



71434  
**DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO**  
Facultad de Ingeniería

4  
2ej.

**TERMINACION DE POZOS HORIZONTALES**

**RAMON HERNANDEZ TAPIA**

**TESIS**

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE  
POSGRADO DE LA

**FACULTAD DE INGENIERIA**

DE LA

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

COMO REQUISITO PARA OBTENER  
EL GRADO DE

**MAESTRO EN INGENIERIA  
(PETROLERA)**

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**CIUDAD UNIVERSITARIA  
(OCTUBRE 1991)**



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.

	Página
I Generalidades .....	1.1
I.1 Pozos horizontales .....	1.3
I.2 Modelos de yacimiento para pozos horizontales .....	1.7
I.3 La más reciente alternativa en la recuperación de hidrocarburos .....	1.11
I.4 Aplicaciones .....	1.13
I.5 Factores en la perforación horizontal .....	1.18

## CAPITULO I.- ESTABILIDAD DEL AGUJERO EN POZOS HORIZONTALES.

1.1 Introducción .....	1.1
1.2 Inestabilidad del agujero .....	1.3
1.3 Esfuerzos alrededor del pozo .....	1.5
1.4 Criterios de Falla de la roca .....	1.9
1.5 Estimación de los esfuerzos in situ .....	1.10
1.5.1 Determinación de los esfuerzos in situ durante la perforación .....	1.11
1.5.2 Determinación de la magnitud de los esfuerzos mediante registros .....	1.15
1.5.3 Determinación de esfuerzos con el metodo "relajación de esfuerzos" .....	1.20
1.6 Conclusiones .....	1.25

## CAPITULO II.- TOMA DE REGISTROS GEOFISICOS Y DISPAROS.

2.1 Introducción .....	2.1
2.2 Descripción de las técnicas para la forma de registros .....	2.3
2.2.1 MWD .....	2.3
2.2.1.1 Sensores de dirección .....	2.5
2.2.1.2 Sensores de rayos gamma .....	2.7
2.2.1.3 Sensores de resistividad .....	2.7
2.2.1.4 Sensores de porosidad .....	2.7
2.2.1.5 Sensores de Temperatura .....	2.7

2.2.1.6 Sensores de presión .....	2.9
2.2.1.7 Fuentes de poder .....	2.9
2.2.2 SYRPHOR .....	2.9
2.2.3 Registros con tubería flexible .....	2.17
2.2.4 Agujón de desplazamiento descendente .....	2.23
2.3 Disparos en pozos horizontales .....	2.26
2.3.1 Mecanismos de detonación .....	2.28
2.3.2 Accesorios de desbalance .....	2.31
2.3.3 Empacadores .....	2.32
2.3.4 Dispositivos de orientación .....	2.32
2.4 Conclusiones .....	2.36

### CAPITULO III.- TUBERIAS DE REVESTIMIENTO EN POZOS HORIZONTALES

3.1 Introducción .....	3.1
3.2 Selección de la profundidad de asentamiento .....	3.2
3.3 Factores de diseño fundamentales .....	3.8
3.4 Consideraciones en el diseño .....	3.10
3.4.1 Intervalo objetivo .....	3.11
3.4.2 Intervalo de incremento de ángulo .....	3.14
3.4.3 Intervalo vertical .....	3.19
3.4.4 Conexiones .....	3.20
3.5 Conclusiones .....	3.21

### CAPITULO IV.- CEMENTACIONES

4.1 Introducción .....	4.1
4.2 Investigaciones de laboratorio .....	4.2
4.2.1 Limpieza del agujero .....	4.6
4.3 Diseño de lechadas .....	4.11
4.3.1 Agua libre .....	4.12
4.3.2 Asentamiento de la lechada .....	4.13
4.3.3 Pérdida de fluido .....	4.14
4.3.4 Composición del cemento .....	4.16
4.3.4.1 Bentonita .....	4.16
4.3.4.2 Tierra diatomacea .....	4.17

4.3.4.3 Hidrocarburos sólidos .....	4.17
4.3.4.4 Perlita expandida .....	4.17
4.3.4.5 Puzolana .....	4.18
4.3.4.6 Hematita .....	4.18
4.3.4.7 Ilmerita .....	4.18
4.3.4.8 Barita .....	4.19
4.3.4.9 Arena .....	4.19
4.3.4.10 Cemento espumado .....	4.19
4.4 Baches espaciadores y/o limpiadores .....	4.21
4.5 Centralización .....	4.25
4.6 Movimiento de tubería .....	4.36
4.7 Limpiadores de pared (raspadores) .....	4.37
4.8 Desplazamiento .....	4.39
4.9 Relación agujero TR .....	4.43
4.10 Guía básica para mejorar los resultados en una cementación .....	4.44
4.11 Accesorios de la TR para cementar .....	4.51
4.11.1 Equipo de flotación .....	4.51
4.11.2 Centradores .....	4.51
4.11.3 Coples de cementación múltiple .....	4.53
4.12 Conclusiones .....	4.55

## CAPITULO V.- TERMINACIONES

5.1 Introducción .....	5.1
5.2 Selección de la mejor terminación .....	5.3
5.3 Consideraciones sobre el diseño de una terminación .....	5.3
5.4 Tipos de terminaciones en agujeros horizontales .....	5.6
5.4.1 Terminación en agujero abierto .....	5.7
5.4.2 Terminación con TR corta perforada o ranurada .....	5.9
5.4.3 Terminación con TR y empacadores externos con coples de cementación .....	5.11
5.4.4 Terminación con cedazos preempacados .....	5.14
5.4.5 Terminación con empaque de grava .....	5.20
5.4.5.1 Simulador de empaque de grava .....	5.25
5.4.5.2 Simulador numérico de materiales de baja densidad ...	5.31
5.4.6 Terminación con fracturamiento .....	5.32

5.4.6.1	Fracturamiento hidráulico .....	5.35
5.4.6.2	Dirección del agujero .....	5.37
5.4.6.3	Distancia entre fracturas hidráulicas .....	5.38
5.4.6.4	Inicio de fractura .....	5.39
5.4.6.5	Ubicación del pozo en la formación .....	5.45
5.4.6.6	Costo .....	5.47
5.4.6.7	Tamaño del tratamiento .....	5.48
5.4.6.8	Uno o tratamientos múltiples .....	5.48
5.4.6.9	Pruebas con minifrac .....	5.49
5.4.7	Estimulación matricial .....	5.51
5.5	Conclusiones .....	5.56

# I. GENERALIDADES.

Debido a la creciente importancia que han adquirido los pozos horizontales, en la pasada década, es conveniente el estudio de esta tecnología.

Se han escrito cientos de artículos técnicos, además de las numerosas conferencias sobre pozos horizontales; esta abundante literatura es abrumadora en cuanto a contenido y, frecuentemente inaccesible para los Ingenieros que se encuentran desarrollando diversas actividades en el campo.

Por lo tanto, este trabajo intenta describir las bases de la terminación de pozos horizontales, cuyos objetivos son los siguientes:

- Distinguir los diferentes esfuerzos que se encuentran presentes en un agujero horizontal ( o altamente inclinado ), para evaluar la estabilidad del mismo en los diferentes tipos de formaciones.
- Describir las diferentes técnicas y herramientas que se emplean en la toma de registros, además de las consideraciones al efectuar los disparos en la sección horizontal.
- Analizar los diferentes esfuerzos a los cuales se encuentra sometida la tubería de revestimiento, para que en base al análisis, se realice un buen diseño; así mismo, se enunciarán los problemas durante las cementaciones y posibles soluciones.
- Examinar los diferentes tipos de terminaciones, y su posible aplicación. También se mencionará la factibilidad de realizar una acidificación matricial o un fracturamiento.

En esta tecnología se deben realizar estudios para determinar el comportamiento de los pozos horizontales en los yacimientos, así como en la Geología e impacto de los fluidos de terminación y de las diversas operaciones (registros, cementaciones, estimulaciones, etc.) en dichos pozos.

Se espera que este trabajo sea útil como libro de consulta para cualquier persona interesada en el tema, y para aquellos que deseen ahondar en algún tema, se recomienda consultar las referencias que aparecen al final de cada capítulo, así como otra literatura al respecto.



## I.1 POZOS HORIZONTALES.

Los pozos horizontales pueden definirse como una técnica de perforación y terminación, en la cual el pozo mantiene una trayectoria aproximadamente paralela a la formación (con un alto ángulo), y con ello exponen significativamente más formación a producción que la que podría ser expuesta por un pozo vertical.\*

La perforación de pozos horizontales o altamente desviados no es un concepto desarrollado recientemente, el empleo de pozos horizontales data de experimentos realizados por los rusos en la década de los 50s', en esa época fueron perforados 43 pozos horizontales, que fue un esfuerzo considerable con respecto al equipo, medición y estudios teóricos disponibles en esa época. La conclusión a la que se llegó por ese entonces fue, que los pozos horizontales eran técnicamente factibles pero económicamente no eran una solución rentable<sup>2</sup>.

Posterior a los soviéticos, otras pruebas sobre perforación horizontal se realizaron a mediados de los 60's, los chinos perforaron dos pozos. El primero de 500 m de longitud en el yacimiento, pero sin ademar, lo cual causó su colapso después de una semana de producción, mientras que el segundo fue interrumpido por la revolución cultural. Aquí nuevamente, los chinos concluyeron que este tipo de pozos es factible, pero antieconómico.

A finales de los 70s' y principios de los 80s', en Canadá se realizaron varios intentos de perforar horizontalmente por la Imperial Oil Ltd. y Texaco Canadá Inc.<sup>3</sup>. Un caso era el problema de pasar por debajo del río Mac Kenzie, otro caso fue el de poner en producción las arenas de alquitran del "Cold Lake" sobre una base experimental. De nuevo se demostró la factibilidad técnica, pero no la económica.

\* REFERENCIAS AL FINAL DE CADA CAPITULO.

Existen diferentes técnicas para llegar a la formación objetivo, las cuales son función de la longitud horizontal que se desee alcanzar.

Las técnicas de perforación horizontal se dividen en cuatro : (1) de radio largo o convencional, el cual tiene un incremento de ángulo de  $6^{\circ}/100$  ft; (2) radio medio, con un incremento de ángulo de  $6-30^{\circ}/100$  ft; (3) radio corto con un incremento de ángulo de  $150-180^{\circ}/100$  ft, y (4) radio ultra corto, el cual mediante métodos hidráulicos cambia la trayectoria del pozo de vertical a horizontal Fig 1. La tabla 1 muestra las diferentes longitudes que pueden perforarse con cada técnica y las opciones del tipo de terminación que pueden tener cada una de ellas.

# TECNICAS QUE SE EMPLEAN EN LA PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES

Fig. 1

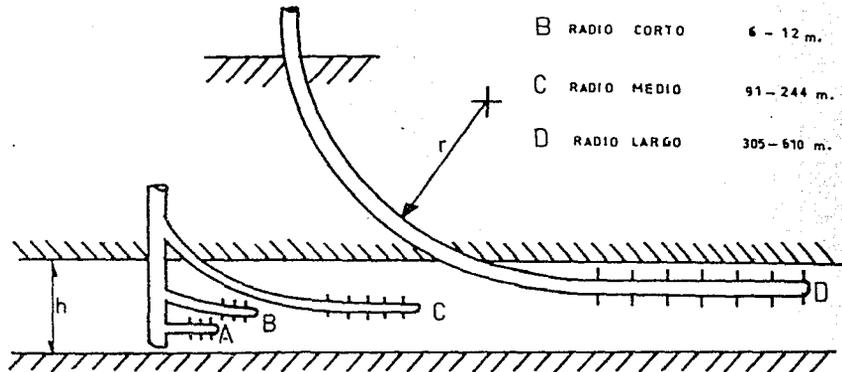


TABLA 1.

CLASIFICACION DE LAS TECNICAS DE PERFORACION. <sup>4</sup>

METODO	CAMBIO DE RADIO m (ft)	LONGITUD DEL POZO m (ft)	TERMINACION	REGISTROS
Radio ultra corto	0.31-0.61 ( 1-2 )	31-60 * (100-200)	Con tubing perforado o empaque de grava	NO
Radio corto	6-12 (20-40)	31-213** (100-700)	Agujero abierto o TR corta ranurada	NO
Radio medio	91-244 (300-800)	305-457 (1000-3000)	Agujero abierto TR corta ranurada terminación selectiva con tubería cementada	SI
Radio largo	305-610 (1000-2500)	305-457 (1000-3000)	Agujero abierto TR corta ranurada terminación selectiva con tubería cementada	SI

\* Varios radios de un solo pozo pueden ser perforados con la tubería cementada.

\*\* Varios pozos a diferentes profundidades pueden ser perforados de un solo pozo.

## 1.2 MODELOS DE YACIMIENTO PARA POZOS HORIZONTALES.

Varias compañías han trabajado en el desarrollo de modelos de yacimiento para pozos horizontales. Esos modelos son necesarios para realizar investigaciones de los yacimientos candidatos, para predecir y llevar un control de su producción.

Algunos modelos son el de Borisov, Merkulov, Giger, Giger y colaboradores, y el de Joshi, éste último se menciona continuación.

### MODELO DE JOSHI (PHILLIPS)

Joshi desarrolló un modelo de yacimiento para un pozo horizontal, tal como se observa en la figura 2.

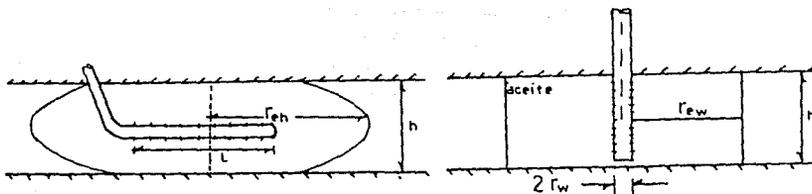


Fig 2.- Esquema del radio de drenaje en un pozo horizontal.

Joshi dividió el problema de flujo tridimensional en un problema bidimensional, tal como se observa en la figura 3.

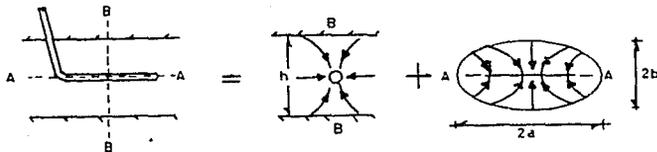


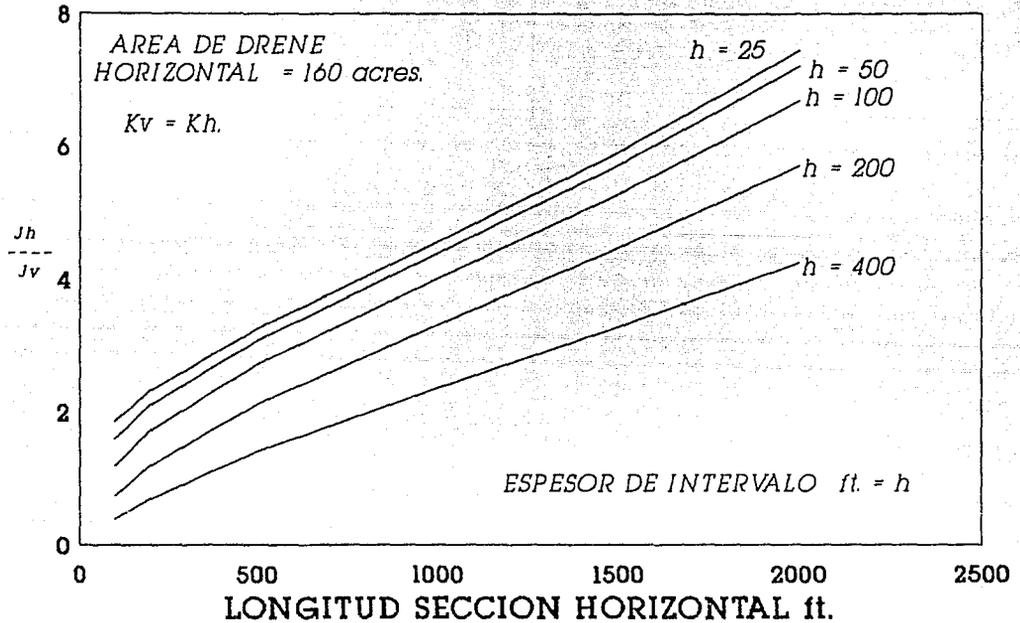
Fig. 3.- Problema de flujo tridimensional (Joshi 1986).

Mediante la relación de índices de productividad de un pozo horizontal y un vertical contra longitud de la sección horizontal, Joshi demostró que los pozos horizontales pueden producir de 5-8 veces en algunos yacimientos, como se observa en la gráfica 1.

Joshi demostró un modelo de pozos horizontales para conificación de agua y gas como se observa en las figuras 4 y 5.

La experiencia de campo demostró que efectivamente los pozos horizontales reducen al mínimo o eliminan los problemas de conificación de agua o gas en muchos yacimientos. Esos resultados positivos han sido confirmados cuantitativamente por el modelo de Joshi.<sup>5</sup>

# GRAFICA 1



JOSHI S.P.E. May 1988.

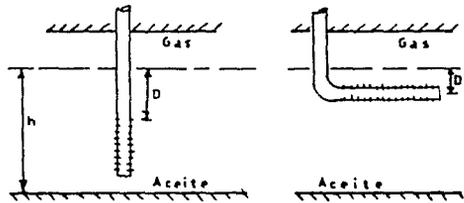


Fig. 4. - Modelo para conificación de gas.

1.10

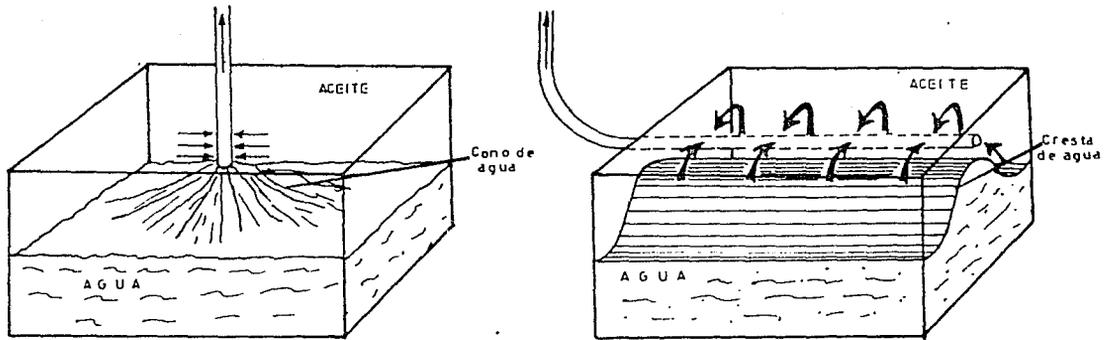


Fig. 5.- Modelo para conificación de agua.



### I.3 LA MAS RECIENTE ALTERNATIVA EN LA RECUPERACION DE HIDROCARBUROS.

En el presente periodo en el que los precios del aceite y gas natural se han visto reducidos, se han hecho estudios para que la rentabilidad de la perforación tenga mejores expectativas; existen al menos tres opciones para la reducción del costo, estas son: la perforación horizontal para obtener la máxima recuperación de aceite con la perforación de pocos pozos, desarrollar sistemas de información como soporte para la perforación, y el empleo de equipo y herramientas de diseño moderno para incrementar la eficiencia del equipo de perforación.

Ahora bien, perforar horizontalmente no es en si el objetivo, el principal objetivo es el de obtener el máximo de producción, y un ejemplo de esto es el campo marino Rospo Mare en el mar Adriático Italia, el cual en enero de 1988 producía 22,000 BPD de crudo de los cuales 19,000 fueron producidos por pozos horizontales, y los 3.000 restantes de pozos verticales o desviados, para hacerlo más comparativo, en enero de 1988 el campo producía 4,300 BDP de un pozo horizontal, un pozo desviado y dos verticales<sup>6</sup>.

La tecnología para perforar, terminar y poner a producción un pozo horizontal se encuentra disponible . A los Ingenieros en Yacimientos les toca hacer el mejor uso de ésta herramienta para recuperar la mayor parte del aceite remanente, además de las aportaciones que puedan hacer en beneficio de la industria petrolera.

El aumento en producción ha coincidido con el desarrollo de la tecnología a tal punto que los pozos horizontales serán probablemente una característica común en varios campos.

La evaluación del comportamiento de la perforación va a ser función del costo y las dificultades encontradas; y con los resultados de la producción se tendrá un parámetro de comparación, para poder evaluar las ventajas que implica perforar horizontalmente. A medida que se perforen pozos horizontales se tendrá mas experiencia y por consiguiente un abatimiento en los costos, una prueba de esto se presenta en el campo marino de ROSPO MARE en Italia; en 1982 se perforó el pozo Rospo Mare 6 con una longitud horizontal de 600 m a una profundidad de 1300m, se atravesaron formaciones muy difíciles, además de las pérdidas de fluidos que se tuvieron, el costo de la perforación del pozo fue de tres veces el costo de un pozo vertical. Con la experiencia adquirida, a medida que se perforaban los pozos horizontales se abatían los costos de perforación<sup>7</sup>.

La tecnología de pozos horizontales está siendo desarrollada para beneficio de campos, que debido a sus características petrofísicas era incosteable su explotación. En la investigación de esta nueva tecnología, Geólogos, Geofísicos y los Ingenieros de las Áreas de Yacimientos, Producción, Perforación, Reparación y Terminación, deberán trabajar en conjunto para un más rapido desarrollo y aplicación de ésta técnica, la cual está abierta para continuas investigaciones en las diferentes áreas.

#### I.4 APLICACIONES.

La perforación horizontal puede ser usada para alcanzar o atravesar varios yacimientos irregulares, limitar la invasión de fluidos no deseados (conificaciones), atravesar fracturas verticales naturales y maximizar la producción en yacimientos depresionados de baja permeabilidad o bien acondicionar los pozos para procesos de recuperación secundaria.

**CONIFICACION DE AGUA.**-Cuando las zonas productivas manejan agua, y particularmente cuando la viscosidad del aceite es significativamente más alta que la del agua, se tendrá un pozo vertical con problemas de conificación; en este caso el pozo produce agua y aceite, y con el paso del tiempo se incrementará la proporción de agua. Si se perforara un pozo horizontal que atravesase únicamente la formación productora, ésto reduciría la posibilidad de la conificación del agua (Figura 6).

**CONIFICACION DE GAS.**- Debido que el gas tiene una menor viscosidad que la del aceite, la conificación del gas es mucho más severa que la del agua. Si la conificación del gas no se puede controlar el gas que se extrajo debe inyectarse nuevamente al yacimiento para evitar un depresionamiento prematuro. Perforar un pozo horizontal ayudaría a prevenir los problemas de conificación, asegurándose que el pozo sea terminado en el cuerpo productor de aceite y alejado del casquete de gas permitiendo con esto, gastos económicos de producción sin excesivos gradientes de presión los cuales inducen a la conificación (Figura 7).

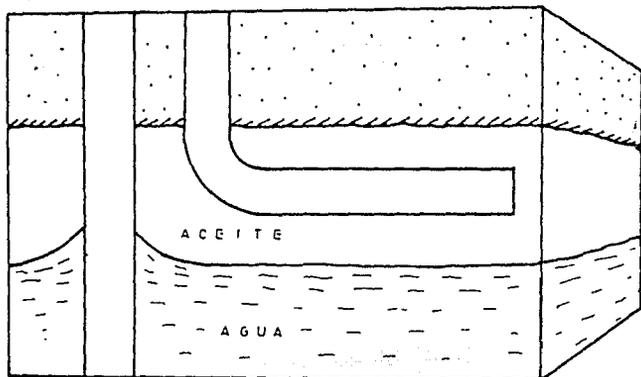


Fig. 6 .- Conificación de agua.

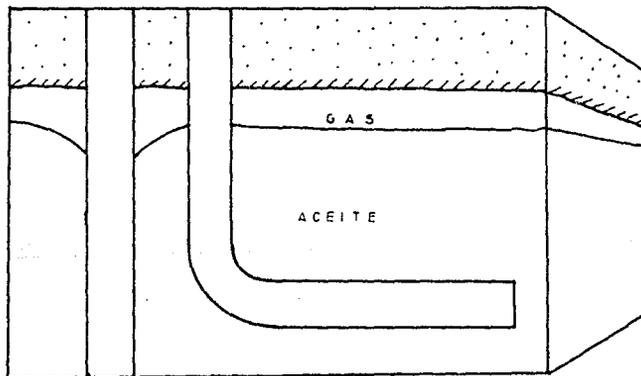


Fig. 7 .- Conificación de gas.

**YACIMIENTOS FRACTURADOS VERTICALMENTE.**-En yacimientos con fracturas verticales con zonas productoras orientadas en planos verticales ( y separaciones de 20 a 200 ft), un pozo vertical podría fallar en alcanzar alguna zona, pero uno horizontal y perpendicular a los planos de los cuerpos productores podría interceptar un buen número de fracturas y mostrar un aumento significativo en su producción, mucho mayor que el vertical (Figura 8).

**FORMACIONES IRREGULARES.**-La perforación horizontal ha sido usada para desarrollar formaciones productoras lenticulares; éste tipo de formaciones es muy difícil de localizar con precisión con mediciones sísmicas. Una vez localizadas esas formaciones son fácilmente alcanzadas por pozos direccionales convencionales o bien mediante pozos horizontales (Figura 9).

**FORMACIONES DE BAJA PERMEABILIDAD.**-En formaciones con baja permeabilidad, perforar un pozo horizontal a través de la zona productora puede producir muy buenos resultados, si se perforan varios cientos de pies, el pozo se comportará como una fractura, incrementando la permeabilidad y mejorando la productividad (Figura 10).

**RECUPERACION MEJORADA DE ACEITE.**-Los pozos horizontales son una herramienta muy útil en la explotación de yacimientos, pero también es aplicable al área de la recuperación secundaria, implementando los pozos como inyectores de agua o bien acondicionándolos para el proceso de recuperación mejorada (Figura 11)<sup>8</sup>.

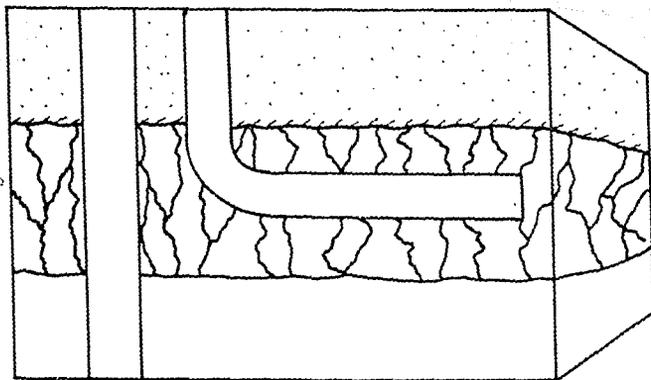


Fig. 8 .- Yacimientos fracturados verticalmente.

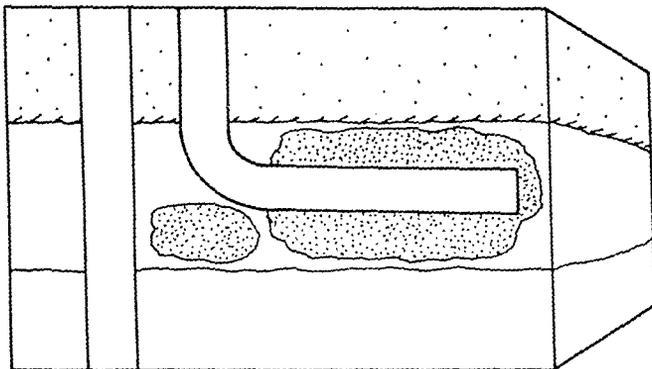


Fig. 9 .- Formaciones irregulares.

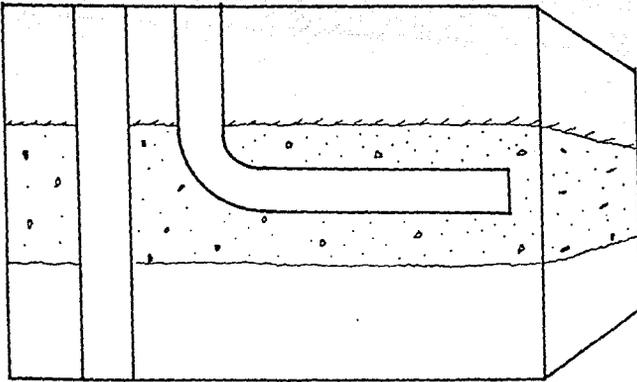


Fig. 10 .- Formaciones de baja permeabilidad.

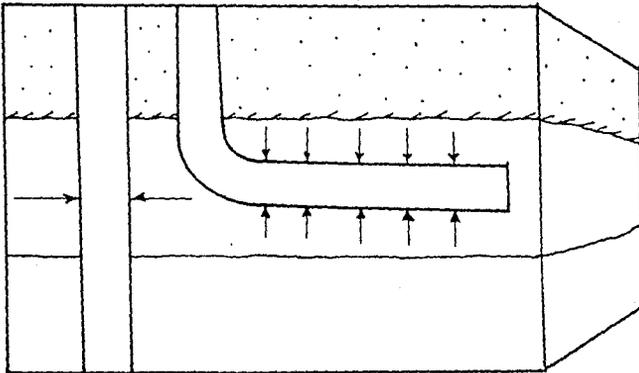


Fig. 11 .- Recuperación secundaria y/o mejorada.

## I.5 FACTORES A CONSIDERAR EN LA PERFORACION HORIZONTAL.

- Se tiene una mayor ( 40-60% ) y más rapida recuperación de hidrocarburos<sup>5,6</sup> .
- Una mejor distribución del frente de desplazamiento del fluido empleado en procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.
- Mayor conocimiento de la variabilidad de las facies geológicas.
- Reducción de costos en pozos marinos.
- Protección del medio ambiente por la limitación de áreas físicas para la perforación.
- Terminación selectiva de los pozos a fin de tomar ventaja de las heterogeneidades, estimulación selectiva, etc.
- Mejor entendimiento de la Geología y distribución in situ de los fluidos del yacimiento mediante el empleo de sistemas de navegación y telemetría<sup>6</sup>.



## B I B L I O G R A F I A .

- 1.- B.A.Sheikholeslami, B.W.Scholottman, F.A.Siedel, D.M.Button.  
''Drilling and production aspects of horizontal wells in  
the Austin Chalk ''  
S.P.E. 19825. Oct. 1987.
- 2.- J. Bosio, L.H. Reiss.  
''Site selection remains key to succes in horizontal-well  
operation ''.  
Oil & Gas Journal, March 21 1988.
- 3.- D.C. Loxman.  
''Texaco Canada completes unique horizontal drilling program''.  
Petroleum Engineer International, Sep 1982.
- 4.- S.D. Joshi.  
''A review of horizontal well and drainhole technology ''.  
S.P.E. 16868 May 1988.
- 5.- S.D. Joshi.  
''Horizontal well technology ''.  
Mexico City, Jun 12-15 1990.
- 6.- P. Dussert, G. Santoro, H.Soudet.  
''A decade of drilling developments pays off in offshore  
Italian oil field ''  
OGJ REPORT feb 29 1988.
- 7.- Pierre Armessen, Andre P. Jourdan, Christian Marioti.  
''Horizontal drilling has negative and positive factors''  
Oil and Gas Jornal May 23 1988.
- 8.- Joshi S.D.  
''A reviw of horizontal well and drainhole technology''.  
SPE 16868 May 1988.
- 9.- J. G. León Loya.  
''Tecnología de pozos horizontales ''.  
U.N.A.M. Feb 1990.

# CAPITULO I

## ESTABILIDAD DEL AGUJERO EN POZOS HORIZONTALES.

### II INTRODUCCION.

Con la perforación de pozos horizontales o altamente desviados, se creó la necesidad de intentar conocer el comportamiento del agujero en la sección horizontal, durante la perforación y en su fase productiva. Los problemas del agujero durante la perforación son a menudo la consecuencia de su inestabilidad mecánica; la inestabilidad del pozo puede resultar en pérdidas de circulación, derrumbes y/o cierres. Las causas de inestabilidad pueden ser químicas o mecánicas, y en algunas ocasiones resulta de la combinación de ámbas, sin embargo solo se consideraran los efectos mecánicos.

Predecir el comportamiento de las rocas sujetas a esfuerzos, es aún una ciencia inexacta. A pesar de los esfuerzos realizados en años recientes, la inestabilidad del pozo es aún la responsable de un gran porcentaje de problemas durante la perforación. Al inicio de la desviación de los pozos altamente inclinados, ésta inclinación va a producir alteraciones en el estado de esfuerzos alrededor el pozo, y en consecuencia en las propiedades físicas de la roca, que dependiendo de ciertas condiciones específicas, los efectos podrían conducir a un colapso del agujero o a una disminución en el gradiente de fractura<sup>4</sup>.

La mejor manera de determinar la estabilidad, es conocer los esfuerzos in situ para obtener la orientación de las fracturas, y en consecuencia la dirección en que se perfora el pozo. Esto puede lograrse mediante operaciones de microfracturas (semejantes a pruebas de goteo)

mientras se perfora, o bien se puede correr un registro de estabilidad mecánica (Mechanical Stability Log MSL), el cual calcula el rango de densidades de lodo que pueden emplearse para perforar, sin causar pérdidas de circulación o problemas de inestabilidad. El registro MSL emplea como datos de entrada registros de pozos vecinos al pozo en proyecto, estos registros son el de densidad, rayos gamma, sónico compresional y un sónico de cizallamiento; de no contarse con alguno de estos la estimación de las densidades de lodo tendrán menor confiabilidad<sup>2</sup>.

## 1.2 INESTABILIDAD DEL AGUJERO.

La inestabilidad del agujero puede presentarse en varias formas (Fig. 1.1), puede ocurrir una reducción del diámetro del pozo cuando la roca es plástica, y tiende a "fluir" dentro del agujero. Un agrandamiento del diámetro se presenta al perforar en esquistos, rocas muy duras o muy fracturadas, que tienden a derrumbarse. Ahora bien, si al estar perforando, la presión del fluido es muy alta, puede ocurrir pérdida de circulación como el resultado de un fracturamiento de la formación, si el fluido es de una densidad muy baja el agujero puede colapsarse. La inestabilidad del agujero es la causante de los atrapamientos de tubería de perforación, de las TRs' y del colapso de TRs' cortas, lo cual trae como consecuencia la desviación del agujero o lo que es peor, la pérdida del pozo. Una vez el pozo en operación, se debe controlar su producción, ya que altos gastos conducen a la producción de sólidos, y si la formación es poco consolidada, puede ocasionar derrumbes o arenamientos; de tenerse arenamientos en grandes intervalos de la sección horizontal, se puede considerar que sería prácticamente imposible intervenir el pozo para su reparación o acondicionamiento.

Desde la década de los 40s' se han realizado considerables esfuerzos enfocados hacia la solución de los problemas de mecánica de rocas asociados con la inestabilidad del pozo, con el reciente auge de la tecnología de pozos horizontales, en la década de los 80s' se realizaron trabajos dirigidos al desarrollo de modelos matemáticos y de simuladores de estabilidad. Sin embargo se debe hacer énfasis en los factores que influyen la estabilidad en agujeros abiertos, para poder predecir las fallas en los pozos, y la aplicación de los conceptos de la mecánica de rocas para controlar la estabilidad del mismo.

EVENTOS QUE OCURREN

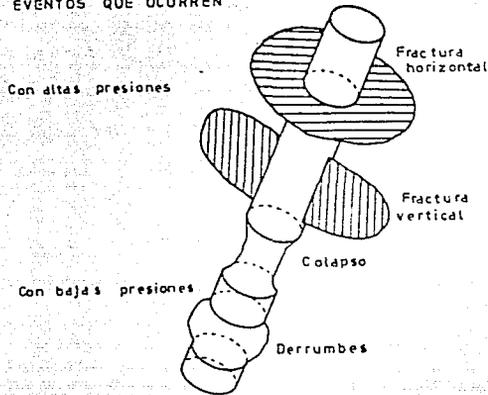


Fig. 1.1 .- Problemas típicos en el pozo.

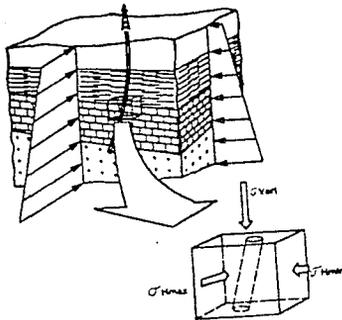


Fig. 1.2 .- Esfuerzos in situ.

### 1.3 ESFUERZOS ALREDEDOR DEL POZO.

Una vez que el pozo ha sido perforado, existen esfuerzos compresivos dentro de la formación (Fig. 1.2), estos esfuerzos son, un esfuerzo vertical o de sobrecarga  $\sigma_{vert}$ , y dos esfuerzos horizontales  $\sigma_{Hmax}$  (esfuerzo horizontal máximo) y  $\sigma_{Hmin}$  (esfuerzo horizontal mínimo), los cuales generalmente tienen diferente valor, pero  $\sigma_{vert} \neq \sigma_{Hmax} > \sigma_{Hmin}$ . Cuando el pozo se perfora, los esfuerzos en la vecindad de la roca son redistribuidos debido a que el soporte ofrecido originalmente por la roca, una vez perforada, es reemplazada por la presión hidrostática de la columna de lodo. La redistribución de esfuerzos es normalmente referida como esfuerzo tangencial  $\sigma_{\theta}$ , esfuerzo radial  $\sigma_r$ , y el esfuerzo axial  $\sigma_{ax}$ , (actúa paralelo al eje del pozo Fig.1.3).

En pozos desviados, un componente adicional de corte  $\tau_{\theta z}$  se genera<sup>3</sup>. Un conjunto de ecuaciones para determinar los esfuerzos alrededor del pozo, como una función de la distancia radial se presentan a continuación.

El modelo considera las propiedades de la roca como isotrópicas y linealmente elástica, resultando:

$$\sigma_r = p_v \quad \dots\dots\dots(1.1)$$

$$\sigma_{\theta} = (\sigma_x + \sigma_y - p_v) - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau \sin 2\theta \quad \dots(1.2)$$

$$\sigma_z = \sigma_{zz} - 2\nu(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\nu \tau_{xy} \sin 2\theta \quad \dots\dots\dots(1.3)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0 \quad \dots\dots\dots(1.4)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz} \sin\theta + \tau_{yz} \cos\theta) \quad \dots\dots\dots(1.5)$$

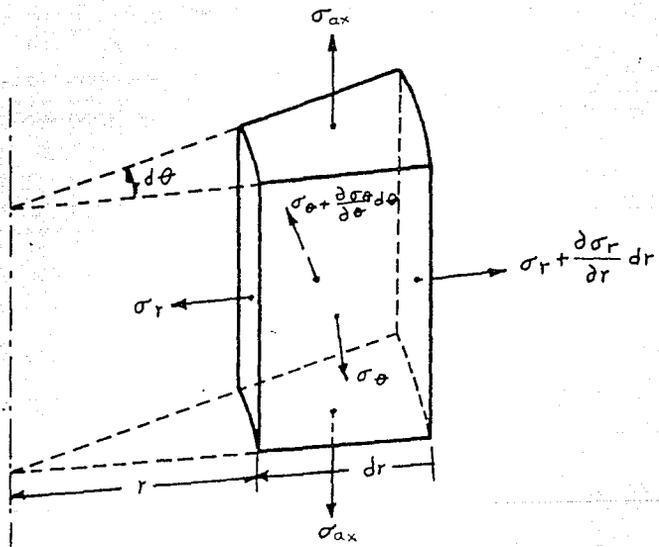


Fig. 1.3 .- Esfuerzos principales en la vecindad de la pared del pozo.

Los esfuerzos principales son transformados debido al cambio de orientación del pozo, mediante un operador tensor; el resultado de ésta transformación utiliza el ángulo absoluto entre el eje respectivo. Empleando un conjunto de ángulos de referencia (ver Fig. 1.4) y aplicando el operador tensor se obtienen las siguientes ecuaciones :

$$\sigma_x = (\sigma_{T1} \cos^2 \phi + \sigma_{T2} \sin^2 \phi) \cos^2 \gamma + \sigma_o \sin^2 \gamma \dots\dots\dots(1.6)$$

$$\sigma_y = (\sigma_{T1} \sin^2 \phi + \sigma_{T2} \cos^2 \phi) \dots\dots\dots(1.7)$$

$$\sigma_{zz} = (\sigma_{T1} \cos^2 \phi + \sigma_{T2} \sin^2 \phi) \sin^2 \gamma + \sigma_o \cos^2 \gamma \dots\dots\dots(1.8)$$

$$\tau_{yz} = 0.5 (\sigma_{T2} - \sigma_{T1}) \sin 2\phi \sin \gamma \dots\dots\dots(1.9)$$

$$\tau_{xz} = 0.5 (\sigma_{T1} \cos^2 \phi + \sigma_{T2} \sin^2 \phi - \sigma_o) \sin 2\gamma \dots\dots\dots(1.10)$$

$$\tau_{xy} = 0.5 (\sigma_{T2} - \sigma_{T1}) \sin 2\phi \cos^2 \gamma \dots\dots\dots(1.11)$$

donde :

$\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$  = Esfuerzo normal por pie de profundidad, en coordenadas cilíndricas [psi/pie].

$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_{zz}$  = Esfuerzo normal por pie de profundidad, en coordenadas rectangulares (actúan normal y paralelo al eje del pozo) [psi/pie].

$\sigma_{T1}, \sigma_{T2}$  = Esfuerzos horizontales in-situ por pie de profundidad [psi/pie].

$\sigma_o$  = Esfuerzo de sobrecarga por pie de profundidad [psi/pie].

$\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz}$  = Esfuerzo cortante por pie de profundidad, en coordenadas rectangulares [psi/pie].

$\tau_{r\theta}, \tau_{rz}$  = Esfuerzo cortante por pie de profundidad, en coordenadas cilíndricas [psi/pie].

$P_w$  = Presión del pozo por pie de profundidad [psi/pie].

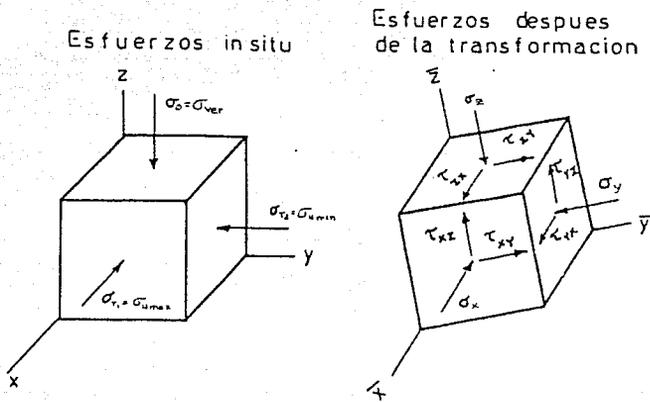
$\theta$  = Posición angular alrededor del pozo.

$\nu$  = Relación de Poisson (se supone 0.2 para la mayoría de las rocas)

$\phi$  = Ángulo del azimut del pozo respecto al eje x.

$\gamma$  = Desviación del pozo de la vertical.





Sistema de referencia del pozo

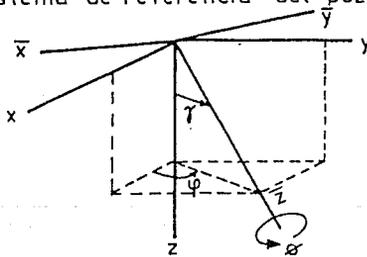


Fig. 1.4 .- Transformación de coordenadas.

Si el estado de esfuerzos redistribuidos excede el esfuerzo de la roca, en tensión o en compresión, entonces se presentará la inestabilidad. Para poder evaluar el potencial de la estabilidad del pozo se debe emplear un modelo que simule de una manera más real los esfuerzos y/o deformaciones alrededor del pozo; de los resultados obtenidos del modelo (esfuerzos y deformaciones), se deben comparar con un criterio de falla (en la roca).

#### 1.4 CRITERIOS DE FALLA DE LA ROCA.

En algunos casos las propiedades mecánicas de las rocas se determinan en laboratorio, de pruebas realizadas a nucleos, un análisis numérico más sofisticado puede incluir el comportamiento no lineal debido a la anisotropía de la muestra, para evaluar la inestabilidad del pozo. Sin embargo la mayor parte de las veces, se cuenta con muy poca información de los parámetros de la roca (esfuerzos y resistencia in-situ), y por tanto un análisis elástico simple es lo que se realiza<sup>1,3,5</sup>. En este caso, la falla de la roca se determina empleando el criterio de Máximo Esfuerzo.

Existen diferentes criterios de resistencia empleados para predecir el inicio de la falla de la roca e inestabilidad del pozo, y pueden clasificarse en cuatro categorías (Tabla 1.1).

TABLA 1.1.  
CATEGORIAS DEL CRITERIO DE MAXIMA RESISTENCIA.

	Función de $\sigma_{vert}$ , $\sigma_{Hmax}$ y $\sigma_{Hmin}$	Función de $\sigma_{vert}$ y $\sigma_{Hmin}$
CRITERIO LINEAL	CATEGORIA A Ejem. Drucker-Prager	CATEGORIA B Ejem. Mohr-Coulomb
CRITERIO ND LINEAL	CATEGORIA C Ejem. Parisseau	CATEGORIA D Ejem. Hoek-Brown

El empleo de modelos analíticos/numéricos para predecir el comportamiento mecánico del pozo, requiere del conocimiento de parámetros que deben definirse o estimarse. Los parámetros requeridos para utilizar los modelos en estudio son: estado de esfuerzos in situ (direcciones y magnitudes), orientación del pozo con respecto a los esfuerzos in situ, presión de formación y propiedades mecánicas de la formación (elástica o plástica y su resistencia).

