempo de exposición de la persona.
- Frecuencia: Número de veces a las que el individuo se expone a él.
- Intensidad: Concentración a la que ha estado expuesto el individuo.
- Sensibilidad del individuo: Características psicológicas y estado físico del individuo.

Es una costumbre manejar las concentraciones de los componentes en las soluciones químicas en ppm y quizá sería más claro manejarlo en porcentajes. En los líquidos las ppm o porcentajes de sus componentes esta en relación al volumen, así una ppm equivale a 0.000001 ppm. En el caso del H<sub>2</sub>S, arriba de 50 ppm ya se considera un valor peligroso para el ser humano. Rangos arriba de 600 ppm en dos minutos ocasionan la muerte.

### **7.2.1.3 Medidas preventivas.**

Todos los trabajadores que se encuentren en los barcos o plataformas de aguas profundas deben estar entrenados para seguir las siguientes medidas preventivas:

1. Localización: Para un pozo donde se espera un ambiente amargo, se debe tener un área suficiente para libre movimiento.

2. Paso libre: Los pasillos entre las diferentes aéreas de trabajo, deberán estar libres.
3. Rutas de acceso: Serán necesarios dos caminos para mejor desplazamiento.
4. Ventilación: La subestructura, mástil y malacate, deberán colocarse de tal forma, que los vientos dominantes pasen a través de ellos y disipen la presencia de gases.
5. Dirección del viento: deberán colocarse, por lo menos, tres conos de viento en puntos visibles para indicar la dirección del viento y en la noche deberán contar con iluminación.
6. Dormitorios, comedor y oficinas: Deberán ser instalados en lugares altos y en contra de la dirección del viento.
7. Preventores: la dirección predominante del viento debe ser predeterminada, para que los controles que operan a los preventores sean colocados en dirección contraria del viento y a una distancia segura del pozo. Estos controles deben ser una unidad auxiliar que pueda ser activada, cuando los controles primarios no sean accesibles.
8. Múltiple de estrangulación: en el sistema del múltiple, el estrangulador deberá colocarse lo suficientemente lejos del mástil, para que pueda operarse en caso de que sea necesario.
9. Comunicación: Deberá ser restringido el uso de la comunicación, a no ser para uso de emergencia.

#### **7.2.1.4 Planes de emergencia.**

- Para concentraciones de 10 a 50 ppm.

1. Parar bombas y mantener en rotación la sarta.

2. Si el pozo trata de fluir, el perforador detendrá la rotación de la tubería y cerrará los preventores.
3. Todo el personal en operación, deberá colocarse el equipo de respiración autónoma.
4. Monitorear constantemente la concentración de H<sub>2</sub>S.
5. Una vez determinado el origen del H<sub>2</sub>S, que generalmente proviene de la contaminación del fluido de perforación, se procede a circular y acondicionar este. La perforación no debe reanudarse hasta que esté bien circulado y controlado el pozo.
6. Todo el personal técnico encargado del fluido de perforación y el perforador deben estar enterados de la concentración del H<sub>2</sub>S en las líneas del fluido de perforación y en el ambiente.
7. El perforador o supervisor, deberán alertar a todo el personal de operación de la primera baja de concentración.
8. Poner fuera de servicio los aparatos de aire acondicionado.
9. El perforador ordenara al personal no esencial salir de las áreas de peligro.
10. Deberá evacuarse al personal muy sensible ó que tenga el tímpano perforado.

- Para concentraciones arriba de 50 ppm.
  1. El perforador detendrá las bombas y cerrará el pozo.
  2. Se ordenará de inmediato la evacuación del personal que no sea esencial en las operaciones de control de pozo.
  3. Avisar por cualquier medio a las autoridades.
  4. El personal disponible para el control del pozo deberá permanecer en los puestos de emergencia con su equipo de protección y respiración autónoma.

#### **7.2.1.5 Consideraciones de evacuación de un equipo de perforación o reparación en el área marina.**

1. La llegada de helicópteros y lanchas debe ser viento arriba. El helicóptero debe estar colocado viento arriba así como la zona de embarque, o sea que la evacuación debe realizarse en la parte de la plataforma en dirección contraria a donde el viento arrastre el H<sub>2</sub>S.
2. Debe emplearse y difundirse las rutas y los procedimientos de evacuación. Para esto el personal de trabajo siempre estará sometido a simulacros de evacuación.
3. Debe contarse con un tobogán u otro medio semejante de escape seguro y rápido para el personal del piso del equipo de perforación.
4. Si se van a utilizar las grúas de evacuación, los operadores deben estar bien entrenados en este tipo de operaciones y deben colocarse su equipo de respiración autónoma.

### 7.2.2.0 Hidratos.

Los Hidratos de metano y también llamados *Hielo Inflamable*, son una forma sólida de los gases semejante al hielo y que aparece en la mayoría de los fondos marinos del mundo. Han despertado un gran interés en los últimos años tanto en la comunidad científica, como en una parte de la industria petrolera dedicada a la investigación de recursos naturales y energéticos. Este interés está principalmente fundamentado, por el resultado de las primeras evaluaciones científicas, las que estiman que el volumen de gas contenido en los yacimientos de hidratos podrían exceder al de las reservas mundiales de gas conocidas en la actualidad.

La unidad básica de hidrato es un cristal hueco de moléculas de agua con una sola molécula de gas flotando en el interior. Los cristales se agrupan en un enrejado compactado. Los hidratos de metano presentan una estructura similar al hielo, excepto que las moléculas de gas se encuentran ubicadas dentro de los cristales en vez de estar entre ellos.

