



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

FUNDAMENTOS DE TERMINACION DE  
POZOS HORIZONTALES

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A  
JOSE PEDRO LOPEZ PACHECO

MEXICO, D. F.

TESIS CON  
FALSA DE ORIGEN

1990



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

# CONTENIDO

	Pag.
<b>RESUMEN</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO 1</b>	
<b>INTRODUCCION.</b>	<b>2</b>
<b>CAPITULO 2</b>	
<b>TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES.</b>	<b>5</b>
<b>2.1. Concepto de Pozos Horizontales.</b>	<b>5</b>
<b>2.2. Características de los pozos Horizontales.</b>	<b>6</b>
<b>2.3. Técnicas de Perforación Horizontal.</b>	<b>12</b>
<b>2.4. Técnicas de Registro en Pozos Horizontales.</b>	<b>21</b>
<b>2.5. Aplicación de los Pozos Horizontales.</b>	<b>29</b>
<b>CAPITULO 3</b>	
<b>TERMINACION DE POZOS HORIZONTALES.</b>	<b>37</b>
<b>3.1. Programa de Revestimiento.</b>	<b>37</b>
<b>3.2. Técnicas de Terminación.</b>	<b>40</b>
<b>3.3. Acondicionamiento del Pozo.</b>	<b>46</b>
<b>3.4. Diseño de La Cementación en Pozos Horizontales</b>	<b>52</b>

3.5. Técnicas de Disparo en Pozos Horizontales.	67
3.6. Control del Arenamiento.	87
3.7. Fracturamiento Hidráulico.	89

#### CAPITULO 4

PROYECTO DE TERMINACION DE UN POZO.	102
4.1. Planteamiento del Pozo-Proyecto	102
4.2. Diseño de la Terminación	104
4.3. Analisis de la Terminación	115

#### CAPITULO 5

CONCLUSIONES.	117
NOMENCLATURA.	120
REFERENCIAS.	122

## RESUMEN

La perforación de pozos horizontales se ha convertido en uno de los más importantes desarrollos tecnológicos de la última década, ya que en la actualidad aparece como una técnica de perforación probada y confiable que proporciona una nueva herramienta para disminuir los costos de desarrollo, así como para aumentar la producción y recuperación del yacimiento.

La mayoría de los pozos horizontales han sido terminados en agujero abierto o simplemente con una tubería corta ranurada o preperforada de producción, o con empacadores externos de tubería de revestimiento como una alternativa para la terminación selectiva.

En este trabajo se describen las técnicas de terminación de pozos horizontales apropiadas a las condiciones particulares de cada pozo y que propician los mejores índices de productividad. Se hace una comparación de la productividad de los pozos horizontales con respecto a pozos verticales. También se presenta un caso de terminación proyectada de un pozo horizontal, con el propósito de ilustrar la aplicación de las técnicas de terminación para determinadas condiciones supuestas.

# CAPITULO 1

## INTRODUCCION

Los pozos verticales o desviados atraviesan longitudes cortas de la formación productora; los pozos horizontales son capaces de introducirse en el yacimiento por distancias de varios cientos de metros, lo que permite mejorar las condiciones de producción. La perforación horizontal se dirige a cambiar radicalmente las condiciones de flujo, creando un patrón de flujo lineal en lugar del ya conocido radial circular, este cambio es el factor que controla el mejoramiento de la producción y/o recuperación del yacimiento <sup>(1-3)</sup>.

Numerosos pozos horizontales han sido perforados usando las técnicas de radio corto, radio medio y más recientemente de radio largo <sup>(4,5)</sup>, permitiendo que el yacimiento sea penetrado horizontalmente. La perforación horizontal permite incrementos en el ángulo hasta un máximo de 6 grados por cada 100 pies y radios de curvatura de hasta 1800 pies con longitudes del pozo horizontal menores a 9000 pies, con la perforación de radio corto pueden obtenerse incrementos del ángulo de 15 a 3 grados por pie con radios de curvatura hasta de 40 pies y longitudes horizontales de 1000 pies. El mantenimiento del ángulo en la longitud horizontal es posible lograrlo con equipo convencional ligeramente modificado <sup>(6,7)</sup>.

Los resultados han demostrado que en un pozo horizontal aparecen los efectos de la gravedad y la longitud del pozo horizontal. Consecuentemente, las técnicas de registros convencionales son modificadas o nuevas técnicas son desarrolladas: Simphor, tubería flexible, sistema de bombeo y MWD <sup>(8-12)</sup>. En la técnica simphor <sup>(8-9)</sup>, la herramienta registradora es corrida sobre la tubería de perforación y conectada a la superficie por medio de cable. En el sistema de bombeo, la

herramienta registradora es montada sobre un sistema de precableado el cual está unida a la tubería de perforación por medio de una locomotora y conectada a la superficie por cable <sup>(10, 11)</sup>. En la técnica de tubería flexible, la herramienta es corrida sobre la tubería flexible y conectada a la superficie por medio de cable <sup>(12)</sup>. En la técnica de medición cuando se está perforando MWD, la herramienta registradora va conectada a la tubería de perforación y los datos son registrados a través del lodo de perforación.

La tecnología de pozos horizontales proporciona un gran número de nuevas aplicaciones en la industria petrolera, tales como la explotación de formaciones con espesores pequeños, problemas de conificación de fluidos, yacimientos de aceite pesado, de baja permeabilidad, por empuje de gas y/o agua y la comunicación de fracturas verticales <sup>(13-15)</sup>.

Un pozo horizontal, después de que se ha revestido y cementado la tubería de revestimiento intermedia, será terminado: en agujero abierto, cuando la estabilidad de la formación sea suficiente para evitar el colapsamiento del agujero; con una tubería corta ranurada o preperforada de producción, para prevenir un posible colapsamiento de la roca del yacimiento y el agujero sea taponado; con espaciadores externos de tubería de revestimiento, para dividir al drené horizontal en varias secciones o para evitar la producción de fluidos indeseables que producen a través de una falla, así como también para la estimulación de zonas individuales <sup>(16-20)</sup>. Si la estabilidad de la formación no es suficiente para prevenir el colapsamiento del agujero, entonces será necesario cementar y disparar la tubería corta de producción. En la cementación de pozos horizontales dos problemas se presentan: el primero se refiere a la acumulación de agua libre en el costado superior del agujero horizontal y el segundo a la depositación de sólidos en el costado inferior provenientes del fluido de perforación, provocando un desplazamiento deficiente de la lechada de cemento y malogrando el trabajo de la cementación primaria.

Quando la longitud horizontal ha sido comentada, el siguiente paso de la terminación consiste en disparar la tubería corta de producción (27-28). La técnica emplea a la tubería transportadora de la pistola TCP, la cual reduce el tiempo de terminación, el daño a la formación y maximiza la productividad del pozo. El mecanismo de disparo de la pistola es accionado por presión hidráulica en el espacio anular causando la detonación de la pistola.

Un pozo horizontal que es cementado y perforado en su longitud horizontal, es candidato para operaciones de estimulación por fracturamiento hidráulico (29-34).

El objetivo del presente trabajo es realizar una revisión del estado del arte sobre la tecnología de pozos horizontales y describir con detalle las diferentes técnicas de terminación requeridas en los pozos horizontales, con el propósito de lograr los conocimientos para optimizar estas operaciones y obtener las mejores condiciones de producción en los pozos y mayores recuperaciones en los yacimientos.

Para cumplir con este objetivo se describe primeramente en el capítulo 2 la tecnología de perforación en pozos horizontales como un antecedente al capítulo 3 en el cual se tratan las técnicas de terminación de estos pozos, y finalmente en el capítulo 4 se plantea un proyecto de terminación de un pozo horizontal.

## TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES

## 2.1. EL CONCEPTO DE POZOS HORIZONTALES

Un pozo horizontal es aquel que se encuentra atravesando a una formación en una posición de 90 grados de la vertical. Se apoya en alguna técnica conocida para dirigir su inclinación y partiendo de un punto fijo establece su radio de curvatura hasta alcanzar la posición horizontal, de modo que penetra totalmente y justo en el intervalo productor del yacimiento. La longitud del pozo horizontal alcanza varios cientos de metros, obteniéndose una gran longitud drenada por la formación.

Uno de los principales objetivos de la perforación horizontal consiste en mejorar la productividad de los pozos y en aumentar la recuperación de hidrocarburos. La perforación horizontal se dirige a cambiar radicalmente las condiciones de flujo, este cambio es sobre el factor del mejoramiento de la productividad y de la recuperación. Por tanto, una de las características fundamentales de la perforación horizontal consiste en perforar la longitud horizontal a lo largo del yacimiento.

La perforación horizontal ha eliminado las restricciones de la perforación vertical, permitiendo utilizar nuevos conceptos, tales como el perfil del pozo y el área de drenaje. Por lo que han surgido tres distintos tipos de pozos horizontales:

## a) Radio Corto

Es la técnica más singular desde el punto de vista operacional y de equipo. La tecnología que respalda este tipo de

pozo, permite que sea desviado con ritmos de 3 grados por pie (4 a 10 grados/m), lo que equivale a radios de curvatura de 20 a 40 pies (6 a 15 m), con una longitud horizontal de aproximadamente 1000 pies (300 m) como se ilustra en la (figura 1a) <sup>(3)</sup>.

#### b) Radio Medio

Este tipo de pozos requiere equipo ligeramente modificado con respecto al que se utiliza en la perforación direccional convencional. Con esta técnica se logran ritmos de desviación de aproximadamente 20 a 40 grados por cada 100 pies (6 grados/10 m), equivalente a radios de curvatura menores de 300 pies (90 m) y con una longitud horizontal de 1600 pies (500 m) (figura 1b) <sup>(4)</sup>.

#### c) Radio Largo

Esta tercera técnica de perforación para pozos direccionales, es llamado convencional. El pozo se extiende tangencialmente mas allá del punto de desviación de los 90 grados, utilizando equipo estándar. El ritmo de desviación es de aproximadamente 1 a 6 grados por cada 100 pies (1 a 2 grados/10 m), con radios de curvatura entre 1000 a 2000 pies (300 a 600 m) y longitudes horizontales mayores a 2500 pies (figura 1c) <sup>(5)</sup>.

## 2.2. CARACTERISTICAS DE LOS POZOS HORIZONTALES

#### a) Geometría de Flujo.

Los pozos verticales o desviados atraviesan axialmente a la formación productora y en distancias muy cortas. Imaginando al pozo vertical en planta, se podría considerar en comparación con el tamaño del yacimiento como un punto dentro de éste. Por tanto, la geometría de flujo del pozo vertical o desviado es radial circular (figura 2), y el abatimiento de presión se concentra en un solo punto lo que provoca menores ritmos de producción <sup>(2)</sup>. Sin embargo, los pozos horizontales son capaces de introducirse en el yacimiento por distancias considerables, y

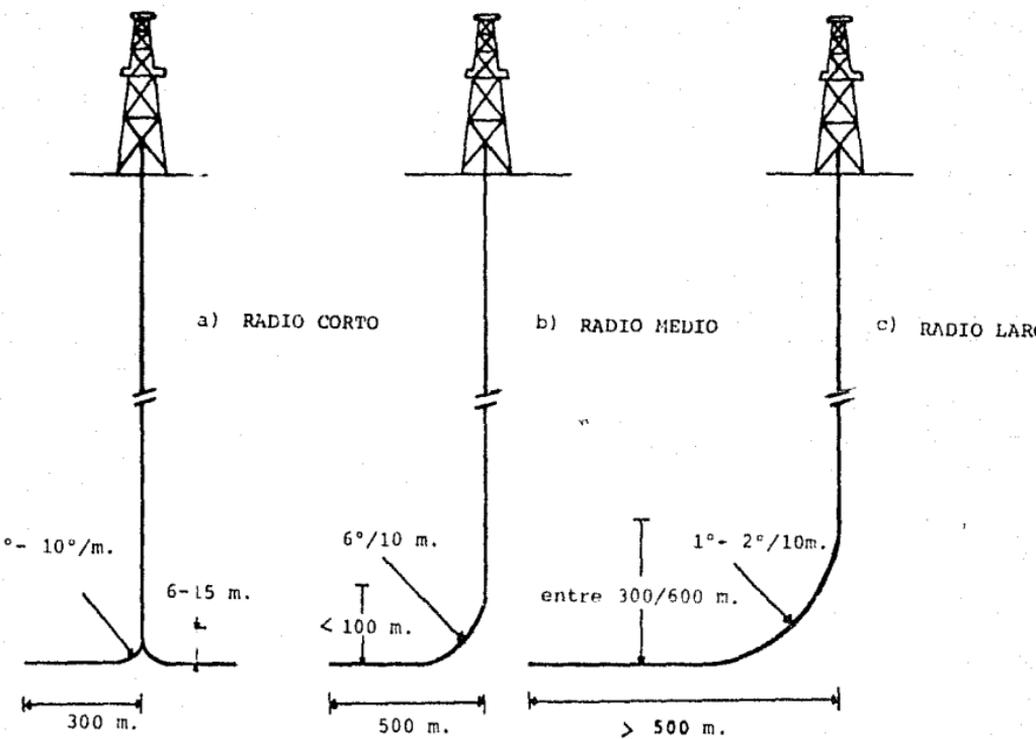
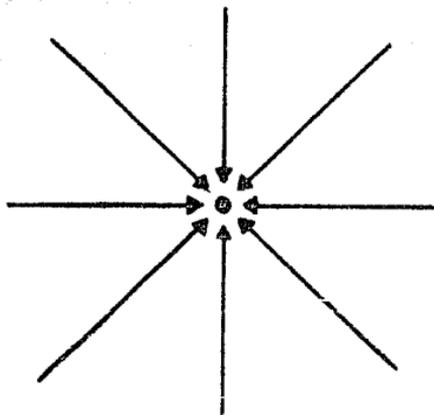
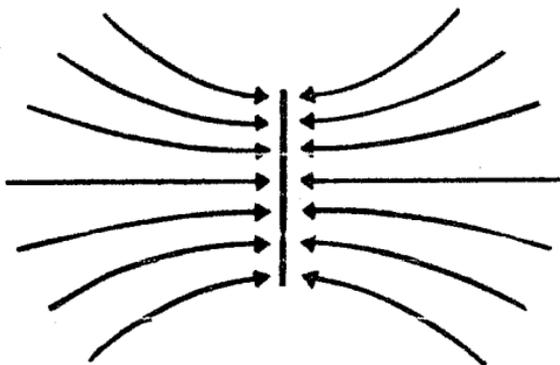


FIG. 1.- PÉRFILES DE COMPARACION DE POZOS HORIZONTALES (1).



CONCENTRACION DE LAS LÍNEAS DE FLUJO = CONCENTRACION DEL ABATIMIENTO DE PRESION

FIG. 2.- GEOMETRIA DE FLUJO RADIAL CIRCULAR EN UN POZO VERTICAL (2).



DISTRIBUCION UNIFORME DEL ABATIMIENTO DE PRESION

FIG. 3.- GEOMETRIA DE FLUJO PARALELO EN UN POZO HORIZONTAL (2).

si se supone que el pozo horizontal es una línea en el yacimiento la geometría de flujo es paralela (figura 3), provocando una distribución uniforme en el abatimiento de presión lo que propicia una mejor capacidad de producción <sup>(2)</sup>. Pero, si ahora se ve la sección transversal del pozo horizontal, suponiendo que se encuentra en el centro del yacimiento, se presentaría una geometría de flujo radial circular a una distancia aproximada a la altura del estrato productor, (figura 4), y el patrón real de las líneas de flujo hacia el pozo sería semi-elíptica (figura 5) <sup>(3)</sup>.

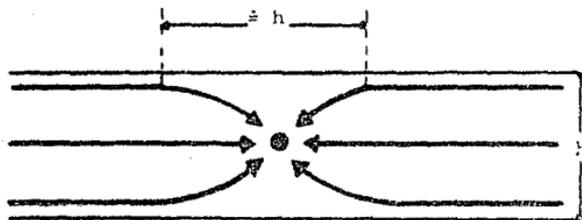
#### b) Longitud Horizontal Perforada

Una de las principales ventajas de los pozos horizontales es que su productividad es mayor a la de los pozos convencionales, particularmente cuando la productividad de éstos es baja. La productividad de un pozo vertical es proporcional a la transmisibilidad de la formación, bajas productividades resultan de bajos valores de la permeabilidad o el espesor del yacimiento; pero esto puede ser compensado en los pozos horizontales donde la longitud  $L$  de la sección horizontal, no es impuesta por las condiciones naturales del pozo, y sí puede ser seleccionada previamente. El producto  $KL$  en los pozos horizontales juega un papel casi similar al producto  $Kh$  de los pozos convencionales <sup>(4)</sup>. La productividad aumenta con la longitud horizontal y puede alcanzar productividades hasta de 3 a 5 veces mayor que la de los pozos convencionales.

Esta ventaja es mejorada en yacimientos heterogéneos, donde la oportunidad de penetrar una zona geológicamente favorable aumenta con la distancia perforada. El caso más favorable ocurre cuando existen fracturas generalmente verticales, y por tanto, más fáciles de ser atravesadas y comunicadas con un pozo horizontal.

#### c) Geometría de Drene

En un yacimiento limitado con flujo de una sola fase, la recuperación total no supera por mucho a la de los pozos convencionales; sin embargo, se tiene una mayor productividad, que es el resultado de una mayor área de drene efectiva (figura 6)



FLUJO RADIAL CIRCULAR A UNA DISTANCIA  $\pm h$

FIG. 4.- SECCION TRANSVERSAL DE UN POZO HORIZONTAL (3).

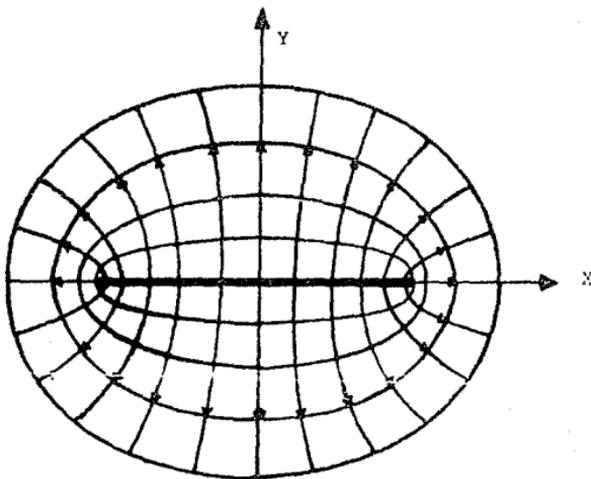
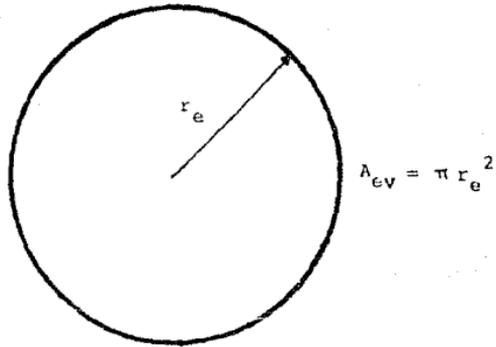
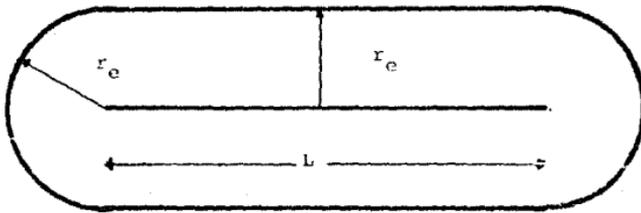


FIG. 5.- PATRON DE LINEAS DE CORRIENTE HACIA UN POZO HORIZONTAL (3).

POZO VERTICAL



POZO HORIZONTAL



$$A_{eh} = \pi r_e^2 + L \cdot 2 r_e$$

$$A_{eh}/A_{ev} = 1 + \frac{2}{\pi} \frac{L}{r_e}$$

FIG. 6.- COMPARACION DE LA GEOMETRIA DE DRENE EN POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES (2).

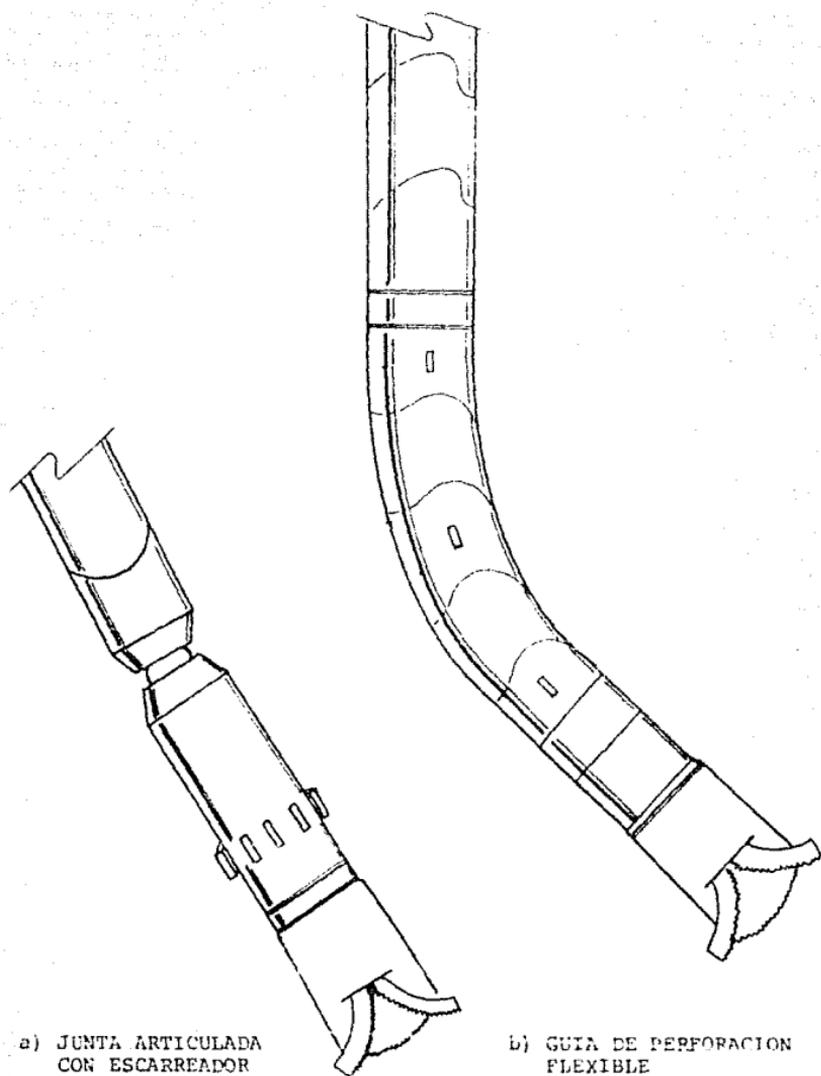
12). Tal incremento se relaciona directamente con la longitud de la sección horizontal del pozo. Es decir que las productividades más altas se obtienen con la perforación de una mayor longitud horizontal.

### 2.3. TECNICAS DE PERFORACION HORIZONTAL

#### a) Pozos de Radio Corto.

El dispositivo de fondo del agujero (BHA) para la construcción del ángulo usado en estos pozos, incluye una junta articulada y un estabilizador o escareador, colocado inmediatamente encima de la barrena (figura 7a) <sup>(1)</sup>. Este dispositivo de construcción de ángulos requiere una significativa curvatura del agujero en el punto de inicio del agujero de drené. Normalmente un desviador proporciona el arco necesario. El peso sobre la barrena es usado entonces para que la junta articulada se dirija hacia la parte externa de la sección curva del pozo. El estabilizador es colocado inmediatamente después de la barrena y actúa como un punto de apoyo, provocando que la barrena logre un ángulo en la misma dirección de la curvatura. El estabilizador puede reemplazarse por un escareador de un diámetro ligeramente mayor al de la barrena. Esta técnica tiene la ventaja de ser simple pero carece de control, cualquier fuerza de fricción desbalanceada entre el escareador o la junta articulada y la formación puede ocasionar desviación de la dirección deseada.

El primer concepto empleado para la construcción del ángulo consiste en una camisa no-rotatoria, pre-reforzada en el radio de curvatura deseado con una flecha impulsora interna (figura 7b) <sup>(2)</sup>. El peso es aplicado a la barrena a través de un cuerpo no-rotatorio con cojinetes en los extremos. La torsión es transmitida por medio de la sarta de perforación, que es girada desde la superficie por medio de la flecha impulsora, que acarrea el fluido hasta la barrena. Un ombregue permite que el cuerpo no-rotatorio sea girado si es necesario. El sistema no-rotatorio,



a) JUNTA ARTICULADA  
CON ESCARREADOR

b) GUIA DE PERFORACION  
FLEXIBLE

FIG. 7.- ARREGLOS PARA LA CONSTRUCCION DE ANGULOS DE  
PERFILES DE RADIO CORTO<sup>(1)</sup>.

aunque complejo, permite el control y puede usarse sin auxiliares iniciales, tal como el desviador.

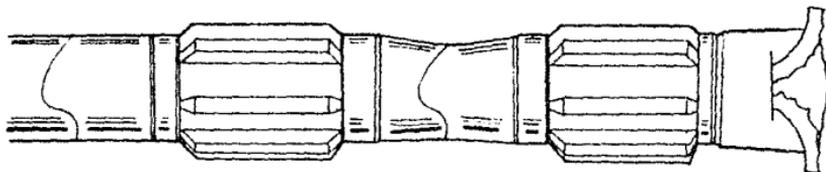
Todas las técnicas de control direccional en pozos de radio corto comúnmente usan un desviador orientado para iniciar el agujero lateral a partir del pozo vertical en la dirección deseada. El desviador normalmente va anclado en el pozo vertical usando un empacador recuperable inflable para agujero abierto. El desviador-empacador puede orientarse y fijarse como una unidad integral, o el empacador puede fijarse solo y su orientación es determinada y el desviador es fijado después de que el empacador ha sido anclado. Ambos procedimientos permiten la recuperación del desviador una vez que se termine la operación.

Numerosos conceptos de estabilización han sido probados para mantener el ángulo en agujeros horizontales o altamente desviados. En los perfiles de radio corto las opciones para mantener el ángulo son limitadas, debido a las complicaciones al atravesar la porción curva del pozo con el BHA de perforación recta. Un sistema que se ha utilizado extensamente emplea dos estabilizadores cerca de la barrena. Los diámetros de los dos estabilizadores varían, para lograr el mantenimiento del ángulo, o un ligero incremento o decremento del ángulo de la trayectoria lateral es necesario (figura 8a) <sup>(1)</sup>.

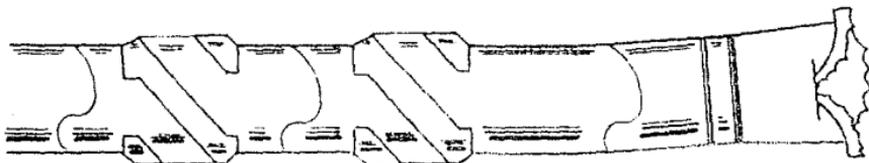
Otro método utiliza estabilizadores múltiples, colocados sobre la tubería articulada (figura 8b) <sup>(2)</sup>. Además, los cambios de los parámetros en la perforación pueden utilizarse para ajustar el funcionamiento de un BHA dado para alterar o mantener el ángulo.