### 1.5 ESTIMACION DE LOS ESFUERZOS IN SITU.

Si en el área donde se tiene programada la perforación de pozos altamente inclinados, no se tiene idea de la orientación y magnitud de los esfuerzos principales, será necesario realizar pruebas en el área, para determinar dichos parámetros.

Existen tres métodos con los cuales se puede determinar la orientación y/o magnitud de los esfuerzos. El primero es mediante la realización de microfracturas, y es aplicable durante la perforación, se emplea para medir el esfuerzo principal menor y la orientación de la fractura. El segundo método emplea un registro de estabilidad mecánica (MSL), puede ser usado para estimar la magnitud de los esfuerzos. La última técnica denominada relajación de esfuerzos emplea núcleos orientados. Debido a que la técnica de microfractura en agujero abierto es una medida directa de la magnitud y orientación de los esfuerzos, ésta se recomienda en yacimientos nuevos<sup>6</sup>.

### 1.5.1 DETERMINACION DE LOS ESFUERZOS IN-SITU DURANTE LA PERFORACION

Este método descrito por Daneshi<sup>B</sup> es el más confiable en la determinación del esfuerzo principal mínimo, está basado en una serie de experimentos realizados en pozos del sur de Texas. Consiste en la creación de microfracturas arriba, abajo y en la zona de interés (Fig.1.5), con 1 o 2 barriles de fluido, midiendo las presiones resultantes de la operación; posteriormente se recupera un núcleo orientado del fondo del pozo, para realizar pruebas y determinar sus propiedades físicas y mecánicas, además de observar físicamente la fractura (el mismo núcleo obtenido puede ser usado para la prueba de relajación de esfuerzos).

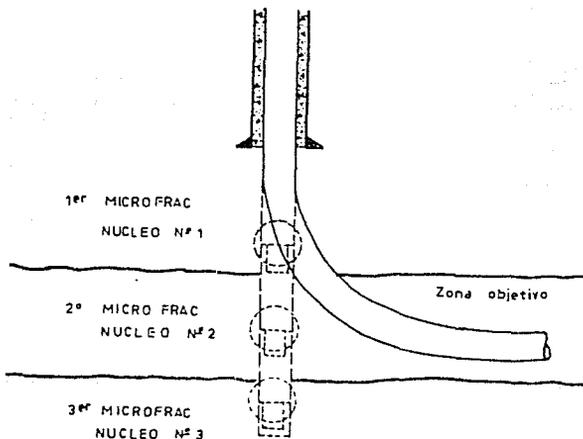


Fig. 1.5 .- Sección vertical de la toma de núcleos.

Una secuencia de la operación de minifrac es la siguiente:

- a).- Con la tubería de perforación o tubing fuera del pozo, al inicio se coloca un ensamble con empacador para agujero abierto; el ensamble contiene dos registradores de presión tipo Bourdon, los cuales van a registrar presiones en la TP. En el extremo inferior del empacador va colocada una tubería de cola, cuya longitud va a servir para controlar la profundidad de asentamiento del empacador, resultando además la longitud de agujero abierto que va a ser fracturado.
- b).- Se procede a introducir el empacador, una vez en el fondo del pozo se opera el empaque cargando peso a la TP.
- c).- Se prueban conexiones superficiales para evitar cualquier fuga. Se aplica presión directa por TP para checar que el empaque tenga un buen sello; también se puede aplicar una pequeña presión por el espacio anular para detectar cualquier posible fuga.
- d).- Se procede a realizar la microfractura con un volumen de 1 a 2 barriles, monitoreando y registrando las presiones en TP y espacio anular, gasto, volumen bombeado en cada etapa y volumen acumulado.
- e).- Una vez realizada la microfractura, se recupera el empacador y los registradores de presión.
- f).- Se recupera un núcleo orientado del fondo del pozo, para medir las propiedades físicas y mecánicas de la roca.

Aunque aparentemente se trata de una operación sencilla, es conveniente tener especial cuidado en ciertos puntos:

\* De preferencia la zona a fracturar debe estar en un rango de 1.5 a 6 mts., ya que de tener una sección mayor, se requerirán altos gastos de inyección, una sección muy corta implica el riesgo de datos erróneos debido a efectos del empacador.

\* Para fracturar se deben emplear baches de fluido fracturante limpio que no dañe la formación; se debe seleccionar la viscosidad del fluido a emplear, por ejemplo para formaciones de baja permeabilidad, es conveniente emplear un gel de baja viscosidad, y para altas permeabilidades y grandes secciones de agujero abierto se puede emplear una alta concentración de gel.

\* La fractura creada debe ser lo suficientemente pequeña, para que no penetre en las zonas adyacentes. En la mayoría de los casos la fractura se supone de forma circular. Si una fractura es creada en la parte media de un intervalo de 20 ft. se supone un radio de fractura de 10 ft; considerando una amplitud promedio de 0.05 pg, se obtiene un volumen de fractura de aproximadamente 10 gal. Si se tiene una eficiencia del fluido de 50%, el volumen total inyectado debe ser de 20 gal. aproximadamente. Con un gasto de inyección de 5 gal/min. se puede realizar una prueba en 4 min.<sup>7</sup>.

Al término de la operación de minifrac, se debe obtener una gráfica similar a la Fig. 1.6 . Puesto que el gasto de inyección empleado es muy bajo las caídas de presión por fricción se desprecian.

La presión de cierre instantánea en la superficie (Instantaneous Shut-In Pressure ISIP) es el punto de desviación de la presión del comportamiento lineal. En formaciones con alta permeabilidad o con presencia de fracturas alrededor del pozo, la fractura podría cerrar instantáneamente, entonces ISIP más la presión hidrostática del fluido, pueden ser una aproximación del esfuerzo principal menor, esto es :

$$\sigma_{\text{min}} = \text{ISIP} + P_h \dots\dots\dots(1.12)$$

$$\sigma_{\text{min}} = \text{Esfuerzo principal menor [psi].}$$

$$\text{ISIP} = \text{Presión de cierre instantánea [psi].}$$

$$P_h = \text{Presión hidrostática de la columna de fluido [psi].}$$

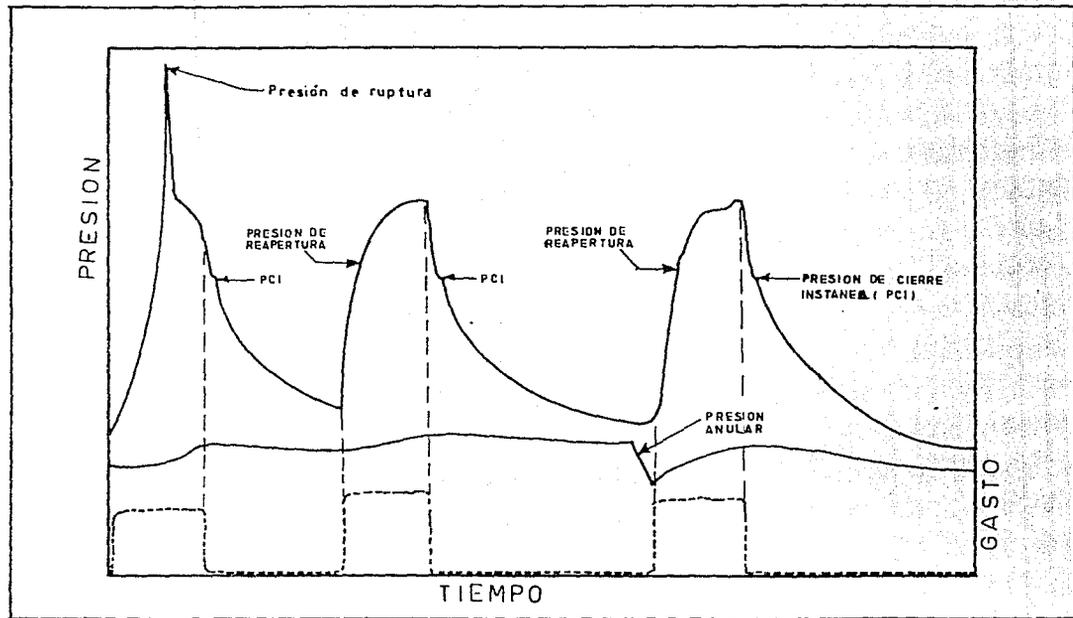


Fig. 1.6 .- Respuesta de presión en una prueba de microfracturamiento.

En casos donde la permeabilidad de la formación es muy baja, la fractura no cierra instantáneamente y la ISIP es mayor que  $\sigma_{\min}$ , se debe observar la gráfica de presión contra tiempo para analizar la declinación de la presión y obtener la presión de cierre o magnitud del esfuerzo principal mínimo.

#### 1.5.2 DETERMINACION DE LA MAGNITUD DE LOS ESFUERZOS MEDIANTE REGISTROS.

Otra manera de obtener la magnitud de los esfuerzos, es al correr el registro MSL (Mechanical Stability Log), el cual está diseñado para evaluar la relación de Poisson y los esfuerzos; el inconveniente de éste registro, es que no mide directamente los esfuerzos, si no que sus calculos están basados en la estimación de la relación de Poisson y determinación de la densidad de roca mediante el empleo de registros sónicos. Sin embargo, es posible calibrar ese registro con los datos obtenidos del minifrac, para obtener una buena estimación del esfuerzo principal menor, en zonas donde no se pueda realizar el minifrac.

Al perforar un pozo en la roca, se crea una concentración de esfuerzos alrededor del agujero donde el peso del lodo no balancea perfectamente los esfuerzos de la pared y se presenta un ligero cierre, o viseversa si el peso del lodo es muy alto, y puede causar falla por tensión. Los problemas pueden no ocurrir inmediatamente y la falla depende del tiempo, tal que los problemas de estabilidad resulten días despues en secciones del agujero una vez ademado<sup>o</sup>.

El registro MSL emplea un modelo poro-elástico para la determinación de los esfuerzos in situ, ésto significa que el peso del



lodo define la rotura tangencial a cualquier profundidad en el registro, y ésta se presentará si la roca es competente. Esto es, se espera que el registro sea lo más exacto en predecir el rompimiento del agujero en regiones donde se presenten rocas duras; en el caso de litologías menos competentes, tales como arenas pobremente consolidadas y lutitas hidratadas, los límites de ruptura definidos por el MSL pueden indicar el inicio de la deformación plástica, y el último esfuerzo de la roca no es definido. Esto significa que el peso de lodo seguro de operar dentro del registro MSL incorpora un margen de seguridad cuando se aplica a rocas dúctiles, este margen de seguridad es proporcional a la diferencia entre el límite elástico y la resistencia última de la roca, y puede ser bastante grande en depósitos someros<sup>P</sup>.

Los cálculos realizados para producir el registro y el método de utilizar el registro varían dependiendo de los datos de entrada disponibles, sin embargo un conjunto ideal de datos de entrada son de cuatro registros eléctricos (densidad, rayos gamma, sónico compresional y sónico de cizallamiento) obtenidos de pozos vecinos. De esos registros (o un subconjunto de ellos si no se dispone de todos) el programa: identifica el estado de esfuerzos in situ y resistencia de la roca donde el pozo será perforado; calcula los esfuerzos que ocurrirán en la pared cuando el pozo es perforado, y sustituye los esfuerzos de la pared del agujero en un criterio de ruptura para determinar la falla que ocurrirá.

El esfuerzo vertical (se supone como principal) in situ a una profundidad  $z$ , es calculada mediante la integración de un registro de densidad de un pozo vecino.

$$\sigma_{vert}(z) = \int_0^z \rho_b g dz \dots\dots\dots (1.13)$$

donde

- $\sigma_{vert}$  = Esfuerzo vertical in situ
- $\rho_b$  = Densidad bruta (del registro de densidad)
- $g$  = Aceleración de la gravedad.

Si la profundidad especificada sobre el registro de densidad no es la profundidad vertical verdadera, se realiza una conversión a TVD (True Vertical Depth) por el software (programa que tiene establecido el registro) antes de realizar la integración. La conversión de profundidad registrada a TVD, se realiza para todos los registros electricos que se emplean como datos de entrada en el registro de estabilidad mecánica<sup>2</sup>.

De no contarse con la información de la diferencia entre los dos esfuerzos horizontales principales, pueden considerarse como iguales. Los calculos de los esfuerzos horizontales suponen que la roca es linealmente poro-elástica, y la presión de poro mantiene un valor constante y la deformación lateral durante el proceso de depositación es cero:

$$\sigma_{Hmax} = \sigma_{Hmin} = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_{vert} - P_p) + P_p \dots (1.14)$$

Para calcular los esfuerzos horizontales in situ ( $\sigma_{Hmax}$ ,  $\sigma_{Hmin}$ ) es necesario calcular primero la presión de poro ( $P_p$ ) y la relación de Poisson ( $\nu$ ) como una función de la profundidad.

La presión de poro ( $P_p$ ) se estima de acuerdo a un gradiente, 0.465 psi/ft o bien, si se dispone de algun valor de  $P_p$  obtenido de alguna prueba RFT (Repeat Formation Test), éste puede ser empleado para la calibración del registro.  $\nu$  se calcula de los datos de un registro sónico compesional y de cizallamiento, empleando la siguiente fórmula:

$$\mu = \frac{0.5 (dtsm / dt)^2 - 1}{(dtsm / dt)^2 - 1} \dots\dots\dots(1.15)$$

donde:

dt = Tiempo de viaje sónico compresional

dtsm = Tiempo de viaje sónico de cizallamiento

Esta relación es exacta para un material sólido elástico.

De contarse con un valor de esfuerzo horizontal, obtenido de algun microfracturamiento o de un análisis de relajación de esfuerzos, se puede emplear el dato para la calibración del registro<sup>2,0</sup>.

Los esfuerzos locales que ocurren en la vecindad del pozo cuando éste es perforado, se calculan utilizando la solución de Fairhurst<sup>2</sup>, considerando además rocas linealmente elásticas, con una presión de poro constante en todo el campo.

Teniéndose los datos necesarios, se procede a la planeación del pozo mediante el software del MSL a partir del punto de inicio de desviación (KOP); el ángulo de incremento, las desviaciones y azimuts obtenidos en función de la profundidad durante la perforación, serán los datos de entrada para los cálculos de los esfuerzos.

Se pueden ver los resultados obtenidos de la corrida del registro MSL en la fig. 1.7, el primer carril representa la presión de inicio de fractura (el peso del lodo debe mantenerse abajo del valor graficado, para evitar cualquier daño por pérdida de circulación). El segundo carril representa la rotura de corte tangencial (para distinguirla de la microfisuración o de la fractura local despreciable, se la define normalmente como aquella intensidad que es suficiente para destruir o poner en peligro el medio)<sup>10</sup>: el peso del lodo deberá mantenerse dentro de la zona sombreada para evitar algun daño por derrumbes o colapso del pozo. El tercer carril es una combinación de los dos anteriores: la

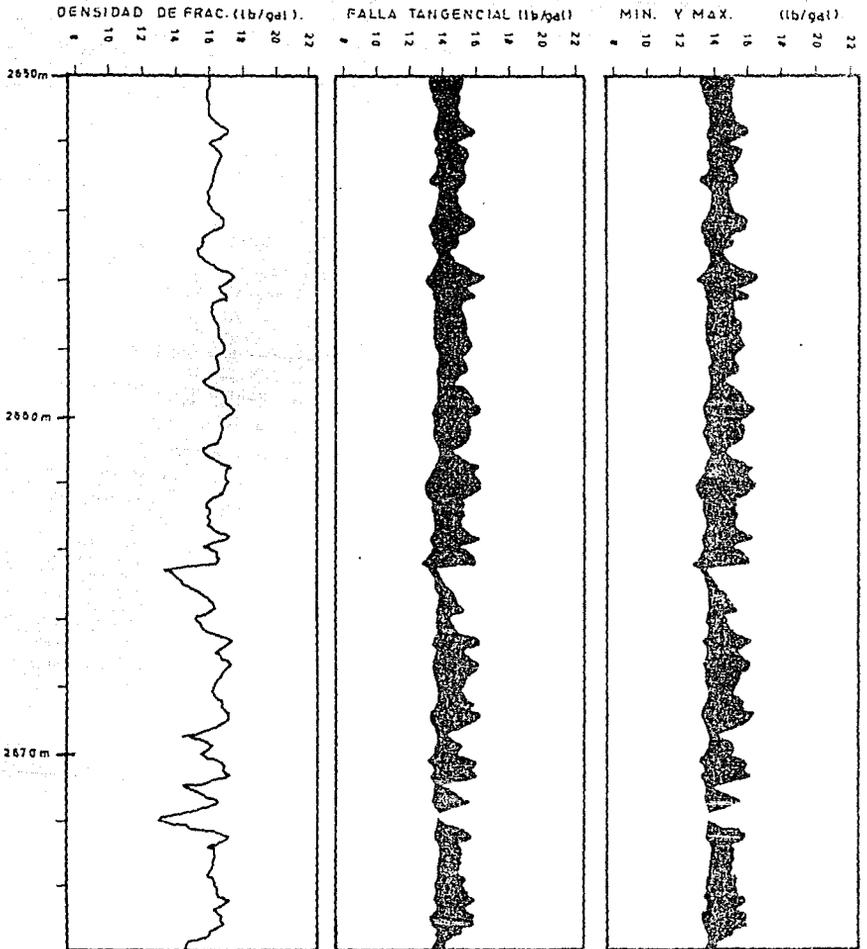


Fig. 1.7 - Registro de estabilidad mecánica.  
 (sección de un pozo con 50° de desviación).

densidad del lodo deberá mantenerse dentro de la zona sombreada para evitar pérdida de circulación y/o colapso.

Es importante hacer notar que el criterio de falla empleado por el software del MSL, puede utilizar cualquier otro criterio de falla, el cual puede ser estimado con los datos de entrada disponibles, por ejemplo, el criterio de Tresca o el de Coulomb<sup>2</sup>.

### 1.5.3 DETERMINACION DE ESFUERZOS CON EL METODO

#### " RELAJACION DE ESFUERZOS ".<sup>10</sup>

El método de relajación de esfuerzos se emplea para predecir las direcciones de los esfuerzos in situ, y requiere de:

- \*Un núcleo orientado.
- \*Roca con ciertas propiedades.
  - homogénea
  - linealmente poro-elástica
  - isotropía en permeabilidad y propiedades térmicas
  - sin fracturas
- \* Un instrumento de monitoreo confiable (ya que se realizarán mediciones del orden de 100-1000 micro pulgadas).

El método de relajación de esfuerzos está basado en la suposición que un núcleo de roca recuperado de las condiciones de confinamiento en las que se encontraba, se relaja (deforma elásticamente) en proporción a los esfuerzos in situ preexistentes. En otras palabras, la deformación de un núcleo dependiente del tiempo, después que ha sido cortado puede relacionarse directamente a los esfuerzos in situ.

La teoría supone que la máxima deformación recuperada puede ocurrir en la dirección de el máximo esfuerzo. Lo anterior puede representarse esquemáticamente por las figuras 1.8 y 1.9.

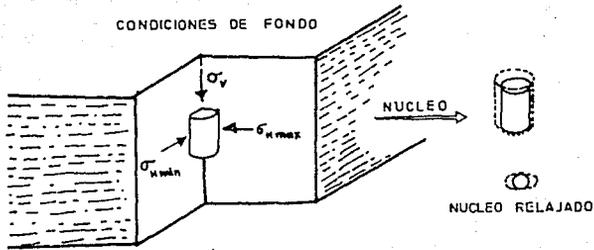


Fig. 1.8 .- Núcleo de pozo vertical.

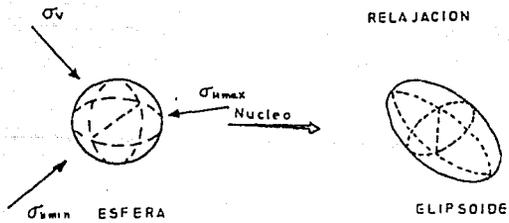


Fig. 1.9 .- Relajación de esfuerzos en forma tridimensional.

La magnitud del desplazamiento elástico (relajación) mostrado por el núcleo de roca, depende de la liberación de esfuerzos a los que se encontraba sometida, propiedades de la roca dependientes del tiempo y tamaño del núcleo. Además, el tiempo después del cual no se presenta desplazamiento (tiempo de estabilización) es dependiente del tipo de roca.

La deformación dependiente del tiempo que un núcleo muestra después que es recuperado del fondo del pozo, es el resultado de desplazamientos causados por:

- a).-Liberación de esfuerzos in situ, los cuales consisten de esfuerzos de sobrecarga y esfuerzos horizontales.
- b).-Cambio en la temperatura del núcleo.
- c).-Liberación de la presión de poro.

Para un núcleo (con propiedades ideales) recuperado de un pozo vertical, el desplazamiento diametral para un periodo de tiempo específico, puede expresarse por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta D = \Delta D_{st} - (\Delta D_p + \Delta D_{ov} - \Delta D_T) \dots\dots\dots(1.16)$$

- dónde
- $\Delta D$  = Desplazamiento total del diámetro del núcleo.
  - $\Delta D_{st}$  = Desplazamiento diametral debido a la liberación de esfuerzos horizontales.
  - $\Delta D_p$  = Desplazamiento diametral debido a la presión de poro
  - $\Delta D_{ov}$  = Desplazamiento diametral debido a la sobrecarga.
  - $\Delta D_T$  = desplazamiento diametral debido a cambios de temperatura.

La relajación del núcleo se mide en el sitio inmediatamente después que es recuperado del pozo; para ese entonces su deformación es muy pequeña y se mide en micro pulgadas, por lo que se requiere para su medición de un monitor sensible. La relajación del núcleo puede extenderse por un periodo de 60 horas después de que es cortado.

Se selecciona una pieza orientada del núcleo, del fondo del barril muestrero (último corte del núcleo), debiendo observarse que la pieza escogida sea homogénea y sin fisuras.

El monitoreo del núcleo inicia después de instalado en el centro del aparato de medición de relajación; el desplazamiento del núcleo y la temperatura del aparato se registran a intervalos regulares de tiempo (10-30 min.). Se aconseja realizar las mediciones en un ambiente de temperatura constante o estable, hasta que se alcance la completa estabilización.

La medición de la deformación en un núcleo, generalmente se realiza cerca de la localización, cuatro o cinco horas después que el núcleo fue cortado. Los datos de deformación que se pierden durante el viaje de recuperación del núcleo, se considera que constituye un gran porcentaje de la deformación total de la muestra; por lo tanto la deformación restante del núcleo (relativamente pequeña), tendrá que ser medida por un periodo extenso, es por esto que se requiere de un monitor sensible, estable, confiable y seguro. El equipo de medición consiste de dos partes principales:

**ENSAMBLE DE MONITOREO.** Mide la deformación diametral del núcleo, y contiene un conjunto de tres o más sensores de desplazamiento; éste ensamble se fija alrededor del núcleo, con los sensores tocando la superficie del mismo.

**SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS.** Los desplazamientos medidos del núcleo y la temperatura del ensamble son registradas, digitizadas,



gravadas e impresas en un sistema compacto de adquisición de datos, éste sistema consta de cuatro elementos:

- a. Un multicanal registrador de datos.
- b. medio almacenador.
- c. Impresora.
- d. Sistema controlador.

Para determinar la dirección del esfuerzo horizontal máximo de un núcleo recuperado de un pozo vertical, se realizan tres mediciones diametrales, suponiendo que el máximo esfuerzo es el de sobrecarga, y los otros dos esfuerzos son horizontales. En el caso de un núcleo recuperado de un pozo horizontal o altamente inclinado, las tres mediciones diametrales deberán realizarse en el verdadero plano horizontal; de otra manera, deberán realizarse seis mediciones diametrales a diferentes ángulos del eje del núcleo.

El análisis de datos se realiza después de corregir los datos por efecto de temperatura. Generalmente el análisis se hace por cada conjunto de mediciones mediante un programa de computo. La predicción final resultante del análisis se corrige de acuerdo a la dirección del azimut en el núcleo orientado.

## 1.6 CONCLUSIONES.

Se debe hacer énfasis en el entendimiento de los factores que influyen la estabilidad del pozo en agujeros abiertos, predicción de fallas en el agujero y aplicación de los conceptos de mecánica de rocas para controlar la estabilidad.

La estabilidad del pozo requiere del adecuado balance entre los esfuerzos que lo rodean (factores ambientales), resistencia de la roca y presión de poro, además de los factores controlables como son la presión hidrostática y la composición química del fluido<sup>44</sup>.

Se puede considerar que una carga de esfuerzos es significativa, tal que la roca con un límite elástico pueda ceder mediante una fractura, cuando es expuesta a repentinas cargas de esfuerzo, tal como ocurre en la pared del pozo cerca de la barrena<sup>o</sup>.

Los problemas y erogaciones que acarrea la inestabilidad del pozo sigue siendo el principal factor de costo en la perforación, para reducir esos costos se deben realizar esfuerzos encaminados al mejor entendimiento del comportamiento de las rocas alrededor del pozo, tanto en laboratorio como en el campo para obtener mejores predicciones en los modelos de estabilidad.

De las diferentes teorías y criterios acerca del mecanismo de falla de la roca, aquellos que consideran el esfuerzo principal intermedio ( $\sigma_{Hmax}$ ) puede conducir a sobrepredicciones inaceptables de los esfuerzos de formación, dando como resultado predicciones optimistas de la estabilidad del pozo. Sin embargo, aquellos criterios que no consideran la influencia del esfuerzo principal intermedio son más conservadoras, particularmente cuando se combinan con el criterio de elasticidad lineal<sup>a</sup>.

lineal<sup>9</sup>.

Se han hecho intentos para aplicar varias teorías acerca del mecanismo de ruptura de la roca, cuando está sujeta a una presión de fluido interna; y es frecuente el desacuerdo que existe entre algunos autores, concerniente a la orientación de la fractura; sin embargo, la mayoría de los autores parten de la suposición de que cuando se incrementa la presión en el pozo, la ruptura de la roca ocurrirá en el plano que es perpendicular a la dirección del menor esfuerzo de compresión.

Basandose en lo anterior, se puede determinar el esfuerzo principal menor de un microfracturamiento en agujero abierto durante la perforación. Los núcleos orientados que se obtienen después del microfracturamiento, pueden ser empleados para determinar la orientación de la fractura. Los datos obtenidos de experimentos en un pozo, mostraron en un intervalo de 1100 ft. una orientación consistente en la fractura<sup>8</sup>.

Los esfuerzos obtenidos en lutitas adyacentes y arenas, no mostraron altos valores en todas las lutitas. Por tanto, no siempre es razonable suponer que las lutitas pueden ser barreras para el crecimiento vertical de la fractura. Los núcleos recuperados de los microfracturamientos mostraron que el fluido fracturante (lodo), no penetraba del todo en la longitud de la fractura, esto valida los conceptos de propagación de fractura de Christianovich y Zheltov<sup>8</sup>.

El registro de estabilidad mecánica MSL es el apropiado para la planeación de un pozo, esto es mediante la identificación de los esfuerzos in situ que ocurren en la pared del pozo mientras se perfora, sustituyendo los valores de los esfuerzos en un criterio de falla, para poder predecir donde puede presentarse inestabilidad con determinada densidad del lodo.

El registro MSL tiene establecido un programa basado en el comportamiento elástico de las rocas y los cálculos realizados y producidos por el registro van a ser función de los datos que se introduzcan en el programa para la calibración. De no contarse con el registro de rayos gamma, o el sónico compresional de los pozos vecinos, se puede emplear un valor constante; obviamente que los resultados del MSL serán poco confiables.

El método de relajación de esfuerzos requiere de núcleos orientados, y se basa en la relajación que experimenta el núcleo al separarlo de los esfuerzos de la masa de roca. La deformación que experimenta el núcleo se mide en varias direcciones y se determinan los ejes principales de deformación; esas direcciones se consideran como las mismas de los ejes principales para los esfuerzos *in-situ*, la magnitud relativa de las deformaciones obtenidas en las diferentes direcciones se utilizan como un indicador de la magnitud relativa de los esfuerzos.

El principal inconveniente del método de relajación de esfuerzos pudiera ser el equipo para la medición, ya que debe de encontrarse en un lugar cercano al de la localización, pues el tiempo en el cual estabiliza la deformación (aproximadamente 60 hrs.) se contabiliza a partir que se inicia a sacar el núcleo; se debe considerar además el tiempo para la preparación de muestras y equipo. De acuerdo a lo anterior, se pierde tiempo desde la recuperación del núcleo hasta su preparación para la medición; esto significa que el tiempo que se pierde en preparar el núcleo, es tiempo en el que se pierden datos, ya que la deformación de la muestra de roca inicia a partir del momento en que es separado del medio ambiente en el cual se encontraba sometido a diferentes esfuerzos.

El análisis de la estabilidad del pozo depende del conocimiento de los esfuerzos del medio ambiente y propiedades de la roca. Se han tenido

progresos al inferir valores para los esfuerzos y resistencia de la roca alrededor del pozo de pruebas de campo, pero para mejorar las predicciones de la estabilidad, se requieren de mejores métodos para la obtención de los esfuerzos in situ y técnicas de medición más exactas para la obtención de los parámetros de resistencia de las rocas.

Existen soluciones elásticas y plásticas para evaluar la posibilidad de tensión y fractura tangencial durante la perforación y producción; empleando esos conceptos se puede definir un programa más real para la perforación, terminación y producción de un pozo desviado con cualquier orientación y azimut<sup>12</sup>.

## BIBLIOGRAFIA.

- 1.- B. S. Aadnoy, M. E. Chenevert  
" Stability of Higly Inclined Boreholes ".  
S.P.E.D.E. Dec. 1987.
- 2.- S. Bruce  
" A Mechanical Stability Log ".  
IADC / SPE 19942 Feb.- March 1990.
- 3.- M. R. Mc Lean and M. A. Addis.  
" Wellbore Stability Analysis: A Review of Current Methods of  
Analysis and Theyr Field Application ".  
IADC / SPE 19941 Conference heldin Houston, Texas, Feb-27.March-2  
1990.
- 4.- F. H. Deirly, T. C. Owens.  
" Stress Around a Wellbore ".  
S. P. E. 2557 1969.
- 5.- B. S. Aadnoy.  
" Modeling of Stability of Highly Inclined Boreholes in Anisotropic  
Rock Formations ".  
S.P.D.E. Sep. 1988.
- 6.- M. Y. Soliman, J. L. Hunt, W. El Rabaa.  
" On Fracturing Horizontal Wells ".  
S.P.E. 18542 Nov. 1988.
- 7.- Halliburton Horizontal Completions Seminar.  
" Halliburton Oil Field Services Group ".  
México City, Jul. 1990.
- 8.- A. A. Daneshy, G. L. Slusher, P. T. Chisholm, D. A. Magee.  
" In-situ Stress Measurements During Drilling ".  
J.P.T. August 1986.
- 9.- N. H. Fleming, R. Ronaldi, S. Bruce, J. Haryanto.  
" The Application of "Mechanical" Borehole Stability Theory to  
Development Well Planning ".  
IADC / SPE 19943 Drilling Conferce held in Houston, Tx Feb. 27  
March 2, 1990.
- 10.- D. F. Coates .  
" Fundamentos de Mecánica de Rocas ".  
Ministerio de Energia, Minas y Recursos Naturales (CANADA )  
Monografía 874 de la Dirección de Minas, Abril 1973.

11.- J. Cheathan .  
" Wellbore Stability ".  
J. P. T. Jun. 1984.

12.- M. J. Economides, K. G. Nolte.  
" Reservoir Stimulation ".  
Prentice Hall, Englewood Clifts. New Jersey 1989.

## CAPITULO II.

### TOMA DE REGISTROS GEOFISICOS Y DISPAROS.

#### 2.1 INTRODUCCION .

La exitosa perforación de los pozos horizontales o altamente inclinados creó un problema inusual en la toma de los registros geofísicos; convencionalmente las herramientas de registros se corren con una línea de acero que desciende al fondo del pozo mediante la acción de la gravedad. La toma de registros mediante la línea de acero queda restringida a pozos donde se tengan inclinaciones arriba de  $65^{\circ}$ , como consecuencia otras técnicas se desarrollaron para la toma de registros en pozos horizontales o altamente inclinados, y éstos son:

MWD (Measurement While Drilling) o medición mientras se perfora, con ésta técnica se obtiene información del yacimiento en el instante mismo que se perfora, básicamente existen dos clases de herramientas MWD, la herramienta que únicamente es direccional, también conocida como herramienta orientadora, la cual mide inclinación, azimut y orientación de la cara de la herramienta (barrena ). La adición de sensores de formación convierte la herramienta direccional en una herramienta registradora<sup>1,2,3</sup>.

Como segunda técnica se tiene el Simphor, la cual fué desarrollada y patentada por Elf Aquitaine y el Instituto Frances del Petróleo, en ésta, las herramientas registradoras son montadas sobre la parte final de la tubería de perforación y se mueven a lo largo del pozo añadiendo más tubería. Con esta técnica la sección horizontal puede ser cubierta y pueden correrse todas las herramientas de registros con sus



combinaciones.

La tercera técnica empleada para la toma de registros es la de tubería flexible, en el extremo inferior se colocan las herramientas de registros y el cable de acero se encuentra en la parte interna de la tubería, con este sistema no se cuenta con la suficiente capacidad para empujar las herramientas estandar pesadas a una distancia horizontal de más de 200m ; se han cubierto longitudes de 500 m pero con herramientas de producción más ligeras<sup>9</sup>.

Como última técnica para la toma de registros se tiene el agujón de desplazamiento descendente (Pump down stinger), en la cual las herramientas son impulsadas por el desplazamiento de un agujón a través de la tubería de perforación o de producción, la cual actúa como una cervatana, en consecuencia éste método solo puede emplearse con herramientas de diámetro pequeño <sup>4,9</sup>.

Otro tópico muy importante que se trata en éste capítulo es el de los disparos en la sección horizontal, aunque no existen muchas diferencias con respecto a los disparos en pozos verticales; pero los atributos de un pozo horizontal son muy atractivos para la recuperación de hidrocarburos y del manejo del yacimiento, los cuales pueden controlarse (solo en forma parcial), por la selección del equipo de disparos. Si se considera el impacto de los disparos sobre otras variables en una terminación horizontal, se hace más clara la importancia y las diferencias de éstos.

## 2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS PARA LA TOMA DE REGISTROS.

2.2.1 *MWD (Measure While Drilling)*. Esta técnica para la evaluación de las formaciones mientras se está perforando utiliza la tubería de perforación como elemento de desplazamiento, los datos son obtenidos a través del fluido de perforación y no por cable como en los registros convencionales. El sistema proporciona una medida exacta de los datos tomados al momento de perforar, de sensores montados sobre lastras barrenas antimagnéticas colocados directamente arriba de la barrena. Los datos medidos se transmiten directamente a la superficie, utilizando un simple pero efectivo pulso en el lodo al sistema de telemetría. La información del MWD se utiliza especialmente en operaciones de perforación horizontal para una eficiente orientación de los motores de fondo, las oportunas lecturas de condiciones críticas de formación tal como sobrepresiones, y la información básica de parámetros del yacimiento que tradicionalmente habían sido obtenidos mediante registros con línea de acero son de gran beneficio en la toma de decisiones para un mejor control del pozo.

De las dos clases de herramientas MWD, direccional y de registro el enfoque será únicamente a la segunda, ya que la direccional está dirigida al control en la dirección del pozo, lo cual no es el objetivo de esta sección.

La parte medular del sistema MWD es la unidad de pulsación (Fig. 2.1). Este componente clave permite la transmisión de los datos del fondo del pozo mediante un código de secuencia de pulso en el lodo<sup>5</sup>. Estos pulsos son generados por un actuador que abre y cierra una válvula que descarga una pequeña cantidad de fluido de perforación al espacio anular. El fluido descargado causa una pequeña caída de presión en la

tubería de perforación (100 - 300 psi) originando un pulso de presión negativo, la duración de la presión de pulso está relacionada a que tan fácil abre y cierra la válvula. Debido al deterioro de la válvula y consumo de potencia, se deben considerar complejos esquemas para el código del sensor de datos y para la transmisión de menores pulsos en intervalos de tiempo cortos <sup>6,7</sup>.

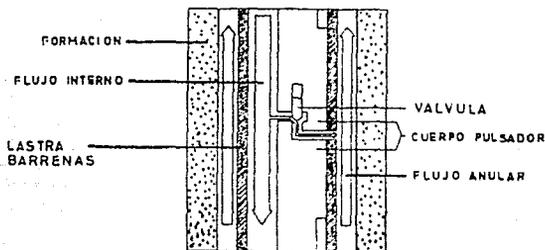


Fig. 2.1 Unidad de pulsación.

La presión de pulso (pulsos) es detectada en la superficie mediante un transductor sensible a la presión colocado en la tubería de pie (Fig. 2.2)

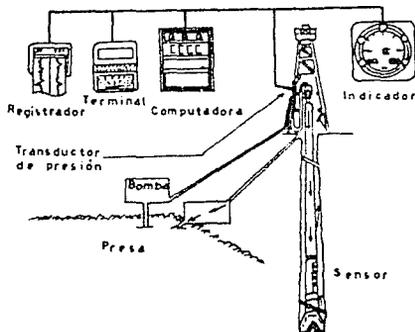


Fig. 2.2 Típico sistema MWD<sup>o</sup>.

La señal en el transductor de superficie es retransmitida a una computadora, la cual automáticamente filtra las señales de pulso en el lodo de ruidos extraños y decodifica los datos de la secuencia de pulsos en el lodo. Las señales y datos compilados son graficados e impresos, además de que se almacenan en cintas magnéticas para corridas posteriores y futuros análisis.

Las herramientas de registros MWD combinan algún grado de capacidad de evaluación de formación con la herramienta orientadora. La resistividad de la formación y los rayos gamma obtienen una forma estandar de registro de tiempo real, el cual proporciona datos para una evaluación de la formación e información direccional, permitiendo realizar correcciones instantáneas a la trayectoria del pozo. La resistividad de la formación ayudará a identificar los marcadores de formación y la presencia de los hidrocarburos; además puede alertar al personal encargado de tomar las lecturas de la presencia de presiones de poro anormales. El registro de rayos gamma es un detector que indica cuando penetra a la formación objetivo.

Una sarta común incluye Rayos Gamma-Direccional y la combinación Resistividad-Rayos Gamma-Direccional. Una sarta Gamma-Direccional (Fig. 2.3) proporciona información necesaria para el cambio inmediato en la trayectoria del pozo. La sarta Resistividad-Gamma-Direccional proporciona dos medidas de resistividad en conjunto con las mediciones de Rayos Gamma y Dirección. Otras mediciones del sistema MWD incluyen temperatura y presión diferencial dentro y fuera de los lastra barrenas.

2.2.1.1 SENSORES DE DIRECCION. Miden inclinación azimut y orientación de la cara de la herramienta; estas mediciones son utilizadas para determinar la trayectoria del pozo y orientar los motores de fondo.

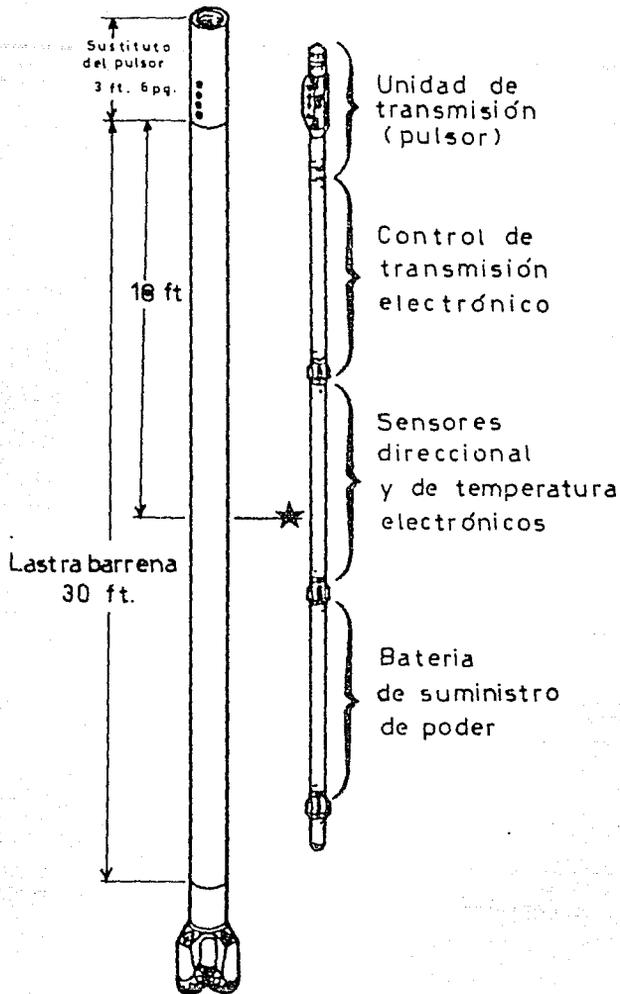


Fig. 2.3 Ensamble Rayos Gamma-Direccional.

2.2.1.2 **SENSORES DE RAYOS GAMMA.** Existen dos ensambles, el convencional y el enfocado. El ensamble convencional mide la radiación gamma total presente en la región de agujero. Los datos son utilizados para correlación geológica con formaciones en pozos vecinos. El ensamble enfocado también mide la radiación gamma total, pero además mide la radiación gamma que emana de la parte superior e inferior del agujero; ésta información extra permite la detección de límites de cuerpos cercanos al pozo horizontal y por tanto permite controlar la perforación entre los límites del cuerpo (Fig. 2.4).

2.2.1.3 **SENSORES DE RESISTIVIDAD.** El ensamble de resistividad proporciona dos medidas de resistividad, una es la resistividad de la formación, y la otra es la resistividad (resistencia) de la formación a ser perforada. Estas lecturas son empleadas para determinar zonas geopresionadas, y cuando se combina con un registro de porosidad se puede estimar la saturación de agua en la formación.

2.2.1.4 **SENSORES DE POROSIDAD.** Un sensor de porosidad neutrón compensado se encuentra en desarrollo; contiene una fuente química de neutrones con dos detectores. También se encuentra en desarrollo un sensor de densidad compensado conteniendo una fuente de rayos gamma y dos detectores. Las mediciones de porosidad y resistividad se combinan para la determinación de la saturación de agua.

2.2.1.5 **SENSORES DE TEMPERATURA.** Dos sensores de temperatura son incluidos en el sistema MWD. Emplea un sensor interno para corregir la temperatura direccional del pozo, mientras que el sensor anular se utiliza para corregir las lecturas de resistividad. Ambos sensores proporcionan lecturas de temperatura que pueden ser empleadas para proporcionar indicadores de gradientes geotérmicos y zonas de presión anormal.

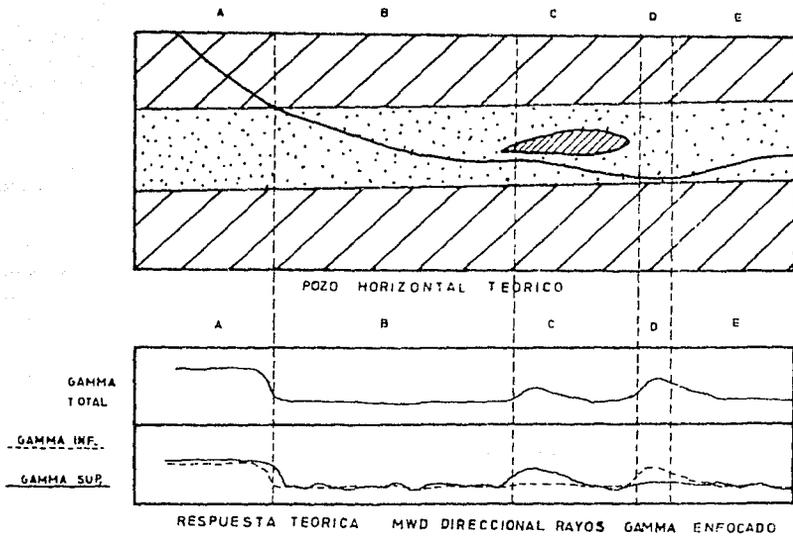


Fig. 2.4 .- Registro Rayos Gamma Enfocado.

2.2.1.6 **SENSORES DE PRESION.** Los transductores sensibles de presión hacen una medida directa de la presión de fondo para determinar la densidad equivalente de circulación, caída de presión a través de la barrena y presiones de surgencia y suaveo<sup>5,6,7</sup>.

2.2.1.7 **FUENTES DE PODER.** Todos los sistemas comerciales MWD tienen potencia provista de baterías o mediante turbinas de lodo. Las baterías de litio tienen un límite de tiempo de operación dependiendo de la temperatura del agujero, a menos de 300 hrs. Debido a que la mayoría de las barrenas se trabajan al menos 100 hrs la batería puede ser reemplazada durante el cambio de barrena; los sistemas MWD con fuente de poder de batería tienen algunas ventajas sobre los sistemas con fuente de poder de turbina, ya que permite la mayor parte del flujo de fluido de perforación sobre la barrena sin caídas de presión significantes. Los sistemas de turbina son muy sensibles al flujo y al tipo de fluido que atraviesa por la turbina; materiales para pérdida de circulación u otros detritos que normalmente pasan a través de los lastra barrenas y la barrena, no son tolerados fácilmente por el estator/rotor de la turbina. Una ventaja de los generadores de potencia (de turbina), es que pueden suministrar mayor potencia a los dispositivos electrónicos de fondo y la válvula actuadora es mas tolerante a las altas temperaturas de fondo<sup>6</sup>. El ensamble Gamma-Direccional puede utilizar cualquier fuente de energía, el ensamble Resistividad-Gamma-Direccional necesita una fuente de turbina debido a los altos requerimientos de potencia en sus sensores<sup>5,6,7</sup>.