Muchos gases tienen tamaños moleculares adecuados para formar hidratos, incluyendo los gases que ocurren en forma natural, como el dióxido de carbono, ácido sulfhídrico (sulfuro de hidrógeno) y varios hidrocarburos de bajo número de carbonos. En la naturaleza, sin embargo, el más común de los hidratos de gas es el hidrato de metano. En condiciones de presión y temperatura estándar, la descomposición de 1 ( $m^3$ ) de hidrato de metano produce 164 ( $m^3$ ) de metano gaseoso y 0.8 ( $m^3$ ) de agua.

A nivel mundial, hay fundamentalmente dos ambientes donde se encuentran hidratos en grandes cantidades: bajo la capa de suelo congelada permanente en el Ártico, en condiciones de cierta presión (a profundidades de algunos cientos de metros) y a temperaturas relativamente bajas; y en sedimentos marinos de los márgenes continentales, bajo condiciones de mayor presión (a profundidades de 1 a 4 km) y a mayores temperaturas.

Los hidratos se pueden formar a temperaturas arriba de 0°C con la presión requerida. Las altas presiones hidrostáticas y bajas temperaturas

del fondo marino incrementan la probabilidad de la formación de hidratos.

Los hidratos tienen una gran consideración en el control de pozos en aguas profundas debido a que en equipos de perforación para aguas profundas en operaciones de perforación y producción de hidrocarburos son causa de problemas referidos al flujo de fluidos.

Los hidratos están presentes en todas las actividades relacionadas con la perforación de pozos en aguas profundas tales como:

- Taponamiento de la línea de matar, estrangular y equipo submarino.
- Reserva estratégica de hidrocarburos.
- Un posible escenario para la acumulación de  $CO_2$ .
- Causante de la inestabilidad del fondo marino lo que presenta un peligro potencial para las operaciones de perforación, las líneas de producción y los cables submarinos.



### 7.2.2.1 Efectos de la formación de hidratos durante las operaciones de control de brotes.

La formación de hidratos durante las operaciones de control de brotes en aguas profundas tiene muchos efectos adversos, entre los cuales se pueden incluir:

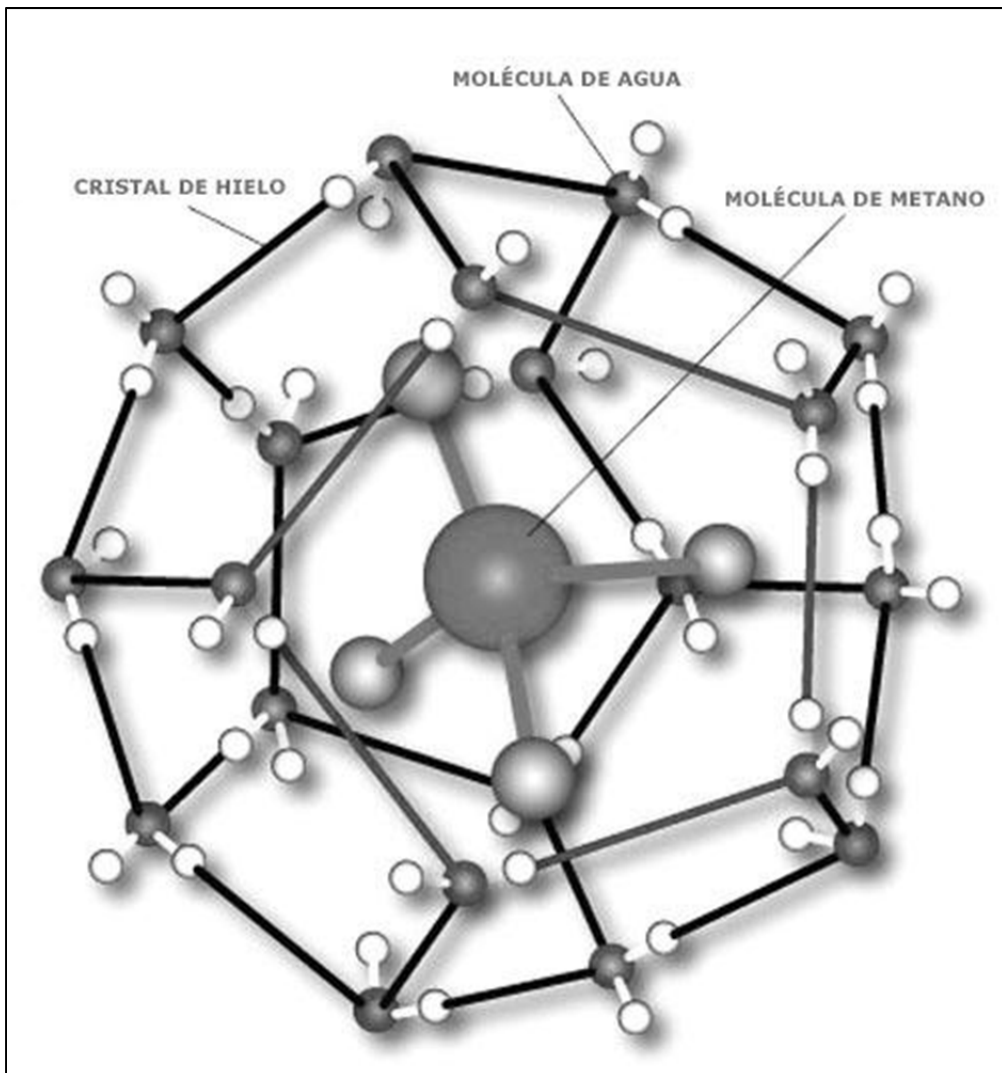


Figura 7.1 Esquema de un hidrato de metano.