#### b) Pozos de Radio Medio

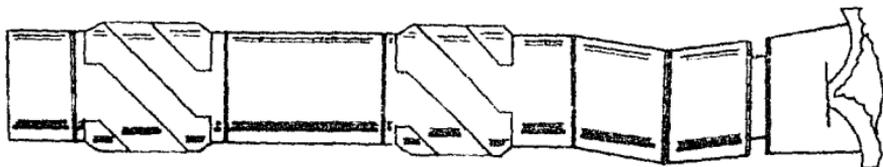
El desarrollo de la tecnología para perforar pozos de radio medio, ha sido resultado del interés que se tiene para usar equipo convencional. El sistema de perforación se basa en herramientas desviadoras en conjunción con motores de fondo operados a baja velocidad y torque alto, así como de sistemas de



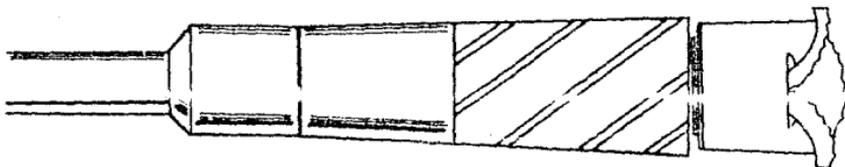
a) Mandril perforador rígido para perfiles de radio corto.



b) Estabilizadores múltiples sobre al tubería para perfiles de radio corto.



c) Motor de junta en U con doble inclinación para perfiles de radio corto.



d) Estabilizador conico para perfil de radio corto.

Figura 8.- Arreglos para mantener el ángulo en la sección horizontal del pozo<sup>(1)</sup>.

medición durante la perforación (MWD). Para iniciar la perforación en la sección del incremento del ángulo se requiere de una herramienta desviadora convencional. Las herramientas para la construcción de ángulos en radio medio se dividen en dos categorías: motores en la construcción de ángulos fijos y motores en la construcción de ángulos orientados, ambos usan diámetros externos desde 4 3/4 pg hasta 6 3/4 pg y emplean el concepto de tres puntos geométricos "pata de perro" definidos por la barrena, el soporte del estabilizador y la parte alta del estabilizador (figura 9), para lograr valores específicos en la construcción del ángulo <sup>(5)</sup>. Debido a que se requieren altos incrementos del ángulo, es posible lograrlo con estos sistemas que además ofrecen varias ventajas:

- Desviaciones fijas del agujero.
- Los riesgos geológicos son mínimos.
- Largas secciones del agujero son posibles.
- Mínima fricción en la pared del agujero.

Para la construcción del ángulo en pozos de radio medio se emplean motores de ángulos fijos (figura 10a), con el cual se logran valores en la desviación de hasta 20 grados/100 pies, ya que usan la misma teoría de los motores fijos convencionales, la definición geométrica para la construcción del ángulo es determinado con precisión, por esto la rotación del motor dentro del radio perforado no es posible <sup>(5)</sup>.

Con los motores de ángulos dirigibles (figura 10b) se obtiene un completo control direccional con solamente un BHA y se logran incrementos del ángulo de hasta 10 grados/100 pies; además empleando un diseño específico y con las partes de un motor integral flexible es posible realizar la rotación de la herramienta dentro del radio perforado <sup>(5)</sup>. La perforación rotaria puede ser orientada para suministrar una ventaja importante del control del incremento del ángulo. Diferentes diseños de motores en la construcción de ángulos orientables y flexibilidad para su orientación, son menos consistentes en lograr incrementos del

La barrena, dos estabilizadores y el arco (radio R) a lo largo del cual el sistema podría perforar cuando es orientado.

Pata de perro/100 pies

$\frac{200 * \text{áng. barrena}}{L_{\text{tot.}}}$

$L_{\text{tot.}}$

$L_{\text{tot.}} = L1 + L2$

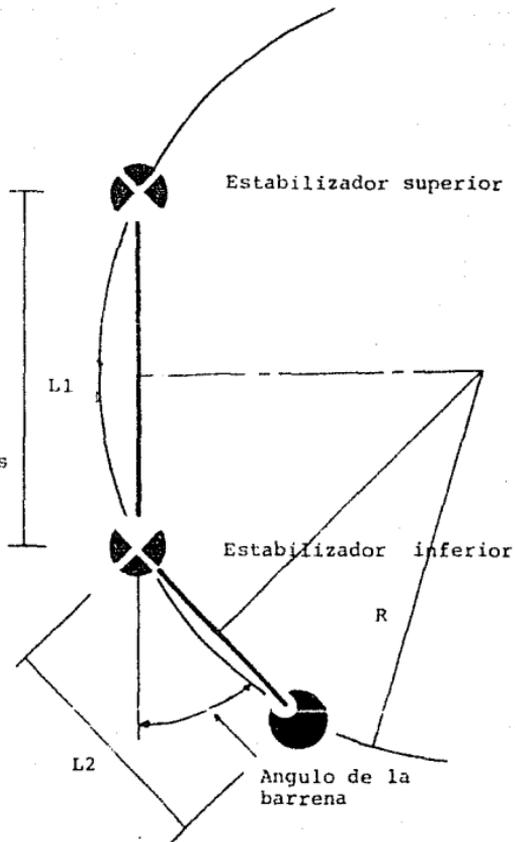


Figura 9.- Definición geométrica de "pata de perro"<sup>(5)</sup>.

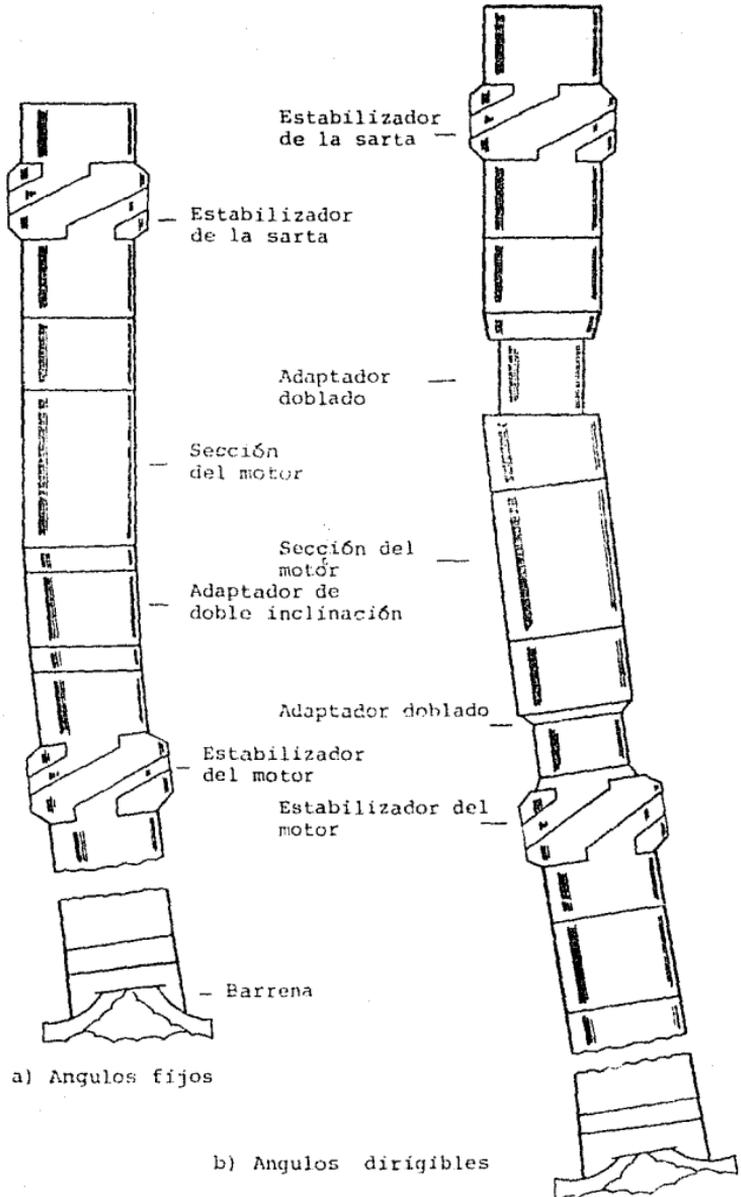


Figura 10.- Motores de fondo para la construcción de ángulos en pozos con perfiles de radio medio y corto (5).

ángulo que las herramientas fijas, especialmente a bajas inclinaciones.

Para la conservación del ángulo en la sección horizontal del pozo se perfora con un motor de fondo direccionable y rotatorio, aunque también puede perforarse con rotación desde la superficie.

El motor con junta en U de doble inclinación se ha utilizado para lograr la conservación del ángulo (figura 8c) <sup>(1)</sup>. Si se necesitan hacer correcciones en la dirección, la rotación se detiene y la herramienta se orienta para lograr el cambio del ángulo en la dirección correcta.

Otra técnica para mantener al ángulo en la sección horizontal del pozo consiste en utilizar herramientas rotatorias sin motor de fondo con estabilizadores cónicos (figura 8d) <sup>(1)</sup>.

#### c) Pozos de Radio Largo

Un perfil específico del pozo debe planearse para que penetre en el yacimiento con un ángulo cercano a los 90 grados y realizar la perforación horizontal en la zona productora. Los primeros pozos perforados con este sistema emplearon distintos tipos de motores con desviadores, así como sistemas de medición MWD. La herramienta de medición se introduce cuando se está perforando y utiliza pulsos en el lodo de perforación para transmitir información codificada acerca del pozo, es utilizada para ahorrar tiempo en la perforación. Anteriormente la técnica con motores y desviadores, usaban sistemas de medición de un solo disparo, debido a que no existía rotación en la sarta de perforación, esta técnica permitió el uso de una herramienta orientadora accionada con cable que proporcionaba continuamente un azimut.

Actualmente la perforación de pozos de radio largo es controlada con el uso de montajes de perforación convencional (figura 11) <sup>(4)</sup>. La tecnología utilizada emplea motores de fondo

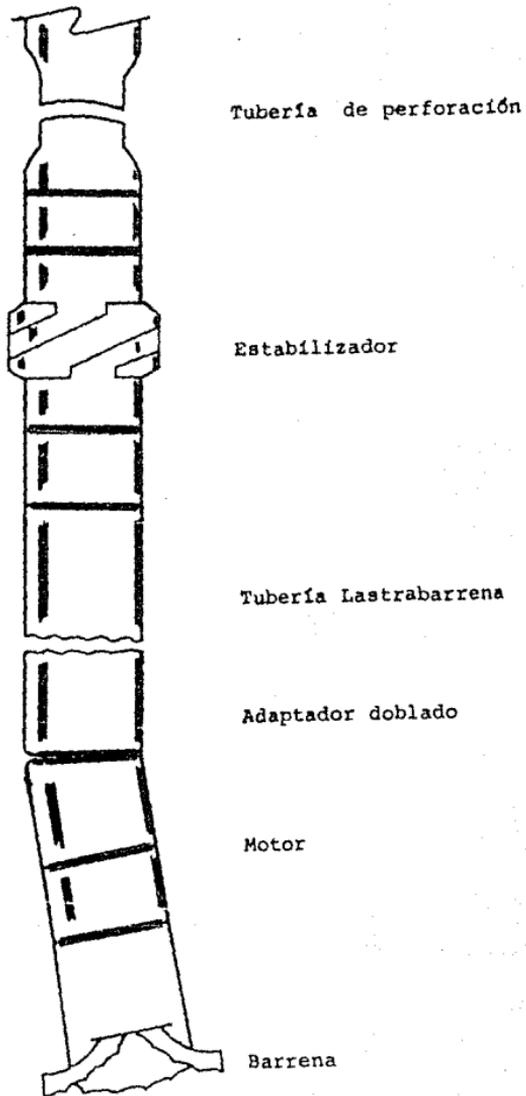


Figura 11.- Arreglo convencional de perforación (6).

convencionales orientables, que combinan la capacidad direccional del motor y la eficiencia de la perforación rotaria, es decir se puede rotar a baja velocidad la tubería de perforación, aun cuando el motor esté operando con el propósito de reducir la fricción y obtener una mayor transmisión del peso sobre la barrena. La técnica de motores orientables ofrece varias ventajas en la perforación de pozos de radio largo: es posible alcanzar largas secciones horizontales del pozo y se utiliza equipo de perforación totalmente convencional.

Este tipo de motores emplea una junta universal de doble inclinación DTU (figura 12)<sup>2</sup>, que define la "pata de perro". Dependiendo del ángulo de desviación del DTU y de la longitud entre la barrena y el estabilizador, el sistema puede ser configurado para lograr valores específicos en la construcción del ángulo (Tabla 1). Las ventajas de este sistema son la modificación en la orientación, una forma de perforación rotaria en la sección horizontal, y una mínima fricción en la trayectoria del pozo, lo cual es esencial para perforar la sección horizontal.

La tabla 2 ofrece una comparación entre los diferentes perfiles del pozo para perforar lateralmente y se basa en datos generales para seleccionar el método más apropiado de perforación.

## 2.4. TECNICAS DE REGISTROS EN POZOS HORIZONTALES

En pozos horizontales o altamente desviados las herramientas registradoras tradicionalmente son bajadas por gravedad a través de línea de acero. Con el desarrollo de pozos horizontales, donde el efecto de la gravedad desaparece, el movimiento de la herramienta registradora se dificulta o puede ser imposible en esta sección del pozo. Las corridas de registros en pozos horizontales es una de las inquietudes de la ingeniería encargada del desarrollo y tecnología de los pozos horizontales, por lo que se han desarrollado varias técnicas de registro.

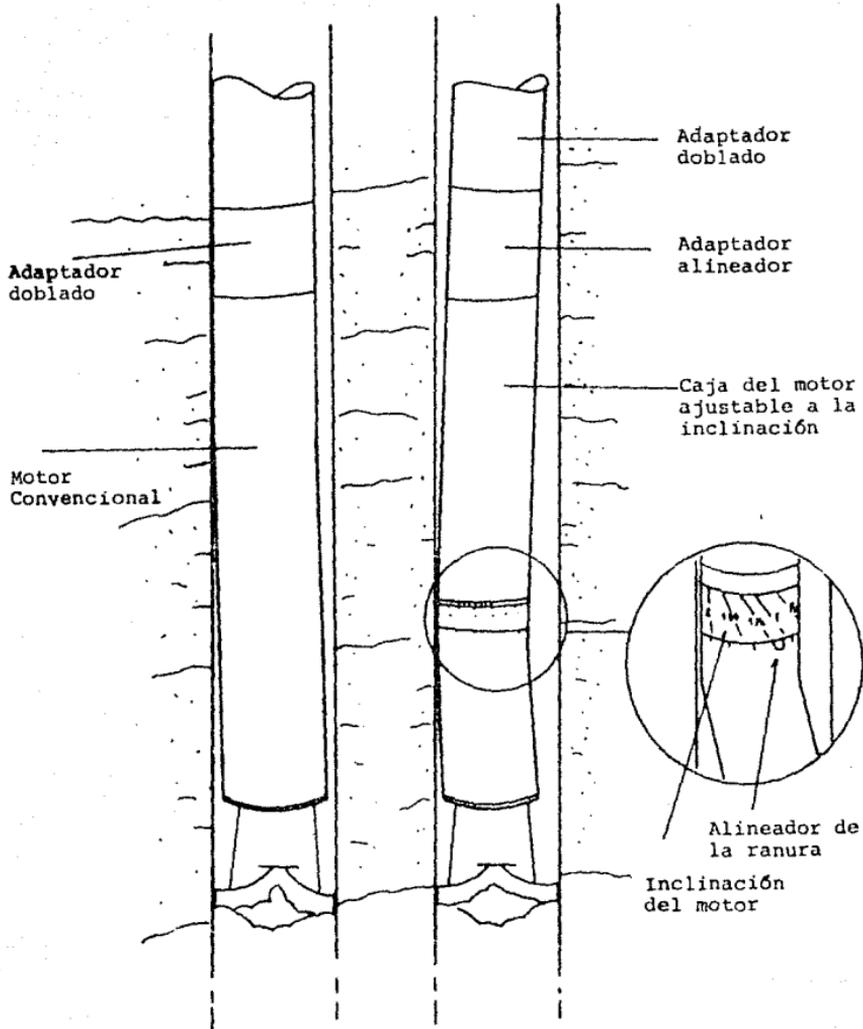


Figura 12.- Motor de fondo con adaptadores doblados y equipo convencional <sup>(7)</sup>.

Tabla 1. Configuración de motores DTU en la construcción de Ángulos.

diámetro de la herramienta	diámetro del asujero	Longitud normal		Inclinación del ángulo	Excentricidad de la barrena	Pata de Ferro	
(P.D)	(P.D)	(Pies)				(por cada 100 pies)	
4-3/4	5-7/8	21.7	26.0	0.25	0.16	2.3	1.9
	7-7/8			0.39	0.20	3.6	3.0
				0.52	0.28	4.8	4.0
6-3/4	8-3/4	25.1	31.9	0.32	0.20	2.5	2.0
	9-7/8			0.48	0.40	3.8	3.0
				0.64	0.44	5.1	4.0
8	9-7/8	29.8	33.4	0.30	0.24	2.0	1.8
	12- 1/4			0.64	0.52	4.3	3.8
				0.74	0.60	5.0	4.4
9-1/2 (TKD)	12-1/4	30.5	38.9	0.38	0.32	2.5	2.0
	17-1/2			0.59	0.48	3.8	3.0
				0.62	0.44	4.1	3.2
11-1/4	17-1/2	35.5	41.0	0.41	0.48	2.3	2.0
	26			0.61	0.60	3.5	3.0
				0.78	0.76	4.4	3.8

**Tabla 2. Comparación entre las técnicas de perforación horizontal**

	Radio Corto	Radio Medio	Radio Largo
Curvatura por cada 10 pies	50 a 90	5 a 12	1 a 3
Punto de desviación (pies)	1000	1500	> 10,000
Longitud máx. del agujero (pies)	900	1500	3100
Diámetro del agujero (ps)	4 1/2-6 1/2	3 1/2-8 1/2	8 1/2
Exactitud vertical (pies)	5	20	20
Azmut (grados)	+/- 20	+/- 1	+/- 1
Muestreo	Difícil longitudes muy cortas	Es posible	si
Registros	Es posible	si	si
Terminación selectiva en el agujero no horizontal	no	si	si
Zonas múltiples de interés	si	si	no
Sistema artificial de bombeo	Solo bombeo con varillas en la porción vertical	Todos los tipos	Todos los tipos
Trabajable	si	si	si
Incremento del IP en zonas no fraturadas	2.5	2.5	3.5
Incremento del IP en zonas fraturadas	Depende de la distribución de las fracturas	<10	>= 10
Mejoramiento logrado en la producción (P.H. vs P.V.)	Varia desde 1 hasta <= 100	?	6
Costos comparados a un pozo vertical	1.5	= 2	= 2

#### a) Simphor

Este sistema de información y medición en pozos horizontales es la más extensamente usada. El principio de la herramienta (figura 13) consiste en utilizar la tubería de perforación para mover a la herramienta registradora <sup>(B.P)</sup>. El registro es realizado por medio de un cable y la herramienta es desplazada por la adición o extracción de la tubería de perforación. El sistema consta de tres partes principales:

- La herramienta registradora y algún tipo de protección.
- Un conductor eléctrico entre la herramienta y la tubería de perforación.
- Una ventana auxiliar lateral que facilita la salida del cable al espacio anular entre la tubería de perforación y la de revestimiento.

La sonda registradora y el cable conductor son conectados al final de la tubería de perforación y corrida hasta el fondo del pozo, al inicio de la zona a ser registrada. Las ventajas de esta técnica son la simplicidad, la capacidad y habilidad para registrar largas secciones horizontales.

#### b) Sistema de bombeo de fondo

Con esta técnica la herramienta es transportada por un sistema de precableado y bombeado al fondo a través de la tubería de perforación, usándola como tubería de empuje por lo que la presión del lodo es usada para impulsar a la herramienta registradora.

Esta técnica (figura 14) es aplicable solamente para diámetros pequeños y es una herramienta registradora de producción <sup>(10, 11)</sup>. La herramienta es montada sobre el extremo de una pieza consistente de elementos atornillados que garantiza la continuidad mecánica y eléctrica. Un mandril con copas limpiadoras conocida como locomotora es unida al sistema por medio de un cable. La sonda es bombeada a través de la tubería de perforación que

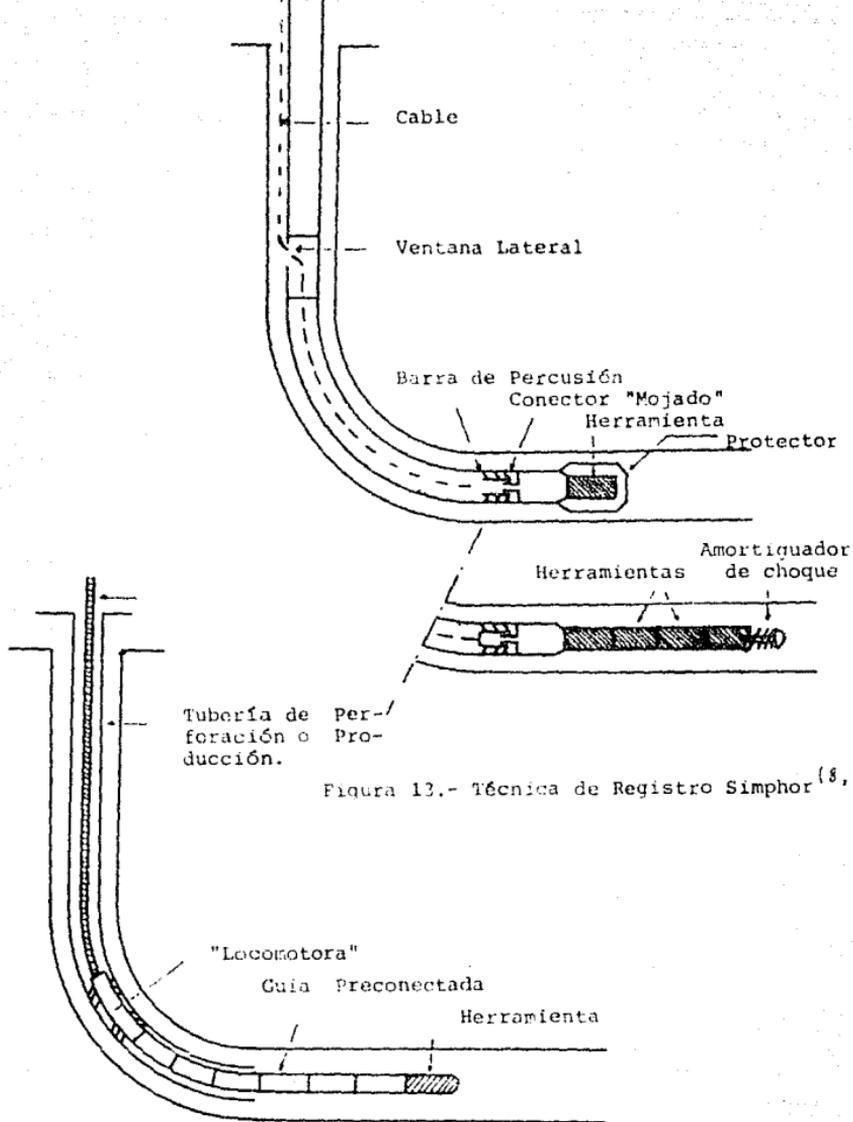


Figura 13.- Técnica de Registro Simphor (8,9)

Figura 14.- Técnica de Registro Bombeo de Fondo (10,11)

acciona los pistones de la locomotora, y es recuperada por la extracción de la línea de acero. Además, no es posible correr el registro a condiciones de flujo, excepto con una terminación doble.

#### c) Tubería Flexible

Esta técnica es altamente atractiva por el uso de equipo estándar, que requiere muy poca adaptación en la superficie y sus mejores aplicaciones son los registros de producción, y en operaciones de prueba y terminación.

El principio de este sistema (figura 15) es particularmente simple <sup>(12)</sup>. La herramienta es montada directamente sobre el final de la tubería flexible, mientras que sobre el carrete de esta se ha insertado previamente el cable eléctrico. La conexión entre la herramienta y la tubería flexible garantiza el enlace eléctrico y mecánico. El movimiento ascendente y descendente es proporcionado por la tubería inyectora. Esta técnica es capaz de introducir herramientas de diámetro pequeño, herramientas de producción así como herramientas estándar, pero su capacidad está limitada por el peso de las herramientas. La circulación a través de la tubería es posible, por medio de un mandril que contiene orificios que facilita la inyección del fluido. Cuando se requiere una centralización precisa de la herramienta dentro del agujero se utiliza un conector giratorio. El registro puede registrar ascendentemente o descendentemente, el rango de velocidad para la ejecución es proporcionado por la tubería inyectora y el requerimiento de velocidad es cubierto para las diferentes herramientas, desde un rango de 300 pies/h hasta 6000 pies/h.

#### d) MWD

Esta técnica de medición utilizada cuando se está perforando, utiliza a la tubería de perforación como elemento de desplazamiento, pero los datos son obtenidos a través del fluido de perforación y no por un cable eléctrico como en las otras técnicas.

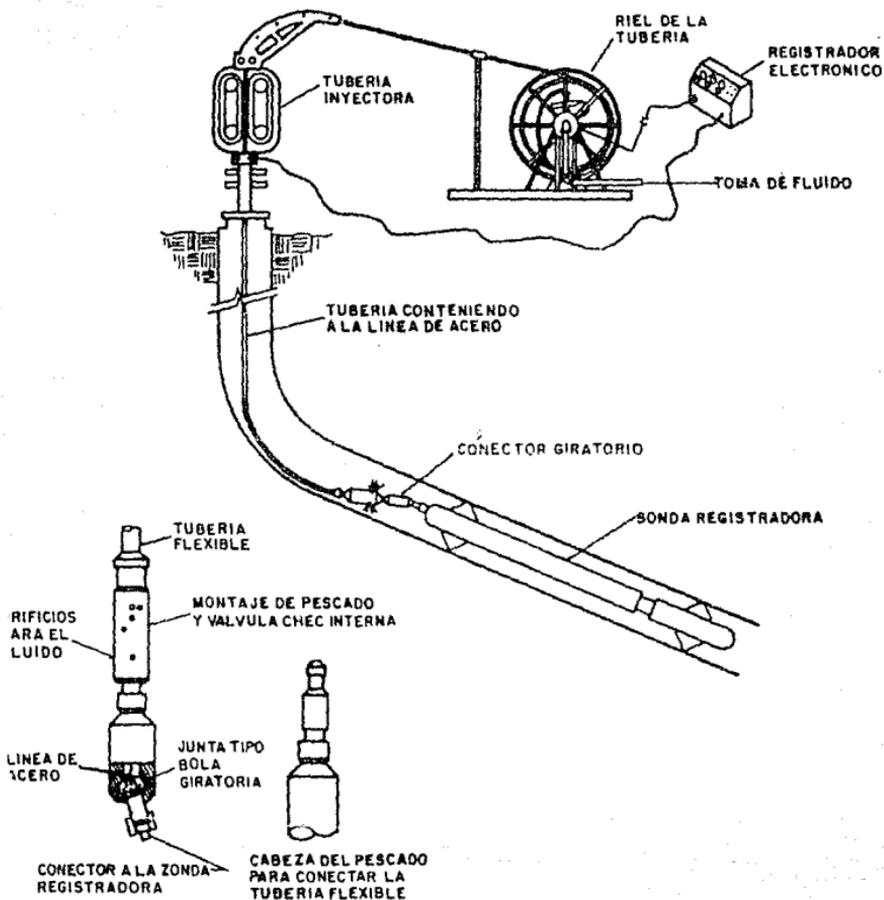


FIG. 15.- SISTEMA DE REGISTRO CON TUBERIA FLEXIBLE. <sup>(12)</sup>

En la tabla 3 se presenta una comparación entre las principales técnicas de registro para pozos horizontales o altamente desviados, existentes en el mercado.

