

10  
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

LA PERFORACION HORIZONTAL, UNA NUEVA  
ALTERNATIVA EN LA EXPLOTACION  
DE HIDROCARBUROS

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A N :  
RENE CASTRO CASTRO  
RICARDO YAM CAMACHO  
TEODULO LARIOS CARDONA

DIRECTOR DE TESIS: M. I. CARLOS BALDERAS JOERS



MEXICO, D. F.

**FALLA DE ORIGEN**

1991



## **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

	Pág.
<b>RESUMEN.</b>	
<b>I INTRODUCCION.</b>	<b>1</b>
<b>II GENERALIDADES.</b>	<b>3</b>
<b>III ANTECEDENTES HISTORICOS.</b>	<b>4</b>
<b>IV CONCEPTOS FUNDAMENTALES.</b>	
IV.1.- Concepto de pozo horizontal.	6
IV.2.- Aplicaciones.	6
IV.3.- Diferencias de los pozos horizontales con respecto a los verticales.	17
<b>V PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES.</b>	<b>30</b>
<b>VI TECNICAS DE PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS HORIZONTALES.</b>	
VI.1.- Criterios de selección del pozo horizontal.	33
VI.2.- Diseño de la construcción de la sección curva Del pozo horizontal.	34
VI.2.1.- Introducción.	34
VI.2.2.- Método de la tangente simple.	38
VI.2.3.- Método de la tangente compleja.	46
VI.2.4.- Método de la curva ideal.	58
VI.3.- Técnicas de perforación.	
VI.3.1.- Perforación horizontal de radio corto.	63
VI.3.2.- Perforación horizontal de radio medio.	69
VI.3.3.- Perforación horizontal de radio largo.	70
VI.4.- Fluidos de control empleados en la perforación de pozos horizontales.	75
VI.5.- Técnicas de registros en pozos horizontales.	77
VI.6.- Terminación de pozos horizontales.	85
VI.7.- Aspectos de fracturamiento de pozos horizontales.	96

<b>VII CASO PRACTICO DE APLICACION.</b>	
VII.1.- Técnicas de perforación horizontal en la Bahía de Prudhoe, Alaska.	109
VII.1.1.- Antecedentes.	109
VII.1.2.- Objetivos.	110
VII.2.- Desarrollo.	
VII.2.1.- Planeación del pozo JX-2	111
VII.2.2.- Operaciones de perforación y terminación del pozo JX-2.	116
VII.3.- Conclusiones.	118
<b>VIII MODELOS DE PRUEBAS DE PRESION EN POZOS HORIZONTALES.</b>	
VIII.1.- Ecuaciones básicas.	120
VIII.2.- Tipos de flujo alrededor de un pozo horizontal.	128
VIII.3.- Factores que afectan la respuesta de presión.	
VIII.3.1.- Medición del efecto en el punto ( $y_D$ ).	133
VIII.3.2.- Efecto de excentricidad ( $e_{D3}$ ).	133
VIII.3.3.- Influencia de la longitud adimensional.	135
VIII.4.- Daño y almacenamiento.	137
VIII.5.- Interpretación de las respuestas de presión.	143

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

**NOMENCLATURA.**

**BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS.**

## I INTRODUCCION

Como en todos los campos de la ingeniería, existen retos difíciles de afrontar y, la perforación de pozos petroleros no es la excepción cuando se trata de los llamados pozos horizontales.

Debido a que el ángulo de inclinación que estos pozos guardan con respecto a la vertical es de gran magnitud, la operación de las herramientas se hace muy difícil, sufriendo éstas un desgaste mucho más rápido y severo que en el caso de los pozos verticales.

El presente trabajo pretende mostrar la aplicación de la técnica de perforación horizontal que se utilizó en la década de los 50's y que en la actualidad, ha sido una tecnología de gran demanda, al ser económicamente rentable, colocándose entonces como una alternativa que puede ser empleada en la perforación y reperforación de pozos en algunos yacimientos existentes en el país, con la finalidad de incrementar los ritmos de producción y explotación, en condiciones económicas favorables.

La alternativa de explotar yacimientos petroleros con pozos horizontales está basada en un fenómeno muy simple: el drenaje de fluidos hacia el pozo; sin embargo, tal evento deberá estar apoyado en el conocimiento de las propiedades y características del yacimiento (estructura, estratigrafía, mecanismos de recuperación, tipo de fluidos, etc.) para realizar la planeación óptima del desarrollo y explotación de un campo a través de esta tecnología.

Actualmente los hidrocarburos constituyen la principal fuente de energía comercial y hasta el momento no se ha encontrado una alternativa capaz que sustente el desarrollo económico mundial. Por otro lado, no se encuentran nuevos planteamientos para cambiar la estructura de la oferta energética; por lo que es predecible que en el futuro, por lo menos en el mediano plazo, los hidrocarburos seguirán siendo la fuente de energía de mayor importancia.

La perforación horizontal ha cobrado mayor importancia a partir del inicio de la década de los 80's, sin embargo, en esas fechas existían algunos reportes de pozos horizontales, los cuales indican que no pueden considerarse como una revolución tecnológica, más bien puede visualizarse como un acelerado proceso de evolución que puede ofrecer múltiples alternativas.

## II GENERALIDADES.

En años recientes, la perforación de pozos horizontales ha alcanzado un desarrollo notable, convirtiéndose en otra alternativa para la explotación de hidrocarburos. El uso de dicha tecnología ha dado resultados extraordinarios, principalmente en lo referente a lograr un incremento sustancial en la productividad y como consecuencia un aumento en la recuperación final de hidrocarburos, en condiciones económicas favorables.

La perforación horizontal ha proporcionado algunas estrategias nuevas para la explotación de yacimientos que poseen grandes reservas de aceite difíciles de extraer. A través de la perforación de pozos horizontales, se han resuelto diversos problemas de ingeniería de yacimientos, tales como la explotación de yacimientos de espesor pequeño, de baja permeabilidad, lenticulares y yacimientos naturalmente fracturados.

A pesar de que la tecnología para perforar pozos horizontales ha avanzado notablemente en los últimos años, se considera imprescindible disminuir la complejidad presentada durante la perforación y operaciones asociadas a la terminación del pozo, todo ello encaminado, necesariamente, a una reducción en el aspecto económico<sup>(1)\*</sup>.

En la actualidad, el concepto de perforación horizontal ha sido ampliamente aceptado como un método eficiente para la extracción de hidrocarburos. Una de las características fundamentales de esta técnica se manifiesta al hacer variar las condiciones de flujo en el yacimiento, a través de la perforación de una sección horizontal a lo largo de la formación<sup>(2)</sup>.

La perforación horizontal ha cobrado gran importancia en los últimos años y su aplicación es cada vez más común en regiones productoras de diversas partes del mundo.

\* referencias al final.

### III ANTECEDENTES HISTORICOS

El antecedente más antiguo que se tiene registrado sobre la perforación horizontal, data de hace más de cuarenta años. En la Unión Soviética se perforaron 43 pozos horizontales cuyo objetivo era el dominio de esta tecnología; sin embargo, por los resultados obtenidos, se llegó a la conclusión de que la perforación horizontal era técnicamente factible, más no económicamente rentable, por lo que el uso de esta técnica fue abandonado durante muchos años <sup>(3)</sup>.

A mediados de la década de los 60's, en China se perforaron dos pozos horizontales; el primero de ellos penetró la formación productora con una longitud de 500 m de sección horizontal; desafortunadamente se colapsó después de una semana de estar produciendo. El segundo no fue concluido debido a cuestiones ajenas a la industria petrolera.

A mediados de la década de los 80's, la sociedad Holandesa Unocal Netherlands, planeó la perforación de varios pozos horizontales de radio medio a partir de pozos verticales ya existentes e invadidos de agua, localizados en yacimientos de arenas deleznable. En este caso, la aplicación de la tecnología de perforación horizontal fue exitosa.

En 1985 la compañía de gas y aceite ARCO perforó aproximadamente 20 pozos en Indonesia con el fin de resolver los problemas de conificación en un yacimiento calcáreo.

En 1986, el departamento de energía de los Estados Unidos perforó un pozo horizontal usando aire como fluido de perforación. Dicho pozo penetró un yacimiento de gas <sup>(4)</sup>.

En años subsiguientes se ha perforado una gran cantidad de pozos horizontales a partir de la perforación de pozos verticales localizados en Francia, mar adentro en Italia, Alaska (Bahía de Prudhoe), Nuevo México y México (Poza Rica).

Los resultados obtenidos, han demostrado que se tiene un dominio casi completo de la tecnología de perforación y terminación de pozos horizontales, pero económicamente aún los costos siguen siendo elevados.

## IV CONCEPTOS FUNDAMENTALES

### IV.1.- CONCEPTO DE POZO HORIZONTAL.

El tener una definición exacta de lo que es un pozo horizontal no ha sido fácil, ya que cada autor tiene su propio concepto. Así, hay quien dice que un pozo horizontal se define como la perforación de un agujero que ofrezca una sección abierta de una longitud considerable, con una inclinación mayor de  $85^\circ$ , con respecto al eje vertical del mismo, dentro del yacimiento productor. Otros autores simplemente definen un pozo horizontal como la representación de una gran fractura vertical extensa y controlada <sup>(5)</sup>.

Los pozos horizontales tienen normalmente de 1000 a 3000 pies de sección horizontal. Los agujeros son perforados a partir de una sección vertical, cuya longitud se encuentra en el rango de 100 a 700 pies. El caso más simple está representado por la perforación de un solo agujero; sin embargo, en otros casos será la perforación de agujeros múltiples a partir de una sección vertical (Fig. IV.1) <sup>(6)</sup>.

En forma análoga un pozo horizontal diseñado adecuadamente podrá ser equivalente a un pozo vertical con una fractura penetrando totalmente <sup>(7)</sup>.

El consenso actual establece que la perforación horizontal es toda aquella actividad que tiene como objetivo desarrollar un pozo con un ángulo de alto grado de inclinación, originando pozos de radio corto, medio y largo, según la longitud de la sección horizontal construida.

### IV.2.- APLICACIONES.

La perforación horizontal aún no es de aplicación universal, debido a que algunos yacimientos no presentan condiciones favorables para implantar esta técnica. La experiencia adquirida hasta ahora en varios sitios del mundo señala las siguientes aplicaciones: <sup>(8)</sup>

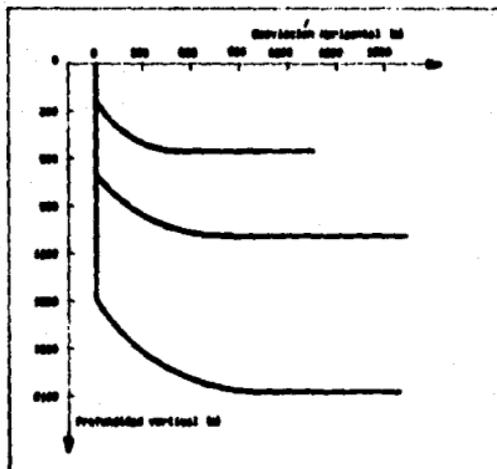


FIG. IV.1.-FORMACION DE AGUJOS MÚLTIPLES  
A PARTIR DE UN POZO VERTICAL.

- a).- La explotación de yacimientos con espesores pequeños.
- b).- Yacimientos naturalmente fracturados.
- c).- Problemas de conificaciones de agua y gas.
- d).- Yacimientos productores de aceite pesado.
- e).- Yacimientos de baja permeabilidad.
- f).- Localizaciones en las cuales el área de acceso es limitada (pantanos, lagunas, ciudades, etc.).
- g).- Yacimientos de gas.

a).- Explotación de yacimientos con espesores pequeños (Fig. IV.2).

Darcy demostró que la productividad de un pozo vertical es proporcional al espesor del yacimiento (h); de acuerdo a la ecuación (4.1), es posible observar que esta productividad es mejorada en los pozos horizontales, donde la longitud (L) juega un papel casi similar al espesor del yacimiento. Por tal motivo, la relación de productividades de un pozo horizontal para una longitud de sección horizontal y un radio de drenaje dados será función del espesor de la formación <sup>(9)</sup>.

$$PI = 2\pi \frac{KL}{h} \frac{1}{\mu \left( \frac{L}{h} \ln \left( 1 + \left( \frac{1 - (L/2R_{eH})^2}{L} \right)^{1/2} \right) + \ln \left( \frac{h}{2R_{eH}} \right) \right)}$$

....(4.1)

Los yacimientos con horizontes productores de poco espesor son ideales para desarrollar pozos horizontales, debido a que un solo pozo puede reemplazar varios verticales.

b).- Yacimientos naturalmente fracturados.

Las fracturas en los yacimientos tienen la característica de ser paralelas a los esfuerzos principales, cuyo sentido vertical se debe al peso de los estratos. Estas se desarrollan siguiendo arreglos bien

definidos y realmente son subverticales; es decir, inclinadas. De tal manera que la forma más apropiada de intersectar un mayor número de fracturas en el yacimiento es mediante la perforación horizontal. El mayor incremento de productividad, se logra cuando se conecta exitosamente una red de fracturas, estableciéndose un eficiente sistema de flujo, recolección y distribución con mínima pérdida de presión. La productividad será directamente proporcional al número de fracturas intersectadas (Fig. IV.3) (4).

c).- Problemas de conificaciones de agua y gas.

Algunos yacimientos de aceite producen a ritmos muy cercanos a los llamados "ritmos críticos". Operando por arriba de estos ritmos, un fluido no deseado (gas o agua) aparece en la producción. A este fenómeno se le conoce como conificación (10).

La conificación de fluidos se desarrolla principalmente por los altos ritmos de extracción, pudiendo ser conificación de agua o de gas (Fig. IV.4).

Algunos pozos deben producir a un gasto menor al llamado gasto crítico, es decir, un gasto de extracción para el cual la combinación de los gradientes gravitacional y de capilaridad es igual y de sentido contrario al gradiente de presiones. Este es el gasto máximo que debe producir el pozo sin que se origine la conificación de agua; bajo estas condiciones la velocidad calculada con la ecuación general de Darcy es cero; es decir, el fluido no llega al pozo de la parte inferior, sino de regiones que están al mismo nivel del intervalo penetrado por el pozo, (Fig. IV.5) (11).

A mayor ritmo de extracción del aceite mayor será el gradiente de presiones, permaneciendo constantes los gradientes gravitacional y de capilaridad (el gradiente gravitacional se opone al desarrollo de la conificación); el resultado es que se reduce el tiempo en el cual el agua llega al fondo del pozo, o bien en otras palabras, el agua avanzará más rápidamente.

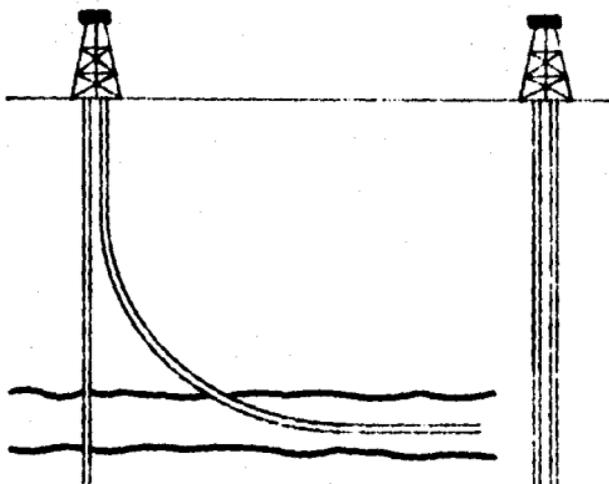


FIG. IV.2.- YACIMIENTO DE ESPESOR DELGADO.



FIG. IV.3.- YACIMIENTO FRACTURADO VERTICALMENTE.

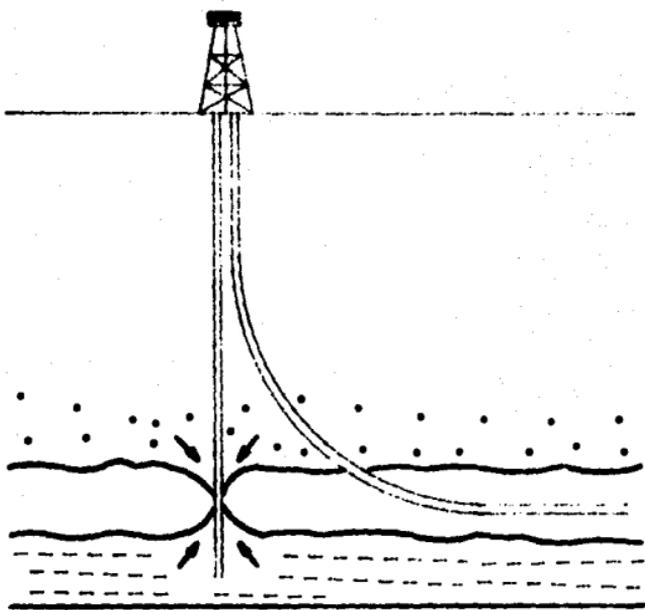
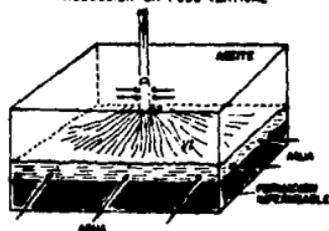
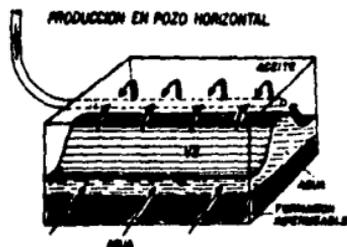


FIG. IV.4.- YACIMIENTO CON PROBLEMAS DE CONIFICACION.

PRODUCCION EN POZO VERTICAL



PRODUCCION EN POZO HORIZONTAL



V2) V1, CONSECUENCIA Mayor producción de aceite a la superficie de agua

RELACION DE RECUPERACION  
DESPLAZAMIENTO HIDRAULICO

FIG. IV.5.- EFICIENCIA DE RECUPERACION CUANDO UN POZO PRODUCE POR ARRIBA DEL GASTO CRITICO.

En caso de que exista un casquete de gas, por razones similares a las anteriores, también se puede presentar la conificación del mismo.

En un pozo horizontal, prácticamente decrece la tendencia de formar un cono de agua y/o gas por las siguientes razones:

-Se tiene una mayor área de flujo de la formación, lo que permite que el abatimiento de presión a través de la sección horizontal sea menor y lineal o uniforme y por lo tanto el gradiente de presión sea igual al gradiente por gravedad y capilaridad.

-Por el avance uniforme de los contactos gas-aceite y agua-aceite, a causa de que el abatimiento de presión del yacimiento es más o menos constante.

Un pozo horizontal ayudaría de dos maneras. Primero, ubicándolo a una distancia lejos del contacto gas-aceite y segundo, mejorando la productividad.

d).- Yacimientos productores de aceite pesado (2 y 21)

El aceite que se encuentra en el yacimiento en presencia de otros fluidos como agua y gas, por ser generalmente más viscoso presenta una menor movilidad en el mismo. Bajo estas condiciones, cuando se está produciendo en un pozo vertical, la velocidad de los fluidos aumenta debido a una menor área expuesta, esto ocasiona que el flujo de fluidos hacia el pozo esté constituido por los de mayor movilidad, provocando esto una restricción en la producción de aceite. En el caso de un pozo horizontal no existe tal reducción en el área de flujo en la vecindad del pozo, debido a la geometría de flujo lineal en el yacimiento. Por lo tanto se tendrá una menor velocidad y la posibilidad de producir aceite pesado es más factible.

e).- Yacimientos de baja permeabilidad.

En un yacimiento de baja permeabilidad con productividad insuficiente, una forma de mejorar el sistema de flujo de la formación y por lo tanto la recuperación de aceite, es crear un sistema de fracturas en ambos lados del pozo; sin embargo, una solución más atractiva puede ser un pozo horizontal de radio corto por lo siguiente (Fig. IV.6):<sup>(10)</sup>

1. Incremento en longitud. Generar una fractura de longitud considerable implicaría una gran capacidad de bombeo. Sin embargo un pozo horizontal podría alcanzar más de 125 pies de penetración (desplazamiento horizontal).

2. Conductividad infinita. De acuerdo a la longitud de una fractura artificial, ésta nunca se comportará como un plano de conductividad infinita. Mediante un pozo horizontal, la resistencia al flujo sería prácticamente despreciable.

3. Control de la geometría. La trayectoria de un pozo horizontal puede controlarse con cierta facilidad, mientras que la orientación de una fractura hidráulica depende exclusivamente de los esfuerzos de la roca del yacimiento.

Un pozo horizontal también es útil para tratamientos mediante fracturamiento hidráulico.

Una disminución en la permeabilidad del yacimiento causa disminución en la productividad del pozo la cual es debida al abatimiento de presión en el yacimiento. Un pozo horizontal incrementará la productividad total del pozo, debido al flujo lineal en el yacimiento, distribuyendo uniformemente el abatimiento de presión a lo largo de la sección horizontal en la vecindad del pozo.

f).- Localizaciones a las cuales el área de acceso es limitada. (8)

Campos costafuera. Experimentos recientes indican que en ciertos casos, con cuatro pozos horizontales se puede reemplazar de 12 a 16 pozos direccionales que suelen normalmente perforarse en una plataforma típica, abatiendo con ello los costos de operación.

Por otra parte la perforación de pozos horizontales representa una técnica útil y en algunas ocasiones necesaria cuando se requiere evadir obstáculos como: poblaciones, ríos, domos salinos, etc. Todo ello encaminado a la explotación de un yacimiento que económicamente no representaría una buena inversión a partir de la implementación de pozos verticales dentro del área de difícil acceso; pero que sin embargo mediante el empleo de pozos horizontales haría de éste un yacimiento económicamente explotable.

g).- Yacimientos de gas.

En un pozo vertical que produce gas, las altas velocidades cercanas a las paredes del pozo causan efectos de turbulencia, esto origina una pérdida adicional de presión del orden de un 30% de la caída total de presión. Estos efectos aparecen como un daño, disminuyendo la producción (29)

En un pozo horizontal, las velocidades de flujo son mucho más bajas y prácticamente la turbulencia es nula. De esta manera, el incremento de productividad es aún mayor en yacimientos de gas (Fig. IV.7) (10)

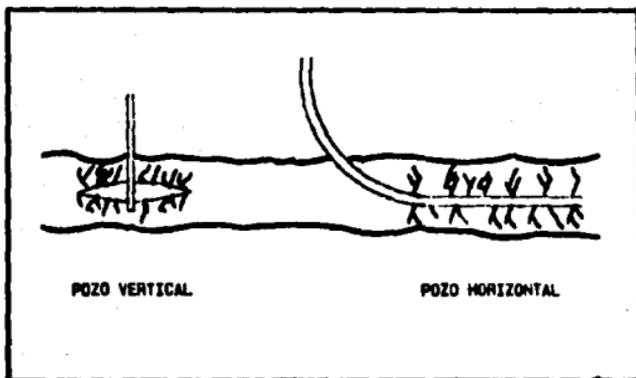


FIG. IV.6.- FORMACION COMPACTA

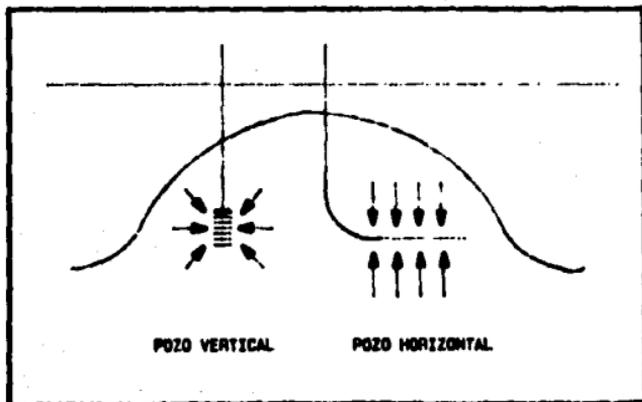


FIG. IV.7.- YACIMIENTO DE GAS.

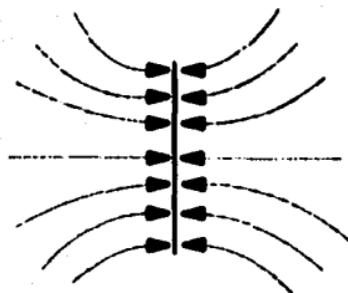
#### IV.3.- DIFERENCIAS DE LOS POZOS HORIZONTALES CON RESPECTO A LOS VERTICALES.

##### a).- Geometría de afluencia hacia el pozo.

Los modelos matemáticos sobre fracturamiento de formaciones y el análisis de las pruebas de variación de presión realizadas en pozos verticales, revelan que las líneas de flujo concurren en forma perpendicular al plano de la fractura generada en ambos lados del pozo vertical, cuyo desarrollo perpendicular al eje del pozo vertical es debido al estado de esfuerzos de la formación. Esta es la razón principal por la cual se decidió atravesar las formaciones productoras por distancias horizontales considerables, lo que hizo cambiar radicalmente las condiciones de flujo creándose un patrón de flujo lineal (Fig. IV.8), lo que ocasionó que se tuviese una distribución uniforme de la caída de presión; este cambio es el factor que controla el mejoramiento de la capacidad de producción y la recuperación de aceite del yacimiento. En cambio, el pozo vertical penetra a la formación productora de manera puntual, ocasionando que se forme una geometría de flujo circular radial (Fig. IV.9). En este caso, la concentración de líneas de flujo será igual a la concentración de la caída de presión y como dicho abatimiento se concentra en un solo punto ocasiona que se obtengan menores gastos de producción <sup>(2 y 7)</sup>.

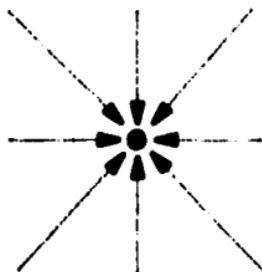
##### b).- Geometría de drene.

Considerando un yacimiento limitado, cuando se perfora un pozo vertical y es puesto en producción, su área de drene es normalmente vista en forma circular (Fig. IV.10), y comparada con el área afectiva de un pozo horizontal, resulta ser mucho mayor para este último, motivo por el cual se obtiene un incremento en el índice de productividad. La distancia de drene de un pozo horizontal ( $r_e$ ) define un contorno pseudoelíptico (Fig. IV.11) <sup>(2 y 12)</sup>.



DISTRIBUCION UNIFORME DEL ABATIMIENTO DE PRESION

FIG. IV.8.- GEOMETRIA DE FLUJO PARALELO EN UN POZO HORIZONTAL.



CONCENTRACION DE LAS  
LINEAS DE FLUJO

CONCENTRACION DEL  
ABATIMIENTO DE PRESION

FIG. IV.9.- GEOMETRIA DE FLUJO RADIAL CIRCULAR EN UN POZO VERTICAL.

POZO VERTICAL



FIG. 10.- GEOMETRIA DE DRENE EN POZOS VERTICALES

POZO HORIZONTAL

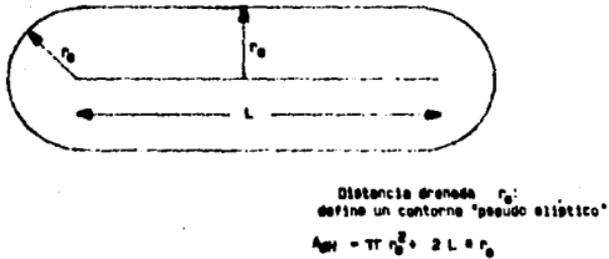


FIG 11.- GEOMETRIA DE DRENE EN POZOS HORIZONTALES

Matemáticamente el área de drenaje de un pozo vertical puede ser obtenida mediante la expresión :

$$A_{dv} = \pi(r_v)^2 \quad \dots(4.2)$$

Donde :

$r_v$  : es el radio de drenaje de un pozo vertical.

De igual manera para el caso del área de drenaje de un pozo horizontal, se calcula mediante la expresión siguiente :

$$A_{dH} = \pi r_h^2 + 2L * r_h \quad \dots(4.3)$$

Donde :

$r_h$  : es el radio de drenaje de un pozo horizontal

$L$  : es la longitud de la sección horizontal que penetra la formación .