- Taponamiento de la línea de estrangular y matar, impidiendo su uso en la circulación del pozo.
- Formación de un tapón en los preventores o debajo de ellos lo cual impide la supervisión de la presión del pozo por debajo de ellos.
- Formación de un tapón alrededor de la sarta de perforación en el conductor marino, los preventores o la TR, lo cual impide el movimiento de la sarta de perforación.
- Formación de un tapón entre la sarta de perforación y los preventores, lo cual impide el cierre completo de los preventores.
- Formación de un tapón en la cavidad de ariete de un preventor cerrado, impidiendo que este se pueda abrir completamente.

#### **7.2.2.2 Métodos de remoción de hidratos de metano.**

En general, los hidratos pueden disolverse mediante el uso de cuatro esquemas básicos, estos son:

1. Mecánicos: Los hidratos son removidos mediante la aplicación directa de una fuerza mecánica, como la perforación o la presión diferencial.
2. Despresurización: La presión a la cual se encuentra el tapón de hidratos es reducida por debajo de la presión de equilibrio de los hidratos a la temperatura prevaleciente, consecuentemente, el bloque de hidratos empieza a disociarse.
3. Químicos: involucra el uso de inhibidores tales como el metanol, sales o glicol, los cuales entran en contacto directo con el bloque de hidratos para desestabilizarlo.
4. Térmicos: En este esquema, es utilizada una fuente externa de energía para levantar el bloque de hidratos a una temperatura mayor que la temperatura de equilibrio de los hidratos.

### **7.3.0 Recomendaciones en el control de pozos en aguas profundas.**

#### **7.3.1 Recomendaciones para los procedimientos de cierre del pozo.**

- Procedimiento de cierre duro (*Hard shut-in*).
  1. Cierre los preventores (*BOP*).
  2. Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.
  3. Registre las presiones balanceadas PCTP y PCTR.
  4. Registre la ganancia de volumen en tanques.

***Nota: Verificar que el estrangulador se encuentre en posición de cierre.***

- Procedimiento de cierre suave (*Soft shut-in*).
  1. Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangular.
  2. Cierre los preventores (*BOP*).
  3. Cierre completamente estrangulador.
  4. Registre las presiones balanceadas PCTP y PCTR
  5. Registre la ganancia de volumen en presas.

#### **7.3.2 Recomendaciones para el método del perforador.**

- 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 mas pesado arriba de ella.
- Cuando la burbuja ha sido eliminada y salga lodo en condiciones favorables (con la densidad de control) al suspender el bombeo

las presiones en las tuberías de perforación y revestimiento deben ser iguales a la PCTP original, ya que, en el espacio anular y en la tubería de perforación habrá lodo con la misma densidad a la existente a la existente en la tubería de perforación al ocurrir el brote y cerrar el pozo.

### **7.3.3 Recomendaciones para el método de esperar y densificar.**

- Al bombear lodo con densidad de control a través de la sarta de perforación, se observará disminución paulatina en la presión de la tubería de perforación, hasta un valor llamado *presión final de circulación (PFC)*, que será cuando la densidad de control llegue a la barrena. Entonces se observará que el abatimiento de presión en tubería de perforación será similar al calculado en la cédula de bombeo.
- Si al haber circulado completamente el lodo de control y suspendido el bombeo, las presiones en las tuberías de perforación y de revestimiento no son iguales a cero, se deberá a alguna de las siguientes razones:
  1. La densidad de control no es la suficiente para controlar al pozo.
  2. Se tendrá un brote adicional en el espacio anular, causado por permitir que la presión disminuyera al estar circulando el brote.

### **7.3.4 Recomendaciones para el método concurrente.**

- El número de circulaciones requeridas será en función del aumento al peso del lodo, el volumen activo y las condiciones de fluido en el sistema; así como la capacidad de los accesorios y equipos de agitación y mezclado.

# Capítulo 8

Ejemplos de aplicación



**Problema 1.** Un pozo está siendo perforado con un fluido de perforación con densidad de  $1.8 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ . El volumen del pozo es de  $135 (m^3)$  y el volumen en las presas es de  $55.7 (m^3)$ . ¿Cuántos sacos de barita serian necesarios en la localización del equipo para incrementar la densidad a  $2 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)$ ? Considerando que cada saco contiene  $50 (kg)$ . Calcular el volumen resultante después de densificar el fluido de perforación.

$$Vol. de fluido de perf. en el sist. = 135(m^3) + 55.7(m^3) = 190.7(m^3)$$

$$Núm. de sacos_{barita} = \left(\frac{85 * (D_c - D_i)}{4.25 - D_c}\right) * Vol. de fluido de perf. en el sist.$$

$$Núm. de sacos_{barita} = \left(\frac{85 * (2 - 1.8)}{4.25 - 2}\right) * 190.7 = 1440.8 (sacos)$$

$$Incremento_{vol.} = \frac{Núm de sacos_{barita}}{85} = \frac{1440.8}{85} = 16.96(m^3)$$

**Problema 2.** Durante la perforación de un pozo, se detecto un brote a 3500(m) de profundidad, si la capacidad interior de la sarta de perforación es de 17.97 ( $m^3$ ). Obtenga la densidad de control que se usará, la presión inicial y final de circulación usando los siguientes datos:

$$PCTP = 37 \left( \frac{kg}{cm^2} \right) \qquad \text{Densidad inicial} = 1.21 \left( \frac{gr}{cm^3} \right)$$

$$\text{Presión reducida de circulación} = 40 \left( \frac{kg}{cm^2} \right) @ 20 \text{ (epm)}$$

Calculando la densidad de control.