## 2.2.2 *(Systeme d'Instrumentation et de Mesures en Puits Horizontaux)*

**SIMPHOR** .-Esta técnica utiliza la tubería de perforación para empujar las herramientas registradoras al fondo, mientras los registros son tomados por cada parada de tubería que se adiciona; los registros también son tomados cuando la tubería es recuperada.



El sistema se encuentra compuesto de tres partes muy importantes, la herramienta registradora y su camisa protectora, una caja de conexiones el cual tiene 8 contactos eléctricos y un sustituto (para la sarta de perforación) especial con entrada lateral el cual permite el paso del cable de registros, de la parte interna a la parte externa de la tubería.

La herramienta registradora y su camisa protectora son colocados en una camisa conectora, todo este ensamble se coloca en la primera junta de tubería de perforación. Debido a lo rudo del trato que recibe la herramienta registradora al ser empujada a lo largo del lado bajo de la sección horizontal en algunos casos, por ejemplo cuando se registra resistividad, la herramienta doble laterolog es protegida por una camisa de fibra de vidrio reforzada. Para asegurar el contacto entre los electrodos de la herramienta y la pared del pozo, se coloca una cinta de acero alrededor de la herramienta y cada electrodo. Entonces el ensamble se inserta dentro de la camisa epóxica; bandas de acero adicionales se colocan en la parte externa de la camisa epoxica y en la misma ubicación de las bandas internas, para asegurar que exista continuidad eléctrica, se insertan tornillos a través de la funda epóxica, conectando cada banda de acero externa con su correspondiente banda de acero interna.

Puesto que con éste método se pueden correr cualquier tipo de registros, se usan diferentes camisas de acero protectoras, adaptadas para registros nucleares, acústicos, de calibración, etc.<sup>a</sup>.

La herramienta de registro en el fondo de la primera junta de tubería de perforación se baja dentro del pozo mediante la adición de más tubería de perforación hasta que la herramienta registradora alcanza la última zapata de TR (Fig. 2.5).

Como siguiente paso, el sustituto con ventana lateral se coloca en

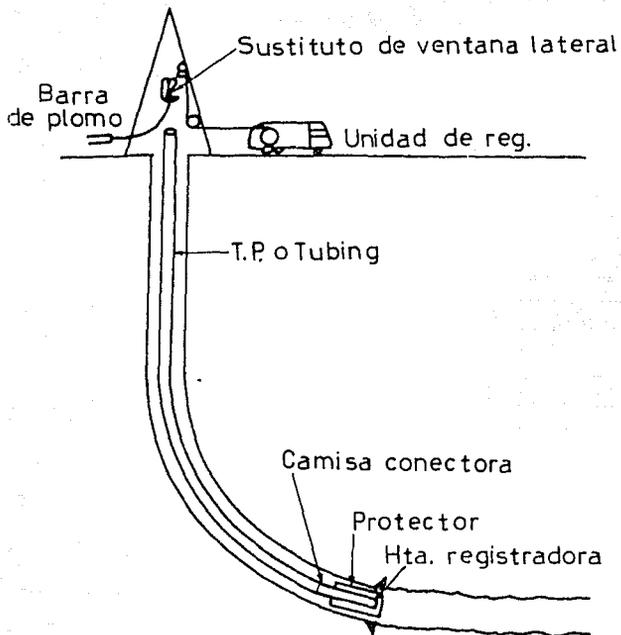


Fig. 2.5 .- Introducción de la herramienta de registro con TP hasta alcanzar la última zapata de TR.

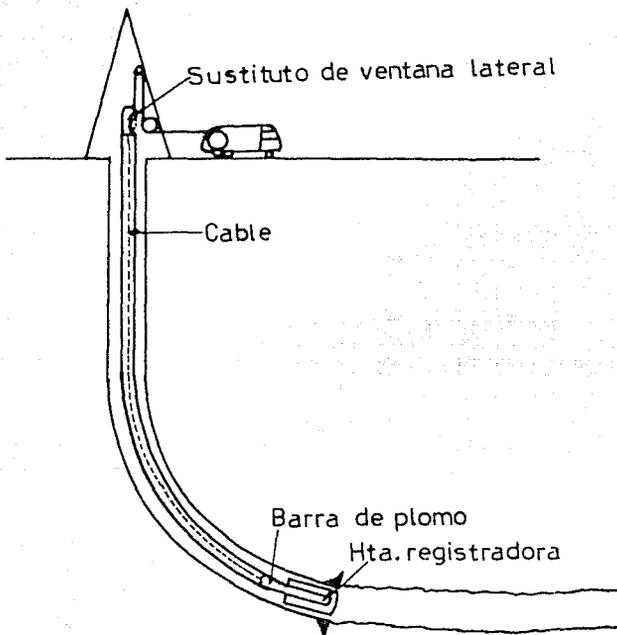


Fig. 2.6 .- Conexion electrica de fondo entre la herramienta registradora y el equipo de superficie.

el cople de la tubería que se encuentra en las cuffas, y el cable de registro se pasa a través de la ventana. Un prensa estopa permite un sello alrededor del cable que permite el posterior bombeo del lodo o de otros fluidos dentro de la tubería de perforación. Al extremo libre del cable va colocada una barra de plomo que contiene un conector hembra en su parte final.

La barra de plomo es desplazada con lodo dentro de la tubería de perforación; la barra de plomo se diseña con suficiente claro radial entre su diámetro externo y el diámetro interno de la tubería para que al ser bombeado el lodo, responda con un efecto de pistón. Cuando la barra de plomo alcanza el fondo, las dos partes de los conectores eléctricos se juntan y se cierra el circuito entre la herramienta registradora y el equipo de grabación instalado en el camión (o unidad de registros) Fig. 2.6.

Se adicionan más paradas de tubería y la formación va siendo registrada a medida que la herramienta va siendo empujada a lo largo de la sección horizontal perforada (Fig. 2.7). Este proceso continua hasta que toda la sección es registrada. Como medida de seguridad se debe observar que la longitud del agujero a ser registrado no debe ser mayor a la profundidad del pozo al punto de inicio de la desviación (Kickoff Point); el cable del registro arriba del sustituto con ventana lateral se encuentra protegido con centradores de hule sobre la tubería de perforación (Fig. 2.8). Este sistema trabaja bien cuando se tiene una buena longitud de agujero vertical, o al menos con una inclinación no mayor de  $10^{\circ}$ , de tenerse inclinaciones mayores se podría dañar el cable<sup>a</sup>.

Este sistema permite la circulación en cualquier momento de las operaciones, aspecto muy importante ya que el pozo requiere de continuo acondicionamiento. Además que la circulación antes del cierre del

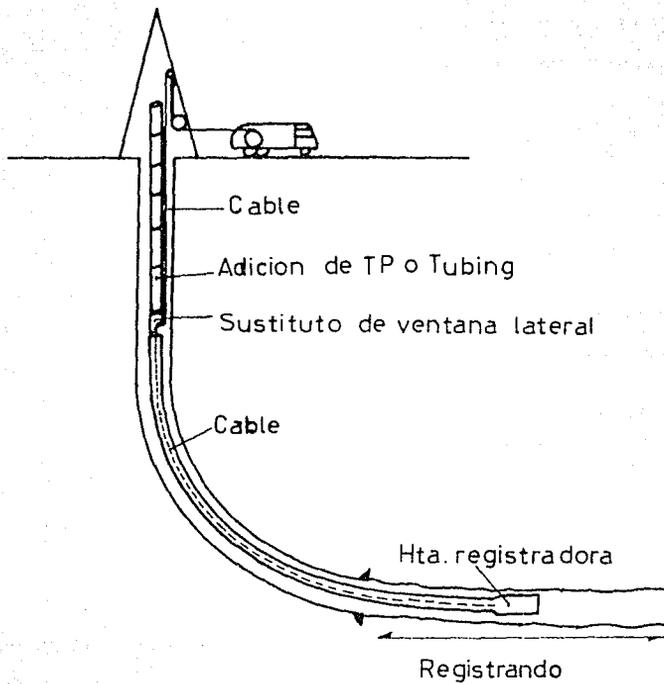


Fig. 2.7 .- Toma de registros mediante la adición de tubería.

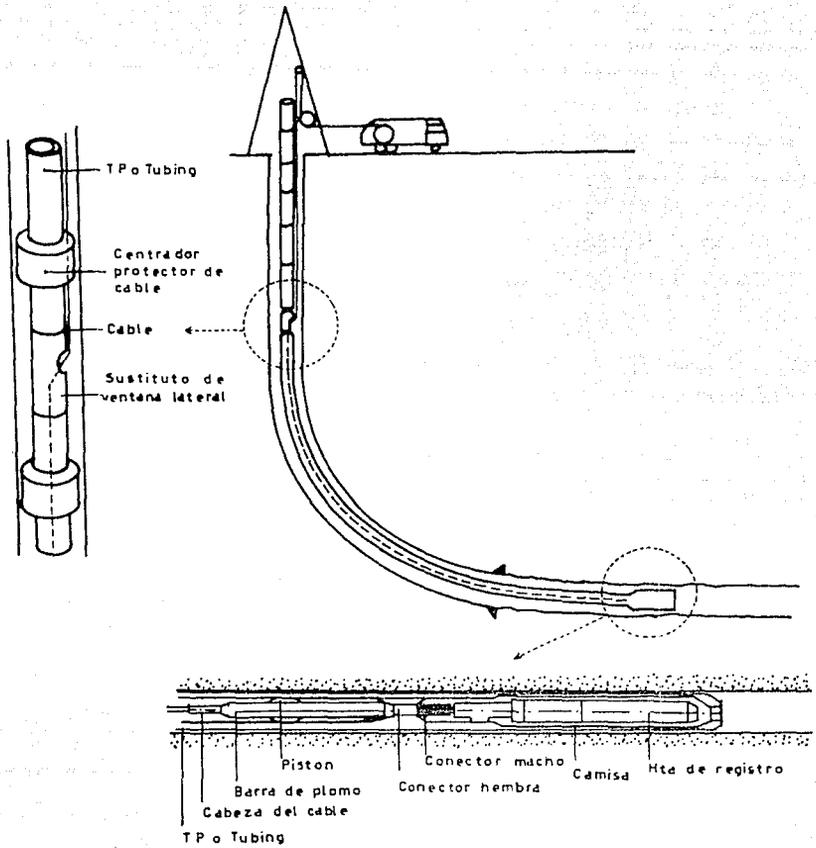


Fig. 2.8 .- Detalle del arreglo del cable y camisa conectora.

contacto eléctrico entre el cable y las herramientas registradoras, sirve para limpiar los conectores y los ensambles de acoplamiento, incrementandose la probabilidad de un buen contacto.

Se tiene la opción de adicionar un empaque navegacional con el cual se puede monitorear la posición de la herramienta en el agujero y la trayectoria del pozo.

Se puede utilizar una celda de carga en el ensamble de fondo, que conectado a la palanca del perforador puede monitorear los esfuerzos aplicados a las herramientas registradoras cuando son transportadas a través del agujero. Las herramientas registradoras cuando se corren sin su camisa protectora son muy delicadas en comparación con el resto del ensamble del fondo, y las lecturas en la celda de carga pueden indicar si se está aplicando tensión o compresión, además puede monitorearse el arrastre de la tubería de perforación.

Una de las principales características del ensamble conector de fondo, es que puede conectarse y desconectarse un número ilimitado de veces durante las operaciones, sin necesidad de quitar las herramientas registradoras<sup>5</sup>.

Un gran número de pozos han sido registrados con este sistema, y en algunos casos los pozos han exedido el ángulo de inclinación a más de  $95^{\circ}$  y las temperaturas han sido mayores de  $325^{\circ}\text{F}$  ( $165^{\circ}\text{C}$ )<sup>5</sup>.

Esta técnica es ofrecida por las compañías de servicio con diferentes nombres tales como: Condiciones Severas de Registros (Tough Logging Conditions -TLC ), Herramienta Empujada (Tool Pusher) y Tubería de Perforación Transportadora del Sistema de Registros (Drill Pipe Conveyed Logging System)<sup>3</sup>.

2.2.3 **REGISTROS CON TUBERIA FLEXIBLE.** El uso de la tubería flexible para correr registros en pozos horizontales y altamente inclinados tiene varias ventajas sobre las otras técnicas utilizadas. Dos de las principales ventajas de la tubería flexible es que puede ser corrida sin un equipo ( de perforación o de terminación ) y la velocidad de registro se puede mantener constante, con un rango de velocidades de 6000 ft/hr. hasta la más baja como 250 ft/hr. Esta última ventaja permite una operación extensa y continua en la adquisición de datos de intervalos específicos<sup>o</sup>. Otra ventaja de la TF es la de permitir la circulación de fluidos mientras se registra o cuando está siendo corrida en el pozo, teniendo un menor alargamiento que la línea de acero, siendo factible un control exacto de las medidas en la superficie.

Por razones prácticas, los registros con TF y unidad registradora en superficie, requiere de un carrete de tubería flexible con la línea de acero permanentemente instalada dentro de la tubería.

Actualmente se pueden tener disponibles TF's de 1.5" y 2", con lo cual se pueden registrar secciones de agujero abierto, y con el desarrollo de un adecuado sistema desplazador de fondo y la apropiada centralización, será posible registrar grandes secciones horizontales. Esto podría simplificar los registros en agujero abierto reduciendo el consumo de tiempo de las técnicas que utilizan la tubería de perforación<sup>16</sup>

Esta técnica es altamente atractiva debido a que emplea equipo estandar conocido que requiere adaptaciones específicas muy pequeñas. El diseño de éste sistema fué desarrollado sobre una línea de acero de registro convencional de 7 conductores introducida en la tubería. La línea de acero puede introducirse durante el proceso de manufactura de la TF o puede instalarse en unidades listas para operación; la instalación en el campo requiere que la tubería se encuentre de forma



casi recta para entonces bombear la línea de acero a través de ésta, utilizando algún tapon de copas y un fluido desplazador. Este proceso es un tanto difícil, ya que requiere de minimizar la curvatura de la tubería mientras se desplaza la línea.

Con esta técnica se puede introducir herramientas de diámetro pequeño, herramientas de producción así como herramientas estándar, pero su capacidad está limitada por el peso de las herramientas, un equipo de TF se observa en la Fig. 2.9.

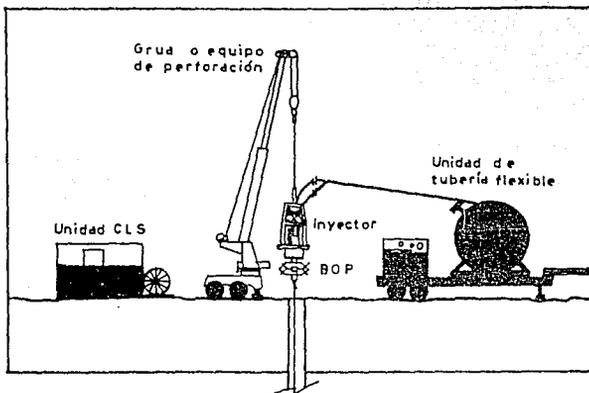


Fig. 2.9 Unidad registradora con tubería flexible.

La introducción de la tubería la proporciona un cabezal inyector; los registros pueden tomarse introduciendo o sacando la herramienta registradora, la velocidad de ejecución la controla el inyector, y con éste se seleccionan las diferentes velocidades requeridas para la toma de los diferentes registros<sup>42</sup>.

Un cabezal giratorio (Fig. 2.10) es utilizado cuando las herramientas registradoras requieren de la adecuada centralización en el agujero. El mandril contiene cuatro puertos de inyección de fluido que permite la adecuada circulación a través de la tubería. La parte

inferior del mandril contiene una junta giratoria que libera el esfuerzo de la herramienta registradora y permite su adecuada centralización<sup>10</sup>.

En el carrete de la TF se encuentra instalada una conexión tipo 'Y'; por un lado de ésta se conecta al swivel de la bomba (común en éste equipo) y es utilizado para la circulación de los fluidos mientras se efectúa la operación. Un alimentador directo de alta presión montado en un conector es colocado al otro lado de la Y; la sección de la línea de siete conductores, se conecta a un anillo colector montado en el eje del carrete de la TF. El conector se coloca en la tubería y utiliza un ensamble en la línea conductora similar a un sistema de cono y canasta para la alimentación directa. Una unidad convencional de registros con sus módulos se conecta al anillo colector para que los registros puedan ser grabados<sup>10</sup>.

Un módulo que convierte la información de profundidad del inyector de la tubería, se emplea para proporcionar la profundidad al sistema de registros.

La flexibilidad de la tubería y juntas flexibles especiales entre los componentes de la herramienta permiten el paso del ensamble a través de desviaciones de radios cortos (Fig. 2.11)<sup>5</sup>.

Es posible registrar y procesar datos de la TF al momento de estar trabajando, éstos parámetros son tiempo, profundidad, tensión, presión (anular y en la tubería), dirección (al introducir o sacar), gasto de bombeo y velocidad; éste último es ventajoso cuando se trata de mantener una velocidad constante mientras se registra.

Para asegurar una operación rápida y efectiva, los datos del pozo y de la tubería se pueden introducir a un programa de computadora y determinar los factores de operación críticos. Estos factores permiten predecir al operador las fuerzas máximas que pueden aplicarse con seguridad a la TF mientras se realiza la operación.

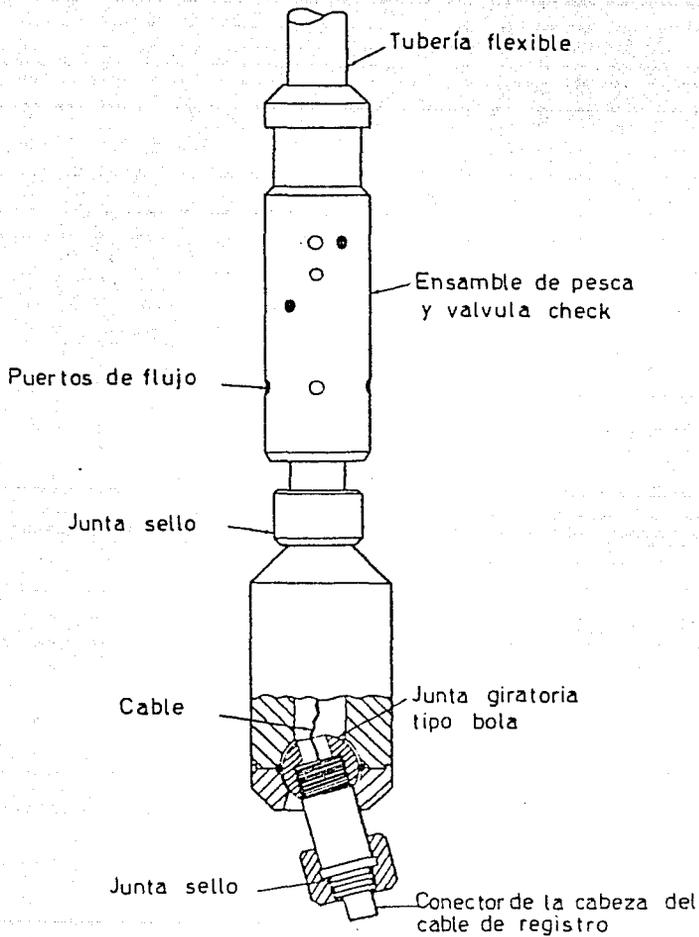


Fig. 2.10 - Ensamble conector giratorio.

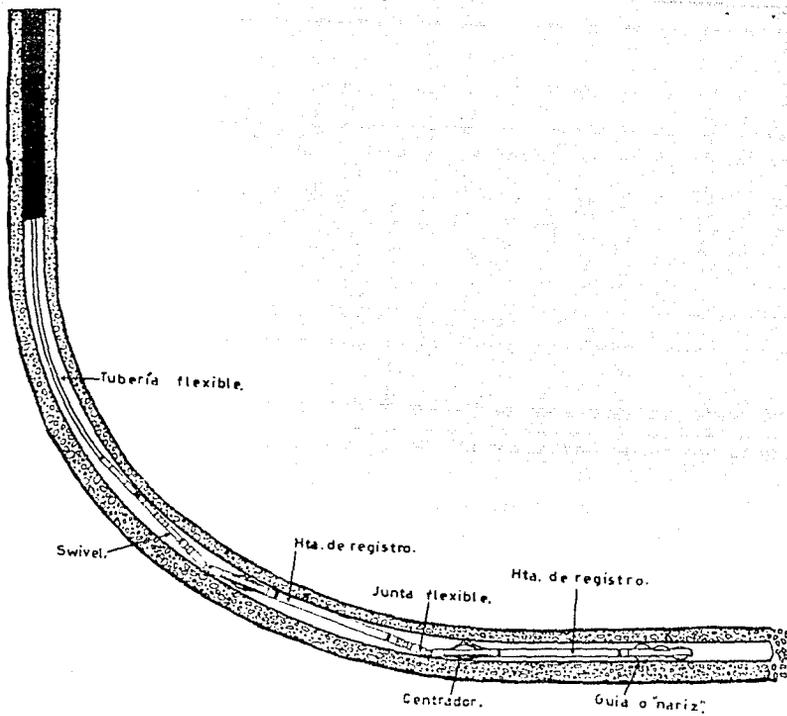


Fig. 2.11 - Ensamble de fondo con tubería flexible.

La tabla 2.1 muestra algunas especificaciones de la TF para dos diámetros.

**T A B L A 2 . 1 .**  
**ESPECIFICACIONES PARA TUBERIA FLEXIBLE. <sup>5</sup>**

Diámetro externo	1.25''	1.50''
Capacidad del carrete	15,000 ft	15,000 ft
Diámetro interno	1.084	1.282''
Peso (en el aire)	1.34 lb/ft	1.619 lb.ft
Esfuerzo a la cedencia	21,300 lbf	33,320 lbf
Presión interna	9,960 psi	12,430 psi
Presión de colapso	8,800 psi	9,430 psi
Capacidad	47.94 gal/1000 ft	67.06 gal/1000ft
Vel. introduciendo	100-220 ft/min	100-220 ft/min
Vel. recuperando	20-220 ft/min	20-220 ft/min
Capacidad del inyector		
Al introducir	24,000 lbf	24,000 lbf
Al recuperar	24,000 lbf	24,000 lbf

**LINEA ELECTRICA**

Diámetro externo	5/16''	7/16''
Temperatura estimada	177°C	204°C
Num. de conductores	UNO	SIETE
Peso	189 lbm/100 ft	305 lbm/100ft

2.2.4 *AGUIJON DE DESPLAZAMIENTO DESCENDENTE.* Con esta técnica las herramientas son transportadas por un agujijon (stinger) devanado, que actua como una extensión del cable de registro, se bombea a través de la tubería de perforación (o de producción) que funciona como una "cervatana". Diferentes opciones de éste principio han sido estudiadas, pero solo la versión para herramientas de diámetro pequeño es opcional.

La herramienta se coloca al final de una pieza de extensión, de elementos que se conectan, asegurando una continuidad mecánica y eléctrica. Un mandril con un tapón de copas, conocido tambien como impulsor, conecta el agujijon al cable.

La herramienta se bombea a través de la tubería de perforación sobre el pistón que forma el impulsor, y se recupera al jalar el cable de registros (Fig. 2.12).

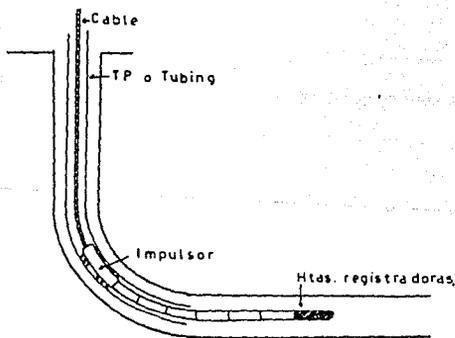


Fig. 2.12.- Sistema de Agujijon de Desplazamiento Descendente.

Sin embargo al no tener posibilidad de circular con la tubería al momento de desplazar el agujón, su aplicación a registros de producción se hace prohibitiva en condiciones de flujo excepto para terminaciones dobles.

Una vez introducida la tubería de perforación al inicio de la zona que va a ser registrada, las herramientas registradoras, agujón, impulsor, y línea de registro se ensamblan y se procede a desplazar. Un preventor en combinación con un lubricador asegura la toma de registros de producción bajo condiciones de presión en la cabeza; el sello en el cable lo asegura un prensa estopa.

Al bombear fluido, el impulsor empuja las herramientas fuera de la tubería determinada longitud, ésta va a ser función de la longitud del agujero. La profundidad es medida directamente por la línea de registros. No se cuenta con alguna junta perforada que evite la salida del impulsor de la tubería.

Se ha observado que las copas del tapón impulsor orientadas hacia arriba, no se deslizan suavemente (lo cual es necesario en la toma de los registros) cuando el cable es tensionado para la recuperación de la herramienta, éste efecto puede reducirse invirtiendo las copas. Debido a que la herramienta es desplazada bajo una acción de embolo, los fluidos dentro del pozo tienden a filtrarse, teniendose este efecto cada vez que se realice alguna corrida.

Una vez mencionadas las diferentes técnicas, se puede realizar una comparación de las ventajas y desventajas que cada una ofrece, para seleccionar la más adecuada. La tabla 2.2 muestra una comparación de las técnicas empleadas en la toma de registros geofísicos.

TABLA 2.2

COMPARACION DE LAS TECNICAS PARA LA TOMA DE REGISTROS .

TECNICA	HERRAMIENTAS	CAPACIDAD NECESARIA PARA LEVANTAR	CIRCULACION/PROD. RIENTRAS SE ESTA REGISTRANDO	CAPACIDAD PARA EMPUJAR	CAPACIDAD CONSTANTE DE DESPLAZAMIENTO	LIMITE DE DESVIACION ( EN PIES )	LIMITE DE LONGITUD HORIZONTAL		COMENTARIOS
							AGUJERO ABIERTO ( pies. )	AGUJERO ACERADO ( pies. )	
LINER DE ACERO	ESTANDAR D.R. Y P.	NO NO	SI SI	NINGUNA NINGUNA	SI SI	65 A 70 65 A 70	----- -----	----- -----	
SYMPHOR	ESTANDAR	PESADA	SI	MUY BUENA	NO	90	SIN LIMITE	SIN LIMITE	TODAS LAS COMBINACIONES DE HERRAMIENTAS, SIN LIMITE DE PESO.
AGUIJON DE DESPLAZAMIENTO DESCENDENTE	D.R. Y P.	LIGERA	NO M	BUENA	CASI	90	700	700	
TUBERIA FLEXIBLE	ESTANDAR D.R. Y P.	LIGERA LIGERA	SI SI	DEBIL DEBIL		90 90	0 NO CONSIDERADO	200 600	LIMITE EN EL PESO.
MWD	MWD	PESADA	SI	MUY BUENA		90	SIN LIMITE	SIN LIMITE	POCAS HERRAMIENTAS DISPONIBLES.

D. R. Y P. = DIAMETRO REDUCIDO Y DE PRODUCCION

\* Excepto con doble terminacion .



### 2.3 DISPAROS EN POZOS HORIZONTALES .

La tecnología en los disparos de pozos horizontales ha evolucionado de una manera constante desde 1985, aunque pozos altamente desviados fueron disparados con anterioridad. El uso de la tubería transportadora de las cargas (TCP Tubing-Conveyed Perforating), ofrece más ventajas que cualquier otro método, ya que todos los disparos se pueden realizar con un solo viaje de la tubería dentro del pozo, todos los disparos se efectúan con las mismas condiciones de presión de fondo y todas las cargas se accionan en menos de 200 milisegundos.

Existen cuatro variables de control en la selección de los componentes del sistema de disparos; éstas variables deben considerarse en las operaciones de disparo, pero las decisiones son críticas cuando existen pocas opciones en pozos horizontales. El desempeño de las cargas, densidad de disparos, orientación y técnicas de limpieza deben combinarse con las condiciones apropiadas del pozo y los dispositivos para asegurar su funcionamiento y efectividad <sup>13,14</sup>.

Al considerar las operaciones de disparos en las terminaciones horizontales, es obvio que el sistema TCP ofrece mejores ventajas en la corrida de las cargas dentro y fuera del pozo, por su sencillez de operación y funcionamiento mecánico, factores básicos en la optimización de costos. Es por estas razones que solo se mencionará la técnica de disparos con el sistema TCP.

El acoplamiento del sistema TCP puede ser dividido en cuatro grupos básicos: mecanismo de detonación, accesorios de desbalance, empacador y dispositivos de orientación (Fig. 2.13). Antes de describir cada uno de los grupos básicos, es conveniente mencionar que el aumento en las características de producción se debe a la perforación de la zona productora en un ambiente o condición de desbalance, ésto se logra corriendo la tubería con un bajo nivel de fluido, o completamente vacía.

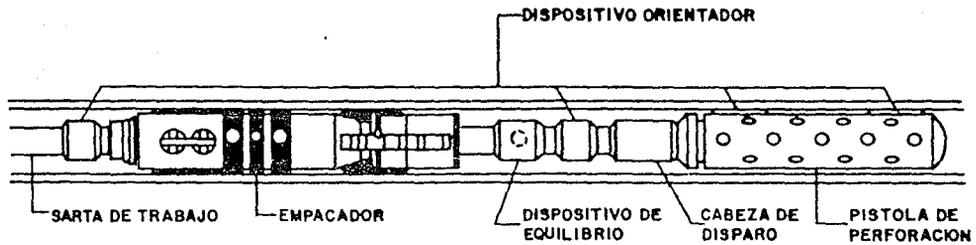


Fig. 2.13 .- Sistema basico de disparos.

2.3.1 *MECANISMOS DE DETONACION.* Casi todos los mecanismos de detonación, a excepción de los dispositivos eléctricos originan la detonación de las pistolas mediante el impacto de algún tipo de martillo en el ensamble de las cargas explosivas. El dispositivo del martillo es accionado por principios mecánicos, por ejemplo la caída de una barra o aplicando presión hidráulica.

En los sistemas mecánicos, para un pozo vertical, la acción de la gravedad está presente al acelerar la barra detonadora a una velocidad suficiente que permita activar el detonador. En pozos desviados y consecuentemente en pozos horizontales, el efecto de la gravedad se ve disminuido y reducido a cero 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 desviados con fluidos cargados de sólidos (como es el fluido de perforación). Dispositivos reductores de fricción y barras cilíndricas ayudan a éste problema, debiendo utilizarse más a menudo los mecanismos hidráulicos de detonación para facilitar la detonación de las cargas en pozos desviados.

Como se mencionó anteriormente, es muy recomendable efectuar los disparos en un ambiente desbalanceado, para producir una remoción de las zonas compactadas y aumentar la productividad. De los métodos disponibles para efectuar disparos bajobalanceados el más favorable parece ser aquel que proporciona un colchón de gas en la tubería de producción. Para aplicar más efectivamente el desbalance, la presión de detonación aplicada a las pistolas debe ser aislada de la presión de desbalance; ésto se logra con un desviador hidráulico en el empacador (Fig. 2.14) de tal forma que las pistolas sean detonadas al aplicar presión en el espacio anular

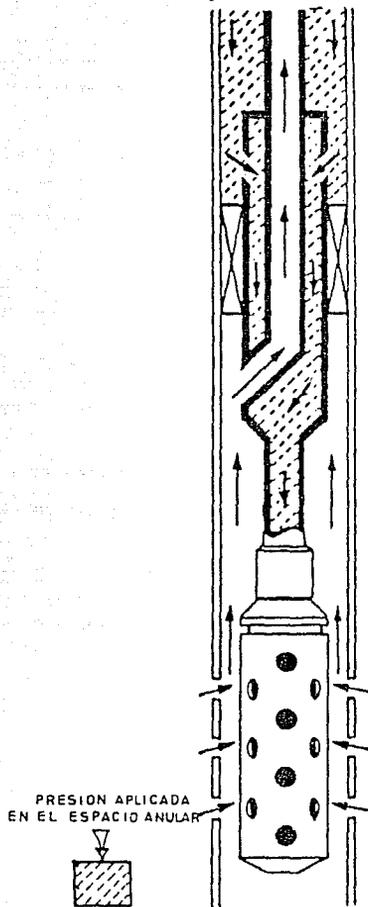


Fig. 2.14 .- Desviador hidráulico: Desvía el flujo para la detonación de las cargas, mediante la aplicación de presión en el espacio anular, permitiendo el flujo de la formación.

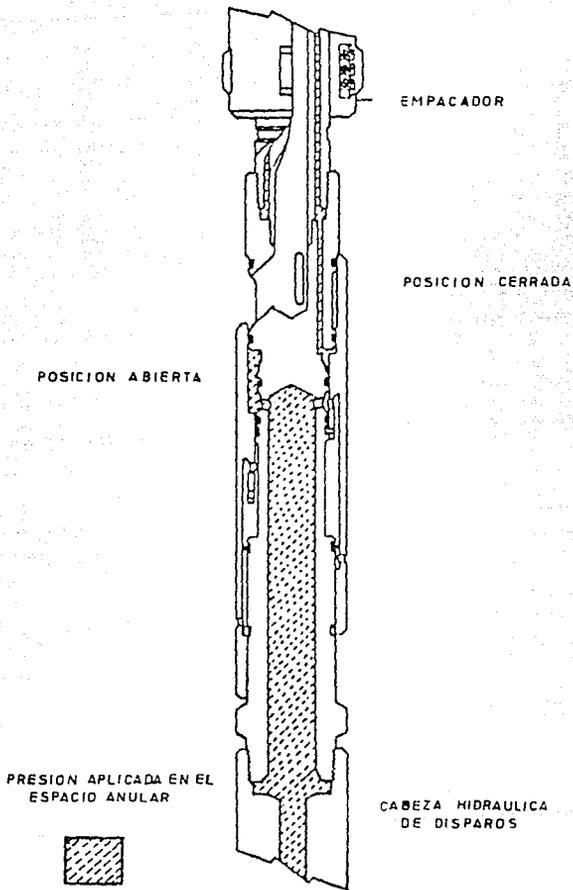


Fig. 2.15 Valvula hidrutica de desbalance.

Los sistemas que se detonan aplicando presión en la tubería de producción son más difíciles de efectuar correctamente; esos sistemas funcionan fácilmente en pozos llenos con fluido, sin embargo con una sarta parcialmente llena se debe utilizar nitrógeno para alcanzar una presión de detonación. Existen dos desventajas en el empleo de éstos sistemas primero, se necesita de nitrógeno para activar el sistema; dependiendo de la localización, esto podría ser un gasto adicional significativo. Segundo, la confiabilidad mecánica y seguridad se deben tomar en cuenta en el diseño del sistema, para reducir la posibilidad de un disparo prematuro mientras se asienta el empacador, o mientras se prueba el equipo superficial con presión.

Con sistemas de detonación de presión anular, la posibilidad de disparar antes de estar en un medio desbalanceado son más remotas, debido a que las pistolas se controlan con un flujo completamente independiente; además se puede prescindir del empleo de nitrógeno si se cuenta con los accesorios convenientes del sistema.

Los sistemas de detonación de presión anular ofrecen la mejor combinación de flexibilidad en el diseño, además de la facilidad de operación .

**2.3.2 ACCESORIOS DE DESBALANCE.** Debido a los requerimientos de la cabeza de detonación activada hidráulicamente, los dispositivos de desbalance también deben ser activados hidráulicamente. Estos dispositivos no exponen la parte del pozo abajo del empacador, a la presión de desbalance si no hasta el instante de la detonación, esta característica de los dispositivos permite la capacidad para perforar en intervalos y prevenir daños potenciales debidos a presiones diferenciales (Fig. 2.15). Si la tubería se aísla del espacio anular, un desbalance exacto se puede obtener al introducir los últimos tramos de tubería de producción vacíos.

Es necesario que los dispositivos de desbalance sean los adecuados para las operaciones de disparos, deben de accionar hidráulicamente y no crear una condición de desbalance antes de detonar las cargas.

**2.3.3 EMPACADORES.** Como la capacidad para transmitir torque a la parte inferior del aparejo disminuye al incrementarse el ángulo del pozo y la profundidad, además de la severidad de pata de perro y desviación helicoidal, los empacadores que operan rotacionalmente con los aparejos son más difíciles de operar. Estas dificultades se reducen con los empacadores que empacan y desempacan mediante la simple acción de levantar y bajar la tubería (reciprocantes). Estos empacadores tienen la capacidad de anclar y desanclar en múltiples ocasiones en el pozo, permitiendo el adecuado posicionamiento de las pistolas, además de lo fácil de la operación.

El uso de empacadores reciprocantes incrementa la seguridad en las operaciones, sin presentar desventajas. Para su empleo en pozos horizontales de radios medios y cortos, con incrementos de curva de  $20^{\circ}$ - $75^{\circ}/100$  ft y  $1.5^{\circ}$ - $3^{\circ}/ft$  respectivamente, se pueden adquirir actualmente empacadores flexibles con un claro radial especial<sup>14</sup>.

**2.3.4 DISPOSITIVOS DE ORIENTACION.** En formaciones donde se presente muy poca consolidación, podría ser más conveniente disparar en la parte inferior de la TR para evitar el derrumbe de formación. Con la selección adecuada de cargas se puede adicionar un dispositivo orientador, que consiste en un simple centralizador de aletas, colocado a los extremos del porta cargas (Fig. 2.13). Las herramientas orientadoras que se corren con línea, pierden su aplicabilidad debido a los problemas asociados con la desviación del agujero. En formaciones pobremente consolidadas se debe tener especial cuidado con los diámetros de las pistolas y su centralización<sup>14</sup>.

Consideraciones a cerca de la orientación de los disparos y limpieza, juegan un papel muy importante en formaciones poco consolidadas. En una terminación con empaque de grava se obtiene la mejor productividad y colocación de la grava con disparos de fase  $360^{\circ}$  que han sido limpiadas a través de un medio desbalanceado.

En formaciones consolidadas la fase de los disparos no es tan importante, debido a que la formación no presentará derrumbes, siempre y cuando los disparos se realicen en un medio desbalanceado. Grandes diámetros externos de pistolas se pueden utilizar aumentando el desempeño de las cargas al tener una mayor centralización (Fig. 2.16)

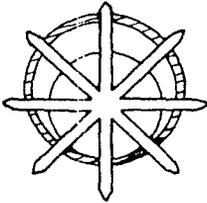
Para pozos altamente desviados donde se tenga contemplada una terminación con empaque de grava, los disparos en la parte inferior se emplean para minimizar el riesgo del atascamiento de las pistolas debido a derrumbes.

El sistema más comúnmente utilizado, emplea 10 cargas/ pie en una fase de  $120^{\circ}$ ; también existe la alternativa de emplear fase  $180^{\circ}$  para disparar la parte inferior. Aunque ésta configuración se encuentra disponible y es lo más adecuada para la colocación de la grava, existe un pequeño error en la orientación.

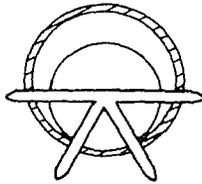
Las pistolas con sistemas TPC se han empleado en un gran número de pozos altamente inclinados, sin embargo no se ha intentado verificar su funcionamiento<sup>19</sup>. Los sistemas que permiten la orientación en la parte superior de las pistolas, no necesariamente aseguran que el fondo de las mismas esté también orientado. Esto se debe principalmente a la fricción e incremento en el torque que permite el movimiento relativo en el eje rotacional. Con un sistema de disparos de fase  $180^{\circ}$  en la parte inferior, se requiere de solo  $\frac{1}{4}$  de vuelta para anular completamente el efecto deseado de disparar la parte inferior .



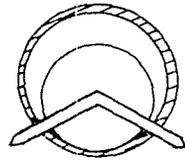
ORIENTACION DE LOS  
DISPAROS



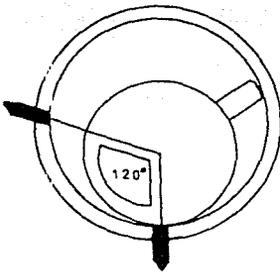
Fase 360°



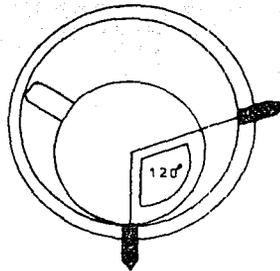
Fase inferior 180°



Fase inferior 120°



ROTACION DE DERECHA  
EXTREMA



ROTACION DE IZQUIERDA  
EXTREMA

Fig. 2.16 .- La centralizacion de las pistolas influencia la forma de las perforaciones y su penetracion.

La presión con la cual actúan las cabezas de detonación, funcionan con cualquier presión diferencial, por tanto se tiene la disponibilidad de seleccionar la presión a la cual se desea que se active la cabeza de detonación. Cuando se pretende disparar en zonas específicas de la sección horizontal, se pueden utilizar varias cabezas de detonación en la misma corrida.

## 24 CONCLUSIONES

Debido al éxito que se ha tenido en la perforación de los pozos horizontales, se tuvo la necesidad de adaptar y desarrollar técnicas específicas para la toma de registros. Las técnicas empleadas para transportar y/o empujar las herramientas registradoras han realizado muchas clases de registros en pozos abiertos y ademados; además se han tomado registros de producción en TRs' cortas ranuradas. Pero se debe considerar que la aplicabilidad de esas técnicas no puede limitarse a pozos horizontales o altamente desviados, si no también a pozos convencionales los cuales presenten problemas de pata de perro muy severas, cavernas, etc.<sup>4,13,14</sup>

El sistema MWD proporciona registros Rayos Gamma, de Resistividad, Neutrón-Densidad, y se encuentran en fase de prueba los de porosidad. Teniendose la posibilidad de adaptar más sensores en un futuro. Dado que las velocidades de perforación a grandes profundidades son muy lentas, la calidad en la respuesta de los registros es excelente y algunas veces mucho mejor que los tradicionales. La principal ventaja en el empleo de éste método, es la rapidez con la que se obtienen los datos para la pronta evaluación de la formación e información de la dirección que está siguiendo la barrena, lo cual va a permitir correcciones instantáneas en la trayectoria del pozo. El único inconveniente podría ser el número de estos equipos, aunque a la fecha se están desarrollando un buen número de unidades, que en lo futuro bien podrían abatir los costos.

Las ventajas del sistemas SIMPHOR, son su sencillez y capacidad para registrar grandes extensiones de secciones horizontales, además de su capacidad para circular mientras se registra, lo cual es de gran ventaja en pozos donde se tengan altas temperaturas. Su único y

principal inconveniente, es el tiempo que se requiere para la toma de los registros.

La toma de registros con tubería flexible, comparada con las otras técnicas, es su facilidad y rapidez, pero se tienen limitaciones en las longitudes, ya que la mayoría de las herramientas pesadas no pueden moverse más allá de los 200 m horizontales. Otra ventaja que se tiene con el empleo de ésta técnica, es que en los pozos productores se pueden llevar a cabo registros de producción, con un mínimo de espacio dentro de la localización. De acuerdo a las características y limitaciones del equipo de tubería flexible, se puede considerar que podría tener más y mejor aplicación en la toma de registros de producción, pruebas especiales y operaciones de terminación<sup>1,10</sup>.

La técnica aguijón de desplazamiento descendente, tiene la desventaja de no poder emplearse en pozos que manifiesten flujo (ya que se necesita de tubería dentro del pozo) y pozos productores, su única ventaja sería la simplicidad del equipo. Se ha empleado muy poco, ya que el desarrollo y ventajas de los otros métodos lo superan<sup>1,11</sup>.

Una vez que se determinó cual va a ser el método a emplear en la toma de registros, el siguiente factor importante va a ser la interpretación de los mismos, cuyo objetivo final es el de determinar el volúmen de gas y aceite en el sitio. Estos cálculos se limitarán a los parámetros básicos para determinar espesor neto, porosidad y saturación de hidrocarburos.

En los pozos verticales el espesor neto es un parámetro básico, y al atravesar la formación, su evaluación consiste en determinar límites superior e inferior, espesores no productores (esquistos o zonas compactas) y/o contacto de los fluidos. En los pozos horizontales, tal evaluación es prácticamente imposible, comunmente solo la parte superior del yacimiento se determina, mientras que la parte inferior se

desconoce. En conclusión, el espesor neto no se puede determinar.

Cuando el pozo horizontal permanece paralelo al yacimiento, normalmente se tendrán una porosidad y saturación de agua constantes, esto es cierto en yacimientos de arenas donde los parámetros anteriores varían muy poco en varios cientos de pies<sup>41</sup>; en formaciones de carbonatos, el panorama se observa diferente en ambos casos, porosidad y saturación de agua son constantes, pero en distancias mucho más pequeñas (15-60 mts). Por tanto, los registros proporcionarán información de nuevos parámetros (cambios laterales de facie a distancias menores que el espaciamiento del pozo). Los pozos horizontales parecen ser la única herramienta en la evaluación de la distribución lateral de las unidades sedimentarias<sup>41</sup>.