Si se desea obtener una relación de áreas de drenaje horizontal a vertical se procede a dividir la expresión (4.3) entre la (4.2), resultando:

$$\frac{A_{dH}}{A_{dv}} = 1 + \frac{2L}{\pi r_v} \quad \dots(4.4)$$

### c).- Comparación de áreas perforadas. <sup>(12)</sup>

Cuando se compara la perforación vertical con la perforación direccional de agujeros laterales penetrando una formación se tiene un notable incremento en la producción y recuperación final. Se ha visto que la perforación de agujeros laterales pueden ser competitivos con un fracturamiento hidráulico (proceso de estimulación); sin embargo, los costos de la perforación horizontal son muy elevados.

Los pozos convencionales son perforados perpendicularmente a los planos superior e inferior de la formación productora, en cambio los pozos horizontales son perforados paralelamente a dichos planos. La mayoría de los pozos verticales y horizontales no penetran la formación como se planea, sino que al inicio hay un cierto ángulo entre el eje del pozo y la normal al plano de la formación (2).

d).- Criterios económicos.

Como en todo proyecto de cualquier índole, la cuestión económica es fundamental. En el caso de pozos horizontales el costo de perforación puede ser de 1.4 a 2.5 veces mayor que un pozo vertical convencional, según observaciones de las compañías que los han desarrollado (10).

Es lógico pensar que un pozo horizontal resulte más costoso debido a lo siguiente:

1. Utilización de sofisticados ensambles.
2. Medición continua de la desviación del pozo.
3. Utilización de herramientas especiales para controlar la desviación del pozo.
4. Lodos de perforación de características especiales, sobre todo en el transporte de recortes.
5. Terminaciones especiales.
6. Mayor tiempo de ejecución.

Por otra parte, existe la alternativa de usar pozos agotados, taponados o viejos con el fin de ahorrar la perforación de un buen tramo vertical.

- COSTOS DE LA PERFORACION HORIZONTAL.

El costo de la perforación horizontal es mayor en comparación con la perforación vertical o direccional, por dos simples razones:

- La longitud total perforada es mayor.
- El costo por metro perforado es alto.

Para el primer punto es obvio. Basta comparar la longitud perforada para el mismo desplazamiento horizontal. Por medio de la gráfica de la fig. IV.12 puede calcularse la longitud perforada en un pozo horizontal y en un pozo desviado, la longitud debajo del punto de inicio de la desviación (KOP) suponiendo un drenaje de 450 m de longitud, cuyo centro es el punto donde hace contacto el pozo desviado en el yacimiento. Por ejemplo para un desplazamiento horizontal de 750 m y un pozo desviado a  $35^\circ$ , la longitud perforada debajo del KOP para el pozo desviado es 1500 m y para el pozo horizontal es 2030 m, dando una relación de 1.35. Si se agrega a la KOP la profundidad de 1000 m, esta relación llega a ser de 1.21. Los cálculos muestran que la relación de longitudes perforadas abajo del KOP en términos del desplazamiento horizontal varían de 1.25 a 1.5, al profundizar el objetivo del yacimiento disminuye esta relación de longitudes perforadas <sup>(5)</sup>.

La gráfica de la fig. IV.12 es un camino rápido de evaluación y es usado como sigue:

Dada la profundidad del yacimiento y el desplazamiento horizontal requerido, se puede determinar la profundidad del KOP y la inclinación de la desviación del pozo. Estas son distintas soluciones y sólo debe hacerse entonces una selección, dependiendo de la posible profundidad KOP y los costos del objetivo (longitud mínima perforada, facilidad de perforación, etc.), usando la gráfica, se puede determinar la longitud horizontal que se ha de perforar y deducir de ésta longitud la relación de longitudes totales a perforarse.

Para estar seguros en el caso de estudios factiblemente más detallados, las posibles trayectorias deben ser estudiadas e incorporadas en el desarrollo del proyecto. La gráfica rápidamente da idea de las magnitudes.

La evaluación de los costos de la perforación horizontal requiere de una evaluación de los costos por metro perforados del pozo como la evaluación de las longitudes perforadas. Estos costos por metro perforado pueden ser altamente dependientes de la experiencia adquirida. Desafortunadamente, poca información ha sido publicada sobre estos costos. La fig. IV.13, da la relación de los costos por metro perforado (horizontal/vertical) sobre las operaciones múltiples. Esta figura muestra que la relación de costo por metro perforado, ya sea en pozos terrestres o costa afuera es mayor cuando el número de pozos perforados es menor, y tiende a la unidad a medida que aumenta el número de pozos perforados. La razón de ello pueda ser explicada por el hecho de que usando las mismas herramientas que se emplean para pozos desviados, el aumento del costo por metro perforado es principalmente debido a la falta de experiencia (5).

#### - EFECTO EN LA ECONOMIA DE PROYECTOS MAR ADENTRO<sup>(5)</sup>

Con el fin de definir, el efecto de la economía de la perforación horizontal en la producción mar adentro, sólo se deben identificar los parámetros esenciales de costos.

Se ha visto que los costos excesivos de los pozos horizontales para operaciones de desarrollo mar adentro, dependen de la profundidad del yacimiento, de la experiencia del operador y de las características del equipo utilizado, encontrándose entre 20 y 70 % de los costos de un pozo convencional.

Estos costos se pueden clasificar en: Costos de capital (copex) correspondientes a la inversión y costos de operación (opex). Estos dos costos principales serán afectados por el reemplazo de pozos verticales o desviados con pozos horizontales.

El efecto esencial de la perforación horizontal será para reducir el número de pozos para obtener un mismo gasto de producción, o incrementar el gasto para el mismo número de pozos. En este análisis inicial sólo debe estudiarse el impacto del número de pozos y el nivel de producción sobre los costos de capital y costos de operación.

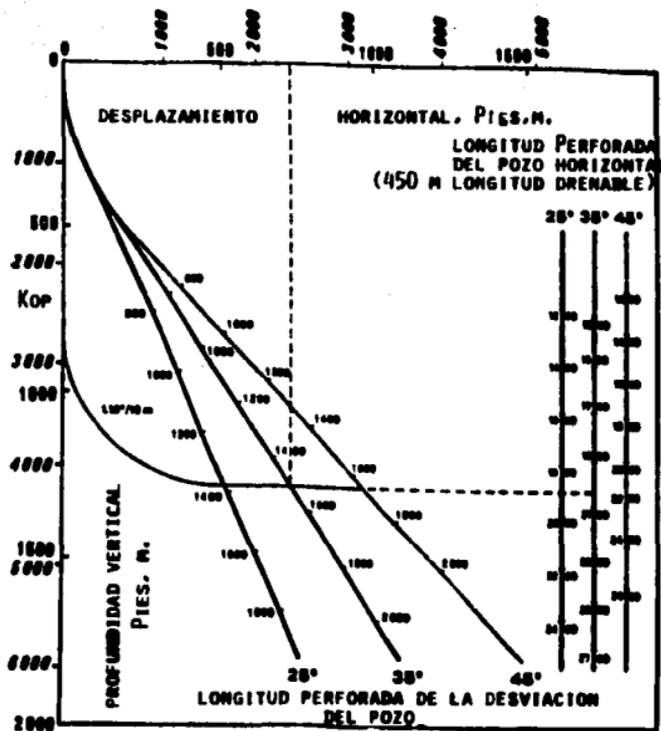


FIG. IV.12.- RELACION DE LONGITUDES PERFORADAS HORIZONTALES A VERTICALES

## RELACION DE COSTO POR PIE PERFORADO POZO HORIZONTAL/POZO VERTICAL

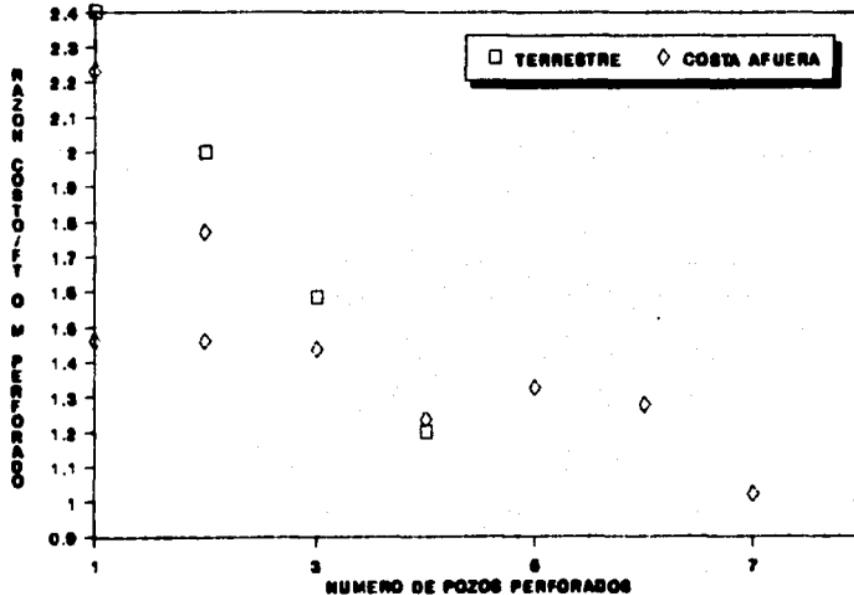


FIG. IV.10.- RELACION DE COSTO POR LONGITUD PERFORADA

e).- Longitud horizontal perforada.

Una de las principales ventajas de los pozos horizontales es que su productividad es mayor a la de los pozos convencionales, particularmente cuando la productividad de estos es considerablemente baja. La productividad aumenta con la longitud horizontal y puede alcanzar productividades hasta de 3 a 5 veces mayor que la de los pozos convencionales (2).

La producción de un agujero vertical está limitada casi exclusivamente por el área fracturada de la formación; en cambio en los pozos horizontales se tiene una mayor área abierta al flujo y cuando se halla adorado se puede tener una mayor sección disparada, lo que implica que se incrementa el índice de productividad o bien los barriles/día.

f).- Distribución de presiones.

Se ha demostrado que el abatimiento de presión bajo condiciones de régimen estacionario para un pozo horizontal es casi lineal (Fig. IV.14), debido a que los fluidos se dirigen casi en forma paralela hacia el pozo. Como consecuencia, la caída de presión en la vecindad del pozo horizontal es mucho menor que la que se produce alrededor de un pozo vertical, el efecto de la permeabilidad horizontal sobre la productividad es muy pequeña en el primer caso que en el segundo. Otro aspecto favorable es que su longitud perforada es mucho mayor que la magnitud de heterogeneidades del yacimiento (13).

-Líneas de flujo y caída de presión en la vecindad de un pozo horizontal.

En la vecindad de un pozo horizontal de radio largo, las líneas de flujo son radiales en planos perpendiculares a su eje (Fig. IV.15). Para demostrar esto, imagínese una rotación a  $90^\circ$  del bloque del yacimiento de tal forma que el pozo horizontal adquiera una posición vertical. Efectivamente, la forma real de un sistema de líneas de

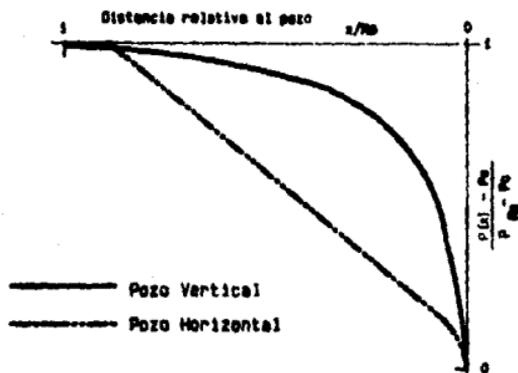


FIG. IV.14.- DISTRIBUCION DE PRESION.

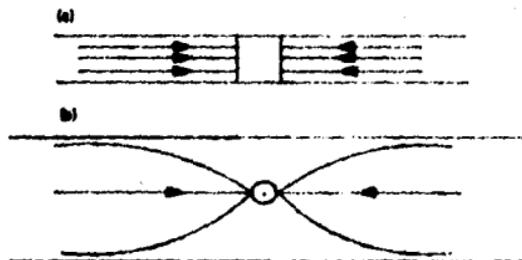


FIG. IV.15.- CORTE TRANSVERSAL DE LAS LINEAS DE FLUJO PERPENDICULAR AL EJE DE UNA FRACTURA Y DE UN POZO HORIZONTAL.

flujo es básicamente la misma que para un pozo vertical productor de un espesor y un yacimiento angosto cerrado lateralmente por dos fronteras impermeables. Adicionalmente la caída de presión es causada por la concentración de las líneas de flujo regular hacia el drené visto en el plano vertical perpendicular al eje de este plano. Para un drené ubicado en medio de un estrato lateralmente infinito, se puede expresar como una función del flujo lineal "q" por unidad de longitud mediante la siguiente expresión:

$$\Delta P = \frac{\mu}{2 \pi k} \ln \left( \frac{h}{2 \pi r_{wh}} \right) q \quad \dots (4.5)$$

Dado que la forma de las líneas de flujo que se dirigen hacia un pozo horizontal es muy similar a la obtenida alrededor de una fractura vertical con una extensión igual a la longitud del pozo, las caídas son esencialmente las mismas en ambos casos <sup>(13)</sup>.

g).- Limitaciones de la técnica.

Desde el punto de vista de la producción de los yacimientos, estas son de hecho algunas limitaciones técnicas para el uso de pozos horizontales. Siendo en todo caso fundamental la existencia de una permeabilidad vertical, aunque ésta sea baja <sup>(5)</sup>.

Esta aplicación excluye la implantación de pozos horizontales en yacimientos altamente estratificados. Sin embargo en ciertos casos es posible implementar pozos horizontales en donde existan condiciones favorables para ser usados, no obstante en un camino diferente, particularmente cuando sólo se puede llevar a cabo un multifracturamiento hidráulico. En este caso los pozos horizontales no son empleados como instalaciones directas de producción, excepto como apoyo de fracturamiento.

Desde el punto de vista de la perforación, las limitaciones de esta técnica se basan en las geometrías que pueden ser obtenidas. La profundidad del yacimiento, la longitud de la sección horizontal a

construirse, el desplazamiento horizontal deseado; estos parámetros de perforación deben ser cuidadosamente estudiados en forma relevante para facilitar la perforación que pueda ser aplicada. En la práctica los pozos horizontales tienen que ser perforados a profundidades en el rango de 300 m y menores de 3000 m, mientras que la sección horizontal tiene que ser perforada sobre una longitud de 1200 m. (5).

Aunque si bien las formaciones duras son más fáciles para perforar horizontalmente, esto no impide la existencia de pozos perforados en formaciones poco consolidadas.

## V PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES .

### COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.

Una de las principales ventajas de los pozos horizontales, es referente a que su productividad es mayor con respecto a la obtenida mediante los pozos convencionales. La experiencia ganada en diversos países, ha demostrado que un pozo horizontal puede ser de dos a cinco veces más productivo que un vertical <sup>(9)</sup>.

La productividad de un pozo convencional es proporcional a su capacidad de flujo ( $kh =$  permeabilidad por espesor ). Bajos productividades es resultado de bajos valores de permeabilidad o espesor de formaciones (o ambas).

Una manera de compensar estos efectos es a través de la perforación horizontal, donde la longitud  $L$  de la sección horizontal, no es impuesta por las condiciones naturales sino elegida por el ingeniero; el producto de la permeabilidad por la longitud ( $KL$ ), de los pozos horizontales juega un papel casi similar al producto de la permeabilidad por el espesor ( $Kh$ ), de los pozos convencionales. Esta ventaja se ve incrementada en yacimientos heterogéneos, en donde las oportunidades de perforar una zona geológicamente favorable, aumentan con la distancia perforada a través de la formación.

El índice de productividad para pozos horizontales está dada por:

$$PI_H = 2\pi \frac{KL}{\mu} \frac{1}{\left( \frac{L}{h} \ln \left( \frac{1 + \left( \frac{1 - (L/2r_{ow})^2}{L/2r_{eH}} \right)^{1/2}}{L/2r_{eH}} \right) + \ln \left( \frac{h}{2r_{ow}} \right) \right)}$$

....(5.1)

Y el índice de productividad para pozos verticales es:

$$PI_V = 2\pi \frac{Kh}{M} \frac{1}{\ln \left( \frac{r_{ov}}{r_w} \right)} \quad \dots (5.2)$$

De tal manera que la relación de índices de productividad  $PI_H$  entre  $PI_V$  es:

$$\frac{PI_H}{PI_V} = \frac{\ln (r_{ov}/r_w)}{\left( \ln \left( \frac{1 + \left( \frac{1 - (L/2r_{oH})^2}{L/2r_{oH}} \right)^{1/2}}{\left( \frac{h}{2\pi r_{oH}} \right)} \right) + \frac{h}{L} \ln \left( \frac{h}{2\pi r_{oH}} \right) \right)} \quad \dots (5.3)$$

Esta última ecuación se puede utilizar en cualquier sistema de unidades.

Las Figs. V.1 y V.2 muestran la influencia del espesor de la capa en la fórmula del índice de productividad, así como también la relación del espesor de la formación entre la longitud productiva ( $h/L$ ).

Por ejemplo si:

$$h = 100 \text{ m ( 328 ft )}$$

$$L = 270 \text{ m ( 885 ft )}$$

$$r_{oH} = 0.1 \text{ m ( 4 pg )}$$

Para resolver este ejemplo se hace uso de la fig. V.1. Los valores de entrada a la gráfica son ( $h/L$ ) y ( $h/r_{oH}$ ) y el valor obtenido en el lado izquierdo de la escala vertical es 2. La fig. V.2 da la relación de los índices de productividad entre un pozo vertical y uno horizontal. Para el ejemplo anterior, usando el valor obtenido de la fig. V.1 y el valor de la relación entre la longitud de la sección horizontal y el radio de drane ( $L/r_o$ ), se obtendrá de la fig. V.2 un punto de intersección, al cual le corresponderá un determinado valor de  $PI_H/PI_V$  <sup>(\*)</sup>.

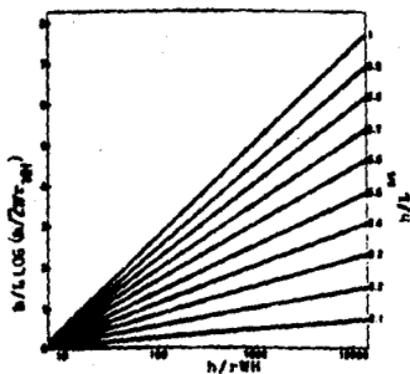


FIG. V.1.- INFLUENCIA DEL ESPESOR DE FORMACION SOBRE LA PRODUCTIVIDAD.

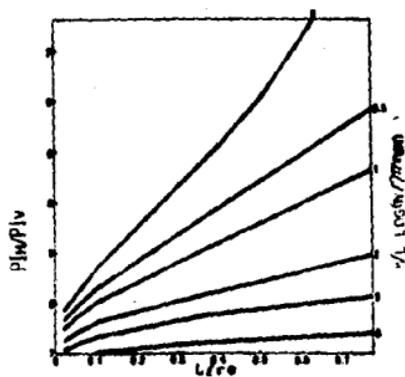


FIG. V.2.- RELACION DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO HORIZONTAL -- CONTRA UNO VERTICAL.

## VI TECNICAS DE PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS HORIZONTALES.

### VI.1.- CRITERIOS DE SELECCION DEL POZO HORIZONTAL.

En un proyecto de explotación de yacimientos con pozos horizontales, es importante seleccionar el radio de curvatura que servirá para diseñar adecuadamente la longitud del tramo horizontal, en función del grado de penetración que se requiera; esto es: radio corto, medio o largo <sup>(10)</sup>.

El radio corto es ideal en pozos viejos, y en proyectos de recuperación mejorada.

Un pozo horizontal de radio medio se perfora con un equipo convencional, sólo que incluye el uso de motores de fondo, el sistema MWD (Medición durante la perforación) y herramientas articuladas especiales. Las ventajas de esta modalidad, incluyen mayor extensión de la sección horizontal, mejoran el control de la dirección y facilitan el revestimiento.

El radio largo permite desarrollar un alto grado de penetración horizontal con un equipo convencional. Es útil cuando se requiere evadir obstáculos (poblaciones, ríos, domos salinos, etc.) y en plataformas marinas.

En la fase de exploración, un pozo es perforado verticalmente a través de la formación a explotar y se le somete a una serie de pruebas (obtención de núcleos, registros geofísicos, pruebas de formación, etc.) con la finalidad de encontrar zonas potencialmente productoras. Si las pruebas resultan ser positivas junto con la información sísmica detallada, se procede a perforar un segundo diámetro de agujero a partir del eje vertical del pozo hasta perforar una sección horizontal paralela a los límites superior e inferior de la formación productora (Fig. VI.1) <sup>(11)</sup>.

Al inicio de la fase de desarrollo, muchas estrategias y técnicas pueden ser empleadas, variando desde la perforación de una sección horizontal y a partir de ésta perforar diversas secciones laterales en una sola zona de interés o bien perforar a partir de un solo diámetro de agujero diversas secciones horizontales que pudiesen abarcar de una a varias zonas productoras.

En ocasiones, a partir de un solo pozo se perfora una gran sección horizontal que penetra una zona productora, de ahí se procede a direccionar la barrena hacia abajo hasta encontrar otra zona productora, la cual también es penetrada por otra sección horizontal. En realidad esto significa que se ha perforado un doble pozo horizontal (Fig. VI.2).

En una etapa de desarrollo avanzado, un pozo horizontal puede ser situado entre pozos productores existentes (Fig. VI.3).

Los pozos horizontales podrían ser utilizados como inyectores para obtener mejores eficiencias de barrido y un mejor control en el punto donde el fluido sea reinyectado (Fig. VI.4).

## **VI.2.- DISEÑO DE LA CONSTRUCCION DE LA SECCION CURVA DEL POZO HORIZONTAL.**

### **VI.2.1.- Introducción.**

Las dos características que más claramente diferencian la perforación horizontal de la perforación direccional convencional son el uso de motores direccionales, considerando el ángulo y los diseños especializados de la construcción de la sección curva del pozo horizontal.

La longitud óptima para el agujero horizontal es alcanzada cuando el incremento del costo de la longitud adicional es mayor que el valor de la producción proveniente de esta longitud adicional. Desde que el

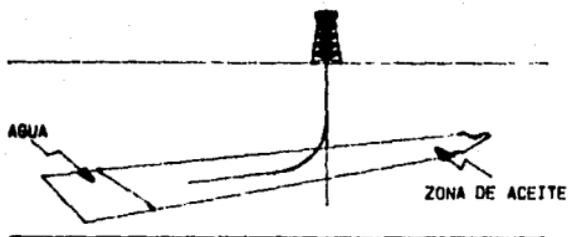


FIG. VI.1.- FASE DE EXPLORACION.

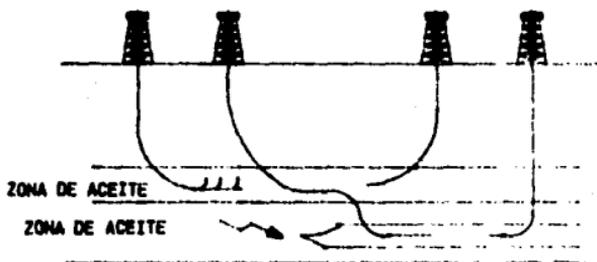


FIG. VI.2.- NUEVOS DESARROLLOS.

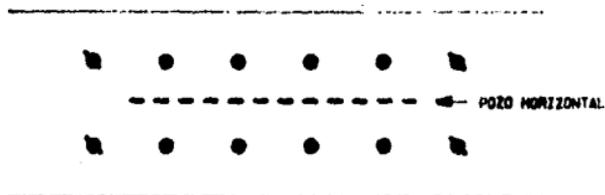


FIG. VI.3.- VISTA EN PLANTA DE UN DESARROLLO AVANZADO.

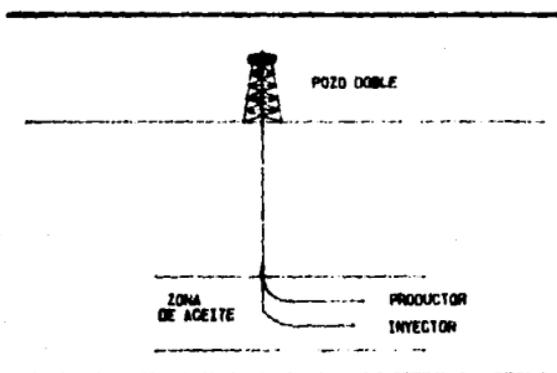


FIG. VI.4.- RECUPERACION MEJORADA DE ACEITE.

comportamiento de la productividad continúa incrementándose con longitudes adicionales, la óptima será aquella cuando se termine la máxima longitud que pueda ser perforada de manera sucesiva. Para alcanzar la máxima longitud posible, es necesario minimizar las fuerzas de torsión y fricción sobre la sarta y equipo de perforación. A partir de que las fuerzas de gravedad y pandeo predominen sobre los efectos de torsión y de fricción en el agujero horizontal, el diseño óptimo requiere de la selección de los componentes más ligeros de sarta de perforación, los cuales son menos susceptibles al pandeo durante las operaciones de perforación.

El propósito del diseño de construcción de la curva es proporcionar un método eficiente de dar con el objetivo horizontal, dentro de la tolerancia preestablecida sin realizar numerosos cambios de BHA (Ensamble de fondo). Además debe proporcionar un balance entre las consideraciones siguientes:

- Evitar problemas de formaciones.
- Minimizar el desplazamiento al final de la curva.
- Minimizar la longitud perforada de la sección curva.
- Llegar al objetivo dentro de los límites de tolerancia.
- Proporcionar una curva la cual permita perforar un agujero totalmente horizontal.
- Proporcionar un agujero que permita el uso de todas las herramientas y equipos de producción necesarios.

Si la sección horizontal va a perforarse con equipo de rotación superficial, únicamente debe limitarse la curvatura del agujero a la curvatura límite de los componentes de la sarta de perforación. Otra consideración importante es proporcionar una curvatura que permita la selección de herramientas de producción convencionales estándar durante la terminación y operaciones de producción futuras.

Se han identificado tres métodos de construcción de curvas, estos son:

- 1.- Curva de construcción tangente simple.
- 2.- Curva de construcción tangente compleja.
- 3.- Curva de construcción ideal.

Las dimensiones de estas curvas pueden calcularse a partir de relaciones geométricas de líneas rectas y arcos circulares.

#### VI.2.2.- METODO DE LA TANGENTE SIMPLE.

Este método es el más viejo y extensamente usado, la fig. VI.5 muestra un diseño de la curva de construcción tangente simple típica. La característica de este diseño es que divide el arco a construir en dos segmentos los cuales son separados por una recta "tangente" de ajuste al intervalo. Generalmente se asume que ambos segmentos de la sección curva se perforarán con el mismo ángulo de construcción del motor y la velocidad de construcción en el segundo segmento es también igual que la velocidad de construcción empleada durante la perforación del primer segmento.

Para el método de la tangente simple la trayectoria puede describirse como un arco circular en un plano vertical (Fig. VI.6)<sup>(23)</sup>.

Las ecuaciones básicas para calcular la altura, desplazamiento, y longitud de un arco circular vertical son:<sup>(26)</sup>

$$R = \frac{5730}{\beta} \quad (6.1)$$

$$V = R * (\text{Sen } I_2 - \text{Sen } I_1) \quad (6.2)$$

$$H = R * (\text{Cos } I_1 - \text{Cos } I_2) \quad (6.3)$$

$$L = \frac{100 (I_2 - I_1)}{\beta} \quad (6.4)$$

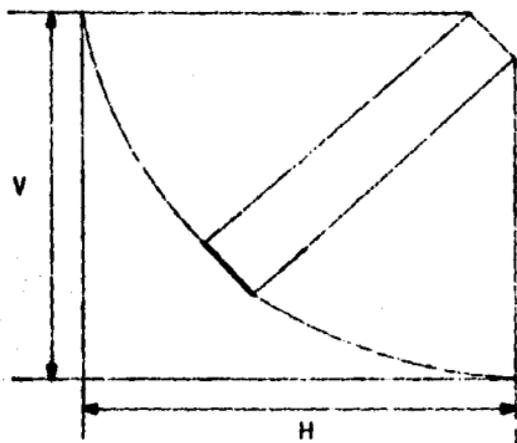


FIG. VI.5. - CURVA TANGENTE SIMPLE.