## 2.5. APLICACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES

Las principales aplicaciones de los pozos horizontales son <sup>(13)</sup>:

a) Explotación de yacimientos de espesor pequeño.

Como se ilustra en la figura 16a, la productividad de un pozo vertical es proporcional al espesor  $h$  del yacimiento productor <sup>(2)</sup>, (dado por la ecuación 1). Esta productividad es mejorada en los pozos horizontales, donde la longitud horizontal  $L$  juega un papel casi similar al espesor del yacimiento (ecuación 2) <sup>(14)</sup>. Por esto, mientras mas pequeño sea este espesor mayor será la relación de productividades de un pozo horizontal, para una longitud horizontal y un radio de drenaje dados (figuras 17 a y b) <sup>(2)</sup>.

$$IP_v = \frac{0.0145 Kh}{\mu_o L \ln(r_o/r_w)} \quad (1)$$

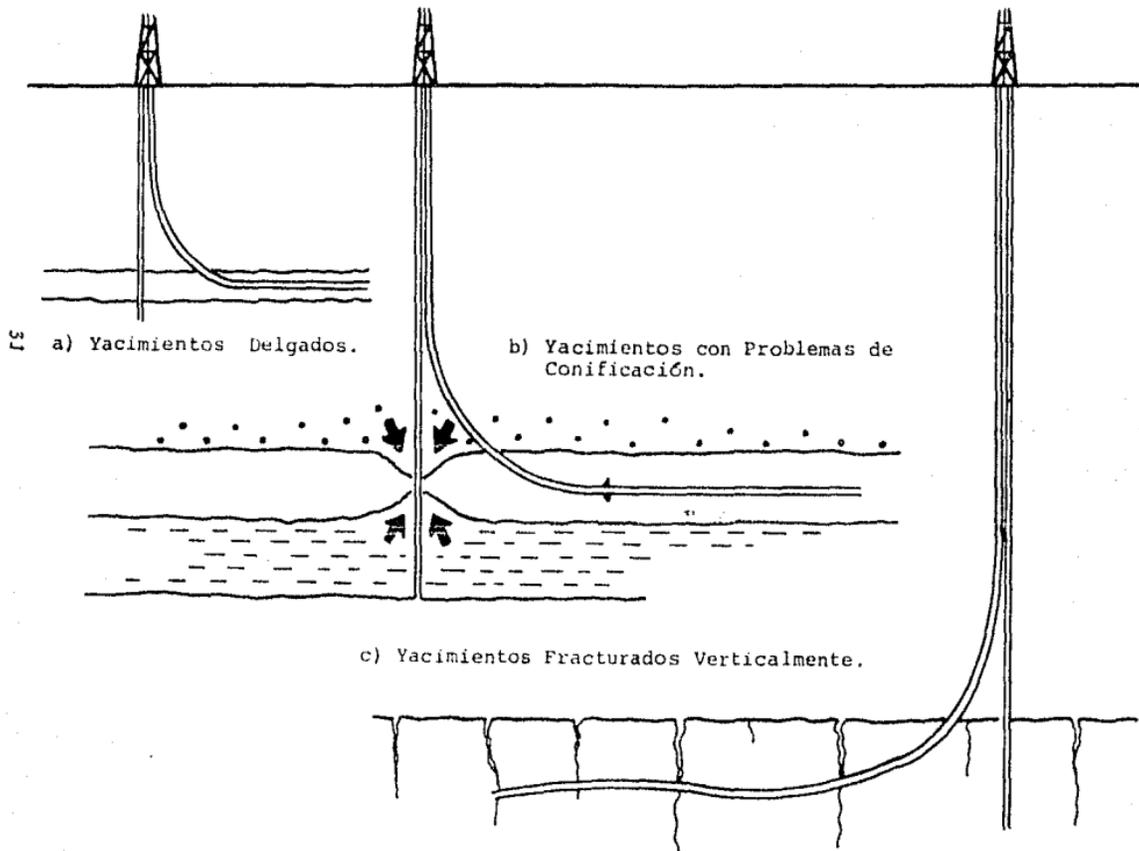
$$IP_H = \frac{0.0145 KL}{\mu_o \frac{L}{h} \ln \left[ \frac{1 + \sqrt{1 - (L/2r_o)^2}}{(L/2r_o)^2} \right] + \ln \left( \frac{h}{r_w} \right)} \quad (2)$$

b) Conificación de Fluidos

Algunos yacimientos deben de producir a un gasto menor al llamado gasto crítico. Para gastos mayores se manifiesta la producción de fluidos indeseables (figura 16b), que pueden ser gas

Tabla 3). Comparación entre las principales técnicas de registros.

	Sinchor	MWD	Tubería Flexible	Bombeo Fondo
Herramienta	Estandar	MWD	Estandart <  y   (d.r. y p.)	Diámetro reducido y producción (d.r. y p.)
Capacidad de levantamiento necesitada.	Pesada	Pesada	Ligero <    Ligero	Ligera
Circulación de la producción cuando registra.	si	si	si <    si	no
Capacidad de empuje.	Muy buena	Muy buena	Pobre <    Pobre	Buena
Velocidad de desplazamiento constante.	no	no	si <    si	regular
Límite en la desviación del asujero (grados)	90	90	90 <    90	90
Longitud horizontal:				
Asujero abierto (m).	sin limite	sin limite	cero <  no   ajustable	700
Asujero revestido (m).	sin limite	sin limite	200 <    600	700
Comentarios	Todas las herramientas son combinaciones disponibles: no hay límite de peso.		Pocas herramientas de peso disponibles.	- -



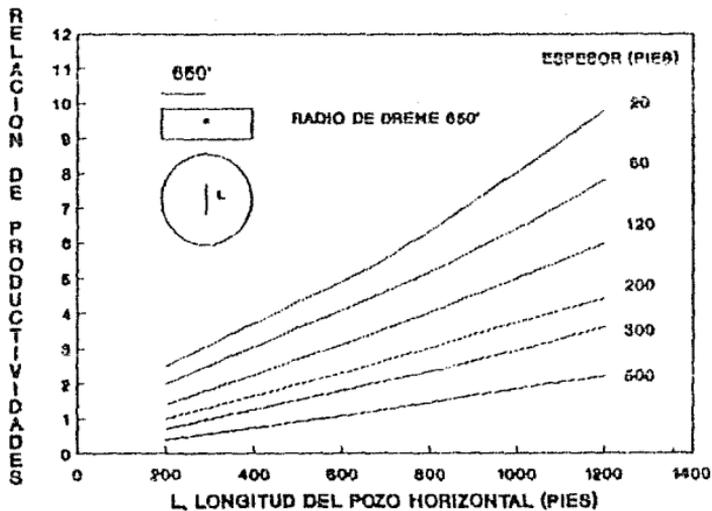
37

a) Yacimientos Delgados.

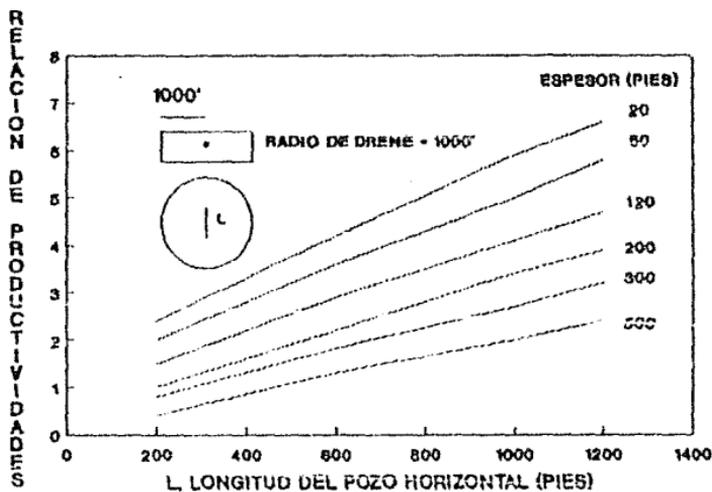
b) Yacimientos con Problemas de Conificación.

c) Yacimientos Fracturados Verticalmente.

Figura 16.- Tres Aplicaciones de Pozos Horizontales (2).



(a)



(b)

**FIGURA 17.- RELACION DE PRODUCTIVIDADES (2) PARA DIFERENTES ESPEORES EQUIVALENTES**

y/o agua <sup>(2)</sup>. A este fenómeno se lo conoce como conificación. La fuerza de gravedad tiende a mantener a los fluidos en su lugar mientras que por el contrario las fuerzas viscosas causan que el agua suba o el gas baje. Por tanto, para valores por abajo del gasto crítico estas fuerzas están en equilibrio. En los pozos horizontales estas fuerzas viscosas se ven disminuidas por las velocidades bajas del flujo, lo que permite manejar gastos críticos hasta 5 veces mayores que en los pozos verticales.

#### c) Comunicación de Fracturas Verticales

Dado que las fracturas son generalmente verticales y las interfaces horizontales, la mejor forma de interceptar el mayor número de fracturas es perforar horizontalmente (figura 16c) <sup>(2)</sup>. Por tanto, la perforación horizontal dará como resultado un aumento en la productividad directamente proporcional al número de fracturas intersectadas. La productividad de un pozo horizontal, que atraviesa una red de fracturas, puede alcanzar hasta 12 veces la de un pozo vertical.

Las ventajas de los pozos horizontales se debe a la mecánica de los fluidos en el yacimiento; sin embargo, la heterogeneidad es una propiedad universal de los yacimientos de aceite y gas. Dado que un pozo horizontal puede tomar ventaja de las heterogeneidades, como es el caso de un yacimiento con fracturas verticales, el éxito en este tipo de pozos supone que:

- La heterogeneidad ha sido correctamente identificada.
- El perfil del pozo en un yacimiento ha sido diseñado de acuerdo a la heterogeneidad.
- La trayectoria puede ser orientada a partir de la información geológica.

#### d) Yacimientos de Aceite Pesado

El aceite que se encuentra en el yacimiento, en presencia de otros fluidos como lo podría ser el agua y/o gas, por tener generalmente una mayor viscosidad ofrece una menor movilidad

en el yacimiento. Bajo estas condiciones, cuando se está produciendo en un pozo vertical, debido a la menor área de flujo cerca del pozo, la velocidad de los fluidos aumentará y el flujo de los fluidos hacia el pozo serán los de mayor movilidad, como lo son en primera instancia el gas y posteriormente el agua, esto provoca que la producción de aceite se vea restringida. En el caso de un pozo horizontal, no existe tal reducción en el área de flujo en la vecindad del pozo debido a la geometría de flujo lineal en el yacimiento. Por tanto, se tendrá una menor velocidad y la posibilidad de producir aceite pesado es posible.

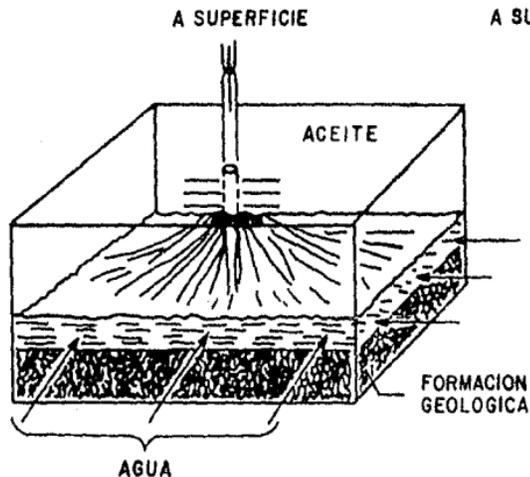
#### e) Yacimientos de Baja Permeabilidad

En el caso de un pozo vertical, la productividad del pozo es proporcional a la permeabilidad del yacimiento (ecuación 1). Por tanto, una disminución en la permeabilidad del yacimiento resulta en una disminución en la productividad del pozo debida al abatimiento de presión en el yacimiento y este efecto es aún más crítico en la vecindad del pozo donde existe una menor área de flujo. Un pozo horizontal incrementará la productividad total del pozo, debido al flujo lineal en el yacimiento, distribuyendo uniformemente el abatimiento de presión a lo largo de la sección horizontal en la vecindad del pozo (figura 3).

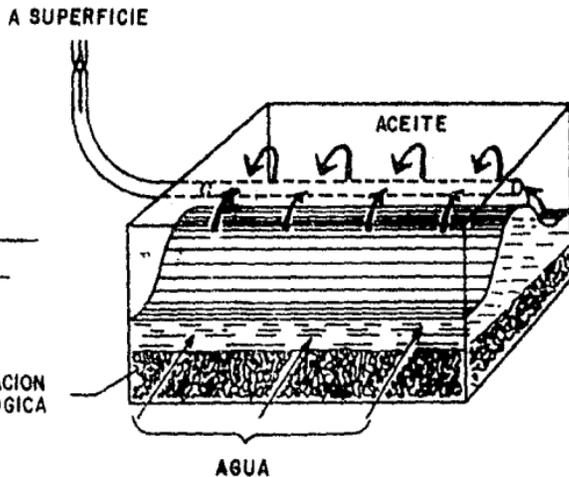
#### f) Yacimientos con Empuje de Gas y/o Agua

Existen yacimientos cuyos fluidos son desplazados por un agua y/o gas. La interfase agua-aceite o aceite-gas barre y desplaza al yacimiento hacia los pozos productores, este mecanismo permite una buena recuperación; sin embargo, la producción de aceite puede ser frenada considerablemente, si ocurre una rápida surgencia de los fluidos indeseables (figura 18a) incrementándose el porcentaje de estos fluidos y el mismo tiempo disminuyendo la producción de aceite, por tanto este efecto ocasiona una disminución en la recuperación <sup>(15)</sup>. Con el tiempo, el pozo puede ser cerrado si deja de cubrir los costos de operación. La producción de aceite en pozos verticales origina un considerable abatimiento en la presión alrededor del pozo, mientras que para un pozo horizontal el abatimiento de presión es menos intenso lo

a) PRODUCCION POR UN POZO VERTICAL



b) PRODUCCION POR UN POZO HORIZONTAL



VOLUMEN CILINDRO II > VOLUMEN COMO I = PRODUCCION DE MAS ACEITE A UNA SURGENCIA DEL AGUA

FIG. 18.- MEJORAMIENTO DE LA RECUPERACION DE ACEITE EN DESPLAZAMIENTOS POR AGUA.<sup>(15)</sup>

largo de la sección horizontal, provocando un volumen de barrido mucho mayor (figura 18b) y por consiguiente, retardando la surgencia del agua <sup>(15)</sup>.

#### g) Recuperación Secundaria

En los procesos de recuperación secundaria los pozos horizontales pueden mejorar la inyectabilidad y la eficiencia areal de barrido. En el caso de un proceso de inyección de vapor, la baja inyectabilidad de los pozos verticales muchas veces muestra un balance térmico muy pobre, debido al poco volumen de aceite que es alcanzado por el vapor. En un pozo horizontal el gasto de inyección de vapor puede ser incrementado y un mayor volumen de aceite puede ser calentado directamente, esto mejora en muchos casos el balance térmico y entonces la recuperación por la inyección de vapor será más eficiente.

La inyección de polímeros viscosos puede ocasionar problemas de inyectabilidad, una baja inyectabilidad se debe principalmente a altas velocidades de flujo en la vecindad del pozo, esto provoca que las moléculas de los polímeros se rompan, por lo que la perforación horizontal reducirá este riesgo.

Para hacer efectiva la inyección de baches miscibles, está debe de realizarse sobre una longitud mayor del pozo, en este caso el pozo horizontal indudablemente presenta una mejoría. También en la inyección de fluidos, éstos viajan una distancia menor y permanecen menos tiempo en el yacimiento, exponiéndose menos a la degradación por el efecto de temperatura.

Se debe recordar que los pozos horizontales no son la panacea, este método de producción sólo tendrá éxito económico sólo si se selecciona adecuadamente el lugar donde se aplicará, y si el pozo o sistema de pozos es adecuadamente diseñado.

## TERMINACION DE POZOS HORIZONTALES

La terminación de un pozo se realiza para comunicar a la formación productora con la superficie, ya sea en agujero abierto o mediante la cementación y perforación de una tubería corta.

## 3.1. PROGRAMA DE REVESTIMIENTO

Los pozos horizontales generalmente son catalogados en una de tres categorías, basadas en el ángulo de desviación del agujero:

Clasificación	Ángulo de desviación
Radio corto	15 a 3 grados/pie
Radio medio	15 a 40 grados/100 pies
Radio largo	1 a 6 grados/100 pies

El radio de curvatura del pozo puede ser una limitación crítica para la introducción de herramientas al fondo del pozo, esta es una consideración importante en la planeación de la terminación del pozo. La relación de la tubería de revestimiento de producción para un máximo diámetro exterior de la sarta y la longitud de una herramienta específica, debe ser considerada en la elección de los componentes de la sarta.

Por ejemplo, un diámetro interior de una tubería de revestimiento de 4.67 pg en un pozo perforado de radio medio con un ángulo de desviación de 15 grados/100 pies, para un diámetro

exterior de la herramienta de 3.9 pg, esta puede tener una longitud máxima de 14 pies suponiendo que no presenta una desviación radial (figura 19) <sup>(16)</sup>. Un empacador en la sarta normalmente es el componente con el mayor diámetro exterior y tiene una más estricta limitación en la longitud.

Si la sarta está siendo operada en la porción desviada del pozo para el tratamiento de un intervalo al principio de la sección horizontal, entonces la desviación radial de la herramienta debe ser minimizada dependiendo de una herramienta en particular.

También es importante en el programa de revestimiento, conocer si el pozo horizontal está revestido con una tubería corta o está revestido hasta la superficie. La tubería de revestimiento corrida hasta la superficie puede ser toda de un solo peso o puede ser una combinación de diferentes pesos (telescopiada). Estos factores son importantes en la elección de empacadores o taponos puente usados en la sarta de trabajo.

Cuando el revestimiento en el agujero horizontal es una tubería corta, la colocación y las condiciones al principio de la sección horizontal, puede ser una limitación crítica para la entrada exitosa de la sarta de trabajo dentro de la tubería corta; colocando la tubería corta en la parte alta de la porción vertical del pozo, o por lo menos en la mínima porción desviada del agujero, esto puede ayudar a aligerar los problemas por la introducción de la sarta por la boca de la tubería corta. Otra opción es colocar centradores apropiadamente espaciados para minimizar los problemas de entrada y daño al elemento del empacador al introducir la sarta en la tubería. El contrado, una rotación lenta de la sarta de trabajo y una especial atención a este procedimiento puede ayudar a introducir la sarta por la parte superior de la tubería corta.

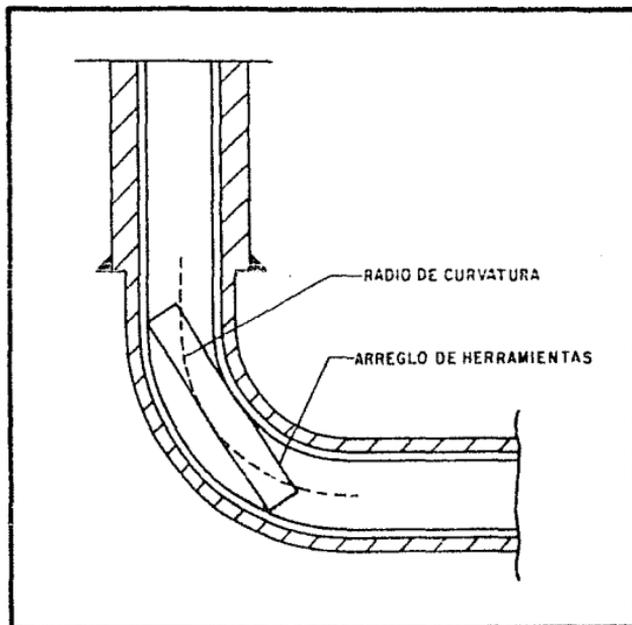


FIG.19.- DETERMINACION DE LA LONGITUD MAXIMA DE LA HERRAMIENTA A TRAVES DEL RADIO DE CURVATURA DEL POZO.<sup>(16)</sup>

### 3.2. TECNICAS DE TERMINACION

Los yacimientos de aceite y gas pueden ser perforados horizontalmente por varias razones, principalmente para mejorar la producción sin necesidad de perforar pozos verticales múltiples, y además para prevenir conificación de gas o aceite. En un drenaje horizontal "ideal", el pozo solamente intersecta un yacimiento, pasa a través de él un solo fluido, proporciona una estabilidad suficiente y el agujero permanece intacto; bajo estas condiciones el agujero puede ser sin revestir o puede ser equipado simplemente con una tubería corta ranurada o perforada.

Puede también, tener una terminación selectiva especial, cuando la formación no proporciona una estabilidad suficiente en el agujero, se encuentra con mayores heterogeneidades, diferentes facies, capas de gas, o por la red de alimentación de un ículfero. Esta terminación permite el aislamiento de las diferentes zonas y previene la afluencia directa de fluidos indeseables. Las técnicas de terminación pueden ser:

- a) Terminación en agujero abierto
- b) Terminación con empacadores de TR.
- c) Terminación con tubería corta ranurada o perforada
- d) Terminación cementando la TR o la tubería corta.

Los primeros tres métodos de terminación son generalmente conocidos como terminaciones en "agujeros drenados", y el método 4 es comúnmente llamado terminación en "agujero revestido" o "estimulado" (este tipo de terminación se debe realizar cuando el pozo sea estimulado por fracturamiento hidráulico).

#### a) Terminación en Agujero Abierto

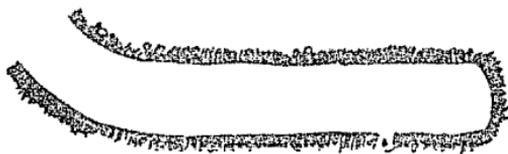
Una terminación en agujero abierto (figura 20), es el método más simple y básico <sup>(17)</sup>. Estas terminaciones son efectivas cuando la roca del yacimiento tiene suficiente integridad para prevenir el colapsamiento o el derrumbamiento de la pared del pozo. El éxito de este tipo de terminación depende de la existencia de fracturas naturales y de la permeabilidad del yacimiento. La estimulación en agujeros abiertos no es efectiva, ya que un aislamiento efectivo de estos intervalos no es posible realizarse. En la terminación de un agujero drenado la cual no tiene tubería de revestimiento en la sección horizontal, una forma de protección de la afluencia directa de fluidos indeseables, es la cementación de la tubería de revestimiento intermedia en la porción desviada y al inicio de la sección horizontal de tan solo pocos pies, para proporcionar un sello entre la zona productora y por arriba de esta. Este tipo de terminación es usado en los pozos perforados con radios cortos, medio y largo.

#### b) Terminación con Espacador en Tubería de Revestimiento

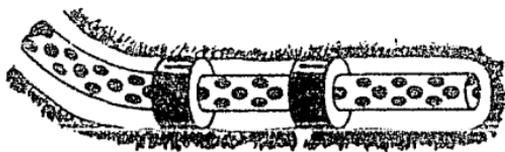
El principal propósito de este tipo de terminación es el de dividir al dren horizontal en varias secciones (figura 21) <sup>(17)</sup>. Esto permite aislar zonas intermedias que producen agua desde una falla (figura 22), o gas desde un casquete (figura 23) <sup>(17)</sup>. Algunos empacadores también pueden ser usados con tuberías cortas cementadas (figura 24) <sup>(17)</sup>. También este tipo de terminación permite la estimulación de zonas individuales. Esta terminación es generalmente limitado para pozos perforados con radio medio y largo, no es usada en pozos de radio corto.

#### c) Terminación con Tubería Corta Ranurada o Preperforada

La figura 25 muestra una terminación horizontal que usa una tubería corta ranurada y centrada <sup>(10)</sup>. Una herramienta cementadora en combinación con un aislador de espacio anular (empacador inflable, llenada con algún fluido) es colocado por



20.- TERMINACION EN AGUJERO ABIERTO<sup>(17)</sup>



21.- TERMINACION CON EMPACADORES DE TUBERIA  
CORTA RANURADA<sup>(17)</sup>



22.- TERMINACION CON T.C. RANURADA Y EMPACADOR  
DE TUBERIA PARA EL AISLAMIENTO DE ZONAS  
INTERMEDIAS QUE PRODUCEN AGUA<sup>(17)</sup>



23.- TERMINACION CON EMPACADOR Y T.C. RANURADA  
PARA AISLAR LA ZONA DE GAS<sup>(17)</sup>

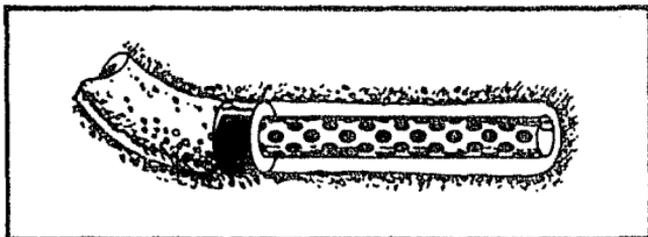


FIG. 24.- EMPACADOR CON TUBERIA CORTA CEMENTADA EN LA PORCION DESVIADA DEL POZO.<sup>(17)</sup>

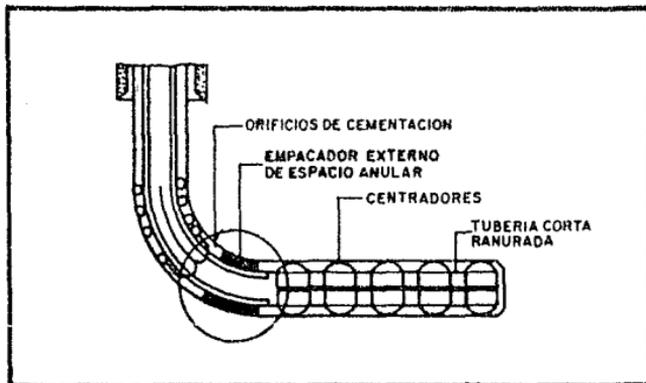


FIG. 25.- TERMINACION CON TUBERIA CORTA RANURADA Y CENTRADA.<sup>(18)</sup>

encima de la tubería corta, permitiendo la cementación de la tubería de revestimiento intermedia, sin cementar la tubería corta ranurada, o bien puede ser equipada simplemente con una tubería corta ranurada de producción (figura 26) <sup>(17)</sup>. La tubería corta también puede ser anclada por la cementación de un pequeño tramo de solamente unos pies. Este tipo de terminación es usado en pozos perforados con radio corto, medio y largo.

#### d) Terminación en Agujero Revestido

En las terminaciones revestidas, la tubería de revestimiento intermedia es cementada en la sección vertical, luego la tubería corta es cementada en la sección horizontal extendiéndose pocos pies en la sección intermedia. Este tipo de terminación es usado principalmente para la estimulación por fracturamiento hidráulico (figura 27) <sup>(17)</sup>. Es aplicable para pozos perforados de radios medios y largos.