Existen herramientas de registros con grandes radios de investigación, pero no pueden determinar el espesor de interés. En consecuencia, los cálculos para los volúmenes de aceite y gas no pueden realizarse. Sin embargo los pozos horizontales son una valiosa herramienta en la determinación de las heterogeneidades laterales del yacimiento; el desconocimiento de éstas heterogeneidades ha producido resultados muy pobres en los procesos de recuperación secundaria. Debido a esto, los pozos horizontales serán de vital importancia para el manejo de la recuperación secundaria y/o mejorada.

El principal objetivo que se persigue en las operaciones de disparos, es el de alcanzar un flujo efectivo entre el pozo y alguna sección del yacimiento, ya que esto permitirá optimizar la producción y/o inyección. En la planeación, es conveniente un exámen, minucioso del ambiente en el cual se van a realizar los disparos, los recursos disponibles en la ejecución de la operación, los objetivos específicos de la terminación y los pros y contras del equipo de disparos con que se cuenta.

Existen numerosos factores ambientales que deben considerarse, que aunque no se tenga control sobre éstos, afectan la operación. Los factores ambientales más importantes son: tipo y dureza de la formación, grado de la TR y espesor de pared, resistencia y espesor del anillo de cemento que soporta la TR y gradiente geotérmico; se debe estar conciente de su influencia en la efectividad de la operación de disparos<sup>45</sup>.

Básicamente los disparos son alterados por la TR y la centralización de las pistolas en la sección horizontal. La fase de los disparos aumenta el flujo, y aumenta el efecto del claro radial sobre el comportamiento de la perforación de las cargas. El claro radial es la distancia de las pistolas a la TR, a lo largo del eje de la pistola; la variación de los claros es común, y las pistolas tienden a quedar excentricas en la tubería debido a la desviación del pozo y efectos de gravedad.

El desempeño de las cargas a diferentes claros, requiere la consideración del tamaño de las pistolas y efecto de la centralización en el pozo, cuando el tamaño del agujero y la penetración son importantes. El diseño de las perforaciones de una pistola descentrada, requiere una alta penetración del disparo a través de la TR y espesor del anillo de cemento en la sección horizontal.

El sistema TCP y la tubería flexible mueven las pistolas en pozos altamente desviados. El sistema TCP es muy costoso pero se cuenta con más potencia para empujar grandes secciones de pistolas, mientras que con la tubería flexible se disminuye su costo y tiempo de equipo al emplear pequeños diámetros de los sistemas de cargas<sup>4</sup>.

El control de la profundidad y posicionamiento de las pistolas es un poco complicado debido a que los registros de rayos gamma, muestran muy poca variación de la formación una vez que el pozo tiende a la

sección horizontal. Se requiere de una medida exacta de la tubería o una herramienta de registro especial para el control de la profundidad; la importancia de la profundidad o posición de las pistolas depende de la homogeneidad de la formación.

Para terminaciones con TCP, en las cuales el control de la profundidad es muy necesario, la tecnología del sistema MWD y SIMPHOR pueden auxiliar para el posicionamiento de las pistolas. El empleo de tubería flexible para posicionar las pistolas requiere del empleo de una herramienta registradora de coples, además del dispositivo orientador, ya que el control de la profundidad es más preciso.

Otro problema que se presenta con los disparos en pozos horizontales ocurre con las fracturas inducidas. El éxito de una terminación de éste tipo, es función de la dirección de la fractura y su relación al plano del pozo; si el pozo horizontal es paralelo a la dirección del plano de fractura (perpendicular al esfuerzo principal menor) y la fractura se mantiene a lo largo del pozo en una distancia considerable, una densidad de disparos de 13 a 26 cargas/m es la adecuada para establecer una baja caída de presión. Si el plano de fractura es perpendicular al pozo, resulta una área de contacto de pocas pulgadas, teniendo en esta área una gran caída de presión y factores de daño positivos. Para disminuir el problema de área de contacto y la excesiva caída de presión, se recomienda una alta densidad de disparos, en la zona que se propone fracturar. Este tipo de perforaciones requiere de la identificación de la zona y aislarla antes del trabajo de fracturamiento. Para terminaciones con fracturamiento múltiple en el mismo pozo, únicamente la zona a fracturar es la que se perfora antes del fracturamiento, para aislar la sección sin disparar se emplean tapones mecánicos molibles. También pueden perforarse las zonas a fracturar con una sola corrida y aislar las zonas con empacadores o

## B I B L I O G R A F I A .

- 1.- A.M. Spreux, A. Louis, M. Roca.  
"Logging Horizontals Wells: Field Practice for Various Techniques".  
J.P.T. Oct 1988
- 2.- Paul Demsey.  
"MWD Technology Comes of Age".  
World Oil Jul. 1987.
- 3.- A. M. Spreux, Christian Georges, Jaques Lessi.  
"Most Problems in Horizontal Completions Are Resolved".  
Oil & Gas Journal, Jun 13, 1988.
- 4.- G.E. King.  
"Perforating the Horizontal Well".  
J.P.T. Jul 1989.
- 5.- Horizontal Completions Seminar.  
"Halliburton Oil Field Services Group".  
México D.F. Jul. 1990.
- 6.- A.T. Bourgoyne Jr., K.K. Millheim, M.E. Chevenert, F.S. Young.  
"Applied Drilling Engineering".  
S.P.E. Textbook Series (1984).
- 7.- M. Gearhart, K.H. Zierner, D.M. Knight.  
"Mud Pulse MWS Systems Report".  
J.P.T. Dec. 1981.
- 8.- W.B. Bleakley.  
"IFP and Elf-Aquitaine Solve Horizontal Well Logging Problem".  
Petroleum Engineer International Nov. 15 1983.
- 9.- E.P. Howell, L.J. Smith, C.G. Blount.  
"Coiled Tubing Logging System".  
S.P.E. 15489 Oct. 1986.
- 10.- R.E. Cooper.  
"Coiled Tubing in Horizontal Wells".  
S.P.E. 17581 Nov. 1988
- 11.- J.F. Jeannesini.  
"Production Technology for Horizontal Wells Take New Direction".  
World Oil may. 1989.
- 12.- W.H. Fertl, R.F. Hotz.  
"Efficiently Log And Perforate 60° Wells With Coiled Tubing".  
World Oil May. 1987.



tapones para realizar los tratamientos en forma individual 5,11,19,14,15 .

- 13.- T.E. Zaleski Jr.  
"Inovations in Completion Technology for Horizontals Wells".  
Offshore, Feruary 1989.
- 14.- J.B. Weirich, T.E. Zaleski, Jr., P.M.Mulcahy.  
"Perforating the Horizontal Well: Designs and Techniques Prove  
Suuccessful".  
S.P.E. 16929 Sep. 1987.
- 15.- L.D. Patton and W.A. Abbott.  
"Well Completions and Workovers Part 6.-The Systems Approach to  
perforating".  
Petoleum Engineer International, April 1980.
- 16.- Will Honeybourne.  
"Future Measurement-While-Drilling Technology Will Focus on  
Two levels".  
Horizontal Drilling Technology, Oil & Gas Journal 1989.
- 17.- W.L. Daniel, W.H. Fertl.  
"Logging High-Angle, Long-Reach Boreholes".  
Horizontal Drilling Technology, Oil & Gas Journal 1989.
- 18.- A.P. Davis Jr., O.M. Knight.  
"Reduce Logging Problems in High Angle Wellbores".  
World Oil April 1983.

## CAPITULO III.

### TUBERIAS DE REVESTIMIENTO EN POZOS HORIZONTALES.

#### 3.1 INTRODUCCION.

En la planeación de un pozo es importante la programación de las tuberías de revestimiento, así como las profundidades de asentamiento. Esto cobra principal interés cuando se trata de un pozo horizontal o altamente inclinado, ya que habrá que tomar en cuenta otras consideraciones tales como ademar la sección curva del agujero, antes de perforar la sección horizontal. Esto es debido a las enormes fuerzas laterales de contacto que pueden ser causadas en la parte inferior de la curva por las cargas de tensión en la sección horizontal.

Las cargas a las que está sometida la TR en pozos horizontales o altamente desviados, no son diferentes a las que se presentan en los pozos verticales (convencionales de gas o aceite). Sin embargo las cargas van a ser diferentes en magnitud.

En esta sección no se pretende mostrar el diseño de las TRs' en pozos horizontales, ya que de hecho existen simuladores para el análisis económico del diseño del TRs' en dichos pozos; mas bien, el objetivo principal es el de observar algunas consideraciones sobre su diseño.

Debido a que la parte inferior de la tubería de explotación no va a estar "colgada", sino que va a estar descansando en la parte inferior de las secciones curvas y sección horizontal del pozo, se debe considerar que el factor de fricción va a jugar un papel muy importante.

El factor de fricción del agujero representa el arrastre entre la tubería y la pared del pozo; éste arrastre es función de varios factores, por ejemplo, el tipo de roca de la pared, tipo de lodo de perforación y sus propiedades (contenido de sólidos, contenido de aceite y calidad de filtración en el enjarre), condiciones del agujero (ojos de llave), y número de centradores instalados sobre la TR.<sup>1</sup>

### 3.2 SELECCION DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO.

La importancia de seleccionar adecuadamente las profundidades para el asentamiento de las TRs no se debe enfatizar. Muchos pozos han tenido fallas económicas y de Ingeniería debido a que las consideraciones en el programa de asentamiento han sido muy someras o muy profundas. Aplicando pocos conceptos básicos de perforación y combinados con el conocimiento de las condiciones geológicas del Area, se pueden determinar las profundidades a las cuales las TRs' deben ser asentadas para asegurar que la perforación pueda continuar con menos dificultad.

La profundidad de asentamiento está directamente afectada por las condiciones geológicas; en algunos casos el primer criterio para seleccionar ésta profundidad , es el de cubrir las zonas de pérdida de circulación severas, o bien la selección puede basarse en el control de las presiones anormales y prevenir su exposición con zonas débiles más someras.

La selección del asentamiento de TRs' con el propósito de controlar presión, inicializa con el conocimiento de las condiciones geológicas (presiones de formación y gradientes de fractura); generalmente dicha información se encuentra disponible con un grado de exactitud aceptable. Algunos cálculos previos, con las actuales condiciones de perforación, determinarán la localización exacta para cada profundidad de asentamiento.

En el caso de pozos horizontales o altamente inclinados, se pueden tomar como referencia los gradientes de fractura y presiones de formación de pozos verticales vecinos, para la programación de los posibles asentamientos de TRs'. Obviamente se tendrá que considerar el asentar una TR en el punto de inicio de desviación (KOP), se debe ademar la sección de desarrollo de la curva; esto puede ser con una TR

corta o con otra TR. El objeto de tener además la sección curva, es con el fin de reducir las fuerzas de arrastre y de fricción que se originan por el contacto de la parte baja de la pared del pozo con la sarta de perforación, y el de disminuir la tendencia de pegadura.

La fricción debido a la curvatura del pozo combinada con la tensión de la sarta, representa un gran peligro en caso de alguna ligera pegadura de tubería en la sección horizontal, generando el efecto de "cabeza de gato". En la desviación y sección horizontal del pozo, no es posible aplicar peso a los lastrabarreras ya que éstos generalmente se colocan en el extremo inferior de la sarta, y ésta se encuentra en la parte de máxima desviación, lo que combinado con el efecto de la gravedad genera una fricción que se incrementa con la longitud de la sección horizontal. Estos tipos de problemas se pueden disminuir al tener además la sección curva.

En la sección horizontal se puede colocar una TR corta, la cual dependiendo de las características formacionales, se puede cementar en su totalidad, o bien asentarla mediante empacadores externos inflables.

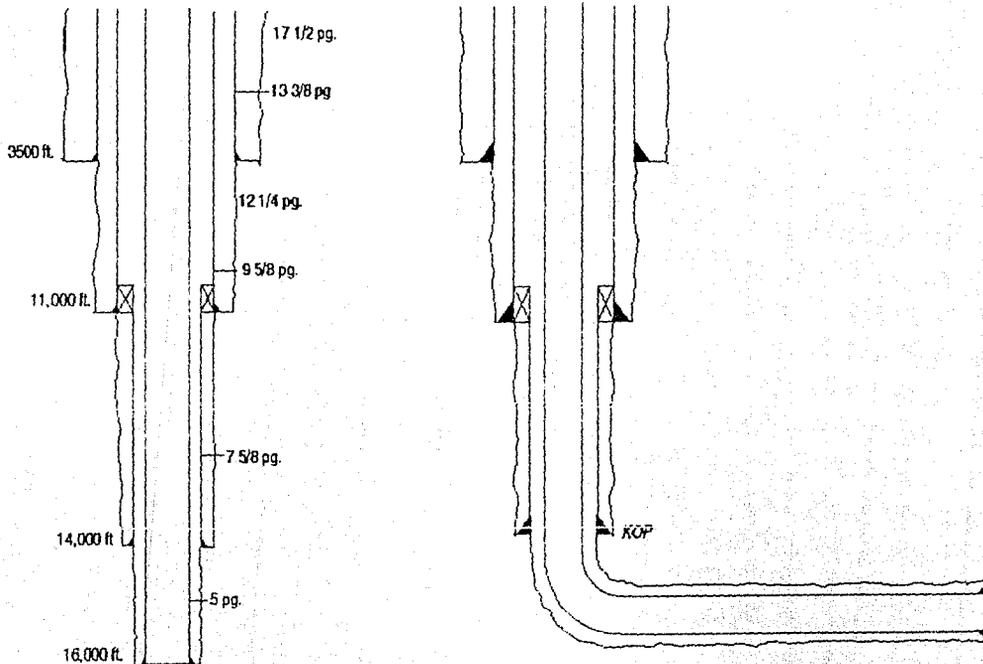
Un programa tentativo para el asentamiento de TR's en un pozo horizontal puede ser correlacionándolo con los pozos vecinos, esto se observa en la Fig. 3.1. Se debe considerar que dicho programa podrá alterarse en función de condiciones de la perforación, las cuales van a indicar las profundidades a las que se deben de asentar las TR's.

Uno de los grandes cambios de la perforación de pozos con alto ángulo de inclinación (también aplicable a los pozos direccionales de gran alcance), es la predicción y planeación para el excesivo torque y las fuerzas de arrastre que se presentan; para poder hacer una evaluación de éstos factores, es necesario elaborar un programa de torque y arrastre para la planeación, perforación y evaluación de los pozos direccionales. El empleo del programa se atribuye al entendimiento

Fig. 3.1.- Programa tentativo para asentamiento de TR's.

Pozo vecino.

Pozo horizontal programado



básico del cálculo del factor de fricción y de lo que realmente representa; éste factor no representa solamente la fricción, sino que realmente abarca todas las fuerzas que crean arrastre sobre una TR o sobre una sarta de perforación<sup>2</sup>.

El nombre más apropiado podría ser "factor de arrastre" :

Factor de arrastre = Factor de fricción + Factor de asentamiento  
+ Factor de repaso + Factor de recortes  
+ Factor de rodamiento de la barrena  
+ Factor de pegadura diferencial + etc.

La capacidad para predecir las cargas de fricción sobre una sarta de perforación tiene como principal beneficio, el que la profundidad de pozos con alto ángulo de desviación, se puedan planear para minimizar el torque y el arrastre; el empleo del torque y el arrastre como un criterio para seleccionar la trayectoria más apropiada del pozo, ayudará a asegurar el éxito de las operaciones de perforación y terminación.

Los dos factores que afectan de gran manera la fricción en el pozo son la fuerza normal de contacto y el coeficiente de fricción entre las superficies de contacto; el producto de esos dos factores representa la magnitud de la fuerza de fricción. La fuerza de contacto entre la tubería y la pared del pozo depende de los efectos de gravedad sobre la tubería y los efectos de tensión que actúan en la tubería a través de las curvaturas del pozo (Fig. 3.2). El coeficiente de fricción es la relación de fuerza de fricción entre la fuerza normal de contacto, su valor depende del contenido específico de los materiales y el grado de lubricación en varias secciones del pozo<sup>2,3,4</sup>.

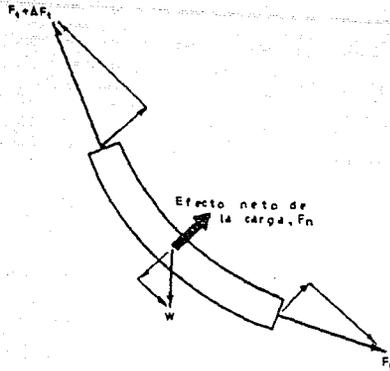


Fig. 3.2 .- Balance de fuerzas sobre un elemento de TR, mostrando el origen de la fuerza normal.

El arrastre en la sarta es el incremento de fuerza requerido para mover la tubería en el agujero (hacia arriba o hacia abajo); el torque es el momento requerido para rotar la tubería. Las fuerzas de arrastre generalmente están dadas en relación a la medida del peso de la sarta cuando ésta se encuentra rotando, pero no reciprocando. Las magnitudes de torque y arrastre están relacionadas a cualquier pozo; altas fuerzas de arrastre y excesivas cargas de torque normalmente se presentan juntas<sup>9</sup>. Maurer Engineering Inc., Houston, desarrolló dos modelos de cómputo que predicen el torque/arrastre, y el desgaste de la tubería en pozos con alto ángulo<sup>4</sup>. Maurer estima que los modelos torque/arrastre pueden traer un ahorro de un 10 a un 20% del costo en pozos horizontales; los modelos de desgaste pueden reducir un 10 a un 15% del costo (O.G.J. Aug. 17 p.30).

El desgaste de la TR originado por la rotación de las juntas de la sarta ha sido estudiado en laboratorio, durante las pruebas se emplearon lodos base agua y base aceite. En los resultados obtenidos se



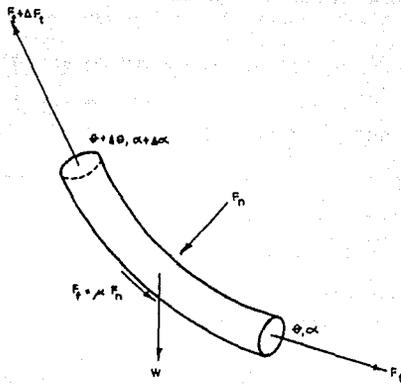


Fig. 3.4.- Fuerzas actuando sobre un elemento de TR al levantar.

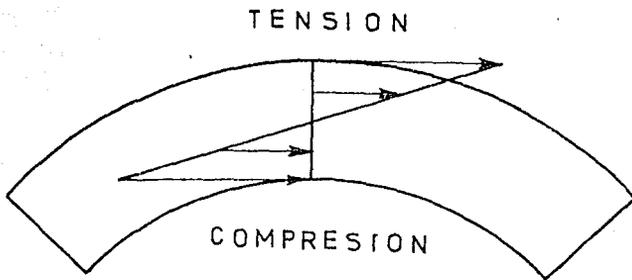


Fig. 3.5 .- Efecto de la flexión.

empleó un modelo lineal de eficiencia de desgaste para correlacionar los datos; el modelo empleado relaciona la remoción del metal de la TR al aumento de energía disipada (fricción) en el proceso de desgaste<sup>5</sup>.

3.3 FACTORES DE DISEÑO FUNDAMENTALES. En el diseño de TRs se van a seleccionar tamaños, pesos, grado y tipo de conexión para una situación dada (en éste caso para un pozo horizontal), para lo cual se requiere de aplicar criterios de Ingeniería.

Los siguientes criterios a considerar son: Colapso, Presión Interna, Tensión y Flexión, los cuales deben satisfacer los requerimientos.

La presión de colapso existe cuando la presión en la parte externa de la tubería es mayor que la presión en la parte interna.

Se presentan condiciones de "estallamiento" (o cedencia a la presión interna), cuando la presión interna de la tubería es mayor que la presión externa, tendiendo a expandirla, a punto de "estallamiento"

La tensión considera cargas en la parte inferior de la tubería (o debidas a su propio peso), las cuales crean un esfuerzo axial en la misma.

Flexión, el efecto de la curvatura del pozo y el ángulo de desviación vertical sobre el esfuerzo axial en la TR y coples, deben ser considerados; cuando la TR es forzada a doblarse, la tensión axial sobre el lado convexo del dobles, puede incrementarse enormemente<sup>6,7</sup>.

Generalmente el diseño de tubería más económico es aquel que se obtiene de la selección de los pesos ligeros, sartas de bajos grados y que soportan los esfuerzos y condiciones del medio ambiente a los cuales va a estar sujeto y que no falle:

- \*Por ruptura bajo presión interna.
- \*Por colapso o bajo presión externa.
- \*Bajo tensión (debido a esfuerzos axiales).
- \*Debido a pérdidas de circulación.
- \*Debido a efectos de compresión.
- \*Debido a efectos de flexión.
- \*Debido a efectos de torción.
- \*Posteriormente debido a corrosión o debilitamiento por desgaste.

Las cargas o fenómenos anteriores se pueden presentar en ciertos pozos y por lo tanto deben ser considerados para desarrollar una perspectiva de todos los esfuerzos y condiciones<sup>9</sup>.

El criterio que se emplea para el diseño de TRs' depende de las condiciones ambientales, las cuales determinarán las cargas, los factores de diseño, suposiciones de como esas cargas serán aplicadas y relaciones de diseño de los materiales de la tubería.

En cualquier tipo de Ingeniería de Diseño, los factores de seguridad generalmente acompañan a las condiciones tales como defecto en materiales, o incertidumbre de las cargas, o métodos de cálculo. Los factores empleados no son una medida de seguridad incorporada en el diseño, son más bien un factor el cual da, al menos, la seguridad adecuada al diseño. El rango de valores de esos factores importantes empleados en la Industria Petrolera son:

Para	TENSION	: 1.6 - 1.8
	PRESION INTERNA	: 1.1 - 1.33
	COLAPSO	: 1.0 - 1.25

La TR debe diseñarse para las cargas por tensión y flexión que se encuentran durante la corrida o en el pozo, además también debe capaz de soportar cualquier presión interna que se le imponga o bien mientras se esté perforando, o cuando el pozo esté produciendo. Por último, la sarta debe resistir cualquier presión externa o de colapso impuesta debido a la disminución de la presión dentro de ésta.

Entonces, la TR debe diseñarse por tensión, flexión, presión interna y colapso; estas cargas se aplican e interactúan simultáneamente<sup>P.10</sup>.

Cuando la tubería se corre en pozos altamente inclinados, se induce un esfuerzo de flexión que es directamente proporcional al radio de curvatura de la sección en la cual la TR va a estar flexionada. Se puede emplear un factor de diseño de 1.25 al colapso en cualquier sección del agujero que tenga incrementos de ángulo de  $10^{\circ}/100 \text{ ft}^{\circ}$ .

Las cargas de tensión por flexión calculadas, se adicionan a las cargas de tensión por peso, obteniendo con esto las cargas totales por tensión; el incremento en tensión debido a la flexión afecta también la resistencia de las juntas, por lo cual deberá hacerse un análisis de la resistencia en las juntas que se encuentran en la sección curva.

### 3.4 CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO.

Cuando se elabora un diseño de TR para pozos altamente desviados se deben considerar los siguientes puntos:

\*El torque y las cargas axiales deben ser estimados para secciones extensas y en pozos horizontales se debe analizar los intervalos por separado.

\*Se deben elaborar varias relaciones para los diferentes parámetros, lo cual facilita el diseño de la sarta y su entendimiento.

\*La sarta sin movimiento, ascendiendo o descendiendo, produce diferentes magnitudes de cargas que justifican su análisis por separado.

En el diseño y análisis de TR's de pozos convencionales, pueden desarrollarse relaciones entre los diferentes parámetros, lo cual también es aplicable para pozos horizontales o altamente inclinados; el buen entendimiento de dichas relaciones facilitará el proceso de diseño.

Para un mejor análisis en el diseño de la TR, la sarta puede dividirse en varias secciones; tomando como ejemplo ilustrativo la Fig. 3.3, la TR se puede analizar en tres secciones: intervalo objetivo (horizontal o con determinada pendiente), intervalo de incremento de ángulo e intervalo vertical. En los cálculos del pozo ejemplo el intervalo de incremento de ángulo se mantendrá constante en toda la sección ( $20^\circ/100$  ft), y el intervalo objetivo tendrá un ángulo de inclinación constante ( $80^\circ$ ). De acuerdo a los pozos convencionales, la sarta se analizará del fondo hacia la superficie.

#### 3.4.1 INTERVALO OBJETIVO.

En esta sección, las fuerzas sobre la tubería incluyen un componente de fricción que actúa en dirección opuesta al movimiento de la tubería.

El incremento en tensión  $dF$ , es:

$$dF = w F_f \cos \theta + \mu w F_f \sin \theta \dots\dots\dots(3.1)$$

donde  $w$  = Peso nominal de la tubería [lb/ft]

$F_f$  = Factor de flotación [adim]

$\theta$  = Angulo de inclinación [grad]

$\mu$  = Coeficiente de fricción.

Fig. 3.3 .- Ejemplo ilustrativo

Datos

KOP = 4,000 ft.

Angulo de incremento = 20 /100 ft

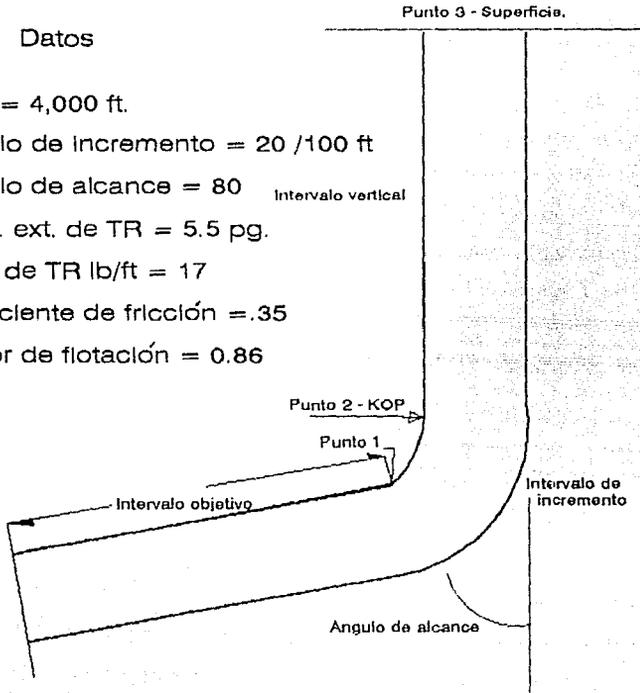
Angulo de alcance = 80

Diam. ext. de TR = 5.5 pg.

Peso de TR lb/ft = 17

Coefficiente de fricción = .35

Factor de flotación = 0.86



La tensión en la parte superior del intervalo  $F_1$ , será :

$$F_1 = dF L \quad \dots\dots\dots(3.2)$$

donde  $L$  = Longitud de la sección [ft].

Si la sarta es introducida, la fricción reduce la tensión total, esto es, empleando la ecuación 3.1 con signo negativo y sustituyendo valores del pozo ejemplo (Fig. 3.3), resulta de la ecuación 3.2:

$$F_1 = -5,000 \text{ lbs.}$$

Esto indica que existen 5,000 lbs de compresión, las cuales deben aplicarse en el punto uno para empujar la tubería hasta la parte final. Esta fuerza debe ser cero cuando la tubería empieza a introducirse desde el punto 1, y alcanza las 5,000 lbs cuando ésta llega al fondo del intervalo.

Generalmente la sarta se levanta una vez que se llega al fondo, aquí, nuevamente la fricción actúa de manera opuesta a la dirección del movimiento de la tubería, en éste caso la fricción aumenta la tensión, teniendo:

$$F_1 = 15,200 \text{ lbs.}$$

De ésta manera el recorrido entre el levantamiento y la introducción de la sarta, para el intervalo objetivo es de 20,200 lbs. La TR permanecerá estática para cualquier carga aplicada en la parte superior de dicho intervalo, entre 15,200 lbs de tensión y 5,000 lbs de compresión.

Para una condición estática (donde no existe movimiento de tubería), la fricción es 0, y la tensión en el punto 1 es:

$$F_1 = 5,100 \text{ lbs.}$$

Durante las operaciones de cementación se requiere que el torque para rotar la tubería se estime; el torque es función de la fuerza normal entre la tubería y el agujero, el coeficiente de fricción y el

radio de la tubería. De acuerdo al diámetro externo de la tubería, OD (pg), el incremento en torque, dM, es:

$$dM = \mu w F l \sin \theta OD / 24 \dots\dots\dots(3.3)$$

Para el intervalo objetivo, el torque en la parte superior del intervalo es:

$$M_1 = dM L$$

Teniendose para el pozo ejemplo:

$$M_1 = 2310 \text{ ft-lb.}$$

Esto significa que se deben aplicar 2,310 ft-lb en el punto 1 para poder rotar la tubería de la sección en el intervalo objetivo; se puede rotar con un torque menor, siempre y cuando la tubería se esté levantando o introduciendo.

### 3.4.2 INTERVALO DE INCREMENTO DE ANGULO.

Mientras las carga en la sección del intervalo objetivo cambian linealmente con la profundidad, las cargas en el intervalo de incremento de ángulo no, y por tanto es más difícil estimarlas, el incremento en tensión dFt, es función de la fuerza normal la cual a su vez es función de la tensión, ángulo de inclinación y ángulo de construcción.

El cálculo de la fuerza normal es el primer paso para determinar los incrementos de carga de un elemento de TR, la Fig. 3.4 muestra las fuerzas que actuan sobre un elemento pequeño ligeramente curvado. La fuerza normal neta Fn, es un vector negativo, que resulta de la suma de los componentes normales del peso, w, y de las dos fuerzas de tensión, Ft y Ft+ΔFt. Aunque el eje del elemento se considera como el arco de una circunferencia, ésta circunferencia generalmente no es vertical y por tanto la fuerza normal neta usualmente no se encuentra en el plano vertical. Afortunadamente el cálculo de la fricción requiere unicamente de la magnitud de la fuerza normal y no de su dirección. La magnitud de



la fuerza normal:

$$F_n = \{ [(F_t)(d\alpha)(\text{sen } \theta)]^2 + [(F_t)(d\theta) + (w)(F_r)(\text{sen } \theta)]^2 \}^{0.5} \quad (3.4)$$

donde  $d\alpha$  y  $d\theta$  son los incrementos de cambios de azimut y ángulos de inclinación respectivamente; considerando el cambio en ángulo de azimut como 0,  $F_n$  se reduce a:

$$F_n = [(F_t)(d\theta) + (w)(F_r)(\text{sen } \theta)] \quad \dots\dots\dots(3.5)$$

La ecuación de la fuerza normal conduce inmediatamente a la ecuación para el incremento en tensión<sup>3,44</sup>.

$$dF_t = (w)(F_r)(\text{cos } \theta) + \mu F_n \quad \dots\dots\dots(3.6)$$

Los calculos para el incremento de carga entre la parte superior del intervalo objetivo, punto 1, y el KOP, punto 2, se determinan programando las ecuaciones 3.5 y 3.6.

Para el pozo ejemplo, la tensión en el punto 2,  $F_2$  se calcula para una  $F_1 = 15,200$  lbs, la carga al levantar la TR  $F_2$  es de 28,100 lbs. Para una  $F_1 = - 5,000$  lbs, la carga al introducir la TR,  $F_2$  es de - 4,800 lbs. Para una  $F_1 = 5,100$  lbs la carga en estado neutral  $F_2 = 9,200$  lbs.

El valor del torque para una condición de cementación, en estado neutral del ejemplo, y utilizando  $M_1 = 2,310$  ft-lb, se tiene  $M_2 = 2,800$  ft-lb. El torque para un estado de introducción  $M_2 = 3,200$  ft-lb.

Debido a que el pozo arriba del punto 2 es vertical, el torque en la superficie  $M_3 \cong M_2$ .

El cálculo del torque para las condiciones de levantar e introducir es algo conservador, teniendo en consideración que el arrastre axial y el arrastre rotacional actúan independientes uno del otro.

Una diferencia muy considerable entre un pozo vertical y uno desviado, es el potencial para cargas de flexión significativas en el intervalo de incremento de ángulo; en ésta sección se producen importantes cargas de flexión a tal grado que pueden ser consideradas como el principal criterio de diseño<sup>44</sup>.

El esfuerzo de flexión,  $S_b$ , en el cuerpo de la tubería, puede calcularse para un ángulo de construcción,  $BA$  (grados/100 ft).

$$S_b = \pm 211 OD BA \dots\dots\dots(3.7)$$

El esfuerzo de flexión ocurre únicamente en secciones de la sarta donde existe un cambio de ángulo en el pozo. El intervalo objetivo mantiene un ángulo constante y no está asociado con cargas de flexión; sin embargo es importante observar que la tubería al introducirse debe pasar por la sección curva de incremento de ángulo.

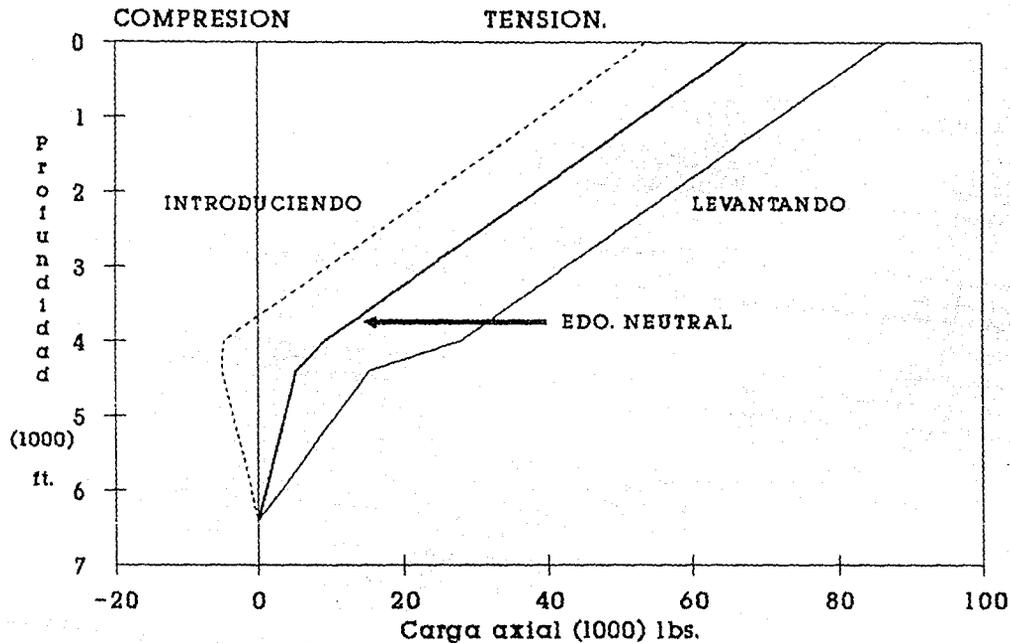
Las cargas de flexión producen un esfuerzo de tensión axial en el lado exterior de la curvatura (superficie convexa), y una magnitud igual pero de esfuerzo compresivo sobre la parte interna de la curvatura (superficie cóncava) ver Fig. 3.5. De esta forma, dependiendo de el estado de cargas axiales en la tubería (ascendiendo, descendiendo o estado neutral), la adición de tensión o compresión generados por la flexión, pueden incrementar el estado existente de tensión o compresión Graf. 3.1.

El esfuerzo de flexión puede ser convertido en una carga correspondiente de tensión y compresión ( $F_b$ ). Esto se logra determinando la fuerza axial, la cual crea el mismo esfuerzo máximo en el cuerpo del tubo ( $OD$ ).

$$\text{Cargas de tensión y compresión } F_b = S_b A_p \dots\dots\dots(3.8)$$

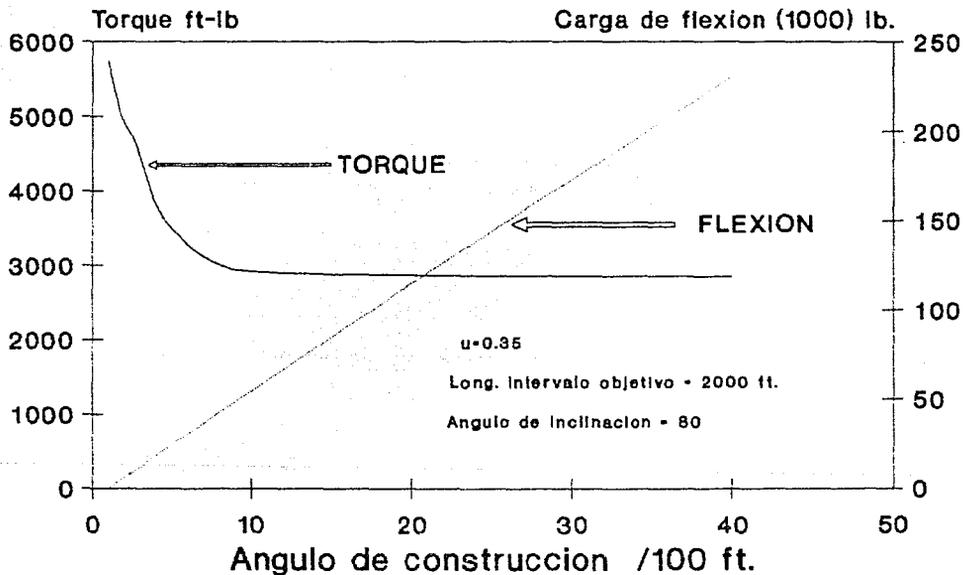
donde  $A_p$  = Area de la sección transversal de la tubería [ $pg^2$ ].

# TENSION VS PROFUNDIDAD.



Graf. 3.1

# FLEXION Y TORQUE VS ANGULOS DE INCREMENTO.



Graf. 3.2

Para el pozo ejemplo el esfuerzo por flexión, resulta:

$$S_b = \pm (211)(5.5)(20) = \pm 23,200 \text{ psi.}$$

$$\text{y } F_b = \pm (23,200)(4.962) = \pm 115,100 \text{ lbs.}$$

Por lo tanto el estado de carga axial de la TR en cualquier sección dentro del intervalo de incremento de ángulo, tiene una adicional y simultánea tensión y compresión de 115,100 lb.

En el punto de inicio de desviación (KDP), la carga neta de tensión  $F_{2b}$ , es la suma de la carga axial en el punto 2,  $F_2$ , más la fuerza debida a la flexión,  $F_b$ .

Al levantar la sarta

$$F_{2b} = 28,100 \pm 115,100 = 143,200 \text{ lbs } \text{ y } -87,000 \text{ lbs}$$

Al introducir la sarta

$$F_{2b} = -4,800 \pm 115,100 = 110,300 \text{ lbs } \text{ y } -119,900 \text{ lbs}$$

Para el estado neutral

$$F_{2b} = 9,200 \pm 115,100 = 124,300 \text{ lbs } \text{ y } -105,900 \text{ lbs}$$

Lo cual indica que la tubería en el KDP experimenta una carga axial neta en un rango de 120,000 lbs de compresión a 143,000 lbs de tensión. Con un ángulo de construcción de  $20^\circ/100 \text{ ft}$ , las cargas debido a la flexión contribuyen con un 75% de la carga total.

De la Graf. 3.2 se puede observar que a medida que se incrementa el ángulo de construcción disminuye el torque, mientras que las cargas por flexión se incrementan linealmente con el incremento de ángulo de construcción<sup>8,11,12,19</sup>.

### 3.4.3 INTERVALO VERTICAL.

Una vez determinadas las cargas en el punto 2, la tensión en la superficie,  $F_s$ , puede calcularse :

Al levantar la tubería:

$$\begin{aligned} F_3 &= F_2 + (KOP)(w)(Fr) \dots\dots\dots(3.9) \\ &= 28,100 + (4000 \text{ ft})(17 \text{ lb/ft})(0.86) \\ &= 86,600 \text{ lbs} \end{aligned}$$

Al introducir la tubería:

$$F_3 = -4,800 + 58,500 = 53,700 \text{ lbs}$$

Para el estado neutral:

$$F_3 = 9,200 + 58,500 = 67,700 \text{ lbs.}$$

#### 3.4.4 CONEXIONES

Si se considera un factor de seguridad a la tensión de 1.8, y se observa que la máxima tensión se obtiene al levantar la sarta se tiene que:

$$1.8 * 86,600 = 155,880 \text{ lbs}$$

Para esta tubería (L-80) la conexión que soporta esta carga es un cople largo 8 hilos, que tiene una resistencia a la tensión de 338,000 lbs,, por lo tanto las conexiones están correctas.

Se debe considerar que los cálculos anteriores se realizaron para un solo grado de TR, esto se presenta solo en ocasiones muy especiales; generalmente en un diseño se tienen diferentes grados de tubería, por lo cual es necesario realizar los cálculos anteriores para cada diferente sección de tubería.

### 3.5 CONCLUSIONES.

Como primer paso en el diseño de las TR's, es el conocer o por lo menos tener una idea de las profundidades a las cuales van a colocarse; por lo tanto se deben considerar las condiciones Geológicas, tales como presiones de formación, gradientes de fractura y problemas de pozos vecinos. La selección de el número de sartas y sus respectivas profundidades de asentamiento, están basadas sobre las consideraciones de los gradientes de presión de poro y gradientes de fractura de las formaciones que van a ser atravesadas.

Aunque se perfore un pozo, éste, no tendrá las mismas condiciones que los pozos perforados en la vecindad; se debe analizar y determinar el tipo y cantidad de tubería necesaria para que la terminación sea óptima.

Es de vital importancia obtener los gradientes de fractura y presiones de formación de pozos vecinos para determinar la ubicación exacta del asentamiento de cada TR. Una vez determinadas las profundidades, se puede iniciar a diseñar la tubería, y posibles problemas o condiciones que se encontrarán durante la introducción, cementación, etapa de terminación y vida productiva del pozo.

En pozos altamente desviados es necesario considerar el torque y arrastre que se presenta en secciones curvas e inclinadas. Se deben utilizar modelos matemáticos y programas para la obtención de tales parámetros. debido a las altas fricciones que se encuentran en los pozos desviados.

Los modelos de torque/arrastre tienen muchas aplicaciones que incluyen el diseño de sartas de perforación y ensambles de fondo,

monitoreo de las condiciones del pozo durante la perforación, diseño de TR's y programas de terminación<sup>4</sup>.

Un programa de TR's ideal, es aquel que con solo una sarta se pudiera alcanzar la formación productora. Sin embargo debido a las diferentes condiciones Geológicas que se deben atravesar para alcanzar la formación objetivo, se deben diseñar diferentes sartas para diferentes profundidades y objetivos, cada sarta tiene un proposito bien definido.

Una excelente guía para seleccionar las profundidades de asentamiento de TR's en pozos horizontales o altamente inclinados, es asentar las tuberías a las mismas TVD's (profundidades verticales verdaderas) como si fueran a utilizarse en pozos direccionales similares.

La parte superior de la curva de incremento debe ademarse antes de perforar la sección horizontal debido a las grandes fuerzas laterales de contacto que se originan en la parte superior por las cargas de tensión<sup>11,12,19</sup>.

Las predicciones del torque y el arrastre son más importantes a medida que el desplazamiento del pozo se incrementa. Torque y arrastre dependen del tipo de lodo y de si el pozo está ademado o no. Por lo tanto los valores obtenidos en pozos vecinos o similares se deben comparar para obtener valores estandar, esto requiere de la recopilación de un buen número de datos de campo para una comparación estadística<sup>9</sup>. Los efectos de corrosión y desgaste de la TR se deben incluir en el criterio de diseño.

En el diseño de TRs' para pozos altamente desviados, cada sarta deberá estar diseñada para soportar las más severas condiciones de carga (anticipadas) durante su asentamiento y vida productiva del pozo. Las condiciones de carga a considerar son presión interna, colapso, tensión,



y para éste tipo de pozos el más importante a estudiar es el de la flexión.

Al introducir la tubería en las secciones curvas, la tubería deberá resistir no solo las presiones interna y externa y las cargas normales de tensión, si no además las cargas por flexión donde va a estar colocada.

El ángulo de construcción, asociado con la tensión debido al peso de la tubería tiene un efecto significativo sobre los esfuerzos en la tubería. El efecto de la curvatura del pozo y el ángulo de desviación vertical sobre el esfuerzo axial en la TR y coples, deben considerarse en el diseño ; cuando la TR es forzada a doblarse, la tensión axial en el lado convexo puede incrementarse considerablemente. En secciones del agujero relativamente rectas, con una desviación significativa del ángulo, el esfuerzo axial causado por el peso de la tubería, se reduce. El esfuerzo axial también es afectado por el incremento de fricción entre la TR y la pared del pozo. En el diseño práctico, se debe tomar en cuenta el efecto perjudicial de la flexión ; el efecto favorable del ángulo de desviación no se considera.

La fricción de la pared, la cual es favorable para el movimiento descendente de la tubería, y desfavorable para el movimiento ascendente, generalmente se compensa por la adición de una mínima fuerza aceptable para eliminar la tensión axial debida al peso de la tubería .

La curvatura de una sección del pozo altamente inclinado, generalmente se expresa en términos de el cambio en ángulo del eje del pozo, por unidad de longitud. Se debe realizar un análisis para éste incremento de ángulo y seleccionar el adecuado, ya que existe una íntima relación entre éste incremento de ángulo y el incremento de esfuerzo en tensión axial causado por la flexión, tal y como se observa en la Graf. 3.2 <sup>6,7,8,11,12,19</sup>.

En el diseño de TR's para un pozo vertical, la máxima tensión se presenta en la parte superior, pero en el caso de pozos altamente desviados, la máxima tensión puede presentarse en alguna sección curva (considerando que para llegar al objetivo, es necesario perforar una o más secciones curvas).