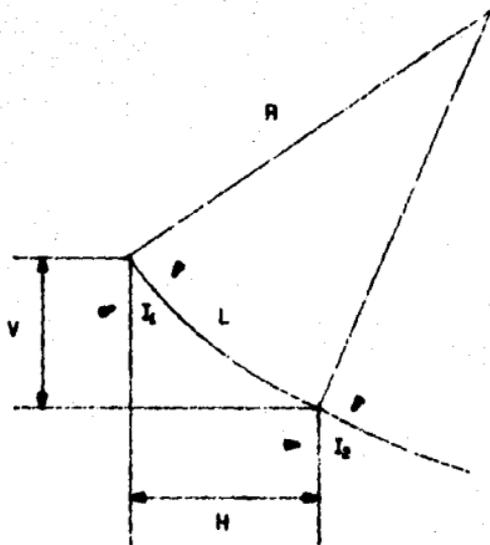


FIG. VI.6.- GEOMETRIA BASICA DE LA CONSTRUCCION DE LA CURVA.

Ejemplo :

Intervalo del ángulo de construcción esperado	8-9.5°/100 pies
Mínima longitud de la tangente	120 pies
Ángulo de la tangente	50°
Ángulo del objetivo	90°
Profundidad vertical total del objetivo	9000 pies

Disñar la construcción de la curva, si la razón de construcción vertical es de 9.5°/100 pies.

¿ Qué longitud de la sección tangente debe perforarse ?

Solución .

Usar la mínima razón de construcción esperada para planear la construcción de la curva.

Usar la misma razón de construcción para los intervalos primero y segundo a construirse.

$$R = \frac{5730}{8} = \frac{5730}{8^\circ / 100} = 716 \text{ pies}$$

$$R = 716 \text{ pies}$$

Altura de la primera sección a construir:

$$V_1 = R(\text{Sen } I_2 - \text{Sen } I_1)$$

$$V_1 = 716(\text{Sen } 50 - \text{Sen } 0)$$

$$V_1 = 549 \text{ pies}$$

Altura de la tangente:

$$V_r = L * \text{Cos } I$$

$$V_r = 120 * \text{Cos } 50$$

$$V_r = 77 \text{ pies}$$

Altura de la segunda sección a construir:

$$V_2 = 716(\text{Sen } 90 - \text{Sen } 50)$$

$$V_2 = 168 \text{ pies}$$

Punto de inicio de la desviación (KOP):

$$\text{KOP} = 9000 - 549 - 77 - 168$$

$$\text{KOP} = 8206 \text{ pies}$$

Desplazamiento de la primera sección a construir:

$$H_1 = R(\text{Cos } I_1 - \text{Cos } I_2)$$

$$H_1 = 716(\text{Cos } 0 - \text{Cos } 50)$$

$$H_1 = 256 \text{ pies}$$

Desplazamiento de la tangente:

$$H_r = L * \text{Sen } I$$

$$H_r = 120 * \text{Sen } 50$$

$$H_r = 92 \text{ pies}$$

Desplazamiento de la segunda sección a construir:

$$H_2 = 716(\text{Cos } 50 - \text{Cos } 90)$$

$$H_2 = 460 \text{ pies}$$

Longitud de la primera sección a construir:

$$L_1 = \frac{100 * (I_2 - I_1)}{8}$$

$$L_1 = \frac{100 * (50 - 0)}{8/100}$$

$$L_1 = 625 \text{ pies}$$

Longitud de la segunda sección a construir:

$$L_1 = \frac{100 * (90 - 50)}{5/100}$$

$$L_1 = 500 \text{ pies}$$

Profundidades medidas al final de la primera sección:

$$\begin{aligned} \text{KOP} + L_1 &= 8206 + 625 \\ &= 8831 \text{ pies} \end{aligned}$$

Al final de la tangente:

$$\begin{aligned} \text{KOP} + L_r &= 8831 + 120 \\ &= 8951 \text{ pies} \end{aligned}$$

Al final de la segunda sección:

$$\begin{aligned} \text{KOP} + L_2 &= 8951 + 500 \\ &= 9451 \text{ pies} \end{aligned}$$

Si la razón de construcción es de  $9.5^\circ/100$  pies. ¿Cuál es la longitud de la sección tangente ?

$$R = \frac{5730}{9.5/100}$$

$$R = 603 \text{ pies}$$

Altura de la primera sección a construir:

$$V_1 = R * (\text{Sen } I_2 - \text{Sen } I_1)$$

$$V_1 = 603 * (\text{Sen } 50 - \text{Sen } 0)$$

$$V_1 = 462 \text{ pies}$$

Altura de la segunda sección a construir:

$$V_2 = 603 * (\text{Sen } 90 - \text{Sen } 50)$$

$$V_2 = 141 \text{ pies}$$

Total = 603 pies

Altura planeada de la sección a construir:

$$= 549 + 77 + 168$$

$$= 794 \text{ pies}$$

Altura requerida de la tangente:

$$= 793 - 603$$

$$= 190 \text{ pies}$$

Longitud de la tangente:

$$L_T = \frac{V_T}{\cos(X)}$$

$$L_T = \frac{190}{\cos(50)}$$

$$L_T = 297 \text{ pies}$$

Todos los resultados obtenidos se presentan en la figura VI.7.

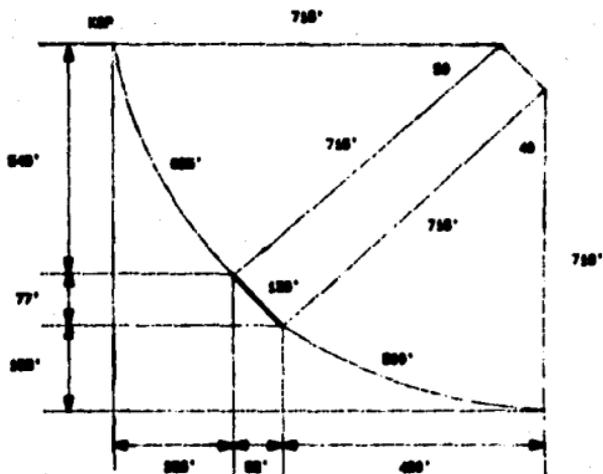


FIG. VI.7.- REPRESENTACION GRAFICA DE RESULTADOS.

### VI.2.3.- METODO DE LA TANGENTE COMPLEJA.

Este método utiliza el primer intervalo de construcción para establecer los niveles de ejecución del motor seleccionado para el trabajo, de la misma forma que se hace con el método de la tangente simple (Fig. VI.8). Sin embargo en lugar de usar esta misma curvatura en la selección del punto de inicio de la desviación (KOP) para la segunda sección de la curva, el concepto es para ser usado en un rango de diseño más bajo que el que fue realmente experimentado en la parte superior del agujero.

Para la curva de construcción tangente compleja y la ideal, que utilizan segmentos de construcción y rotación, la trayectoria puede aproximarse por la geometría de arcos circulares proyectados en un plano vertical (ver Fig. VI.9). Las ecuaciones básicas para la geometría de los segmentos de construcción y rotación son las siguientes:

$$R_v = \frac{5730}{B_v} \quad (6.5)$$

$$V = R_v \cdot (\text{Sen } I_2 - \text{Sen } I_1) \quad (6.6)$$

$$H = R_v \cdot (\text{Cos } I_1 - \text{Cos } I_2) \quad (6.7)$$

$$L = \frac{100 (I_2 - I_1)}{B_v} \quad (6.8)$$

$$DL = (I_2 - I_1) \cdot \frac{B_t}{B_v} \quad (6.9)$$

$$\text{Cos } \Delta A_s = \frac{\text{Cos } DL - \text{Cos } I_1 \cdot \text{Cos } I_2}{\text{Sen } I_1 \cdot \text{Sen } I_2} \quad (6.10)$$

$$\text{Cos } \theta = \frac{B_v}{B_t} \quad (6.11)$$

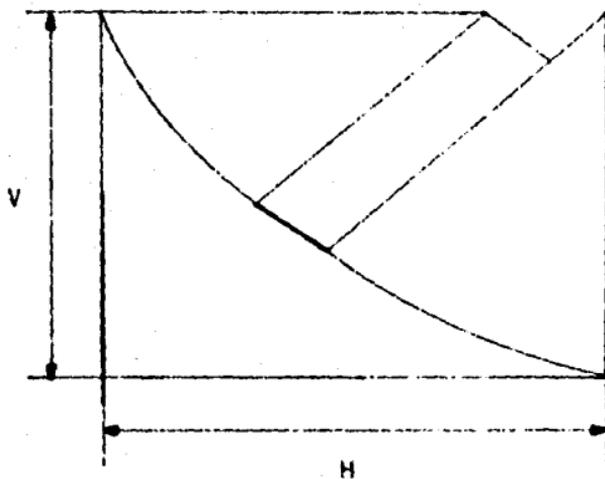


FIG. VI.9.- CURVA TANGENTE COMPLEJA.

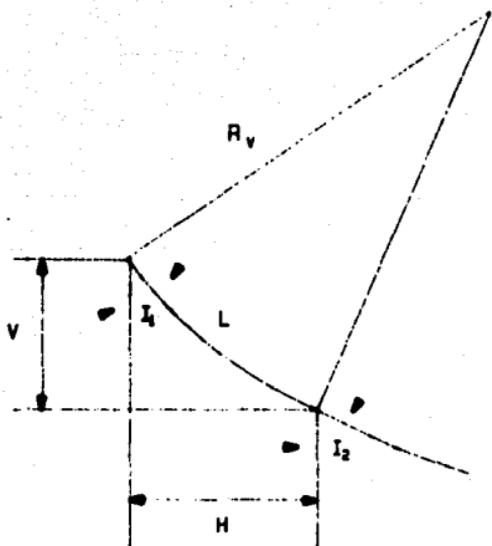


FIG. VI.9.- GEOMETRIA BASICA DE LA CONSTRUCCION DE LA CURVA.

Finalmente las ecuaciones para los intervalos de ajuste rectos son:

$$V = L * \text{Cos } I \quad (6.12)$$

$$H = L * \text{Sen } I \quad (6.13)$$

Ecuaciones de giro y construcción de la curva:

$$L = \frac{100 * (I_2 - I_1)}{B} \quad (6.14)$$

$$V = R * (\text{Sen } I_2 - \text{Sen } I_1) \quad (6.15)$$

$$H = R * (\text{Cos } I_1 - \text{Cos } I_2) \quad (6.16)$$

$$DL = (I_2 - I_1) * \frac{B_t}{B_v} \quad (6.17)$$

Donde :

$B_v$ : Razón de construcción vertical	(Grados/100 pies)
$B_t$ : Curvatura total	(Grados/100 pies)
$R_v$ : Radio de curvatura inicial	(pies)
$I_1$ : Inclinación inicial	(Grados)
$I_2$ : Inclinación final	(Grados)
DL : "Pata de perro" total	(Grados)
$A_z$ : Cambio de azimut	(Grados)
$\phi$ : Angulo de la herramienta	(Grados)

Ejemplo : <sup>(24)</sup>

Razón de construcción esperada mínima	8°/100
Longitud de la tangente	120 pies E 50°
Razón de construcción vertical en la segunda sección construida	6.5/100'

Calcular :

- Curva de construcción vertical
- Pata de perro total en la segunda sección a construir
- Rotación total
- Giros balanceados

Datos :

- Variación del ángulo de construcción esperado 8 a 9.5°/100 pies
- Longitud mínima de la tangente 120 pies
- Ángulo de la tangente 50°
- Ángulo del objetivo 90° a 9000 pies
- Segunda sección a construir 1.5°/100 pies menos que la primera sección.

Solución :

- Usar 8°/100 pies como la mínima razón de construcción esperada para la primera sección.
- Usar 6.5°/100 pies para la segunda sección a construir.

Primer radio de curvatura:

$$R = \frac{5730}{B} = \frac{5730}{8/100} = 716 \text{ pies}$$

$$R = 716 \text{ pies}$$

Segundo radio de curvatura:

$$R = \frac{5730}{B} = \frac{5730}{6.5/100} = 882 \text{ pies}$$

$$R = 882 \text{ pies}$$

Altura de la primera sección a construir:

$$\begin{aligned}V_1 &= R(\text{Sen } I_2 - \text{Sen } I_1) \\V_1 &= 716(\text{Sen } 50 - \text{Sen } 0) \\V_1 &= 549 \text{ pies}\end{aligned}$$

Altura de la tangente:

$$\begin{aligned}V_r &= L \cdot \text{Cos } (I) \\V_r &= 120 \cdot \text{Cos } (50) \\V_r &= 77 \text{ pies}\end{aligned}$$

Altura de la segunda sección a construir:

$$\begin{aligned}V_2 &= 882(\text{Sen } 90 - \text{Sen } 50) \\V_2 &= 206 \text{ pies}\end{aligned}$$

Punto de inicio de la desviación (KOP):

$$\begin{aligned}\text{KOP} &= 9000 - 549 - 77 - 206 \\ \text{KOP} &= 8168 \text{ pies}\end{aligned}$$

Desplazamiento de la primera sección a construir:

$$\begin{aligned}M_1 &= R(\text{Cos } I_1 - \text{Cos } I_2) \\M_1 &= 716(\text{Cos } 0 - \text{Cos } 50) \\M_1 &= 256 \text{ pies}\end{aligned}$$

Desplazamiento de la tangente:

$$\begin{aligned}M_r &= L \cdot \text{Sen } (I) \\M_r &= 120 \cdot \text{Sen } (50) \\M_r &= 92 \text{ pies}\end{aligned}$$

Desplazamiento de la segunda sección a construir:

$$M_2 = 882(\text{Cos } 50 - \text{Cos } 90)$$

$$H_2 = 567 \text{ pies}$$

Longitud de la primera sección a construir:

$$L_1 = \frac{100 * (I_2 - I_1)}{8}$$

$$L_1 = \frac{100 * (50 - 0)}{8/100}$$

$$L_1 = 625 \text{ pies}$$

Longitud de la tangente:

$$L_r = 120 \text{ pies}$$

Longitud de la segunda sección a construir:

$$L_2 = \frac{100 * (90 - 50)}{6.5/100}$$

$$L_2 = 615 \text{ pies}$$

Angulo de la herramienta en la segunda sección:

$$\cos \phi = \frac{B_v}{B_t} \quad ; \quad \phi = \text{Arc Cos} \left( \frac{B_v}{B_t} \right)$$

$$\phi = \text{Arc Cos} \frac{6.5}{8.0}$$

$$\phi = 35.7^\circ$$

Cambio del azimut en la segunda sección:

Pata de perro total en la segunda sección:

$$DL = \frac{B_t}{B_v} (I_2 - I_1)$$

$$DL = \frac{8.0}{6.5} (90 - 50)$$

$$DL = 49.23^\circ$$

Si todo el giro es en la misma dirección del cambio de azimut:

$$\cos \Delta A_z = \frac{\cos DL - \cos I_1 * \cos I_2}{\sin I_1 * \sin I_2}$$

$$\Delta A_z = \text{Arc Cos} \left( \frac{\cos (49.23) - \cos (50) * \cos (90)}{\sin (50) * \sin (90)} \right)$$

$$\Delta A_z = 31.52^\circ$$

Si la primera mitad de la segunda sección es girada a la izquierda y la segunda hacia la derecha, el cambio de azimut es:

- Primera mitad:

$$I_1 = 50^\circ$$

$$I_2 = 70^\circ$$

$$DL = \frac{8.0}{6.3} (70 - 50)$$

$$DL = 24.62^\circ$$

$$\Delta A_z = \text{Arc Cos} \left( \frac{\cos (24.62) - \cos (50) * \cos (70)}{\sin (50) * \sin (70)} \right)$$

$$\Delta A_z = 16.76^\circ$$

- Segunda mitad:

$$I_1 = 70^\circ$$

$$I_2 = 90^\circ$$

$$DL = \frac{8.0}{6.3} (90 - 70)$$

$$DL = 24.62^\circ$$

$$\Delta A_z = \text{Arc Cos} \left( \frac{\cos (24.62) - \cos (70) * \cos (90)}{\sin (70) * \sin (90)} \right)$$

$$\Delta A_z = 14.65^\circ \quad (\text{hacia la derecha})$$

$$A_z = -16.76 \text{ (izquierda)} + 14.65$$

$$A_z = -2.11 \text{ (izquierda)}$$

Determinar la modificación del plano de estación a emplearse si la razón de construcción vertical en la segunda sección se encuentra en  $6^{\circ}/100$  pies después de perforar 120 pies del agujero.

Angulo de construcción llevado a cabo en la primera sección  $5^{\circ}/100$  pie

Longitud de la tangente	120 pies $50^{\circ}$
Razón de construcción vertical planeada en la segunda sección	$6.5^{\circ}/100$ pies
Angulo de la herramienta	$35.6^{\circ}$

Después de perforar 120 pies de la segunda sección :

$$\text{Angulo} = 120 \times 6^{\circ}/100 \text{ pies}$$

$$\text{Angulo} = 7.2^{\circ}$$

$$I_2 = 50^{\circ} + 7.2^{\circ}$$

$$I_2 = 57.2^{\circ}$$

Razón de construcción total ( $B_t$ ) :

$$B_t = \frac{B_v}{\cos(\theta)}$$

$$B_t = \frac{6.0}{\cos(35.6)}$$

$$B_t = 7.38^{\circ}/100 \text{ pies}$$

$$R_v = \frac{5730}{6.0}$$

$$R_v = 955 \text{ pies}$$

$$V = R_v (\text{Sen } I_2 - \text{Sen } I_1)$$

$$V = 955 (\text{Sen } 57.2 - \text{Sen } 50)$$

$$V = 71.17 \text{ pies}$$

Altura restante para alcanzar el objetivo :

Altura original de la segunda sección - V

$$206.35 - 71.17 = 135.18 \text{ pies}$$

Razón de construcción requerida para alcanzar el objetivo ( B<sub>v</sub> ).

$$B_v = \frac{5730 (\text{Sen } 90 - \text{Sen } 57.2)}{135.18}$$

$$B_v = 6.76/100 \text{ pies}$$

Angulo del asimut requerido (  $\theta$  ).

$$\theta = \text{Arc Cos} \left( \frac{B_v}{B_i} \right)$$

$$\theta = \text{Arc Cos} \left( \frac{6.76}{7.38} \right)$$

$$\theta = 23.7^\circ$$

Estrategia de rotación si el giro de los primeros 120 pies, fue hacia la izquierda.

Giro en los primeros 120 pies

$$I_1 = 50^\circ$$

$$I_2 = 57.2^\circ$$

$$DL = \frac{7.38}{6.0} ( 57.2 - 50 )$$

$$DL = 6.86^\circ$$

$$\Delta A_z = \text{Arc Cos} \left( \frac{\text{Cos } 8.85 - \text{Cos } 50^\circ \cdot \text{Cos } 57.2}{\text{Sen } 50^\circ \cdot \text{Sen } 57.2} \right)$$

$$\Delta A_z = 6.42^\circ$$

Si el giro fue hacia la izquierda el  $\Delta A_z$  es =  $-6.12^\circ$   
Para el complemento de la segunda sección.

$$I_1 = 57.2^\circ$$

$$I_2 = 90^\circ$$

$$DL = \frac{7.38}{6.76} ( 90 - 57.2 )$$

$$DL = 35.81^\circ$$

$$\Delta A_s = \text{Arc Cos} \left( \frac{\text{Cos } (35.81) - \text{Cos } (57.2) * \text{Cos } (90)}{\text{Sen } (90) * \text{Sen } (57.2)} \right)$$

$$\Delta A_s = 15.25^\circ$$

Si el giro  $\Delta A_s$  es hacia la derecha  $-6.42 + 15.25 = 8.83^\circ$   
 El giro final requerido hacia la izquierda :

$$\frac{8.83}{2} = 4.41 \text{ ( hacia la izquierda )}$$

Para obtener el cambio vertical de  $9.5^\circ$

$$I_1 = 80.5^\circ$$

$$I_2 = 90^\circ$$

$$DL = \frac{7.38}{6.76} ( 90 - 80.5 )$$

$$DL = 10.37$$

$$\Delta A_s = \text{Arc Cos} \left( \frac{\text{Cos } (10.37) - \text{Cos } (80.5) * \text{Cos } (90)}{\text{Sen } (80.5) * \text{Sen } (90)} \right)$$

$$\Delta A_s = 4.18^\circ \text{ ( hacia la izquierda )}$$

Azmut final neto :

$50^\circ$ a $57.2^\circ$ a la izquierda	$\Delta A_s = -6.42^\circ$
$57.2^\circ$ a $80.5^\circ$ a la derecha	$\Delta A_s = 11.07^\circ$
$80.5^\circ$ a $90^\circ$ a la izquierda	$\Delta A_s = -4.18^\circ$

El cambio de azmut final  $= +0.47^\circ$

Los resultados se presentan en la figura VI.10.



#### VI.2.4.- METODO DE LA CURVA IDEAL.

Este método se muestra en la fig. VI.11. Esto es simplemente una curva de construcción compleja sin un intervalo tangente. Esto podría por tanto perforarse con una sola corrida del motor a menos que se vea limitado por la vida útil de la barrena. Obviamente esto podría proporcionar el método del costo mínimo para perforar la curva. Este también requiere que el rango esperado de ejecución del ángulo de construcción de la herramienta deberá ser menor que el que pueda ser absorbido por el ajuste del ángulo de la herramienta durante la perforación de la segunda sección de construcción y rotación.<sup>(23)</sup>

Este método se puede considerar como un caso particular del método de la tangente compleja fig. VI.12.

Ejemplo :<sup>(24)</sup>

Objetivo	90°
Razón del ángulo de construcción de la herramienta	10°
Primera sección	0° a 30°
Segunda sección	30° a 90°
Razón de construcción de la segunda sección vertical	8.5°/100 pies

#### DETERMINAR :

-La razón de construcción mínima requerida para alcanzar el objetivo

- Si la razón de construcción es de 8.5°/100 pies, calcular la orientación requerida de la herramienta para alcanzar el objetivo.

Solución .

Primera sección de 0°- 30°:



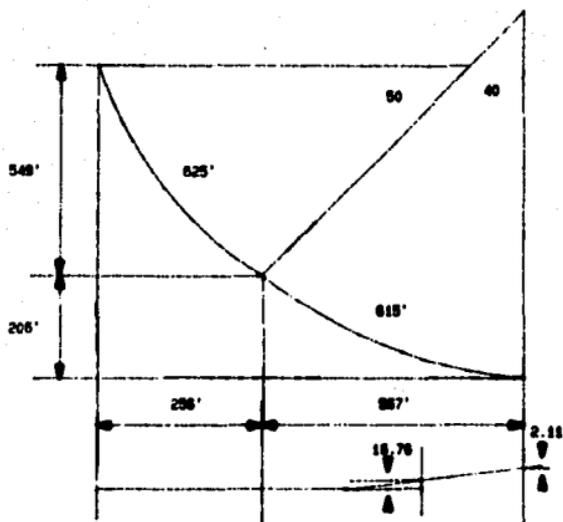


FIG. VI.12.- REPRESENTACION GRAFICA DE RESULTADOS.

$$R_1 = \frac{5730}{10}$$

$$R_1 = 573 \text{ pies}$$

$$V_1 = 573 (\text{ Sen } 30 - \text{ Sen } 0)$$

$$V_1 = 286.5 \text{ pies}$$

$$H_1 = 573 (\text{ Cos } 0 - \text{ Cos } 30)$$

$$H_1 = 76.77 \text{ pies}$$

$$L_1 = 30 + \frac{100}{10}$$

$$L_1 = 300 \text{ pies}$$

Segunda sección de 30° - 90°:

$$R_2 = \frac{5730}{8.5}$$

$$R_2 = 674.12 \text{ pies}$$

$$V_2 = 674.12 (\text{ Sen } 90 - \text{ Sen } 30)$$

$$V_2 = 337.06 \text{ pies}$$

$$H_2 = 674.12 (\text{ Cos } 30 - \text{ Cos } 90)$$

$$H_2 = 583.8 \text{ pies}$$

$$L_2 = 60 + \frac{100}{8.5}$$

$$L_2 = 705.88 \text{ pies}$$

Altura de la sección curva :

$$V_{\text{tot}} = V_1 + V_2$$

$$V_{\text{tot}} = 286.5 + 337.06$$

$$V_{\text{tot}} = 623.56 \text{ pies}$$

Razón de construcción mínima:

$$B_n = \frac{5730 (\text{Sen } 90 - \text{Sen } 30)}{325.12}$$

$$B_n = 8.81^{\circ}/100 \text{ pies}$$

Orientación de la herramienta:

$$\theta = \text{Arc Cos} \left( \frac{B_n}{B_t} \right) \quad ; \quad B_t = 9.6^{\circ}/100 \text{ pies}$$

$$\theta = \text{Arc Cos} \frac{8.81}{9.6}$$

$$\theta = 23^{\circ}$$

### **VI.3.- TECNICAS DE PERFORACION.**

La clasificación actual de los pozos horizontales se hace con base en la longitud de su radio de curvatura,<sup>(14)</sup> y es como sigue:

a) Pozos con radio de curvatura corto (de 20 a 40 pies de radio), con un ángulo de inclinación en el rango de 1.5 a 3°/pie perforado. La longitud horizontal que puede alcanzarse con esta técnica oscila entre 400 y 700 pies.

b) Pozos con radio de curvatura medio (de 125 a 300 pies de radio), con un ángulo promedio de 20 a 75°/100 pies perforados. La longitud horizontal que puede alcanzarse con esta técnica es de 1000 a 2000 pies.

c) Pozos con radio de curvatura largo (de 1000 a 2800 pies de radio), con un ángulo de inclinación en el rango de 2 a 6°/100 pies perforados. Estos pozos penetran a la formación con una longitud horizontal de 1000 a 3000 pies.

La fig. VI.13 muestra los casos típicos mencionados anteriormente.

#### **VI.3.1.-PERFORACION HORIZONTAL DE RADIO CORTO**

La perforación de radio corto es única desde el punto de vista de equipo y de operaciones. Esta técnica difiere de la perforación direccional convencional por varias causas, siendo una de las de mayor importancia las razones del ángulo de inclinación ya que tiende a ser mayor en la perforación de radio corto que en la perforación direccional convencional. En ésta última la razón del ángulo de inclinación se encuentra en el rango de 1-5°/100 pies perforados<sup>(14)</sup>.

El ensamble de fondo (BHA) utilizado para la construcción del ángulo por medio de esta técnica está integrado por un desviador orientado para iniciar el agujero lateral a partir de pozos verticales en la dirección deseada.



El desviador va anclado en el pozo vertical usando un empacador inflable recuperable. El desviador-empacador puede orientarse y fijarse como una unidad integral o bien, el empacador puede fijarse solo y darle una orientación determinada, posteriormente una vez que haya sido anclado el empacador se procede a fijar el desviador. Esta operación posee la ventaja de que una vez finalizadas todas las operaciones de perforación, ambos procedimientos, permiten recuperar el desviador. En los perfiles de radio corto las operaciones para mantener el ángulo de inclinación más o menos constante se ven limitadas; por lo que esta técnica recomienda usar dos estabilizadores cerca de la barrena (Fig. VI.14). Siendo en ocasiones necesario utilizar estabilizadores múltiples para mantener el ángulo. El estabilizador actúa como un punto de apoyo provocando que la barrena forme un ángulo en la misma dirección determinada.

Otra ventaja que presenta ésta técnica se refiere a su simplicidad de armado, pero cuenta con la desventaja de carecer de control, ya que cualquier fuerza de fricción no equilibrada ocasionará una desviación de la dirección establecida <sup>(2)</sup>.

Otra opción para construir el ángulo es mediante el empleo de una camisa no rotatoria pre-reforzada con una flecha impulsora interna. El peso sobre la barrena es proporcionado por un cuerpo no rotatorio con cojinetes en los extremos. La torsión es transmitida a través de la sarta de perforación, la cual es girada desde la superficie por medio de la flecha impulsora (kelly). Un embrague permite que el cuerpo no-rotatorio sea girado si es necesario. Aún cuando este proceso es complejo permite el control y evita el uso de dispositivos tales como el desviador. Esta última puede cambiar la geometría del pozo de la vertical a la horizontal de 30 a 60 pies perforados. La orientación y la inclinación puede ser fijada, mantenida o ajustada mientras que el agujero está siendo perforado (Fig. VI.15) <sup>(14)</sup>.