$$Inc. Dens. = \frac{PCTP * 10}{H} = \frac{37 * 10}{3500} = .11$$

$$D_c = D_i + Inc. Dens + M_s = 1.21 + .11 + .0 = 1.32 \left( \frac{gr}{cm^3} \right)$$

Calculando PIC y PFC.

$$PIC = P_r + PCTP = 40 + 37 = 77 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$$

$$PFC = P_r * \left( \frac{D_c}{D_i} \right) = (PIC - PCTP) * \left( \frac{D_c}{D_i} \right)$$

$$PFC = 40 * \left( \frac{1.23}{1.21} \right) = 40.66 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$$

$$PFC = (70 - 40) * \left( \frac{1.23}{1.21} \right) = 37.61 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$$

**Problema 3.** De acuerdo con las ecuaciones para caídas de presión por fricción, determinar la presión reducida de circulación a un gasto reducido de circulación prestablecido de  $180 \left(\frac{gal}{min}\right)$  con los siguientes datos:

- Longitud TP  $4\frac{1}{2}$  (pg) [D.I. =  $3.826$  (pg)] –  $3188(m)$ .
- Longitud TP  $4\frac{1}{2}$  (pg) [D.I. =  $2.750$  (pg)] –  $110(m)$ .
- Longitud herramienta  $8$  (pg) [D.I. =  $3$  (pg)] –  $152(m)$ .
- Profundidad total =  $3450(m)$ .
- Barrena de  $12$  (pg) con 3 toberas de  $\frac{15}{32}$  (pg).
- Densidad del fluido de perforación de  $1.85 \left(\frac{gr}{cm^3}\right) = 15.41 \left(\frac{lb}{gl}\right)$ .
- Viscosidad plástica =  $55$  (cp).
- Gasto reducido de la bomba =  $180$  (gpm).

Caídas de presión por fricción entre el interior de TP  $4\frac{1}{2}$  (pg).

$$\Delta P_T = \frac{7.65 * 10^{-5} * VP^{0.18} * d^{0.82} * L * Q^{1.82}}{D^{4.82}}$$

$$\Delta P_T = \frac{7.65 * 10^{-5} * 55^{0.18} * 15.52^{0.82} * 10456.64 * 180^{1.82}}{3.826^{4.82}}$$

$$\Delta P_T = 306.26 \left(\frac{lb}{pg^2}\right) = 21 \left(\frac{kg}{cm^2}\right) @ 180(gpm)$$

Caídas de presión por fricción entre el interior de TP  $4\frac{1}{2}$  (pg) HW.

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

$$\Delta P_{TP HW} = 51.90 \left(\frac{lb}{pg^2}\right) = 3.65 \left(\frac{kg}{cm^2}\right) @ 180(gpm)$$



Caídas de presión por fricción en el interior de la herramienta de 8 (pg).

$$\Delta P_{HTA} = \frac{7.65 * 10^{-5} * 55^{0.18} * 15.41^{0.82} * 498.56 * 180^{1.82}}{3^{4.82}}$$

$$\Delta P_{HTA} = 47.15 \left( \frac{lb}{pg^2} \right) = 3.32 \left( \frac{kg}{cm^2} \right) @ 180(gpm)$$

Caídas de presión por fricción en las toberas de  $\frac{15}{32}$  (pg).

$$\Delta P_{toberas} = \frac{D * Q^2}{10858 * At^2}$$

$$\Delta P_{toberas} = \frac{15.41 * 180^2}{10858 * 0.5177^2}$$

$$\Delta P_{toberas} = 171.55 \left( \frac{lb}{pg^2} \right) = 12.08 \left( \frac{kg}{cm^2} \right) @ 180(gpm)$$

Caídas de presión por fricción en conexiones superficiales:  $5.5 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$ .

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

$$\Delta P_T + \Delta P_{TPHW} + \Delta P_{HTA} + \Delta P_{toberas} + \Delta P_{conex.sup.} =$$

$$21 + 3.65 + 3.32 + 12 + 5.5 = 45.47 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$$

Caída de presión por fricción entre el EA y HTA.

$$\Delta P_{EA-HTA} = \frac{7.65 * 10^{-5} * VP^{0.18} * d^{0.82} * L * Q^{1.82}}{(D_{EA} - D_{HTA})^{4.82}}$$

$$\Delta P_{EA-HTA} = \frac{7.65 * 10^{-5} * 55^{0.18} * 15.41^{0.82} * 498.56 * 180^{1.82}}{(12 - 8)^{4.82}}$$

$$\Delta P_{EA-HTA} = 11.78 \left( \frac{lb}{pg^2} \right) = 0.82 \left( \frac{kg}{cm^2} \right) @ 180(gpm)$$

Caída de presión por fricción entre EA y TP HW.

$$\Delta P_{EA-TP HW} = \frac{7.65 * 10^{-5} * 55^{0.18} * 15.41^{0.82} * 360.8 * 180^{1.82}}{(12 - 4.5)^{4.82}}$$

$$\Delta P_{EA-TP HW} = 0.41 \left( \frac{lb}{pg^2} \right) = 0.028 \left( \frac{kg}{cm^2} \right) @ 180(gpm)$$

Caída de presión por fricción entre TR y TP.

$$\Delta P_{EA-TP} = \frac{7.65 * 10^{-5} * 55^{0.18} * 15.41^{0.82} * 10456.64 * 180^{1.82}}{(12.575 - 4.5)^{4.82}}$$

$$\Delta P_{EA-TP} = 20.30 \left( \frac{lb}{pg^2} \right) = 1.426 \left( \frac{kg}{cm^2} \right) @ 180(gpm)$$