El análisis de la tubería deberá realizarse por secciones, ya que ésto facilitará el entendimiento de como las cargas afectan de sobremanera las secciones curvas. Se debe considerar además que una sarta no se compone unicamente de un tipo de tubería, si no que está compuesta por varios grados y tipo de tubería, y el análisis de las cargas deberá incluirlas.

Desafortunadamente una guia estandar para el análisis de TR's en pozos altamente desviados no puede utilizarse, las condiciones Geológicas y de perforación dictarán las modificaciones en el diseño de la sarta. En la mayoría de los casos, se debe anticipar a las condiciones ántes de realizar el análisis.

## BIBLIOGRAFIA.

- 1.- A.K. Wojtanowicz, E.E. Mardla.  
" Minimum-Cost Casing Design for Vertical and Direccional Wells ".  
J.P.T. Oct 1987.
- 2.- M.D. Mueller, J.M. Quintana and M.J. Bunyak.  
" Extended Reach Drilling From Platform Irene ".  
Offshore Technology Conference, 22nd Annual OTC, Houston, Texas May 7-10, 1990.
- 3.- C.A. Johancsik, D.B. Friesen, R. Dawson.  
" Torque and Drag in Directional Wells-Prediction and Measurement ".  
Journal of Petroleum Technology , Jun, 1984.
- 4.- " Horizontal Drilling Technology ".  
Oil & Gas Journal / 1990.
- 5.- Jerry P. White, Rpier Dawson.  
" Casing Wear : Laboratory Measurements and Field Predictions ".  
S.P.E.D.E. March, 1987.
- 6.- Jhon F. Greenip Jr.  
" Designing and Running Pipe-1 : Tubular Isolate Down-Hole Pressures".  
Oil & Gas Journal, Oct 9, 1978.
- 7.- A.T. Bourgoyne Jr, K.K. Millheim, M.E. Chenevert, F.S. Young Jr  
" Aplied Drilling Engineering ".  
S.P.E. Text Book Series (1984).
- 8.- Jhon F. Greenip Jr.  
" Designing and Runing Pipe-2 : Optimum Casing Program Design Stresses Economy ".  
Oil & Gas Journal Oct 16, 1978.
- 9.- L.E. Buzorde Jr, R.L. Kastor, W.T. Bell, C.L. de Priester.  
" Production Operations Course I : Well Completions ".  
S.P.E. 1972.
- 10.- Neal Adams  
" Drilling Engineering : A Complete Well Planning Approach ".  
Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, 1985.
- 11.- Jhon F. Greenip Jr.  
" How to Design Casing Strings for Horizontal Wells ".  
PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL Dec, 1989.

- 12.- Frank J. Schuh.  
" Drilling Technology Inc. "  
Conferencia presentada en México D.F. (I.M.P.) 15-17 Oct 1990.
- 13.- Kevin T. Corvett, Raprer Dawson.  
" Drillstring Design for Directional Wells "  
IADC-Drilling Technoogy Conference, Dallas, March. 1984.

## CAPITULO IV CEMENTACIONES.

### 4.1 INTRODUCCION

El hecho de obtener éxito en un trabajo de cementación, involucra uno de los factores más importantes en la vida productiva de cualquier pozo y será especialmente crítico cuando se trate de la terminación de pozos horizontales

De las investigaciones realizadas, se han obtenido las siguientes condiciones optimas para obtener éxito en los trabajos de cementaciones primarias en pozos verticales, los cuales incluyen centralización y movimientos de la tubería, bajos esfuerzos de gel en el lodo, altos gastos de cemento y el uso de colchones lavadores<sup>1,2</sup>

La aplicación de las técnicas conocidas es un tanto difícil cuando se trata de pozos desviados y más aún cuando se trata de pozos horizontales. Por ejemplo, es más difícil la centralización de las tuberías en agujeros desviados, debido a que las cargas que actúan sobre la tubería la forzan hacia la parte baja de la pared del pozo; estas cargas generan fricciones, torque y esfuerzos de flexión que limitan el movimiento de la tubería.

Al estar perforando en forma horizontal, los recortes tienden a depositarse en la parte baja del agujero, lo cual trae consigo problemas de adherencia, ya que se forman canales; los estudios realizados indican que los canales son una de las causas de falla de trabajos de cementaciones primarias<sup>3,4</sup>. La prevención de dichos canales puede realizarse de la siguiente manera:

- El adecuado manejo de fluidos se enfoca a las propiedades de los fluidos de perforación, diseños de lechadas, baches espaciadores

y limpiadores, gastos de bombeo de lechadas y una presimulación del flujo del fluido esperado durante la operación.

-Plan de acción mecánica que ayude al movimiento de tubería, la correcta relación entre TR y tamaño de agujero, y el uso de los accesorios de la TR para limpiar las paredes del pozo y la adecuada centralización de la tubería.

#### 4.2 INVESTIGACIONES DE LABORATORIO.

El estudio de las condiciones en las que se efectúa una cementación se debe simular para obtener resultados confiables, por lo que fue necesario realizar pruebas de laboratorio. El modelo de prueba se observa en la figura 4.1.

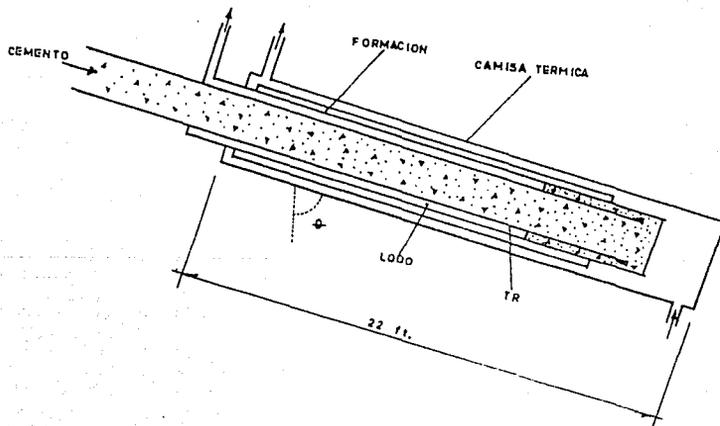


FIG .4.1 Esquema del modelo de prueba.

El aparato consiste de una camisa térmica, materiales que simulan el agujero, y una TR; la camisa tiene una longitud de 20 ft con una sección mayor de 12 pg (depende del diámetro de TR en el que se efectue la prueba); de tal forma que pudiera circular agua caliente, para simular la temperatura de circulación de fondo (BHCT), y la temperatura de fondo estática (BHST) durante las pruebas.

El procedimiento asegura la simulación del pozo horizontal desde su perforación hasta la cementación de la tubería, y la secuencia de prueba involucra los siguientes pasos:

- 1.- Circular el fluido de perforación a una BHCT de 140°F por una hora con un gasto de 3 BPM.
- 2.- Parar la circulación del lodo por espacio de 24 hrs., mientras el modelo incrementa su temperatura a 160°F (BHST).
- 3.- Reiniciar la circulación del fluido de perforación por una hora con un gasto de 3 BPM a BHST.
- 4.- Desplazar el volumen deseado y tipo de colchon espaciador a el gasto a ser estudiado.
- 5.- Bombear 30 Bls de la lechada de cemento a el gasto cambiado.
- 6.- Bombear el tapón limpiador hasta que asiente en el fondo de la TR, y permitir la cura del cemento por lo menos 24 hrs a BHST.
- 7.- Cortar el modelo en nueve secciones y medir la eficiencia del desplazamiento, además de la excentricidad de la TR en cada sección.<sup>5</sup>(FIG. 4.2)

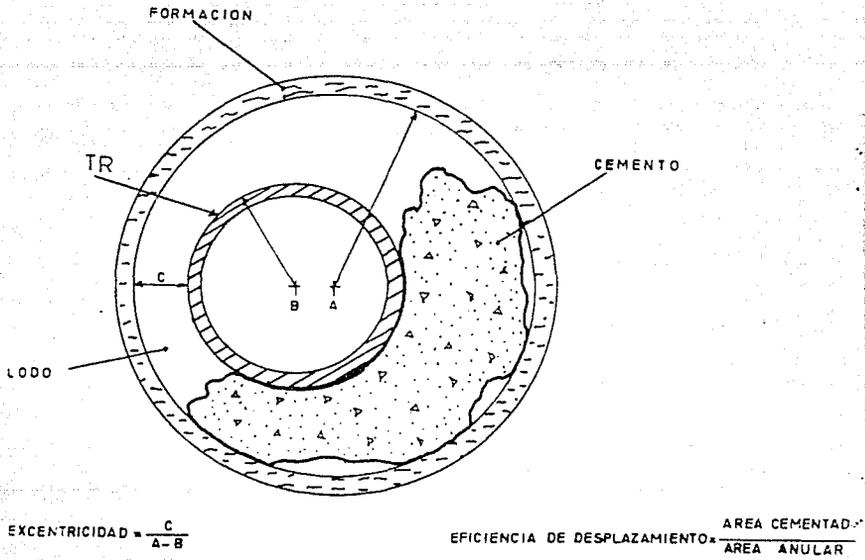


FIG. 4.2 Eficiencia de desplazamiento y excentricidad de la tubería de revestimiento

De los estudios realizados en el laboratorio, aunados a la experiencia de campo, se considera que ocurren 2 problemas mayúsculos en pozos altamente inclinados y horizontales. De los intervalos que no fueron bien cementados, en los modelos se observó a lo largo de la parte superior el exceso de agua libre, y en la parte inferior deposición de sólidos causados por el asentamiento de materiales pesados y recortes de formación (fig 4.3) estos dos problemas son de los más importantes para las siguientes etapas de terminación del pozo<sup>5</sup>



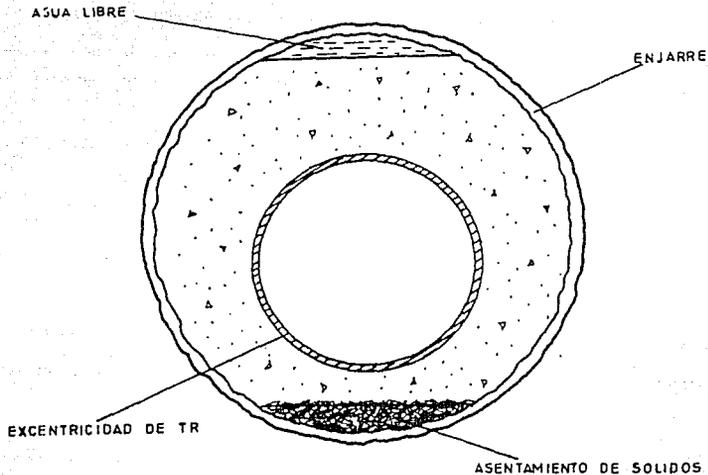


FIG. 4.3 Parámetros que afectan la cementación de pozos altamente inclinados y horizontales.

Por lo cual es necesario programar un estudio en las siguientes áreas.

- Limpieza del agujero (propiedades de fluidos de perforación).
- Diseño de Lechadas.
- Baches espaciadores y limpiadores.
- Centralización.
- Movimiento de tubería.

Aunque mucho se ha escrito con respecto a los puntos anteriores, la relativa importancia de cada uno no ha sido aún bien definida.

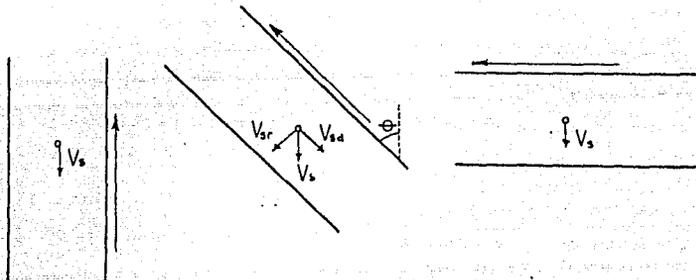
#### 4.2.1. LIMPIEZA DEL AGUJERO

Uno de los aspectos más importantes en los trabajos de cementaciones primarias es el desplazamiento del lodo, y éste es más difícil en agujeros inclinados. Iniciando con el problema de los sólidos que tienden a asentarse en la parte baja del pozo, éste debe minimizarse puesto que la remoción de éstos sólidos es más difícil una vez que han sido compactados por el peso de la tubería, éstos sólidos pueden ser los recortes de la formación, o partículas sólidas de los materiales que dan peso al lodo. El transporte de los recortes en pozos direccionales ha sido estudiado ampliamente, y se encontró a través de estudios experimentales y de laboratorio que dependen sobre la densidad del fluido, tixotropía, reología y velocidad anular<sup>d</sup>.

Si el material que se encuentra acumulado en la parte baja del pozo no es desplazado por el cemento, un canal continuo quedará en el anillo de cemento, éste canal afectará o reducirá la integridad del cemento, provocando comunicación o flujo interzonal, lo cual no es recomendable si el pozo es candidato a futuros trabajos de fracturamiento.

En comparación con lo que sucede con los pozos verticales (incrementando la tixotropía se mejora el transporte de recortes), en pozos inclinados y más si se trata de pozos horizontales, los recortes tienen que subir a través de secciones inclinadas de  $90^{\circ}$  a  $0^{\circ}$ , donde los parámetros óptimos requeridos para la limpieza del agujero puede variar en un rango bastante amplio de una sección a otra.

Durante la perforación horizontal, el transporte de los recortes puede clasificarse en tres rangos de inclinación, separados por dos ángulos críticos  $\theta\alpha - \theta\beta$ . Cuando se van desarrollando ángulos de  $0 - 90^\circ$  el componente axial ( $V_{sa}$ ) de la velocidad de asentamiento de la partícula ( $V_s$ ) disminuye cuando la desviación aumenta; por el contrario el componente radial ( $V_{sr}$ ) de la velocidad de asentamiento de la partícula ( $V_s$ ) se incrementa hacia la parte baja del pozo. (Fig. 4.4)



$$V_{sa} = V_s$$

$$V_{sr} = 0$$

$$V_s = \text{asentamiento}$$

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

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

$$V_{sa} = 0$$

$$V_{sr} = V_s$$

FIG. 4.4 Efecto de la gravedad respecto a la inclinación del pozo.

\*Secciones donde la inclinación varía entre  $0^\circ$  y  $\theta\alpha$ .

En esta sección el componente radial de la velocidad de asentamiento ( $V_{sr}$ ) es nulo, y se va incrementando a medida que  $\theta$  aumenta.  $\theta\alpha$  es el ángulo crítico donde  $V_{sr}$  es suficiente para permitir que la partícula salga del flujo del lodo y caiga en la parte baja del espacio anular con tendencia a deslizarse hacia abajo, debido a  $V_{sa}$ .

\*Secciones donde la inclinación varía entre  $\theta\alpha$  y  $\theta\beta$ .

Cuando  $\theta$  se incrementa de  $\theta\alpha$  a  $\theta\beta$ ,  $V_{sr}$  continúa creciendo, y con esto incrementa la tendencia de las partículas a asentarse en la parte baja de el agujero, pero en el momento que  $V_{sa}$  decrece y  $\theta\beta$  es el ángulo crítico donde  $V_{sa}$  no es suficiente para hacer que los recortes de deslicen contra la corriente.

\*Secciones donde la inclinación varía entre  $\theta\beta$  y  $90^\circ$

Cuando  $\theta$  incrementa su valor de  $\theta\beta$  a  $90^\circ$ , la influencia de el componente axial de la velocidad de asentamiento disminuye y alcanza un valor de 0 cuando  $\theta$  es igual a  $90^\circ$ .

Para la estimación de los ángulos críticos se realizaron calculos teoricos, además de la experiencia de campo, obteniendose:

25	a	35°	para	$\theta\alpha$
55	a	65°	para	$\theta\beta$

1.-En las secciones donde el ángulo de inclinación es menor de  $25^\circ$ , es conveniente mantener un regimen de flujo laminar en el caso de recortes de grano grueso. La relación  $YP/VP$  (punto de cedencia/viscosidad plástica) debe aumentarse; para tenerse una mejor limpieza, se pueden circular taponos de fluido de alta viscosidad en éste rango de desviaciones.

2.-Secciones donde el ángulo de desviación se encuentra entre  $35^{\circ}$  y  $55^{\circ}$  son críticos, dado que los recortes se acumulan en la parte inferior del agujero, ésto es debido a su tendencia a asentarse por los efectos de gravedad, o cuando menos esto sucede al parar las bombas. Esto puede conducir a una situación de atrapamiento de la tubería.

Una manera de asegurar la limpieza de esa sección crítica es manteniendo una relación YP/VP mayor que 1 donde  $Yp[1b/100ft^2]$  y  $VP[cp]$ . De no obtener la mínima velocidad (debido a la capacidad de las bombas del equipo, inestabilidad del agujero o limitaciones del motor de fondo), la relación YP/VP y tiempo de circulación tendran que incrementarse.

3.-En secciones donde la inclinación es mayor de  $65^{\circ}$  se tiene una ovalación del agujero y en consecuencia los recortes tenderán a asentarse y concentrarse en la parte baja del agujero. En éste rango de ángulos los recortes no tienden a deslizarse a la parte inferior del pozo cuando la circulación se detiene; definitivamente el flujo turbulento es el recomendable para prevenir el asentamiento de los recortes. Cuando no puede tenerse el flujo turbulento, entonces se deben aumentar los tiempos de circulación.

La rotación de la tubería ayudará a la inestabilidad de los recortes para mantenerlos en suspensión y que puedan ser eliminados en la superficie<sup>7</sup>.

Intensos estudios han resultado en la identificación de los valores de punto de cedencia medidos a condiciones de temperatura ambiente ( $72^{\circ}F$   $22^{\circ}C$ ) los cuales controlaban el asentamiento de los recortes en el lado bajo del espacio anular, teniendo un flujo laminar.

El valor mínimo de punto de cedencia necesario para mantener en suspensión los sólidos durante la fase dinámica (teniéndose un ángulo de desviación con respecto a la vertical de  $85^{\circ}$ ), se presenta en la tabla 4.1.

TABLA 4.1

VARIACION DEL PUNTO DE CEDENCIA  
(ANGULO DE DESVIACION DE  $85^{\circ}$ )

Punto de cedencia ( $72^{\circ}$ )	Eficiencia del desplazamiento en la parte media del fondo %
15	70
17	90
20	99
24	97
29	100

A altos ángulos de desviación un valor bajo de punto de cedencia ( $20 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$ ) se requirió para obtener un buen transporte de sólidos. Los datos recopilados conducen a las siguientes recomendaciones para los valores de puntos de cedencia en función del ángulo de inclinación.

ANGULO	PUNTO DE CEDENCIA ( $72^{\circ}$ )
45	15
60	20
85	28
90	30

Otras propiedades para aumentar las características de suspensión y transporte de sólidos en el lodo son:

<u>PROPIEDAD</u>	<u>VALOR</u>
Pérdida de fluido	< 15
Esfuerzo de gel	tan bajo como sea posible.

Estos valores bajos de pérdida de fluido y de esfuerzo de gel dan mayor oportunidad para disminuir los altos filtrados y/o zonas con altos valores de gel, los cuales son difíciles de desplazar del espacio anular. Disminuyendo el esfuerzo de gel, se disminuye el esfuerzo de cedencia necesario para iniciar el flujo de la perforación (rompimiento de circulación).

#### 4.3 DISEÑO DE LECHADAS .

La composición y técnicas de cementación para cada trabajo deben de combinarse, de tal modo que una vez que el cemento ha sido colocado, éste alcance rápidamente su adecuada resistencia, evitando con esto largos periodos de tiempo de espera; además el cemento deberá permanecer lo bastante bombeable para permitir su adecuada colocación. Otro punto importante es el control de la densidad, ya que habrá de considerarse la longitud de la columna de cemento y las presiones de desplazamiento para no fracturar la formación.

Los principales objetivos de los trabajos de cementaciones primarias son:

- Proporcionar un soporte adicional para el casing, como un refuerzo o como prevención de presiones de formación que van a ser

impuestas a la TR.

- Retardar la corrosión, al minimizar el contacto entre la tubería y las formaciones con medio ambiente corrosivo.<sup>60</sup>
- Proporcionar un aislamiento duradero a diferentes zonas permeables.

Cualquier diseño de lechada de cemento que se utiliza en pozos verticales podrá utilizarse en pozos altamente inclinados y horizontales, solo si las propiedades son diseñadas adecuadamente para el medio ambiente horizontal. Ciertas propiedades de la lechada son de vital importancia cuando los diseños son considerados para su aplicación en pozos horizontales, y estas son:

4.3.1 AGUA LIBRE.- El diseño de lechada más óptimo es aquel que mantiene el contenido de agua libre cercano a 0% en condiciones horizontales. Esto es de particular importancia, ya que cualquier agua libre que se presente, tiende a migrar a la parte superior del espacio anular, creando un canal de agua Fig. 4.3, el cual es un buen conducto para la comunicación entre zonas (que es lo que menos se desea). Es conveniente el estudio de las lechadas para pozos horizontales, y de éste se están encargando las compañías de servicio, mediante procedimientos experimentales que están siendo desarrollados; por ejemplo para la determinación de agua libre, ésta debe ser medida a un ángulo igual al ángulo máximo de inclinación del pozo. Sin embargo en un cilindro totalmente horizontal, el agua libre después de 2 hrs. puede ser difícil de coleccionar, ya que el agua es consumida durante la hidratación del cemento a través de contracción química<sup>40</sup>, la única forma de determinar el contenido de agua libre en el cilindro horizontal es, midiendo el cambio en volumen del cemento.



Las lechadas de cemento que se utilicen en las pruebas, deben ser acondicionadas a BHCT y a BHP (presión de fondo) para simular tiempos de colocación, posteriormente se enfriarán a menos de 190°F; los resultados que se obtuvieron en una lechada de 15.8 lb/gal. (cemento tipo G) mostraron que en un cilindro de prueba vertical se liberó el 1% de agua, pero a 45° de inclinación se recuperó el 7% de agua libre<sup>5</sup>. Se probaron numerosas soluciones que a menudo fueron influenciadas por la temperatura.

-Ayudar a la rápida hidratación y cristalización de aluminatos mediante la adición de ciertos dispersantes, crea una sobre saturación en los iones sulfato, reduciendo con esto la posibilidad de agua libre.

**4.3.2 ASENTAMIENTO DE LA LECHADA.** - El asentamiento de la lechada va a ser función directa de la fineza del cemento; la fineza es una medida del tamaño de la partícula de cemento alcanzada durante la molienda, y es expresada en terminos de un área de superficie total de la partícula por gramo de cemento. La fineza es calculada por la razón de asentamiento de las partículas de cemento suspendidas en keroseno, en un turbidímetro Wagner.

Aún cuando se tenga un diseño de lechada con 0% de agua libre es recomendable realizar una prueba de sedimentación, ya que los sólidos de la lechada pueden ser un problema aún cuando no se tenga presente agua libre. Esta prueba se corre bajo condiciones verticales con el aparato y la lechada acondicionada como se mencionó para la prueba de agua libre. Una vez que el cemento ha fraguado, se mide la densidad en la parte superior, parte media y parte inferior del cilindro; de existir variaciones de densidad de mas de 0.5 lb/gal, esto indicará un

significante asentamiento, y la lechada tendrá que ser rediseñada<sup>44</sup>.

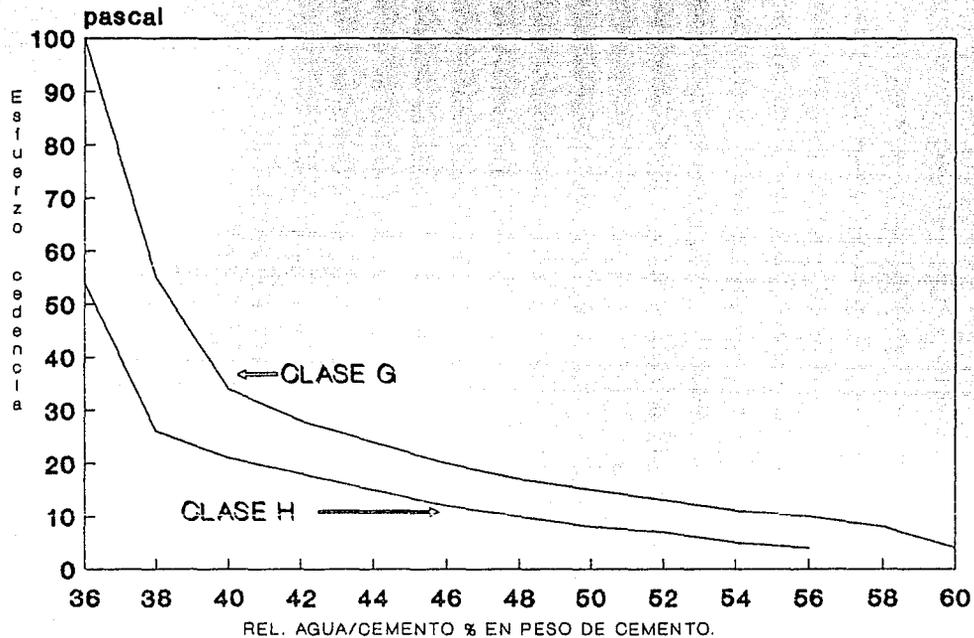
La acción combinada de sulfatos y aluminatos forma estriginita, la cual es una verdadera estructura de soporte entre los granos de cemento; cuando es posible la adición de  $\text{Ca Cl}_2$  forma la misma estructura de soporte y esto previene la sedimentación.

4.3.3 PERDIDA DE FLUIDO. -El control de la pérdida de fluido es muy importante en la cementación de TRs'; la pérdida de filtrado a través de un medio permeable causará un incremento de viscosidad además de una rápida deposición del enjarre de cemento y la restricción del flujo.

El problema del control de la pérdida de fluido para la cementación de pozos horizontales no ha sido publicado hasta ahora en la literatura. Pero los esfuerzos producidos por la lechada están íntimamente ligados a la relación agua/cemento Fig 4.5. No hay duda que es necesario un buen control de la pérdida de fluido para mantener éstos esfuerzos producidos a un nivel bajo durante la colocación de la lechada, los valores medidos a BHCT y 1000 psi. deben ser menores de  $100 \text{ cm}^3/30 \text{ min}$  (suponiendo que la porción horizontal del pozo acepte fluido), pero si se compara con reglas de dedo aplicadas a condiciones críticas, uno debe pensar que éste valor debe ser menor de  $50 \text{ cm}^3/30 \text{ min}$ .

Sin embargo éste control de pérdida de fluido no debe obtenerse a expensas de otras propiedades de la lechada, es conveniente el análisis de los aditivos en la lechada además de sus concentraciones. Derivados de la celulosa pueden viscosificar excesivamente las lechadas, polímeros sintéticos catiónicos inducen al desarrollo excesivo de agua libre, los agentes reductores de pérdida de fluido (fluidos copoliméricos aniónicos) tienen la peculiaridad de ser floculantes a bajas concentraciones y dispersantes a alta concentración.

Fig. 4.5 INFLUENCIA DE LA RELACION AGUA/CEMENTO



4.3.4 COMPOSICION DEL CEMENTO.- La composición de los cementos estandar es aplicable a pozos horizontales, pero cuando se tienen bajos gradientes de fractura sera conveniente el diseño de una lechada de baja densidad, esto se logra empleando cementos espumados o cementos con micro esferas. La disminucion de la densidad puede ser lo mas cercana posible a la densidad del lodo empleado para la perforación; los pozos horizontales que presenten bajos gradientes de fractura serán cementados con lechadas de baja densidad, excepto cuando se perfore con lodos de alta densidad.

Los sólidos de baja gravedad especifica comunmente usados para reducir la densidad de la lechada incluyen bentonita (montmorillonita sódica), tierra diatomacea, hidrocarburos sólidos, perlita expandida y puzolana. Cuando las formaciones son en extremo debiles y no es posible reducir lo suficiente la densidad de la lechada para evitar fracturar. En este caso, la columna de lodo que va al frente de la lechada puede ser aereada con nitrógeno para reducir aún mas la presión hidrostática.

En áreas donde la presión de poro es extremadamente alta, puede ser necesario incrementar la densidad de la lechada, esto se logra reduciendo el contenido de agua, o bien adicionando sólidos de alta gravedad especifica, estos sólidos comunmente usados incluyen hematita, ilmenita, barita (sulfato de bario) y arena.

4.3.4.1 BENTONITA.-La acción de la bentonita disminuye la densidad de la lechada debido a su bajo peso especifico, además de la propiedad de hidratarse permite el uso de mayores concentraciones de agua; se pueden tener concentraciones tan altas como el 25% por peso de cemento.

Sin embargo, un alto porcentaje de bentonita en el cemento, causará una reducción en la resistencia de cemento y tiempo de espesamiento. También un alto contenido en agua disminuye la resistencia al ataque de los sulfatos, además de incrementar la permeabilidad del cemento.

4.3.4.2 TIERRA DIATOMACEA.- Tiene una gravedad específica menor a la bentonita, y permite altas concentraciones agua/cemento sin agua libre, se han realizado concentraciones hasta del 40% por peso de cemento, teniéndose la desventaja de verse disminuidos el tiempo de espesamiento y la resistencia del cemento al aumentar la concentración de la tierra diatomacea.

4.3.4.3 HIDROCARBUROS SÓLIDOS.-La gilsonita (asfaltita) y algunos carbones son utilizados como sólidos de baja gravedad específica para reducir la densidad sin incrementos considerables en el contenido de agua; la adición de gilsonita no tiene ningún efecto en el tiempo de espesamiento de la lechada y se tienen cementos con altos esfuerzos de compresión, comparados con otros cementos de baja densidad.<sup>o</sup>

4.3.4.4 PERLITA EXPANDIDA.-Es un material volcánico que se tritura, se tamiza y se expande mediante la adición de calor para formar un producto de baja gravedad específica. Originalmente fue manufacturado para producir concretos ligeros; actualmente es utilizada en los cementos de la industria petrolera, normalmente acompañada con un 2-6% de bentonita para ayudar a prevenir la segregación de las partículas de perlita en la lechada. Las

partículas de perlita expandidas contienen en la matriz poros abiertos y cerrados. La densidad final del cemento va a ser función de la cantidad de poros que continúan cerrados y de la cantidad de agua inmóvil en los poros abiertos.

4.3.4.5 PUZOLANA.- La Puzolana son sustancias minerales (silicatos y aluminatos) que reaccionan con el hidróxido de calcio formado en la hidratación del cemento portland para formar silicatos de calcio que poseen propiedades de cementación. El término puzolana se refiere a la tierra pomex pulverizada (de origen volcánico), es el producto de la combustión de carbón pulverizado que se obtiene de las plantas generadoras de vapor. La gravedad específica de la puzolana es ligeramente menor que la gravedad específica del cemento portland, y los requerimientos de agua son los mismos; por tanto se tendrán ligeras reducciones en la densidad con este material.

4.3.4.6 HEMATITA.-Óxido de hierro ( $Fe_2O_3$ ) de una gravedad específica de aproximadamente 5.02 y puede ser utilizada para incrementar la densidad de la lechada tan alta como 2.28 gr/cc; este polvo metálico ha sido probado, observándose un rápido asentamiento, a menos que sea extremadamente molido. Cuando el molido es lo suficientemente fino para prevenir su asentamiento, los requerimientos de agua se incrementan resultando en lechadas de baja densidad.

4.3.4.7 ILMENITA.- Es un material oscuro compuesto de Hierro, de densidad específica 4.67, aunque su densidad específica es menor que la de la hematita, no requiere agua adicional y se

obtienen las mismas densidades comparadas con las concentraciones de hematita.

4.3.4.8 BARITA.- Este mineral también es utilizado ampliamente para incrementar la densidad de las lechadas de cemento; los requerimientos de agua para éste material son considerablemente más altas que para la hematita o ilmenita. El aumento de los requerimientos disminuye el esfuerzo de compresión del cemento y diluye otros aditivos químicos.

4.3.4.9 ARENA.- Se emplea cuando se requiere de aumentar la densidad de las lechadas, además que no requiere agua adicional. Tiene la desventaja de incrementar el esfuerzo de bombeabilidad del cemento, pero se tienen cementos con una superficie muy consistente.

4.3.5 CEMENTO ESPUMADO.- Los cementos espumados con nitrógeno o aire pueden reemplazar o complementar las lechadas convencionales. Debido a que pueden ser mezcladas a densidades muy bajas, sin sacrificar su resistencia; los cementos espumados parecen ser los ideales en la cementación de tuberías en lugares donde los gradientes de formación se aproximan a la presión hidrostática.

El uso de gases comprimidos tal como el nitrógeno, reduce la presión hidrostática durante las cementaciones primarias a través de zonas donde existen severas pérdidas de circulación. Las lechadas de cemento de baja densidad han proporcionado otra alternativa para la solución a las pérdidas de lechada.

Las lechadas de baja densidad se pueden considerar de tres clases:

1<sup>a</sup>.- Incluye lechadas preparadas mediante la adición de altos gastos de agua mezclada con aditivos para mantener un control de agua libre.

2<sup>a</sup>.- Incorpora sólidos de baja densidad (como los mencionados en la composición del cemento) bentonita, perlita, gilsonita, etc.

3<sup>a</sup>.- Utiliza vidrio muy fino, o esferas de cerámica de baja densidad .

La primera y segunda clase de lechadas han sido empleadas más comunmente, y son la solución más económica para la mayoría de los pozos. Sin embargo su empleo ha sido limitado a operaciones donde las densidades son mayores de 1.45 gr/cc. Al obtener bajas densidades, se afecta el esfuerzo de compresión del cemento.

Los aditivos empleados en la segunda clase de lechadas también sirven como aditivos de pérdida de circulación del tipo puenteantes. Finalmente la tercera clase tiene la ventaja de generar altos esfuerzos con bajas densidades; sin embargo la presión de colapso de los aditivos (promedio de 7250 psi ) y su relativo alto costo han limitado su uso.

La práctica de una cuarta clase de lechadas de baja densidad ha sido demostrada, con nitrógeno o aire disperso directamente dentro de la lechada de cemento, la cual contiene agentes espumantes y estabilizadores, además de los aditivos normalmente requeridos para la cementación.

Varios casos han sido publicados a cerca de las lechadas espumadas que han alcanzado densidades de hasta 0.48 gr/cc, sin embargo las lechadas de cemento de más de 1 gr/cc siempre serán más requeridas, debido a que las presiones de formación generalmente exceden el gradiente de presión hidrostático<sup>21</sup>



#### 4.4 BACHES ESPACIADORES Y/O LIMPIADORES.

Es necesario el uso correcto de baches espaciadores y/o limpiadores para una eficiente colocación del cemento, y para esto se emplean diferentes tipos de fluidos (agua simple, complejos o de alta densidad), éstos son benéficos ya que permiten separar distintos fluidos (cemento y fluidos de perforación), aumentan la remoción de las bolsas de lodo gelado, permitiendo una mejor adherencia del cemento, esto ayuda a evitar problemas de compatibilidad. Se han realizado formulaciones para aplicaciones específicas, como son los espaciadores reactivos, los cuales aumentan la remoción del lodo, o bien, espaciadores que reaccionan con los componentes químicos del enjarre para mejorar la adherencia del cemento.

El uso correcto de espaciadores y limpiadores es indispensable para maximizar la eficiencia de colocación del cemento cuando se consideran ambos fluidos de perforación (base agua y base acéite).

En lodos base acéite se tienen dos características que determinan el éxito de una cementación:

- a).-Estos fluidos son diseñados para reducir la pérdida de filtrado en caso de encontrarse con una zona permeable. Esto crea una condición que permite una excelente característica de remoción, puesto que no existe hidratación del espacio anular o debido a que no se forman enjarres gruesos en las zonas permeables.
- b).-El aceite como fase externa de los fluidos permite estabilidad y excelente lubricidad durante las operaciones de introducción de TRs'.

Sin embargo cuando se procede a realizar la cementación el medio ambiente creado por la humectación del aceite origina que no exista buen contacto y adherencia del cemento. Es por esto que se debe determinar el

mejor sistema limpiador en un intento por crear un medio ambiente mojado por agua, necesario para permitir la adherencia del cemento y así poder aislar las zonas de interés en la terminación.

Existen tres determinaciones para diseñar un sistema espaciador y/o limpiador para remover lodos de emulsión inversa; estos incluyen:

- 1.- Evaluar los fluidos base de dicho sistema.
- 2.- Seleccionar el óptimo surfactante (s) que se añada a los fluidos para crear un ambiente mojado por agua.
- 3.- Determinar los volúmenes y gastos de el sistema para maximizar las características de limpieza.

La primera determinación se resuelve fácilmente en la mayoría de los casos, el programa estandar de espaciadores bajo esas condiciones se realiza en dos etapas. La primera consiste en la mezcla de los fluidos base aceite utilizados durante la perforación, y un surfactante rompedor de emulsiones, ésto asegurará que no existan problemas de compatibilidad entre el espaciador y el lodo además permitirá el barrido de la mayor parte del lodo en el espacio anular, la segunda etapa emplea una mezcla de agua y un surfactante para la remoción final de la película de aceite de la formación y la tubería. Este programa tendrá que ser usado para determinar los tipos de surfactantes y volúmenes de espaciadores recomendados para su uso en el campo, con su sistema de lodo particular.

En las pruebas realizadas en laboratorio se utilizó un fluido base agua con una densidad de 1.44 gr/cc.

# T A B L A 42

## PRUEBA DE LAVADO.

ANGULO DE INCLINACION 60°.

T I P O	ESPACIADOR VOLUMEN (bb1)	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO %
Agua	10	69
Agua	40	94
SAM-5	10	34
SAM-5	40	66

Los datos recopilados indican que el resultado más efectivo fué el obtenido al emplear grandes volúmenes de espaciadores de baja viscosidad y baches lavadores bombeados al frente de la lechada. La tabla 4.2 muestra que 40 barriles de agua resultaron en una eficiencia del 94%, mientras que 40 barriles de SAM-5 (fluido viscoso) solo obtuvo el 66% de eficiencia.

La energía de flujo adicional a gastos equivalentes hace que los fluidos se adelgacen más efectivamente debido a la acción turbulenta, esto debe considerarse en el grado de centralización ya que también afecta las velocidades de los baches espaciadores y lavadores en los lados cercanos del espacio anular (c) Fig. 4.2. En estos lados, se tiene una baja velocidad por lo cual será necesario diseñar un buen espaciador para limpiar los sólidos en estas partes. Los siguientes puntos son recomendados cuando se considera la remoción de lodos base agua :

## RECOMENDACIONES DE ESPACIADORES.

### LODOS BASE AGUA

- 1.- De 8 a 10 minutos de tiempo de contacto.
- 2.- Fluidos delgados en régimen turbulento.
- 3.- Fluidos reactivos (opcionales).

Sin embargo, el medio ambiente mojado por aceite sobre la tubería y formación evitará la adherencia del cemento a esas superficies a menos que sea removido. Se deben diseñar surfactantes para su uso con los espaciadores y que sean compatibles con el lodo y cemento, manteniéndose así buenos resultados de adherencia debido al ambiente mojado por agua que va a ser creado.

Las recomendaciones generales para el desplazamiento de fluidos base aceite son las siguientes :

## RECOMENDACIONES DE ESPACIADORES

### LODOS BASE ACEITE.

- 1.- De 8 a 10 minutos tiempo de contacto.
- 2.- Compatibilidad con el lodo y cemento.
- 3.- Correcto diseño de surfactante (s).
- 4.- Altos gastos para mejorar la adherencia.

#### 4.5 CENTRALIZACION.

El siguiente punto a tratar obviamente es la centralización de la TR; de estudios experimentales y de campo se observó que el lodo es bastante fácil de remover cuando la tubería tiene una excentricidad mayor al 67 % (excentricidad API). La centralización de la TR es de lo más difícil cuando el ángulo de desviación es muy alto, debido al incremento de las cargas sobre los centradores<sup>42,49</sup>.

De pruebas realizadas<sup>5</sup>, en las secciones de la tubería donde se tenía poca excentricidad, el cemento mostraba una tendencia a "bypasear" el lodo. Los centradores mejoraban la centralización, igualando la distribución de fuerzas generadas por la lechada de cemento al fluir por el espacio anular, de otra manera el cemento tiende a fluir por la parte que ofrezca menos resistencia, por ejemplo la parte más amplia del espacio anular (Fig. 4.6).

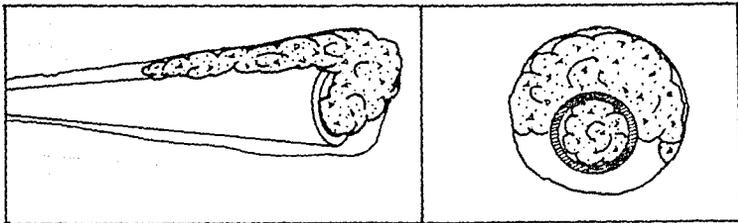
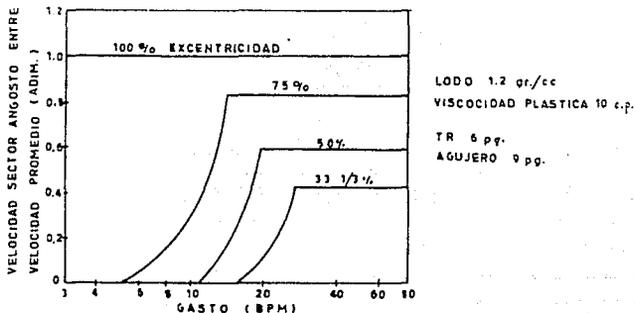


Fig. 4.6 .- Efecto de la excentricidad en el desplazamiento de cemento.

Se han efectuado investigaciones para ver el efecto de la excentricidad sobre el comportamiento de flujo en el espacio anular, y los resultados demostraron que la excentricidad de la tubería aumenta la velocidad necesaria para inicializar el movimiento de los fluidos, desde la sección más angosta del espacio anular, lo cual puede observarse en la gráfica 4.7



Gráfica 4.7

En la gráfica anterior se observa que la excentricidad afecta la velocidad en la parte angosta respecto a la velocidad promedio de flujo, por ejemplo una TR con un 50 % de excentricidad, el fluido en la parte más angosta no se pondrá en movimiento hasta que el gasto de bombeo supere los 10 BPM. Además la velocidad en la sección angosta nunca será mayor que el 60 % de la velocidad promedio, aún a gastos mayores de 20 BPM; en estas condiciones será muy difícil alcanzar el flujo turbulento en la sección angosta del espacio anular, si se establece un régimen para desplazar en flujo tapón, el lodo en la sección estrecha nunca llegará a moverse<sup>14</sup>.

De las múltiples pruebas realizadas, se obtuvo que al menos el 60 % de excentricidad es necesario para obtener un buen desplazamiento; sin embargo es preferible un diseño para tener el 70 % de excentricidad y maximizar la posibilidad de conseguir un anillo de cemento uniforme alrededor de la tubería.

TABLA 4.2  
Efecto de centralización .  
EXCENTRICIDAD < 60 %

<u>GASTO DE PRUEBA BPM</u>	<u>CANAL DE LODO</u>
2	Moderado
2	Severo
7	Ligero
7	Moderado
2	Severo
7	Severo
2	Severo
7	Ninguno

TABLA 4.3  
Efecto de centralización.

EXCENTRICIDAD > 60 %.

<u>GASTO DE PRUEBA BPM</u>	<u>CANAL DE LODO</u>
2	Ninguno
2	Ninguno
7	Ninguno
2	Ligero
2	Moderado

Los datos anteriores indican que en caso de tener una excentricidad menor del 60 %, los altos gastos no resolverán el problema de la canalización en la parte angosta del espacio anular. Al tener excentricidades mayores del 60 %, el canal del pozo se podrá remover en

la mayoría de los casos, siempre y cuando los gastos sean mayores de 7 BPM, por lo que se recomienda una excentricidad del 70 % para la eficiencia de remoción en los pozos horizontales<sup>15</sup>.

Las pruebas realizadas confirman que los centradores tienen un efecto significativo en el proceso de desplazamiento del canal donde se encuentran asentados los sólidos. Pruebas realizadas en laboratorio con centradores de arcos de muelle, indican que éstos ayudan a limpiar el canal de sólidos por varios pies corriente abajo de su localización; los cuerpos de muelle actúan como líneas de mezclado, las cuales causan turbulencia en el patrón de flujo que tiende a disgregar y desplazar los sólidos dentro de la corriente en una distancia corta.

El diseño de los fluidos de perforación es de vital importancia, ya que de no tenerse un buen diseño para el transporte de sólidos, éstos volverán a caer al lado bajo del pozo una vez que la turbulencia haya finalizado; sin embargo esta turbulencia debe al menos asegurar el desplazamiento en las zonas cercanas a los centradores.

Uno de los principales objetivos de los centradores, es el de ayudar a prevenir la canalización durante el desplazamiento de la lechada, manteniendo centrada la tubería en el agujero, además el uso de centradores ayuda a prevenir pegaduras en formaciones altamente permeables<sup>16</sup>, y esto es más crítico en la sección horizontal, ya que ésta sección puede tener altas permeabilidades.

El problema más común asociado con el uso de centradores, es el excesivo aumento de fricción que originan al estar en contacto con la formación<sup>11</sup>. La carga lateral impuesta sobre un centrador es el efecto combinado de el espaciamiento entre centradores, peso de la TR, ángulo de inclinación del agujero, curvatura del agujero y tensión de la tubería que se encuentra colgada abajo el centrador.