En síntesis la perforación lateral de radio corto usa un método diferente de control del ángulo de inclinación que la técnica de perforación direccional. Tradicionalmente el control direccional es proporcionado por un motor de fondo el cual es orientado desde la



FIG. VI.14.- TUBERIA ARTICULADA FLEXIBLE

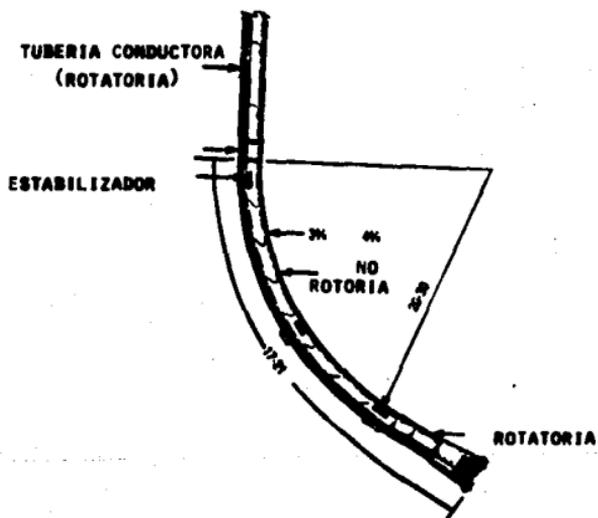


FIG. VI.15.- CONJUNTO PARA MANTENER EL ANGULO

superficie. Mientras que la perforación lateral de radio corto usa un sistema de fondo de posición fija. El ensamble para perforar la curva se usa para mantener la dirección de perforación predeterminada, la torsión es aplicada sobre la barrena por rotación de la tubería de perforación desde la superficie con una fuerza motriz proveniente de la cabeza giratoria.

El desarrollo de la curva o el ángulo de inclinación, son determinadas por el ensamble el cual es una parte esencial del sistema, y que permite la desviación del agujero de la vertical a la horizontal.

El ensamble de fondo (BHA) consta de dos partes: la tubería conductora flexible, la cual enlaza la rotación de la sarta vertical en la sección de la curva perforada, y el ensamble para perforar la curva (Fig. VI.15). El ensamble para perforar la curva consta en su parte superior de un cuerpo flexible no giratorio, el cual proporciona la curvatura a la herramienta; un eje de transmisión interna que transfiere la rotación de la sarta vertical a la barrena; y dos juegos de cojinetes empaçados, uno en la parte superior del ensamble y el otro en la parte inferior, los cuales conectan el cuerpo no giratorio con el eje de transmisión interna <sup>(14)</sup>.

Dos factores determinan el ancho final del agujero direccional:

Primero, situar en el fondo la orientación deseada y el control del ensamble en el punto inicial de inclinación. Un sistema de embrague localizado en el ensamble, acomoda su colocación dentro de un cople de rosca izquierda o derecha, en la posición de la orientación deseada.

Segundo, debido a que el ensamble se ajusta automáticamente y no es redireccionable, cualquier cambio en la formación; (fracturas, canales vugulares, etc.) puede causar una ligera redirección de la barrena. Este cambio en la dirección de la barrena puede alterar la posición del ensamble y por consiguiente, la dirección de la sección curva del agujero.

## PARAMETROS DE LA PERFORACION.

El sistema de rotación de radio corto es compatible con la perforación de campos de aceite estándar y no requiere de barrenas o fluidos especiales. Las consideraciones de perforación son definidas de acuerdo a la formación y a las características de la zona productora <sup>(14)</sup>.

Para perforar la sección curva se usan barrenas de cuerpo pequeño y barrenas tricónicas convencionales. El cuerpo más pequeño maximiza la capacidad del ensamble; para construir el ángulo se colocan estabilizadores para el caso que la superficie de la barrena se encuentre muy desgastada.

La longitud del cuerpo no es un factor en el enroscado del estabilizador del ensamble de perforación vertical. Una barrena que ha trabajado eficientemente en la perforación del agujero vertical puede ser elegida para terminar el agujero lateral.

Como se había mencionado anteriormente la rotación de la barrena para perforar el agujero lateral, es proporcionada desde la superficie por el operador y es complementada por la potencia de la cabeza giratoria. La cabeza giratoria podría ser capaz de proporcionar un control independiente de la torsión y de la velocidad de rotación, indispensable para controlar los ensambles flexibles de fondo. La potencia de la cabeza giratoria recomendable de manera continua debe estar en un rango promedio de 3500 lb-pie.

Las velocidades de rotación varían en el rango de 20-100 rpm en el curso de la perforación del pozo. Cuando se perfora la sección curva, las revoluciones por minuto de la barrena son controladas en el rango de 40-45 rpm. Este puede ser incrementado a 60 rpm en el final de la curva, y se pueden alcanzar tan altas como 100 rpm en la sección horizontal <sup>(14)</sup>.

Otra técnica para mantener el ángulo en la sección horizontal del pozo consiste en utilizar herramientas rotatorias sin motor de fondo con estabilizadores cónicos.

### VI.3.3.- PERFORACION DE POZOS DE RADIO LARGO.

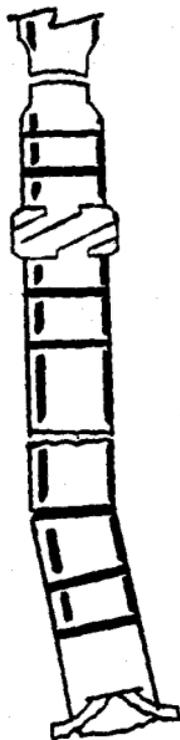
Este tipo de pozos deben planearse con un perfil específico para que penetren el yacimiento con un ángulo cercano a los 90° y realizar la perforación horizontal en la zona productora.

La perforación de pozos de radio largo es controlada con el uso de montajes de perforación convencional (Fig. VI.16). Esta tecnología emplea motores de fondo convencionales y orientables, los cuales combinan la capacidad direccional del motor y la eficiencia de la perforación rotaria; es decir, se puede rotar a baja velocidad la tubería de perforación, aún cuando el motor esté operando con el propósito de reducir la fricción y obtener una mayor transmisión del peso sobre la barrena.

En la perforación de pozos horizontales de radio largo es posible alcanzar largas secciones horizontales del pozo empleándose equipo de perforación totalmente convencional.

La técnica de motores orientables utiliza una junta universal de doble inclinación DTU (Fig. VI.17), la cual difiere de la "pata de perro". Dependiendo de la distancia entre la barrena y el estabilizador, y del ángulo de desviación del DTU, el sistema puede configurarse para obtener determinados valores en la construcción del ángulo <sup>(2)</sup>.

El método de radio largo ofrece limitados usos para su desarrollo, ya que a pesar de que numerosos agujeros de radio largo han sido perforados con el propósito de investigar y determinar la extensión del yacimiento, esta técnica es más empleada cuando se requiere alcanzar objetivos alejados de la localización superficial <sup>(15)</sup>.



**FIG. VI. 16.- MONTAJE DE PERFORACIÓN CONVENCIONAL PARA EL CONTROL DE LA PERFORACIÓN DE POZOS DE RADIO LARGO.**

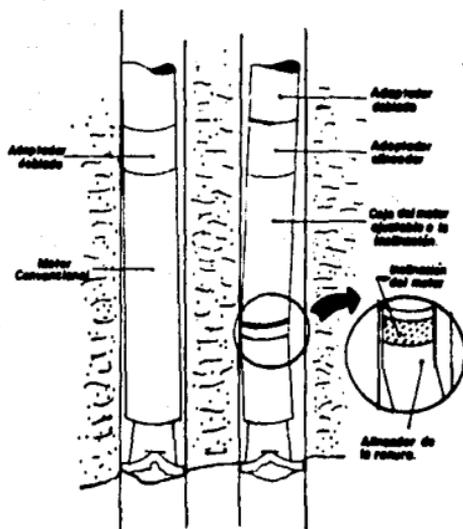


Fig. VI.17 Motor de fondo con adaptadores doblados y equipo convencional

En la técnica de radio largo el punto de separación o de inicio de la desviación (KOP) se encuentra cerca de la superficie para permitir que el objetivo sea alcanzado a la profundidad correcta y como la longitud de la sección de construcción es grande, se incrementa la cantidad de formación ha perforar y por lo tanto se requieren varios tamaños de agujeros y de TR's que deben resistir los esfuerzos debido a la curvatura antes de que el pozo alcance la horizontal.

El control de la dirección en pozos de radio largo se puede llevar a cabo por medio de herramientas de medición magnéticas o giroscópicas y de medición mientras se perfora (MWD). Las herramientas de orientación giroscópica generalmente se limitan a la obtención de datos de la sección horizontal del pozo <sup>(16)</sup>.

La técnica anterior ofrece las siguientes ventajas:

Modificación en la orientación, una forma de perforación rotaria en la sección horizontal y una mínima fricción en la trayectoria del pozo, la cual es esencial para perforar la sección horizontal. Tiene la ventaja de propiciar levas "patas de perro" <sup>(13)</sup>.

Además, como la separación del punto de inicio de la desviación (KOP) al objetivo es grande, puede reducirse la longitud de sección horizontal a perforarse, debido al torque y arrastre de la tubería. Aunque con esta técnica se obtienen las mayores longitudes horizontales <sup>(15)</sup>.

Otra de las ventajas de este método es que se pueden llevar a cabo terminaciones con grandes extensiones de tuberías cortas ranuradas, con espacador, con tuberías cortas preempacadas, entubada y cementada o bien en agujero descubierto y terminaciones selectivas <sup>(17)</sup>.

Una de las grandes desventajas de este sistema, es que debido a la gran longitud de la sección de curvatura (desde el punto de inicio de la desviación al objetivo) se tiene que atravesar gran cantidad de formación sin aislarla, pudiendo ocasionar problemas en formaciones inestables o problemáticas.

TECNICA	Peso de destrucción ( pies )	Diámetro del agu- jero ( pg. )	Muestras Registros	Terminación selectiva en el agujero horizontal	Zonas de in- terés	Sistema artificial de bom- beo	Incremento del IP en zonas no fracturadas	Incremento del IP en zonas fracturadas	Mejora del flujo en la producción (P.N. vs P.V)	Costos compara- do a un pozo vertical	
RADIO CORTO	1000	4.0-5.0	Difficil, logrados muy cortos	En posible	No	Si	Solo bom- beo con varillas en la per- foración vertical	2.5	Depende de la distri- bución de las frac- turas	Varia desde 1 hasta 100	1.5
RADIO MEDIO	1500	3.0-4.5	Se posible	Si	Si	Si	Todos los tipos	2.5	10	7	2
RADIO LARGO	10000	2.5	Si	Si	Si	No	Todos los tipos	3.5	10	6	2

**TABLA 6.1.- COMPARACION ENTRE LAS TECNICAS DE PERFORACION HORIZONTAL.**

#### VI.4.- FLUIDOS DE CONTROL EMPLEADOS EN LA PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES. <sup>(10)</sup>

El fluido de perforación debe cumplir eficientemente con un conjunto de funciones tales como:

- Remover los recortes de las formaciones atravesadas.
- Suspensión de sólidos durante su recorrido desde el fondo hasta la superficie.
- Formación de un enjarre impermeable, para evitar durante la perforación algún daño a la formación.
- Estabilización del agujero.
- Control de la presión de formación, para evitar algún descontrol o brote del pozo.
- Lubricar a toda la sarta de perforación, paredes del agujero y partes de la barrena.
- Limitar la corrosión del equipo usado para perforar.
- Transferencia de potencia al motor de fondo.
- Evitar pegaduras diferenciales, por atascamiento de la tubería.

Si se cumplen todas estas funciones, es muy factible que se tenga un control de la perforación y por lo tanto una terminación eficiente de la sección horizontal.

Según las características de las formaciones por perforar, será el tipo de lodo de perforación que se seleccione. Se recomienda que para optimizar la perforación desde la sección vertical, la sección formada por la parte curva o la curvatura del pozo hasta alcanzar prácticamente la sección totalmente horizontal, se use como fluido de perforación el más apropiado para las características presentes.

**TABLA 6.2.-PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION.**

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION	RANGO DE VALORES
Punto de cedencia	> 10 lb/100 pie <sup>2</sup>
Densidad	< 1.27 gr/cm <sup>3</sup> (dependiendo de la presión de formación)
Filtrado cada 30 min.	3 - 5
Tipo de lodo	Base agua, salmueras y base aceite.
Contenido de sólidos (%)	1 - 5

NOTA: El sistema puede ser usado en conjunción con aire, aire/niebla, o espuma con fluidos de perforación.

**TABLA VI.3.-RECOMENDACIONES PARA LA HIDRAULICA DEL POZO.**

PROPIEDADES HIDRAULICAS RECOMENDADAS	RANGO DE VALORES
Velocidad de ascenso de los recortes.	30.5 a 15.2 m/min.
Velocidad anular	91 a 162 m/min (flujo turbulento) 18 a 36 m/min (flujo laminar)
Ritmo de flujo del lodo	75 a 125 gal/min.

Todas estas propiedades proporcionarán un bajo filtrado, buenas características reológicas y tixotrópicas y un enjarre impermeable.

Algunos de los problemas más graves se debe al taponamiento de las fracturas según sea el tipo de lodo usado en la perforación y en el control del pozo cuando se realiza la corrida de un liner dentro del agujero horizontal. En otras ocasiones, los sistemas de fracturas separados poseen diferencias de presión significativas, provocando un flujo cruzado de hidrocarburos a través de las fracturas. El desplazamiento imprevisto del fluido de perforación, desde un sistema de fracturas dentro del agujero horizontal algunas veces impide el flujo de aceite desde otras fracturas. Se ha desarrollado la técnica para aislar estas diferentes zonas mediante el uso de espacadores de cemento externo en agujeros descubiertos. Además se ha usado salmuera como lodo de perforación, la cual prácticamente no ocasionará daño al intervalo productor. El desarrollo de este fluido de perforación ha sido extremadamente importante para mejorar la producción de los pozos horizontales.

#### VI.5. - TECNICAS DE REGISTROS EN POZOS HORIZONTALES.

La acción de la fuerza de gravedad, impide que las herramientas puedan correrse a través de la sección del agujero mediante el uso de la línea de acero. Consecuentemente algunas veces las técnicas convencionales necesitan ser modificadas o nuevas técnicas necesitan ser desarrolladas. Para ello se han desarrollado técnicas de toma de registros en pozos horizontales, como resultado de las inquietudes de la ingeniería encargada del desarrollo y tecnología de este tipo de pozos <sup>(19)</sup>.

Elf Aquitaine, en asociación con el Instituto Francés del Petróleo (I.F.P.) y otros operadores y compañías de servicios, estudiaron y probaron bajo qué circunstancias las técnicas convencionales pueden ser aplicadas a pozos horizontales <sup>(20)</sup>.

Los resultados muestran que en pozos horizontales, nuevos factores adversos aparecen, tales como el efecto de la fuerza de gravedad y la considerable longitud de drenaje del agujero. El registrar con línea de acero está restringido para pozos desviados; sin embargo otras técnicas disponibles permiten registrar en pozos horizontales y en pozos altamente desviados.

Tales técnicas son las siguientes :

a).- **TECNICA SIMPSON.**

( Sistema de Instrumentación y Medición de Pozos Horizontales ).

Este sistema es el mas ampliamente utilizado. La fig. VI.18, es un sistema de información y medición de un pozo horizontal desarrollado y patentado por Elf Aquitaine y el Instituto Francés del Petróleo (I.F.P.). En esta técnica las herramientas de registro son montadas al final de la tubería de perforación <sup>(19)</sup>.

Con este método, la longitud horizontal entera puede ser cubierta y todas las combinaciones usuales de herramientas de registro pueden correrse.

- Principio .

Esta técnica emplea la tubería de perforación para introducir y correr al mismo tiempo la herramienta de registro a través del agujero. El registro es realizado por medio de un cable y la herramienta es desplazada por la adición o extracción de la tubería de perforación; es decir el registro también puede correrse en la etapa de extracción de tubería. El sistema se integra de tres partes fundamentales: <sup>(20)</sup>

- . La herramienta de registro y su caja protectora.
- . Un conductor eléctrico entre la herramienta y la tubería de perforación.
- . Una ventana lateral auxiliar, la cual permite el paso del cable al espacio anular entre la tubería de perforación y la de revestimiento.

**- Procedimiento de operación.**

La sonda registradora y el cable conector son unidas al final de la tubería de perforación y corridas hasta el fondo del pozo, al principio de la zona que va a registrarse .

Varias configuraciones de herramientas de 3 y 4 pg. de diámetro pueden utilizarse en los sistemas SIMPHOR de 5 pg. Para un agujero descubierta de 8 1/2 pg., los registros disponibles incluyen entre otros, el Rayo Gama, Neutrón, Sónico, Inducción, Doble Inducción, Doble Laterolog, Calibrador (Caliper) de cuatro brazos e inclinómetro. En 7 y 9 5/8 pg., las herramientas disponibles pueden ser el Registro sónico de cementación, Rayos Gama, Localizador de Cables y Cámara de video.

Debido a que esta técnica usa tubería de perforación, todos los pozos horizontales perforados convencionalmente, sin importar su profundidad, pueden ser registrados en todo lo largo del agujero.

Las ventajas de esta técnica son la simplicidad, la capacidad y habilidad para registrar largas secciones horizontales.

**b).- TÉCNICA DE BOMBEO DE FONDO.**

Con esta técnica la herramienta es transportada por un sistema precableado y bombeado al fondo a través de la tubería de perforación, usándola como tubería de empuje por lo que la presión del lodo es usada para impulsar la herramienta de registro <sup>(20)</sup>.

**- Principio.**

Esta técnica es aplicable únicamente a diámetros pequeños y herramientas de registro de producción. La herramienta es montada sobre el extremo de una pieza consistente de elementos atornillados que garantiza la continuidad mecánica y eléctrica. Un mandril con copas limpiadoras conocida como locomotora es unida al sistema por

medio de un cable (Fig. VI.19).

#### **-Procedimiento de Operación.**

Después de correr hasta el fondo del pozo la tubería de perforación, al comienzo de la zona que va a registrarse, la herramienta, la bomba, la locomotora y la línea de acero son ensamblados y bajados conjuntamente. El bombeo del fluido sobre la locomotora empuja la herramienta fuera de la tubería de perforación de acuerdo a la longitud de la bomba. La profundidad es medida directamente por la línea de acero. La sonda es bombeada a través de la tubería de perforación que acciona los pistones de la locomotora y es recuperada por la extracción de la línea de acero.

Con esta técnica no es posible correr el registro a condiciones de flujo, excepto con una terminación doble. Aunque utiliza herramientas de menor diámetro, también ha manejado herramientas de producción sofisticadas, como por ejemplo registro de temperatura.

Hasta lo que se conoce, el stinger más largo usado en un pozo horizontal fue de 520 metros. Sin embargo considerando que no hay obstáculos en el agujero, grandes longitudes pueden registrarse.

#### **c).- TECNICA DE TUBERIA FLEXIBLE.**

Esta técnica es altamente atractiva debido a que usa equipo estándar conocido, el cual requiere muy pocas adaptaciones específicas (Fig. VI.20).

La experiencia de registros con un sistema de tubería flexible ha mostrado que un sistema precableado tiene capacidad suficiente para empujar herramientas estándar pesadas sobre distancias horizontales revestidas a más de 200 m. Con otras maniobras, longitudes de 500 m. han sido cubiertas con herramientas de producción más ligeras <sup>(10)</sup>.

- Principio.

El principio de esta técnica es particularmente simple. Las herramientas son montadas directamente al final de la tubería flexible en un carrete en el cual el cable eléctrico ha sido previamente insertado. La conexión entre la herramienta y la tubería flexible asegura el enlace entre los componentes mecánicos y eléctricos en el fondo, mientras que en la superficie, el cable pasa a través de la flecha de el tambor por un dispositivo rotatorio. Los movimientos descendentes y ascendentes están provistos por la cabeza inyectora estándar de la tubería flexible, y las mediciones de profundidad son enviadas sobre la tubería cerca del inyector <sup>(20)</sup>.

- Procedimiento de Operación.

El procedimiento de registro para esta técnica es exactamente el mismo que el usado por una tubería flexible. Si fuera necesario trabajar bajo presión, un lubricador adaptado a las herramientas se tendría que añadir. Las grabaciones pueden hacerse hacia abajo o hacia arriba, el rango de velocidades de ejecución es provisto por la cabeza inyectora y cubre las velocidades requeridas para las diferentes herramientas.

Esta técnica es igualmente capaz de introducir herramientas de diámetro pequeño, de producción y estándar, pero su capacidad se ve afectada por el peso de la herramienta. Además la circulación a través de la tubería flexible es posible aunque el diámetro de la sección transversal sea reducido debido al diámetro del cable.

El punto débil en este sistema es su relativa fragilidad debido a que es incapaz de empujar herramientas pesadas grandes distancias (trazo horizontal de más de 200 m.). La ventaja es que es la más rápida y fácil de usar <sup>(21)</sup>.

### SIMPHOR

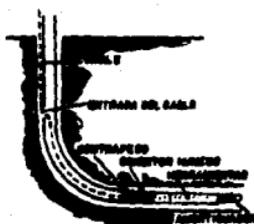


FIG. VI-18

### BOMBO DE FONDO



FIG. VI-19

### TUBERIA FLEXIBLE

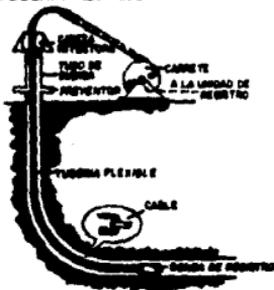


FIG. VI-20

d).- TECNICA MWD (MEDICION DURANTE LA PERFORACION).

Esta técnica es mencionada debido a que se integra un sistema de medición durante la perforación, que puede ser usado en pozos altamente desviados y horizontales. Utiliza la tubería de perforación como elemento de desplazamiento, pero los datos son obtenidos a través del fluido de perforación y no por un cable eléctrico como en otras técnicas (20).

Debido a que hay muy pocas herramientas MWD disponibles actualmente, no se describirá esta técnica, únicamente se comparará con las anteriores. Pero los programas de investigación iniciados para desarrollar nuevas herramientas claramente elevan el interés por este método de registro y de información de tiempo real.

TECNICAS	HERRAMIENTA	CAPACIDAD DE LEVANTAMIENTO REQUERIDA	PRODUCCION/ CIRCULACION CUANDO REGISTRA	CAPACIDAD DE EMPUJE	VELOCIDAD DE DESPLAZAMIENTO CONSTANTE	LIMITE EN LA DESVIACION DEL AGUJERO (GRADOS)	LONGITUD HORIZONTAL:		COMENTARIOS
							DESCUBIERTO (M.)	ADENADO (M.)	
LINSA DE ACERO	Estándar Diámetro reducido y de producción	No	Si	Nada	Si	60 a 70	----	----	Combinación de la herramienta dentro de un cable limitada
SIMPSON	Estándar	Pesada	Si	Muy Buena	No	90	sin limite	sin limite	Combinaciones de herramientas diámetro; no hay limite de peso.
BOMBEO DE FONDO	Diámetro reducido y de producción	Ligera	No	Buena	Casi	90	700	700	
TUBERIA FLEXIBLE	Estándar Diámetro reducido y de producción	Ligera	Si	Cabiz	Si	90	0	200	Limite de peso.
MWD	MWD	Pesada	Si	Muy Buena	No	90	sin limite	sin limite	Peso herramienta diámetro.

**TABLA 6.4.- COMPARACION ENTRE LAS PRINCIPALES TECNICAS DE REGISTROS.**

## VI.6.- TERMINACION DE POZOS HORIZONTALES.

Aunque la mayoría de los drenes horizontales existentes son equipados con liner ranurados, otras configuraciones (Fig. VI.21) pueden ser usadas. Esto incluye un dren sin ademar, T.R.'s corta o "liner" totalmente cementadas y un "liner" preperforado el cual es parcialmente cementado o ajustado con empacadores externos. Estas alternativas en realidad ya han sido usadas <sup>(19)</sup>.

### - SELECCION DE LA TERMINACION .

En un dren horizontal ideal, el pozo intersecta únicamente un solo yacimiento, pasa a través de un solo fluido y encuentra una sola presión. Si el esfuerzo geomecánico proporcionado es suficiente y el diámetro permanece intacto el pozo puede quedar sin ademarse (Fig. VI.22). O, en teoría, de manera sencilla puede ser equipado por un liner pre-perforado (Fig. VI.23).

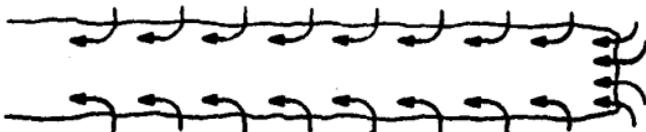
Por otra parte las terminaciones selectivas especiales pueden requerirse en pozos que encuentran mayores heterogeneidades, diferentes facies, fallas, y que pase a través de varios yacimientos, un casquete de gas, o series de capas alimentadas por un acuífero. Estas terminaciones permiten el aislamiento de zonas y previene la afluencia imprevista de fluido indeseable. Dos técnicas son esencialmente usadas para estas terminaciones:

#### . Uso de empacadores inflables para tubería de revestimiento.

El principal propósito de estos empacadores es dividir el dren en varias secciones (Fig. VI.24). Estas permiten estimular las zonas selectiva e independientemente, y puede aislar zonas intermedias (Fig. VI.25) que producen agua desde una falla o gas desde el casquete de este (Fig. VI.26). Los empacadores también pueden usarse con un liner cementado (Figs. VI.27 y VI.28) <sup>(19)</sup>.

De acuerdo a la experiencia, un liner necesita cementarse únicamente para fracturar hidráulicamente un yacimiento o para aislar

# TERMINACION EN POZOS HORIZONTALES -PRODUCCION-



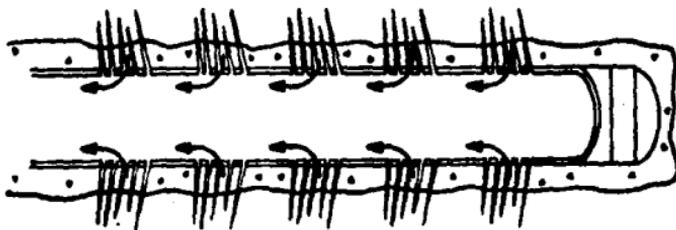
• COSTO MINIMO      • CONTROL MINIMO



• COSTO MODERADO A MINIMO • SIN CONTROL



• COSTO DE MODERADO A ALTO      • CONTROL MODERADO



• COSTO DE MODERADO A ALTO      • CONTROL TOTAL

FIG. VI.21.- TERMINACIONES SELECTIVAS EN POZOS HORIZONTALES



FIG. VI.22



FIG. VI.23



FIG. VI.24



FIG. VI.25



FIG. VI.26



FIG. VI.27



FIG. VI.28



FIG. VI.29

DIFERENTES TIPO DE TERMINACIONES EN PODOS HORIZONTALES.

la parte superior del yacimiento en los casos en que la producción del casquete de gas no se desee (Fig. VI.29).

Si se aísla el casquete de gas, se recomienda una cementación parcial del drené, tal como se muestra en las figs. VI.27 y VI.28<sup>(19)</sup>.

#### - DISEÑO DE LA TERMINACION

La terminación se basa inicialmente en datos concernientes a la naturaleza de las rocas, los fluidos encontrados, y la presencia de heterogeneidades. Pero para el diseño óptimo, futuros cambios en la afluencia de fluido también deben tomarse en cuenta. Esto, en realidad, es la dificultad importante en seleccionar una terminación para un pozo horizontal.