La mayoría de los pozos horizontales han sido terminados como agujeros drenados con tuberías cortas ranuradas, aunque estos son menos difundidos que las tuberías cortas cementadas y perforadas. Las tuberías cortas ranuradas en agujeros abiertos proporcionan pocas opciones en la iniciación de la estimulación y posteriores trabajos de reparación en el pozo. Por esto, a medida que la tecnología en la cementación y perforación de tuberías cortas ha progresado y además, son económicamente posibles, las alternativas de estimulación en pozos horizontales son cada vez más factibles. Por tanto es un reto ofrecer programas de estimulación efectivos para ayudar a incrementar la productividad de los yacimientos con estos pozos horizontales. Las condiciones del yacimiento dictan el método de terminación más exitosa a ser usada, con base en los datos concernientes a la naturaleza de la roca, y de la presencia de las heterogeneidades; pero para un mejor diseño, deben ser también tomados en cuenta futuros cambios en el fluido producido. Esto en realidad es la principal dificultad en la elección de la terminación de un pozo horizontal. Además, la predicción del levantamiento del contacto



FIG.26.- TERMINACION CON TUBERIA CORTA  
AGUJERO ABIERTO.<sup>(17)</sup>

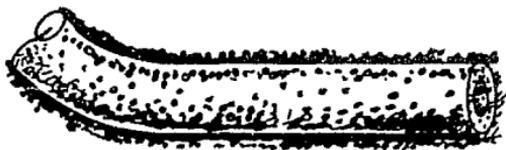


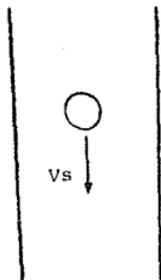
FIG.27.- TERMINACION REVESTIDA.<sup>(17)</sup>

aguaracoste o la conficación del gas, se dificulta en un pozo horizontal, ya que esto puede ocurrir en cualquier punto a lo largo de la considerable distancia del agujero drenado. En muchos casos la elección final más conveniente en el tipo de terminación, se realiza después que se ha observado el comportamiento del pozo.

### 3.3. ACONDICIONAMIENTO DEL POZO

Cuando la cementación primaria es un éxito, se cuenta con uno de los factores más importantes de la terminación de los pozos verticales, esto es crítico en el caso de un pozo horizontal que va a ser terminado como una terminación revestida. Un aspecto de primera importancia para la cementación de un agujero horizontal se refiere al desplazamiento mecánico. El término de desplazamiento mecánico, se refiere a la acción del movimiento del fluido de perforación junto con los sólidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, con el propósito de obtener una completa adherencia del cemento alrededor de la tubería de revestimiento y de la cara de la formación.

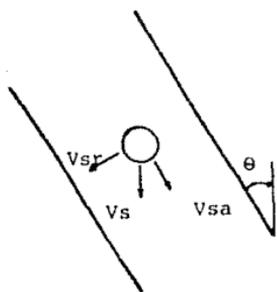
El transporte de los recortes a la superficie presenta problemas en el desplazamiento, debido a la inclinación del pozo, desde la sección vertical hasta la horizontal. El método para el desplazamiento de los recortes no es el mismo en estas dos secciones del pozo. Cuando se está realizando la perforación del pozo desde la vertical hasta la horizontal, la influencia del componente axial ( $V_{sa}$ ) de la partícula deslizante ( $V_s$ ) disminuye con el incremento del ángulo, contrariamente el componente radial ( $V_{sr}$ ) de la partícula deslizante se incrementa en la sección horizontal del pozo (figura 28) <sup>(10)</sup>. Debido a este efecto, en la sección horizontal del pozo las partículas gravitan en el costado inferior del pozo. Por lo que es recomendable tomar en cuenta los siguientes aspectos para una buena limpieza del pozo:



$$V_{sa} = V_s$$

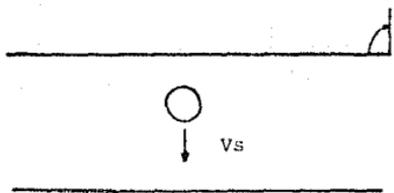
$$V_{sr} = 0$$

$$V_s = \text{Deslizante}$$



$$V_{sa} = V_s \cos \theta$$

$$V_{sr} = V_s \sin \theta$$



$$V_{sa} = 0$$

$$V_{sr} = V_s$$

Figura 28.- Comportamiento de la partícula con la inclinación del pozo <sup>[19]</sup>.

### a) Propiedades del Fluido de Perforación

En pozos que tienen ángulos de inclinación desde los 45 grados hasta uno horizontal, la reología del fluido de perforación debe tener las propiedades listadas a continuación:

Angulo de Desviación (grados)	Punto de Cedencia (72° F)
45	15
60	20
85	28
90	30

para lograr que los sólidos permanezcan suspendidos a lo largo de todo el fluido de perforación y no graviten hacia el costado inferior del pozo. Estos sólidos si fueran depositados en el costado inferior del espacio anular provocarían un desplazamiento dificultoso en la lechada de cemento y aun algo peor, cuando el cemento esté siendo colocado en la sección horizontal del pozo, formarían un canal continuo sin cementar, resultando una cementación defectuosa.

### b) Circulación del Fluido de Perforación

Antes de la cementación de un pozo horizontal, debe circularse el fluido de perforación, bombeándolo a un mínimo de 3 veces el volumen del pozo o hasta que las condiciones de equilibrio en la reología del fluido de perforación sea alcanzado. El fluido de perforación debe ser bombeado tan rápido como sea posible, preferentemente en régimen de flujo turbulento para ayudar a limpiar lo de los recortes perforados y de otros sólidos.

### c) Movimiento de la Tubería

Un movimiento vertical y de rotación en la tubería ayuda a romper la bolsa gelificada del lodo de perforación y a los recortes sueltos acumulados en estas bolsas, logrando con esto que las partículas sean removidas por el fluido de perforación.

### d) Centralización de la Tubería

Puesto que las fuerzas hidrostáticas no contribuyen al desplazamiento del lodo de perforación en la sección horizontal, el lodo de perforación gelificado en el espacio anular es difícil para desplazar, especialmente si el espacio libre en el anular es estrecho. Una valor de centrado de al menos 60 % es recomendable y 70 % es preferido (figura 29) <sup>(10)</sup>.

Por esto los centradores rígidos y estables también ayudan a la limpieza de sólidos, debido a la turbulencia creada por un aceptable valor de la excentricidad.

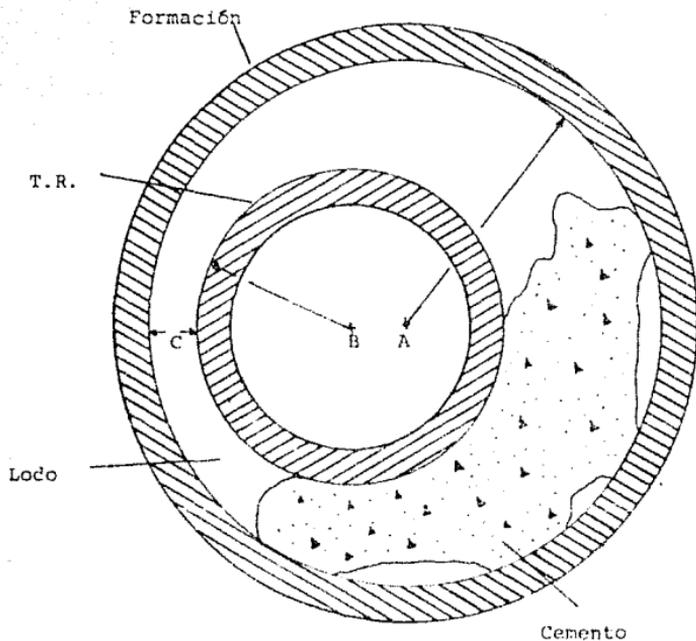
### e) Velocidad del Fluido

Generalmente las altas velocidades en el espacio anular mejora el desplazamiento debido al flujo turbulento ocasionado; sin embargo, la presión de circulación no debe de exceder a la presión de rompimiento de la formación para prevenir la invasión de fluidos en la formación productora.

### f) Agujero y Diámetro de Tubería

Un espacio libre anular de 1 1/2 pulgada, puede ser suficiente para el fluido de perforación y minimizar la pérdida de presión por fricción en el desplazamiento, provocando un valor de centrado de un 60 % o mayor.

La figura 30 muestra una terminación con una tubería corta ranurada, en la cual el empacador inflable para tubería de revestimiento es usado con cementadores de apertura total, para el aislamiento de las zonas a lo largo del intervalo productor <sup>(10)</sup>. En esta forma, se logra una limpieza eficiente de la zona, no



$$\text{Centrado} = \frac{C}{A-B}$$

$$\text{Eficiencia de Desplazamiento} = \frac{\text{Área Cementada}}{\text{Área anular}}$$

Figura 29.- Definición del centrado y la eficiencia de desplazamiento<sup>(20)</sup>.

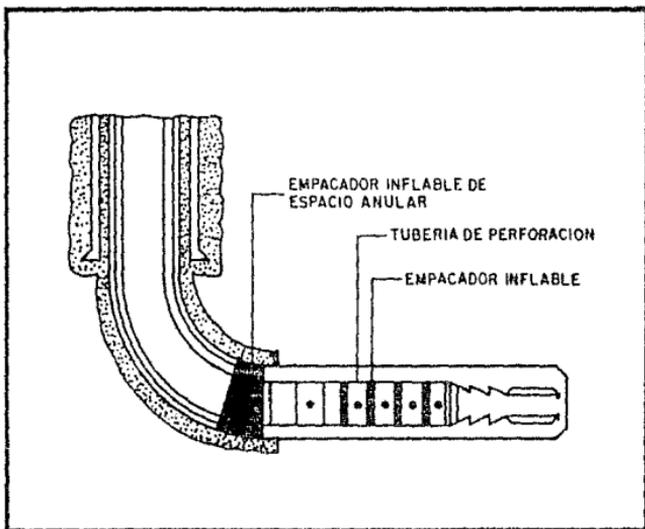


FIG. 30.- TERMINACION EN TUBERIA CORTA RANURADA  
CON EMPACADOR INFLABLE.<sup>(10)</sup>

obstante que el intervalo aun no es cementado.

Algunos limpiadores son acompañados en secciones horizontales sin cementar, por el aislamiento del intervalo y el bombeo de fluidos limpiadores, tales como agua o soluciones débiles de ácido. La figura 31 ilustra el uso de empacadores de inyección tipo copa, los cuales son contrados por guías de estrella montados en ambos lados del empacador, en el aislamiento de zonas para la limpieza <sup>(16)</sup>. En la figura 32 una tubería corta preperforada con empacadores de formación inflables es introducida en el agujero horizontal, los empacadores son inflados junto con el empacador doble (figura 33), con la aplicación de presión en la tubería de producción <sup>(17)</sup>. El sistema es usado para limpiar exteriormente las zonas seleccionadas.

#### 3.4. DISEÑO DE LA CEMENTACION EN POZOS HORIZONTALES

Entre las operaciones que se realizan para llevar a cabo una terminación eficiente, la cementación primaria ocupa un lugar sumamente importante, ya que el éxito de este trabajo es fundamental para las operaciones subsiguientes que se realizan en el pozo.

El reto asociado con la cementación de tuberías de revestimiento en pozos horizontales o altamente desviados, es similar a aquel que se tiene en la cementación en pozos direccionales. Como la función del cemento es la de aislar y mantener estable a la formación productora con la tubería de revestimiento, este trabajo de cementación implica problemas en pozos horizontales, debido a los altos ángulos de inclinación y a la necesidad de cementar largas secciones horizontales (de 1500 a 2500 pies); tales problemas se refieren al desplazamiento deficiente de la lechada de cemento, causado por la deposición de sólidos en el costado inferior del espacio anular, por el

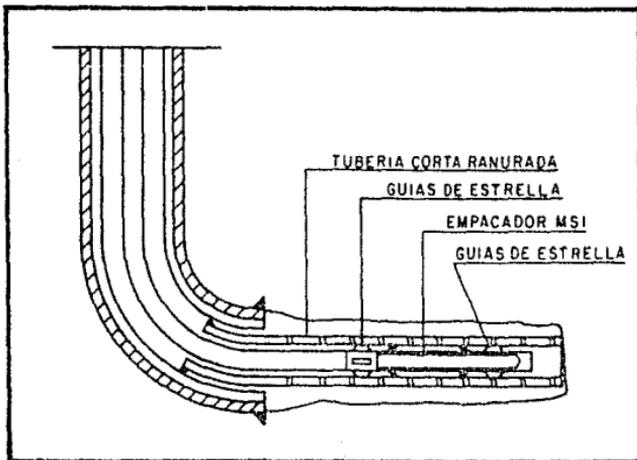


FIG. 31.- EMPACADOR DE INYECCION CENTRALIZADA POR GUIAS DE ESTRELLA, USADO PARA LA LIMPIEZA DE INTERVALOS EN POZOS HORIZONTALES SIN CEMENTAR<sup>(16)</sup>

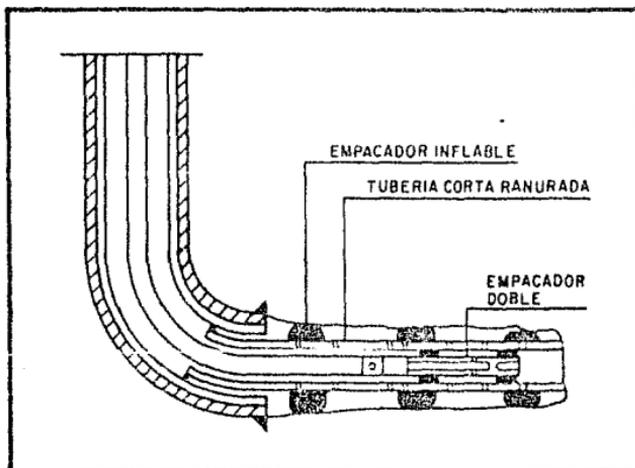


FIG. 32.- EMPACADOR DE INYECCION DISEÑADO PARA LA PERFORACION CON PRECISION, USADO PARA LA LIMPIEZA DE UNA TUBERIA CORTA PREPERFORADA<sup>(16)</sup>

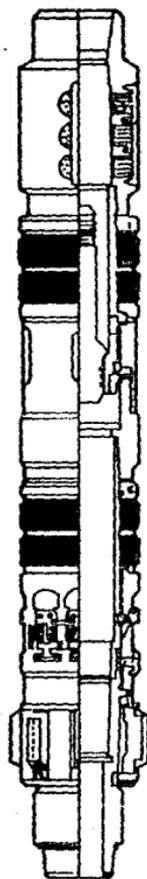


FIG. 33.- EMPACADOR DOBLE.<sup>(46)</sup>

asentamiento de agentes densificantes o de recortes perforados provenientes del fluido de perforación. Otro problema que se presenta cuando la lechada de cemento ya ha sido desplazada y colocada, es la presencia de canales de agua en el costado superior del espacio anular, resultado del contenido de agua libre presente en la lechada de cemento.

La presencia de canales de sólidos durante el desplazamiento, obstaculizan la efectividad del desplazamiento de la lechada, y los de canales de agua malogran el propósito de la cementación primaria, resultando una ineficiente adhesión del cemento con la tubería de revestimiento y de la pared de la formación, esta deficiencia podría ocasionar problemas de colapsamiento de la tubería durante operaciones de fracturamiento hidráulico, así como de los altos costos por reparación.

Estudios realizados <sup>(20,21)</sup> para solucionar estos problemas emplearon modelos a escala natural (figuras 34 y 35) de un pozo horizontal, reproduciendo lo mas cercano a las condiciones de un yacimiento de aceite. El resultado de estas pruebas ha sugerido tomar en consideración los siguientes factores para un buen diseño de la cementación:

- a) Diseño de la lechada de cemento.
- b) Diseño del fluido espaciador lavador.
- c) Desplazamiento del cemento y del fluido espaciador.
- d) Movimiento vertical y de rotación.
- e) Relación de la tubería y el agujero.
- f) Contradurez.
- g) Espaciadores.

- a) Diseño de la lechada de cemento

En el diseño de la lechada de cemento dos aspectos son considerados <sup>(22)</sup>: el primero se refiere a las propiedades de la lechada de cemento, para asegurar una buen revestimiento en el espacio anula, y para evitar la formación de canales de agua en el costado superior del espacio anular, y el segundo se refiere a

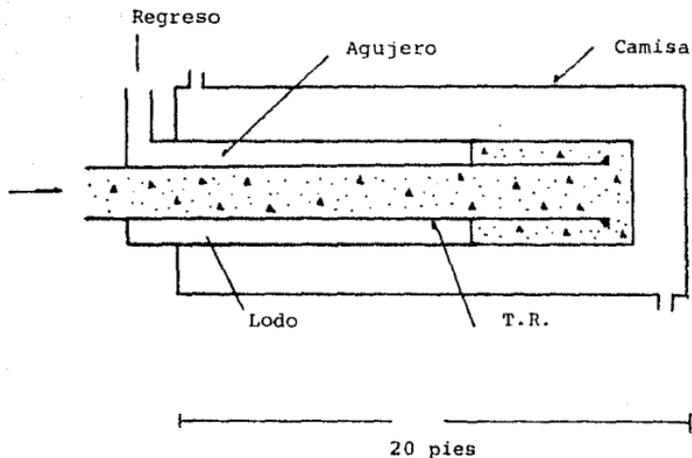


Figura 34.- Esquema del pozo simulado y de la camisa de calentamiento<sup>(20)</sup>.

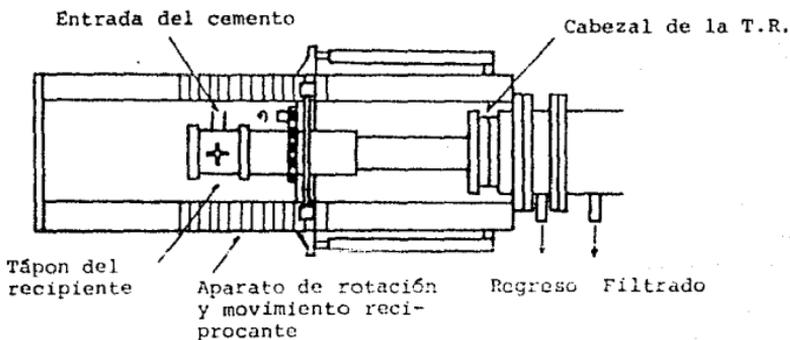


Figura 35.- Diagrama del montaje del equipo de rotación y movimiento recíprocante<sup>(21)</sup>.

las propiedades del cemento para proporcionar un aislamiento durable de las zonas permeables.

#### a.1) Propiedades de la lechada de cemento

El mas importante criterio en las propiedades de la lechada de cemento es el de mantener el contenido de agua libre tan cercanamente a cero como sea posible, esto podria disminuir la concentración de bolsas de agua a lo largo del costado superior del espacio anular, evitando con esto la presencia de canales de agua ocasionada por la diferencia de densidades. El procedimiento clásico API para la medición del porcentaje de agua libre es inadecuado para condiciones horizontales, por lo que es necesario realizar una prueba modificada para la medición del porcentaje de agua libre.

Otro criterio importante es el de minimizar la pérdida de fluidos en la lechada de cemento, controladores de pérdida de fluido deben ser utilizados durante el bombeo de la lechada. Los valores recomendados por la API deben estar en un rango de 100 cc/30 min a 40 cc/30 min. La pérdida de fluidos influye en la deshidratación de la lechada, lo que puede ocasionar un pobre revestimiento del cemento alrededor de la tubería.

La reducción del agente retardador de fraguado es otra característica en el diseño de la lechada. El tiempo de fraguado promedio para lechadas de densidades de 16.8 a 17 lb/gal es de 3.5 a 4 horas y por lo general este tiempo es suficiente para mezclar, bombear y desalojar cualquier exceso de cemento por circulación inversa.

Idealmente, la mejor lechada de cemento su óptima colocación en el espacio anular debe de exhibir un valor de cero en el esfuerzo de cedencia, esto provoca un fácil movimiento del fluido en el espacio anular. Sin embargo, la lechada de cemento debe ser diseñada para un nulo contenido de agua libre, esto generalmente no es posible. Productos químicos como los inhibidores de agua libre han sido diseñados para actuar como

dispersantes del cemento, el uso de estos productos permite desarrollar diseños de lechadas delgadas con un mínimo de esfuerzo de cedencia y cero porcentaje de agua libre.

#### a.2) Propiedades del cemento

Las propiedades mecánicas del tipo de cemento han sido consideradas como de segunda importancia con respecto a la lechada de cemento, sin embargo esto no es comúnmente aceptado debido a la importancia de sus propiedades; esfuerzo compresivo del cemento, esfuerzo de corte, módulo de Young, relación de Poisson y otras propiedades. Sea lo que sea la influencia de las propiedades del cemento en un pozo vertical, a uno horizontal, podría requerir un alto esfuerzo compresivo porque el esfuerzo vertical in situ es generalmente mayor que el esfuerzo horizontal in situ y un alto módulo elástico porque el agujero horizontal podría contribuir a un colapso más fácil que en un pozo vertical. Dada una densidad de lechada de cemento, se podría obtener un esfuerzo compresivo lo más alto posible para lograr este esfuerzo, sistemas ligeros en peso son utilizados como los cementos de espumas y de micro-esfera, los cuales proporcionan este alto valor.

#### b) Diseño del fluido espaciador lavador

El uso correcto de los fluidos espaciadores es requerido para un desplazamiento más eficiente del cemento, los resultados más efectivos son obtenidos cuando grandes volúmenes del fluido espaciador y de baja densidad son bombeados por delante de la lechada de cemento. Resultados experimentales indicaron que 40 bl de fluido espaciador, resultó en un 94 % de eficiencia en el desplazamiento en el costado inferior del espacio anular; por el contrario, 40 bl de un fluido viscoso como fluido espaciador alcanzó solamente el 66 % de eficiencia. El grado de centrado afecta la velocidad de estos fluidos en el costado más estrecho del espacio anular. Esta velocidad en el costado inferior puede ser determinado por las características del espaciador con la eficiencia de desplazamiento, para la limpieza en el costado inferior del espacio anular. Los siguientes puntos son recomendados cuando se considera un fluido de perforación base

agua para la remoción de los sólidos depositados en el costado inferior:

- Suministrar un tiempo de contacto de 8 a 10 minutos.
- Usar fluidos delgados, ocasionando flujo turbulento.
- Usar reactivos dispersantes en el fluido (opcional).

Los fluidos de perforación base-aceite son considerados generalmente superiores a los fluidos base-agua en pozos horizontales o altamente desviados, puesto que su baja pérdida de fluidos, lubricación y estabilización en la pared de la formación, resulta en una limpieza y mantenimiento del agujero. Sin embargo, un ambiente mojado por aceite, presente sobre la tubería de revestimiento y la cara de la formación, podría crear una re-adhesión de la lechada de cemento a estas superficies, dificultando el desplazamiento de la lechada de cemento, a menos que sea removido.

Productos químicos como los surfactantes son diseñados para usarse con sistemas espesadores, de tal manera que exista compatibilidad con el fluido de perforación y la lechada de cemento, esto provoca un desplazamiento eficiente de la lechada y un buen revestimiento, resultado de un ambiente mojado por agua.

El diseño de un fluido de perforación base-aceite posee dos características que puede determinar el éxito final de la cementación en el trabajo de la terminación:

- 1)- Los fluidos son diseñados de tal manera que la mínima pérdida de fluido ocurra cuando la formación permeable es encontrada, esto crea una condición que permite una remoción de las características, no exista deshidratación en el espacio anular o un incremento en el filtrado sobre la cara de la formación.

- 2)- La fase externa del aceite en el fluido de perforación, permite la estabilidad del pozo y una excelente lubricación durante la perforación del pozo.

Cuatro determinaciones generales son requeridas cuando se diseñan sistemas de espaciamiento para la remoción del lodo de emulsión inversa:

- 1)- Suministrar un tiempo de contacto de 8 a 10 minutos
- 2)- Checar que exista compatibilidad con el lodo de perforación y la lechada de cemento.
- 3)- Realizar un diseño correcto de surfactante para lograr un ambiente mojado por agua.
- 4)- Determinar el volumen y el gasto de estos sistemas a ser bombeados para la máxima limpieza de las características del lodo de emulsión inversa.

El programa de espaciamiento bajo estas condiciones se realiza en dos etapas:

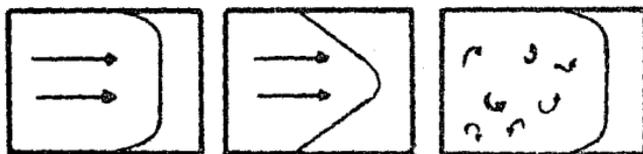
- La primera etapa consiste en la mezcla de un fluido base-aceite del lodo de perforación y un surfactante para el rompimiento de la emulsión, esto proporciona un medio donde no exista problema de compatibilidad.
- La segunda consiste en utilizar una mezcla de agua pura y un surfactante para remover la película de aceite en la tubería y en la cara de la formación, así como proporcionar un ambiente mojado por agua.

### c) Desplazamiento del cemento y fluido espaciador

El frente de avance de un fluido al desplazarse en el espacio anular puede ser representado por tres perfiles de flujo: laminar, tapón y turbulento (figura 36) <sup>(23)</sup>. Los patrones de flujo tapón y turbulento tienen aproximadamente el mismo frente de avance, estos perfiles establecen un mayor contacto con el fluido de perforación durante el desplazamiento. Esto da por resultado una óptima remoción del lodo de perforación, una reducida canalización del cemento y un mejor revestimiento del cemento alrededor de la tubería. El patrón de flujo aceptado para el desplazamiento del fluido es el turbulento; sin embargo, con ciertas características como son: geometría del agujero, tamaño del espacio anular, propiedades de los fluidos y las restricciones de presión, pueden imponer gastos de desplazamiento donde no se pueda obtener el régimen de flujo turbulento.

Varios estudios han demostrado que independientemente del régimen de flujo presente y las altas velocidades en el espacio anular, se logra un mejoramiento en la eficiencia de desplazamiento. Maximizando el gasto durante el trabajo de cementación se contribuye a la limpieza del agujero y a la colocación del cemento cuando se consideran fluidos de perforación base aceite o agua.

En los datos que se dan a continuación se indica la manera de realizar la elección correcta de un sistema de surfactantes, el gasto controla la efectividad de la formación de emulsión en las propiedades del sistema, para proporcionar un ambiente mojado por agua.



Flujo tapón

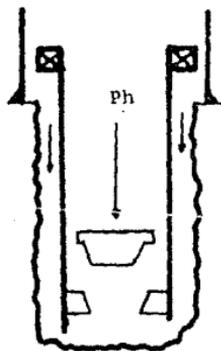
Flujo laminar

Flujo turbulento

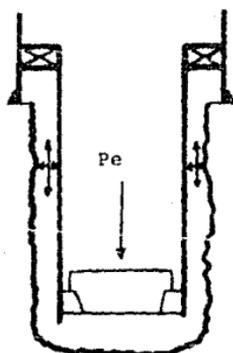
Figura 36.- Patrones de flujo mostrados en la pared del pozo<sup>[23]</sup>.

$$P_h = 0.052 * \text{Profundidad (pies)} * \text{densidad (lb/gal)}$$

$$P_e = P_h + \text{presión de inyección}$$



Antes de colocar el empacador



Empacador colocado - presión de inyección aplicada

Figura 37.- Presión efectiva después de que el empacador es colocado y la presión de inyección es aplicada<sup>[23]</sup>.

Gasto (bl/min)	Eficiencia de Desplazamiento (%)	Adhesión Hidráulica
2	99	0
2	97	0
7	95	542
7	97	517

Se observa que para 2 bl/min, una excelente eficiencia de desplazamiento es lograda; sin embargo, no ocurre una adherencia del cemento. Esta situación provoca una difícil detección en el revestimiento del cemento con la herramienta registradora, ya que una completa unión de la tubería y el cemento no es logrado. Si se incrementa el gasto a 7 bl/min, se crea una situación en la cual la formación de la emulsión en las características del surfactante es optimizada y la adherencia es lograda.