De acuerdo a las especificaciones 10-D de la API, las siguientes ecuaciones indican las fuerzas que actúan sobre un centrador, en dos dimensiones ( 2D ).

$$N_i = \frac{0.5 ( W_{si} \text{ sen } \theta_i + W_{si+1} \text{ sen } \theta_{i+1} ) + 2T \text{ sen } \delta_i}{\text{cos } \delta_i} \dots (4.1)$$

$$T_i = \text{cos } \delta_i \left[ \frac{T_{i-1}}{\text{cos } \delta_{i-1}} + W_{si} \text{ cos } \theta_i + \frac{W_{si} \text{ sen } \theta}{2} \left( \text{Tan } \delta_i - \text{Tan } \delta_{i-1} \right) \right] \dots (4.2)$$

A  $\delta$  se tiene:

$$N_i = W_s \text{ sen } \theta + 2T \text{ sen } \delta_i \dots (4.3)$$

$$T_i = T_{i-1} + W_s \text{ cos } \theta_i \dots (4.4)$$

Donde:

$N$  = Carga lateral sobre el centrador, [lb/pg].

$W_s$  = Peso de la tubería, [lbf/ft].

$T$  = Tensión de la tubería colgada abajo del centrador, [lbf].

$\delta$  = 0.5 del cambio en ángulo del pozo (o entre centradores).

$i$  = Incremento.

Es conveniente emplear el peso efectivo de la tubería.

$$F_b = \left[ 1 - \frac{\rho_m}{\rho_a} \right] \dots (4.5)$$

$$W_e = F_b * W_s \dots (4.6)$$

$F_b$  = Factor de flotación .

$\rho_m$  = Densidad del lodo, [lbm/gal].

$\rho_a$  = Densidad del acero, [65.4 lbm/gal].

$W_e$  = Peso efectivo del acero, [lbf/ft].

Las ecuaciones anteriores no consideraban los cambios en la curvatura del pozo, y cambios simultaneos en la inclinación y dirección del agujero ( 3D ) que se presentan a menudo, lo cual modifica de alguna manera las cargas externas sobre la TR. Por lo tanto es conveniente el cálculo de la curvatura del pozo por secciones entre puntos de medición como se observa en la Fig. 4.7.

La curvatura del pozo ( 2δ ) es afectada por los cambios de ángulo horizontal y vertical, ( Fig. 4.8).

La siguiente ecuación es útil para la determinación de la curvatura del agujero ( 3D ).

$$2\delta = 2 \text{ arc sen } \left[ \text{sen}^2 \left( \frac{\Delta\theta}{2} \right) + \text{sen}^2 \left( \frac{\Delta\eta}{2} \right) \text{sen } \theta_i \text{sen } \theta_{i-1} \right] \dots\dots(4.7)$$

Donde Δη = Cambio de dirección del ángulo (azimut) o entre 2 puntos de medición, [grados ].

Δθ = Cambio de inclinación entre dos puntos de medición, [grados ].

Lubinsky introdujo el término de severidad de pata de perro, como una contribución al análisis de fatiga de sartas.

$$\delta_{DLS} = \frac{2\delta (100)}{\Delta L} \dots\dots\dots(4.8)$$

δ<sub>DLS</sub> = Severidad de pata de perro, [°/100 ft].

ΔL = Longitud de la sección entre dos puntos de medición

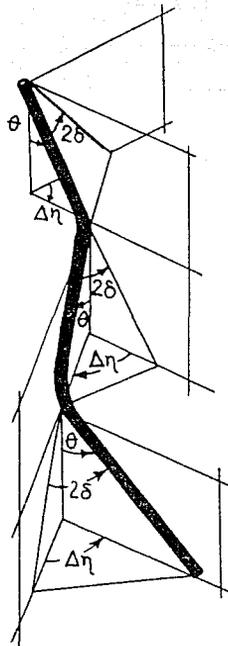


Fig. 4.7 .- Trayectoria del pozo en tres dimensiones ( 3D ).

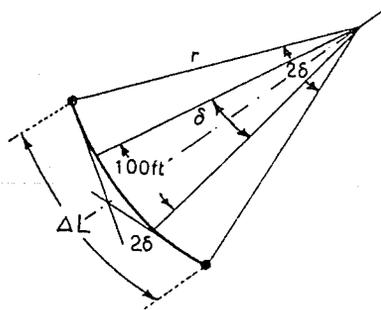


Fig. 4.8 .- Análisis de la severidad de pata de perro .

Con el cálculo de la severidad de pata de perro, el algoritmo de la API tiene la capacidad de manejar agujeros en tres dimensiones ( 3D ), y da una mejor aproximación del efecto de la curvatura sobre el agujero, la carga efectiva se define como:

$$Ne = [ ( We )^2 + ( Te )^2 ]^{0.5} \dots\dots\dots(4.9)$$

$$We = ( Fb ) ( Ws ) ( s ) \text{ sen } \theta \dots\dots\dots(4.10)$$

$$Te = 2T \text{ sen } \delta \dots\dots\dots(4.11)$$

Donde e = Efectivo

s = Espacio entre centradores, [ pg ].

El pandeo aproximado de la tubería se calcula con las siguientes ecuaciones, las cuales se basan en el análisis de Timoshenko de cargas laterales sobre varillas ( Fig. 4.9 ). La máxima deflexión,  $y_{max}$  ocurre en la parte media de la TR entre centradores, por ejemplo si  $y_{max} = ( y )_{x=l/2}$  donde l es el espaciamiento entre centradores.

$$y_{max} = \left[ \frac{5}{384} \frac{Ne s^4}{E I} \right] \cdot \left[ \frac{1}{\cosh u} - 1 + \frac{u^2}{2} \right] \dots\dots\dots(4.12)$$

$$u = \left[ \frac{Te s^2}{4 E I} \right]^{0.5} \dots\dots\dots(4.13)$$

u = Energía de deformación

E = Módulo de Young, [30 x10<sup>6</sup> psi ].

I = Momento de inercia de la TR, ( pg<sup>4</sup> ).

y = Deflexión, [ pg ].

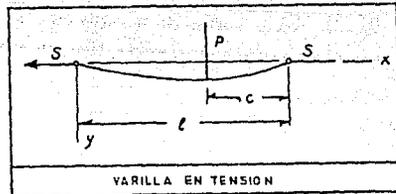
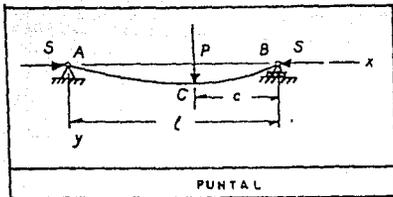


Fig. 4.9 .- Cargas laterales.

De la ecuación 4.12, el primer factor representa la deflexión producida por la carga lateral A que actúa sola (en lugar de fuerzas concentradas, existe una carga uniforme de intensidad A, que actúa como un puntal). El segundo factor indica que la deflexión producida por A es reducida la fuerza de tensión axial S (Fig. 4.9)<sup>17</sup>.

El espaciado entre centradores puede calcularse utilizando las ecuaciones anteriores en un programa de cómputo para obtener un mejor rendimiento y mantener la fricción al mínimo, además de obtener un aumento en la centralización de la tubería.

El diseño de los centradores puede ser dividido en dos tipos, basándose en su habilidad de centralización. Centradores con arco de muelle, generalmente utilizan varias hojas de muelle para obtener una fuerza de centrado, la cual es dirigida radialmente sobre la tubería. Centradores rígidos (positivos), soportan la TR por medio de bandas metálicas, las cuales son diseñadas para que no se flexionen.

Existen tres normas API para centradores.

1).- FUERZA DE INERCIA . Esta prueba sirve para verificar que se puede introducir la TR en el agujero con solo su propio peso.

2).- DEFORMACION PERMANENTE. Se realiza para verificar la elasticidad del centrador. La hoja de muelle se mide una vez que se ha doblado doce veces.

3).- FUERZA DE RESTITUCION. Es una medida de la fuerza ejercida por

el centrador para mantener la tubería alejada de la pared del agujero<sup>44</sup>.

Las ventajas y desventajas de los centradores rígidos y de muelle se presentan en la tabla 4.4<sup>44</sup>.

TABLA 4.4

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS TIPOS DE CENTRADORES.

*CENTRADORES RIGIDOS.*

VENTAJAS.

- \* Un aumento específico de centralización se obtendrá en la localización del centrador, tan grande como la formación pueda soportar la carga.
- \* No forza las corridas al principio, en agujeros verticales.
- \* No permiten que sean arrastrados dentro del pozo, ya que pueden permanecer flotando entre los collarines o los coples de la TR. Esto puede reducir potencialmente los esfuerzos en las corridas y ayudar a minimizar el daño a la formación con el movimiento recíprocante.

DESVENTAJAS.

- \* Generalmente más costosos que los centradores de muelle, como un resultado de su disponibilidad y diseño. Los centradores rígidos son constituidos para una sola combinación casing/agujero. Un centrador de diámetro reducido origina un espaciamiento reducido.
- \* No pueden expandirse para obtener una fuerza de restitución en un agujero descalibrado.
- \* En agujeros reducidos, pueden causar altas fricciones en la corrida.
- \* Generalmente tienen más altas fricciones que un centrador de muelle en agujeros abiertos, especialmente en formaciones suaves.

TABLA 4.4 ( CONTINUACION ).

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS TIPOS DE CENTRADORES.

CENTRADORES DE MUELLE.

VENTAJAS.

- \* Generalmente se encuentran más disponibles y a un menor costo que los rígidos.
- \* Pueden ser diseñados para optimizar las características más importantes de funcionamiento (corridas débiles o con alto esfuerzo de restitución ).
- \* Pueden mejorar la fuerza de centrado en agujeros descalibrados debido a que el diámetro de centrado generalmente es mayor que el tamaño nominal de agujero.
- \* Pueden ser corridos en secciones reducidas del pozo debido a que los muelles pueden comprimirse.
- \* Pueden ayudar a reducir el torque requerido para rotación cuando son instalados sobre los coples de las TRs' o sobre el collarin del centrador, de tal manera que el anillo del muelle no quede fijo a la tubería.

DESVENTAJAS.

- \* Deben ser arrastrados dentro del pozo y mantener estos esfuerzos al mínimo. Debido a que no es aconsejable que los centradores de muelle "floten" (queden con movimiento libre) entre los collarines y/o los coples de la TR , ya que pueden causar más daño a las formaciones suaves durante el movimiento recíprocante.
- \* La fuerza de restitución del centrador es función de la distancia entre centradores, más que del centrador. Excesivos esfuerzos causados por un inadecuado espaciamiento, ocasionan su aplastamiento.
- \* Casi siempre generan fricción en las corridas de TRs'.

#### 4.6 MOVIMIENTO DE TUBERIA.

Un fluido fluyendo en el agujero, busca las áreas donde se tenga la menor restricción o secciones más amplias (Fig. 4.6) el hecho de incrementar el gasto puede ayudar a que todo el lodo fluya, pero no puede prevenir la canalización del cemento a través de zonas de baja velocidad en una tubería excéntrica.

Cuando la tubería se encuentra muy cercana a la pared, un canal de lodo gelado similar al que se observa en la Fig. 4.10, casi siempre permaneció en los modelos de prueba<sup>18</sup>. Se realizaron diferentes interacciones entre el lodo y el cemento, en las cuales se formaron tapones extremadamente viscosos pero inefectivos, razonables diferencias en densidad entre el lodo y cemento fallaron; altos gastos removieron la mayor parte del lodo más que los gastos bajos, pero no se removió todo el lodo.

En casos de alta excentricidad anular, la rotación de la TR removió fácilmente el canal del lodo. La rotación parecía ejercer una fuerza de arrastre sobre el cemento y arrastrarlo alrededor para desplazar el lodo (Fig. 4.10). La rotación puede mejorar la remoción del lodo en la mayor parte de circunstancias difíciles .

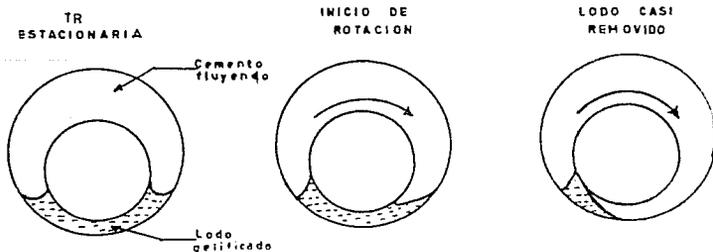


Fig. 4.10.- La rotación remueve los canales de lodo difíciles.



Ambos movimientos rotación y recíprocante, han demostrado ser la mejor contribución en la remoción de los fluidos de perforación del pozo. La agitación mecánica creada, ayuda al rompimiento de las bolsas de lodo geladas, y a aflojar los recortes que pueden acumularse a lo largo del pozo.

La tabla 4.5 muestra que el movimiento de la tubería es la manera más efectiva para remover el canal de sólidos asentados una vez que éste ha sido formado.

TABLA 4.5 .

EFFECTO DEL MOVIMIENTO DE LA TUBERIA.

(Asentamiento del fluido de perforación con 80° de inclinación)

<u>Tipo de movimiento</u>	<u>Parte media del fondo eficiencia de desplazamiento %</u>
Ninguno	50
Rotación	100
Recíprocante	99
Rotación y Recíprocante	100

La clave para el movimiento de tubería en la sección horizontal es la correcta centralización<sup>44</sup>, ya que las partes con muy poca centralización pueden contribuir a pegaduras por presión diferencial, con el aumento de la fricción y torque debidos al incremento del contacto con la pared.

4.7. LIMPIADORES DE PARED (Raspadores)<sup>4,44</sup>.

De las pruebas realizadas se encontró que, el uso de limpiadores de pared, en combinación con el movimiento de tubería puede mejorar la remoción del enjarre y el lodo gelado, lo cual permite una mejor

adherencia del cemento entre la formación y la superficie de la TR. Los raspadores utilizan espigas de alambre o cable en espiras: Los del tipo cable generalmente son más durables que los de alambre, y son excelentes para remover las bolsas de lodo geladas. Los limpiadores del tipo de alambre son excelentes para remover el enjarre.

La falla en los limpiadores de pared, se atribuye a la pobre o nula centralización del tramo donde van colocados, o bien a su inapropiada instalación.

Las pruebas con un limpiador de pared tipo cable, arrojaron los siguientes resultados:

#### PRUEBA DE LIMPIEZA DE PARED

#### Y MOVIMIENTO DE TUBERIA.

(Sin asentamiento de fluido de perforación con 80° de inclinación).

<u>Tipo de movimiento</u>	Eficiencia de desplazamiento %	
	<u>sin limpiador</u>	<u>con limpiador</u>
Rotación	69	86
Recíprocante	67	98
Rotación y Recíprocante	92	99

Se observó que en las pruebas donde se utilizaron los raspadores se obtuvo un incremento en la eficiencia de desplazamiento, y donde se utilizaron los movimientos de rotación y recíprocante se obtuvo un mejor desplazamiento, aún sin utilizar los raspadores.

Es evidente que la mayor energía transmitida al pozo por la rotación y recíprocación será para la limpieza y desplazamiento de lodo gelificado.

#### 4.8 DESPLAZAMIENTO.

Existen diferentes factores que afectan el desplazamiento del lodo, y éstos incluyen la centralización de la tubería, la distribución de centradores y limpiadores de pared, movimiento de la tubería durante el desplazamiento, características del lodo (preferentemente de baja densidad), la separación del lodo y cemento mediante tapones o baches, además de lo importante que es determinar el régimen de flujo para el desplazamiento; de los factores mencionados únicamente falta tratar el referente al patrón de flujo para el desplazamiento.

Considerando la velocidad de flujo en una sección anular, en la cual la tubería central se encuentra más cercana al extremo inferior, en estas condiciones la velocidad no es uniforme y el mayor flujo ocurrirá en la parte del espacio anular con mayor claro radial, tal y como se observa en la Fig. 4.11 .

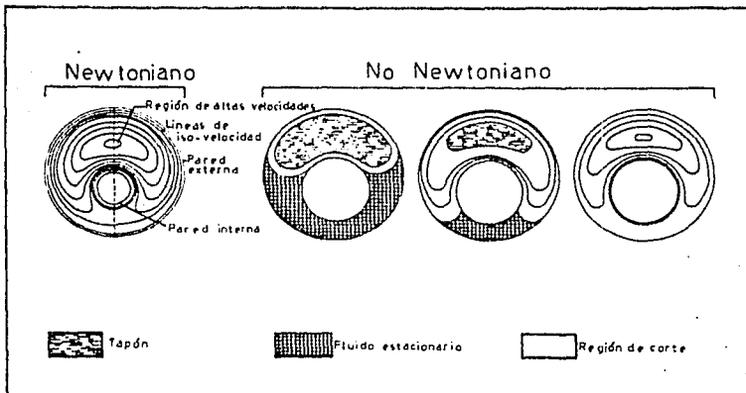


Fig. 4.11 .- Patrones de flujo.

Con un fluido no Newtoniano es posible tener flujo turbulento en la parte más amplia de la sección anular, y flujo laminar o aún lo que es más crítico, una zona estática en la parte más angosta.

-Cuando se incrementa el gasto, el área de la sección transversal se verá afectada por incrementos en turbulencia.

-Cuando la viscosidad del fluido disminuye, el área de la sección transversal se verá afectada por incrementos en turbulencia.

-Al disminuir la centralización, el gasto necesario para el desplazamiento y prevenir una zona estática en la parte angosta del espacio anular, se incrementa.

-Al incrementarse la viscosidad y resistencia al gel en el lodo, el gasto necesario para el desplazamiento y para prevenir la zona estática, aumentarán.

-El desplazamiento más efectivo se obtiene con un fluido Newtoniano.

-Cuando la TR se encuentra muy cercana a la pared del pozo, no puede ser posible desplazar el cemento aún con un gasto bastante alto para desarrollar flujo turbulento o a través de toda la sección transversal anular<sup>10</sup>.

Las altas velocidades en el espacio anular maximizan la eficiencia de desplazamiento del cemento y contribuyen a la limpieza del pozo. Los gastos son más críticos cuando se considera la cementación de un pozo el cual fue perforado con un lodo base aceite; como se mencionó anteriormente, el medio ambiente mojado por aceite presente en el espacio anular, antes de la cementación deberá convertirse en mojado por agua de tal manera que la adherencia con el anillo del cemento ocurra en toda la superficie.

Cabe hacer mención de las pruebas realizadas para determinar la adherencia hidráulica, ya que se tratará más adelante.

A las secciones que se obtuvieron para determinar la eficiencia de desplazamiento<sup>5</sup>, se les inyectó agua utilizando un sistema represionado a través del arreglo de un niple con resina epoxica (Fig.4.12).

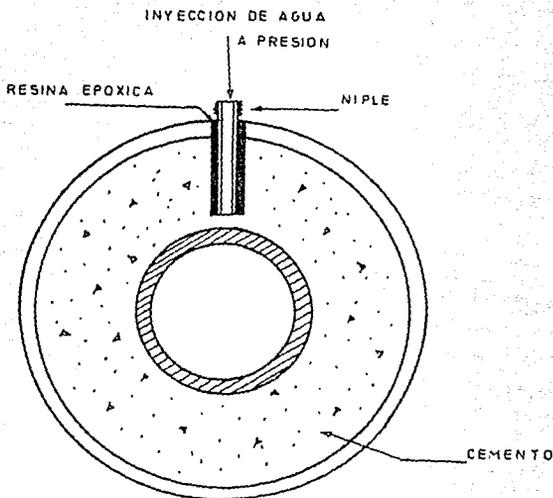


Fig. 4.12.- Configuración del procedimiento para la prueba de adherencia hidráulica.

La presión requerida para inducir a que la adherencia falle, fué llamada como adherencia hidráulica (psi). Estos valores fueron utilizados en la evaluación de características de remoción en la película de aceite de varios sistemas analizados de espaciadores con surfactantes<sup>5</sup>.

La tabla 4.6 indica que una vez que se eligió el sistema de surfactante adecuado, el gasto controlará la efectividad de las propiedades de formación de emulsión en el sistema, para preveer que las superficies queden mojadas por agua.

TABLA 4.6.

EFEECTO DEL GASTO.

<u>GASTO</u> <u>(BPM)</u>	<u>EFICIENCIA</u> <u>(%)</u>	<u>ADHERENCIA</u> <u>HIDRAULICA</u> <u>(psi)</u>
2	99	0
2	97	0
7	95	542
7	97	517

El desplazamiento de los sistemas base aceite no será un problema una vez que la compatibilidad se establezca.

Con altas velocidades anulares se observa la remoción de las bolsas de lodo geladas. La tabla 4.7 se obtuvo con datos de desplazamiento de un lodo base agua de 12 lb/gal y una lechada de cemento de 16.8 lb/gal.

TABLA 4.7.

EFEECTO DE LA VELOCIDAD.

<u>GASTO</u> <u>(BPM)</u>	<u>EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO</u> <u>%</u>
1	48
4	75
7	98

La alta eficiencia de desplazamiento observada en las pruebas del

modelo a escala, ocurrieron con altos gastos bajo régimen turbulento. Sin embargo cuando no se puede alcanzar el régimen turbulento, un buen desplazamiento se obtendrá con altos gastos, con lechadas de composición similar.

Cuando se efectuaron desplazamientos con lechadas delgadas en régimen turbulento la eficiencia en desplazamiento del lodo fué mucho mayor que los desplazamientos con lechadas gruesas a bajos gastos. El flujo turbulento no es la mejor opción cuando las condiciones del agujero y formación crean presiones de fricción que exceden el gradiente de fractura. Los resultados de pruebas realizadas indican que al no poder alcanzar el régimen turbulento, los gastos de las bombas se deben maximizar<sup>45</sup>.

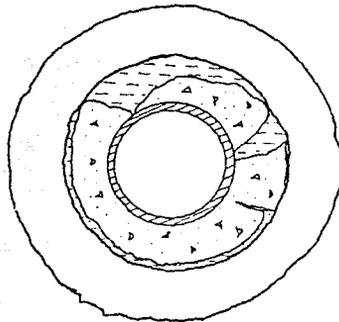
#### 4.9 RELACION AGUJERO-TR.

Los diámetros del agujero y TR tienen gran influencia en la eficiencia del desplazamiento en cualquier configuración del agujero. Por ejemplo, para pozos verticales el claro radial óptimo se determinó de 0.75 pg. (liner 5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>, para diámetro de pozo de 7 pg.). Sin embargo, para pozos horizontales se tienen otras consideraciones tales como la fuerza de gravedad que combinada con la presión hidrostática, hacen necesario ampliar el claro para la mejor limpieza de la parte angosta. Las pruebas han demostrado que se debe tener un claro radial de al menos 1.5 pg.; normalmente esto proporciona un claro amplio para un buen desplazamiento (suponiendo un 70% de excentricidad), y mantener al mínimo la presión por fricción<sup>44</sup>.

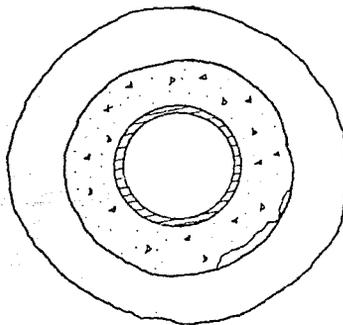
#### 4.10 GUIA BASICA PARA MEJORAR LOS RESULTADOS EN UNA CEMENTACION<sup>15</sup>.

I.- El acondicionamiento de los fluidos de perforación para romper la estructura del gel en el lodo, se logra reduciendo su viscosidad y mejora su movilidad (Fig. 4.13)

Fig. 4.13



50% en eficiencia de desplazamiento (no se acondicionó el lodo).

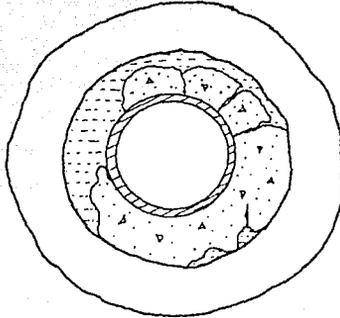


98% de eficiencia en el desplazamiento (lodo acondicionado).

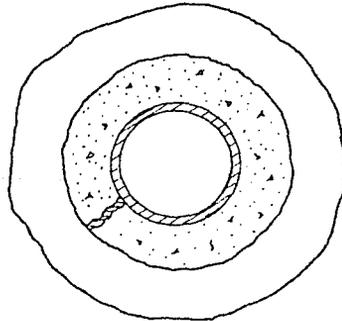


II.- El movimiento de tubería ayuda a disgregar las difíciles bolsas de lodo gelado (Fig. 4.14)

Fig. 4.14 .



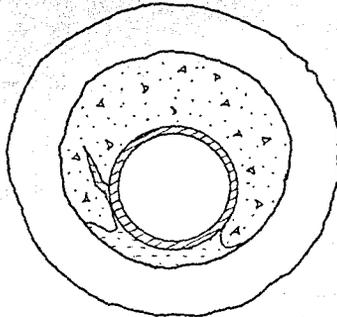
65% de eficiencia en desplazamiento (sin movimiento de tubería).



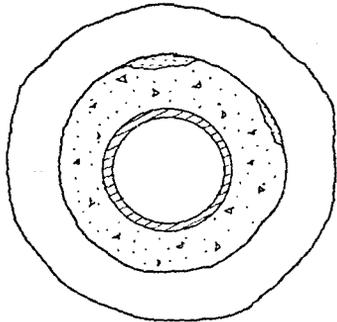
97% Eficiencia de desplazamiento (rotación de 20 rpm.).

III.- Con la centralización de tubería en zonas críticas, se incrementa la remoción del lodo y con ello se mejora la distribución de velocidades alrededor de la TR para el flujo del cemento (Fig. 4.15).

Fig. 4.15 .



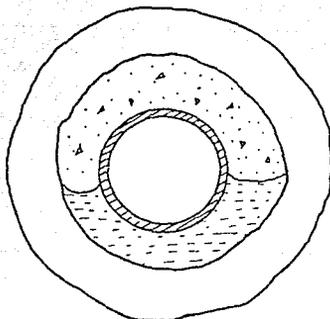
44% Eficiencia de desplazamiento (17% de excentricidad).



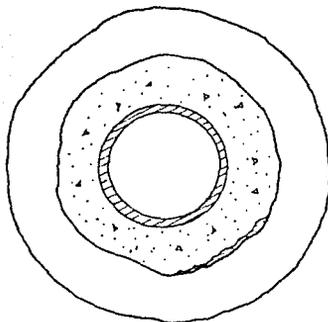
97% Eficiencia de desplazamiento (77% de excentricidad).

IV.- Maximizando los altos gastos de bomba para condiciones de pozo, se alcanzan altas eficiencias de desplazamiento (Fig. 4.16)

Fig. 4.16 .



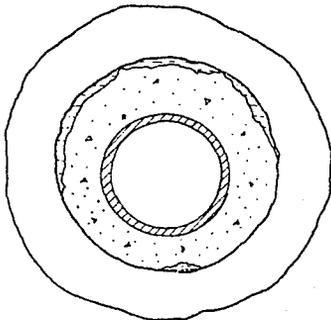
50% Eficiencia de desplazamiento (1 BPM).



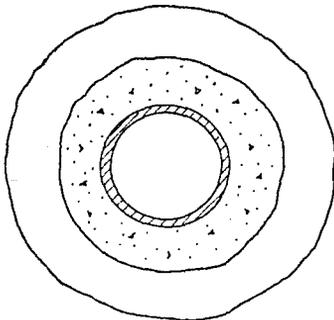
98% Eficiencia de desplazamiento (7 BPM).

V.- El uso de colchones limpiadores y espaciadores para separar los fluidos, ayuda a prevenir su contaminación. Estos tipos de colchones deben ser formulados con otras propiedades benéficas para mejorar la eficiencia de desplazamiento y mejorar la adherencia del cemento. (Fig. 4.17)

Fig. 4.17



64% Eficiencia de desplazamiento (sin espaciadores).

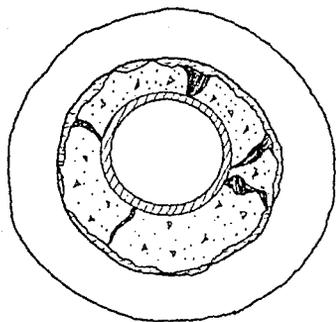


100% Eficiencia de desplazamiento.

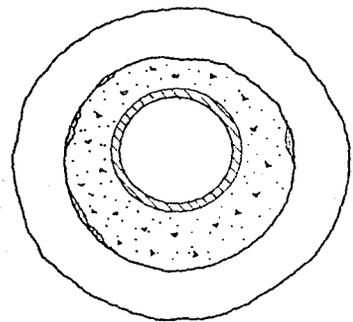
(16 lb/gal 30 bls.DS @ 4 BPM)

VI.- Los fluidos espaciadores deben tener un tiempo razonable de contacto, permitiendo que actuen con efectividad, ya que éste fue el propósito de su diseño (Fig. 4.18)

Fig. 4.18



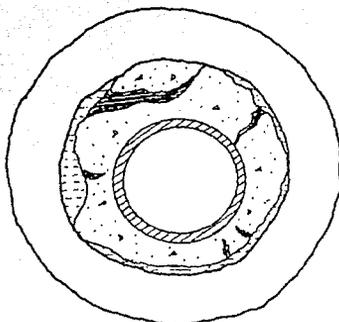
82% Eficiencia de desplazamiento.  
(10 bls de agua como espaciador).



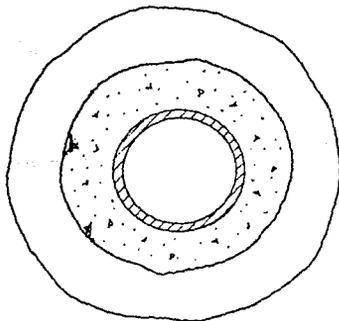
94% Eficiencia de desplazamiento.  
(50% bls de agua como espaciador).

VII.- El uso de limpiadores de pared maximiza la efectividad del movimiento de tubería , al poner en movimiento y romper las bolsas de lodo gelificado (Fig. 4.19)

Fig. 4.19



67% Eficiencia de desplazamiento.  
(reciprocación-33 ft/min sin raspadores).



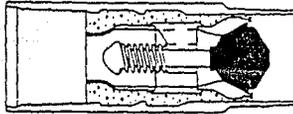
98% Eficiencia de desplazamiento.  
(reciprocación-33 ft/min con limpiador de pared con cable).

#### 4.11 ACCESORIOS DE LA TR PARA CEMENTAR<sup>15</sup>.

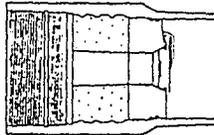
Los accesorios de la TR tales como tapones para desplazar, coples para cementación múltiple, raspadores y centradores, son dispositivos mecánicos empleados comúnmente en la corrida de las tuberías, y su selección para las cementaciones primarias de pozos horizontales o altamente inclinados es de vital importancia, ya que de tenerse falla en la cementación, se tendrán trabajos de cementaciones forzadas las cuales podrán ser difíciles de realizar en la sección horizontal. Es por lo anterior que se debe tener un buen diseño de la TR además de la buena selección del equipo que se utilizará en la corrida, para que su funcionamiento sea el adecuado.

4.11.1 EQUIPO DE FLOTACION.-Debe de contener la presión cuando se encuentre en la posición horizontal, además de tener una presión efectiva de cierre cuando el pozo manifieste alta presión. Pozos horizontales con fluidos (lodo y lechada de cemento) de densidades aproximadamente iguales pueden producir un flujo inverso que podría no ser detectado en la superficie. Un resorte o muelle ayuda al cierre de la válvula de contrapresión, tal como las válvulas de charnela o las de retención (Fig. 4.20), las cuales cierran el sistema con poca presión diferencial, mientras que las válvulas check (de esfera) no. El equipo de flotación debe retener las altas y bajas presiones en posición horizontal además de permitir el flujo antes de obtener un sello.

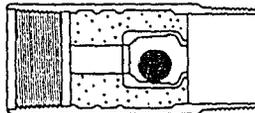
4.12.2 CENTRADORES.-Este equipo ya se mencionó anteriormente en lo referente a la centralización, por lo cual no es necesario describirlo nuevamente.



COPLE CON VALVULA DE RETENCION.



COPLE FLOTADOR DE CHARNELA.



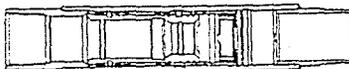
COPLE FLOTADOR CON VALVULA CHECK.

Fig. 4.20.- Equipo de flotacion.



4.11.3 COPLES DE CEMENTACION MULTIPLE.- Este equipo ofrece ciertas ventajas cuando es colocado arriba de la sección horizontal, por ejemplo si se va a cementar una TR en posición horizontal, el cople puede ser abierto inmediatamente después de cementada la primera etapa, lo cual ofrece la ventaja de mantener recortes, fluidos espaciadores y exceso de cemento moviendose hacia arriba en el espacio anular.

Existen dos tipos de coples disponibles: a) el estandar que opera mediante un tapón, el cual asienta en el cople, y al aplicarle la presión rompe unos pernos (calibrados para romper a cierta presión), deslizandose una camisa y descubriendo los puertos de circulación, b) el cople hidráulico que puede ser abierto después de la primera etapa (al asentar el tapón e incrementar la presión dentro de la TR a cierto nivel (Fig. 4.21).



COPLE ESTANDAR DE CEMENTACION MULTIPLE.



COPLE HIDRAULICO DE CEMENTACION MULTIPLE.

Fig. 4.21 Coples de cementación múltiple.

Cuando se consideran los coples para aplicaciones del tipo horizontal o alto ángulo de desviación el uso de éste equipo parece ser inadecuado por la utilización de tapones para operarlos; en éstos coples se tienen problemas para alcanzar un adecuado asentamiento del tapón en pozos con desviaciones mayores de  $30^{\circ}$ . Para resolver éste problema, se pueden emplear los coples hidráulicos, ya que no requieren el empleo de tapones y con esto se ahorra tiempo de equipo, especialmente en pozos profundos con fluidos de perforación pesados y viscosos. La presión de apertura se fija para una predeterminada presión diferencial específica en aplicaciones muy particulares de pozos<sup>14,15,16</sup>.

#### 4.12 CONCLUSIONES.

De las pruebas de laboratorio además de la experiencia de campo<sup>9</sup> se observó la existencia de un canal de sólidos en la parte baja del agujero, lo cual puede causar serios problemas durante la perforación o en la terminación de la sección horizontal. Además se demostró que el canal de sólidos puede permanecer en el fondo del pozo desviado aun después del desplazamiento del cemento; es por esto que debe hacerse un buen estudio del fluido de perforación para evitar el asentamiento de sólidos en la sección horizontal.

Existe un valor mínimo del punto de cedencia, arriba del cual el asentamiento de sólidos es un problema mínimo. Este punto de cedencia varía de acuerdo a la desviación del pozo; los experimentos demuestran que el tamaño del canal de sólidos es significativamente menor en un pozo con ángulo de desviación de  $60^{\circ}$ , que a  $85^{\circ}$  de desviación. En el alto ángulo de desviación se obtuvo el mejor desplazamiento (en laboratorio) con el suficiente aumento del punto de cedencia y resistencia al gel para prevenir el asentamiento de sólidos.

En el diseño de la lechada de cemento para la sección horizontal se debe considerar un alto esfuerzo a la compresión, ya que el esfuerzo vertical generalmente es mucho mayor que el esfuerzo horizontal in situ; además se debe considerar un alto modulo de elasticidad, dado que la sección horizontal del pozo tenderá a cerrarse más fácilmente que una vertical. Entonces para una lechada de cemento con determinada densidad, se tratará de obtener el mayor esfuerzo posible de compresión.

No se debe olvidar que un cemento tendrá que ser diseñado para adaptarse a las características de la formación, por ejemplo, se deben diseñar sistemas especiales cuando se atraviesen zonas de gas o bien zonas de sal. Los sistemas también deben ser diseñados para obtener

ciertas propiedades como son una adecuada densidad, bajo esfuerzo a la cedencia y baja pérdida de filtrado.

El correcto diseño de los aditivos para cemento es otro aspecto muy importante, ya que afectan su reología, es por ésto que al diseñar un sistema con baja pérdida de filtrado se debe tener muy en cuenta lo que influye la temperatura; lechadas de cemento que parecen las adecuadas a condiciones de superficie pueden alterarse drásticamente con el incremento de temperatura en el fondo del pozo pudiendo ocurrir el asentamiento de partículas y la separación del agua. La estratificación en la lechada y la acumulación de lentes de agua generan excesivos esfuerzos de gel en las zonas densas, parmitiendo la entrada de fluidos la formación de potencial corrosivo y gas en las zonas ligeras.

Siempre se debe emplear un aditivo que imparta las adecuadas propiedades reológicas para prevenir el asentamiento y el agua libre. Polímeros tales como hidroxietilcelulosa (HEC), los cuales generalmente son mezclados con dispersantes, pueden evitar el asentamiento a altas temperaturas, cuando los dispersantes son finalmente activados para esas condiciones. Las polivinilamidas se hidrolizan a medida que aumenta la temperatura, mostrando disminución en la viscosidad, y en consecuencia tendencia al asentamiento.

Hay un derivado natural de polimeros para el control de la pérdida de fluido que ayuda en la eliminación del desarrollo de agua libre que actua en medios ambientes de temperatura media y alta. Lo mejor para asegurarse que el control de pérdida es derivado de el aditivo de control de pérdida de fluido y no del asentamiento de sólidos, es corriendo siempre una prueba de agua libre cuando se prepare la cementación.

Se debe tener especial atención en el diseño de los sistemas espaciadores y gastos a utilizar en la secuencia de operación. En el caso donde se vaya a desplazar un lodo base aceite se crean más problemas en esas áreas; el espaciador con surfactantes, volúmenes y gastos deben ser diseñados para cada sistema de lodo y configuración del pozo.

Las características de humectado por aceite requiere un programa de espaciadores en dos etapas que tengan un tiempo de contacto total de 8.5 min a 7 BPM. Los primeros 3 min. consideran un espaciador base aceite que contengan un emulsificante con agua en su fase externa, seguido por 5.5 min. de contacto con agua combinada con el mismo emulsificante con agua en su fase externa. Esta combinación de tiempo de contacto, gasto y tipo de surfactante controlan las características de limpieza y humectación, para alcanzar una excelente adherencia del cemento.

La limpieza de la parte baja de la sección horizontal se ve afectada por el claro radial entre la TR y la parte baja del pozo, ya que la canalización del lodo puede ocurrir en esas zonas. Por tanto la buena centralización de la tubería deberá de realizarse, ya que puede afectar el resultado final de los trabajos de cementación.

Se debe analizar el pozo para optimizar el balance entre el tamaño de la TR y el número de centradores que se requieren para obtener un mínimo de excentricidad del 60% a lo largo de la longitud de las zonas críticas de la sección horizontal. La centralización de la TR mejora la eficiencia del desplazamiento, particularmente en las regiones a los extremos de los centradores. Para asegurar la mejor centralización de TR, no solo basta un apropiado programa de centradores, si no que además sera necesario minimizar los diferenciales de densidad en los fluidos. El desplazamiento en régimen turbulento es más recomendable para obtener una buena operación de cementación.

Al tener en movimiento la TR durante la cementación (rotación. reciprocación) se mejora significativamente en desplazamiento del lodo asentado en los pozos con alto ángulo de desviación.

Una vez cementada la TR será necesario la evaluación de los resultados, para lo cual es conveniente una corrida del registro sonico de cementación (CBL). La correcta interpretación del registro puede ayudar en 3 áreas: la tubería libre, secciones de buena adherencia y áreas críticas de aislamiento con adherencia intermedia.

En estas áreas críticas se debe hacer una buena interpretación para a). ver cuál es la condición del trabajo de cemento b). si existe canal, ver si es continuo y c). puede el trabajo de cementación existente ser mejorado por una buena cementación forzada. La mala interpretación de los resultados del registro CBL podría conducir a malas decisiones, tal como efectuar cementaciones forzadas para aislar zonas críticas, obteniendo con esto altos costos de operación en las forzadas y fallas en el intento de la operación.

## BIBLIOGRAFIA .

- 1.- R.H. Mc Lean, C.W.Manry and W.W. Whitaker  
" Displacement Mechanics in Primary Cementing " .  
J.P.T. Feb. 1967.
- 2.- C.R. Clark and L.G. Carter.  
" Mud Displacement With Cement Slurries " .  
J.P.T. Jul. 1963.
- 3.- S.R.Keller, R.J. Crook, R.C. Haut, D.S. Kulakofsky.  
" Deviated Wellbore Cementing : Part-1 Problems " .  
J.P.T. August 1987.
- 4.- S.R. Keller, R.J. Crook, M.A. Wilson.  
" Deviated Wellbore Cementing : Part-2 Solutions " .  
J.P.T. August 1987.
- 5.- M.A. Wilson, F.L. Sabins.  
" A laboratory Investigation of Cementing Horizontal Wells " .  
S.P.E.D.E. Sep. 1988.
- 6.- M. Martin, C. Georges, O. Konirsh.  
" Transport of Cuttings in Directional Wells " .  
S.P.E. IADC 16083, 1987.
- 7.- Ch. Zurdo, Ch. Georges, M. Martin.  
" Mud and Cement for Horizontal Wells " .  
S.P.E. 15464 Oct. 1986.
- 8.- A.T. Burgoyne Jr., K.K. Millheim, M.E. Chenevert, F.S.Young Jr  
" Applied Drilling Engineering " .  
S.P.E. Textbook Series (1984).
- 9.- Carl Gatlin.  
" Petroleum Engineering " (Drilling and Well Completions) .  
Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, N.J. 1950.
- 10.- P. Parcevaux, P. Sault.  
" Cement Shrinkage and Elasticity: A New Approach for Zonal  
Isolation " .
- 11.- Mark A.Wilson .  
" Cementing Horizontal Wells in Preparation for Estimulation " .  
World Oil, October 1989.
- 12.- B. Prevedel.  
" How one Operator Drills Horizontally Through a Salt Dome " .  
World Oil, December 1985.
- 13.- P. Parcevaux.  
" Guides Emerge for Cementing horizontal String " .  
Oil & gas Journal, Oct. 19 , 1987.

- 14.- " Preparación del pozo ".  
Artículo Técnico, Dowell Schumberger, México 1984.
- 15.- Halliburton Horizontal Completions Seminar.  
" Halliburton Oil Field Services Group ".  
México D.F. Julio 1990.
- 16.- G.R. Bowman, B. Sherer.  
" How to Run and Cement Liners :Part-2 ".  
World Oil, May. 1988.
- 17.- H.K. Lee, R.C. Smith, R.E. Tighe.  
" Optimal Spacing for Casing Centralizers ".  
S.P.E.D.E. April 1986.
- 18.- R.H. Mc Lean, C.W. Manry, W.W. Whitaker.  
" Displacement Mechanics in Primary Cementing ".  
S.P.E. Reprint Series N° 5 Well Completions, 1970.
- 19.- A.P. Roberts, T.O. Allen.  
" Production Operation / Vol. 1 ".  
Oil & Gas Consultants International, Inc. Tulsa. 2nd Ed. 1982.
- 20.- M.L. Stephens & T.K. Jacob.  
" How Does Fluid Loss Control Affect your Cementing  
Operations ? ".  
PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, Jun. 1990.
- 21.- T. Smith, R. Lukay, J. Delorey.  
" Light, Strong Foamed Cement: A New Tool for Problem Wells ".  
World Oil, May 1984.



## CAPITULO V.

### TERMINACIONES.

#### 5.1 INTRODUCCION.

De la experiencia obtenida con la perforación de pozos horizontales y su terminación (con ángulos mayores de  $85^{\circ}$ ), se llega a la conclusión de que el equipo empleado es considerado como convencional.

Se han realizado estudios experimentales y computacionales para determinar la estabilidad del agujero en la sección horizontal, y tales estudios revelan que los pozos desviados en yacimientos de calizas suaves, a profundidades de 2000 m., nunca se colapsarán o fracturarán durante la perforación, esto es sin considerar el ángulo de desviación y utilizando el adecuado peso de lodo.

La mayoría de las características que afectan la terminación de un pozo son la permeabilidad, tipo de formación y la presencia de fracturas naturales. Para un yacimiento isotrópico de alta permeabilidad, la dirección de la sección horizontal podría no tener importancia y la TR pudiese ser remplazada por el agujero abierto o bien por una TR corta ranurada.

A los pozos horizontales perforados en formaciones compactas (además que el fluido de perforación se encuentra más tiempo controlando las presiones de la formación productora ), probablemente será necesario estimularlos mediante una acidificación o un fracturamiento, para eliminar el posible daño a la formación e incrementar su productividad.

Normalmente para poder controlar las fracturas inducidas en esos pozos, es necesario que éstos se encuentren terminados con TR cementada. A diferencia del fracturamiento en pozos verticales, las fracturas en los pozos horizontales pueden inducirse a lo largo, inclinadas, o perpendiculares a la sección horizontal; la orientación de la fractura va a depender de la dirección del mínimo esfuerzo.

Ahora bien, si la formación es productora y tiene fracturas naturales, entonces la orientación de la sección horizontal será muy importante; se requiere determinar la orientación de las fracturas naturales, para que el pozo pueda interceptar el máximo número de fracturas. La orientación de núcleos en la sección vertical del pozo, estando en la formación objetivo, proporcionará tal información.