La suma de caídas de presión por fricción en el espacio anular será:

$$\Delta P_{EA} = 0.82 \left( \frac{kg}{cm^2} \right) + 0.028 \left( \frac{kg}{cm^2} \right) + 1.426 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$$

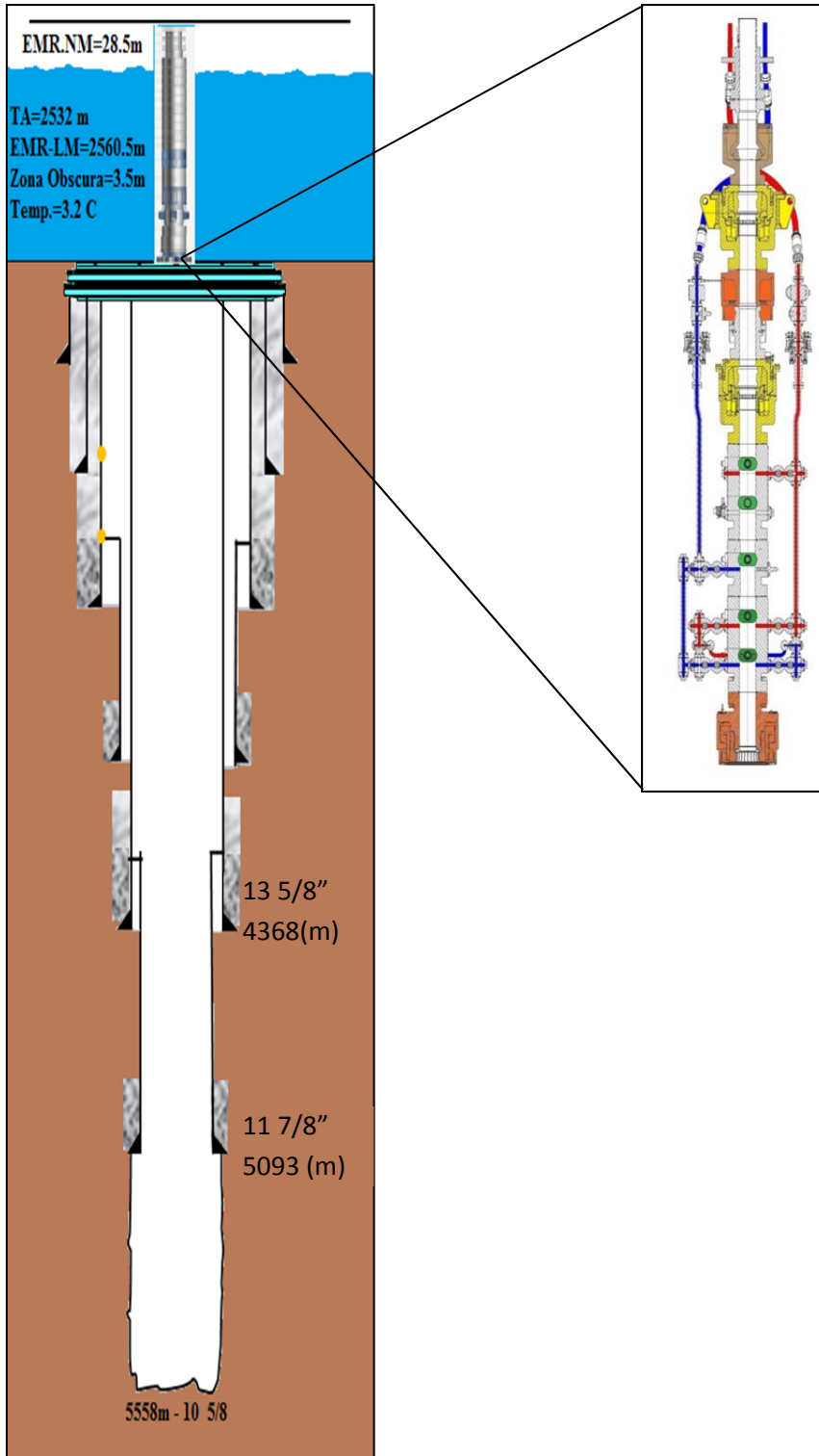
$$\Delta P_{EA} = 2.27 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$$

Por lo tanto la caída de presión por fricción en el sistema será:

$$\Delta P_{TOTAL} = 45.47 \left( \frac{kg}{cm^2} \right) + 2.27 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$$

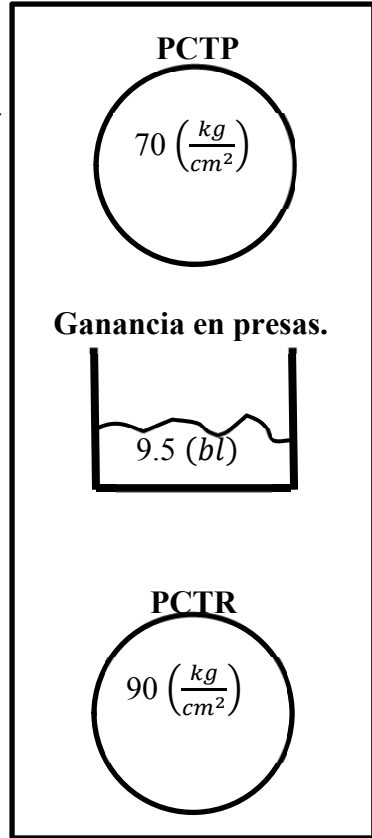
$$\Delta P_{TOTAL} = 47.74 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$$

# Problema Pozo T- 1.



### Hoja de control de pozo.

Prof. total desarrollada = 5558 (m).  
 Presión de fractura =  $250 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$  @ 5095(m).  
 Densidad de lodo =  $157 \left( \frac{gr}{cm^3} \right)$ .  
 Tirante de agua = 2535 (m).  
 Colchón de aire = 28.5 (m).  
 Barrena de 10 5/8" @ 5558(m).  
 PCTP =  $70 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$ .  
 PCTR =  $90 \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$ .  
 Incremento de vol. en presas: 9.5 (bl).  
 Longitud de línea de matar-UAP = 20 (m).  
 Riser de 21" ID = 19.5".