Altas velocidades en el espacio anular permite una mayor remoción de las bolsas gelificadas del fluido de perforación. Cuando se mantienen constantes todos los factores excepto el gasto, al incrementarse el gasto se causa un incremento en la eficiencia de desplazamiento:

Gasto (bl/min)	Eficiencia de Desplazamiento (%)
1	48
4	75
7	98

#### d) Movimiento vertical y de rotación

Cuando se está cementando puede practicarse el movimiento vertical para obtener un mejoramiento en la remoción del lodo y la integridad del cemento. Clark y Carter indicaron

(24) que el movimiento de rotación puede ser mejor que el vertical en agujeros estables, pero los datos indicaron que la eficiencia de desplazamiento es mejor con el movimiento vertical. Sin embargo, se ha confirmado el movimiento vertical y de rotación debe realizarse simultáneamente en los pozos horizontales, ya que el movimiento de rotación suministra un principio mecánico que asegura un buen revestimiento del cemento en el costado inferior del espacio anular y el movimiento vertical proporciona presión y velocidad al fluido para ayudar a romper el lodo gelificado en la zona deleznable.

#### e) Relación de la tubería y el agujero

Los resultados de varias pruebas (20) mostraron una clara ventaja de usar una tubería de revestimiento de 5 pg sobre otra de 7 pg en un agujero de 8.5 pg de diámetro. Se recomienda que el diámetro óptimo del espacio anular se encuentre en un rango de 3/4 pg (por abajo de este valor, el centrado es crítico y la fuerza de fricción se hace excesiva, limitando la velocidad), y un máximo de 1.5 pg (por arriba de este valor se necesita un alto gasto para obtener una mayor energía debido al mayor volumen involucrado en el espacio anular).

#### f) Centradores

El centrado de la tubería en pozos horizontales es más crítico que en los pozos verticales, cuando la desviación del pozo alcanza la horizontal debido al peso excesivo de la tubería sobre los centradores. El fluido gelificado de perforación hace más difícil el desplazamiento, ya que las fuerzas viscosas no contribuyen al proceso de desplazamiento en la sección horizontal. Estudios experimentales y de campo han conducido a identificar el mínimo centrado recomendable para proporcionar la mejor remoción del fluido de perforación. Los resultados indicaron que se necesita un centrado del 60 %; sin embargo, es preferible cuando se diseñan para valores mínimos de 70 %, esto maximiza la posibilidad de lograr un revestimiento efectivo del cemento alrededor de toda la circunferencia de la tubería.

Con un centrado menor al 60 %, aun con un alto gasto no se resuelven los problemas de la presencia de canales de sólidos en el costado inferior del espacio anular. Cuando el centrado es mayor a 60 % el canal de sólidos es removido en muchos casos aun cuando el gasto de bombeo es bajo (2 bl/min), por esto un centrado de 70 % es recomendado para una eficiente remoción de sólidos en pozos horizontales.

En pruebas de laboratorio <sup>(25)</sup> el uso de centradores convencionales (muelles de arco), indicó que pueden ayudar a la limpieza de los canales de sólidos por varios pies. El cuerpo del muelle actúa como un mezclador alineado, causando un disturbio en el patrón de flujo, contribuyendo a desalojar y extraer los sólidos de las líneas de flujo para una cierta distancia. Si el fluido de perforación no está correctamente diseñado para el transporte de los sólidos, entonces estos son depositados en la posición original; sin embargo, este disturbio en el flujo proporciona un desplazamiento deficiente en la zona cercana donde se encuentra el centrador. El principal propósito de los centradores es ayudar a prevenir la canalización durante el proceso de desplazamiento, también puede ser útil para ayudar a prevenir el pegamiento de la tubería en zonas altamente permeables.

El problema más común asociado con el centrado de la tubería es la cantidad excesiva de arrastre causada por los centradores. Es comúnmente aceptado que el centrado mínimo ocurre sobre los centradores, debido al peso de la tubería que es soportado por estos, en lugar del punto medio entre los centradores, por lo que la excentricidad de la tubería de revestimiento se incrementa cuando se utilizan lechadas de cemento muy pesadas, esta excentricidad puede ser disminuida por la reducción diferencial de la densidad entre la lechada, el lodo y el espaciador.

En el diseño óptimo de espaciamiento para el centrado de la tubería <sup>(26)</sup>, es más adecuado usar el peso efectivo de la

tubería de revestimiento en lugar del peso de esta en el aire, el peso efectivo es apropiado para usarse en aplicaciones de cementación. Se ha recomendado el uso de la siguiente ecuación para calcular el factor de flotación.

$$F_B = \frac{\left(1 - \frac{D_o}{\rho_{sa}}\right) - \left(\frac{D_i}{D_o}\right) \left(1 - \frac{D_i}{\rho_{sa}}\right)}{1 - \left(\frac{D_i}{\rho_{sa}}\right)^2} \quad (3)$$

Esta ecuación considera que el fluido dentro de la tubería difiere de la densidad del fluido fuera de la tubería.

Cuando se calcula el peso sobre los centradores o la máxima deflexión de la tubería de revestimiento entre dos centradores se utiliza la siguiente ecuación.

$$Y_{max.} = \frac{\alpha \cdot l^4}{384 E I} \left( \frac{24}{u} \right) \left( \frac{u^2}{2} - \frac{u \cosh u - u}{\sinh u} \right) \quad (4)$$

$$\text{donde: } u = \left( \frac{T S^2}{4 E I} \right)^{0.5}$$

El diseño de los centradores puede ser dividido en dos clases, basados en la habilidad para realizar el centrado. El centrador convencional (muelles de arco), generalmente usa varios resortes de hojas elípticas las cuales son dirigidas radialmente hacia el interior de la tubería de revestimiento, para obtener una fuerza de centrado. Los centradores rígidos (positivos), que soportan a la tubería de revestimiento por medio de varios espaciadores los cuales son diseñados incompresibles. Las ventajas:

y desventajas de cada uno de estos centradores es presentado en la tabla 4).

#### g) Empacadores

Debido al reducido espacio anular, se probó el uso de empacadores en la parte superior de la porción desviada del agujero, para aumentar la presión hidrostática efectiva. Esta presión hidrostática efectiva sobre la formación se incrementa mediante la presión aplicada en la superficie (figura 37) <sup>(23)</sup>. Este incremento en la presión hidrostática efectiva ayuda a crear una mayor presión diferencial del pozo a la formación. Este incremento ocasiona que se obtengan, en cortos tiempos, mayores resistencias en la longitud del cosseto.

### 3.5. TECNICAS DE DISPARO EN POZOS HORIZONTALES

La terminación en agujero revestido se utiliza para operaciones de fracturamiento hidráulico, así también cuando existe inestabilidad en la pared del pozo, por lo que es necesario disparar la tubería de revestimiento cementada en la sección horizontal del pozo. Para tal propósito, en la figura 38 se presenta un sistema básico de conexión para la perforación de la tubería de revestimiento en pozos horizontales <sup>(27)</sup>; aunque son varias las técnicas para realizar el trabajo de perforación en equilibrio (bajobalance), dos aspectos de primera importancia son tomadas en cuenta para la elección de la técnica más conveniente. Esto se refiere a la sencillez de la operación y al funcionamiento mecánico, que generalmente ayuda a optimizar los costos del pozo. Por estas dos razones fundamentales solo se mencionara la técnica de perforación con pistolas TCP (tubería transportadora de la herramienta de perforación) en pozos horizontales.

#### a) Mecanismo de Disparo

Casi todos los mecanismos de disparo con excepción de los dispositivos eléctricos, la detonación de la pistola son causados por la explosión en los elementos del equipo, mediante el

Tabla 4.- Ventajas y desventajas de los centradores.

Ventajas

Desventajas

CENTRADORES RIGIDOS

- |   |   |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un cantidad especifica de centrado puede ser obtenido en el durante su colocación, tanto como la formación pueda soportar el peso de la tubería.</li> <li>- No hay arranque o fuerza de corrimiento en el agujero vertical.</li> <li>- No debe ser jalado en el agujero, ya que permite flotar entre el cuello de la tubería y el final del cuello, esto podría reducir potencialmente la fuerza de corrimiento y ayuda a minimizar el daño a la formación cuando se está movimiento verticalmente.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Son más costosos por su disponibilidad y diseño. Son contruidos para utilizarse en combinacion sencilla en el agujero y tubería de revestimiento. Un centrador corto podría causar un excesivo espaciamento de cierre.</li> <li>- No puede expanderse para suministrar una fuerza de centrado en agujeros con probable mas de estabilidad.</li> <li>- Podría causar una alta fuerza de centrado en agujeros estables.</li> <li>- Generalmente tienen una mayor fuerza de corrimiento en agujeros abiertos, especialmente en formaciones suaves.</li> </ul> |
|---|---|

Continuacion de la tabla 4.

#### CENTRADORES CONVENCIONALES

- Son funcionables, disponibles y de menor costo.
- Diseñados para optimizar la fuerza de corrimiento o de recuperación.
- Suministran una fuerza de centramiento en asujeros estables, porque el diámetro del centrador generalmente es mayor que el diámetro del asujero.
- puede ser corrido en secciones cortas o con problemas de derrumbes en el pozo, ya que el muelle es compresible.
- Ayuda a disminuir el torque requerido para la rotación cuando sea instalado sobre el cuello de la tubería o en el espacio libre al final del cuello, tal que el muelle no presione a la tubería de revestimiento.
- Si flota en el cuello de la tubería puede causar más daño en las formaciones suaves cuando se está moviendo verticalmente.
- Un mal diseño de espaciamiento puede causar una fuerza excesiva que podría aplastar los muelles.
- Se causa arrastre durante el corrimiento de la tubería de revestimiento.

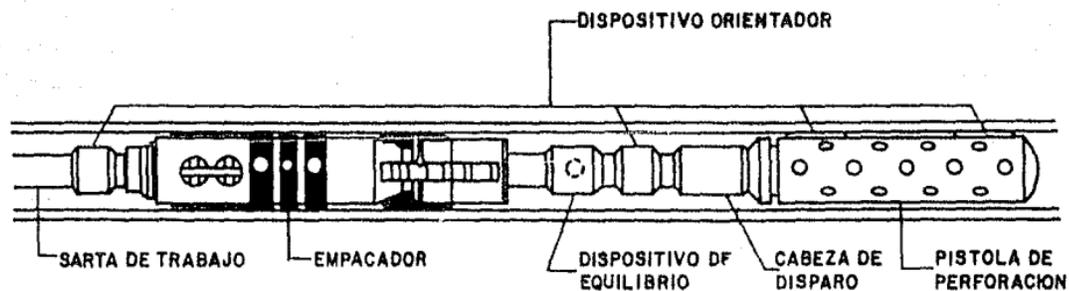


FIG. 38.-SISTEMA BASICO DE PERFORACION<sup>(27)</sup>

impacto de algun tipo de martillo. El dispositivo del martillo es accionado por principios mecánicos, como lo es la caída de una barra o por un principio hidráulico.

Para el caso de un pozo vertical, la acción de la gravedad está presente acelerando el impacto de la barra por una velocidad lo suficientemente alta como para detonar los elementos del sistema. En pozos desviados y subsecuentemente en pozos horizontales, el efecto de la gravedad es sustancialmente disminuido y nulo en la sección horizontal, provocando una disminución en la velocidad, por lo que el impacto de la barra es incapaz de alcanzar la cabeza del dispositivo de disparo. Este problema se presenta frecuentemente en la terminación de pozos con fluidos cargados de sólidos como lo es el fluido de perforación. Un dispositivo reductor de fricción y barras cilíndricas ayudan a este problema. Frecuentemente el mecanismo de disparo hidráulico es utilizado para facilitar la detonación de la pistola en pozos desviados u horizontales.

El tiempo de retraso hidráulico en la cabeza de disparo HTDF es accionado por presión hidráulica controlada desde la superficie. La presión de operación del HTDF es seleccionada por la instalación de pernos de corte de varios esfuerzos. Cuando la presión hidráulica alcanza este nivel preseleccionado, se realiza el rompimiento de los pernos de corte provocando que el pistón viajero sea impulsado hacia abajo. La fuerza del pistón es adquirido por aceite, el cual pasa de una cámara a otra a través de un orificio a un predeterminado gasto. Después del tiempo de retraso preseleccionado, es alcanzada la manga soldadora la cual pasa el cierre de seguridad hasta liberar el perno de disparo. Luego que el perno es liberado, la presión hidrostática actúa sobre el detonador el cual dispara la pistola (figura 39a y b)

(28)

Una presión mínima de 750 lb/pg2 es requerida para empujar el perno de seguridad hacia el detonador. Si la pistola se atorara no puede ser disparada porque la presión de balance

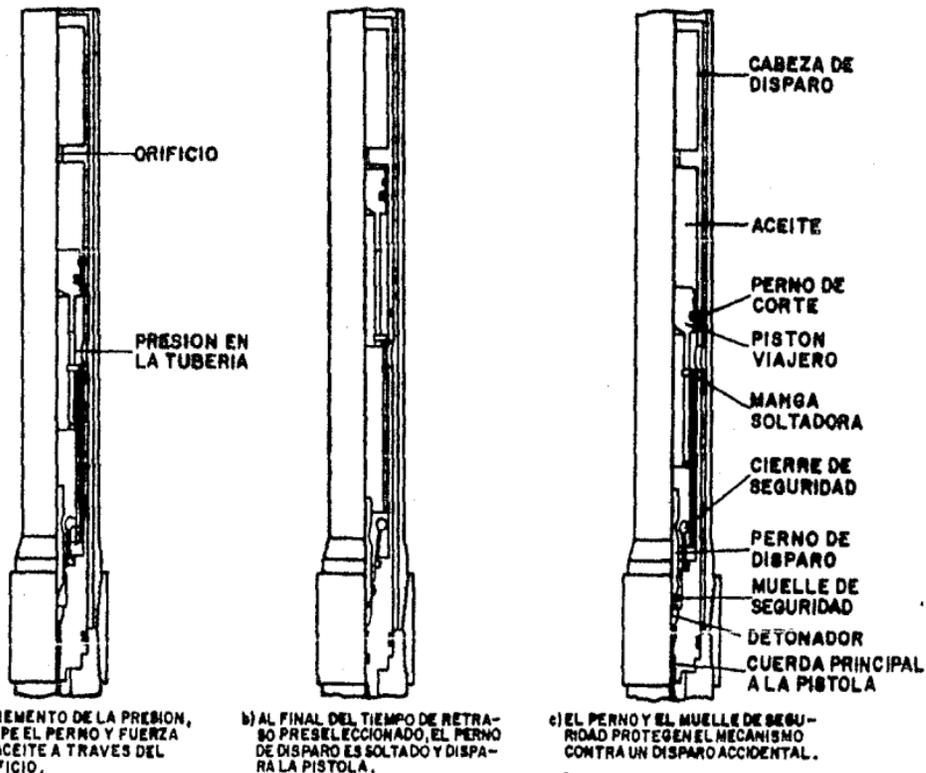


FIG. 39.- MECANISMO DE DISPARO DE LA PISTOLA. <sup>(26)</sup>

podría ser equilibrada a través del perno de disparo. Cuando la sarta es introducida al pozo, el muelle regresa al perno de disparo a una posición segura (figura 39 c) <sup>(26)</sup>. Este aspecto hace que el RTDF sea seguro durante el arreglo y desarreglo en la superficie, también cuando la sarta es corrida o recuperada.

Lo factible es perforar en equilibrio para disolver la zona compactada y así mejorar la productividad, para lograr esto se recomienda instalar un colchón de gas en la tubería, para proporcionar un mejoramiento en el flujo y un cambio en las características debidas a la compresibilidad del gas, mejorando la capacidad de transporte del fluido (densidad y viscosidad del medio). Para realizar efectivamente el equilibrio con un procedimiento simplificado, la presión aplicada para detonar la pistola deberá ser aislada de la presión de equilibrio. Esto se logra con un equipo separador o un desviador de flujo (bypass) hidráulico en el empacador (figura 40), de tal forma que la pistola sea detonada por la presión aplicada en el espacio anular <sup>(27)</sup>. Posteriormente, la tubería es llenada parcialmente con algún fluido y se puede obtener el equilibrio con nitrógeno o aire.

Los sistemas que utilizan presión en la tubería para realizar el disparo son más dificultosos de operar. Estos sistemas son funcionales en tuberías llenas con fluidos; sin embargo, con una sarta parcialmente vacía, el nitrógeno es usado para obtener la presión de disparo, pero la presión del nitrógeno deberá de ser disipada rápidamente para obtener el equilibrio en los 5-6 minutos antes del tiempo de retraso del disparo de la pistola. Esto tiene dos desventajas:

- El nitrógeno se necesita para actuar en el sistema, dependiendo de la posición, esto podría ser un gasto adicional significativo.

PRESION APLICADA EN  
EL ESPACIO ANULAR

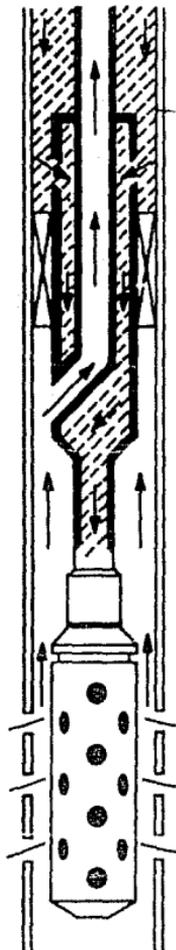


FIG. 40.- DESVIACION DEL FLUJO PARA LA DETONACION DE LA PISTOLA  
POR LA APLICACION DE PRESION EN EL ESPACIO ANULAR Y  
PERMITIR EL FLUJO DEL YACIMIENTO.<sup>(27)</sup>

- La seguridad y el funcionamiento debe considerarse para reducir la posibilidad de un disparo prematuro, cuando se está colocando el empacador hidráulico, conectando la tubería o probando presión en la tubería, así como en el equipo superficial.

Con presión anular en el sistema de disparo, la posibilidad de perforar antes del equilibrio es obtenida automáticamente porque las pistolas son controladas con una trayectoria de flujo completamente separada.

#### b) Accesorios de Equilibrio

Debido a los requerimientos en la cabeza de disparo, el cual es accionado hidráulicamente, el dispositivo de equilibrio deberá también ser accionado hidráulicamente, como las herramientas operadas por presión, las válvulas de equilibrio (figura 41), que son aplicables para tratamientos en agujeros horizontales revestidos <sup>(27)</sup>.

Además, por arriba de la tubería corta las limitaciones de presión y las condiciones de la tubería de revestimiento pueden limitar el uso del sistema de herramientas hidráulicas. Esta herramienta no expone al pozo por abajo del empacador, a la presión de equilibrio sino hasta el instante de detonación de la pistola. Esto permite la habilidad para perforar cuando existan otros intervalos, por lo que los dispositivos de equilibrio deben ser colocados específicamente para las operaciones de disparo, accionadas hidráulicamente y no crear condición de equilibrio antes de la detonación.

#### c) Empacadores

La habilidad para transmitir el torque en la parte baja del BHA disminuye con el aumento del ángulo, profundidad, severidad de la pata de perro y la trayectoria helicoidal del pozo, lo cual hace más difícil operar rotacionalmente el montaje

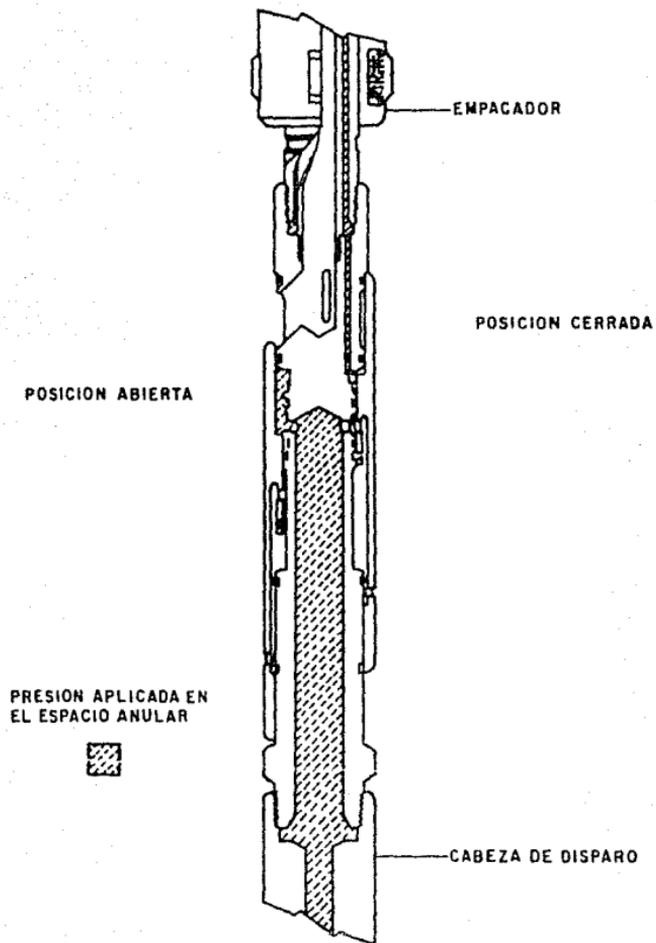


FIG. 41.- VALVULA DE EQUILIBRIO HIDRAULICO<sup>(27)</sup>

del empacador. Esta dificultad podría ser reducida con empacadores recíprocos que son montados y desmontados por la simple bajada y subida de la tubería. Estos empacadores son montados y desmontados múltiples de veces en el agujero, facilitando la operación y el posicionamiento de la pistola. El empacador recuperable de desviación integral (RIB), figura 42 y el empacador recuperable de desviación concéntrica (RCB), figura 43, requieren solamente un cuarto de giro en la rotación de la herramienta para montarla <sup>(16)</sup>. Estos arreglos han provocado menos problemas en pozos horizontales que en los pozos desviados debido a la severidad de la pata de perro.

#### Empacador Permanente

La perforación con empacadores permanentes ha sido usada en agujeros horizontales, así como con tapones punto permanentes para el aislamiento de zonas en tratamientos individuales. El empacador, con un arreglo mecánico, puede ser corrido hasta la profundidad de colocación, montado sobre la tubería flexible o la tubería de perforación.

Con un molino plano de fondo, puede molerse la parte anterior del empacador perforable de 5 1/2 pg en 2 1/2 hrs en el agujero horizontal y empujado hacia el fondo. En un pozo se colocaron cuatro empacadores perforables y después fueron empujados hacia el fondo sin dificultades mecánicas. Usando el mayor diámetro exterior posible de la tubería de perforación en conjunto con un buen barrido del fluido, se puede lograr la remoción de arena y restos de partículas en el pozo horizontal.

También puede usarse un sistema de alto accionamiento en el arreglo de empacadores perforables múltiples (figura 44), para el aislamiento de zonas para tratamientos <sup>(16)</sup>. Un arreglo mecánico es usado para colocar los empacadores. El sistema de alto accionamiento permite la rotación y la reciprocación combinada de la sarta de trabajo.

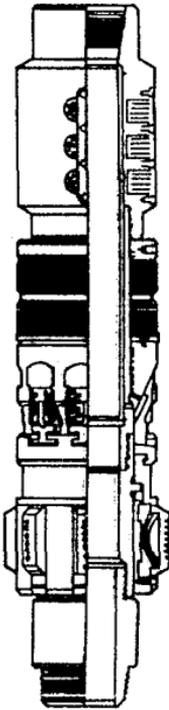


FIG. 42.-EMPACADOR RIB<sup>(16)</sup>

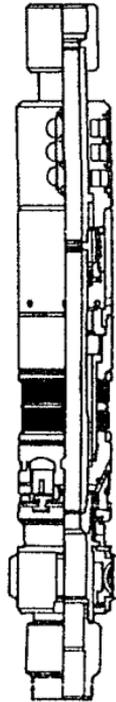


FIG. 43.-EMPACADOR RCB<sup>(16)</sup>

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA



FIG.44.- EMPACADOR PERMA-  
NENTE PERFORABLE<sup>(16)</sup>

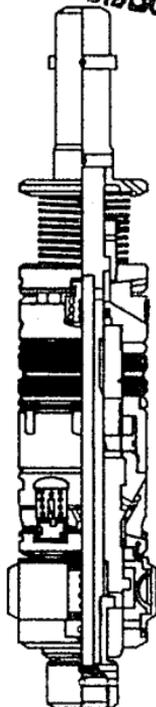


FIG.45.- TAPON PUENTE PTR<sup>(16)</sup>

#### d) Taponos Puente

Una variedad de puentes es aprovechada para el aislamiento de las zonas perforadas, para así realizar la perforación de otra zona en la misma sección horizontal del pozo. Se presentan los tipos de taponos:

##### Tapón Puente Recuperable

La operación de un tapón puente recuperable es por combinación de movimiento de rotación (giro) y reciprocación (vertical) de la sarta de trabajo transferida a la herramienta. La aplicación de rotación y peso a la sarta en agujeros horizontales puede ser dificultoso para el operador debido a la fricción creada por la tubería de perforación con las paredes del pozo. Por esta razón, se coloca el tapón puente recuperable solamente con una mínima rotación (lado izquierdo o lado derecho) de la sarta. El tapón puente recuperable (PTR), figura 45 es utilizado en agujeros horizontales y puede ser corrido en combinación con empacadores recuperables a lo largo de la tubería corta <sup>110</sup>.

##### Tapón Puente Inflable

El tapón puente inflable puede ser considerado para el aislamiento de zonas en agujeros horizontales, por su facilidad de operación. Para su colocación requiere solamente un movimiento de reciprocación en la sarta de trabajo y de presión en la tubería flexible. La ampliación elástica del elemento permite cubrir un rango amplio en los pesos de la tubería de revestimiento con relación en la expansión diametral, tanto como 2:1. Las limitaciones de los taponos inflables son generalmente la diferencia de presión permisible, las temperaturas de fondo y los fluidos en el ambiente del pozo. Estas limitaciones son impuestas por la expansión elástica de la herramienta.

#### e) Dispositivo Orientador

El rango del dispositivo orientador de la herramienta controladora de dirección usada comúnmente en la perforación, consta de simples contradores con aletas soldadas sobre un

costado del carrete de la pistola. La herramienta controladora se corre sobre la línea de acero, lo cual puede ocasionar pérdida de efectividad debido a los problemas asociados con la desviación del agujero.

#### D) Sistema de Perforación Recomendado

El sistema de la figura 46 permite el uso de pistolas TCP de equilibrio en pozos horizontales o altamente desviados <sup>(27)</sup>. Usando la presión hidrostática del pozo como un presión de referencia, la pistola es detonada por la aplicación de presión en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la sarta de trabajo, permitiendo a la presión de equilibrio ser aislada de la tubería. Por esto, la presión de disparo no depende de la presión dentro de la sarta de trabajo.

El sistema de la válvula de equilibrio (figura 41), ofrece la habilidad de perforar en equilibrio con la tubería con un bajo nivel del fluido o completamente vacía eliminando la necesidad del nitrógeno para obtener el equilibrio <sup>(27)</sup>. La válvula actúa por la aplicación de presión anular arriba del empacador, exponiendo al pozo bajo la presión de equilibrio e instantáneamente disminuyendo la presión aplicada en la cabeza de disparo detonando la pistola.

#### g) Técnicas de Perforación Múltiple

Dos técnicas son presentadas para la perforación de tuberías en pozos horizontales, utilizando empacadores recíprocos y tapones puente para el aislamiento de las zonas disparadas. En estas dos técnicas además se tiene la ventaja de fracturar hidráulicamente la formación cuando así seare querido, disparando y fracturando simultáneamente.