Un pozo horizontal perforado en calizas debe intersectar el mayor número de fracturas a lo largo de su sección, éstas fracturas serán zonas ladronas durante la perforación, resultando en un daño profundo. Es por tanto necesario programar una acidificación para poder remover dicho daño y reacondicionar las fracturas. La remoción de el daño en las fracturas puede requerir grandes cantidades de ácido, debido a las longitudes de la sección horizontal, tales tratamientos podrian ser prohibitivos debido a los elevados costos por los aditivos, ya que se empleará más tiempo para el bombeo de los fluidos estimulantes, esto implica mayores volúmenes de inhibidores de corrosión; se debe considerar además que de realizarse una estimulación selectiva, se empleará un mayor número de volúmenes de fluidos desviadores para que la estimulación sea exitosa en las zonas con más daño o con menos permeabilidad.

Se estima que los costos de perforación, terminación y estimulación de un pozo con alto ángulo de inclinación, serán el doble de un pozo

vertical convencional. Pero si se considera que un pozo desviado puede reemplazar a cuatro pozos verticales, se espera que el desarrollo de los costos de perforación puedan ser reducidos por un factor de dos. En plataformas marinas donde el espacio es de gran valor, la reducción del número de pozos podría alcanzar considerables ahorros<sup>4</sup>.

## 5.2 SELECCION DE LA MEJOR TERMINACION.

La efectividad de la comunicación que existe entre la formación productora y el pozo, influye en las características de producción del campo, el área de drene del pozo y la economía.

La terminación de un pozo es la fase operativa más importante en la vida del pozo; virtualmente cubre todas las operaciones entre la perforación y la puesta en producción.

Las técnicas de terminación son función de (y afectan a) la técnica de producción, las posibilidades de conversiones y reparaciones futuras, la productividad del pozo, el estado mecánico y otros problemas.

Un excelente diseño de Ingeniería en la terminación, minimiza los costos iniciales y de operación al tiempo que provee el conducto más eficiente para los fluidos hasta la superficie.

El mejor diseño proporcionará la operación más rentable de un pozo, a lo largo de su vida productiva. Un diseño pobre elevará los costos de producción y propiciará un abandono anticipado, quedando más aceite sin recuperar.

## 5.3 CONSIDERACIONES SOBRE EL DISEÑO DE UNA TERMINACION.

Una mejor estimación de las características de producción del pozo durante su vida productiva esperada, da por resultado una terminación mejor diseñada, la tabla 5.1 lista las condiciones ambientales, las restricciones y los recursos a considerar en el diseño de un programa de terminación o reparación.

## T A B L A 5.1

### AMBIENTE.

LOCALIZACION	¿El pozo fué perforado en campo abierto, área urbana, plataforma marina o lacustre ?.
PROFUNDIDAD	¿A que profundidad se encuentra la sección - horizontal productora ?.
PRESIONES DE YACIMIENTO	¿Que presión tiene el yacimiento, que deberá resistir la TR ?
CONFIGURACION DEL YACIMIENTO	¿Existen secciones por explotar separadamente o la formación es uniforme ?
MECANISMO DE EMPUJE	¿El empuje es por entrada de agua, gas disuelto, casquete de gas ?
PARAMETRO DE LA ROCA Y EL FLUIDO	¿Es el aceite muy viscoso ?; ¿Qué RGA se espera ?; ¿Cual es la distribución de permeabilidad ?; ¿Se presentan problemas en el control de arena ?.

### RESTRICCIONES

CEMENTACION PRIMARIA	¿Es uniforme el anillo de cemento alrededor - de la TR ?; ¿Existe un buen sello TR-CEMENTO Y CEMENTO-FORMACION ?
DAÑO A LA FORMACION	¿Han sido tomadas todas las precauciones para evitar daño a la formación por fluidos de - perforación, cemento, fluidos de terminación, disparos y fluidos de estimulaciones ?.
CORROSION	¿Qué tipo de corrosión se espera ahora y en el futuro ?.

T A B L A 5.1 (CONTINUACION)

RECURSOS

GASTOS DE PRODUCCION	¿Qué gastos de producción se esperan ?; - ¿Será la caída de presión un problema en pozos de alto gasto ?.
TECNICA DE PRODUCCION	¿Los pozos serán fluyentes o requerirán un sistema artificial ?; ¿Qué sistema artificial se planea ?
ESTIMULACIONES FUTURAS	¿Qué tipo de estimulaciones se prevén ?
METODOS DE REPARACION A FUTURO	¿Se planean reparaciones con equipos convencionales para operaciones ordinarias, o con equipo de tubería flexible ?
OPERACIONES DE REC. SECUNDARIA	¿Será convertido el pozo a inyector de agua ? ¿Es este pozo inyector de agua ?
INYECCION DE VAPOR O COMBUSTION IN SITU	¿Es el pozo un inyector de vapor ?; ¿Producirá o inyectará aire en un proyecto de combustión in situ ?
DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD	¿Qué tipo de dispositivos de seguridad se requieren pozo abajo ?.

El diseño correcto de una terminación es aquél que balancea los factores de la tabla 5.1 con sus erogaciones y resultados asociados en la instalación más rentable tanto inicialmente como en los años venideros.

La selección de la mejor terminación involucra el ambiente, recursos, facilidades y restricciones al decidir :

- Intervalo o secciones a explotar.
- Método de terminación.
- Número de reparaciones mayores en el pozo (si es que existen).
- Tamaño de TRs' y TP's'.
- Grado y distribución de TRs' y TP's'.

El arreglo mecánico del pozo es un factor predominante en la supervivencia del mismo, así como el control del flujo de fluidos (de producción o inyección) para modificaciones futuras. El sistema deberá ser simple y confiable<sup>2</sup>.

#### 5.4 TIPOS DE TERMINACIONES EN AGUJEROS HORIZONTALES.

El proceso de selección de pozos horizontales candidatos, incluye su tipo de terminación. En la planeación se debe considerar el tipo de terminación en función de las características formacionales, más que "forzar" el tipo de terminación en el yacimiento. Pues no es el mismo tipo de terminación en una arena que en una caliza; más bien el yacimiento y la formación son los que van a indicar la clase de terminación a realizar.

De acuerdo con los diferentes tipos de formación (homogénea, heterogénea, fracturada, estable, inestable ), y sus combinaciones es que se han diseñado los siguientes tipos de terminación :

- \* Agujero abierto
- \* TR corta perforada o ranurada
- \* TR con empaque externo con coples de cementación
- \* TRs cortas preempacadas
- \* Con empaques de grava
- \* Con fracturamiento (ácido o hidráulico con apuntalante)

De las anteriores terminaciones, la mayoría se realiza sin el empleo de cemento, únicamente en la terminación con fracturamiento es que se emplea la cementación de la TR, para un mejor control de la inyección de fluidos a alta presión.

#### 5.4.1 TERMINACION EN AGUJERO ABIERTO.

Es la terminación más económica, ya que la última TR se asienta en la cima de la formación productora o ligeramente dentro del intervalo a explotar (Fig. 5.1), y la sección horizontal del pozo permanece sin cualquier tipo de tubería (formación abierta). En éste tipo de terminación es conveniente realizar una estimulación para la remoción del lodo, enjarre y sedimentos que pudieran existir en la parte baja de la sección horizontal del pozo. En caso de requerirse otra estimulación, se introduce la TP al fondo del agujero y se coloca el fluido estimulante en la sección horizontal; posteriormente se levanta la TP arriba de la última zapata y se procede a inyectar el fluido dentro de la formación. Se debe tener especial cuidado con las presiones de inyección, e inyectar con una presión abajo de la presión de fractura.

Debido a que la terminación en agujero descubierto se confía a la estabilidad del pozo, ya que la roca es el soporte de la pared del agujero, tiene su mayor aplicación en formaciones carbonatadas. Un ejemplo se presenta en el campo ROSPO MARE en las plataformas del mar Adriático en Italia. El yacimiento es de carbonatos fracturados y algunos de sus pozos perforados en 1982 aparentemente no se han colapsado<sup>3</sup>.

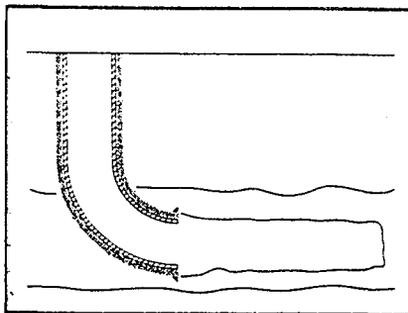


Fig. 5.1.- Terminación de un pozo horizontal en agujero abierto.

Pozos perforados con radio largo, medio y corto pueden terminarse en pozo abierto.

Las ventajas con éste tipo de terminación son :

- La TR colocada en la cima del horizonte permite técnicas especiales de perforación las cuales minimizan el daño a la formación.
- Toda la sección horizontal del pozo está disponible para el flujo.



- Generalmente no se requiere disparar. Los disparos en agujero descubierto solo se efectúan en caso de daño muy severo.
- El agujero es fácilmente convertido a terminación con TR corta.
- La alta productividad se mantiene cuando se empaca con grava para el control de arena.

Así como tiene ventajas, existen las desventajas para la terminación en agujero descubierto :

- No existe forma de regular el flujo de fluidos hacia el pozo.
- Dificulta los tratamientos selectivos a las zonas productoras. Sin embargo se cuenta con empacadores para agujero descubierto.
- El interior del pozo puede requerir de limpiezas periódicas.

#### 5.4.2 TERMINACION CON TR CORTA PERFORADA O RANURADA.

En yacimientos que no contienen esquistos o barreras de permeabilidad vertical, los pozos horizontales con una inclinación de  $88^{\circ}$  a  $92^{\circ}$  y una longitud de 1000 a 2000 ft., han sido terminados en la sección horizontal con una TR corta ranurada sin cementarse.

El diseño de la sección horizontal se basó en la suposición de que era imperativo aislar la zona productora del casquete de gas al inicio de la sección horizontal, pero la necesidad de aislamiento dentro de la misma sección no justificaba un costo adicional<sup>4</sup>.

Una terminación con TR corta ranurada o perforada, es esencialmente una terminación en agujero abierto con TR en la sección horizontal, que ayuda a prevenir el colapso del agujero. Este tipo de terminación es el más común y puede ser utilizado en agujeros perforados con radio largo, medio y corto<sup>9</sup> (Fig. 5.2).

Esta terminación se utiliza en yacimientos que se consideran fluyentes naturalmente, y que no requieren de algún tratamiento de estimulación. Es necesario el empleo de una tubería lavadora para 1) circular dentro del agujero, 2) remover el lodo y asentamiento del espacio anular y 3) observar los fluidos de retorno en el espacio anular.

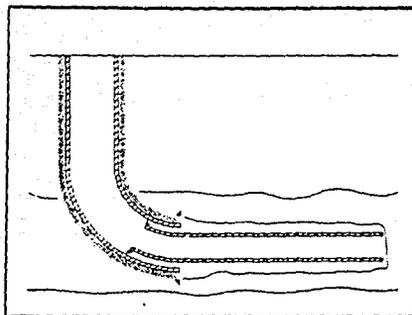


Fig. 5.2 .- Terminación de un pozo horizontal con TR corta ranurada o perforada.

En la vecindad del pozo existe un daño causado por el fluido de perforación, ya que el agujero se encuentra expuesto a dichos fluidos por periodos de tiempo mayores que los pozos verticales (2 a 10 veces o más). La corrección del daño en las inmediaciones de la pared del pozo es extremadamente difícil en este tipo de terminación. Materiales puenteantes, tapones gelados/reticulantes y espuma son materiales que se han empleado para ayudar a eliminar el daño, pero desgraciadamente no existe información disponible de los resultados obtenidos en las estimulaciones de estas terminaciones<sup>9</sup>.

La terminación con TR corta ranurada o perforada se considera de principal aplicación en yacimientos cuyas formaciones geológicas se encuentran consolidadas.

Las ventajas y desventajas de éste tipo de terminación, practicamente son las mismas que se mencionaron en la terminación con agujero descubierto (solo que en este caso si resulta totalmente imposible cualquier tratamiento selectivo al interior). Su principal aplicación es en el control de la arena donde una TR corta ranurada o cedazo es utilizado para prevenir el movimiento de la arena.

#### 5.4.3 TERMINACION CON TR, EMPACADORES EXTERNOS Y COPLES DE CEMENTACION.

Una terminación selectiva especial puede requerirse en pozos que presenten heterogeneidad, diferentes facies, fallas y su paso a través de varios yacimientos o una capa de gas. Este tipo de terminación deberá permitir el aislamiento de zonas y prevenir el flujo fortuito de fluidos indeseables<sup>5</sup>.

El empleo de empacadores externos de TR y coples de cementación pueden controlar el aislamiento de zonas indeseables (Fig 5.3).

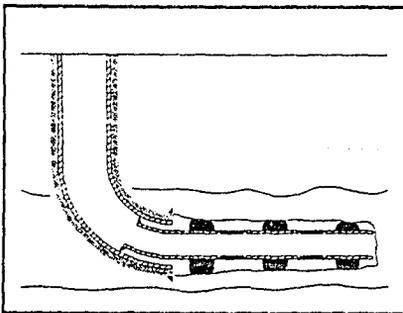


Fig 5.3 .- Terminación con empacadores externos de tubería de revestimiento.

Este tipo de terminación con la combinación de las herramientas permite probar las secciones individualmente, ayuda en la remoción del lodo y detritos, además permite algún control para la estimulación mátricial.

Únicamente en pozos perforados con curvaturas de radio largo y medio es que se puede utilizar éste tipo de terminación.

La figura 5.4 muestra la secuencia de operación automática de un empacador externo de TR.

A continuación se mencionan algunas aplicaciones del cople con empaque externo (tipo FO), que es el más recomendable.

- \* Soporta la columna de cemento entre la tubería superficial y la conductora, para el piso marino en las plataformas costa afuera.
- \* Cementación entre zonas de gas con alta presión y zonas de pérdida de circulación.
- \* Cementación arriba de una zona de pérdida de circulación.
- \* Aislar una zona con dos empaques FO para tener el cemento fuera del intervalo productor.

En esta terminación, el principal propósito de los empacadores es el de dividir el área de drenaje en varias secciones; esto permite la estimulación selectiva de zonas con daño, y puede aislar independientemente zonas que produzcan agua de alguna falla o gas de el casquete ; los empacadores son usados en conjunto con coples de cementación.

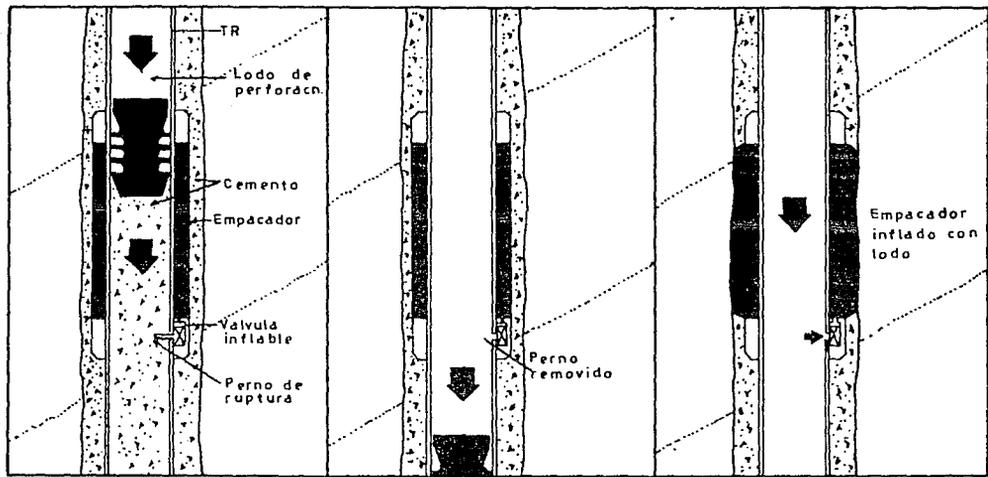


Fig. 5.4 - Secuencia de operación de un empacador inflable.

#### 5.4.4 TERMINACION CON CEDAZOS PREEMPACADOS.

Se tendrá un problema más serio cuando las formaciones no consolidadas, las debilmente consolidadas y las formaciones de areniscas se colapsen y obturen el pozo, ocasionando con ésto la disminución de la producción, o lo que es peor, perder el pozo. Si el agujero se encuentra parcialmente derrumbado, la producción puede abatirse, reduciendo con esto o cancelando los beneficios de una terminación horizontal.

Para prevenir lo difícil de este problema, se están empleando en las terminaciones, TRs' cortas ranuradas, cedazos enrollados con alambre (Fig. 5.5), y cedazos preempacados (Fig. 5.6).

Los cedazos pueden prevenir el llenado del agujero con arenisca debilmente consolidada, ésto depende de la efectividad de los cedazos para detener la arena. Generalmente un buen diseño de cedazos permite el flujo de alguna arena dentro del pozo, hasta que el enpaque de arena se estabiliza. La arena que fluye dentro del cedazo, probablemente tienda a asentarse en la parte inferior de la sección horizontal y permanezca ahí. El efecto de la arena sobre el flujo de fluidos no puede predecirse debido a que el volumen y localización de entrada de arena no puede determinarse. Una vez que la arena llene completamente el cedazo, la producción puede abatirse por completo.

Las formaciones debilmente consolidadas probablemente se derrumben obturando el espacio anular agujero/cedazo y las aberturas del cedazo se taponen con arena y enjarre del lodo, teniendose en el espacio anular un material con una permeabilidad más baja que cualquier medida de núcleo pudiera indicar (Fig. 5.7).

Existen factores críticos en la obtención de gastos de producción deseados para pozos horizontales y de acuerdo a su importancia se mencionan a continuación:

- 1) Prevenir el colapso total del agujero.
- 2) Mantener la alta permeabilidad en el espacio anular agujero/cedazo.
- 3) Prevenir el taponamiento del cedazo.
- 4) Minimizar la profundidad de invasión de el daño a la formación.
- 5) Minimizar el efecto de el daño a la formación sobre la permeabilidad.

Una TR corta ranurada o un cedazo ayudarán a prevenir el colapso del agujero, pero estarán sujetos a su taponamiento como se mencionó anteriormente. Una solución más positiva es el empleo de cedazos preempacados de fábrica, con un material de alta permeabilidad, utilizando grava consolidada con resina epóxica (Fig. 5.6).

Un cedazo preempacado probablemente prevenga entrada de arena dentro del pozo, pero siempre estará sujeto a taponarse por finos durante su instalación, y más aún cuando el pozo es puesto a producción. Si un cedazo es preempacado con arena de malla 20/40 y se consolida con resina epóxica, la permeabilidad del empaque debe ser de 50,000 md<sup>6</sup>. La invasión del lodo y finos de la formación dentro de los poros del empaque del cedazo, lo pueden taponar totalmente, por lo tanto es muy importante remover el enjarre del lodo y daño de la formación antes de introducir el cedazo, además se debe tener el pozo controlado con fluido de terminación limpio.

Desafortunadamente las formaciones debilmente consolidadas son más propicias al colapso despues que el enjarre del lodo y daño a la formación han sido removidos y eliminados con la circulación de fluido de terminación limpio. Es por tanto necesario tener el pozo controlado con lodo, mientras el cedazo es instalado para estabilizar el agujero hasta que el cedazo es instalado. En esta situación un ácido soluble o

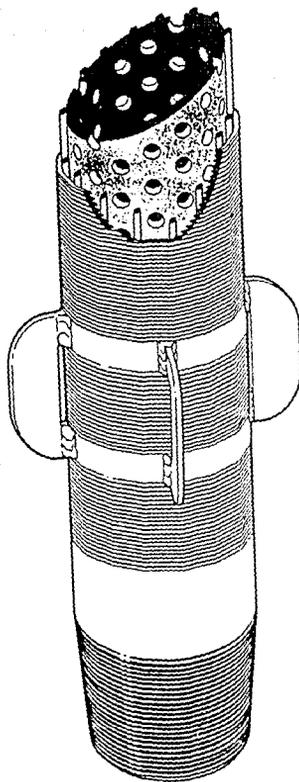


Fig. 5.5 .- Cedazo enrollado con alambre y aletas centradoras.



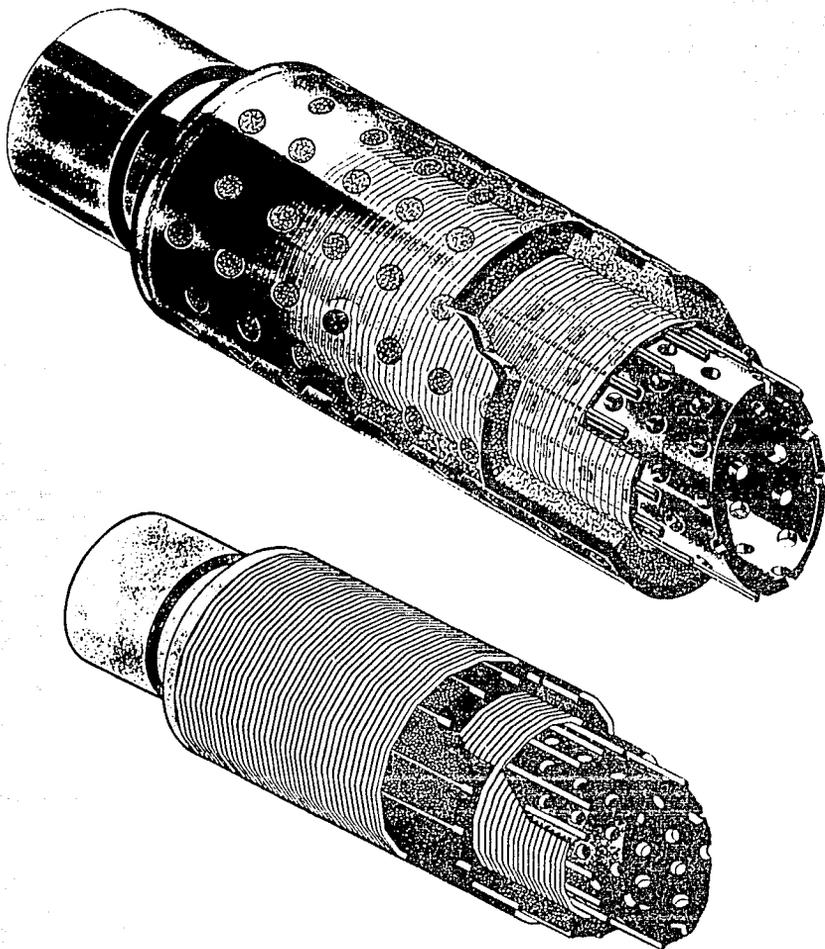
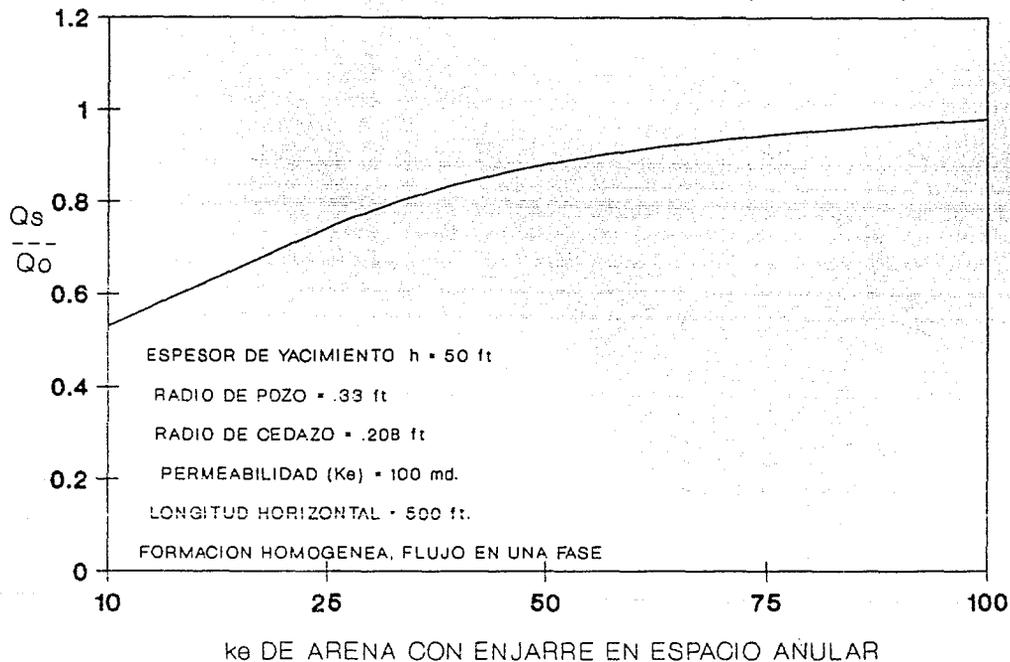


Fig. 5.6 .- Cedazos preempacados.

FIG.5.7 EFECTO DEL DAÑO A LA FORMACION CAUSADO POR COLAPSO ALREDEDOR DEL CEDAZO O TR. (POZO HOR.)



aceite soluble debe utilizarse para cubrir el cedazo. Esto mantendrá al cedazo o cedazo preempacado libre del taponamiento durante su introducción, la cubierta de ácido o aceite puede removerse con un ácido, aceite o algún solvente cuando el pozo este listo para producción.

La tabla 5.2 puede emplearse como una referencia en la selección de los cedazos.

TABLA 5.2 RECOMENDACIONES DE DISEÑO.

	IA < 20°	IA > 20°
D <sub>50</sub> > .9mm	<p>CEDAZO CONVENCIONAL ENROLLADO CON ALAMBRE</p> <p>PARTE EXTERNA PERFORADA PREEMPACADO CON RESINA EPOXICA.</p>	<p>CONVENCIONAL ENROLLADO CON ALAMBRE PREEMPACADO CON JUNTA HSSC-EMS</p>
D <sub>50</sub> < .9mm	<p>PARTE EXTERNA PERFORADA PREEMPACADO CON RESINA EPOXICA.</p>	<p>*CEDAZO DOBLE PREEMPACADO SIN RESINA EPOXICA.</p>

D<sub>50</sub> .- Tamaño medio de arena de formación, determinado para el análisis del cedazo.

IA .- Incremento de ángulo (desviación horizontal ° / 100 ft. )

\* .- Doble cedazo preempacado, puede construirse con un protector externo de el cuerpo de tubería perforada para condiciones extremas de incremento de ángulo.

En casos donde el diámetro del grano de arena de formación es grande, la ingeniería del pozo y económica conducen al cedazo de malla de alambre convencional; y éste se debe considerar en los incrementos de ángulo extremo. En casos donde se requieran incrementos de ángulo extremos, en conjunto con arenas finas, el cedazo doble preempacado se recomienda, pero sin el empleo de la resina epóxica, esto se debe al riesgo del rompimiento de la arena con resina, cuando el cedazo se flexiona durante su introducción. La resina se cura con temperatura para solidificar, y esto no se realiza dos veces; si la resina se rompe durante la corrida, la catálisis no se efectuará a la temperatura de fondo del pozo y posiblemente conducirá a una falla del tipo de erosión en un tiempo futuro.

#### 5.4.5 TERMINACION CON EMPAQUE DE GRAVA.

El empacamiento con grava de pozos con alto ángulo de inclinación se está realizando con éxito en formaciones poco consolidadas, con una mínima pérdida en la producción. Esto se debe a que se han realizado buenos diseños de Ingeniería, además de las técnicas de colocación.

En pozos altamente desviados es importante considerar las consecuencias que puede acarrear un empaque pobre de grava. Esta falla puede no ser detectada inmediatamente. Por ejemplo, en una terminación vertical, un empaque anular pobre con pocos huecos, puede ser parcialmente corregido por el asentamiento de arena debido a la gravedad; un exceso de arena en el espacio anular arriba del cedazo donde se encuentra la producción, se asienta y va llenando esos huecos en el empaque. Este podría no ser el caso en un empacamiento horizontal con grava, la gravedad más que ayudar en la corrección del empacamiento pobre, podría intensificar el problema<sup>9</sup>.

En formaciones poco consolidadas los pozos horizontales parecen ser ideales para terminación con empaque de grava, con resultados que podrían ser de productividades significativamente más altas que con terminaciones con TRs' cortas, o cedazos preempacados. La tabla 5.3 compara las productividades de un pozo utilizando un cedazo, y el mismo pozo con cedazo y un empaque de grava de malla 20/40. Esto supone que el empaque de grava es colocado en agujero abierto bajo condiciones ideales, sin causar cualquier daño adicional a la formación (lo cual es probablemente imposible) pero buena parte del espacio anular empacado podría mejorar el rendimiento del pozo.

Tener éxito con un empaque de grava en un pozo de sección horizontal grande, podría ser difícil debido a:

- \* El agujero tiende a colapsarse después que la grava está completamente colocada y empacada.
- \* La grava tiende a salirse con el fluido del espacio anular horizontal (deslavarse), después que ha sido empacado completamente.
- \* Será difícil la centralización de un cedazo grande en la sección horizontal del agujero abierto debido a que los centradores de muelle tienden a incrustarse en las formaciones de arena suave.
- \* La pérdida de fluido a la formación en un intervalo permeable originará un daño a la formación, y reducirá la velocidad del fluido abajo del mínimo necesario para transportar la grava.

### T A B L A 5.3

#### EFECTO DE UN CEDAZO PREEMPACADO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO HORIZONTAL.

SUPOSICIONES : INVASION DEL DANO A LA FORMACION = 0.5 ft.

PERMEABILIDAD DE LA ZONA INVADIDA = 50 md.

Espesor del yacimiento (h) = 50 ft.

Radio yacimiento ( $r_w$ ) = 933 ft

Radio del pozo ( $r_v$ ) = 0.33 ft.

Sección terminada = 500 ft.

Radio exterior del cedazo ( $r_e$ ) = 0.25 ft. Formación homogénea

Radio interno cedazo ( $r_i$ ) 0.14 ft.

Perm. formación ( $k_e$ ) = 100 md.

Permeabilidad efectiva del cedazo preempacado ( md )	Permeabilidad efectiva del espacio anular agujero cedazo ( md )	Relación producción cedazo preempacado $\frac{Q_{cedazo}}{Q_{sin\ da\tilde{a}o}}$	Relación de producción cedazo preempacado/ empaque de grava (agujero abierto)
80 000	100	0.91	0.95
40 000	100	0.91	0.95
10 000	100	0.91	0.95
1 000	100	0.90	0.94
100	100	0.82	0.82
80 000	50	0.86	0.95
40 000	50	0.86	0.95
10 000	50	0.86	0.95
1 000	50	0.85	0.94
100	50	0.58	0.82
80 000	10	0.62	0.95
40 000	10	0.62	0.95
10 000	10	0.62	0.95
1 000	10	0.62	0.94
100	10	0.58	0.82

Es debido a esos problemas que las únicas formaciones factibles de terminación con empaques de grava son las areniscas delesnables, las cuales no se espera produzcan mucha arena hasta después de que el pozo ha producido por un buen rato, y las arenas semi compactas, las cuales no se colapsan después de que el empaque es colocado. Tales formaciones son relativamente fuertes, pero producen alguna arena continuamente con el gas o aceite, y empiezan a producir grandes cantidades de arena a medida que la presión del yacimiento declina y/o cuando se inicia la producción de agua<sup>6</sup>.

D.D.Sparlin<sup>6</sup> indica que las terminaciones en agujero abierto pueden ser sumamente difíciles de realizar en formaciones de areniscas no consolidadas o poco consolidadas debido al riesgo de colapso y derrumbes. Las posibilidades de que esto ocurra después de cualquier tipo de tratamiento de engravamiento son muy altos. A esto se debe que los siguientes comentarios y teorías que se presentan, se basan en el empacamiento de grava en un agujero horizontal adorado<sup>9</sup>.

El diseño de los empaques de grava en pozos horizontales, requiere de la selección adecuada y condiciones de diseño. La eficiencia de transporte del fluido acarreador es una de las condiciones de diseño que juega un papel importante en el éxito del empaque de grava, el cual es afectado por 1) la capacidad del fluido acarreador para mantener en suspensión la arena, 2) velocidad y densidad del fluido acarreador, 3) densidad de la arena, 4) tamaño de arena, 5) concentración y 6) desviación del pozo.

Existen fluidos gelados con una suspensión de arena del 100 %, sin embargo no son buenos fluidos empacadores de grava, por su alta pérdida de fluido a la formación. El fluido acarreador seleccionado tendrá la máxima capacidad de suspensión, además de tener un buen control de

pérdida de fluido. Los fluidos acarreadores a base de hidroxihetilcelulosa (HEC) tienen una muy buena suspensión de la arena y son excelentes en el control de la pérdida de fluido, además de ser adaptables a la gelación de los fluidos de terminación pesados ( 1.92 gr/cc ).

Un biopolímero de alta pureza (Xantan) demostró una capacidad de suspensión del 100 % y un equivalente o mejor control en las características de pérdida de fluido que el HEC.

Al referirse al gasto de bomba, realmente se está hablando de la velocidad del fluido en el espacio anular o a través de las perforaciones. En muchos casos este gasto de bomba es alrededor de 2 BPM a través de la bomba para prevenir el arenamiento de la misma.

De las pruebas realizadas<sup>a</sup>, se observó que en pozos altamente desviados un incremento en el gasto (velocidad) de 0.6-1.0 BPM, incrementó el volumen de empacamiento de aproximadamente 60% a aproximadamente 93% respectivamente, y a 1.4 BPM el volumen de empacamiento se incrementó a aproximadamente el 96%.

Un incremento en el gasto de colocación virtualmente elimina los puentes formados en la sección anular entre la tubería lisa y la tubería de revestimiento arriba de las perforaciones.

Existen dos limitantes en la velocidad de el fluido acarreador a través de una perforación. Primero, la máxima velocidad a través de una perforación no debe exceder el gasto que podría causar una acción de jet sobre la formación, causando con esto una mezcla de arena de formación y arena de empaque. Segundo, se debe tener una mínima velocidad sobre una perforación, que asegure que el empaque de arena fluirá dentro de la formación y no la pase.

Fluidos acarreadores viscosos darán un empaque de grava mejor formado, que si se emplean fluidos de baja viscosidad tales como el



agua o salmueras, además se observó que con gastos bajos los sistemas viscosos empacaban irregularmente, lo cual confirma que los Altos gastos serán benéficos en el empaque de grava de las secciones horizontales.

La concentración de arena en el diseño afecta la calidad del empaque de grava. Grusebeck y colaboradores<sup>7</sup>, mencionan que la eficiencia del empacamiento en pozos desviados se incrementa con 1) bajas concentraciones de grava 2) disminuyendo el diámetro de la partícula, 3) disminuyendo la densidad de la partícula, 4) incrementando la densidad del fluido, 5) incrementando los gastos, e 6) incrementando la resistencia al flujo del fluido en la sección anular de la tubería de cola.

Para poder evaluar los diferentes parámetros que intervienen en el diseño de un empaque de grava es necesario determinar la influencia de cada uno de ellos en el empacamiento final, mediante un simulador, en el cual se puedan realizar las pruebas, con la combinación de viscosidad, densidad y velocidad del fluido acarreador, densidad, tamaño y concentración de arena, etc..

**5.4.5.1 SIMULADOR DE EMPAQUE DE GRAVA.**-Un simulador de pozo de 30 ft. de largo a sido empleado para estudiar el empacamiento de grava en un pozo horizontal. El simulador tiene un diámetro interno de 6 pg., una presión de trabajo de 150 psi. y contiene 18 ft. de perforaciones simuladas (12 perforaciones por pie de fase 90°) Fig. 5.8. Se observó como la mezcla del empaque de grava se desplazaba por la sección anular de el cedazo y se iba depositando en la parte inferior de la sección horizontal (Fig.5.9). La altura de la arena depositada crecia formando una duna de arena en el espacio anular. A medida que la altura de la duna se incrementaba, la velocidad de la mezcla tambien se incrementaba a través de la parte superior de la duna de arena (Fig.5.10). Al incrementarse la

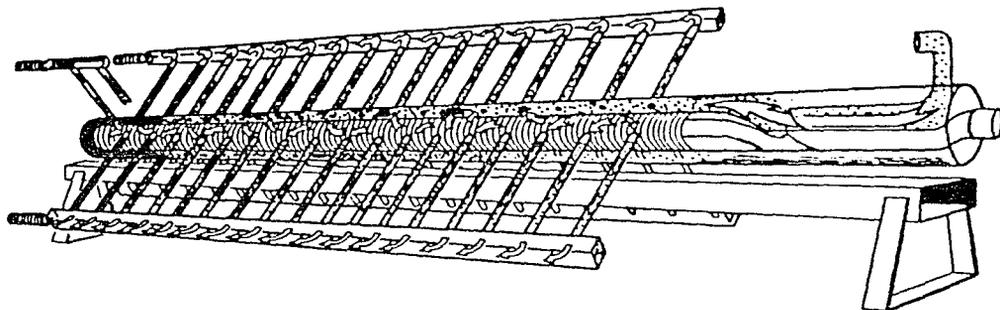


Fig. 5.8 .- Simulador de empaque de grava  
( 30 ft de longitud x 7 pg diámetro externo ).

## EMPAQUE DE GRAVA EN SECCION HORIZONTAL.



Fig. 5.9 .- Formación de la duna de grava.



Fig. 5.10 .- Propagación de la duna de grava.

## EMPAQUE DE GRAVA EN SECCION HORIZONTAL.

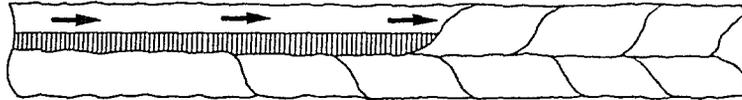


Fig. 5.11.- Empacamiento de grava arriba de las dunas.



Fig. 5.12.- Canal en la parte superior del pozo.

velocidad en la parte superior de la duna, ésta empezaba a erosionarse y a desplazar la arena de la duna hacia las partes más profundas del espacio anular. Por lo tanto la duna alcanzaba una altura de equilibrio y ésta permanecía constante. Este proceso de erosión de las dunas, continua hasta que la parte inferior del espacio anular ha sido completamente llenado con arena (Fig. 5.11). La altura vertical de la duna es función el coeficiente de fricción de la mezcla, diámetro promedio de la arena, velocidad de la mezcla, densidad y viscosidad dinámica efectiva de la mezcla fluyendo en la parte superior de la duna. Después que la parte inferior del espacio anular se ha llenado con arena, ésta empieza a depositarse en la parte superior final de el espacio anular (Fig. 5.12). Para empaquetar ésta porción restante se requerirá menos tiempo, debido a que la velocidad de la mezcla es mayor que su velocidad inicial. El incremento en velocidad origina que la viscosidad dinámica de la mezcla disminuya, con lo cual se incrementa la razón de depositación de la arena.

Mezclas con bajas viscosidades y altos gastos de desplazamiento, resultan en altos números de Reynolds, obteniéndose unos empaques de grava más completos en el simulador.

Los estudios de laboratorio acerca de la grava y otras partículas en varios fluidos mostró los efectos de la densidad de la partícula ( $D_p$ ) y densidad del fluido acarreados ( $D_f$ ) sobre la velocidad de asentamiento<sup>a</sup>.

Las velocidades de asentamiento se midieron usando partículas con densidades de 1.05, 1.68, y 2.65 gr/cc. Estas partículas fueron colocadas en fluidos con densidades de 1.0, 1.51. y 2.4 gr/cc; éstos datos se muestran en la tabla 5.4 e indican un rango para una velocidad de asentamiento de 152 ft/h. para una relación de densidades  $D_p/D_f=1.05 : 1$ , a 1136 ft/h para una relación de densidades  $2.65 : 1$ . Sin

considerar la densidad del fluido acarreador ( $D_c$ ), la velocidad de asentamiento de la partícula disminuye cuando la relación  $D_c/D_f$  disminuye.

TABLA 5.4  
ASENTAMIENTO DE PARTICULAS EN VARIOS FLUIDOS.

Densidad del fluido. (gr/cc)	Densidad de partícula. (gr/cc)	Velocidad de asentamiento (ft/h)
1.0	1.05	152
1.0	1.68	621
1.0	2.65	1131
1.51	1.05	0
1.51	1.68	212
1.51	2.65	659
2.40	1.05	0
2.40	1.68	0
2.40	2.65	27

Las velocidades de asentamiento obtenidas en el fluido de 1.0 gr/cc fueron calculadas y comparadas utilizando las ecuaciones de Stokes y Swanson. La comparación de datos teóricos y velocidades de asentamiento medidas para una partícula de 2.65 gr/cc a varias concentraciones de HEC se observan en la Fig. 5.13.

Las conclusiones basadas en la Fig. 5.13 conducen a decir que el buen transporte de la partícula puede alcanzarse con bajas relaciones  $D_p/D_f$  o altas viscosidades del fluido acarreador

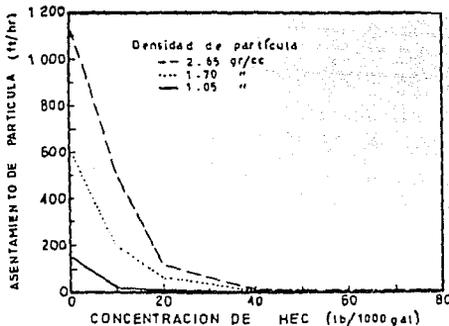


Fig. 5.13 Efecto de densidad de partícula y concentración de HEC sobre la velocidad de asentamiento de la partícula

#### 5.4.5.2 SIMULADOR NUMERICO DE MATERIALES DE BAJA DENSIDAD

Un modelo de elemento finito (pseudo -3D)<sup>o</sup>, el cual simula la depositación de la grava durante su colocación, fué utilizado para evaluar el concepto de partícula de baja densidad. Este modelo simula el viaje de la grava a través del invertidor de flujo, simula su caída en la parte baja del espacio anular cedazo/TR. Se realizaron estudios comparativos con partículas de baja densidad (1.60gr/cc) y grava bajo las siguientes condiciones:

Desviación del pozo	90°
Concentración equivalente de partículas	10 lb/gal
Concentración de polímero	80 lb/1000 gal
Permeabilidad de formación	500 md
Temperatura de fondo estática	175° F
Profundidad medida	8422 ft
Intervalo perforado	105 ft
Gasto de bomba	3 BPM

La figura 5.14 es un gráfica de la eficiencia del empaque en la sección perforada, y la figura 5.15 es una gráfica de la eficiencia del empaque en el espacio anular.

La simulación del empaque resultó en el incremento total de una duna en la sección anular durante el empacamiento, y un empaque incompleto en las perforaciones de la parte superior de la TR. La incapacidad de empacar en las perforaciones superiores ocurren aunque el espacio anular haya sido empacado completamente. La simulación con partículas de baja densidad resultó en un empaque completo de todas las perforaciones (incluyendo las de la parte superior), además del total empacamiento en la sección anular.

Para las condiciones de prueba, ambos modelos (físico y matemático) indican una alta eficiencia durante el empacamiento con las partículas de baja densidad<sup>o</sup>.

#### 5.4.6 TERMINACION CON FRACTURAMIENTO

Debido a que más adelante se intentará explicar en forma más amplia los tratamientos de estimulación, únicamente se mencionarán de una manera muy superficial éstos tópicos en la terminación con tubería cementada.

El objetivo de terminar la sección horizontal con tubería totalmente cementada o TR corta cementada (Fig. 5.16a y 5.16b), se debe a las siguientes razones:

- \* Control del contacto agua aceite.
- \* Control del contacto gas aceite.
- \* Controlar la entrada o inyección de fluidos en determinadas secciones.
- \* Tener la facilidad de operaciones en la terminación.



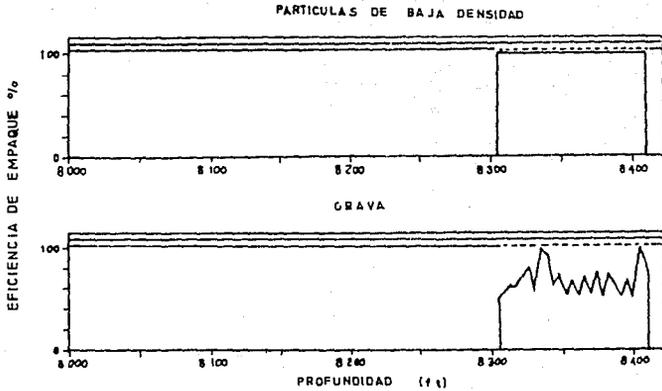


Fig. 5.14 .- Profundidad medida vs eficiencia de empacamiento en los disparos.

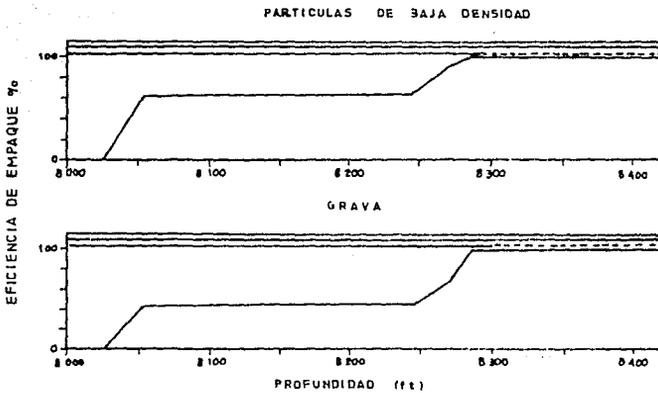


Fig. 5.15 .- Profundidad medida vs eficiencia de empacamiento en la sección anular de los cedazos.

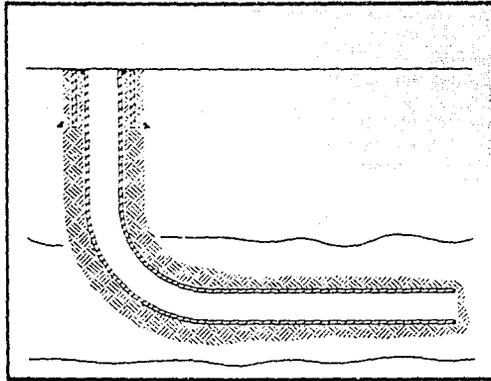


Fig. 5.16a .- Terminación con TR cementada.