Predecir el avance del contacto agua-aceite o conificación de gas es relativamente fácil en un pozo convencional, estos fenómenos se tornan difíciles de predecir en pozos horizontales porque estos pueden ocurrir en cualquier punto a lo largo del agujero. Esto introduce un desconocimiento en seleccionar un liner permanente para el drené horizontal.

En muchos casos, seleccionar la terminación final no es conveniente hasta después de haber observado el comportamiento del pozo. En algunos casos el agujero no se reviste y el instalar un liner en el futuro dependerá del comportamiento de afluencia de los fluidos. Debido a la necesidad de aislar la entrada masiva de agua, un liner nuevo reemplaza al original después de un año de producción.

Otra opción para superar el problema del desconocimiento futuro de la entrada de fluidos es dividir el drené de antemano en diferentes secciones. En cada zona aislada, selectivamente abierta y cerrada, podrían ser posibles. Desafortunadamente, no muchos equipos están disponibles para éste tipo de terminación<sup>(19)</sup>.

## **- CEMENTACIONES**

Durante la cementación de pozos horizontales, los dos problemas que deberían evitarse son la formación de agua libre en la parte superior del drené y los canales de lodo residual. Las experiencias de campo han confirmado las pruebas de muchos laboratorios y experimentos, las cuales han dado como resultado las siguientes condiciones óptimas de flujo:<sup>(19)</sup>

### **. Limpieza del pozo**

La limpieza y el acarreo de los recortes desde el fondo hasta la superficie presenta problemas por el desplazamiento de estos en la parte horizontal del pozo, debido a que el movimiento de los recortes no es el mismo en diferentes secciones del pozo.

### **. Centralización de la tubería de revestimiento.**

La centralización de la tubería de revestimiento debe dejar un espacio anular suficiente para prevenir el entrapamiento del lodo de perforación. Una buena centralización y una lenta corrida de la T.R. puede lograrse usando recursos tales como rígidos centralizadores y estabilizadores de los denominados rígidos.

### **. Espaciadores de lodo-cemento**

Un bache espaciador grande es necesario entre el lodo y el cemento. La densidad y reología del bache espaciador debe asegurar una remoción suficiente del lodo y mantener un contacto limpio entre el cemento y el espaciador. Esto podría evitar el mesclado del lodo y la digitación del cemento.

### **. Composición del cemento**

Una buena composición de la lechada de cemento, así como la clase del mismo, podría ser aquella que no cause la migración de agua para crear un canal de agua libre a lo largo de la línea central superior del agujero de drené.

#### . Bombeo

El cemento cada vez que sea posible, puede bombearse bajo condiciones de flujo turbulento. Si esto no es posible, incrementando el volumen del espaciador o el exceso de cemento podría ayudar a mejorar la cementación durante las condiciones de velocidades bajas.

#### . Registros

Para verificar el estado actual de la cementación a partir de registros, se requiere centrar correctamente las herramientas adheridas a la T.R. Además se recomienda el uso de registro ultrasónico de cementación con cojinetes adaptados contra la T.R., los cuales son esenciales para captar la resonancia de las ondas al encontrar el contacto cemento-formación y desplazar la ventana de lectura de la herramienta común. Por otra parte, aún cuando esté presente un canal de agua libre, la lectura de respuesta al contacto cemento-T.R. podría ser no identificado como una cementación defectuosa.

#### - PERFORACION DE LINER.

Dependiendo del método y de las cargas de disparos usados, el costo y la duración de una operación de disparos varía considerablemente. Un caso particular, es cuando se tiene que perforar varios cientos de metros (la cual es posible en pozos horizontales), el costo de los disparos puede ser de varios cientos de miles de dólares. Este costo queda fuera de toda proporción en comparación a los pozos verticales, en los cuales el intervalo disparado por lo general es medido en solamente decenas de metros (19).

## - CONTROL DE ARENA .

Es generalmente reconocido que la producción de arena en un pozo está relacionado con el grado de cementación entre los granos de arena, la velocidad del fluido en todo el diámetro de agujero y la presencia de agua. El riesgo de arenamiento en un drenado horizontal puede ser significativamente reducido a causa de una producción de agua postpuesta, y gracias, a una gran superficie areal, considerablemente reduce la velocidad de flujo de los fluidos <sup>(19)</sup>.

Sin embargo aún cuando el flujo de arena en el fondo sea muy pequeña, su acumulación en el liner puede causar problemas al estar operando. consecuentemente, el control total de la arena es indispensable.

### . Empaquetamiento de grava.

Un empaque de grava, por lo general, forma un filtro eficiente cuando la grava está suficientemente compacta. Sin embargo la compactación no es tan fácil de lograrse sin la ayuda de la gravedad. Esto es verdad aún cuando ciertas compañías de servicios han estado proporcionando una operación simple de empaquetamiento de grava, a lo largo de toda la longitud del dren; pero esto ha sido reemplazado por una sucesión de paquetes de grava, cada uno cubriendo una corta longitud. Así mismo la anterior instalación de un liner, pre-perforado solamente a lo largo de la línea central inferior, de modo que la entrada del fluido es obligada a pasar a través de la capa de grava, sólo parcialmente compensará a la compactación inadecuada. A partir de esto, la conclusión es que, en la actualidad, los métodos de empaquetamiento de grava usado en pozos horizontales no son lo suficientemente confiables <sup>(19)</sup>.

### . Cedazos de arena.

El uso de cedazos filtradores, son frecuentemente menos eficientes que los paquetes de grava en pozos convencionales, se prefieren en pozos horizontales debido a que estos cedazos retienen o poseen gran

capacidad de filtración. El seleccionar entre los diferentes tipos de cedazos existentes podría ser con base en las reglas convencionales.

Además, deberá mantenerse en mente que el relativo costo del equipo de control instalado sobre longitudes substanciales será particularmente alto comparando el costo con el de un pozo convencional <sup>(17)</sup>.

#### - ESTIMULACION .

En la misma forma que para pozos convencionales, los procedimientos para la estimulación de toda o una parte de un drené horizontal depende del tipo de terminación del pozo, tales como: en agujero descubierto, adomado y cementado, sin cementar, si está equipado con cedazos filtradores, y la presencia de la tubería de producción <sup>(18)</sup>.

#### . Acidificación.

En un agujero descubierto de drené horizontal, es posible acidificar el drené total, también se pueden realizar sucesivamente tratamientos de secciones de drené por aislamiento de zonas tratadas, desde las otras zonas con obturadores o tapones (sellamiento) de gel. El tiempo de duración de esta operación es por lo general muy larga. Si hay un liner cementado y perforado, se aconseja usar una "herramienta en forma de copa", (Fig. VI.30) <sup>(19)</sup>.

El caso difícil, o uno de los que con más frecuencia ocurre, es el del liner perforado sin cementar. Para forzar el fluido de acidificación a través del liner dentro del espacio anular (formación- T.R.) puede ser usada o una herramienta de copa o un inyector radial. Sin embargo, este caso es para realizar una limpieza simple con ácido, que acidificar la matriz.

Para un pozo productor, si una inyección a ciegas (por ejemplo no selectiva) desde la superficie se considera insuficiente, se tiene la opción de usar provisionalmente una tubería de producción concéntrica para acidificar el drené horizontal. Este método puede hacerse selectivo al agregar espacadores inflables en la tubería de producción. Pero, la técnica no es aún muy confiable aún cuando se trate de pozos verticales <sup>(19)</sup>.

#### . Fracturamiento.

El fracturamiento hidráulico con ácido, o el fracturamiento con agentes sustentantes, principalmente se usa en pozos con liner cementados. El equipo de fracturamiento, espacadores, perforaciones (disparos), u obturantes son empleados en la posición horizontal y los fluidos (líquidos, gel, espuma, etc) no difieran de aquéllos usados en los pozos convencionales.

En consecuencia, no se presentan dificultades cuando se trata de un fracturamiento por etapas en un pozo horizontal, aún cuando se empleen agentes sustentantes tales como la arena. Esto ya ha sido llevado a cabo en el pozo Maersk del campo Dan costafuera de Dinamarca. Numerosos recorridos (extracción e introducción de la tubería) son necesarios para tales operaciones que son inevitablemente duraderas y costosas.

#### - EQUIPO DE TERMINACION.

Los drenes horizontales existentes, con unas pocas excepciones, son puestas en producción a través de terminaciones sencillas. Solamente pocos pozos, tales como el pozo Lacq 91, en Francia, tiene una terminación doble (Fig. VI.31), o, como en aquellos pozos perforados sobre la arcilla del Devónico son armados con abrazaderas circulatorias consistentes de porta-collarines (anillo, aro) (Fig. VI.32).

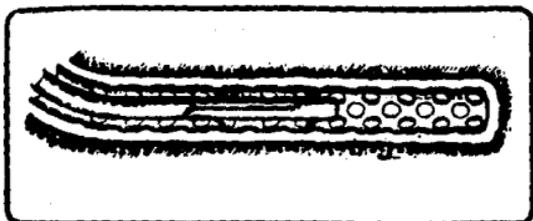


FIG. VI.30.- HERRAMIENTA DE COPA USADA EN LA ACIDIFICACION

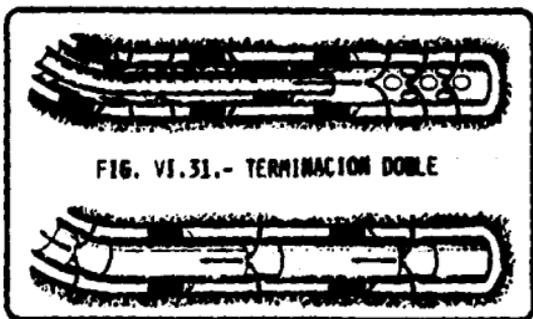


FIG. VI.31.- TERMINACION DOBLE

FIG. VI.32.- ABRAZADERAS CIRCULATORIAS

Con un liner dividiendo el drenaje en zonas separadas y si es posible abrir y cerrar estas zonas, tal como se desee, para ello se proporciona un medio efectivo de producción selectiva. Esto puede ser logrado mediante el uso de porta collarines en lugar de línea de acero, abrazaderas deslizables, o por terminaciones múltiples de tuberías de producción, aunque el número total de sartas de tuberías de producción se ve limitado, como sucedió en el pozo Lacq 91.

#### - SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION .

De hecho el problema aparece solamente cuando el equipo del sistema artificial de producción es instalado en agujeros de alta inclinación, en otras palabras, cerca del yacimiento o dentro de él. El bombeo neumático o el bombeo hidráulico tipo chorro (jet) son ligeramente afectados por el ángulo de inclinación, aunque ninguno puede ser usado a bajas presiones de fondo. La instalación del equipo por líneas de acero está limitada por la inclinación del agujero.

El bombeo a través de varillas de succión (bombeo mecánico), utiliza aparatos protectores que son indispensables debido al desgaste considerable de las varillas de succión y tubería de producción.

El bombeo electrocentrífugo, con ligeras modificaciones podría ser usado para altas desviaciones. El bombeo hidráulico reciprocante está limitado para casos donde los ángulos de desviación son compatibles con la operación de la válvula check de la bomba. El bombeo hidráulico por turbo bombas, podría dar resultados satisfactorios en altos ángulos de inclinación. Entre los parámetros que pueden afectar un sistema artificial de producción se encuentran: la viscosidad del fluido, el porcentaje de agua, la relación gas-aceite, sólidos en la afluencia (por ejemplo arena) y la temperatura ascendente por la producción de vapor <sup>(19)</sup>.

## **VI.7.- ASPECTOS DE FRACTURAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES.**

### **Introducción.**

En esta sección se discute la importancia de la ingeniería de yacimientos y los aspectos mecánicos del fracturamiento de pozos horizontales. Especialmente se analiza la orientación de la fractura con respecto al agujero horizontal, la localización del pozo para optimizar la altura de la fractura, determinación del número óptimo de fracturas interceptadas por un pozo vertical y los mecanismos de flujo de fluido en un pozo horizontal fracturado.

Karcher estudió el incremento de la producción causada por múltiples fracturas interceptadas por un agujero horizontal.

La estabilidad de los agujeros horizontales durante la perforación es otro aspecto importante de la tecnología de pozos horizontales. Se ha encontrado que el grado de estabilidad de estos depende de la magnitud relativa de los tres esfuerzos principales y la orientación del agujero con respecto al esfuerzo horizontal mínimo.

El fracturar un pozo horizontal puede aún mejorar su productividad, especialmente cuando la permeabilidad de la formación es baja. La presencia de estratos arcillosos o formaciones de baja permeabilidad vertical que impiden el flujo de fluido en la dirección vertical por lo cual se requiere fracturar un pozo horizontal.

### **- ORIENTACION Y MAGNITUD DE LOS ESFUERZOS.**

El primer parámetro que debe determinarse es la orientación de la fractura con respecto al agujero, debido a que las fracturas siempre son perpendiculares al mínimo esfuerzo principal, los planteamientos reales relativos a las mediciones de la orientación-esfuerzo y agujero son:

- ¿En qué dirección ocurrirán las fracturas inducidas?
- ¿Cuál es la geometría de la fractura anticipada?
- ¿Cuál es la longitud óptima del intervalo perforado?
- ¿Cuál es la magnitud óptima de tratamiento?
- ¿Cuales son las presiones de fracturamiento esperadas?

La información necesaria para la planeación de un tratamiento de fracturamiento son las propiedades mecánicas de la formación, la orientación y magnitud del esfuerzo mínimo principal y la variación en los esfuerzos hacia arriba y hacia abajo de la formación productora y las características de la prueba de admisión de la formación.

Es comunmente aceptado que, en profundidades usualmente encontradas en campos de aceite, el esfuerzo mínimo principal es un esfuerzo horizontal. También puede mostrarse que la fractura inducida estará orientada perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal. El resultado es que una fractura creada por un tratamiento será en un plano vertical. Si el segmento horizontal es perforado en la dirección del esfuerzo mínimo, varias fracturas verticales podrán espaciarse a lo largo de este eje donde quiera que haya perforaciones. Este espaciamiento es uno de los parámetros de diseño que deberá ser seleccionado. Si el segmento horizontal es perforado perpendicularmente al esfuerzo mínimo, una fractura vertical será creada paralela al pozo. Las figs. VI.33 y VI.34 muestran la dirección de la fractura contra la dirección del pozo.

Cuando el agujero no está en una de estas dos mejores direcciones, varias perspectivas pueden ocurrir, dependiendo del ángulo entre el agujero y la dirección del esfuerzo y la densidad y distribución de los disparos.

#### - DETERMINACION DE LA MAGNITUD Y ORIENTACION DEL MINIMO ESFUERZO PRINCIPAL.

Si la historia del campo no revela claramente la orientación y magnitud del mínimo esfuerzo principal, pruebas en el propio campo

deberán desarrollarse para determinar estos parámetros.

Existen tres métodos para determinar magnitud y/u orientación de los esfuerzos. El primero de ellos, es el microfracturamiento, descrito por Daneshy, el cual puede usarse para medir el mínimo esfuerzo principal y orientación de la fractura directamente. El segundo, el registro sísmico de espaciamiento largo puede usarse para estimar la magnitud del esfuerzo; sin embargo, el registro tiene la desventaja de ignorar los esfuerzos tectónicos. El último, a través de la disminución del esfuerzo interno, puede también usarse para estimar la magnitud y orientación. Debido a que la técnica de microfracturamiento en el agujero descubierto es una medición directa de la magnitud y orientación de los esfuerzos, éste se recomienda para yacimientos nuevos.

Para recopilar la información necesaria, se recomienda que, primero, el pozo se perforo verticalmente a través de la zona productora y que las pruebas midan la magnitud y orientación del esfuerzo desarrollado. Las pruebas para conocer las características de la formación y/o registro pueden llevarse a cabo en la sección para determinar otros parámetros de la formación. Al término de estas pruebas, el agujero puede taponarse y llevarse a cabo la desviación en la dirección determinada por la prueba de microfracturamiento. De esta manera, las determinaciones más exactas son obtenidas de la formación objetivo, tan cerca como sea posible a la localización en la cual el tratamiento de fracturamiento serán llevados a cabo, sin perforar un nuevo pozo vertical. La fig. VI.35 muestra este procedimiento.

#### - DIRECCION DE LA FRACTURA CON RESPECTO AL AGUJERO.

Tal como se mencionó anteriormente, decidir sobre la orientación de la fractura con respecto al agujero es muy importante. Se decidirán otros diseños similares como los de las figs. VI.33 y VI.34, previamente considerados. Si efectivamente es preferible crear múltiples fracturas efectivas ya que ellas propician una producción

acelerada. Se usó un modelo analítico simplificado para estudiar la eficiencia de las fracturas perpendiculares al agujero. En el modelo considerado se supuso un agujero interceptando al plano de fractura, como se muestra en la fig. VI.36. Este supone que el fluido fluye linealmente de la formación a la fractura, y luego fluye radialmente dentro de la fractura y hacia el agujero. Aunque esta suposición implica solución para tiempos cortos, los resultados son válidos cualitativamente en un intervalo de tiempo largo.

#### - EFECTO DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA.

En esta sección, la orientación de la fractura con respecto al agujero es como se muestra en la fig. VI.36. El modelo es el mismo como el considerado previamente. Como se puede observar en la fig. VI.37, la alta caída de presión exhibida por el pozo horizontal interceptando una fractura vertical perpendicular al agujero es causada por el flujo del fluido dentro de la fractura convergiendo radialmente hacia el agujero. Esto es similar para la caída de presión alrededor de un pozo sin fracturar. Si el radio del agujero se incrementa, la caída de presión necesaria para producir cierto gasto disminuye.

La alta conductividad de la fractura se requiere para minimizar el efecto de limpieza del pozo posterior a un tratamiento de fracturamiento. En el caso de un pozo horizontal interceptando una fractura vertical, la limpieza resulta un problema mucho mayor debido a la convergencia radial del fluido en la vecindad del agujero. La presencia de una alta saturación de agua cerca del agujero efectivamente reduce la conductividad de la fractura en la vecindad del agujero, resultando en un comportamiento similar al de una fractura con conductividad efectiva baja. Por esta razón, la alta conductividad de la fractura constituye un parámetro muy importante para pozos horizontales. Esta discusión concuerda con las conclusiones obtenidas por Soliman, quien expuso que el desarrollo de las fracturas depende de la magnitud y distribución de la conductividad y no solamente depende del promedio de las conductividades de las

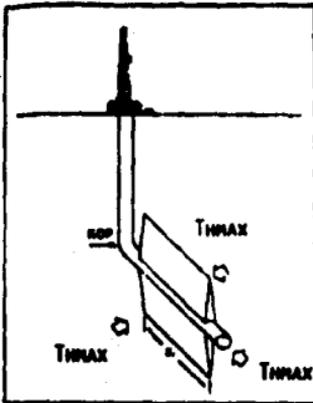


FIG. VI.33.- SEGMENTO HORIZONTAL PERPENDICULAR AL MÍNIMO ESFUERZO

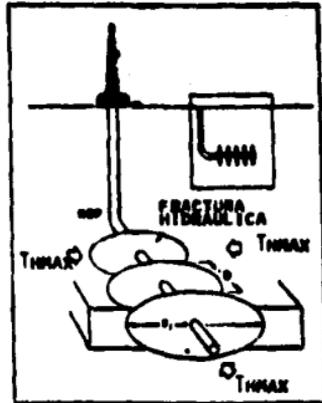


FIG. VI.34.- SEGMENTO HORIZONTAL PARALELO AL MÍNIMO ESFUERZO

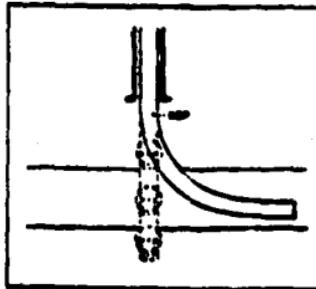


FIG. VI.35.- SECCIONES DE UN AGUJERO VERTICAL Y HORIZONTAL

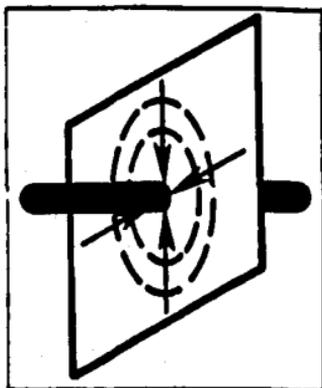


FIG. VI.36 FRACTURA VERTICAL INTERCEPTANDO UN POZO HORIZONTAL

$k$ , md	0.10
$\phi$ , %	13
$h$ , ft	272
$p_i$ , psia	4,000
$T_{en}$ , °F	180
$p_{ws}$ , psia	50
$A$ , acres	170
$S_w$ , %	80
$x_i$ , ft	136
$c_r$ , md-ft	1,381
$w$ , in.	0.19

TABLA 6.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO UTILIZADAS EN EL SIMULADO MONOFASICO

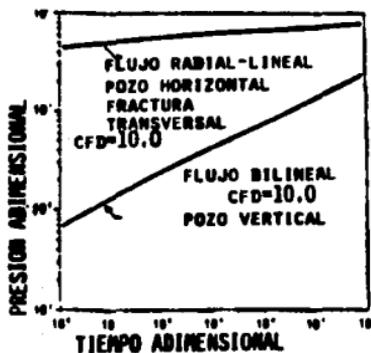


FIG. VI.37.- COMPARACION DEL FLUJO RADIAL-LINEAL CON UN FLUJO BILINEAL

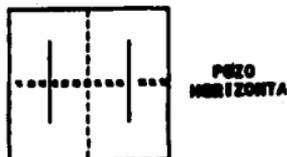


FIG. VI.38.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE DOS FRACTURAS OBTENIDAS CON EL SIMULADOR DE UNA FASE

fracturas, como concluyeron Bennett y otros. Soliman mostró que existe un perfil de distribución de conductividades, donde una fractura con decremento de la conductividad se representa tan bien como una fractura de conductividad uniforme, a pesar de la diferencia en la conductividad promedio de la fractura.

#### - DETERMINACION DEL NUMERO OPTIMO DE FRACTURAS.

Para determinar el número óptimo de fracturas interceptadas por el agujero horizontal las cuales son necesarias para poner a producir la formación, fueron hechas las siguientes suposiciones:

- 1.- Las fracturas son idénticas en dimensiones físicas (longitud, altura, anchura y conductividad).
- 2.- Las fracturas son verticales y perpendiculares al eje del agujero.
- 3.- La conductividad de la fractura es lo suficientemente alta para considerarse infinita.
- 4.- Debido a que la sección horizontal se supone cementada, revestida y perforada en las secciones donde las fracturas son creadas, el fluido de la formación no puede fluir directamente dentro del agujero.

Las ecuaciones que rigen el flujo del fluido en la formación y la fractura pueden resolverse con un simulador en diferencias finitas para una sola fase. El simulador, el cual resolvió las ecuaciones implícitamente, fue aplicado para un caso real de campo. En la tabla 6.5 se dan las propiedades del yacimiento y la fig. VI.38 es una representación esquemática de una corrida, para el caso de dos fracturas. En las figs. de la VI.39 a la VI.41 se muestran los resultados obtenidos.

En la fig. VI.39, se graficó el gasto de flujo total de aceite contra el número de fracturas para varios tiempos, mientras que en las figs. VI.40 y VI.41 se muestran la producción acumulativa contra el tiempo y el número de fracturas respectivamente.

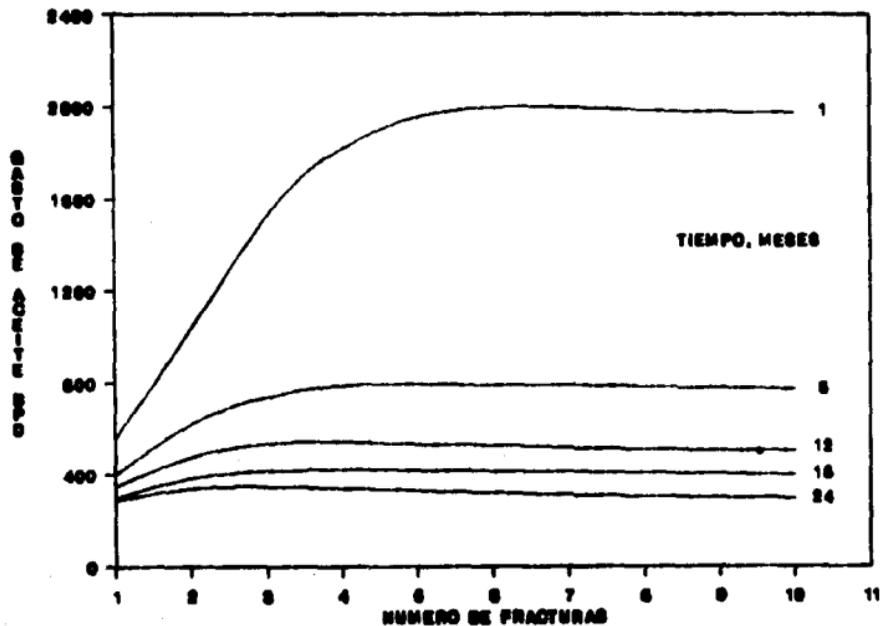
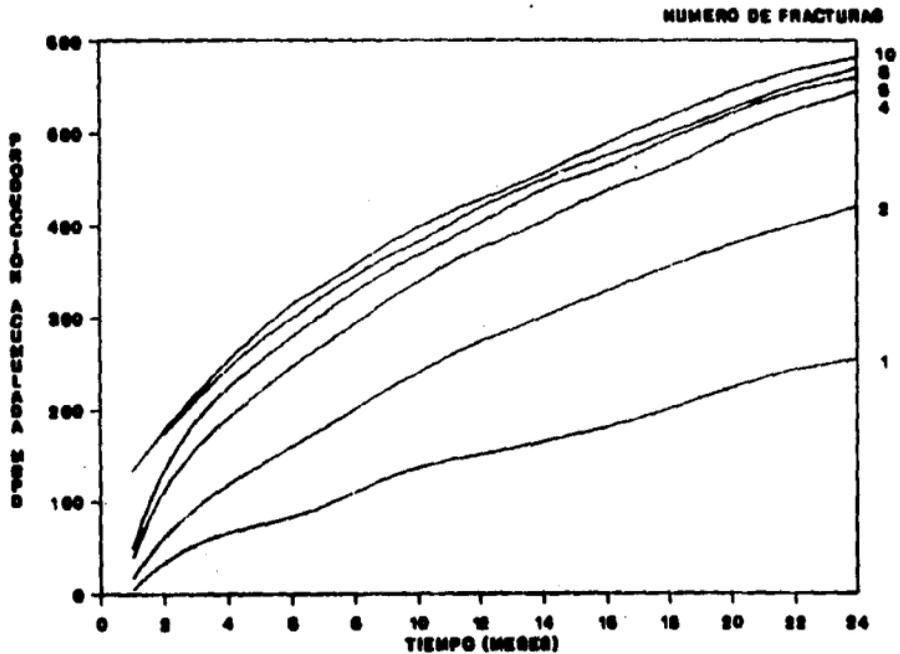


FIG. VL50.- SISTEMA DE GASTO TOTAL DE ACEITE VS NUMERO DE FRACTURAS.

La fig. VI.39 se muestra que, inicialmente, el gasto de flujo total se incrementa a medida que el número de fracturas es mayor. El gasto de flujo total alcanza un máximo y prácticamente se mantiene constante para luego declinar. El número de fracturas al cual el máximo gasto de flujo tiende a declinar con el tiempo, se obtiene con cinco fracturas después de un mes pero declina para únicamente dos fracturas después de 24 meses. La declinación en el gasto de flujo total es causada por el abatimiento de la presión del yacimiento. El número óptimo de fracturas es mejor determinado en las figs. VI.40 y VI.41, las cuales muestran que, para el caso aquí considerado cinco fracturas representan el número óptimo de fracturas necesarias para que el yacimiento produzca eficientemente. El número óptimo de fracturas es el número de fracturas al cual la razón de productividad incrementada disminuye. Este número puede variar si se incluyen consideraciones económicas. Nótese que el número óptimo de fracturas depende de la formación y de las propiedades de los fluidos.