### Presiones reducidas.

#Bomba	Camisa	Carrera	$Q \left( \frac{lt}{emb} \right)$	Emb. Red.	$P_b \left( \frac{kg}{cm^2} \right)$	$\left( \frac{lt}{min} \right)$
<b>1</b>	6"	12	15.85	60	203	951
				30	67	475.5
<b>2</b>	6"	12	15.85	60	203	951
				30	67	475.5
<b>3</b>	6"	12	15.85	60	203	951
				30	67	475.5

$$Q = 0.0386 * D^{2.5} * L = \left( \frac{lt}{emb} \right)$$

16.675 @ 100%  
 15.85 @ 95%

Tubería de revestimiento.

OD	ID	Peso	Longitud.	P. Interna.
11 7/8"	10.740	71.8 $\left(\frac{lb}{ft}\right)$	727 (m)	664.08 $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$
13 5/8"	12.375	88.2 $\left(\frac{lb}{ft}\right)$	1804 (m)	452.11 $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$

### Cálculos de superficie a BNA.

$$Núm.emb = \frac{Vol. int. TP (lt)}{Q @ 95\%} = \frac{21348 (lt)}{15.85 \left(\frac{lt}{emb}\right)} = 1347(emb)$$

$$T_{circulación} = \frac{Vol. int. TP (lt)}{Q_r \left(\frac{lt}{emb}\right)} = \frac{21348 (lt)}{475.5 \left(\frac{lt}{emb}\right)} = 49 (min)$$

TP	Capacidad $\left(\frac{lt}{min}\right)$	Longitud (m)	Volumen (lt)	No. Emb.	Tcirc. (min)	
					Emb. Norm.	Emb. Red.
3 1/2"	3.87	5435	21033	1327		
4 3/4"	2.56	123	315	20		
Total		5558	21348	1347	22	49

### Cálculos de BNA a superficie.

E.A.	Cap. $\left(\frac{lt}{min}\right)$	Long. (m)	Vol. (lt)	No. Emb.	Tcirc. (min)	
					Emb. Norm.	Emb. Red.
Agujero-DC	45.76	123	5628			
Agujero-TP	51.26	340	17428			
TR 13 5/8"-TP	71.38	1804	128769			
TR 11 7/8"-TP	52.23	727	37971			
L. Estrangular	3.77	2564	9666			
V.T.			199462	12584	210	419
Riser-TP	186	2564	476904	30088		
Vol.Total E.A.			676366	42672		

$$\begin{array}{r}
 \text{Vol. Total TP} \\
 \boxed{21348 \text{ (lt)}}
 \end{array}
 +
 \begin{array}{r}
 \text{Vol. Total EA} \\
 \boxed{676366 \text{ (lt)}}
 \end{array}
 =
 \begin{array}{r}
 \text{Vol. Total en el Sistema.} \\
 \boxed{697714 \text{ (lt)}} \\
 \boxed{4388 \text{ (bl)}}
 \end{array}$$

**Volumen de Riser.**

Capacidad	Longitud	Volumen
193 $\left(\frac{\text{lt}}{\text{min}}\right)$	2564 (m)	494852 (lt)
		3112 (bl)

**Densidad máxima del lodo.**

$$\begin{array}{r}
 \text{Prueba} \\
 \text{de goteo} \\
 \boxed{250 \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}\right)}
 \end{array}
 *
 \boxed{10}
 \div
 \begin{array}{r}
 \text{P.V.V.} \\
 \text{Zapata} \\
 \boxed{5095 \text{ (m)}}
 \end{array}
 +
 \begin{array}{r}
 \text{Densidad} \\
 \text{original del} \\
 \text{lodo} \\
 \boxed{1.57 \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}\right)}
 \end{array}
 =
 \begin{array}{r}
 \text{Densidad} \\
 \text{máx} \\
 \boxed{2.06 \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}\right)}
 \end{array}$$

**Densidad de control ( $D_c$ ).**

$$\text{Incremento de la densidad} = \frac{PCTP * 10}{H}$$

$$\frac{70 \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}\right) * 10}{5558 \text{ (m)}} = 0.127 \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}\right)$$

$$D_c = D_i + \text{Inc. Dens} + M_s$$

$$1.57 + 0.127 + 0.03 = 1.73 \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}\right)$$

**Presión máxima permisible en E.A.**

$$\frac{(\rho \text{ máx de lodo} - \rho \text{ original de lodo}) * P.V.V. zapata}{10} = P. \text{ máx en EA}$$

$$\frac{\left(2.06 \left(\frac{gr}{cm^3}\right) - 1.57 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)\right) * 5095(m)}{10} = 249.6 \left(\frac{kg}{cm^2}\right)$$

**Nueva presión máxima permisible en E.A.**

$$\frac{(\rho \text{ máx de lodo} - \rho \text{ de control}) * P.V.V. zapata}{10} = \text{Nueva P. máx en EA}$$

$$\frac{\left(2.06 \left(\frac{gr}{cm^3}\right) - 1.73 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)\right) * 5095(m)}{10} = 168.10 \left(\frac{kg}{cm^2}\right)$$