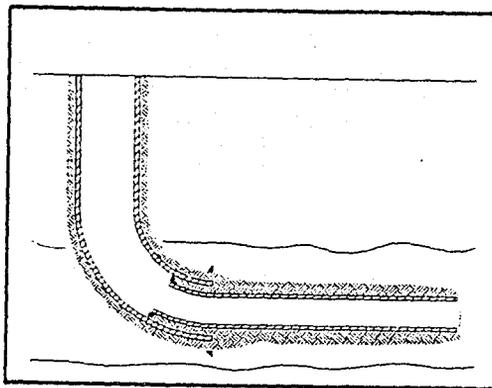


Fig. 5.16b .- Terminación con TR corta cementada.

- \* Prevenir el colapso del pozo durante su vida productiva.
- \* En operaciones de estimulación, para el control de ambos fracturamiento y acidificación matricial.

En este caso la cementación es importante, donde el contacto gas-aceite o agua-aceite se muevan cualquiera, arriba o abajo durante su producción. Al tener la tubería de explotación cementada y perforada, las reparaciones serán más fáciles y menos extensas; el control de los tratamientos puede realizarse más eficientemente.

Algunas ventajas de terminación con TR o TR corta cementada y disparada pueden ser :

- Facilita las operaciones de terminación selectiva y posible reparación en las secciones horizontales productoras.
- Se puede controlar y llevar un registro efectivo de las zonas productoras.
- Permite la estimulación selectiva <sup>2,4,5,10,12,15</sup>.

Ya que en ocasiones se programa la terminación con algún tipo de estimulación, es conveniente hacer mención de éste tipo de operaciones.

#### 5.4.6.1 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

Un estudio de las condiciones del pozo nos puede ayudar a decidir si un fracturamiento hidráulico es el adecuado en la terminación del pozo. Los pozos que pudieran ser candidatos tendrían las siguientes características:

**Flujo vertical restringido.** - Si la permeabilidad vertical es muy baja o no existe, entonces un pozo horizontal fracturado sería de lo más económico en el desarrollo del campo. Esta misma conclusión puede

aplicarse a pozos horizontales perforados en formaciones estratificadas con pequeñas capas de lutitas que evitan la comunicación entre varios intervalos con buena impregnación de hidrocarburos.

**Yacimientos fracturados naturalmente.**- Si se tiene una formación con permeabilidad primaria derivada de fracturas naturales, un pozo horizontal perforado en forma perpendicular a la dirección de las fracturas, es el ideal; sin embargo en muchos casos las fracturas no son continuas o uniformes, y si la orientación de la fractura hidráulica inducida es diferente de la orientación de las fracturas naturales, ésta formación es candidata a un fracturamiento.

**Permeabilidad y porosidad .-** Los pozos horizontales perforados en áreas donde los pozos verticales tienen baja permeabilidad y porosidad, y en los cuales se requiere de intensa estimulación (más que la eliminación de un simple daño a la pared del pozo) son buenos candidatos para fracturarse hidráulicamente.

**Bajo contraste de esfuerzos.**- Si una formación tiene bajo contraste de esfuerzos entre la zona productora y las capas limitantes, perforar un pozo horizontal e inducir varias fracturas pequeñas y perpendiculares a su eje, es una opción muy viable. Las fracturas inducidas pueden permitir una rápida recuperación de los hidrocarburos, sin desarrollarse fuera de las capas límite. Una fractura grande probablemente rompa y penetre las capas límite <sup>15</sup>.

Si se considera que un pozo reúne las características para la realización de un fracturamiento, éste tendrá que ser planeado de la siguiente manera :

- \* Dirección del agujero.
- \* Distancia entre fracturas hidráulicas.
- \* Inicio de la fractura.
- \* Ubicación del pozo en la fractura.
- \* Gastos.
- \* Tamaño del tratamiento.
- \* Tratamiento de una fractura, o fracturas múltiples.
- \* Pruebas con un minifrac.

5.4.6.2 DIRECCION DEL AGUJERO: La iniciación de la fractura hidráulica inducida en el pozo es crítica, pues se pretende que sea perpendicular al esfuerzo principal mínimo. Estudios realizados en el laboratorio de mecánica de rocas indican que el tipo de fracturas creadas cerca del pozo controlarán las presiones de ruptura y de cierre instantánea; de los datos de campo y laboratorio se encontró que fractura(s) compleja(s) pueden iniciarse en el agujero, además de cambiar de dirección para orientarse a ángulos perpendiculares al esfuerzo principal mínimo.

El inicio de la fractura no es crítico para un fracturamiento ácido como para un fracturamiento hidráulico. La diferencia es que el ácido remueve material y agranda cualquier restricción, mientras que en un fracturamiento hidráulico con sustentante, las restricciones no se agrandan fácilmente<sup>a</sup>.

Si el pozo tiene un ángulo de orientación diferente al esfuerzo principal mínimo, el inicio de la(s) fractura(s) a partir el pozo es muy complicado y puede causar altas presiones de ruptura y de cierre instantáneo<sup>a</sup>. Es por tanto que la dirección del pozo debe ser paralela

al esfuerzo principal mínimo (fig. 5.17); sin embargo algunos campos, debido a su forma impondrán otros ángulos del pozo con el menor esfuerzo principal. En estos casos se tendrán que realizar procedimientos especiales para llevar a cabo eficientemente las fracturas hidráulicas deseadas.

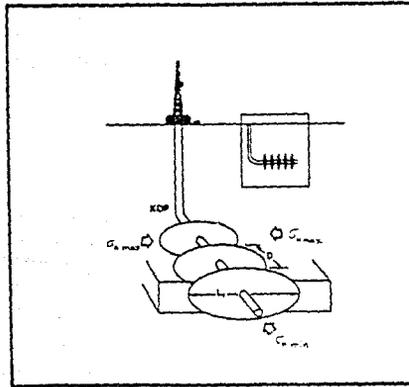


Fig. 5.17 .- Fracturas verticales a la sección horizontal, perpendiculares al esfuerzo mínimo<sup>9</sup>.

5.4.6.3 DISTANCIA ENTRE FRACTURAS HIDRAULICAS : Se ha aceptado comunmente que a profundidades encontradas en campos productores de aceite, el esfuerzo principal mínimo es uno de los esfuerzos horizontales. Tambien se ha observado que la fractura inducida será orientada perpendicularmente al esfuerzo principal menor. El resultado es una fractura creada en un plano vertical. Si la sección horizontal del pozo es perforada en la dirección del esfuerzo menor, varias fracturas podrán ser espaciadas a lo largo de este eje, en cualquier perforación que este presente. Este espaciamiento es uno de los parámetros de diseño que

tendrán que ser seleccionados mediante el empleo de simuladores de cómputo, las figuras 5.17 y 5.18 muestran una sección horizontal con varias fracturas hidráulicas inducidas. La gráfica 5.1 muestra la producción diaria sobre el eje y, y el número de fracturas inducidas sobre el eje x; las curvas son para 1, 6, 12, 18 y 42 meses de producción. La gráfica 5.2 es para la producción acumulativa. De las gráficas mencionadas se observa, que el número de fracturas inducidas es entre 5 y 8, para una sección horizontal de 2000 ft.

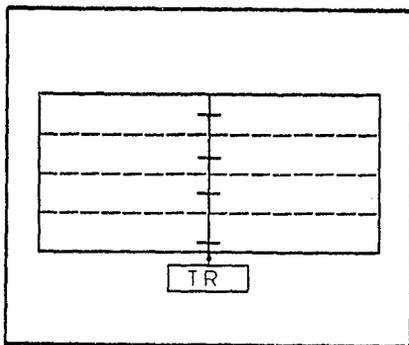


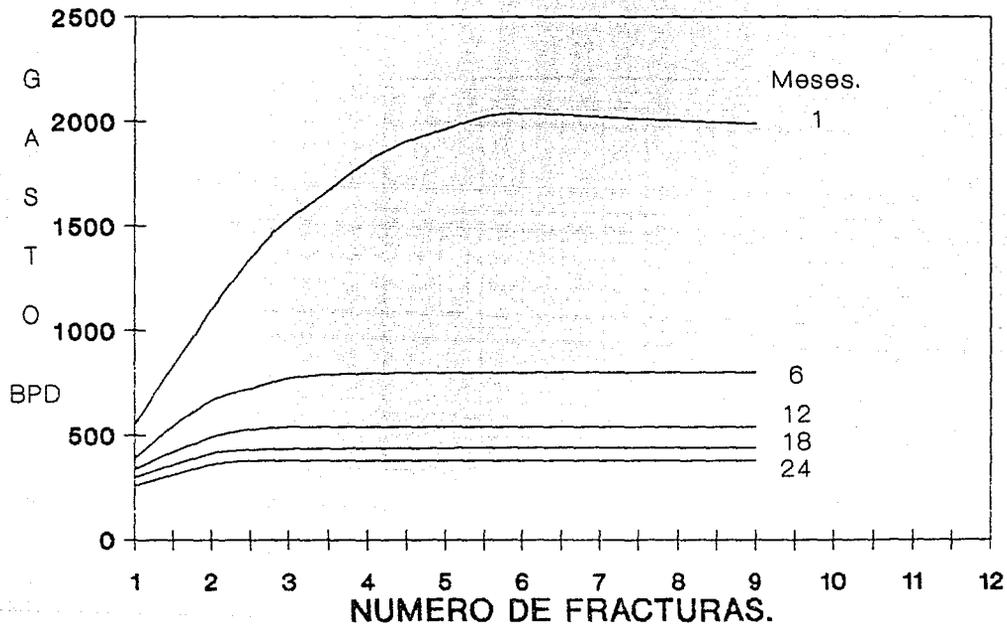
Fig. 5.18 .- Pozo horizontal con 4 fracturas.

El modelo debe ser recalculado para cada yacimiento o campo. Si el yacimiento es naturalmente fracturado, el modelo no es aplicable. Como una regla de dedo, cada fractura hidráulica inducida deberá estar espaciada entre 250 y 300 ft.<sup>9</sup>

5.4.6.4 INICIO DE LA FRACTURA : Hay dos puntos en los cuales se inicia la fractura hidráulica en la pared del pozo horizontal y van a ser función de las magnitudes del  $\sigma_v$  principal y  $\sigma_H$  max :

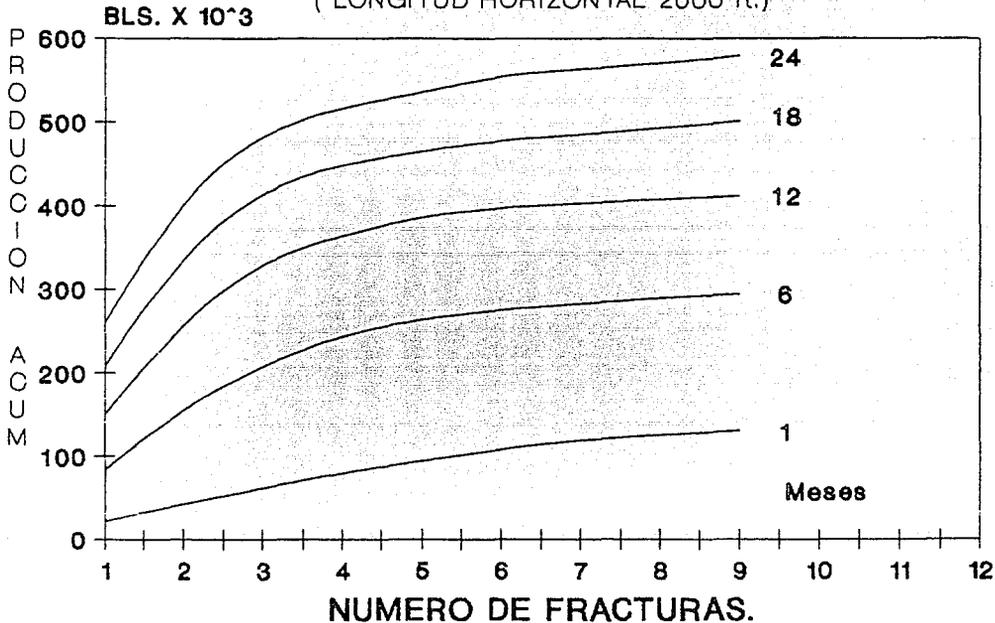
# GRAF 5.1 GASTO VS No DE FRACTURAS<sup>3</sup>

( LONGITUD HORIZONTAL 2000 ft.)





GRAF. 5.2 PRODUCCION ACUMULADA VS No DE FRACTURAS  
( LONGITUD HORIZONTAL 2000 ft.)



Cuando  $\sigma_v$  principal  $>$   $\sigma_H$  max los puntos de inicio de fractura son:

$$\alpha \psi = 0 \text{ y } \pi$$

Cuando  $\sigma_v$  principal  $<$   $\sigma_H$  max los puntos de inicio de fractura son:

$$\alpha \psi = \pi/2 \text{ y } 3\pi/2$$

Donde  $\psi$  es el ángulo medido en sentido contrario al de las manecillas del reloj, a partir de la parte superior del pozo (Fig. 5.19 y 5.20 ).

De fracturamientos realizados a pozos horizontales perforados a diferentes ángulos respecto a la dirección de  $\sigma_H$  min. se obtuvo un resumen esquemático de la geometría de las fracturas contra desviación del pozo, como se observa en la Fig. 5.21, y se llegó a las siguientes conclusiones:

\* A pesar de la desviación del pozo respecto de la dirección de  $\sigma_H$  min, los disparos condensados en un intervalo  $Pl \leq 4D$  ( $D$  es el diámetro del pozo) probablemente permitan que se genere mejor la fractura.

\* Pueden crearse múltiples fracturas en el mismo intervalo disparado, cuando  $Pl \geq 4D$  y  $\theta < 75^\circ$ , sin embargo es probable que solo una fractura principal se extienda de la pared del pozo en forma continua, y no se comunique con todas las perforaciones.

\* El proceso de reorientación cuando  $\theta$  está entre  $35^\circ$  y  $75^\circ$ , crea fracturas de paredes rugosas, además se observa fricción extra durante las operaciones. También a una  $\theta$  entre  $35^\circ$  y  $75^\circ$ , la geometría de la fractura principal inducida, no es plana (presenta forma de S) sin simetría en las alas, el ala que se extiende a un ángulo agudo de acuerdo a la dirección de la pared del pozo, es más corta.

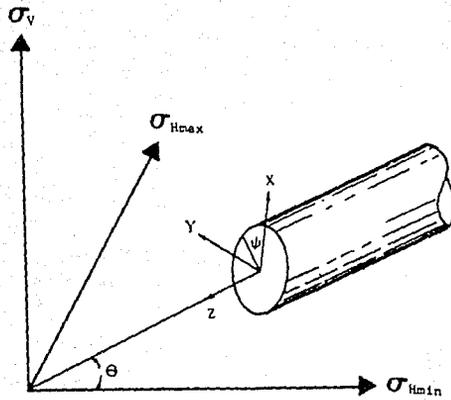


Fig 5.19 .- Pozo horizontal: configuración del sistema de esfuerzos in situ.

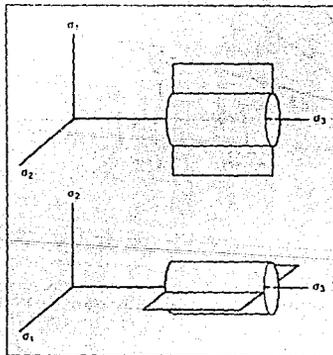


Fig. 5.20 .- Fractura controlada por la orientación de  $\sigma_{Hmax}$  y la sobrecarga.

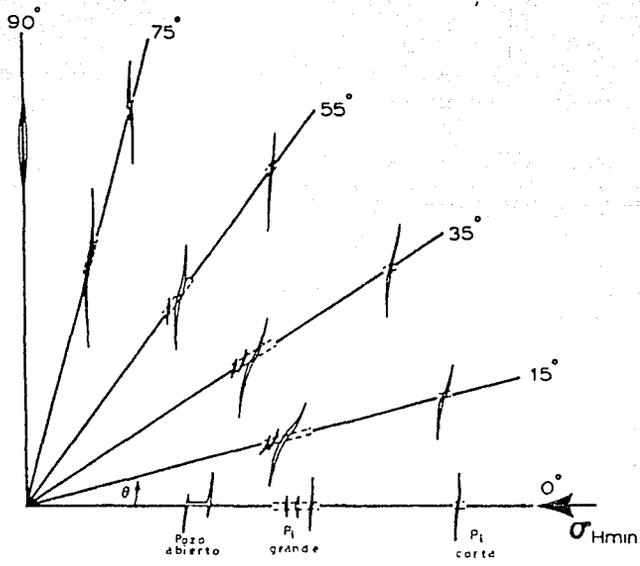


Fig. 5.21 .- Vista superior de fracturas inducidas a varios ángulos de desviación del pozo.

\* La amplitud de la fractura inicial a lo largo de la pared del pozo, podría no ser la máxima amplitud de fractura y podría no incrementarse a medida que la fractura crece.

\* Las fracturas inducidas de zonas separadas cuando  $\theta$  esta entre  $75^{\circ}$  y  $90^{\circ}$  pueden comunicarse debido al rompimiento directo de las fracturas una dentro de otra, o mediante la rotación de la fractura debido a la alteración de esfuerzos<sup>44</sup>.

Es debido al inicio de la fractura que debe considerarse alguno de los siguientes programas de disparos:

- 1).- Los disparos se realizarán en la parte superior e inferior, de preferencia en el mismo plano.
- 2).- Los disparos se realizarán con una fase de  $360^{\circ}$  en el mismo plano.
- 3).- Disparos multiples de fase  $360^{\circ}$  en una sección de longitud igual al diámetro del pozo.

Si el agujero está a un ángulo normal al esfuerzo principal mínimo, entonces los disparos serán paralelos a la TR ( la longitud de los disparos será menor de 10 ft.).

5.4.6.5 UBICACION DEL POZO EN LA FORMACION : La ubicación del pozo dentro de la formación deberá estudiarse para optimizar la altura de la fractura a través de la zona productora. El estudio dependerá del perfil de esfuerzos en las zonas superior, inferior a la zona productora, para poder diseñar el tamaño de la fractura. La Fig. 5.22 muestra una formación hipotética donde existe una variación de esfuerzos. La figura muestra que si se planea un trabajo pequeño, la ubicación del pozo

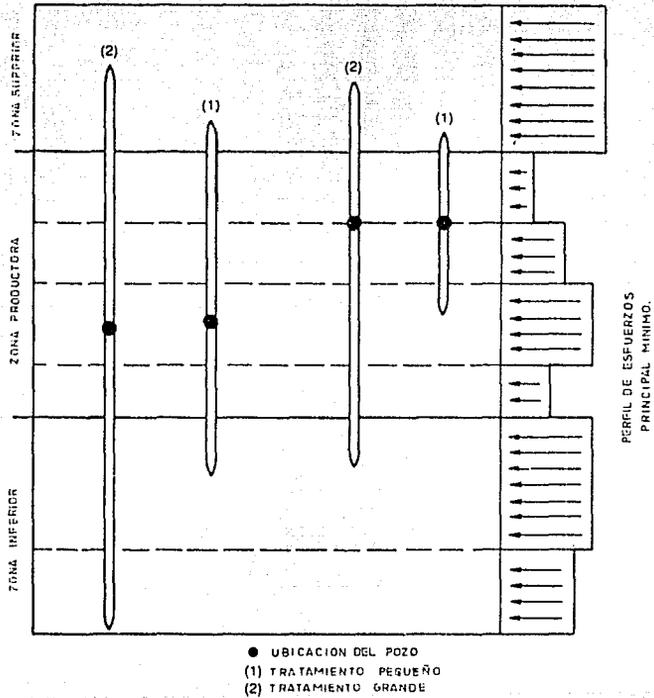


Fig. 5.22 .- Desarrollo de altura de fractura contra ubicación del pozo en la formación.

horizontal en la parte de mayor esfuerzo, es la más adecuada para asegurar que la fractura cubra el total de la zona productora. Ahora bien, si se va a realizar un tratamiento grande, la localización del pozo deberá ser en la parte de menor esfuerzo. Se debe recordar que un gran tratamiento dará una gran fractura<sup>15</sup>.

5.4.6.6 GASTO : El gasto máximo del tratamiento será decidido por dos factores: primero, la velocidad de flujo óptimo para cualquier TP o TR es de 80 ft/seg. De experimentos<sup>9</sup> realizados en secciones tubulares, se obtuvo que al incrementar la velocidad a 100 ft/seg. podría ocurrir erosión que daña la tubería; al agregar el sustentante el daño es mucho mayor. A la velocidad de 80 ft/seg el fluido aún con sustentante se mantiene al mínimo el daño (ver tabla 5.5 ).

El segundo factor lo determinará el tamaño de la localización. Cuando se desean altos gastos para el fracturamiento será necesario considerar la capacidad para su manejo, ya que algún equipo mezclador (blender ), puede tener como restricción el manejo de solo 6 lb/gal. de arena, siendo necesarios dos equipos para el fracturamiento. Tomando en consideración lo anterior es que se debe planear con anterioridad el tamaño de la localización.

TABLA 5.5<sup>9</sup>.

## M A X I M O G A S T O .

Para diferentes diámetros y pesos de TR y TP.

Diámetro (pg)	Peso (lb/ft)	Gasto @ 100 ft/seg (BPM)	Gasto @ 80 ft/seg (BPM)
2.385	4.7	23.2	18.6
2.685	6.5	34.7	27.8
3.5	9.3	52.2	41.8
4.5	10.50	95.4	76.3
5.0	11.50	121.2	97.0
5.5	23.00	126.6	101.3
5.5	15.00	144.0	115.2
7.0	20.00	242.4	193.9

5.4.6.7 TAMANO DEL TRATAMIENTO : De los comentarios y conclusiones obtenidos de los trabajos de minifracs y de las corridas de registros sónicos se puede determinar el tamaño del tratamiento. Como punto de partida, se pueden utilizar los fracturamientos realizados en pozos verticales en el mismo yacimiento, y el mismo campo. Existen modelos tridimensionales que simulan la geometría de la fractura, posición y distribución del sustentante cuando la fractura cierra, etc..

5.4.6.8 UNO O TRATAMIENTOS MULTIPLES : De la experiencia obtenida se sabe que no todas las formaciones responden de la misma forma con las presiones de cierre instantánea, la de rompimiento y de tratamiento. En caso de no presentarse presiones anormales en los tratamientos previos, podrán realizarse tratamientos múltiples al mismo tiempo en el pozo horizontal. Sin embargo, si un yacimiento en un campo se observan presiones anormales, entonces cada fractura tendrá que ser tratada independientemente.



Las condiciones del yacimiento tendrán que ser examinadas para determinar si el tratamiento por realizarse será uno o múltiple; de tratarse de uno múltiple, se tendrán que seguir los siguientes procedimientos:

- 1).- La distancia entre los puntos de iniciación será la misma.
- 2).- El número de tratamientos se decidirá por el gasto máximo a ser utilizado en el tratamiento múltiple.
- 3).- Las perforaciones son diseñadas por las técnicas de entrada limitada, para el control del gasto en cada punto de iniciación de fractura.
- 4).- Los disparos se realizaran en un solo viaje, utilizando tubería transportadora de la herramienta de disparos TCP (Tubing Conveyed Perforations).
- 5).- Cada punto de iniciación de fractura se realizará a partir del fondo del pozo, cada fractura se realizará de una manera independiente (ver figura 5.23)<sup>9,11,12</sup>.

5.4.6.9 PRUEBAS CON MINIFRAC : Los avances en las técnicas de análisis de minifrac han proporcionado métodos para la determinación de parámetros en el diseño de un fracturamiento hidráulico, tales como coeficientes de pérdida de fluido, dimensiones de fractura, eficiencia de fluido, etc.. Estos parámetros pueden emplearse para determinar la presencia de fracturas naturales, volumen de colchon requerido, mejores aditivos de pérdida de fluido para ser usado, y lo más importante, alcanzar un tratamiento de fracturamiento óptimo.

No todas las formaciones necesitan ser fracturadas, debido a esto, se debe realizar un profundo estudio para la selección de los pozos candidatos a fracturarse. Se debe dejar que la formación sea quien indique el tipo de terminación, en vez de forzar la terminación sobre la formación<sup>9,19</sup>.

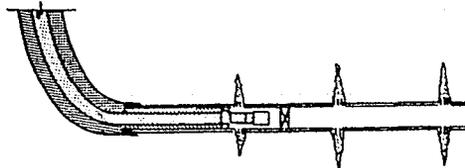
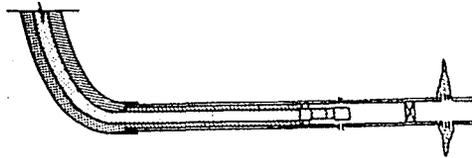
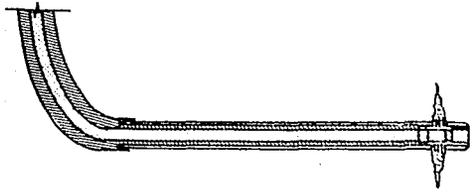


Fig. 5.23 - Secuencia usada para la terminacion de un tratamiento de fracturamiento multiple.

### 5.4.7 ESTIMULACION MATRICIAL

Se puede considerar que éste tipo de operación es más recomendable cuando el espesor del yacimiento es pequeño. En comparación con los pozos que van a ser fracturados y necesitan estar ademados y cementados para aislar la zona objetivo y el espaciamento de las fracturas inducidas, aquellos pozos que van a ser estimulados matricialmente pueden ser terminados en agujero abierto, con TRs' cortas ranuradas o cedazos preempacados; por supuesto que también pueden ser ademados y cementados si la terminación así lo exige.

Se considera recomendable como primer paso determinar el gasto máximo de inyección, ya que de obtenerse gastos muy bajos, sería imposible realizar la estimulación, puesto que se tendrían tiempos muy grandes para la inyección del ácido. De otra manera al intentar rebasar el gasto máximo de inyección se correría el peligro de fracturar la formación, y la estimulación sería un fracaso. De aquí la importancia del cálculo del gasto máximo de inyección para evitar fracturar un pozo horizontal; la ecuación para obtener dicho gasto es:

$$(q_{i \max})_H = 4.92 \times 10^{-6} \frac{\sqrt{K_H K_V} L \left[ g_f H - \Delta P_{\text{p.e.}} - \bar{P} \right]}{\mu B_o F} \dots (5.1)$$

donde

$$F = \left\{ \frac{1}{2} \ln \left[ \frac{8 h \beta}{\pi r_v (1+\beta)} \right] \cot \left[ \frac{\pi z_w}{2h} \right] + \frac{1}{2} \left[ S - \frac{(h - z_w) \beta}{L} \right] \right\} \dots (5.2)$$

$$\beta = \sqrt{K_H / K_V} \dots (5.3)$$

Una ecuación similar para pozos verticales es :

$$(q_{i \max}) = \frac{4.92 \times 10^{-6} K_H h [g_f H - \Delta P_{\text{seg}} - \bar{P}]}{\mu \cdot B_o \left[ \text{Ln} \frac{0.472 r_e}{r_w} + S \right]} \dots (5.4)$$

donde:

- $B_o$  = Factor de volumen del aceite [adim.]
- $g_f$  = Gradiente de fractura [psi/ft]
- $H$  = Profundidad vertical de la seccn. horizontal [ft]
- $h$  = Espesor del yacimiento [ft]
- $K_H$  = Permeabilidad horizontal [md]
- $K_v$  = Permeabilidad vertical [md]
- $L$  = Longitud horizontal del pozo [ft]
- $\bar{P}$  = Presión promedio del yacimiento [psi]
- $\Delta P_{\text{seg}}$  = Presión de seguridad para evitar fracturar [psi]
- $q_{i \max}$  = Gasto máximo de inyección [BPM]
- $r_e$  = Radio de drene [ft]
- $r_w$  = Radio del pozo [ft]
- $S$  = Factor de daño
- $Z_w$  = Elevación del pozo respecto al fondo del yacimiento [ft]
- $\beta$  = Es una medida de la anisotropía
- $\mu$  = Viscosidad del fluido estimulante [cp]

Para tener una idea más clara de lo que significa calcular el gasto máximo de inyección, considerese un pequeño ejemplo :

Suponga los siguientes datos :

$K_H$	= 1 md	$\mu$	= 1 cp
$K_V$	= 0.1 md	$B_o$	= 1
$L$	= 1000 ft	$h$	= 100 ft
$g_f$	= 0.8 psi/ft	$r_v$	= 0.328 ft
$H$	= 10,000 ft	$Z_v$	= 50 ft
$\Delta P_{seg}$	= 200 ft	$S$	= 10
$\bar{P}$	= 5,000 ft		

Sustituyendo datos se obtiene  $(q_{l_{max}})_H = 0.54$  BPM, ésto significa que no se puede exceder dicho gasto con el consiguiente peligro de fracturar la formación. Como una comparación para un pozo vertical en el mismo yacimiento, el  $(q_{l_{max}})_V = 0.074$  BPM, de rebasar este gasto, sucedería lo mismo que con el  $(q_{l_{max}})_H$ . Los gastos calculados son muy bajos y no son practicos (ésto indica que dichos pozos no son candidatos a una estimulación matricial<sup>16,17, 18</sup>).

Debido a las grandes secciones de los pozos horizontales, el empleo de la tubería flexible es el más adecuado para la realización de la estimulación selectiva; la tubería flexible puede ser usada para colocar fluidos uniformemente a lo largo de un intervalo mediante un movimiento lento ascendente a través de la zona, mientras se inyecta de una manera continua el fluido deseado. Alternativamente, la tubería flexible puede pararse en varios intervalos e inyectar el fluido<sup>19</sup>.

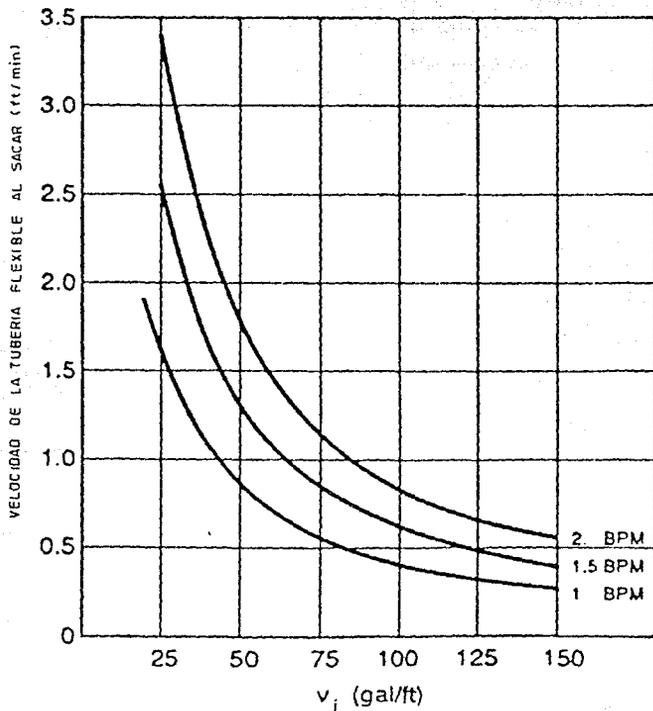
Para la mayoría de los pozos horizontales, el gasto de inyección permisible en la estimulación, puede ser mayor al gasto que puede proporcionar la T.F.. Para el ejemplo anterior si  $K_H = 10$  md y  $K_V = 1$  md,

entonces el gasto máximo puede ser de 5 BPM, el cual es mucho mayor al que pueden proporcionar los tamaños comunes de T.F..

La gráfica 5.3 representa la velocidad de la T.F. al irse recuperando, para alcanzar a cubrir un volumen por pie de intervalo a un gasto de inyección (gal/ft); los tamaños comunes de T.F. (1, 1.25, y 1.5 pg) pueden proporcionar aproximadamente los siguientes gastos máximos de inyección, 0.7, 1.3 y 2.1 BPM respectivamente, (sin reductores de fricción), con aditivos reductores de fricción adecuados, éstos valores pueden incrementarse al menos un 50 %<sup>16</sup>.

La acidificación matricial de pozos verticales emplea volúmenes de ácido de tratamiento entre 30 y 150 galones por pie de intervalo; de emplear volúmenes similares, éstos podrían ser exageradamente altos (300,000 gal. para 2,000 ft de formación ) por lo tanto, pequeños volúmenes adecuadamente inyectados pueden resultar en una estimulación significativa.

Se debe realizar la adecuada selección de los fluidos a emplear en la estimulación, y su método de aplicación, para remover de una manera completa el daño en la vecindad de la pared del pozo y a lo largo de la sección horizontal. Por tanto, la correcta formulación de una solución desviadora es esencial para asegurar la distribución de los fluidos reactivos.



Graf. 5.3 .- Velocidad de la T.F. al recuperar contra Volumen a cubrir por pie de intervalo.

## 5.5 CONCLUSIONES.

El mayor beneficio de los pozos horizontales ( por ejemplo, incremento en productividad y mayor eficiencia en el barrido ) ha sido reconocido ampliamente en la literatura, pero el principal obstaculo para obtener esos beneficios han sido las dificultades técnicas y los Altos costos de la perforación direccional; es por tanto necesario que los estudios de terminación de éstos pozos se realicen con la mejor Ingeniería posible.

El principal objetivo en la terminación de un pozo, es obtener la cantidad deseada de producción al costo mínimo. Independientemente del tipo de terminación, ésta debe ser simple, confiable y segura, además debe tener tanta flexibilidad como sea posible para futuras operaciones.

La información geológica, de Ingeniería, además de la experiencia que se pueda tener, da las bases para la toma de decisiones en el proceso de la elaboración de un programa de terminación.

Al planear el programa de terminación se debe trabajar con información que facilite dicha tarea, ésta información se obtiene de fuentes de datos geológicos, de Ingeniería, perforación y daño a la formación; en estos sistemas se presenta el medio ambiente con el cual se debe trabajar al tratar de alcanzar un objetivo. El medio ambiente consiste en las cosas que afectan al sistema, pero son cosas sobre las cuales no se tiene control; un ejemplo pudiera ser la condición del agujero, el cual va a afectar las operaciones de terminación, así que la historia de perforación deberá ser revisada antes de escribir el programa de terminación.

Si se considera la terminación horizontal en formación abierta, Antes será necesario el análisis de estabilidad del agujero, para evitar que ocurran derrumbes o el colapso total del pozo, debido a las



características del régimen de producción.

En algunos yacimientos o partes del yacimiento, el pozo horizontal puede ser mejor manejado mediante una TR corta sin cementar, por sus ventajas al prevenir el daño a la formación que ocurre durante la cementación, disparos o las operaciones convencionales de terminación. Cuando las secciones horizontales pueden ser terminadas libres de daño se evita o disminuye la necesidad para estimular, entonces tanto investigación inicial como costo de inversión serán aprovechados y se mejorará el funcionamiento del pozo.

Quando las condiciones del yacimiento no son favorables y existen heterogeneidades, cambios laterales de facie, fallas, etc. en la sección horizontal, lo más indicado en la terminación es la instalación de TRs' cortas equipadas con empacadores de formación inflables para aislar zonas seleccionadas. TRs' cortas ranuradas, cedazos o tramos con puertos entre los empacadores de formación pueden proporcionar un grado de control sobre la producción de cada zona. El seccionamiento del pozo horizontal mediante los empacadores de formación no solo proporciona un control de gas no deseado o una entrada de agua, si no que además de proveer un control de zona por zona, tiene la capacidad para estimulación e inyección.

Los empacadores de formación inflables han sido probados eficazmente al lograr aislar zonas en agujeros horizontales<sup>4</sup>.

Si el yacimiento es de areniscas debilmente consolidadas, el pozo tenderá a colapsarse y causar innumerables problemas. Los pozos terminados con solo una TR corta o un cedazo, en formaciones delesnables o debilmente consolidadas probablemente funcionarán bien hasta que la presión del yacimiento se agote, o la producción de agua arene o tapone el cedazo y llene el pozo. Por lo tanto el diseño inicial de terminación podría considerar problemas potenciales futuros y prevenir los

incrementos en costo de las futuras intervenciones<sup>6</sup>.

Los cedazos preempacados con arena de permeabilidad 10 darcis, son ideales para proporcionar y mantener altas productividades del pozo, que aquellos hechos con arenas de malla 20/40 o 40/60. Pero el engravamiento anular del cedazo preempacado puede dar mejores resultados.

Grandes intervalos de agujero abierto en la sección horizontal pueden ser empacados con buen resultado, usando la actual tecnología de empaque de grava<sup>14</sup>.

Las herramientas desarrolladas para empaques de grava en pozos horizontales han sido probadas con éxito y han demostrado trabajar eficientemente<sup>14</sup>.

Para realizar un buen empaque de grava, es necesario contar con datos de fluidos transportadores (viscosidad, densidad, índice de consistencia, índice de comportamiento, a condiciones de fondo) y características de grava, para poder "modelar la lechada" mediante un simulador. El método de modelaje de la mezcla, consiste en calcular la viscosidad dinámica efectiva de la mezcla fluido-grava para el empacamiento, determinando la viscosidad dinámica del fluido acarreador y realizando pruebas de sedimentación utilizando un fluido acarreador Newtoniano, teniendo una viscosidad equivalente al fluido acarreador en forma dinámica. Todos estos datos son usados para predecir el grado de sedimentación como una función del tiempo de desplazamiento en la tubería y espacio anular a diferentes regímenes de flujo.

La comparación de diferentes composiciones de la mezcla permiten un medio para diseñar y determinar la viscosidad óptima del fluido acarreador, además de la concentración de grava para una aplicación específica (geometría anular y gasto de desplazamiento)<sup>14</sup>.

Mientras que los pozos candidatos a un fracturamiento hidráulico deben ser revestidos y cementados para el adecuado aislamiento de zonas

y espaciamiento de fracturas inducidas, aquellos que serán estimulados matricialmente pueden ser agujeros abiertos, tener TRs' cortas ranuradas o perforadas (por supuesto que éstos pueden ser también revestidos y cementados, si la terminación así lo requiere).

El empleo de la tubería flexible es el método más recomendable para la estimulación matricial de pozos horizontales. Esta técnica puede brindar el aislamiento mecánico necesario y desviación para cubrir de manera uniforme la sección horizontal del pozo. Para formaciones carbonatadas (las cuales pueden ser excelentes candidatos para pozos horizontales, debido a que éstas generalmente son fisuradas), la inyección de ácido sin la tubería flexible, puede resultar en una cubierta inadecuada del ácido y un fracaso de estimulación<sup>15</sup>.

La distribución de los fluidos de tratamiento a lo largo de la sección horizontal a ser estimulada, puede ser más crítica en un pozo horizontal que en uno vertical. Cuando se desplazan los fluidos de tratamiento, las fracturas naturales o las zonas con alta permeabilidad, pueden actuar como zonas ladronas, debido a esto es que se deben realizar estudios para la selección de agentes desviadores que permitan realizar la estimulación de las zonas dañadas o con baja permeabilidad.

Un tratamiento optimizado resultará en la reducción de los volúmenes de tratamiento, los cuales se logran realizando una cubierta uniforme con los fluidos en la sección horizontal (o en los intervalos).

Si el pozo horizontal se va a fracturar, la orientación de su sección horizontal debe planearse para optimizar la longitud de la fractura a través de la formación objetivo. Esta planeación depende de la distribución de esfuerzos en la formación, espesor de la formación, distribución de fluidos y tamaño del trabajo planeado.

Como primer objetivo, se debe determinar la dirección del esfuerzo

principal mínimo, ya que la sección horizontal del pozo debe ser paralela a éste esfuerzo; la magnitud de los esfuerzos en la formación objetivo y magnitud del esfuerzo principal mínimo en formaciones adyacentes pueden encontrarse. Estos valores son muy importantes para el diseño del fracturamiento, debido a que éstos indicarán la geometría de la fractura, especialmente la altura<sup>15</sup>. Estos esfuerzos pueden determinar donde debe localizarse el pozo con respecto al espesor de la zona objetivo.

Para la determinación completa del perfil de esfuerzos en y alrededor de la formación objetivo, se deben realizar varias pruebas de minifrac en la parte vertical del pozo. Al mismo tiempo que se realiza la prueba de minifrac, se pueden realizar pruebas para confirmar y respaldar las mediciones hechas en el minifrac. Estas pruebas son el procedimiento de relajación de esfuerzos, con el cual se obtiene la orientación del esfuerzo principal mínimo, usando muestras de núcleos orientadas<sup>15</sup>.

La sección horizontal del pozo que sostiene los planos de fractura, teóricamente debe ser perpendicular a la dirección de propagación preferencial de la fractura. Esta será la clave para el éxito en el diseño de la terminación. Los modelos numéricos de fracturamiento son una herramienta de apoyo en el diseño de tales terminaciones.

Desde el punto de vista de estimulación, un fracturamiento hidráulico en un pozo horizontal no difiere mucho de un fracturamiento en un pozo vertical. Los fluidos y agentes sustentantes empleados en pozos horizontales no difieren demasiado de los utilizados convencionalmente, sin embargo debido a la gran distancia horizontal que viajan, se debe emplear fluidos con gran capacidad de suspensión y acarreo<sup>14</sup>.

La mayoría de los acondicionamientos efectuados en pozos verticales, se realizan para terminar un yacimiento nuevo, o bien para obturar intervalos que se invadieron de agua o que producen gas, en pozos horizontales estas operaciones podrían no realizarse, ya que para terminar o acondicionar un nuevo intervalo o yacimiento, se requiere de abrir una ventana en algún lugar arriba de la zona y desviar. Esta operación además de difícil podría acarrear problemas de pesca, o lo que es peor aún, perder el pozo; en muchos casos un nuevo pozo podría ser más económico. Practicamente hablando, un pozo horizontal debe ser considerado como no acondicionable<sup>42</sup>.

## B I B L I O G R A F I A .

- 1.- A. C. Van Dervlis, H. Duns, R.Fernandez Luque.  
" Increasing well productivity in tight chalk Reservoirs ".  
Advances in Methods of Increasing Well Productivity o  
Injektivty
- 2.- L. Douglas Patton, & William A. Abbott.  
" Well completion and workover :Part 3 ".  
Petroleum Engineer International Jun. 1979.
- 3.- Halliburton Horizontal Completions Seminar.  
" Halliburton Oil Field Services Group ".  
Mexico D.F. Julio 1990.
- 4.- T.O. Stagg, R.H.Reiley.  
" Horizontal well completions in Alaska ".  
World Oil March 1990.
- 5.- A.Spreux, C.Georges, J.Lessi.  
" Most problems in horizontal completions are resolved ".  
O:1 & Gas Journal Jun. 13 1988.
- 6.- D.D. Sparlin, R.W.Hagen.  
" Controlling sand in a horizontal completion ".  
World Oil Nov. 1988.
- 7.- D.E. Schroeder Jr.  
" Gravel pack studies in a full-scale, high-pressure wellbore"  
S.P.E. 16980 , 1987.
- 8.- T.E. Hudson, J.W. Martin.  
" Use of low density, gravel-pack material improves placement  
efficiency ( part 2 ) ".  
S.P.E. 18227 , Oct. 1988.
- 9.- M.A. Wahlmeier, P.A. Andrews.  
" Mechanics of gravel placement and packing ".  
S.P.E.P.E. Feb. 1988.
- 10.- C.W. White.  
" Drilling and completion of horizontal lower Spraberry well  
including multiple hydraulic fracture treatments ".  
S.P.E. 19721 Oct. 1989.
- 11.- W. El Rabaa.  
" Experimental study of hydraulic fracture geometry initiated  
from horizontal well ".  
S.P.E. 19720 , Oct. 1989.

- 12.- J.F. Giannesini.  
" Production technology for horizontal wells takes new direction ".  
World Oil May. 1989.
- 13.- H.C. Tan, J.M. Mc Gowen, W.S. Lee, M.Y. Soliman.  
" Field application of minifrac analysis to improve fracturing treatment design ".  
S.P.E. 17463 March 1988.
- 14.- J.P. Ashton, J. Liput and R.Lemons, J. Summerlin.  
" Gravel Packing horizontal and highly deviated openhole completions using a single-screen prepacked liner in offshore California fields ".  
S.P.E. 19718 , Oct 1989.
- 15.- M. Soliman, B.Rose, W. El Rabaa, J.L. Hunt.  
" Planning hydraulically fractured horizontal completions ".  
World Oil , September 1989.
- 16.- M.J. Economides, K. Ben-Naceur, R.C. Klem.  
" Matrix Stimulation Method for Horizontal Wells ".  
S.P.E. 19719 presented 64th Annual Technical Conference of S.P.E. San Antonio Tx. Oct.8-11 1989.
- 17.- M.I. Carlos Islas Silva.  
" Apuntes de Fracturamiento Hidráulico ".  
División de Estudios de Posgrado, F. I., U.N.A.M., 1990.
- 18.- Acosta A., Hernández T., Mungaray R., Sanchez P., Sanchez S.  
" Fundamentos de Estimulación de Pozos ".  
Tesis, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura I.P.N. México D.F. 1984.
- 19.- R.E. Cooper.  
" Coiled Tubing in Horizontal Wells ".  
S.P.E. 17581 presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering held in tianji China, Nov 1-4 1988.