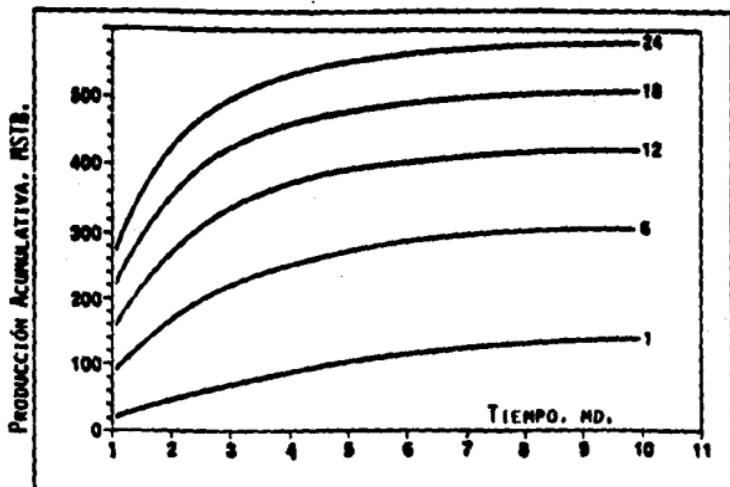
La heterogeneidad del yacimiento y la dirección de la permeabilidad también afecta el número óptimo de fracturas. El efecto de la dirección de la permeabilidad sobre el número óptimo de fracturas, se investigó con el simulador variando la relación de permeabilidades horizontales. En la fig. VI.42 se muestran los resultados de la producción acumulativa contra el número de fracturas para 6 y 24 meses como una función de la dirección de la permeabilidad. Las dos permeabilidades consideradas son horizontales, siendo  $K_x$  la permeabilidad paralela al plano de fractura (perpendicular al eje del agujero horizontal) y  $K_y$  perpendicular a  $K_x$ . Las curvas para la relación  $K_x/K_y = 1.0$  en la fig. VI.42 son las mismas de la fig. VI.41, y muestran como número óptimo cinco fracturas. Cuando  $K_x < K_y$ , son necesarias menos fracturas para hacer producir eficientemente al yacimiento. Esto está demostrado para el caso en que la relación  $K_x/K_y = 0.10$ , en el cual resulta ser tres el número óptimo de fracturas. Cuando  $K_y < K_x$ , el número óptimo de fracturas se incrementa. De hecho, para el caso que se muestra en la fig. VI.42 ( $K_x/K_y = 10$ ) el número óptimo de fracturas es  $>10$ . Económicamente se puede imponer este número óptimo de fracturas.



**FIG. VI.40.- PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE VS TIEMPO**

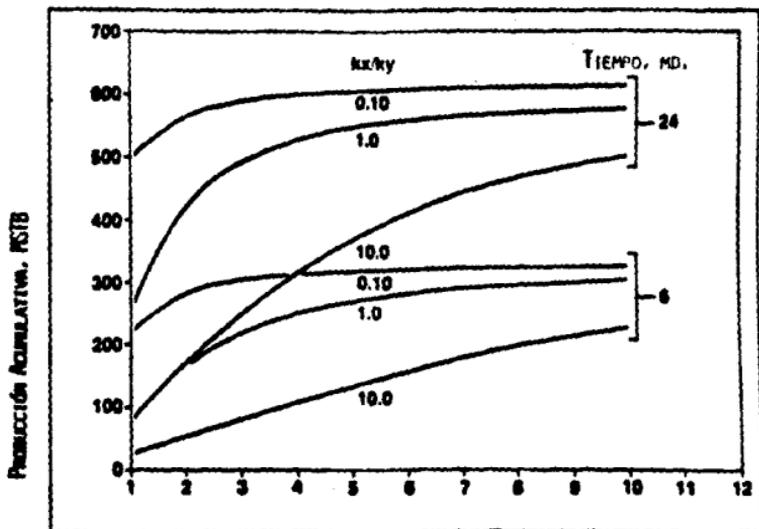
Para simular la presencia de fracturas naturales en el yacimiento, se realizó haciendo variar la dirección de las permeabilidades horizontales  $k_x$  y  $k_y$ . Es de suma importancia que la presencia y dirección de las fracturas naturales sean definidas, para poder planear la orientación del agujero horizontal y de las fracturas inducidas con respecto a las fracturas naturales, y así maximizar la producción del yacimiento.

La optimización, en un sentido estricto, definitivamente requiere de la consideración de factores económicos, incluyendo el costo de un fracturamiento, el precio de los hidrocarburos producidos y los costos de producción.



NÚMERO DE FRACTURAS

FIG. VI.41.- PRODUCCIÓN ACUMULATIVA VS NÚMERO DE FRACTURAS.



NÚMERO DE FRACTURAS

FIG. VI. 42.- EFECTO DE LA DIRECCIÓN DE LAS PERMEABILIDADES HORIZONTALES.

## VII CASO PRACTICO DE APLICACION.

### VII.1.- TECNICAS DE PERFORACION HORIZONTAL EN LA BAHIA PRUDHOE, ALASKA.

#### INTRODUCCION :

Tres pozos horizontales con radio de curvatura largo han sido perforados y terminados en la unidad de la Bahía Prudhoe, Ak, por Alaska Standard. Las terminaciones horizontales con tubería de revestimiento corta ranurada horizontal a 1,575; 1,637 y 1,163 pies (480, 499 y 354 metros respectivamente), fueron logrados a una profundidad vertical promedio de 9000 pies (2,143 m). Sobre el programa de los tres pozos, el mejoramiento en la tecnología, y procedimiento de operación han dado resultado, reduciendo en un 40 % en costo/pie. Cuando se comparó las terminaciones convencionales, los datos de producción de los pozos horizontales muestran grandes beneficios, superiores a 300 % y un incremento potencial en la recuperación final.

#### VII.1.1.- ANTECEDENTES:

En el área central de la Bahía, Prudhoe, la columna de aceite se encuentra entre un casquete de gas expandible y un acuífero activo. A lo largo de la vida productiva de un pozo, la alta permeabilidad de la formación permitió incrementar las fracciones de producción de gas y agua debido a la conificación.

En Enero de 1984, Alaska Standard empezó a trabajar en un proyecto para desarrollar la tecnología de perforación y terminación de pozos horizontales en la Bahía de Prudhoe. La estrategia elegida fue perforar un pozo de prueba en el sur de Texas, el cual proporcionó bases técnicas, seguido por tres pozos en la Bahía Prudhoe, para la optimización de las técnicas de perforación. Para maximizar la transferencia de tecnología, los supervisores de perforación y un geólogo del personal de la Compañía Alaska fueron comisionados para el pozo prueba. Además se contrataron como consultores a 4 perforadores de pozos horizontales.

El pozo de prueba en el sur de Texas, Broune-Wieding No.1, fue diseñado como modelo ejemplar para proponer el perfil del pozo horizontal de la Bahía Prudhoe. Una sección horizontal de 1,900 pies (579 mts) (inclinación  $> 86^\circ$ ), fue lograda situándola en un espesor arenoso de 30 a 40 pies (9 a 12 m) muy cerca de los 10,300 pies verticales (3,140 m).

Las localizaciones centrales estuvieron bien definidas con respecto a la estructura geológica y parámetros del yacimiento. El pozo Y-20 podría ser para una perforación programada de sección horizontal de 1,000 pies (328 m), con una desviación lateral de 9,500 pies (2,896 m) a una profundidad vertical de 9,000 pies (2743 m).

#### VII.1.2.- OBJETIVOS:

Cuando el Broune Wieding No.1 estaba siendo perforado, las localizaciones potenciales para los pozos de la Bahía Prudhoe fueron identificadas. Dos localizaciones centrales, JX-2 y W-30, se escogieron para tener un gran alcance y una más en la zona acuñada periférica Y-20 (Fig. VII.1).

El gasto de producción total del campo, será limitado por la capacidad de manejo del gas, debido a que el gas y el agua producida podrían ser reinyectados. Una terminación horizontal estratégicamente localizada entre el casquete y el acuífero, permitirá un incremento en el gasto de producción a bajos abatimientos de presión y consecuentemente, se reducirá la tendencia de la conificación del agua y el gas.

## VII.2.- DESARROLLO.

### VII.2.1.- PLANEACION DEL POZO JX-2.

El primer pozo horizontal, el pozo JX-2, fue planeado para una zona central.

El área fijada como objetivo, la formación arenisca Sadleroch, contiene 195 pies verticales (59 m) de gas, 220 pies (67 m) de aceite y 45 pies (14 m) de aceite alquitrán viscoso y pesado que cubre la columna de agua (Fig. VII.2). La colocación de la sección horizontal estuvo basada en las permeabilidades relativas al gas, aceite y agua en la formación Sadleroch y la protección de la entrada de agua, proporcionada por la capa de aceite alquitrán viscoso y pesado. La profundidad vertical programada para la sección horizontal, 8,990 pies (2,740 m) proporcionó una altura vertical de exceso de 55 pies (17 m) de aceite alquitrán denso y 165 pies (50m) del contacto gas-aceite (GOC). Para optimizar la estrategia de desarrollo del campo, la dirección de la sección horizontal fue especificada como S 58° W.

El perfil del agujero del pozo diseñado para el pozo JX-2 (Fig. VII.3) fue similar al de Broune-Wieding N.1, excepto la segunda sección construida fue modificada para lograr reducciones en la torsión cuando se estuvo perforando. Debido a que el azimut deseado en la zona horizontal fue aproximadamente 19° al norte del azimut requerido para alcanzar la localización objetivo, una vuelta a la derecha de 2 1/2° por cada 100 pies fue propuesto en el ángulo de inclinación constante de la sección del pozo. El programa de terminación y revestimiento para el pozo JX-2 (Fig. VII.4) fue diseñado para permitir la perforación de un agujero horizontal de 8 1/2 pg. La T.R. podría ser colocada y cementada arriba de la cima de la formación para aislamiento zonal. Después de que fue perforado el agujero total de 8 1/2 pg, un liner de 7 pg, pudo ser colocado y cementado a través de la zona de gas a una profundidad vertical de 145 pies abajo del contacto gas-aceite. A través de la sección horizontal, a la profundidad total, fue colocado un liner ranurado de 4 1/2 pg. con un colgador mecánico. La sarta de tubería de perforación de 5 1/2 pg., la cual se atravesó por encima del liner



FIG.VII.1.- LOCALIZACION DE LOS POZOS DE LA BAHIA PRUDHOE

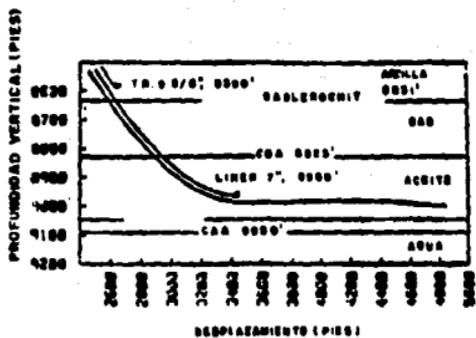


FIG.VII.2.- SECCION HORIZONTAL PROPUESTA Y COLUMNA GEOLOGICA DEL POZO JN-2

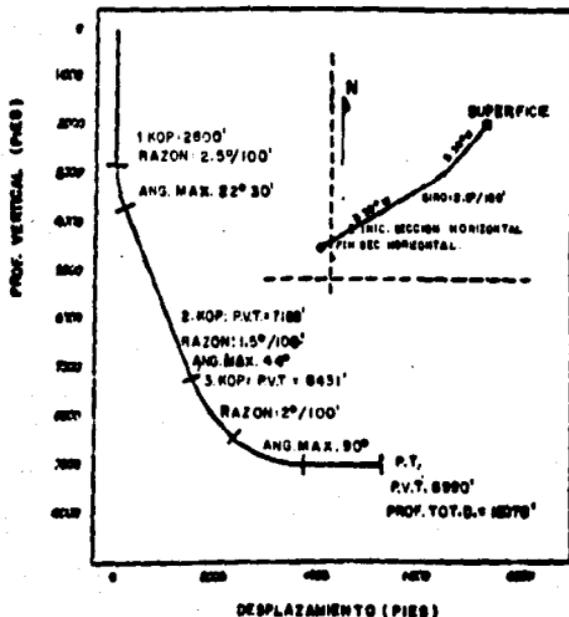


FIG.VII.3.-PERFIL DIRECCIONAL PLANEADO PARA EL POZO JX-2

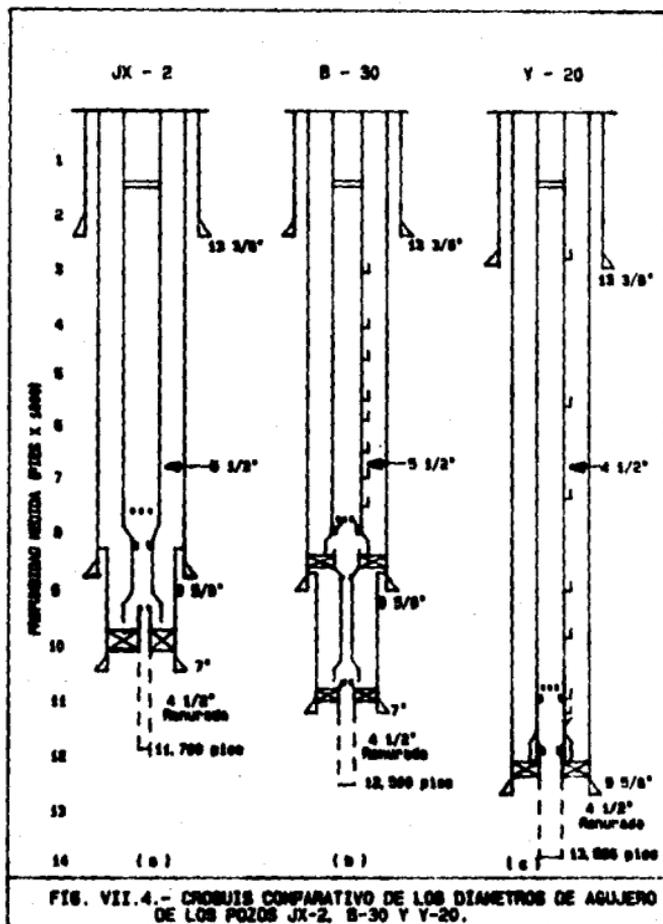


FIG. VII. 4.- CROQUIS COMPARATIVO DE LOS DIAMETROS DE AGUJERO DE LOS POZOS JX-2, B-30 Y Y-20.

de 4 1/2 pg. a la cima del liner de 7 pg.

El programa del lodo de perforación propuesto del pozo JX-2 consistió de un lodo gel/agua, la práctica usual de campo, para la T.R. de 9 1/2 pg. A esta profundidad el sistema gel fue desplazado con fluido de alta lubricación, bajo filtrado, fluido no dañino para asegurar que el agujero de 8 1/2 pg. pueda ser perforado a través de la formación de alta permeabilidad sin torsión y fricción excesivas. Un alto punto de afluencia ayudaría en la limpieza del agujero y tolerando altos desequilibrios sin pérdida de circulación podría ser necesario para evitar los problemas de inestabilidad del agujero.

Basado en una serie de pruebas para determinar la lubricidad, pérdida de fluidos, la permeabilidad de la formación original y el comportamiento reológico sobre un amplio rango de condiciones, el sistema de lodo Bridgesal fue seleccionado para perforar la sección horizontal del pozo JX-2. Bridgesal es un sistema de fluidos a base de sal granular compuesta de una mezcla de partículas de sal granular y polímeros en una salmuera de 10 lb/gal (1200 kg/m<sup>3</sup>), cantidad que podría reducirse a un mínimo de 9.2 lb/gal (1100 kg/m<sup>3</sup>) agregando más de un 35 % de diesel. Una ventaja principal es que el exceso de partículas de sal obturan y sellan los espacios porosos de la formación, creando un efecto de puenteo y muy baja pérdida de fluidos a altas presiones diferenciales. El sistema es relativamente no dañino debido a que las partículas de sal que se quedan en la formación pueden ser fácilmente removidas, limpiando con una salmuera bajosaturada antes de su producción. El sistema de lodo Bridgesal posee buena lubricidad debido a que mantiene un alto contenido de polímeros, propiedad que fue considerada importante para perforar la sección horizontal del pozo. Pruebas piloto indicaron que el coeficiente de fricción es ligeramente mayor que en los lodos base aceite.

La única desventaja del sistema de lodo Bridgesal se relaciona con el control de sólidos. El alto contenido de polímeros reduce la eficiencia de los vibradores de lodo y de las centrifugadoras en la

remoción de los sólidos perforados. A pesar de esta desventaja, el sistema de lodo Bridgeseal fue escogido para un agujero de 8 1/2 pg. Los problemas de control de sólidos pueden ser minimizados bajando limpiadores o depuradores de lodo y seleccionando la barrena apropiada.

#### VII.2.2.- OPERACIONES DE PERFORACION Y TERMINACION DEL POZO JX-2.

Antes de iniciar la perforación del pozo JX-2, la Unidad perforadora de Alaska M.2, fue modificada para alojar un sistema de perforación de empuje superior. Las modificaciones incluyeron alargamiento del mástil, instalación de berandales, se agregó un nuevo modulo SCR y la reconfiguración de varios sistemas eléctricos e hidráulico. El motor impulsor superior fue adaptado con un sistema de enfriamiento a base de glicoletilénico.

El pozo JX-2 fue perforado el 5 de Octubre de 1985, a una profundidad de 2670 pies, siendo colocada una T.R. de 13 3/8 pg, la perforación empezó a una profundidad medida de 5448 pies (1660 m), el pozo fue dirigido hacia la derecha a una razón de 0.65°/ 100 pies (0.65°/ 30 m).

La segunda sección construida fue puesta en marcha a 7448 pies con un ángulo de construcción a una razón promedio de 1.7°/100 pies hasta la base de la T.R. de 9 5/8 pg. El direccionamiento continuó en ésta sección a una razón de 0.6°/ 30 m. hasta alcanzar un azimut de S 58°W.

Se perforó la sección de 12 1/4 pg desde 7500 pies hasta la base de la T.R. de 9 5/8 pg. El sistema de perforación de empuje superior fue usado frecuentemente para escariar la pared a través del ascenso y descenso de la barrena utilizada. La T.R. de 9 5/8 pg, fue colocada con una inclinación de 49° y cementada sin ningún incidente.

Después de colocar la T.R. de 9 5/8 pg, el equipo flotador fue perforado, el lodo gel fue desplazado con el sistema de lodo Bridgeseal. A esta altura se presentaron dificultades en la construcción del ángulo suficiente en el agujero de 8 1/2 pg.

Los cálculos indicaron que para alcanzar el objetivo se requirió de razones de ángulos de inclinación irregulares, necesitándose un taponamiento y reperforar el agujero de  $1\frac{1}{2}$  pg. Se fracasó en formar el ángulo a razones adecuadas, para ello se usó un BHA constituido de una barrena, un estabilizador, drill collars (tuberías de collarines) de tamaño estándar y diámetro pequeño.

Antes de taponar el agujero, dos barrenas más fueron bajadas en un intento de formar un ensamble que permitiera construir la razón requerida de  $2\frac{1}{2}^{\circ}/100$  pies. En la segunda barrena bajada un motor de bastidor doblado a  $1\frac{1}{2}^{\circ}$  se usó para construir el ángulo a una razón superior a  $5^{\circ}/100$  pies. El agujero fue taponado justamente abajo de la zapata de  $9\frac{1}{2}$  pg. y desviado a 9258 pies (2830 m).

En lo sucesivo el ángulo formado fue a  $90^{\circ}$  en la desviación del agujero a una razón promedio de  $3-8^{\circ}/100$  pies usando barrenas de cojinete y motores de lodo con bastidor doblado de  $3/4$  a  $1\frac{1}{2}^{\circ}$ . Los datos de inclinación y un registro de rayos gamma fueron proporcionados por la herramienta MWD localizada inmediatamente arriba del motor de lodo. Para proporcionar un peso adecuado a la barrena, la inclinación a la cual se hallaban localizados los drill collars no excedía los  $63^{\circ}$ . La tubería de perforación pesada fue colocada entre la herramienta MWD y los drill collars a una posición más arriba de los collarines.

Las razones de penetración (velocidad de penetración) en la segunda sección formada fue en un promedio de 30 pies/hr (9.1 m/hr); pero el calibrador inclinado y el cojinete usado redujo el tiempo útil de la barrena. La vida corta de la barrena fue atribuida a un incremento en la cantidad de sólidos finos en el lodo, y las cargas laterales sobre las barrenas cuando fueron usados los motores de bastidor doblado. La escareación fue frecuentemente requerida debido a que las barrenas se desgastaban al descalibrarse. Cerca del final de la sección construida, el alto arrastre causó dificultades en la orientación de los motores.

Después de que la horizontal fue alcanzada, un pie vertical arriba del objetivo a la profundidad vertical de 8,990 pies los ensambles de perforación rotatoria fueron usados para perforar una profundidad total de 11,700 pies de la cual resultó en 1,363 pies de agujero horizontal dentro de una abertura vertical de 18 pies.

Las barrenas de cojinete, usadas en la sección horizontal tuvieron una velocidad promedio de 27 pies/hr y 208 pies por cada bajada.

Durante la extracción de la tubería, la sarta de perforación se pegó cerca del fondo. Después de circular fluido y proporcionar movimientos de torsión y tensión, la tubería fue sacada libremente. La pegadura de la tubería fue debida al alto contenido de sólidos y a la alta densidad del lodo. Siendo el incremento de sólidos finos de un 20 % y la densidad del lodo de 10.1 lbm/gal.

Después de que el agujero fue acondicionado con 300 pies de polímero asentado transversalmente abajo de la profundidad de la sapata del liner de 7 pg. El polímero fue colocado para desviar el cemento alrededor del liner de 7 pg. e impedir que el cemento se asentará en la sección horizontal. El liner de 7 pg fue entonces bajado de 9,007 a 10,085 pies y se produjo un movimiento de vaivén mientras se cementaba. Después de que la sapata de 7 pg había sido perforada, el polímero y el agujero horizontal fueron circulados, para que de esta forma se procediera a bajar el liner ranurado hasta la profundidad total. La longitud total del agujero descubierto hacia la izquierda para el flujo fue de 1,875 pies (480 m).

### VII.3.- CONCLUSIONES.

En la porción suroeste del campo donde la columna de aceite es de un espesor menor de 100 pies (30 m), al explotarlo usando pozos convencionales ocasionó impedimentos por consideraciones económicas. Debido a que la capa de gas no existe en esta área, los pozos horizontales pueden ser perforados a lo largo de la cima de la zona de aceite para abarcar grandes secciones del yacimiento las cuales

proporcionan gastos de producción económicos con mínima producción de agua.

La perforación y terminación del pozo JX-2 requirió de 48 días y un costo de 5.4 millones de dólares o bien el doble del costo/pie de un pozo convencional de la Bahía Prudhoe (28).

## VIII MODELOS DE PRUEBAS DE PRESION EN POZOS HORIZONTALES.

### VIII.1.- ECUACIONES BASICAS.

Con el fin de estudiar los fenómenos de la naturaleza y poder comprenderlos, clasificarlos y reproducirlos, es necesario llevarlos a un plano de estudio común. Este plano de estudio lo representan las matemáticas cuyo lenguaje es universal.

Para poder realizar el análisis del comportamiento de la presión, se requiere obtener información acerca del sistema roca-fluidos y de los mismos pozos, así como establecer ciertas premisas o suposiciones que permitan trabajar con valores en un principio, para más tarde comprender la influencia de la variabilidad de las condiciones, parámetros, etc.

El efecto de almacenamiento, el daño y la influencia de las fronteras; así como las condiciones mismas del pozo deben tomarse en cuenta.

La interpretación de los datos de una prueba de presión de un pozo horizontal es mucho más difícil que para un pozo vertical. Esta dificultad se debe a:

- 1.- Que la dirección principal de los parámetros no coincide con el medio de depositación.
- 2.- La naturaleza de las tres dimensiones en la geometría de flujo y la carencia de simetría radial.
- 3.- Es mayor el número de parámetros ( información que puede obtenerse).

En general, en el desarrollo de las ecuaciones de flujo se considera un fluido en la fase líquida ligeramente compresible a través de un pozo horizontal de longitud  $L$ , localizado en un yacimiento homogéneo, infinito e isótropo de espesor  $h$ , conductividad  $K/\mu$  y capacidad  $\phi C_e$  y que produce con flujo constante. El pozo supuestamente es paralelo a las fronteras superior e inferior de

naturaleza impermeable y/o de presión constante. Los efectos de la gravedad se desprecian, las permeabilidades horizontal y vertical se consideran diferentes. El pozo se encuentra en cualquier posición  $x_D$ , dentro del intervalo vertical y es considerado como línea fuente (Fig. VIII.1) se consideran dos condiciones de frontera en la superficie del pozo, conductividad infinita y flujo uniforme. Se ha demostrado que la distribución de presión en el yacimiento está dada por la siguiente ecuación: <sup>(26)</sup>

$$P_D(x_D, y_D, z_D, z_{wD}, L_D, t_D) = \sqrt{\frac{\pi}{4}} \int_0^{t_D} \left( \operatorname{erf} \frac{(1+x_D)}{2\sqrt{\tau}} + \operatorname{erf} \frac{(1-x_D)}{2\sqrt{\tau}} \right) \left( \exp\left(\frac{-y_D^2}{4\sqrt{\tau}}\right) \right) \left( 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp(-n^2 \pi^2 L_D^2 \tau) \cos n\pi z_D \cos n\pi z_{wD} \right) \frac{d\tau}{\sqrt{\tau}} \quad \dots 8.1$$

Donde  $P_D$  y  $t_D$  son términos adimensionales, definidos por las siguientes ecuaciones.

$$P_D(x_D, y_D, z_D, z_{wD}, L_D, t_D) = \frac{kh}{141.2 qB\mu} (P_i - P(x, y, z, z_w, L, t)) \quad \dots 8.2$$

$$T_D = \frac{0.001055kt}{\phi C_v \mu L^2} \quad \dots 8.3$$

Las distancias adimensionales  $x_D$  y  $y_D$  se basan en la longitud media del pozo y  $z_D$ , se refiere al espesor de la formación (h). Se considera que el centro del pozo se localiza en  $(0, 0, z_w)$ . De esta manera  $x_D$ ,  $y_D$  y  $z_D$  están definidas por las siguientes relaciones, respectivamente :

$$x_D = \frac{2x}{L} \quad ; \quad y_D = \frac{2y}{L} \quad \text{y} \quad z_D = \frac{z}{h}$$

El símbolo  $L_D$  denota la longitud adimensional y está dada por la siguiente ecuación: <sup>(26)</sup>

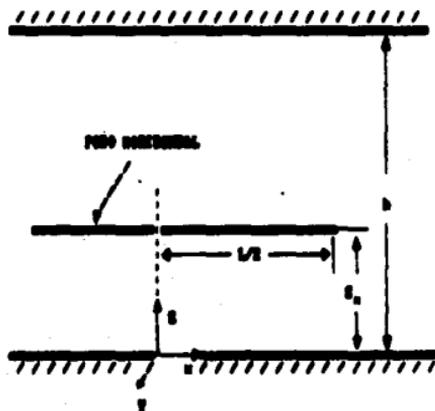


FIG. VIII.1.- PISO CENTRAL EN UN TACIENNO INFINITO.

$$L_b = \frac{L}{2h} \sqrt{ks/k}$$

....8.4

Puede observarse que la longitud dimensional  $L_b$ , considera la anisotropía de la formación. Si la formación es anisótropa en el plano horizontal ( $xy$ ), entonces  $k = \sqrt{kxky}$ . Si la formación es isotropa, y  $L_b$  es 0.5 entonces el área superficial, disponible para el flujo de producción será idéntica a la de un pozo vertical de penetración total.