**Presión inicial de circulación.**

$$P_r + PCTP = PIC$$

$$67 \left(\frac{kg}{cm^2}\right) + 70 \left(\frac{kg}{cm^2}\right) = 137 \left(\frac{kg}{cm^2}\right)$$

**Presión final de circulación.**

$$PFC = P_r * \left(\frac{\rho \text{ de control}}{\rho \text{ inicial}}\right)$$

$$PFC = 67 \left(\frac{kg}{cm^2}\right) * \left(\frac{1.73 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)}{1.57 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)}\right) = 73.82 \left(\frac{kg}{cm^2}\right)$$

### Decremento de presión.

$$\frac{(PIC - PFC)}{\text{Emb de superficie a barrena}} = \text{Decremento de presión.}$$

$$\frac{(137 - 73.82)}{1347} = 0.047 \left( \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right) \left( \frac{\text{cm}^2}{\text{emb}} \right)$$

### Ajuste por pérdidas de fricción.

$$\frac{(\Delta P \text{ Línea de matar} * \rho \text{ máx de control})}{\rho \text{ original de lodo}} = \Delta P \text{ Línea de matar}$$

$$\frac{\left( 26 \left( \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right) * 1.73 \left( \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right) \right)}{1.57 \left( \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right)} = 28.64 \left( \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right)$$

### Ciclo completo del sistema.

$$\text{Emb. supf} - \text{BNA} + \text{Emb. BNA} - \text{supf} = \text{Emboladas}_{\text{Totales}}$$

$$1357 + 12584 = 13931$$

$$\text{Tiempo supf} - \text{BNA} + \text{Tiempo BNA} - \text{supf} = \text{Tiempo}_{\text{Total}}$$

$$49 + 419 = 468 \text{ (min)}$$

### Datos del riser.

$$\frac{\text{Vol}_{\text{riser}}}{Q_{\text{bombas}}} = \text{Emboladas}_{\text{Totales}}$$

$$\frac{476904(\text{lt})}{15.85 \left( \frac{\text{lt}}{\text{emb}} \right)} = 30082 \text{ (emb)}$$



$$\frac{Emb_{totales}}{Q_r} = Tiempo_{Total}$$

$$\frac{30082(emb)}{475.5 \left(\frac{lt}{min}\right)} = 63 (min)$$

### Cédula de bombeo.

Emboladas	Decrementos de Presión (4.6 kg/cm <sup>2</sup> )	ΔP Línea de matar (+ 28.64 kg/cm <sup>2</sup> )
0	137	165.64
100	132.4	161.04
200	127.8	156.44
300	123.2	151.84
400	118.6	147.24
500	114	142.64
600	109.4	138.04
700	104.8	133.44
800	100.2	128.84
900	95.6	124.24
1000	91	119.64
1100	86.4	115.04
1200	81.8	110.44
1300	77.2	105.84
1347	74	102.64
2000	74	102.64
4000	74	102.64
6000	74	102.64
8000	74	102.64
10000	74	102.64
12000	74	102.64
13931	74	102.64

**Determinar el fluido invasor.**

Cap. Agujero-TP= 51.26  $\left(\frac{lt}{m}\right)$

$$H = \frac{\text{Vol. Fluido Inv. (lt)}}{\text{Capacidad } \left(\frac{lt}{m}\right)} = \frac{9500 \text{ (lt)}}{51.56 \left(\frac{lt}{m}\right)} = 184(m)$$

Densidad fluido invasor.

$$\text{Densidad } (\rho) = \rho_{\text{lodo original}} - \left[ \frac{(PCTR - PCTP) \times 10}{h} \right]$$

$$\rho = 1.57 \left(\frac{gr}{cm^3}\right) - \left[ \frac{\left(90 \left(\frac{gr}{cm^3}\right) - 70 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)\right) \times 10}{184 \text{ mt.}} \right] = 0.49 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)$$

Tabla para identificar cual es el fluido invasor

Fluido Invasor	Rango Densidad $\left(\frac{gr}{cm^3}\right)$
Gas	0.00-0.30
Gas y/ó Aceite	0.30-0.85
Agua Salada	0.85-1.10

# Conclusiones.

Todas las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos están sujetas al riesgo de un brote y por ende el riesgo de que este se convierta en un descontrol si no es manejado adecuadamente.

La necesidad que adquiere día con día el perforar en aguas más profundas, obliga a realizar operaciones en escenarios con mayores riesgos, y lógicamente la severidad de las consecuencias que un brote puede causar.

Los equipos de perforación son más caros conforme la tecnología avanza. Estos en aguas profundas representan una gran inversión de capital, de ahí la importancia de un control adecuado de un brote. El control inadecuado de un brote puede ocasionar pérdidas humanas, daño parcial o destrucción del equipo, daño al yacimiento productor o formación expuesta, daño al medio ambiente o la combinación de las anteriores.

Los esfuerzos para realizar el control de un brote son siempre extremadamente costosos y peligrosos. Es por ello, que es de vital importancia tener un adecuado adiestramiento no solo en la cuadrilla de perforación, sino también en todo aquel personal que se encuentre a bordo.

En resumen, en la medida en que una mayor cantidad de personal comprenda y aplique correctamente los conceptos básicos para el control de brotes, se tiene mayores posibilidades de terminar pozos sin incidentes.

# **Lista de figuras.**

## **Capítulo 1**

### **Conceptos generales.**

- Figura 1.1 Gradiente de presión.
- Figura 1.2 Efecto de tubo en U.
- Figura 1.3 Prof. vertical y metros desarrollados.
- Figura 1.4 Perdidas de presión por fricción.