#### Técnica D)

La perforación de cada intervalo se realiza con pistolas TCP, bajo un empacador RCB y una válvula de equilibrio operada por presión. Un empacador perforable es colocado por encima del intervalo ya tratado como empacador aislador, para realizar lo

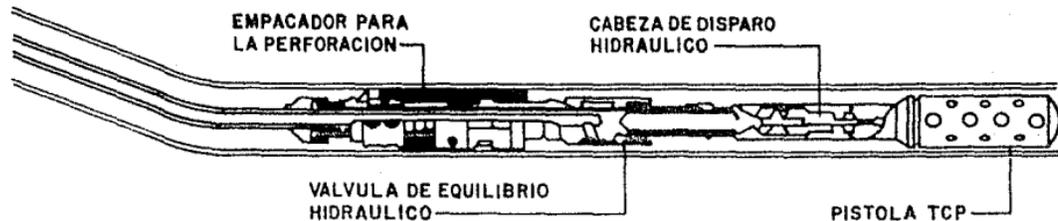


FIG. 46.— SISTEMA DE PERFORACION RECOMENDADO PARA TERMINACIONES HORIZONTALES Y ALTAMENTE DESVIADOS.<sup>(27)</sup>

perforación del siguiente intervalo.

La sarta de trabajo se corre dentro del agujero y el empacador se coloca en la porción desviada de la tubería de revestimiento (figura 47) <sup>(16)</sup>. Después del empacador se introduce suficiente tubería para situar la pistola a la profundidad deseada, o bien la sarta de trabajo es corrida en el agujero y el empacador se coloca en la sección horizontal del agujero revestido (figura 48), para realizar la perforación de los primeros intervalos que se encuentren al final de la sección horizontal <sup>(16)</sup>. La válvula controla el suministro de la presión del fluido para la detonación de la pistola, se saca la sarta del agujero y se coloca un empacador perforable a pocos pies del intervalo disparado (figura 49), para aislar el intervalo anterior <sup>(16)</sup>. Cuando se ha perforado este otro intervalo, se mueve la parte anterior del empacador y el empacador es empujado hacia el final de la sección horizontal del pozo (figura 50) <sup>(16)</sup>. Otro empacador perforable se coloca nuevamente a pocos pies del nuevo intervalo perforado y varios intervalos pueden ser perforados de esta forma.

#### Técnica 2)

La perforación de cada intervalo se realiza con pistolas TCP entre el tapón puente y el empacador RCB. El tapón puente es movido por encima de cada intervalo tratado como tapón de aislamiento.

La sarta de trabajo se corre dentro del pozo junto con el tapón puente, suelta el tapón puente y la pistola se sitúa a la profundidad deseada para la perforación del intervalo, después que el empacador es colocado. La tubería de revestimiento es perforada y el empacador es desmontado; posteriormente, la sarta de trabajo se mueve hacia el fondo para recuperar el tapón puente y colocarlo cerca del intervalo disparado (figura 51) <sup>(16)</sup>. Esta operación es repetida para la perforación de varios intervalos.

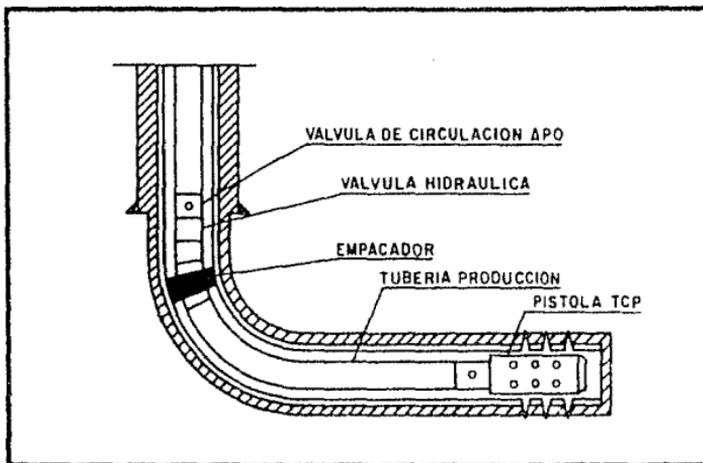


FIG. 47.- PERFORACION CON PISTOLAS TCP OPERADA CON EMPACADOR RCB O RIB EN LA PORCION DESVIADA DEL POZO.<sup>(16)</sup>

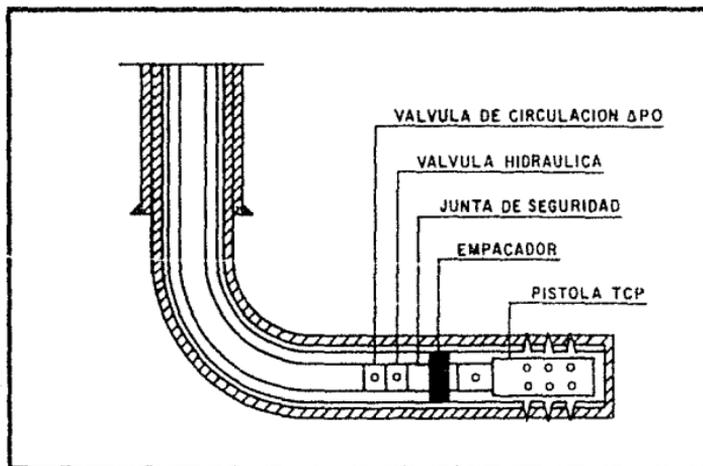


FIG. 48.- PERFORACION CON PISTOLA TCP OPERADA CON EMPACADOR RCB O RIB EN LA LONGITUD HORIZONTAL DEL POZO.<sup>(16)</sup>

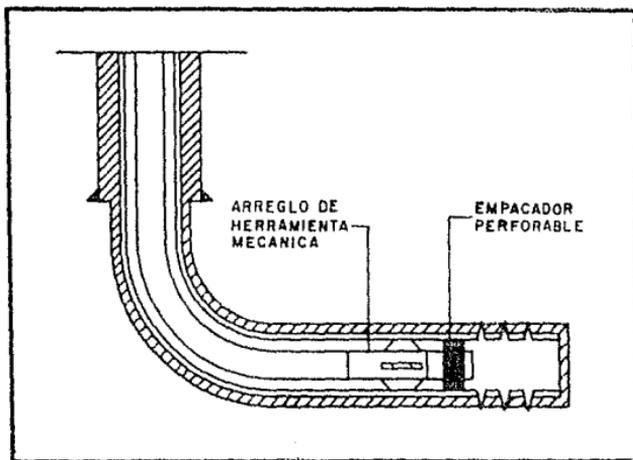


FIG. 49.- COLOCACION DEL EMPACADOR PERFORABLE PARA EL AISLAMIENTO DEL INTERVALO.<sup>(16)</sup>

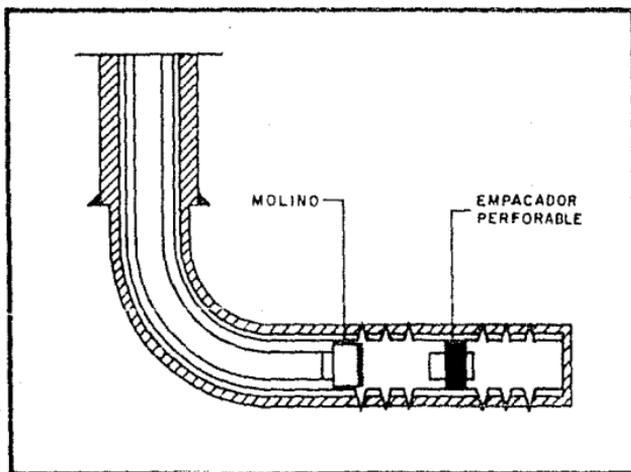


FIG. 50.- HERRAMIENTA PARA EL MOLIDO DEL EMPACADOR PERFORABLE.<sup>(16)</sup>

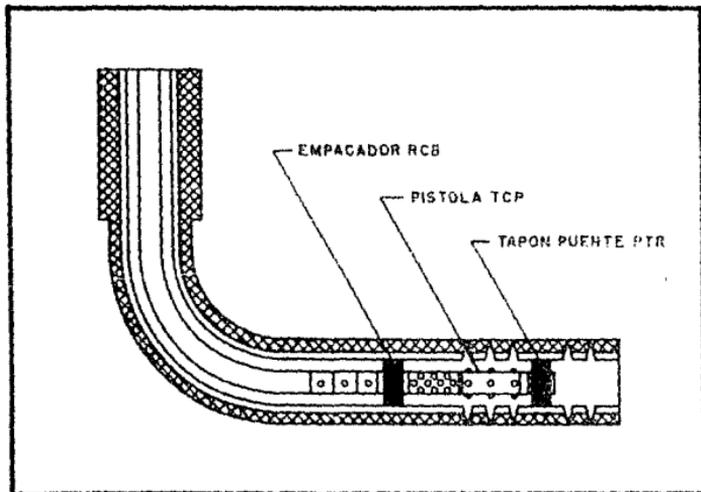


FIG. 51.- PISTOLA TCP OPERADA CON EMPACADOR RCB Y TAPON PUENTE EN LA LONGITUD HORIZONTAL DEL POZO.<sup>(16)</sup>

### 3.6. CONTROL DEL ARENAMIENTO

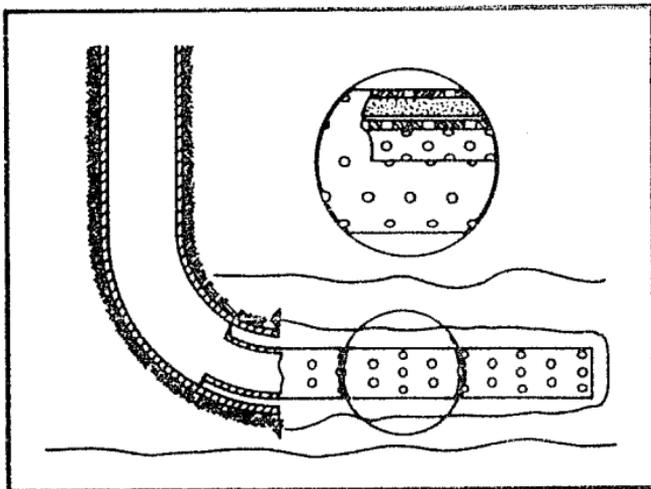
Generalmente la producción de arena en un pozo está esencialmente ligado al grado de cementación entre los granos de arena, a la velocidad del fluido en la cara de la formación y a la presencia del agua. El riesgo del arenamiento en el costado superior del drené horizontal es reducido significativamente cuando la producción del agua es retrasada y gracias a la larga superficie horizontal que reduce considerablemente la velocidad de los fluidos. Sin embargo, si el flujo de arena en el costado inferior es muy pequeño, esta acumulación en la tubería corta puede causar problemas operacionales por lo que es necesario su control. Se presentan dos técnicas para su control.

#### a) Empacamiento con Grava

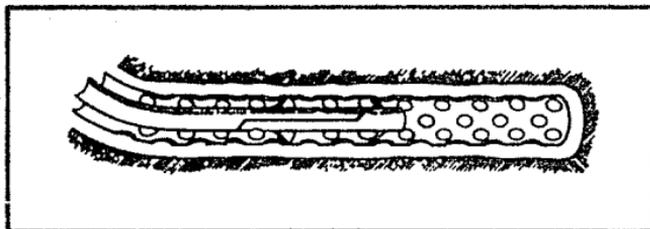
Un empacamiento con grava generalmente forma un filtro eficiente, cuando está suficientemente compactado. Sin embargo, este compactamiento no se logra fácilmente sin la ayuda del mecanismo de gravedad, que no se presenta en un pozo horizontal. Por tanto, se han utilizado tuberías cortas preempacadas (figura 52a) <sup>(29)</sup>. Este tipo de terminación se usa donde la zona productora está pobremente consolidada, permitiendo el colapsamiento del agujero sobre la tubería corta, y la producción es a través de esta. También se introduce una herramienta lavadora en la tubería corta preempacada para limpiarla del fluido de perforación (figura 52b) <sup>(14)</sup>. Esta terminación está restringida a pozos perforados con radio medio y largo.

#### b) Cedazo de Arena

Los cedazos de arena como filtro son frecuentemente menos eficientes que los empacamientos con grava en los pozos convencionales. Los cedazos son preferidos en los pozos horizontales porque retienen su capacidad de filtración. Existen opiniones de que la terminación usando cedazos con empacamiento de grava externo puede realizarse fácilmente; sin embargo, este tipo de terminación está restringido a pozos de radio medio y largo. Aunque el primer paso consiste en colocar directamente el cedazo



a) TUBERIA CORTA PREEMPACADA<sup>(29)</sup>



b) HERRAMIENTA LAVADORA DE LA T.C. PREEMPACADA<sup>(17)</sup>

FIG. 52.- TERMINACION CON TUBERIA CORTA EN POZOS CON PROBLEMAS DE ARENAMIENTO.

en el agujero abierto, se recomienda instalar primero la tubería corta preperforada, para facilitar la corrida en el agujero y los trabajos futuros.

### 3.7. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

La estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye (estimulación matricial) o se crea (estimulación por fracturamiento) un sistema extensivo de canales para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo (producción) o del pozo a la formación (inyección). Las estimulaciones son caracterizadas por gastos y presiones de inyección. Gastos de inyección a presiones superiores a la presión de fractura de la formación caracterizan a la estimulación por fracturamiento, mientras que los gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura de la formación, a la estimulación matricial.

El fracturamiento hidráulico se define como el proceso mediante el cual se genera hidráulicamente el rompimiento de una formación, al inyectar un fluido a alta presión. El fracturamiento tiene como objetivo facilitar la conducción de los fluidos, de aquí que una fractura tenga una marcada influencia en el patrón de flujo y en la distribución de presiones de la formación.

En los pozos horizontales la estimulación por fracturamiento puede mejorar la productividad mayormente que un pozo vertical fracturado. En la figura 53 se observa que cuando  $L/A \leq 0.25$ , un pozo vertical fracturado es más atractivo que un pozo horizontal, y cuando  $L/A \geq 0.5$ , el parámetro esencial de comparación es  $Kf/A^{1.5}$ . Así, la igualdad de productividades del pozo horizontal y el pozo vertical fracturado se tiene cuando  $Kf/A = 0.39$  y cuando  $L/A = 1$ .

La baja permeabilidad de la formación o la presencia

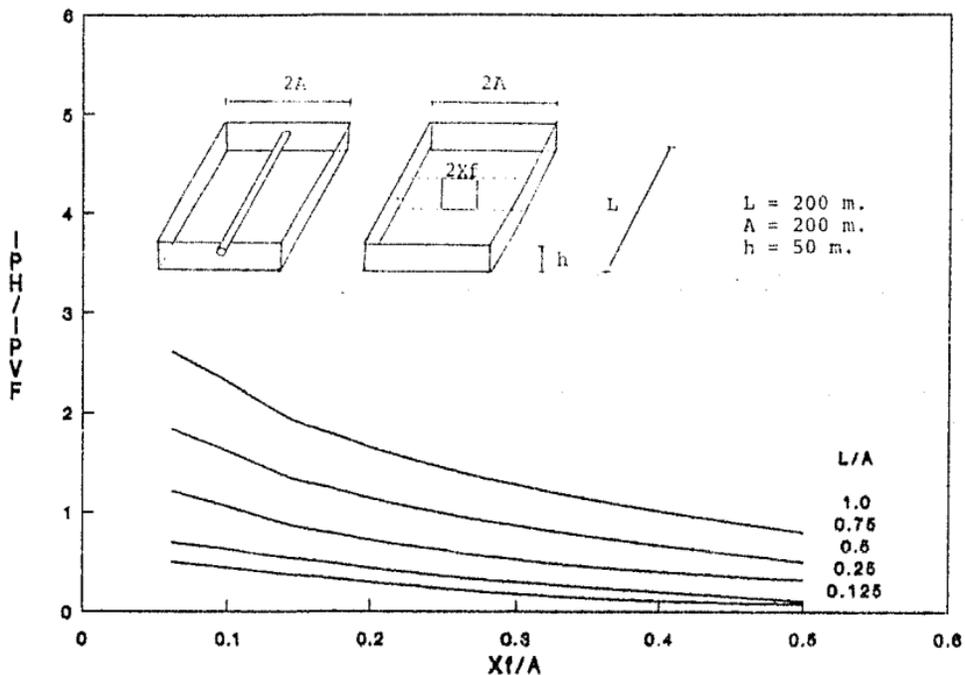


FIG. 53.- COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO (15) HORIZONTAL CON RESPECTO A UN POZO VERTICAL FRACTURADO

de lutitas intercaladas puede hacer necesario el fracturamiento hidráulico de un pozo horizontal. El fracturamiento ha podido mejorar la producción de aceite y/o gas, e incrementar las reservas recuperables.

El comportamiento de un pozo horizontal con fracturas múltiples es comparado con el de un pozo vertical fracturado en la figura 54a) <sup>(15)</sup>. Aquí se ilustra la relación del índice de productividad de un pozo horizontal fracturado (con 1, 2, 4, 8 y 16 fracturas equidistantes) al de un pozo vertical fracturado. Para un número de fracturas igual o inferior a 4, el aumento de la relación de productividades siempre es superior al número de fracturas drenadas. Por otro lado, la influencia del espesor y la anisotropía del yacimiento se presenta en la figura 54b) <sup>(15)</sup>.

El fracturamiento hidráulico se usa principalmente en pozos con tuberías cementadas, el equipo de fracturamiento y las técnicas a usar para este tipo de pozos, así como los fluidos fracturantes (líquidos, gel, espumas, etc.) son los mismos para aquellos usados en los pozos convencionales.

#### a) Mecanismo del fracturamiento

Dado que la literatura carece de un estudio comprensivo sobre el fracturamiento hidráulico en pozos horizontales, es necesario definir los siguientes puntos antes de plantear un tratamiento de fracturamiento:

1. Propiedades Mecánicas de las rocas.
2. Esfuerzos ejercidos en el yacimiento.
3. Distribución de esfuerzos sobre la pared del pozo.

#### b) Magnitud y orientación del mínimo esfuerzo principal

El primer parámetro que debe ser determinado, es la orientación de la fractura con respecto al pozo horizontal, porque la fractura sigue un camino normal al mínimo esfuerzo principal.

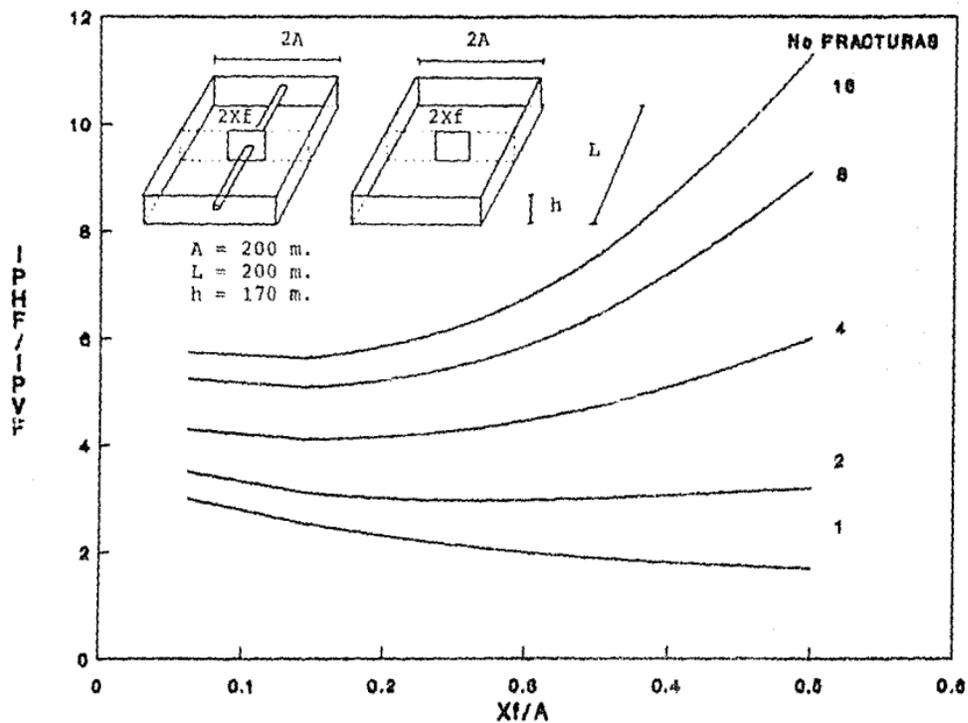


FIG. 84 (a).- EFECTO DEL NUMERO DE FRACTURAS (16) EN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO HORIZONTAL.

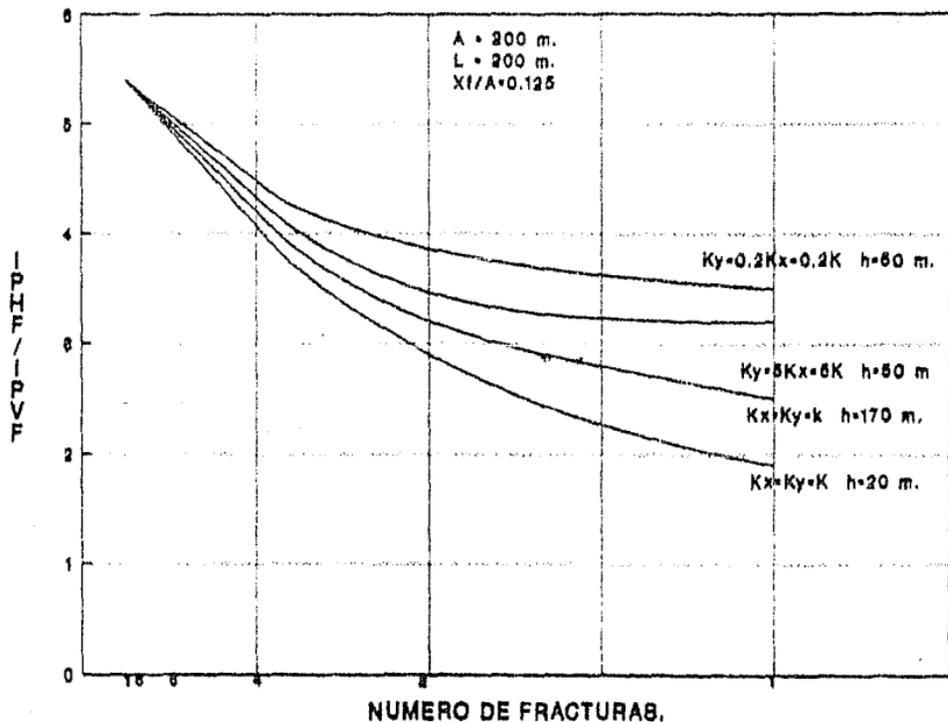


FIG. 54 (b).- EFECTO DE LA ANISOTROPIA Y ESPESOR DEL YACIMIENTO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO HORIZONTAL FRACTURADO (15)

A la profundidad de los yacimientos comúnmente el mínimo esfuerzo principal es uno de los esfuerzos horizontales y la orientación de la fractura inducida es perpendicular al mínimo esfuerzo principal, por tanto, la fractura resultante es vertical.

Si el segmento horizontal es perforado en la dirección del mínimo esfuerzo principal (paralelo al esfuerzo), diversas fracturas verticales y perpendiculares al pozo pueden ser espaciadas a lo largo de este segmento, (figura 55) <sup>(31)</sup>.

Pero si el segmento horizontal es perforado perpendicularmente al mínimo esfuerzo principal, solamente una fractura vertical es creada y paralela al eje horizontal (figura 56) <sup>(31)</sup>.

Cuando el segmento horizontal no se encuentra en una de estas dos direcciones, varias situaciones pueden tener lugar, dependiendo del ángulo entre el pozo horizontal y de la dirección del mínimo esfuerzo principal y de la densidad y distribución de los disparos. Por esto, es sumamente importante conocer con anticipación la dirección y magnitud del mínimo esfuerzo principal el cual afecta directamente el fracturamiento del pozo horizontal.

#### c) Técnicas para determinar el mínimo esfuerzo principal

Si la historia del campo no revela claramente la orientación y magnitud del mínimo esfuerzo principal, la realización de pruebas en el lugar mostrarán el comportamiento para determinar estos parámetros de interés, tales pruebas son las siguientes:

1. Relajación de esfuerzos <sup>(32)</sup>.
2. Hidrofractura <sup>(33)</sup>.
3. Microfracturamiento <sup>(34)</sup>.

A La profundidad de los yacimientos comúnmente el mínimo esfuerzo principal es uno de los esfuerzos horizontales y la orientación de la fractura inducida es perpendicular al mínimo esfuerzo principal, por tanto, la fractura resultante es vertical.

Si el segmento horizontal es perforado en la dirección del mínimo esfuerzo principal (paralelo al esfuerzo), diversas fracturas verticales y perpendiculares al pozo pueden ser espaciadas a lo largo de este segmento, (figura 55) <sup>(31)</sup>.

Pero si el segmento horizontal es perforado perpendicularmente al mínimo esfuerzo principal, solamente una fractura vertical es creada y paralela al eje horizontal (figura 56) <sup>(34)</sup>.

Cuando el segmento horizontal no se encuentra en una de estas dos direcciones, varias situaciones pueden tener lugar, dependiendo del ángulo entre el pozo horizontal y de la dirección del mínimo esfuerzo principal y de la densidad y distribución de los disparos. Por esto, es sumamente importante conocer con anticipación la dirección y magnitud del mínimo esfuerzo principal el cual afecta directamente el fracturamiento del pozo horizontal.

#### c) Técnicas para determinar el mínimo esfuerzo principal

Si la historia del campo no revela claramente la orientación y magnitud del mínimo esfuerzo principal, la realización de pruebas en el lugar mostrarán el comportamiento para determinar estos parámetros de interés, tales pruebas son las siguientes:

1. Relajación de esfuerzos <sup>(32)</sup>.
2. Hidrofractura <sup>(33)</sup>.
3. Microfracturamiento <sup>(34)</sup>.

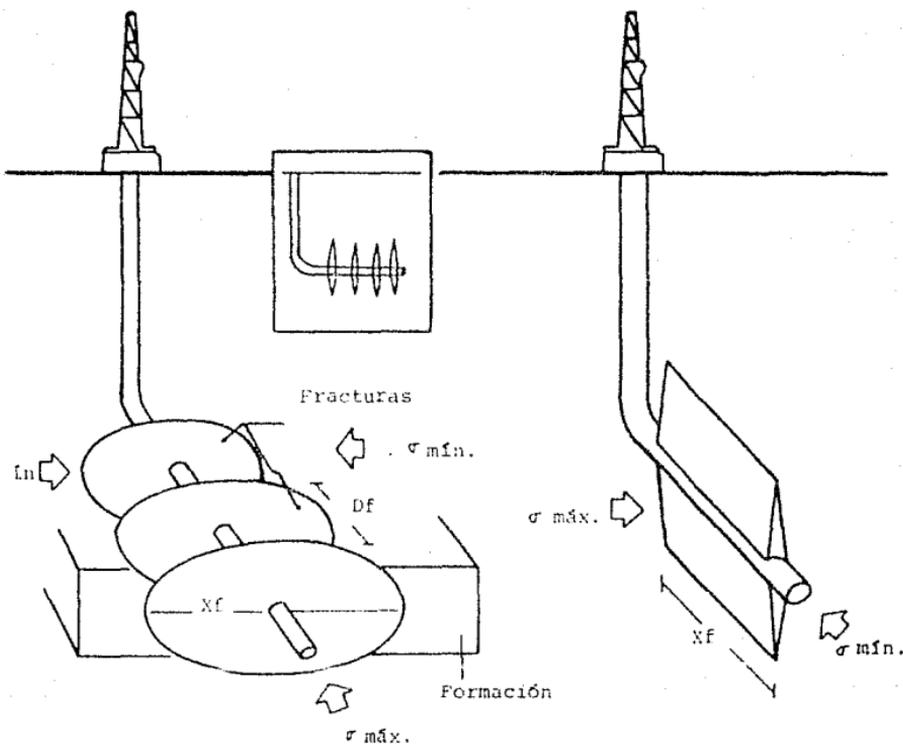


Fig. 55.- Fracturas verticales al segmento horizontal paralelo al mínimo esfuerzo (  $\min.$  ) (31).