La aproximación para tiempos cortos da por resultado que la ecuación 8.1 sea expresada de la siguiente manera:

$$P_D (|x_D| < 1, y_D, z_D, z_{uD}, L_b, t_D) =$$

$$- \frac{1}{4L_D} \text{Ei} \left[ - \frac{((x_D - z_{uD})^2 / L_b^2) + y_D^2}{4t_D} \right]$$

....8.5

y

$$P_D (|x_D| = 1, y_D, z_D, z_{uD}, L_b, t_D) =$$

$$- \frac{1}{8L_D} \text{Ei} \left[ - \frac{((x_D - z_{uD})^2 / L_b^2) + y_D^2}{4t_D} \right]$$

....8.6

La duración para la cual las ecuaciones 8.5 y 8.6 son válidas, está en función de  $x_D$ ,  $z_D$ ,  $z_{uD}$  y  $L_b$ . La duración del periodo de flujo radial inicial, está dado por la siguiente ecuación:<sup>(20)</sup>

$$t_D = \min \begin{cases} s_D^2 / 20 \\ (x_D + z_{uD})^2 / (20 L_b^2) \\ ((x_D + z_{uD}) - 2)^2 / (20 L_b^2) \end{cases}$$

....8.7

Aquí  $s_D = 1 - x_D$  si  $|x_D| < 1$  y  $s_D = 1$  si  $|x_D| = 1$  estas expresiones son aproximadas y los tiempos reales para los cuales las ecuaciones 8.5 y 8.6 son válidas, pueden determinarse únicamente por vía computacional. En forma dimensional, suponiendo que  $k = \sqrt{kxky}$ ,

la ecuación 8.5 puede escribirse como:

$$\frac{\sqrt{kykz} L [ P_i - P(|x| < L/2, y, z, z_u, t) ]}{141.2 qB\mu}$$

$$= - \frac{1}{2} E_i \left[ - \frac{y^2 k_x + (z - z_u)^2 k_y}{4 [0.0002637 (\eta \nu \eta_x t)^{1/2}] } \right]$$

....8.8

Aquí  $\eta_j = k_j / (\phi \mu C_j)$  donde  $j = z$  ó  $y$ , la ecuación 8.8 sugiere que la respuesta de presión al inicio del tiempo será idéntica, a la de un pozo vertical en una formación con espesor igual a  $L$ , que es igual al comportamiento de un pozo localizado en un yacimiento infinito y de espesor  $L$  (actuando un flujo radial infinito). Si se identificase este período de flujo en la prueba, entonces es posible determinar  $\sqrt{kykz}$  de la pendiente de la línea recta semilog. Un exámen de las ecuaciones 8.5 y 8.8 indican que este período de flujo radial inicial terminará, cuando se presente el efecto de la frontera cercana ( al fondo o parte superior del yacimiento ) o cuando el flujo a través del extremo del pozo (  $X = L/2$  ) afecte la respuesta de presión.

A tiempos largos la distribución de presión está dada por: <sup>(8.9)</sup>

$$P_D(x_D, y_D, z_D, z_{uD}, L_D, t_D) = \frac{1}{2} (\ln t_D + 2.80907)$$

$$\sigma(x_D, y_D) + F(x_D, y_D, z_D, z_{uD}, L_D) \quad \dots 8.9$$

$\sigma(x_D, y_D)$  y  $F(x_D, y_D, z_D, z_{uD}, L_D)$  están dadas por las siguientes

ecuaciones respectivamente:

$$\sigma(x_D, y_D) = 0.25 \left[ (x_D - 1) \ln [y_D^2 + (x_D - 1)^2] \right. \\ \left. - (x_D + 1) \ln [y_D^2 + (x_D + 1)^2] \right. \\ \left. - 2y_D \arctan [2y_D / (x_D^2 + y_D^2 - 1)] \right],$$

....8.10

$$F(x_0, y_0, z_0, z_m, L_0) = \int_{-1}^1 \cos n x_0 \cos n z_m \int_{-1}^1 K_0(\bar{r}_0 L_0 n) dn \quad \dots 8.11$$

$$\bar{r}_0^2 = (x_0 - a)^2 + y_0^2 .$$

....8.12

En la ecuación 8.11  $K_0(x)$  es la función modificada de Bessel de orden cero. Si  $F$  es cero, entonces la ecuación 8.9 producirá la distribución de presión para tiempos largos debido a la completa penetración de la fractura. La ecuación 8.9 puede utilizarse para describir la respuesta de presión cuando  $t_0$  está dado por:<sup>(26)</sup>

$$t_0 = \max \begin{cases} 100 / (\pi L_0)^2 \\ 25 [(x_0 - 1)^2 + y_0^2] \\ 25 [(x_0 - 1)^2 + y_0^2] \end{cases} \quad \dots 8.13$$

La ecuación 8.9 indica que para tiempos largos, una gráfica semilog de  $P_0$  vs  $t_0$  es una línea recta con una pendiente igual a 1.151 periodo de flujo pseudo-radial. Si se encuentran disponibles los datos arrojados durante este periodo de flujo, entonces es posible determinar la permeabilidad  $k$  ó  $\sqrt{k k_y}$  para el caso donde se considera la anisotropía en el plano X-Y La permeabilidad de la formación ( $k$ ), también puede obtenerse. Si se conoce  $k_x$  y es posible analizar el periodo de flujo radial inicial para obtener  $\sqrt{k_y k_x}$ , entonces existe la posibilidad de determinar  $k_x$ ,  $k_y$  y  $k_s$ . La ecuación 8.9 también permite obtener una expresión analítica para el factor de pseudo-daño .

La variación de la caída de presión  $P$  ( $P_i - P_w$ ) con el tiempo en el punto  $M$  del pozo ( determinado por un valor de  $a$ , ) se dedujo utilizando el método de Green y algunas funciones fuente características, la solución puede escribirse utilizando los siguientes parámetros adimensionales:<sup>(27)</sup>

$$P_0 = a_1 \frac{kh \Delta P}{qB_{0i}} \quad \dots 8.14$$

$$t_0 = a_2 \frac{kAt}{\phi C_0 \mu L^2} \quad \dots 8.15$$

$a_1$  y  $a_2$  son factores de conversión (tabla 8.1)

$$a_{22} = \frac{h}{h}$$

$$y_0 = \frac{Y}{L}$$

El comportamiento de la presión transitoria es función de los siguientes parámetros.

$$P_0 = P_0(t_0, y_0, a_{22}, L_{00}, \mu_{00})$$

El flujo simétrico hace posible considerar solamente:

$$a_{22} = 0.5 \quad \text{y} \quad y_0 = 0.0$$

SÍMBOLO	UNIDADES DE CAMPO	UNIDADES MÉTRICAS	UNIDADES DARCY
Q	bl/dia	m <sup>3</sup> /dia	cm <sup>3</sup> /s
μ	cp	cp	cp
k	md	md	darcy
N.I.P.V.R	psi	atm	atm
p	lb/ps <sup>2</sup>	bars	atm
t	hr	hr	h
C <sub>t</sub>	psi <sup>-1</sup>	bar <sup>-1</sup>	atm <sup>-1</sup>
C	bl/lb ps <sup>2</sup>	m <sup>3</sup> /bars	cm <sup>3</sup> /atm
a <sub>1</sub>	1/148.2	5.356x10 <sup>-6</sup>	2
a <sub>2</sub>	2.64x10 <sup>-6</sup>	3.557x10 <sup>-6</sup>	1
a <sub>3</sub>	0.09	0.139	1/2
b <sub>1</sub>	162.6	2.149x10 <sup>-6</sup>	
b <sub>2</sub>	3.22	5.1	

TABLA 0.1.- DIFERENTES UNIDADES DE CONVERSION.

## VIII.2.- TIPOS DE FLUJO ALREDEDOR DE UN POZO HORIZONTAL.

Las pruebas de presión realizadas en un pozo horizontal, terminado en un yacimiento de anchura finita pero de longitud infinita, revelan la presencia de dos regímenes de flujo característico. El primer régimen de flujo es radial alrededor del pozo. Durante este período de flujo el pozo se comporta como un pozo vertical de penetración completa terminado en un yacimiento infinito. Este régimen de flujo terminará cuando el efecto de la frontera superior y/o inferior de los límites del yacimiento se manifieste. Por tanto, la duración de este es muy corta a menos que la formación sea bastante ancha o la permeabilidad vertical sea muy baja. Si la longitud del pozo es suficientemente grande en relación al espesor de la formación se manifestará un régimen de flujo de transición, cuando la presión transitoria alcance las fronteras verticales. Este régimen de flujo es lineal de manera análoga al que acontece en una fractura vertical. Si la longitud del pozo no es tan grande comparada con el espesor de la formación, entonces no se desarrollará este régimen de flujo y el período de transición será instantáneo para dar paso al siguiente <sup>(4)</sup>.

El siguiente período de flujo, es un período de flujo radial alrededor del pozo en el plano de la formación, flujo pseudo-radial. Para este período la presión transitoria declina lo suficientemente rápido de tal forma que el pozo se asemeja a un punto origen en la mitad de la formación <sup>(4)</sup>.

El planteamiento mencionado anteriormente permite graficar las curvas  $P_o(t_p)$  para valores de los parámetros  $y_p$ ,  $e_p$  y  $x_{wb}$ . Todas las curvas de las gráficas semilogarítmicas exhiben una característica común: muestran dos líneas rectas separadas por un período de transición (Figs. VIII.2, VIII.3 y VIII.4).

Al inicio de la prueba, la presión está dada por:

$$P_o = \frac{1}{2L_{o2}} - \frac{1}{2} \operatorname{Ei} \left( - \frac{x_{wb}^2}{4t_p} \right) \\ \frac{1}{4L_{o2}} \left( \ln \frac{t_p}{x_{wb}^2} + 0.809 \right) \quad \text{si} \quad \frac{x_{wb}^2}{4t_p} < 10^{-5} \quad \dots 8.16$$

donde:

$$L_{D2} = -\frac{1}{h} \quad y \quad x_{D2} = \frac{r_D}{L}$$

Una gráfica de  $P_D$  vs  $\log t_D$  produce una línea con una pendiente de  $1.15/2L_{D2}$ . Esta solución corresponde al flujo radial vertical desarrollado perpendicularmente al eje del pozo (Fig. VIII.5).

Para  $y_D = 1$  el flujo nunca es radial circular.

Al inicio de la prueba la distribución de presión transitoria está dada por la siguiente ecuación:

$$P_D = \frac{1}{2L_{D2}} \left( -\frac{1}{2} \operatorname{Ei} \left( -\frac{x_{D2}^2}{4t_D} \right) \right) \\ \frac{1}{2L_{D2}} \left( \ln \frac{t_D}{x_{D2}^2} + 0.809 \right) \quad \text{si} \quad \frac{x_{D2}^2}{4t_D} \leq 10^{-2} \quad \dots 8.17$$

Por esta razón cuando  $y_D = 1$ , la pendiente de la primer línea recta semilog es la mitad de una observada para los otros valores de  $y_D$  (Ecs. 8.16), todo lo demás permanece igual en otras partes.

El flujo radial vertical desaparece cuando los efectos de las fronteras del yacimiento o extremos del pozo son perceptibles:

-La frontera más cercana afecta la presión del pozo, especialmente cuando es alcanzada por el radio de investigación del flujo radial circular en posición vertical. El flujo radial vertical cesa cuando: <sup>(87)</sup>

$$t_D = 0.32 \left[ (1 - L_{D2}) / L_{D2} \right]^2 \quad \dots 8.18$$

- El fin de los efectos es perceptible cuando :

$$t_D = (1 - y_D)^2 / 6 \quad (y_D \ll 1) \quad \dots 8.19$$

Este criterio de tiempo da únicamente órdenes de magnitud, sin embargo, se refiere a valores reales observados en las curvas de

presión. El criterio del radio de investigación, es válido únicamente si al final del efecto no causa distorsión en las líneas de flujo<sup>(27)</sup>.

Cuando  $t_p$  se incrementa, la curva verdadera se desvía de la primer línea recta. Considerando las curvas para las cuales  $1 > h$ , por ejemplo aquellas de las figs. VIII.2 y VIII.3, se ve que la presión ( $P_p$ ) puede ser diferente durante el período de transición siguiente al flujo radial vertical :

- La acción de la frontera más cercana al yacimiento se presenta primeramente y la curva real pasa sobre la primer línea recta ( incremento de pendiente ) .

- El efecto del final aparece primero y la curva real es inferior a la primer línea recta ( decrece la pendiente ) .

Cuando  $t_p$  se incrementa, las superficies equipotenciales llegan a ser más complejas en su forma debido al efecto de los límites y de fronteras. A mayor distancia del pozo, la superficie de un cilindro es lo más similar. Después de un tiempo bastante largo, el flujo es casi incompresible entre el pozo horizontal y la primer superficie equipotencial semejante a un cilindro. A partir de este tiempo, la variación de la presión del pozo únicamente depende del tipo de flujo transitorio a través del área del yacimiento más allá de la superficie equipotencial cilíndrica. El flujo es radial circular en un plano horizontal (Fig. VIII.6). Este flujo es llamado flujo pseudoradial.

El comportamiento de presión correspondiente puede obtenerse mediante la siguiente ecuación :

$$P_p(t_p) = 0.5 (\ln t_p + a) \quad \dots 8.20$$

Donde  $a$  involucra un daño geométrico, como se discutirá más adelante<sup>(27)</sup>.

El flujo pseudoradial comienza al tiempo  $t_p$  dentro del siguiente rango :  $0.8 < t_p < 3$  , ( Fig. VIII.2, VIII.3 y VIII.4).

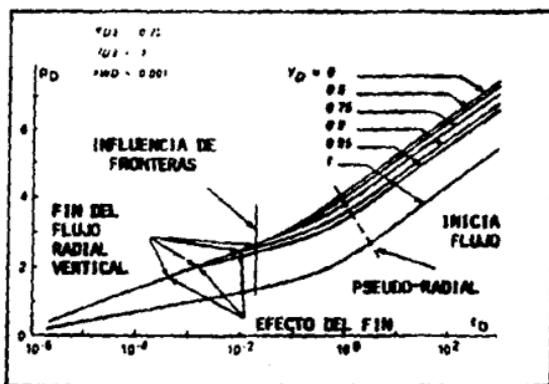


FIG. VIII.2.- INFLUENCIA DE  $Y_D$  SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE  $P_D(t_D)$ .

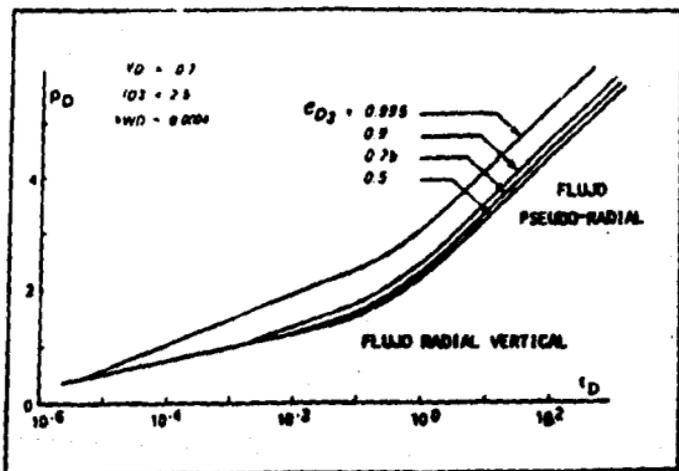


FIG. VIII.3.- INFLUENCIA DE  $\alpha_{D3}$  SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE  $P_D(t_D)$ .

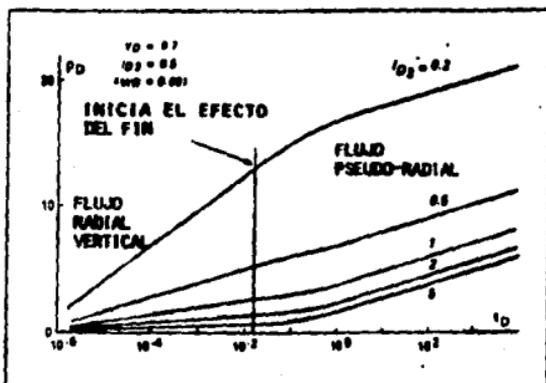


FIG. VIII.4.- INFLUENCIA DE  $L_{D3}$  SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE  $P_d$  ( $\tau_D$ ).

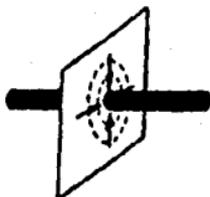


FIG. VIII.5.- FLUJO RADIAL VERTICAL



FIG. VIII.6.- FLUJO PSEUDO-RADIAL

### VIII.3.- FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DE PRESION.

#### VIII.3.1.- MEDICION DEL EFECTO EN EL PUNTO ( $y_0$ ) YACIMIENTO INFINITO.

Tal como aparece en la figura VIII.2 (tabla 8.2).

Cuando  $y_0$  se incrementa:

- El efecto del extremo aparece pronto y la caída de presión es menor.
- El tiempo en el cual el efecto de la frontera más cercana es perceptible, no cambia.
- El flujo pseudoradial inicia un poco tarde ( $0.8 < t_D < 3$ ).

La aproximación a la conductividad infinita se asemeja en forma más estrecha al caso real que la aproximación de flujo uniforme. Con la aproximación de conductividad infinita, la presión es la misma en todas partes del pozo horizontal. La solución para "flujo uniforme" con  $y_0 = 0.7$  facilita en la mayoría de los casos, la simulación propia de la conductividad infinita del pozo. Por esta razón es posible utilizar en la siguiente sección  $y_0 = 0.7$  (27).

#### VIII.3.2.- EFECTO DE LA EXCENTRICIDAD ( $e_{33}$ ).

Las curvas en la figura VIII.3 (Tabla.8.3), se muestra que la duración del flujo radial vertical, es reducida cuando el pozo está fuera del centro del yacimiento. Cuando  $e_{33}$  se incrementa, el efecto de la frontera más cercana es sentido inmediatamente. En esta misma figura puede observarse que el comienzo de flujo pseudoradial no es muy sensible a  $e_{33}$  y está en el rango de  $t_D = 1.9$ .

La curva  $e_{33} = 0.995$  es idéntica para otros valores de  $t_D$  más pequeños que  $2 \times 10^{-3}$ , debido a que allí no es todavía perceptible el efecto de la frontera, aunque muy cercano (0.5 m = 1.64 pies) en la presión del pozo.

PARAMETROS ADIMENSIONALES			EJEMPLO DE VALORES REALES CORRESPONDIENTES			
$\theta_{D3}$	$l_{D3}$	$x_{HD}$	$z_l$	$h$	$x_M$	$r_M$
0.75	1	0.001	200 m (656 pies)	100 m (328 pies)	5 m (16.4 pies)	0.1 m (0.33 pies)

TABLA 0.2.- VALORES Y PARAMETROS CORRESPONDIENTES A LA FIG. VIII.2

PARAMETROS ADIMENSIONALES			EJEMPLO DE VALORES REALES CORRESPONDIENTES			
$\nu_D$	$l_{D3}$	$x_{HD}$	$z_l$	$h$	$r_M$	
0.7	2.5	0.0004	300 m (984 pies)	100 m (328 pies)	0.1 m (0.33 pies)	

TABLA 0.3.- PARAMETROS Y VALORES CORRESPONDIENTES A LA FIG. VIII.3

Entonces la curva  $e_{D3} = 0.995$ , viene siendo en un trazo semilog, una recta con pendiente  $1.15/L_{D3}$  en lugar de  $1.15(2L_{D3})$  como en el caso de un flujo radial vertical. El doble de la pendiente puede tomarse en cuenta por analogía con un pozo vertical cercano a una barrera.

Aplicando el método de imágenes:

$$P_D = - \left[ \frac{1}{4L_{D3}} \operatorname{Ei} \left( - \frac{x_{uD}^2}{4t_D} \right) + \operatorname{Ei} \left( - \frac{(1 - e_{D3}^2)}{L_{D3}^2 t_D} \right) \right] \quad \dots 8.21$$

Lo cual para este caso puede aproximarse a:

$$P_D = - \frac{1}{2L_{D3}} \left[ \ln \frac{t_D}{x_{uD}^2} + 0.809 + \ln \frac{(L_{D3} x_{uD})}{2(1 - e_{D3}^2)} \right] \quad \dots 8.22$$

Está representa la ecuación de una línea recta semilog con una pendiente  $1.15/L_{D3}$ .

De esta manera el flujo pseudo-radial se inicia para  $t_D > 1.9$  (27).

### VIII.3.3.- INFLUENCIA DE LA LONGITUD ADIMENSIONAL.

La longitud relativa del pozo a la profundidad del yacimiento ( $2L_{D3}$ ) tiene una influencia durante el flujo radial vertical: La pendiente de la recta semilog correspondiente es  $1.15/2L_{D3}$  (Fig. VIII.4).

Este parámetro no tiene alguna influencia en el flujo pseudoradial, la pendiente correspondiente a la línea recta semilog es 1.15. El tiempo  $t_D$  correspondiente al inicio del flujo pseudoradial no es afectado por  $L_{D3}$  (Fig. VIII.4), (tabla 8.4).

PARAMETROS ADIMENSIONALES			EJEMPLO DE VALORES REALES CORRESPONDIENTES		
$V_D$	$\theta_{D3}$	$\epsilon_{HD}$	21		$r_H$
0.7	0.5	0.001	200 m (656 pies)		0.1 m (0.33 pies)
$i_{D3}$	0.2	0.5	1	2	5
$h$	500 m (1640 pies)	200 m (656 pies)	100 m (328 pies)	50 m (164 pies)	20 m (65.6 pies)

TABLA 0.4.- PARAMETROS Y VALORES CORRESPONDIENTES A LA FIG. VIII.4

#### VIII.4.- DAÑO Y ALMACENAMIENTO.

##### - POZO CON DAÑO Y SIN ALMACENAMIENTO. YACIMIENTO INFINITO.

Por analogía con pozos verticales, el daño de un pozo horizontal es definido considerando que la caída de presión por daño es constante, para un gasto constante en el fondo del pozo ( sin efecto de almacenamiento ).

$$\Delta P_{\text{daño}} = \frac{q B \mu}{2k_0 L} S$$

....8.23

con estas suposiciones, para un pozo horizontal con daño y sin almacenamiento, la presión adimensional puede obtenerse de la presión adimensional  $P_D$  para un pozo horizontal sin daño ( $S = 0$ ) por:

$$P_D = P_D(S=0) + \frac{1}{2L_{\text{eq}}} S$$

....8.24

Otra forma de tomar en cuenta el daño, es con el método del radio efectivo. esto consiste en reemplazar el radio  $r_w$  y daño  $S$ , por un radio equivalente  $r_w' = r_w e^{-S}$  y sin daño. Este es el método más general, puesto que es el único que es aplicable para todos los casos, especialmente para un pozo con efecto de almacenamiento y daño negativo.

- POZO CON ALMACENAMIENTO Y SIN DAÑO.  
YACIMIENTO INFINITO.

Generalmente las variaciones del gasto de flujo en la cabeza del pozo son las únicas que se conocen. El efecto de almacenamiento provoca que el gasto de flujo en el fondo del pozo varíe más despacio que en la cabeza del pozo.

El almacenamiento adimensional  $C_D$  puede obtenerse por medio de la siguiente ecuación:

$$C_D = a_2 \frac{C}{L^2 h \phi C_i} \quad \dots 8.25$$

$a_2$  es un factor de conversión de unidades (tabla 1).

La gráfica semilog de la (Fig. VIII.7) ( $S = 0$ ), muestra que el efecto de almacenamiento afecta principalmente al flujo radial vertical; por esta razón, el almacenamiento tiene un efecto esencial cuando el pozo horizontal se comporta como un pozo vertical en un yacimiento de espesor igual a  $2L$ , como un pozo vertical con almacenamiento.

$$C_D = a_3 \frac{C}{r_w^2 2L \phi C_i} \quad \dots 8.26$$

Para una comparación más fácil con las curvas de un pozo vertical, los valores utilizados en el modelo de  $C_D$  asociado con los valores de  $C_D$ , se presentan en las figs. VIII.7, VIII.8 y VIII.9.

**- POZO CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO  
YACIMIENTO INFINITO.**

Esta solución generalmente se obtiene utilizando el método del radio efectivo y la simulación del efecto de almacenamiento <sup>(27)</sup>.

Esta solución fue comparada durante el flujo radial vertical con relación a un pozo vertical con almacenamiento y daño. Como se esperaba, la diferencia entre estas soluciones es la misma para la solución "fuente lineal" (solución que aquí se presenta) y la solución "pozo cilíndrico". La solución mostrada en la fig. VIII.7 para valores de tiempos cortos, se ajusta a la solución para  $S$  positivo, nulo y ligeramente negativo. Para un daño altamente negativo ( $S = -3$ ) introduce un radio efectivo muy grande en ambas soluciones, lo cual difiere para valores de tiempo pequeño ( $t_p < 1.2 \cdot 10^{-3}$ ). Esta diferencia, máxima para un pozo sin almacenamiento  $C_D$ , decrece cuando  $C_D$  se incrementa (casos reales). Siendo despreciables para todos los valores de tiempo real cuando  $C_D = 5000$ .

La solución analítica se graficó contra el tiempo en una gráfica log-log (Fig. VIII.7) con los valores de daño de  $S = 5$ ,  $S = 0$  y  $S = -3$

La (Fig. VIII.8) muestra que la primer recta semilog casi siempre desaparece, debido al efecto de almacenamiento. El análisis semilog de esta primer recta es posible para valores del factor de almacenamiento pequeños y un factor de daño alto (efecto de almacenamiento de una duración corta).

En la mayoría de los casos reales la primer línea recta semilog es poco probable que aparezca.

Se supone que el flujo pseudo-radial se inicia cuando la pendiente de la curva difiere al menos de 10 % con la pendiente de la recta semilog correspondiente.

De tal manera que la (Fig. VIII.8), muestra que el flujo pseudoradial nunca es perturbado por el efecto de almacenamiento. En esta misma figura varios valores se asignan a  $L_{20}$ , es decir 5.1 y 0.5 por ello es el único parámetro representativo en el comienzo del flujo pseudo-radial.

Como conclusión puede establecerse que para toda configuración real, el flujo pseudo-radial se observa para rangos de  $t_0$  entre 1.5 y 2.

Como ilustración se tiene :

$$\begin{aligned}2L &= 400 \text{ m (1312 pies)} \\ \phi C_i &= 10^{-7} \text{ KPa}^{-1} \text{ (} 0.7 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}\text{)} \\ k/\mu &= 10 \text{ md / (Pa.s) (10 md/cp)}\end{aligned}$$

El flujo pseudo-radial comienza para el tiempo  $t$  comprendido entre 7.1 y 9.5 días. Para un análisis semilog, se debe esperar un tiempo menor a 3, para valores pequeños de conductividad y para largos, la prueba puede ser extraordinariamente larga.

Este criterio es esencial para determinar el tiempo mínimo requerido para que una prueba sea interpretable.

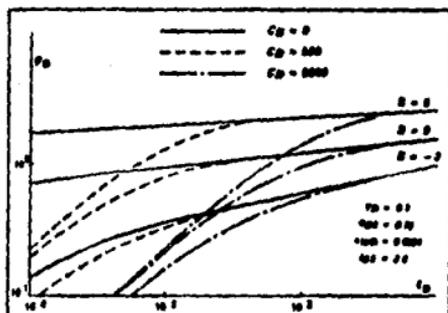


FIG. VIII.7.- GRAFICA LOS-LOS INICIO DEL TIEMPO DE INFLUENCIA DE  $C_D$ .

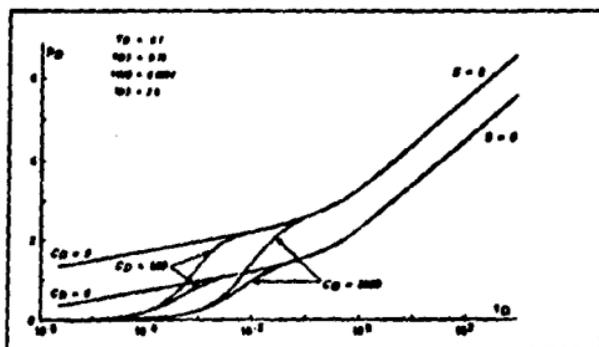


FIG. VIII.8. INICIO DEL FLUJO PSEUDO-RADIAL EN LA RESPUESTA DE PRESION CON EFECTO DE ALMACENAMIENTO.