## **Capítulo 2**

### **Diseño de control de pozos en aguas profundas.**

- Figura 2.1 Disciplinas en el diseño de control de pozos.
- Figura 2.2 Fallas geológicas.
- Figura 2.3 Anticlinales.
- Figura 2.4 Domos salinos.
- Figura 2.5 Lutitas masivas.
- Figura 2.6 Zonas sobre presionadas y agotadas.
- Figura 2.7 Ventana operacional.

## **Capítulo 3**

### **Causas, indicadores y detección de brotes.**

- Figura 3.1 Principal causa de un brote.
- Figura 3.2 Efecto Swabbing.
- Figura 3.3 Brote ocasionado por fracturas.
- Figura 3.4 Contaminación del lodo con agua.
- Figura 3.5 Indicadores de un brote.
- Figura 3.6 Arrastre de la sarta.
- Figura 3.7 Flujo de lodo.
- Figura 3.8 Sensor de presas.
- Figura 3.9 Medidor de flujo.
- Figura 3.10 Aumento en el flujo de lodo.

## **Capítulo 4**

### **Principio de control de pozos.**

- Figura 4.1 Brote sin expansión.
- Figura 4.2 Brote con expansión no controlada.
- Figura 4.3 Brote con expansión controlada.
- Figura 4.4 Efecto de la posición del influjo.

## **Capítulo 5**

### **Equipos de control de pozos en aguas profundas.**

- Figura 5.1 Golfo de México.
- Figura 5.2 Buques y plataformas de perforación.
- Figura 5.3 Totalizador de volumen.
- Figura 5.4 Contador de emboladas.
- Figura 5.5 Sensor de flujo.
- Figura 5.6 Detector de gas.
- Figura 5.7 La balanza de lodos.
- Figura 5.8 Manómetros.
- Figura 5.9 Base guía permanente.
- Figura 5.10 Conector del cabezal.
- Figura 5.11 Conector del riser.
- Figura 5.12 Riser.
- Figura 5.13 Recubrimientos de los riser.
- Figura 5.14 Junta telescópica.
- Figura 5.15 Arreglo de preventores.
- Figura 5.16 Preventor submarino (2000 psi).
- Figura 5.17 Preventor submarino (5000 psi).
- Figura 5.18 Preventor submarino (10000 psi).
- Figura 5.19 Esquema de Preventor esférico.
- Figura 5.20 Preventor anular abierto.
- Figura 5.21 Preventor anular cerrado.
- Figura 5.22 Preventor de ariete sencillo.
- Figura 5.23 Preventor de ariete doble.
- Figura 5.24 Preventor de ariete triple.
- Figura 5.25 Preventores triples en abertura.

- Figura 5.26 Preventor superior empieza a cerrar.
- Figura 5.27 Preventor superior cerrado.
- Figura 5.28 Preventores triples en abertura.
- Figura 5.29 Preventor inferior empieza a cerrar.
- Figura 5.30 Preventor inferior cerrado.
- Figura 5.31 Cierre de preventores con arietes de corte.
- Figura 5.32 Ariete ciego.
- Figura 5.33 Arietes de corte inferior y superior.
- Figura 5.34 Arietes de diámetro variable.
- Figura 5.35 Sistema de desvío.
- Figura 5.36 Conexiones de líneas.
- Figura 5.37 Líneas en el riser.
- Figura 5.38 Múltiple de estrangulación.
- Figura 5.39 Desgasificador.
- Figura 5.40 R.O.V.
- Figura 5.41 Inspecciones delo R.O.V.

## **Capítulo 6**

### **Métodos de control de pozos en aguas profundas.**

- Gráfica 1 Caída de presión.
- Gráfica 2 Densidades equivalentes.
- Gráfica 3 Presión en TR.

- Figura 6.1 Estimar caída de presión M1.
- Figura 6.2 Estimar caída de presión M2.
- Figura 6.3 Estimar caída de presión M3.

## **Capítulo 7**

### **Complicaciones, emergencias y recomendaciones durante el control de pozos.**

- Figura 7.1 Hidrato de metano.

# Bibliografía.

1. Deepwater Well Control (Aberdeen Drilling School and Well Control Training Centre), 2008.
2. Deepwater Well Planning, Design-Construction & Drilling Course (Pemex), 2003.
3. Drilling engineering deep water (Argonauta Training Services L.L.C.) 2006.
4. 100 años de control de brotes (Pemex).
5. Deep water challenges (Cameron), 2008
6. Programa de capacitación Wellcap (Pemex, PEP, UPMP).
7. Subsea wellhead system (Vetco), 2006.
8. Subsea book (FMC technologies) 2006.
9. Manual de procedimientos y normas para el control de brotes tomo I y II (Pemex).
10. Manual de instalaciones marinas de perforación y mantenimiento de pozos (Pemex-IMP), 1992.
11. Practicas recomendadas para perforar, terminar, reparar y abandonar pozos marinos (Pemex), 1995.
12. Manual de procedimientos operativos críticos de perforación marina (Pemex), 2005.
13. Manual técnico de formulas para trabajos de perforación y mantenimiento de pozos marinos (Pemex), 2006.
14. Well control school's book, Harvey Louisiana 2003.
15. Construcción de pozos en aguas profundas (Pemex, PEP, UPMP)., 2008.
16. Perforación y terminación de pozos en aguas profundas (BP), 2008.
17. Control de pozos en aguas profundas (Pemex, PEP, UPMP), 2008.
18. Curso de aguas profundas (MI SWACO), 2007.
19. Hydrate control during deep water drilling (SPE, 38567), 1997.
20. Deepwater Development Approaches For Mexico's Deepwater & Ultra Deepwater (bhpbillition), 2005.