Fig. 56.- Creación de una fractura vertical paralela al segmento horizontal del pozo (31).

#### d) Dirección de la fractura con respecto al pozo

Después de que se ha determinado la orientación del mínimo esfuerzo principal (perpendicular a la orientación de la fractura), es importante decidir la orientación de la fractura con respecto al pozo, ya que ello depende si se crearan una serie de fracturas o solamente una sola fractura, según las figuras 55 y 56.

En el caso de perforar el pozo en la dirección del mínimo esfuerzo principal, se creará una o una serie de fracturas perpendiculares a la sección horizontal, entonces el flujo del fluido de la formación a las fracturas es lineal y posteriormente, el flujo cambia a radial de las fracturas al pozo (figura 57).

Mientras que cuando el segmento horizontal es perpendicular al mínimo esfuerzo principal (se crea una sola fractura paralela al pozo), se tendrá flujo bilineal (figura 58), el flujo del fluido es lineal de la formación a la fractura, manteniéndose el flujo lineal de la fractura al pozo.

#### e) Número óptimo de fracturas verticales

Cuando se tiene un pozo horizontal en la dirección del mínimo esfuerzo principal, se tiene la opción de crear el número de fracturas que se deseen; sin embargo, es importante conocer cuántas fracturas interceptadas por un pozo horizontal son necesarias para que la formación produzca el máximo gasto.

En la figura 59) se observa que inicialmente, el gasto se incrementa con el número de fracturas hasta un máximo, luego se presenta una declinación <sup>(20)</sup>. El número de fracturas con el cual se presenta el máximo gasto es de cinco fracturas después de un mes, pero se reduce a sólo 2 fracturas después de 24 meses.

La declinación del gasto es debida al agotamiento del yacimiento y el número óptimo de fracturas puede determinarse con

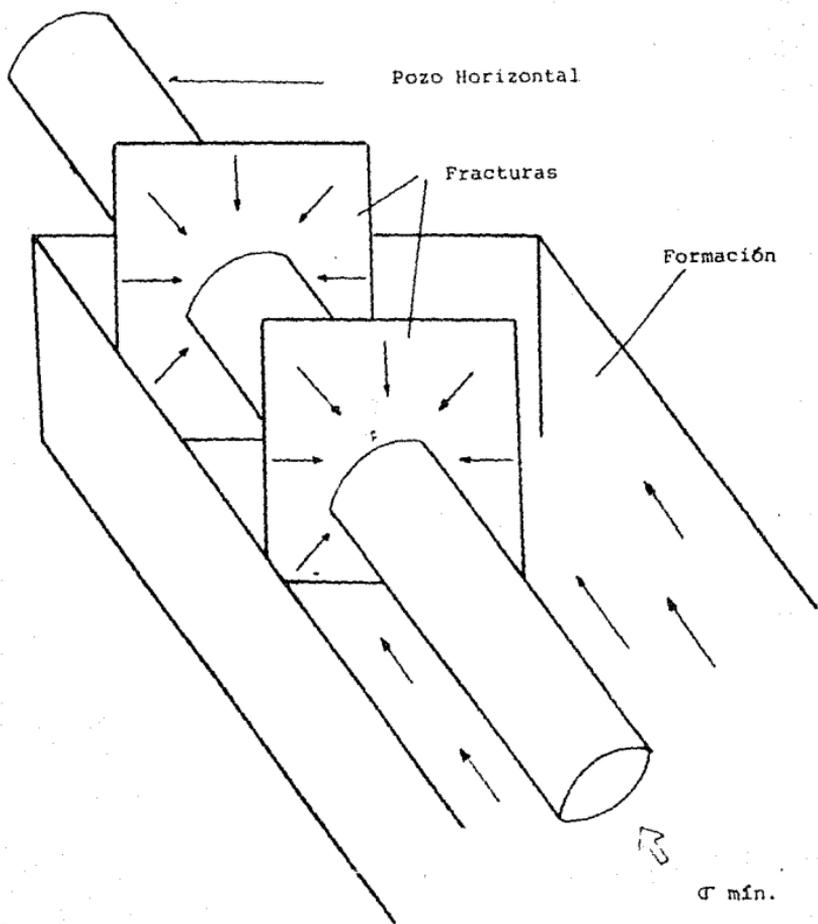


Figura 57.- Flujo Líneal de la formación a las fracturas y flujo radial de las fracturas al pozo.

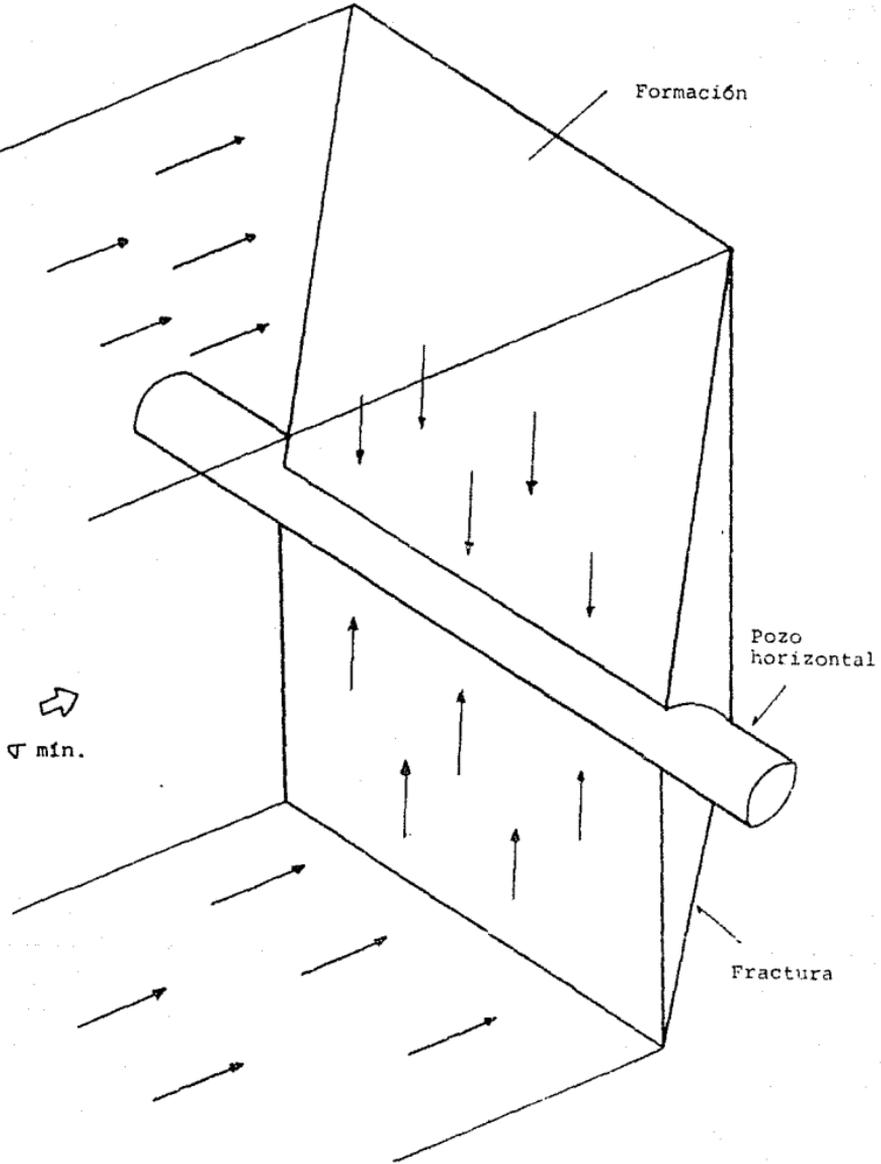


Figura 58.- Flujo bilíneal cuando se tiene una sola fractura paralela al pozo.

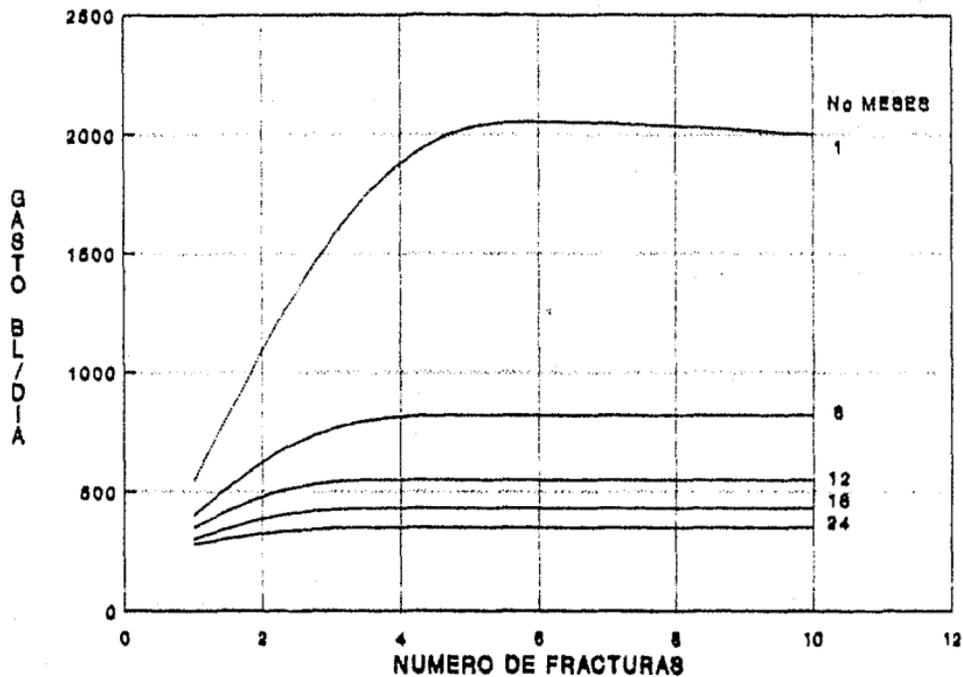


FIG. 59.- COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE PRODUCCION DE UN (60) POZO HORIZONTAL SEGUN EL NUMERO DE FRACTURAS INDUCIDAS

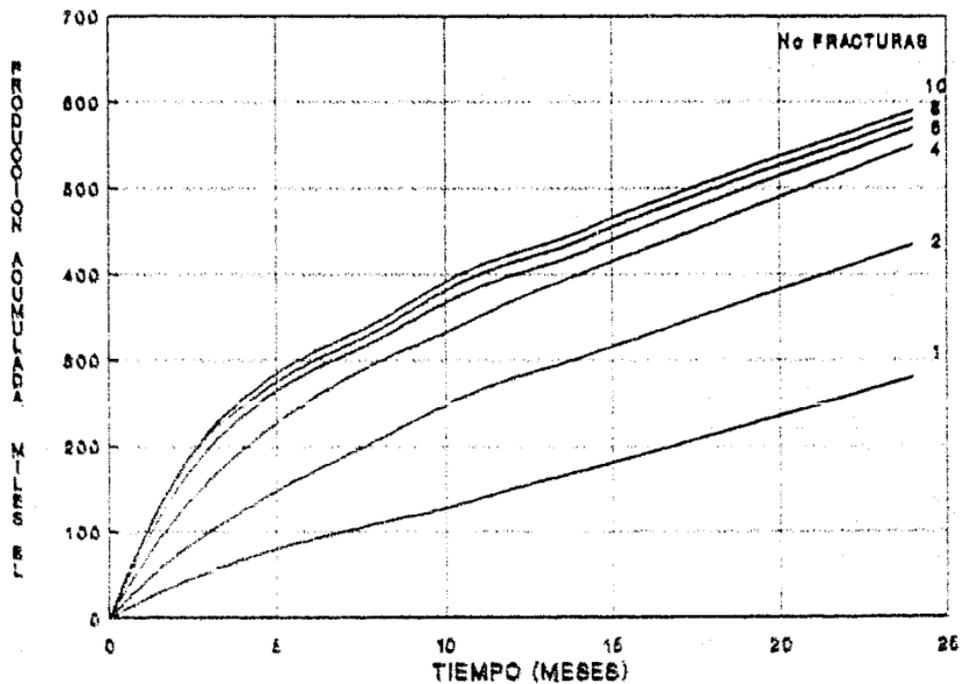


FIG. 80.- EFECTO DEL NUMERO DE FRACTURAS (80)  
SOBRE LA PRODUCCION DE UN POZO HORIZONTAL

la figura 60 <sup>(30)</sup>. Esta figura muestra que para este caso cinco fracturas representan el número óptimo.

f) Optimización de la posición del pozo horizontal

La posición del pozo horizontal es diseñada para proporcionar la altura óptima de fractura. Esta posición es investigada para los tratamientos futuros.

g) Técnica el fracturamiento múltiple.

El costo de perforación de un pozo horizontal, con una sección horizontal de 2000 pies, ha sido reportado como el doble de un pozo convencional. Los costos de la estimulación por fracturamiento de un pozo horizontal comparados con los de uno vertical son los mismos. Sin embargo, pueden reducirse los costos si se realiza la estimulación por fracturamiento múltiple.

Quando las fracturas múltiples son iniciadas en un pozo horizontal y situadas sobre intervalos específicos, las fracturas deben ser controladas individualmente. La primera fractura debe ser localizada al final de la tubería corta o de producción y la última, casi al inicio de la sección horizontal.

## PROYECTO DE TERMINACION DE UN POZO

## 4.1. PLANTEAMIENTO DEL POZO-PROYECTO.

Conociendo todos los equipos, los materiales utilizados y las operaciones realizadas durante la perforación y terminación de un pozo horizontal, según se describió en los capítulos anteriores, se intentará realizar aquí una integración de los trabajos que se deben llevar a cabo durante la terminación de un pozo horizontal.

Para plantear esta ilustración se considera el caso de un pozo que fue perforado verticalmente hasta 6800 pies (2073 m), desde donde se inició la desviación del agujero con un diseño de 3 a 4 grados por cada 100 pies (1.5 grados /10 m), obteniéndose un perfil del pozo de radio largo para alcanzar una longitud horizontal de 2000 pies (610 m). Considerando que durante la perforación horizontal la formación atravesada es una arena arcillosa pobremente consolidada, como consecuencia se prevé la inestabilidad en las paredes del agujero y la posibilidad de derrumbes. La formación es de espesor pequeño ( $h = 70$  pies), conteniendo un aceite de densidad de 0.89 gr/cc y viscosidad de 5 cp, con una porosidad de 26 %, saturación de agua de 18 %, presión del yacimiento de 4100 lb/pg<sup>2</sup>, profundidad vertical de 8200 pies (2500 m), longitud total desarrollada de 10,600 pies (3237 m), se tiene baja permeabilidad (10 md) y existen varias fracturas verticales. Uno de los objetivos de esta perforación horizontal consistiera en lograr una comunicación de las fracturas. La figura 61 muestra la trayectoria del pozo horizontal y las características del sistema que se plantea.

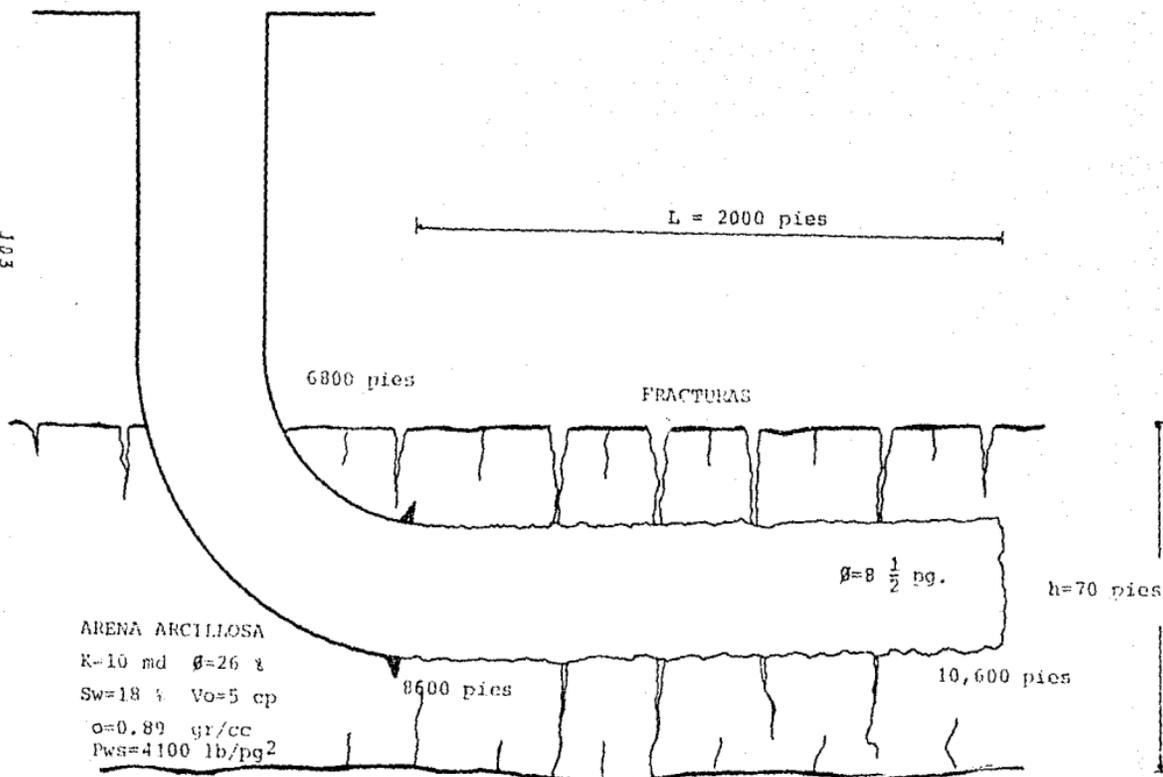


FIG 61.- TRAYECTORIA DEL POZO HORIZONTAL ESTABLECIDO EN EL TRABAJO.

La perforación horizontal a través del intervalo productor se considera que ha sido realizada con motores de fondo dada la dificultad de transmitir rotación a la sarta. Se emplearon barrenas con diámetros de 8 1/2 pgs, y se utilizó un lodo de emulsión inversa de baja toxicidad para asegurar la estabilidad de las paredes del agujero, evitar el hinchamiento de las arcillas y asegurar la compatibilidad con los fluidos del yacimiento. La densidad del fluido para el control del pozo es de 10.5 lb/gal. y el punto de cedencia requerido para mantener a los sólidos en suspensión es de 45 lbf/pie<sup>2</sup>, una viscosidad plástica de 65 cp, relación O/V de 85/15, pérdida de fluido a alta presión y temperatura menor a 5 cc, la estabilidad eléctrica mayor a 500 volts y el contenido de cloruros en la fase de agua está en un rango de 200,000 a 260,000 ppm.

#### 4.2. DISEÑO DE LA TERMINACION

El factor principal que debe considerarse para elegir la técnica de terminación más adecuada, será la inestabilidad de las paredes del agujero, lo cual podría provocar el colapsamiento del pozo durante la producción a gastos y abatimientos de presión relativamente altos, corriendo el riesgo de perder el pozo. Por tanto, bajo estas condiciones se ha elegido la técnica de terminación con tubería corta cementada y disparada para la producción, y así alcanzar una terminación óptima del pozo horizontal.

##### a) El fluido espaciador

Es necesario introducir un fluido levador espaciador entre el lodo y el cemento para prevenir la incompatibilidad entre estos fluidos, con un volumen que cubra una longitud en el espacio anular de 500 a 800 pies manteniendo el contacto en el punto de interés de 10 minutos, para lo cual se puede emplear un sistema espaciador desplazado en dos etapas: la primera etapa de

15 bl consiste de un fluido oleoso del lodo de perforacion con 1 % de un surfactante anionico soluble en aceite que tiene la funcion de limpiar el lodo de emulsion inversa en el espacio anular, y la segunda etapa de 15 bl consistente de agua pura con 1 % de surfactante soluble en agua dispersante de arcillas, para la remosion de la pelucula de aceite y que proporcione un ambiente mojado por agua para el exito del desplazamiento y una completa adherencia de la lechada de cemento con la tuberia corta y el espacio anular.

b) La lechada de cemento.

Para el trabajo de cementacion se puede emplear cemento portland tipo 6, con una densidad de 15.0 lb/gal suficiente para mantener el control del pozo, un volumen de cemento de 100 bl mas un 50 % para asegurar un volumen completo en el espacio anular y ademas de que el cemento quede arriba de la boca de la tuberia corta, por lo que el volumen total es de 150 bl, a un gasto de desplazamiento de 8 bl/min, forzando con esto el regimen de flujo turbulento, con un contenido de agua libre de 0 ml/250 ml, una perdida de fluido de 30 ml/30 min, y un tiempo de fraguado de 2 horas 30 minutos suficiente para mezclar y bombear el cemento al espacio anular.

Cuando se va a unir e introducir la tuberia corta al pozo se debe verificar si se tiene la tuberia corta de 5 1/2 pg (proporcionando un espacio libre de 1/2 pg en el anular) correctamente medida y los accesorios colocados de acuerdo al programa.

c) Arreglo de las Herramientas

- 1.- Colocar la zapata guia en la mesa rotaria y conectarla en el extremo inferior del primer tramo de la tuberia corta.
- 2.- Conectar el cople flotador en el extremo superior de este tramo y se conecta el siguiente tramo de tuberia corta.

- 3.- En el extremo superior del segundo tramo, se conectan el cople de retención, conectándose por lingüetas el resto de la tubería corta con sus respectivos centradores, de manera que proporcionen un centrado del 70 %.
- 4.- Al final del último tramo de la tubería corta, se instala el colgador mecánico, el cual en su parte inferior lleva acoplada la unión giratoria que permite el movimiento rotatorio para desenroscar a la herramienta soldadora, y en la parte superior se encuentra la válvula de charnela que evita el regreso del cemento y verifica el anclaje sin riesgo de soltar el tapón limpiador. Finalmente se encuentra el cople soldador que en su interior tiene un receptáculo de rosca izquierda, donde va instalada la tuerca flotante de la herramienta soldadora, en ésta se conecta un empacador permanente de tubería corta.
- 5.- Posteriormente, introducir y unir por medio de la tuerca flotante la herramienta soldadora al colgador mecánico. La herramienta soldadora lleva acoplado un sistema de sellos que permite aislar a la tubería corta y la herramienta soldadora.
- 6.- En la parte inferior de la herramienta soldadora se encuentra el tapón limpiador. Por último, se unen 6800 pies de tubería de perforación de 3 1/2 pg, procediendo a bajar la tubería corta al pozo horizontal, en la parte superior se instala la cabeza de cementación la que deberá de contener al tapón de desplazamiento.

#### d) Realización de la cementación.

Cuando se encuentra el arreglo dentro del pozo, debe quedar distribuido de tal forma que la tubería corta cubra completamente la longitud horizontal y la boca de la tubería corta en la sección del incremento del ángulo quede lo más cerca posible de la vertical (Figura 62). Entonces las condiciones están listas

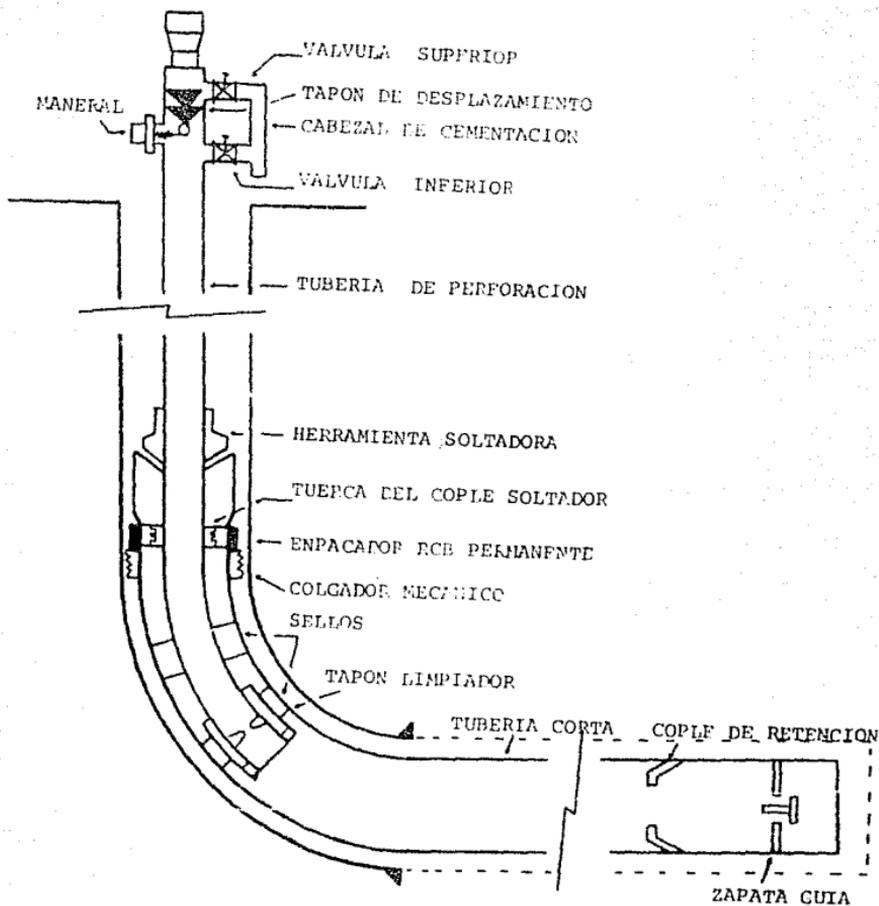


FIG. 62.- SARTA DE TRABAJO DISTRIBUIDA EN EL POZO PAPA LA CEMENTACION DE LA TUBERIA CORTA.

para realizar la cementación de la tubería, la cual puede efectuarse siguiendo las operaciones que se describen a continuación:

- 1.- En el anclaje del colgador, levantar la zarta aproximadamente 1 metro y girar a la izquierda  $1/6$  de vuelta efectiva de la herramienta, bajar y anclar cuñas recargando peso de 5000 a 10,000 lbs.
- 2.- Una vez que se tiene anclado el colgador, establecer circulación sin desenroscar a la herramienta soldadora. Aplicar torque a la tuerca flotadora girando de 10 a 12 vueltas a la derecha de la herramienta, levantar la tubería de perforación lentamente observando el indicador de peso (figura 63).
- 3.- Aplicar aproximadamente 20,000 lb de peso para prevenir que los sellos sean expulsados de su alojamiento durante el desplazamiento de la lechada. Con este peso aplicado, los sellos aíslan el espacio existente entre la herramienta soldadora y la tubería corta, forzando así la circulación hacia el fondo del pozo.
- 4.- Circular el fluido de perforación tres veces el volumen del pozo para la limpieza, manteniendo abierta la válvula inferior.
- 5.- Una vez terminado el bombeo, soltar el primer tapón de fondo, bombear 15 bl del fluido espaciador, continuar con los 15 bl de agua del fluido lavador y soltar el segundo tapón de fondo.
- 6.- Bombear los 150 bl de la lechada de cemento, cuando se haya terminado de bombear el último barril, soltar el tapón de desplazamiento, cerrar la válvula inferior y abrir el manual y la válvula superior.
- 7.- Desplazar la lechada con lodo de perforación hasta que el

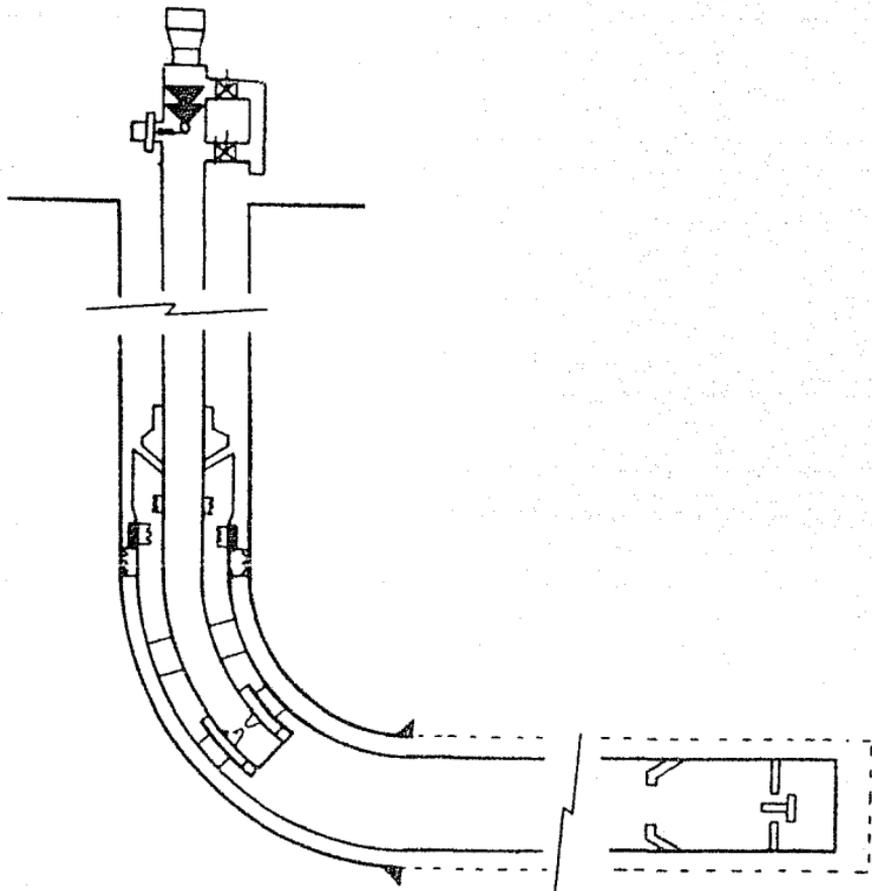


FIG. 63.- ANCLAJE DEL COLCADOR Y OPERACION DE LA  
HERRAMIENTA DEL COPLE SOLDADOR

Tapón de desplazamiento alcance al tapón limpiador (con un volumen aproximado de 90 barriles, capacidad de la tubería de perforación), quedando anclado a él mediante un candado. Simultáneamente abrir la válvula inferior incrementando la presión de desplazamiento aproximadamente 500 lb/pg<sup>2</sup>, para romper el perno de seguridad que detenia al tapón limpiador.