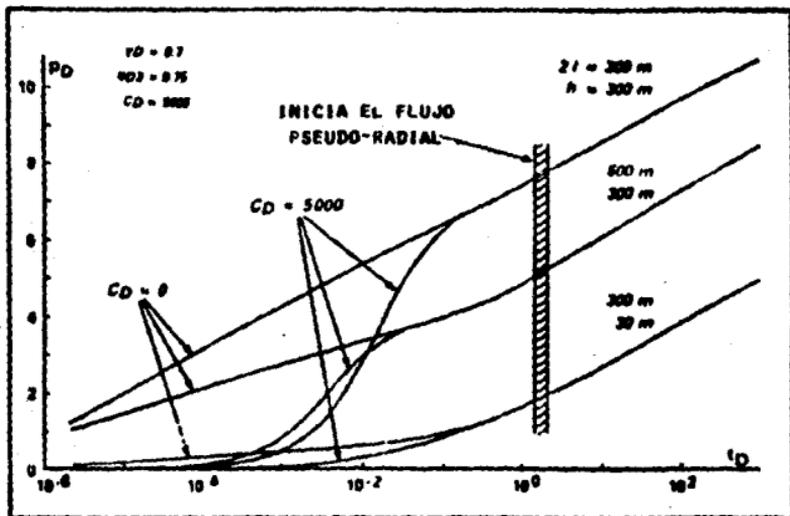


FIG. VIII.9.- INICIO DEL FLUJO PSEUDO-RADIAL EN LA RESPUESTA DE PRESION CON EFECTO DE ALMACENAMIENTO.

### VIII.5.-INTERPRETACION DE LAS RESPUESTAS DE PRESION.

Considerando un pozo productor con gasto constante, localizado en un yacimiento infinito, las presiones de flujo pueden interpretarse utilizando un análisis convencional, doble logarítmico o semilogarítmico.

Al tratar de identificar los dos tipos de flujo correspondientes a las líneas rectas semilog, el problema principal concierne a la localización de esas líneas. Para éste propósito se debe partir de un simple criterio (tabla 8.5) Sin embargo, el periodo durante el cual los efectos de almacenamiento fueron perceptibles, difícilmente pueden apreciarse. El mejor procedimiento consiste en:

- Generar las curvas tipo
- Variar los parámetros desconocidos para generar las curvas tipo de acuerdo con los resultados experimentales.

Cada simulación analítica ayudará a detectar las rectas semilog. En cada caso el análisis semilog puede ser la base para la interpretación y el método aplicable de mayor disponibilidad.

#### ANALISIS SEMILOGARITMICO.

##### A) FLUJO RADIAL VERTICAL

Suponiendo que el efecto de almacenamiento no es lo suficientemente grande para encontrar la primera línea recta semilog, la ecuación de la línea recta correspondiente puede escribirse por combinación de las ecuaciones (8.17, 8.23 o 8.24) como sigue:

$$P_i - P_w(t) = \frac{qB\mu}{4k^2L} \left( \ln \frac{kt}{\phi\mu C_v r_w^2} + 0.809 + 2S \right) \quad \dots 8.27$$

Por tanto, el análisis semilog convencional puede aplicarse aquí por remplazamiento del espesor  $h$  por una longitud de pozo de  $2L$ . El

valor de  $k \cdot 2L$  puede calcularse de la pendiente  $m$  de la línea recta semilog. La permeabilidad promedio observada durante un flujo radial circular en un plano vertical normal al pozo puede deducirse de este.

Las fórmulas son las siguientes:

$$K = - \frac{b_1 qB\mu}{m \cdot 2L} \quad \dots 8.28$$

$$s = 1.15 \left( \frac{P_{ib} - P_i}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_c r_w^2} + b_2 \right) \quad \dots 8.29$$

$b_1$  y  $b_2$  son factores de conversión de unidades (tabla 8.1).

### B) FLUJO PSEUDORADIAL.

Si la prueba es bastante larga y el efecto de frontera no se presenta rápidamente, podrá observarse un flujo pseudoradial. La ecuación de la línea recta semilog correspondiente es:<sup>(27)</sup>

$$P_i - P_w(t) = \frac{qB\mu}{4\pi k \cdot 2L} \left( \ln \frac{kt}{\phi \mu C_c r_w^2} + 0.809 + 2S' \right) \quad \dots 8.30$$

con :

$$S' = (h / (2L))S + S_g \quad \dots 8.31$$

Donde  $S_g$  es el factor de pseudo-daño o daño geométrico correspondiente a la reducción de la caída de presión que ocurre cuando el pozo horizontal se sustituye por un pozo vertical. El factor de daño geométrico es negativo y en casos prácticos puede determinarse aplicando la ecuación<sup>(27)</sup>.

$$S_g = \ln \frac{2 x_{wb}}{(2\pi x_{wb} L_{wb})^{1/2} (h_{wb})} \quad \dots 8.32$$

En el caso ilustrado en las figs. VIII.7 y VIII.8 el valor calculado para  $S_g$  es -6.1.

**POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO HOMOGENEO CON FRONTERAS IMPERMEABLES.**

Ahora se describirá el fenómeno relacionado a los efectos de frontera, esto es aquellos que ocurren al final del flujo transitorio. Para simplificar la aproximación no se tomará en cuenta el efecto de daño y del almacenamiento, cuya influencia es bien conocida.

La posición del pozo horizontal en el yacimiento, que supuestamente está limitada por fronteras impermeables rectangulares, está esquematizado en la fig. VIII.10.

Esta configuración está definida por los siguientes cuatro parámetros adimensionales:

$$L_{D1} = \frac{1}{x_e} ; L_{D2} = \frac{L}{y_e} ; e_{D1} = \frac{x_w}{x_e} ; e_{D2} = \frac{y_w}{y_e}$$

El comportamiento de la presión para un flujo uniforme está dado por: <sup>(27)</sup>

$$P_D = P_D(t_D, y_D, L_{D1}, L_{D2}, L_{D3}, e_{D1}, e_{D2}, e_{D3}, x_{D0})$$

Por razón de simetría se puede limitar el estudio para valores de descentrados adimensionales,  $e_D$  mayores que 0.5 <sup>(27)</sup>.

Para una solución se probó con  $Ye = 2L$ ;  $h = x_e$  y  $e_{D1} = e_{D2} = e_{D3} = 0.5$ . Esta solución obtenida para un pozo vertical en el centro de un yacimiento de espesor  $2L$ , limitado por fronteras impermeables, formado por un cuadrado (de lado  $x = h$ ). A corto tiempo, el pozo se comporta como en el caso de un yacimiento infinito debido a que los efectos de frontera aún no actúan (las curvas son idénticas a las de la fig. VIII.11.

Después de mucho tiempo,  $P_D$  varía proporcionalmente a  $t_D$ , la línea recta correspondiente tiene como pendiente: <sup>(27)</sup>

$$\frac{dP}{dt} = 2 L_{y_1} L_{y_2} \quad \text{e} \quad \frac{dP}{dt} = - \frac{q B}{x_1 y_1 h c_1}$$

....8.33

Esta pendiente caracteriza al flujo en régimen pseudostacionario. Las curvas para  $y_1 = 2.7$  son idénticas desde  $e_1 = 0.5$  <sup>(27)</sup>.

Un fenómeno significativo aparece en las curvas de la fig. VIII.11 (tabla 8.6) debido a que el flujo transitorio también se desvanece a corto tiempo bajo el efecto de la frontera. Como el flujo radial vertical frecuentemente está influenciado por el efecto del almacenamiento, la prueba realizada bajo condiciones de la configuración no. 1 (tabla 8.6) puede ser imposible de interpretar, ya que no es posible realizar un análisis semilog.

Antes de decidir efectuar una prueba a un pozo horizontal, es necesario determinar previamente el tiempo para el cual el flujo pseudoradial se espera termine. Para este propósito el mejor método consiste en estimar la evolución de la presión por generación de la curva tipo correspondiente, como en el caso de la fig. VIII.11 <sup>(27)</sup>.

Con el fin de estimar aproximadamente y en forma rápida el final del flujo pseudoradial se graficaron varias curvas para valores diferentes de  $L_{y_1}$ ,  $L_{y_2}$ ,  $e_{y_1}$ ,  $e_{y_2}$  y  $y_1$ .

Al tiempo  $t_c$  correspondiente al final del flujo pseudoradial se asocia el tiempo adimensional  $t_{90}$  al cuadrado de la distancia del centro del pozo horizontal a la frontera más cercana. Esta frontera puede ser paralela o perpendicular al pozo.

De acuerdo a:

$$t_{90} = \left( \frac{L_{y_1}}{L - e_{y_1}} \right)^2 t_p, \quad \text{o} \quad t_{90} = \left( \frac{L_{y_2}}{L - e_{y_2}} \right)^2 t_p$$

....8.34

para  $e_{y_1} = 0.5$ ,  $e_{y_2} = 0.5$

Se obtuvieron para todas las configuraciones estudiadas, valores de  $t_{90}$  en el rango de 0.3 a 0.5. Si se usa 0.4 para  $t_{90}$ , para las configuraciones No. 1 y No. 2 de la tabla 8.6, los valores obtenidos al final del flujo pseudoradial son:  $t_p = 2.5$  y  $t_p = 14.3$ , respectivamente. Estos valores están de acuerdo con la fig. VIII.11.

Por ejemplo con:

$$\begin{aligned}2L &= 400 \text{ m (1312 pies)} \\ \phi C_t &= 10^{-7} \text{ KPa}^{-1} (0.7 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}) \\ K/\mu &= 10 \text{ md / (mPa.s) (10 md cp)}\end{aligned}$$

Los valores de  $t_{D1}$  y  $t_{D2}$  corresponden al tiempo real de 12 y 68 días respectivamente.

FLUJO RADIAL VERTICAL	
INICIO	FIN
FIN DEL EFECTO DE ALINEAMIENTO.	$\text{Min} \left[ \frac{(1 - \frac{v_2}{v_1})^2}{6} ; 0.32 \left( \frac{1 - \frac{v_2}{v_1}}{l_{21}} \right)^2 \right]$
FLUJO PERIFERICO	
INICIO	FIN
1.5 a 2	$\text{Min} \left[ 0.4 \left( \frac{1 - \frac{v_2}{v_1}}{l_{21}} \right)^2 ; 0.4 \left( \frac{1 - \frac{v_2}{v_1}}{l_{12}} \right)^2 \right]$

Tabla. 0.5

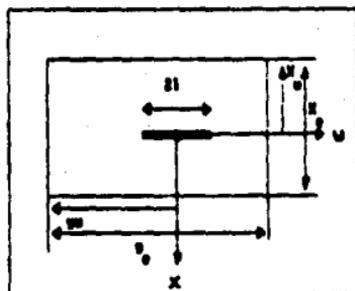


Fig. 63 - Flujo horizontal en un pozo limitado por fronteras impermeables.

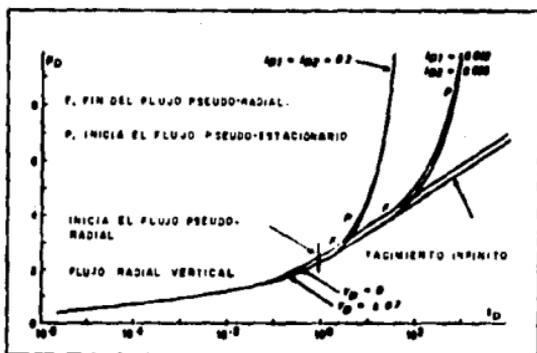


FIG. VIII.11.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION PARA UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO LIMITADO POR FRONTERAS IMPERMEABLES.

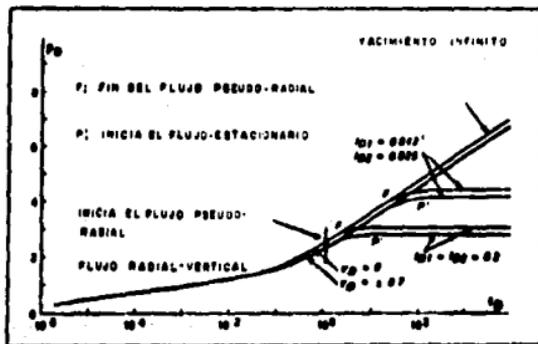


FIG. VIII.12.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION PARA UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO LIMITADO POR FRONTERAS A PRESION CONSTANTE.

**POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO HOMOGENEO CON FRONTERAS A  
PRESION CONSTANTE.**

Para este caso se emplearon las mismas suposiciones descritas anteriormente (Fig. VIII.10). La frontera rectangular se conserva con presión constante.

La solución descrita en el Apéndice 3 permite generar las curvas ilustradas en la fig. VIII.12 con valores de parámetros de la tabla 8.6

El inicio del flujo en régimen estacionario aparece claramente en estas curvas.

La conclusión y el criterio señalado en el apartado anterior, con la finalización del flujo pseudoradial permanece sin cambios. Estos son directamente aplicables en el caso de las fronteras con presión constante.

	PARÁMETROS ADIMENSIONALES				
	$\theta_D$	$\theta_{D1}$	$l_{D1}$	$C_D$	S
Parámetros comunes	0 = 0.7	0.75	2.5	0	0
	$\theta_{D1}$	$\theta_{D2}$	$l_{D1}$	$l_{D2}$	$x_{MD}$
Configuración n°1	0.5	0.5	0.2	0.2	0.0004
Configuración n°2	0.75	0.5	0.042	0.025	-0.0004
Configuración n°3	VACIAMIENTO INFINITO				0.0004
EJEMPLO DE VALORES CORRESPONDIENTES					
	Z <sub>1</sub>	h	Z <sub>u</sub>	r <sub>u</sub>	
Parámetros comunes	500 m (1640 pies)	100 m (328 pies)	75 m (246 pies)	2.1	
	$\theta_D$	$\theta_D$	r <sub>u</sub>	$\theta_u$	
Configuración n°1	1250 m (4101 pies)	1250 m (4101 pies)	625 m (2051 pies)	425 m (1395 pies)	
Configuración n°2	4000 m (13120 pies)	10000 m (32800 pies)	4500 m (14760 pies)	5000 m (16400 pies)	
Configuración n°3	VACIAMIENTO INFINITO				

TABLE 2.6

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La explotación de cierto tipo de yacimientos por medio de pozos horizontales se presenta como una nueva alternativa de grandes perspectivas. Estos han demostrado su capacidad para incrementar los ritmos de producción en campos existentes, en donde los pozos verticales son de bajo índice de productividad. Así mismo la experiencia obtenida en diversas partes del mundo ha demostrado que un pozo horizontal puede ser de dos a cinco veces más productivo que un pozo vertical convencional; sin embargo aún hoy en día económicamente los pozos horizontales son de 1.4 a 2.5 veces más costosos que los verticales.

La perforación de pozos horizontales o de alto ángulo de desviación ofrece nuevos y numerosos desafíos. Estos desafíos se basan en requerimientos propios, comunes a toda perforación vertical, más una serie de problemas que son únicos para pozos horizontales.

Desde el punto de vista puramente técnico, la perforación no representa problema alguno si se consideran todos los aspectos prácticos y se tiene una planeación cuidadosa del pozo y una vigilancia constante durante las operaciones.

Las dificultades técnicas para perforar, terminar y producir; que habían obstaculizado la popularidad de esta técnica, han sido resueltas en su mayoría por los recientes adelantos tecnológicos y la reducción de costos.

El éxito obtenido en los diferentes pozos horizontales perforados por diversas compañías es debido al aspecto más importante: la adecuada selección del yacimiento y la trayectoria que el agujero horizontal debe seguir dentro de él.

Debido a consideraciones de tipo económico, las técnicas de perforación deben tener cambios profundos en el transcurso de los próximos años. Unos de los cambios más espectaculares es sin duda en el campo de la perforación horizontal. La perforación de pozos horizontales ya es una tecnología bien establecida, pero aún se ve sometida a cambios y avances espectaculares.

A pesar de que una perforación horizontal es más cara que una vertical, la perforación de los mismos se hace cada vez más difundida. Si se analizan cuidadosamente los logros de esta tecnología es fácil entender el por qué.

Por otra parte, es de suma importancia señalar que aplicando la técnica de perforación horizontal; la recuperación del 50% - 70% de hidrocarburos de los yacimientos puede convertirse en una norma en vez de una excepción.

#### A CONTINUACION DE PRESENTAN ALGUNAS ZONAS PROBABLES PARA EL EMPLEO DE LA PERFORACION HORIZONTAL EN MEXICO.

La producción de hidrocarburos de las Zonas Marina y Sureste, proviene de rocas del Cretácico y del Jurásico Tardío. Estas rocas son de naturaleza calcárea del tipo dolomias, calcarenitas y micritas, todas ellas con fracturamiento intenso y con tamaño de bloques relativamente pequeño. En la Zona Marina los espesores varían entre 1200 a 3000 metros. En principio, estas características geológicas y litológicas hacen a estas zonas candidatas poco probables para su explotación a través de pozos horizontales. Sin embargo, esta técnica ha impulsado la explotación de yacimientos costafuera debido a la imperativa necesidad de perforar pozos cada vez más inclinados con el objeto de alcanzar zonas cada vez más alejadas desde un mismo punto.

En la Zona Norte, se tienen lutitas y areniscas del Terciario y calcarenitas del Jurásico. Estos yacimientos son estratificados con espesores que varían de 15 a 20 metros, por lo que resultan candidatos probables para incrementar la productividad y la recuperación a través de la perforación horizontal.

En el Paleocanal de Chicontepec, se tienen 17,560 millones de barriles de aceite almacenados, de los cuales sólo se han podido extraer el 0.42% desde su descubrimiento (1952), debido a su extrema baja permeabilidad. Las rocas productoras son de carácter terrígeno y las areniscas contienen una arcillosidad hasta del 40%. Estos desarrollos arenosos corresponden al Terciario y son de carácter lenticular discontinuo con espesores que van desde 0.1 a 15 metros, con espesores netos del orden de 1000 metros. La baja productividad de esta zona se debe fundamentalmente a los daños a la permeabilidad de la formación que se produce por la alteración de las arcillas (hinchamiento de las lutitas) al contacto con fluidos acuosos, así como por el probable colapso de la matriz porosa en los alrededores del pozo productor. Por lo que puede decirse que esta zona tiene condiciones favorables para su explotación con pozos horizontales.

**A MANERA DE COMENTARIO FINAL SE PUEDE DECIR LO SIGUIENTE:**

Es importante para la industria petrolera nacional asimilar cuanto antes esta nueva tecnología, ya que en nuestro país existen yacimientos complejos ideales para explotarse mediante pozos horizontales. Dado que esta tecnología es reciente, ofrece un panorama muy amplio de estudio e investigación, tanto para efectos de producción de campo como para el desarrollo y control de este tipo de proyectos. Por lo que " EL RETO ESTA ANI UNICAMENTE HACE FALTA EL DESHO DE ENFRENTARLO ".

### NOMENCLATURA.

$A_{oh}$	:	Area de drene de un pozo horizontal.	$(m^2), (ft^2)$
$A_{dv}$	:	Area de drene de un pozo vertical.	$(m^2), (ft^2)$
$Az$	:	Cambio de asmut.	$(^\circ/100 \text{ ft})$
$B$	:	Factor de volumen de la formación.	$(m^2/m^3)$
$B$	:	Razón de construcción.	$(^\circ/100 \text{ ft})$
$B_R$	:	Razón de construcción requerida para alcanzar el objetivo.	$(^\circ/100 \text{ ft})$
$B_t$	:	Curvatura total.	$(^\circ/100 \text{ ft})$
$B_v$	:	Razón de construcción total.	$(^\circ/100 \text{ ft})$
$C_{Dv}, C_{De}$	:	Coefficiente de almacenamiento adimensional.	(Adim)
$C_t$	:	Compresibilidad total.	$(psi^{-1})$
$C_{fD}$	:	Conductividad de la fractura adimensional.	(adim)
$DL$	:	"Pata de perro" total.	(grados)
$e_D$	:	Parámetros de descentrado adimensional.	(Adim)
$h$	:	Espesor de la formación.	$(m), (ft)$
$H$	:	Desplazamiento.	(ft)
$I_1$	:	Angulo de inclinación inicial.	(grados)
$I_2$	:	Angulo de inclinación final.	(grados)
$K$	:	Permeabilidad.	(md)
$KOP$	:	Punto de inicio de la desviación.	(ft)
$L$	:	Longitud de la sección horizontal.	$(m), (ft)$
$L_D$	:	Longitud adimensional del pozo.	(Adim)
$m$	:	Pendiente de la línea recta semilog.	$(psi/ciclo)$
$M$	:	Punto de medición en el pozo.	
$P$	:	Presión.	(psia)
$P_D$	:	Presión adimensional.	(Adim)

$P_i$	:	Presión inicial del yacimiento.	(psi)
$PI$	:	Índice de productividad.	(bl/día/psi)
$P_{wf}$	:	Presión de fondo fluyendo.	(kPa) (psi)
$q$	:	Gasto de flujo del pozo.	(m <sup>3</sup> /día)
$r_o$	:	Radio de drenaje del pozo.	(ft)
$r_w$	:	Radio del pozo.	(ft)
$r_w'$	:	Radio efectivo del pozo.	(ft)
$r_{wD}$	:	Radio adimensional del pozo.	(Adim)
$\bar{r}_D$	:	Distancia radial adimensional.	(Adim)
$R$	:	Radio de curvatura.	(ft)
$R_v$	:	Radio de curvatura vertical.	(ft)
$S$	:	Factor de pseudodaño.	(Adim)
$S'$	:	Factor de daño global.	(Adim)
$S_g$	:	Factor de pseudodaño o daño geométrico.	(Adim)
$t$	:	Tiempo.	(hrs) (días)
$t_D$	:	Tiempo adimensional.	(Adim)
$V$	:	Altura vertical.	(ft)
$X_D$	:	Distancia adimensional en la dirección x.	(Adim)
$X_f$	:	Longitud de la fractura.	(ft)
$Y_D$	:	Distancia adimensional en la dirección y.	(Adim)
$Z_D$	:	Distancia adimensional en la dirección z.	(Adim)
$Z_{wD}$	:	Localización del pozo adimensional.	(Adim)

#### FUNCIONES:

$$\text{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-u^2} du$$

$$-Ei(x) = \int_x \frac{e^{-u}}{u} du$$

### SÍMBOLOS GRIEGOS.

$\Delta$	:	Diferencial.	
$\Delta P$	.	Decremento de presión.	(psi)
$\mu$	:	Viscosidad.	(cp)
$\eta$	:	Constante de difusividad.	
$\phi$	:	Porosidad de la formación.	(fracc)
$\theta$	:	Angulo de la herramienta.	(grados)

## REFERENCIAS

- 1.- Hardman. P.: "Beckingham 36 Horizontal Well," paper Society of Petroleum Engineers 15895, presented at the SPE European Petroleum Conference in London, Inglaterra, October 20-22, 1986.
- 2.- Pacheco.: "Fundamentos de Terminación de Pozos Horizontales," (Tesis Profesional), Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., México, D.F. 1990.
- 3.- Parcevaux Philippe.: "Guides Emerge for Cementing Horizontal Strings," Dowell Schlumberger, Oil & Gas Journal, Saint Etienne, France, Technology October 19, 1987.
- 4.- Pérez García Tomas Eduardo.: "Estudio de Modelos de Pruebas de Presión en Pozos Horizontales," (Tesis Profesional), Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., México., D.F. 1990.
- 5.- Giannesini J.F. and Bosio J.: "Horizontal Wells Cut Offshore Production Costs," Horwell S.A. and Societe Natl. Elf Aquitaine (P) (France), presented at the 7th Offshore South East Asia Conference in Singapore, February 2-5, 1988.
- 6.- Joshi S.D.: "A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology," Phillips Petroleum Co. paper SPE 16868, presented at the 62 th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers in Texas, September 27-30, 1987.
- 7.- Sepúlveda Gaona Jairo Antonio.: "Area de Drene de un Pozo: Definición, Estimación y Aplicación". Tesis de Maestría en Ingeniería Petrolera, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, 1990.
- 8.- Crouse Philip C.: "Reserve Potential Due to Horizontal Drilling is Substantial," Drilling '89, reprinted from World Oil, Houston, Texas, July 1989.

- 9.- Giger F.M., Reiss L.N. and Jourdan A.P.: "The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling," Institut Francais du Pétrole (I.F.P.) and Société Nationale Elf Aquitaine (Production), paper SPE 13024, presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition in Houston, Texas, September 16-19, 1984.
- 10.- Hernández Avilés Sergio.: "Yacimientos Petroleros factibles de explotarse con Pozos Horizontales," Revista Ingenieria Petrolera, México., D.F., Febrero 1991.
- 11.- Rodríguez Nieto Rafael.: "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos," Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1975.
- 12.- Morwell (I.F.P. y S.M.E.A.): "Technical Brochure and Bibliography Related to Horizontal Drilling and Production". February 18, 1988.
- 13.- Giger F.M.: "Horizontal Wells Production Techniques in Heterogeneous Reservoirs," Inst. Francais du Pétrole (I.F.P.), paper SPE 13710, presented at the SPE 1985 Middle East Oil Technical Conference and Exhibition in Bahrain, Marzo 11-14, 1985.
- 14.- Fincher Royer W.: "Short-Radius Lateral Drilling: A Completion Alternative," Eastman Christensen, Revista de Petroleum Engineer International, Houston., Texas, February 1987.
- 15.- Silva Sánchez César.: "Perforación de Pozos Horizontales". Tesis de Maestría en Ingeniería Petrolera, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, Febrero 1991.
- 16.- Eastman, C.: "Horizontal Drilling", Manual del Curso de Perforación Horizontal de Eastman Christensen, 1990.

- 17.- Halliburton, Co.: "Halliburton Horizontal Completions Seminar", Manual del Seminario de Terminación Horizontal impartido por el Instituto de Energía de Halliburton en Julio de 1990.
- 18.- Placido Gerardo Reyes Mesa.: "Fundamentos para desarrollar la Perforación Horizontal Controlada". Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera, Facultad de Ingeniería de la UNAM, México., D.F., 1987.
- 19.- Spreux Alain, Georges Christian (Elf Aquitaine Pau, France) and Lessi Jacques (French Petroleum Institute, Paris).: "Most Problems in Horizontal Completions are Resolved," Technology Oil & Gas Journal Junio 13, 1988.
- 20.- Spreux A.M., Louis A. (Elf Aquitaine) and Rocca M. (Franlab).: "Logging Horizontal Wells: Field Practice for Various Techniques," Journal of Petroleum Technology, October 1988.
- 21.- Andrich Vicenta.: "YPF Inicia Perforación Horizontal," Petróleo Internacional, Buenos Aires, Argentina, Enero-Febrero 1989.
- 22.- Willerson J.P., Smith Jay H., Stagg T.O. and Walters D.A.: "Horizontal Drilling Techniques at Prudhoe Bay, Alaska," Journal of Petroleum Technology, November 1988.
- 23.- Schuh Frank J.: "Horizontal Well Plannig-Build Curve Design", Drilling Technology, Inc., NMT 890008, presented at the Centennial Symposium Petroleum Technology into the Second Century at New México Tech., October 16-19, 1989.
- 24.- Schuh Frank J.: "Horizontal Drilling Technology Practices for the University of Tulsa," Texto de la Drilling Technology Inc.
- 25.- Joshi Sad and Schuh Frank J.: "Horizontal Project Planning and Well Design," Texto de la Drilling Technology Inc, University of Tulsa.

- 26.- Ozkan E., Raghavan R. (Universidad de Tulsa) and Joshi S.D. Phillips Petroleum Co.: "Horizontal Well Pressure Analysis". paper S.P.E. 16378, presented at the SPE California Regional Meeting in Ventura, California, April 8-10, 1987.
- 27.- Daviau F., Mouronval, G. and Bourdarot G. (Elf Aquitaine: Production) and Curutchet (Franlab): "Pressure Analysis for Horizontal Wells," paper S.P.E. 14251, Las Vegas, Nevada.V. September 22-25, 1985.
- 28.- Soliman M.Y., Hunt James L. and El Rabaa A.M.: "Fracturing Aspects of Horizontal Wells," paper Journal of Petroleum Technology (J.P.T.) Agosto 1990.
- 29.- Valderrabano H. Antonio, Rayon Casiano Rufino, Osorno Manzo Jorge Alberto y Rodríguez Nieto Rafael.: "Apuntes de Evaluación de la Producción," Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.