- 8.- Se continúa desplazando la lechada de cemento con el lodo (con volumen igual a la de la tubería corta de aproximadamente 75 bl) para que el tapón limpiador llegue al cople de retención. Con esto se incrementa la presión de bombeo quedando anclado el tapón limpiador al cople de retención, asegurando así el desplazamiento del cemento en el espacio anular y evitando el regreso de la lechada (Figura 64).
- 9.- Durante el desplazamiento de la lechada en el espacio anular, transmitir movimiento rotacional de 10 a 20 rpm y recíprocante de 20 a 30 pies. Cuando el cemento llega al cople de retención la suspensión es detenida por la aplicación de peso, el cual afloja los pernos de la herramienta que desembragan la transmisión del cuerpo de la suspensión.
- 10.- Terminada esta operación, anclar el empacador de la tubería corta a la tubería de revestimiento, levantando la herramienta soltadora y aplicando peso de 8000 a 10,000 lb en la boca de la tubería corta.
- 11.- Levanta la herramienta soltadora hacia arriba hasta que quede fuera del aparejo, sin darle rotación a la herramienta.
- 12.- Se procede a desalojar el cemento por circulación inversa, quedando así la tubería corta cementada (Figura 65).

El fluido que se introduzca al pozo, para efectuar la perforación de la tubería corta, es aceite desgasificado que proporciona una baja presión hidrostática.

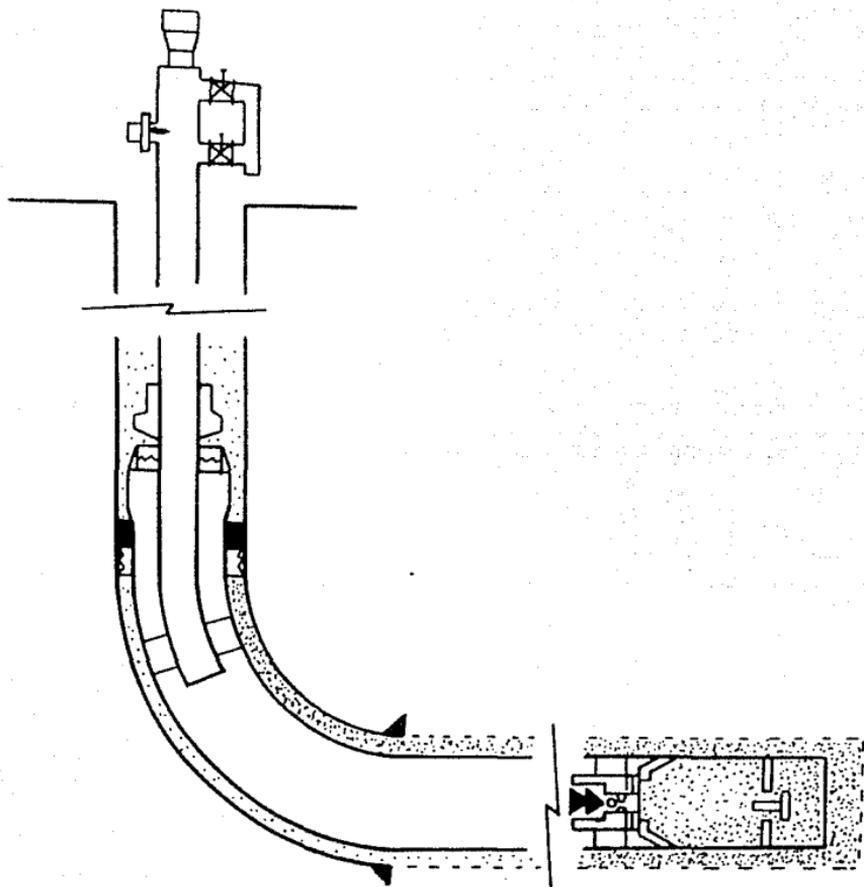


FIG. 64.- EL TAPON LIMPIADOR LIEGA AL COPIE DE RETENCION  
Y EL CEMENTO QUEDA EN EL ESPACIO ANULAR.

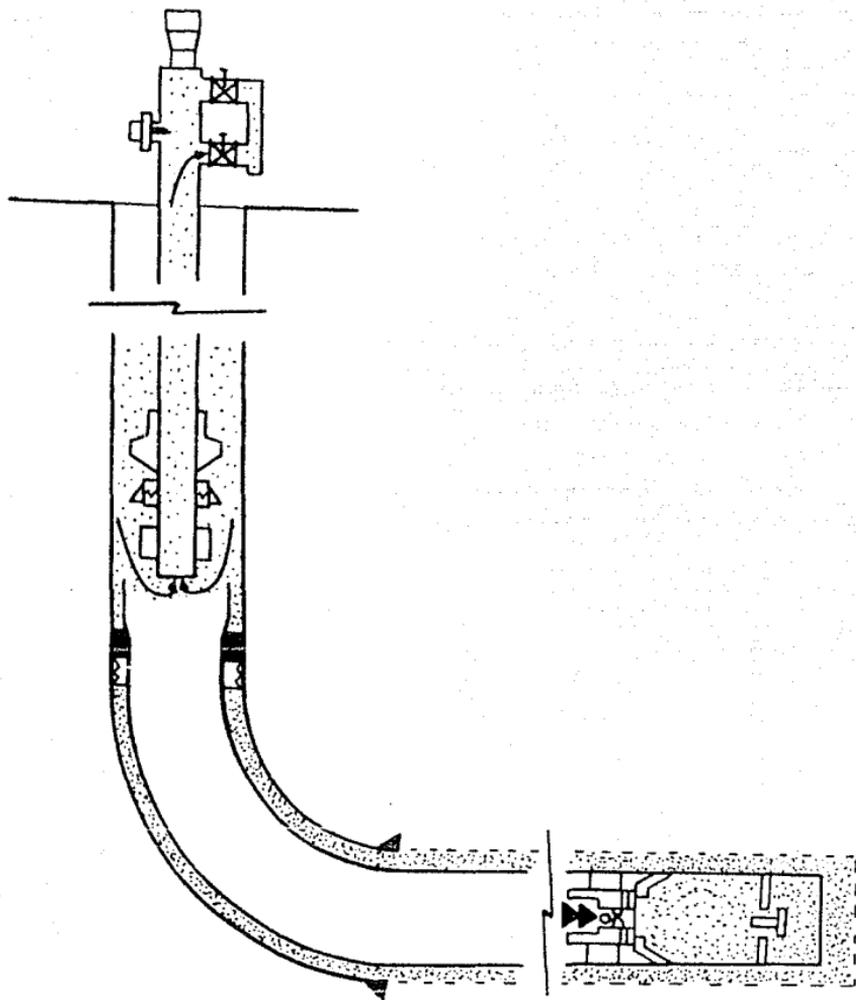


FIG. 65.- ANCLAJE DEL EMPACADOR DE TUBERIA CORTA Y LIBERACION DE LA HERRAMIENTA SOLTADORA PARA DESALOJAR EL CEMENTO POR CIRCULACION INVERSA.

### c) Perforación de la Tubería

De acuerdo a las condiciones naturales del yacimiento con fracturas verticales de altura igual al espesor de la formación y de longitud suficiente para captar la mayor producción de hidrocarburos, por lo que no es necesario inducir ni propagar estas fracturas con algún fluido fracturante. La técnica de disparo más adecuada que se ha elegido consiste en un arreglo sencillo de pistolas TCP y tubería espaciadora, la cual es disparada por la aplicación de presión en el espacio anular. El procedimiento de corrida y de operación es logrado de la siguiente manera :

- 1.- Conectar aproximadamente 100 pies de tubería espaciadora, conectar una pistola TCP, 400 pies de tubería espaciadora y otra pistola TCP. Repetir este arreglo hasta tener 4 pistolas TCP con la respectiva tubería espaciadora.
- 2.- Instalar la cabeza de disparo HTDF y la válvula de equilibrio. Posteriormente, instalar un empacador recuperable RCB con sistema de desviación de flujo, para conectar finalmente la tubería de perforación.
- 3.- Teniendo instaladas las pistolas TCP en el pozo horizontal, anclar el empacador aplicando rotación a la tubería de perforación con solamanta 1/4 de giro.
- 4.- Llenar la tubería de perforación con fluido y aplicar presión en el espacio anular de 2400 a 2900 lb/pg<sup>2</sup> para detonar las pistolas.
- 5.- Una vez abiertos los intervalos, permitir el flujo deseado del pozo, matando al pozo por circulación inversa para sacar la herramienta (figura 66).
- 6.- De esta manera, queda terminado el pozo con la tubería corta cementada y disparada.

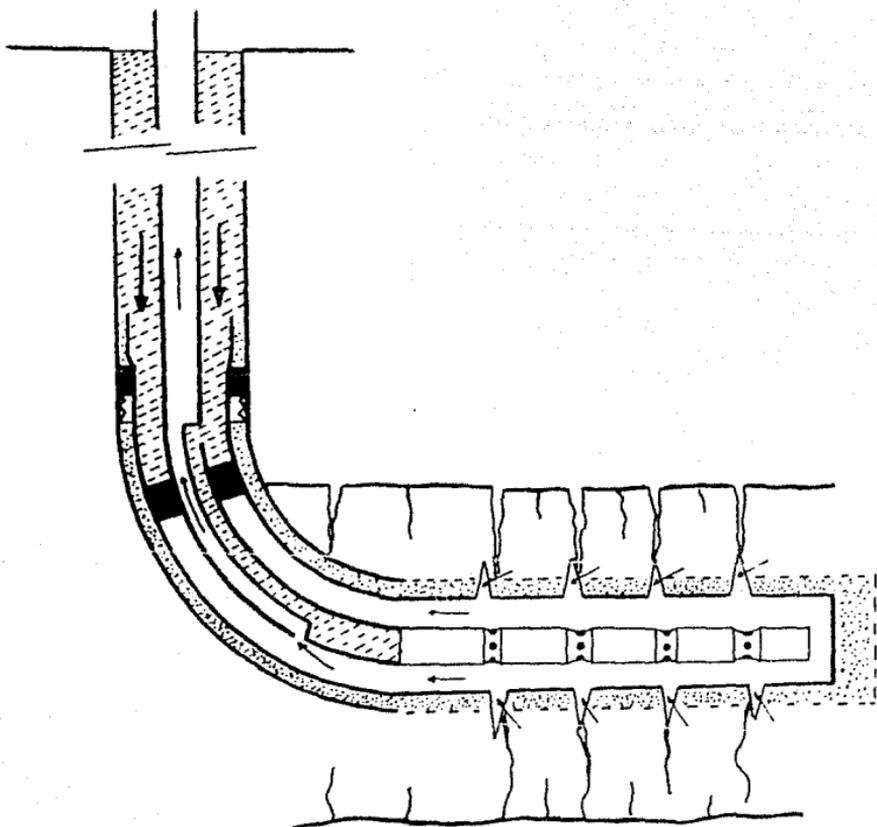


FIG. 66.- PERFORACION DE LA TUBERIA CORTA CON PISTOLAS TCP  
ESPACIADAS EN LA SECCION HORIZONTAL.

#### 4.3. ANALISIS DE LA TERMINACION.

De acuerdo a las operaciones descritas anteriormente, se obtiene un pozo horizontal con tubería corta cementada en el tramo horizontal de 610 m (2000 pies), y con cuatro intervalos disparados que han propiciado una buena comunicación de las fracturas del sistema. En esta forma se tiene un pozo altamente productivo, cuyo volumen de drenaje ha sido aumentado y la recuperación de hidrocarburos contenidos en la formación será mayor que si se hubiera perforado un pozo vertical.

En función de las propiedades del sistema roca-fluidos y de las características físicas del pozo horizontal, se intentará realizar una estimación de su productividad.

Para emplear las ecuaciones 1 y 2, las variables que intervienen tendrán que estar en unidades de campo (pies, bl, día, md, cp y lb/pg<sup>2</sup>), el cálculo es el siguiente:

$$IP_v = \frac{0.0145 (10) (70)}{5 \ln \left( \frac{3500}{0.708} \right)} = 0.238 \quad (\text{bl/día/lb/pg}^2)$$

$$IP_h = \frac{0.0145 (10) (2000)}{5 \left( \frac{2000}{70} \right) \ln \left[ \frac{1 + \sqrt{1 - (2000/2(3500))^2}}{(2000/2(3500))} \right] + \ln \left( \frac{70}{0.708} \right)}$$

$$IP_h = 1.03 \quad (\text{bl/día/lb/pg}^2)$$

El resultado de la ecuación 2 entre la 1 nos proporciona el aumento de la relación de productividad del pozo horizontal al vertical, con un valor de 4.32.

De acuerdo con las ecuaciones 1 y 2, el índice de productividad estimado del pozo horizontal es de aproximadamente 1.03 (bl/dia/lb/pg<sup>2</sup>) y la relación de productividades es de 4.3. Esto significa que el pozo horizontal produce 4.3 veces más que si el pozo fuera vertical. Además, debido a que el yacimiento se encuentra fracturado verticalmente y que el pozo horizontal las atraviesa, la relación de productividades aumentará por un factor mucho mayor, y por consiguiente, la productividad del pozo horizontal se verá modificado satisfactoriamente.

## CONCLUSIONES

La tecnología existente para la perforación de pozos horizontales, permite alcanzar longitudes horizontales de varios cientos de metros, con lo que se obtiene una gran longitud drenada.

Los pozos horizontales cambian radicalmente las condiciones de flujo, de radial circular a lineal.

La productividad de los pozos horizontales es de 3 a 5 veces mayor que la de los pozos verticales. Si el pozo horizontal atraviesa un sistema de fracturas verticales su productividad puede aumentar por un factor mayor.

Los pozos horizontales pueden ser perforados para evitar la conificación de fluidos (agua y/o gas), producir aceites pesados, producción de espesor pequeño, comunicación de fracturas verticales, etc.

El radio de curvatura del pozo puede constituir una limitación crítica en la planeación de la terminación del pozo, debido a que pueden presentarse problemas para la entrada exitosa de la tubería corta u otras herramientas en la longitud horizontal.

Si el agujero perforado horizontalmente contiene una estabilidad suficiente, de tal forma que no se colapse el agujero, entonces el pozo será terminado en agujero abierto o simplemente con una tubería corta canurada.

Si el pozo horizontal es necesario terminarlo selectivamente para evitar la producción de otros fluidos, o para

tratamientos de estimulación, entonces será necesario terminarlo con tubería corta ranurada o con anillos de orificios y empacadores externos.

Si el pozo horizontal no proporciona la estabilidad de la formación o bien si se desea realizar operaciones de estimulación por fracturamiento hidráulico entonces el pozo será terminado con tubería corta cementada y disparada.

Dos aspectos de importancia que deben ser tomados en cuenta para el éxito de la cementación de tuberías cortas son: el desplazamiento mecánico de las partículas contenidas en el fodo de perforación y el diseño de la lechada de cemento, en la cual el contenido de agua y el punto de cedencia deben de exhibir un valor tan cercanamente a cero como sea posible.

Un fluido espaciador y de baja densidad debe ser bombeado por delante de la lechada de cemento para lograr un desplazamiento más eficiente.

Los sistemas de perforación base aceite son recomendados por su baja pérdida de fluido, lubricación y estabilización de la pared de la formación.

El patrón de flujo recomendado para el desplazamiento del fluido es el turbulento. El movimiento vortical y de rotación ayuda a efectuar una buena adherencia del cemento con la superficie de la tubería corta.

La técnica de disparo con pistolas TCP ayuda a minimizar el tiempo de terminación, el daño a la formación y maximiza la productividad del pozo.

Debido a que las tuberías cortas ranuradas en agujeros abiertos proporcionan pocas opciones en operaciones de estimulación por fracturamiento y posteriores trabajos de reparación del pozo, las terminaciones con tuberías cortas cementadas y perforadas han ido en aumento.

La productividad del pozo horizontal es directamente proporcional a la longitud horizontal, a la permeabilidad y espesor del yacimiento e inversamente proporcional al radio de drenaje, ya que para producir una mayor área drenada requiere de un mayor abatimiento de la presión, por esto disminuye la productividad del pozo.

Uno de los objetivos de la perforación del pozo proyecto consistió en lograr la comunicación de un mayor número de fracturas. Para asegurar la estabilización de las paredes del agujero y evitar un mayor daño a formación se empleó un tipo de emulsión inversa, por esta razón el pozo horizontal fue terminado con tubería corta cementada y disparada en los cuatro intervalos donde se encuentran localizadas las fracturas. La técnica de disparo empleada para perforar la tubería son las pistolas TCP con tubería espaciadora. La productividad estimada del pozo horizontal fue de 1.03 (bl/dia/lb/ps<sup>2</sup>) y el aumento de la productividad con respecto a un pozo vertical de 4.32 veces, dentro de rango que se supone los pozos horizontales logran alcanzar, pero desde luego valores muy superiores cuando atraviesan una red de fracturas.

# NOMENCLATURA

A	Anchura lateral del yacimiento	(pies)
A <sub>e</sub>	Area drenada del pozo	(pies)
$\rho_m$	Densidad del lodo de perforación	(lb/gal)
$\rho_s$	Densidad de la tubería	(lb/gal)
DI	Distancia entre fracturas	(pies)
d	Diámetro de la tubería	(pies)
E	Módulo de Young	(lb/pg <sup>2</sup> )
Fb	Factor de flotación	(adim)
h	Espesor del yacimiento	(pies)
IP	Índice de productividad	(bl/dia/lb/pg <sup>2</sup> )
I	Momento de inercia	(pg <sup>4</sup> )
K	Permeabilidad del yacimiento	(md)
L	Longitud del pozo horizontal	(pies)
I	Abertura del centrador	(pg)
p <sub>e</sub>	Presión efectiva	(lb/pg <sup>2</sup> )
p <sub>h</sub>	Presión hidráulica	(lb/pg <sup>2</sup> )
q'	Carga lateral efectiva	(lb/pg)
r <sub>e</sub>	Radio de drenaje	(pies)
r <sub>w</sub>	Radio del pozo	(pies)
S	Espaciamiento entre centradores	(pg)
T	Carga de tensión sobre el centrador	(lb)
$\sigma$	Esfuerzo efectivo horizontal	(lb/pg <sup>2</sup> )

$\mu$	Viscosidad del aceite	(cp)
$u$	Esfuerzo de energía	(cal/cm)
$V_s$	Velocidad de la partícula deslizante	(pie/s)
$X_f$	Longitud de la fractura	(pies)
$Y$	Deflexión de la tubería	(pies)

## SUBINDICES

a	axial
i	interior de la tubería
e	exterior de la tubería
max.	máximo
min.	mínimo
r	radial
v	vertical
h	horizontal
$\theta$	ángulo con la vertical

## REFERENCIAS

1. Basio J. C. and Giannesini J. F.- "Horizontal Drilling - A New Production Method". SPE Proceedings of the Twelfth World Petroleum Congress, Vol. 3, Production, Houston, TX. (1987).
2. Giannesini J. F.- "Technical Brochure and Bibliography related to Horizontal Drilling and Production". Horwell Cia. (February 18th) 1988).
3. Giger F.M.- "Horizontal Well Production Techniques in Heterogeneous Reservoir". SPE 13710, presented at the SPE Middle East Oil Technical Conference, Houston, TX. (March, 1985).
4. Giger F. M. and Reiss L. H.- "The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling". SPE 13024, SPE Annual Technical Conference, Houston, TX. (Sep., 1984).
5. Elbers R. Kracht L. and Witte J.- "Case History of Horizontal Well Drilled with Navigation Technology in European Operations". SPE/IADC paper 18654, presented at the SPE/IADC Drilling Conference held in New Orleans, Louisiana (Feb. 28 - Mar. 3, 1989).
6. Conti P. F.- "Controlled Horizontal Drilling". SPE/IADC paper 18708, presented at the SPE/IADC Drilling Conference held in New Orleans, Louisiana (February 28 - March 3, 1989).

7. Yost H. A. B. and Overbey W. K.- "Drilling a 2000 ft. Horizontal Well in the Devonian Shale". SPE 16681, presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Dallas, TX. (Sep. 27-30, 1987).
  
8. I.P.F. Industrial Division Exploration and Production.- "Drill pipe - Assisted Well Logging System". L'Institute Francais du Petrole.
  
9. Spreux A. M. Louis A. and Rocca M.- "Logging horizontal Well: Field Practice for Various Techniques. Journal of Petroleum Technology. (Oct. 1988).
  
10. Doly E. L. Dormigny A. M. and Catalana G. N.- "New Production Logging Technique for Horizontal Well". SPE 14463, presented at the 60th Annual Conference and Exhibition of the SPE held in Las Vegas, NE. (Sep. 22-25, 1985).
  
11. Escaron P. C.- "A Technique to Evaluate Deviated Well with Standard Logging Tools". SPE 12180, presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition held in San Francisco, CA. (Oct. 5-8, 1983).
  
12. Howell E. P. and Smith L. J.- "Coiled-Tubing Logging System". SPE 15489, presented at the 61st annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in New Orleans, LA. (October 5-8, 1986).

13. Oliver de Montigny. Jean Combe.- "Hole Benefits, Reservoir Types Key to Profit". Oil and Gas Journal (April 11, 1988).
14. Karcher B. J. Giger F. M. and Combe J.- "Some Practical Formulas To Predict Horizontal Well Behavior". SPE 15430, presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition of SPE held in New Orleans, LA. (October, 1986).
15. Giger F. M. Combe J. and Reiss L. H.- "L'interet du Forage Horizontal pour L'exploitation de Gisements D'hydrocarbures". Revue de L'Intitute Francais du Petrole, Vol. 38, No. 2 (Mai., Juin., 1983).
16. Zimmerman B. J. Winson D. W. Hinkie R. L. and Lockman R.- "Selection of Tools for stimulation in Horizontal Cased Hole". SPE 18995, presented at the SPE Joint Rocky Regional/Low Permeability Reservoir and Exhibition held in Denver, Colorado (March, 1989).
17. Alain S. George O. and Jacques L.- "Most Problems in Horizontal Completion are Solved". Oil and Gas Journal (Jun. 13, 1988).
18. Carl A. Chris Z. Bob S. and Fred S.- "Fundamental of Horizontal Well Completions". Drilling Magazine (May., June, 1988).
19. Zurdo C. and Georges C.- "Mud and Cement for Horizontal Wells". SPE 15464, presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, held in New Orleans, LA. (October, 5-8, 1986).

20. Wilson M. A. and Sabine F. L.- "A Laboratory Investigation of Cementing Horizontal Well". SPE 16928, presented at the Annual Technical and Exhibition of the SPE held in Dallas, TX (September 27-30, 1987).
21. Crook R. J. Keller S. R. and Wilson M. A.- "Deviated Wellbore Cementing: Part 2-Solutions". Journal of Petroleum Technology (Aug., 1987).
22. Philippe Percevaux.- "Guides Emerge for Cementing Horizontal Strings". Oil and Gas Journal (Oct. 19, 1987).
23. Garaicochea P. F. y Bousloguez L. M.- "Tomas Selectos Sobre Cementación de Pozos". Departamento de Explotación del petróleo, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Facultad de Ingeniería, UNAM (Nov. 1986).
24. Reiley R. H. and Black J. W.- "Improving Liner Cementing in high-angle/Horizontal Well". World Oil (July, 1988).
25. Wilson M. A.- "Cementing Horizontal Well in Preparation for Stimulation". World Oil (October, 1989).
26. Juvkam H. C. and Baxter R. L.- "Discussion of Optimal Spacing for Casing Centralizer". SPE Drilling Engineering (December, 1988).
27. Weirich J. B. and Zaloski T. E.- "Perforation the Horizontal Well: Design and Techniques Prove Successful". SPE 16929, presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of SPE held in Dallas, TX (September 27-30, 1987).

28. Schlumberger.- "Hydraulic Time Delay Firing Head (HTDF) for Tubing Conveyed Perforation". Technical Data sheet TC 0103.
29. Austin C. E. and Rose R. E.- "Simultaneous Multiple Entry Hydraulic Fracture Treatments of Horizontal Drilled Wells". SPE 18263, presented at the 63rd at the Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Houston, TX. (October 2-5, 1988).
30. Islas S. C.- "Apuntes de Estimulación de Pozos". Facultad de Ingeniería, UNAM (1987).
31. Soliman M. Y. Hunt J. L. and El Rabaa A. W. M.- "On Fracturing Horizontal Wells". SPE 18452, presented at the SPE Eastern Regional Meeting in Charleston, WV. (November 1-4, 1988).
32. El Rabaa A. W. M. and Meadows D. L.- "Laboratory and Field Application of the Strain Relaxation Method". SPE 15072, presented at the 65th California Regional Meeting of SPE, Oakland, CA. (April 4, 1986).
33. Dawshy A. A. Slusher G. L. Christola P. T. and Magee D. A.- "In-situ Stress Measurements During Drilling". Journal of Petroleum Technology (Aug., 1986).
34. Warren W. E. and Smith C. U.- "In-situ stress Estimates from Hydraulic Fracturing and Direct Observation of Crack Orientation". Journal of Geophysical Research, Vol. 90, No B8 (July 10, 1989).